

**INTERPONE RECURSO DE RECONSIDERACIÓN CONTRA LA
RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO N° 057-2012-OS/CD**

SEÑOR PRESIDENTE DEL CONSEJO DIRECTIVO DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA:

SOCIEDAD NACIONAL DE INDUSTRIAS con RUC N° 20113439964, debidamente representada por Sofía Ruiz Burneo, con DNI N° 07815629, según poder que adjuntamos, con domicilio para estos efectos en el ubicado en Calle Los Laureles 365 San Isidro, a usted atentamente decimos:

RESOLUCIÓN IMPUGNADA

Por medio del presente, impugnamos la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD, que fija los Precios en Barra y sus correspondientes Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia asociados, para los suministros que se efectúen desde las Barras de Referencia de Generación que se señalan, publicada en el Diario Oficial El Peruano con fecha 04 de abril de 2012.

PROCEDENCIA DEL RECURSO

No encontrando la Resolución impugnada arreglada a la LCE, dentro del plazo y al amparo de los Artículos 207° y 208° de la Ley N° 27444, Ley de Procedimiento Administrativo General (en adelante, "LPAG")¹, concordado con el Artículo 74° de la LCE, con el numeral 5 del Artículo 3° de la Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas y con el Texto Único Ordenado de la Norma "Procedimientos para la Fijación de Precios Regulados" aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, interponemos **RECURSO DE RECONSIDERACION** contra la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD, sobre la base de los argumentos expuestos e informes legales y técnicos adjuntos.

¹ Artículo 207.- Recursos administrativos

207.1 Los recursos administrativos son:

- a) Recurso de reconsideración
- b) Recurso de apelación
- c) Recurso de revisión

207.2 El término para la interposición de los recursos es de quince (15) días perentorios, y deberán resolverse en el plazo de treinta (30) días.

Artículo 208.- Recurso de reconsideración

El recurso de reconsideración se interpondrá ante el mismo órgano que dictó el primer acto que es materia de la impugnación y deberá sustentarse en nueva prueba. En los casos de actos administrativos emitidos por órganos que constituyen única instancia no se requiere nueva prueba. Este recurso es opcional y su no interposición no impide el ejercicio del recurso de apelación".

Osinergmin		
PRESIDENCIA		
08 MAYO 2012		
FECHA:		
	CON.	ACC. RPTA.
CONSEJO DIRECTIVO		
TRIB. SOL CONTROVERSIAS		
JARU		
GERENCIA GENERAL		
GER ADJ. REG. TARIFARIA	XX	
AS. ALTA DIRECCION		
AS. PROYECTO		
ORG. DE CONTROL INSTITUCIONAL		
OF. COMUNICACIONES		

PRES	OSINERGMIN	GFM
GFCN	SAN ISIDRO	JART
GG	RECIBIDO	JARU
GFHL	08 MAYO 2012	OTROS
GFC		OR
201200066921		11:26
REGISTRO		HORA
LA RECEPCION DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD		

OSINERGMIN	
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	
RECIBIDO	HORA: 17:20
09 MAY 2012	
3701	2011-516
REGISTRO	EXPEDIENTE
LA RECEPCION DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD	

Amo

PETITORIO GENERAL:

Solicitamos a su Despacho, en base a los fundamentos jurídicos y técnicos que a continuación se exponen, declarar fundado el presente recurso de reconsideración, disponiendo se emita una nueva resolución, de la Fijación de Tarifas en Barra que determine la obligación de pago de la Compensación Adicional por Generación de Emergencia, considerando única y exclusivamente los ingresos y egresos incurridos y no aquellos ingresos y egresos proyectados futuros en los cuáles aun no se han incurrido.

I. Fundamentos de Derecho

- 1. OSINERGMIN no ha observado los criterios de interpretación jurídica elementales en la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD para determinar que la obligación de pago, única y exclusivamente, refiere a los costos incurridos y no los proyectados.**

1.1. Sobre la Obligación de OSINERGMIN de justificar y fundamentar su interpretación arbitraria en concordancia con los métodos de la ciencia jurídica

- 1.1.1. ¿Cuál es la razón por la cual es importante que OSINERGMIN fundamente sus interpretaciones en concordancia con los métodos argumentativos del Derecho?**

La interpretación jurídica es el medio por el cual buscamos desentrañar el significado definitivo del contenido de las normas jurídicas, dicho medio es necesario cuando por medio del análisis lógico jurídico no se puede llegar a su real sentido.

Así mismo, esta posibilidad no solo es otorgada a las instituciones con capacidad jurisdiccional o entes con capacidad interpretativa sobre un cuerpo normativo determinado, sino también para las personas, quienes al ver lesionada sus derechos por la mala aplicación de dichos entes, en el presente caso, OSINERGMIN.

Para ello, por medio del método de interpretación sistemática llegaremos a un análisis jurídico integral comparativo de la resolución sujeta a reconsideración con las demás normas referidas a la Regulación de Tarifas Eléctricas a fin de buscar un sentido unificado y concordante.

Al respecto de la Interpretación Sistemática, Marcial Rubio señala que es aquel procedimiento que consiste en esclarecer el "qué quiere decir" la norma atribuyéndole los principios y conceptos que quedan claros en otras normas y que no están claramente expresados en ella.²

² RUBIO CORREA, Marcial. *El Sistema Jurídico. Introducción al Derecho*. 10 ed. Fondo Editorial PUCP. Lima 2009, p. 242.

El Derecho está conformado por un sistema de normas, las cuales están vinculadas en base a criterios concatenados a fin de dar coherencia al sistema jurídico.

Por lo tanto, si un ente estatal emite una normativa la cual está dentro de sus facultades, pero no se encuentra relacionada con esos criterios y principios necesarios para concordar con el sistema jurídico devendría en inválida e incluso, en algunos casos, inconstitucional.

En el presente caso, la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD se encuentra sustentada en el artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 037-2008 y en la Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD.

El tema controvertido dentro de la interpretación errada de OSINERGMIN es el referido a la Compensación por Generación Adicional, estableciendo que los costos totales, incluyendo los costos financieros, en que **incurra** el generador estatal por la adquisición de la generación adicional referido por el artículo 2° del mismo decreto, serán cubiertos mediante un cargo adicional que se incluirá en el Peaje por Conexión al Sistema Nacional de Transmisión. (El resaltado es nuestro)

Para OSINERGMIN el concepto de "**costos que se incurra**" corresponde no sólo referirnos a los gastos que haya incurrido hasta la actualidad la empresa estatal, sino también implican los gastos posibles, futuros y estimables. Dicha errada interpretación la podemos apreciar de manera tangible en la resolución la cual sometemos a reconsideración (El resaltado es nuestro)

El método de interpretación sistemático nos permitirá demostrar el error interpretativo de OSINERGMIN puesto que no usa para tales fines criterios ajustados a los de la ciencia jurídica, sino una visión anti técnica respecto a lo señalado en la resolución sujeta a reconsideración.

En primer lugar, si OSINERGMIN se sustentó en el Decreto de Urgencia N° 037-2008, el cual dio origen a su sustento argumentativo, es importante también concatenarlo con el reglamento emitido por el Decreto Supremo N° 031-2011-EM.

El señalado Decreto Supremo, en su artículo 3° especifica que: "OSINERGMIN deberá aprobar el cargo adicional a que se refiere el artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 037-2008, hasta que todos los **costos incurridos** por la empresa estatal sean cubiertos (...)" (El resaltado es nuestro)

Podemos entonces, sin ninguna duda, afirmar que los "**costos que se incurra**" referido en el Decreto de Urgencia N° 037-2008 equivale o también refiere a señalar los "**costos incurridos**" del Reglamento del Decreto de Urgencia ya antes señalado. (El resaltado es nuestro)

Al respecto, OSINERGMIN, en la parte inicial del Anexo G del informe No. 0110-2012-GART, que sustenta el cálculo de la Compensación, hace referencia explícita artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 037-2008 e incluso hace referencia a que “...**los costos incurridos deben ser recuperados en un plazo máximo de 24 meses.**”. Sin embargo, a pesar de ello, en las secciones siguientes de su informe toma en cuenta los costos futuros en los cuales todavía no se han incurrido sin presentar justificación alguna para desconocer lo referido textualmente previamente en su informe en relación a los costos incurridos.

Así mismo, OSINERGMIN incurre en omisión toda vez que motiva su análisis en el Decreto de Urgencia N° 037-2008 y no se ha percatado que el artículo 9 del mismo establece una vigencia de 36 meses a partir del día siguiente a su publicación en el Diario Oficial El Peruano; es decir, no se percata que lo establecido en dicho decreto solo es válido para los gastos que se incurra hasta el 20 de agosto de 2011; a pesar de ello, dicho Organismo incluye como parte de los costos a compensar los gastos futuros más allá de dicha fecha y así mismo incluye los costos de la generación adicional del Sistema Aislado Iquitos.

OSINERGMIN, en principio debió sustentarse en el Decreto de Urgencia N° 049-2011, por medio del cual se prorroga la vigencia del Decreto de Urgencia N° 037-2008 y en el Decreto Supremo 002-2012, cuyo artículo 3 dispone que los costos **incurridos** deben ser recuperados en un plazo máximo de 24 meses. Es decir, el propio decreto del presente año modifica el plazo de recuperación, pero no cambia el concepto de recuperar únicamente, en cada oportunidad, los costos incurridos.

En concordancia con este orden de ideas y para los fines argumentativos de nuestra posición resaltaremos la modificación al artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 049-2011: “Los costos a que se refiere este artículo serán liquidados **periódicamente**, considerando los descuentos a que hubiere lugar por concepto de los ingresos netos totales mensuales que corresponda por la participación en el COES de las unidades (...)” (El resaltado es nuestro)

Así, si los costos son liquidados periódicamente estamos hablando de liquidaciones posteriores realizados al costo, es decir, luego de tener un costo determinado y establecido, pero **de ninguna manera esto debe ser considerado como un argumento a incorporar un costo futuro, posible o incierto.**

En línea con ello, tenemos al Decreto Supremo N° 002-2012-EM, por medio del cual se modifica el Decreto Supremo N° 031-2011-EM, siendo de importancia su artículo 3° que a la letra reza:

*“OSINERGMIN deberá aprobar el cargo adicional a que se refiere el artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 027-2008, hasta que todos los **gastos incurridos** por la empresa sean cubiertos (...)” (El resaltado es nuestro)*

Finalmente, a manera de conclusión, podemos señalar que la concatenación de normas referidas al recurso de reconsideración el cual presentamos se

circunscribe en que: *“Únicamente puede estar sujeto los costos incurridos, es decir, los costos reales y actuales y de ninguna manera los proyectados a futuro.”* (El resaltado es nuestro)

1.2. OSINERGMIN vulnera los Principios Jurídicos lesionando bienes jurídicos legítimamente tutelados

1.2.1. OSINERGMIN vulnera el Principio de Predictibilidad

1.2.1.1. ¿En qué consiste el Principio de Predictibilidad de los Actos de la Administración?

La predictibilidad en las actuaciones de la Administración es considerada por la LPAG como principio esencial de los procedimientos administrativos, tal como lo reconoce el numeral 1.15 del Artículo IV del Título Preliminar de la referida norma.

Al respecto, Morón Urbina señala lo siguiente: "El principio de predictibilidad de la actuación administrativa, se refiere a que las actuaciones, actos, y procedimientos de la Administración sean cada vez más previsibles para el ciudadano, de forma tal, que genere confianza legítima y le retire el riesgo de la incertidumbre sobre el cómo actuará o resolverá su situación sometida a la Administración³

Lo que se quiere entonces es que el Principio de Predictibilidad constituya un mecanismo más para la interdicción a la arbitrariedad en el ejercicio del poder estatal. Es necesario referir que la predictibilidad está directamente vinculada con la seguridad jurídica.

Al respecto, Rubio sostiene que ésta última consiste en que "el Derecho será cumplido y, por consiguiente, que las conductas de las personas, pero principalmente del Estado, sus órganos y organismos, serán predecibles⁴ .

En línea con lo indicado, el citado autor, concluye que lo esencial de la seguridad jurídica es poder predecir la conducta de las personas y del poder a partir de lo que manda el derecho.

Es del caso de la Resolución impugnada que OSINERGMIN ha actuado de forma impredecible ya que se como se ha señalado previamente no ha tomado en cuenta las normativas legales recientes y específicas para la determinación de las compensaciones por la generación adicional de emergencia.

³ MORÓN URBINA, Juan Carlos. "Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General". Gaceta. Lima, 2003. pp. 45.

⁴ RUBIO CORREA, Marcial. "El Estado peruano según la jurisprudencia del Tribunal Constitucional", Fondo Editorial PUCP, Lima, 2006, pp. 79.

1.2.1.2. El Principio de Predictibilidad dentro de los procedimientos de fijación de Tarifas

Este principio ha sido recogido de manera expresa en el Artículo 8º del Reglamento General del OSINERGMIN como parte del Principio de Transparencia. Como se ha explicado en párrafos precedentes, este principio tiene por objeto que las decisiones del Regulador sean consistentes con pronunciamientos o decisiones anteriores.

Y es que, como indica Ariño, la falta de predictibilidad debe ser considerada como un "riesgo regulatorio": "Hemos dicho que para que el sector sea previsible, la regulación tiene que ser estable. Pero ello no siempre ocurre ni mucho menos. La experiencia muestra que en muchas ocasiones no lo es, con el consiguiente daño para el sector. Así pues, la imprevisibilidad y la inseguridad son factores destacados del "riesgo regulatorio".⁵

Ello no significa que las decisiones de la Autoridad Administrativa deban permanecer inalterables a lo largo del tiempo. Lo que se exige, sin embargo, es que dicha modificación no sea arbitraria.

En este sentido, OSINERGMIN por medio de la resolución materia de reconsideración no está regulando en concordancia con los demás cuerpos normativo, incluso respecto a normas de mayor jerarquía. Dicha situación inexorablemente crea incertidumbre dentro del sistema jurídico provocando situaciones de inseguridad jurídica.

Por lo tanto, el criterio establecido dentro de los cuerpos normativos del sistema de regulación de las tarifas eléctricas refiere a los gastos por parte de la empresa estatal ineludiblemente nos referimos a los gastos incurridos y no a los que se incurrirán en el futuro.

1.2.2. OSINERGMIN vulnera el Principio de Legalidad

1.2.2.1. ¿Qué entendemos como Principio de Legalidad en el ámbito Administrativo?

El Principio de Legalidad es uno de los pilares en el sistema jurídico, que en concordancia con el Principio de Predictibilidad le da coherencia y concordancia práctica a las normas en el Derecho.

La legalidad en las actuaciones de la Administración es considerada por la LPAG como principio esencial de los procedimientos administrativos, tal

⁵ ARIÑO ORTIZ, Gaspar. "Derecho Público Económico" Editorial COMARES. Granada, 2004. pp. 658.

como lo reconoce el numeral 1.1 del Artículo IV del Título Preliminar de la referida norma.

En ese sentido, Guzman Napurí señala que el Principio de Legalidad es sin lugar a dudas el principio más importante del derecho administrativo puesto que establece que las autoridades administrativas- y en general, todas las autoridades que componen el Estado- deben actuar con respecto a la Constitución, la Ley y al Derecho, dentro de las facultades que les estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que fueron conferidas dichas facultades.⁶

1.2.2.2. El Principio de Legalidad dentro de los procedimientos de fijación de Tarifas

En base a los conceptos preliminares señalados respecto al Principio de Legalidad podemos señalar que OSINERGMIN dictó una resolución con criterios anti técnicos y alejados a las facultades atribuidas en el sentido que se aleja de la interpretación correcta de los Decreto de Urgencia N° 037-2008 y el Decreto de Urgencia N° 049-2011 los cuales tienen un sentido concordante refiriendo: **“costos incurridos” o “costos que incurra” como los costos realizados en el momento de la actividad económica.**

OSINERGMIN vulnera el Principio de Legalidad cuando no sustenta su pretensión dentro de los cánones establecidos en el Derecho. Dicho principio no solo consiste en una emisión de una norma y basar su curso de acción en ella, sino que la norma emitida en si tenga sustento jurídico y se fundamente en principio o esté en concordancia con el cuerpo normativo al que se circunscribe.

Por lo tanto, es necesario y una exigencia legal que OSINERGMIN se circunscriba y corrija cualquier distorsión que por omisión o comisión provocó dentro de su curso de acción evitando así lesiones en la esfera patrimonial de sus administrados.

1.2.3. OSINERGMIN vulnera el Principio de No Confiscatoriedad

1.2.3.1. ¿Qué entendemos como Principio de No Confiscatoriedad?

El sustento de este principio radica en que el Estado no puede recaudar de los contribuyentes al grado de reducir su esfera patrimonial de manera desproporcional e irracional, pues tendría el carácter de confiscatorio.

⁶ GUZMÁN NAPURÍ, Christian. Tratado de la Administración Pública y del Procedimiento Administrativo. Ediciones Caballero Bustamante. Lima 2011, p. 35.

Al respecto, el Tribunal Constitucional señala que este principio informa y limita el ejercicio de la potestad tributaria estatal, garantizando que la ley afecte razonable y proporcionalmente la esfera patrimonial de los contribuyentes. Asimismo, asegura que ciertas instituciones de nuestra Constitución económica no queden vaciadas de contenido. (Sentencia recaída en el Expediente N° 0004-2004-AI/TC)

Así mismo, precisa que el principio de confiscatoriedad posee dos aspectos: cuantitativo y cualitativo. El primer aspecto se verifica con un informe económico - financiero que sustente el coste y el uso de criterios válidos para la distribución de arbitrios. El segundo aspecto se respeta cuando la potestad tributaria ha sido ejercida bajo los principios tributarios constitucionales. (Sentencia recaída en el Expediente N° 0041-2004-AI/TC)

1.2.3.2. Vulneración del Principio de No Confiscatoriedad a la luz de la resolución reconsiderada.

Si bien es cierto, la reconsiderada resolución no señala expresamente un tributo para los administrados, sin embargo, a la luz de las consecuencias de dicha medida evidentemente tendrá que verse reflejado en una afectación al patrimonio de los contribuyentes.

Es decir, estamos ante una figura de lesiones de bienes jurídicos tutelados indirectamente por la resolución reconsiderada, porque la consecuencia directa de ella será la afectación patrimonial.

Dicha afectación evidentemente constituye una lesión al derecho de propiedad de los administrados, así como traer consecuencias mismas como la extinción de las personas jurídicas que no estén en la capacidad de contribuir con los pagos, que a nuestro juicio consideramos, a todas luces, confiscatorios.

Al considerar los gastos futuros sin mayor criterio técnico ni jurídico provoca que los administrados tengan que disponer de medios económicos que aún no cuentan y que en muchos casos, por la coyuntura sea de difícil cálculo.

II. Fundamentos de Hecho

1. La Generación Adicional

Antes de la puesta en operación comercial del yacimiento de Camisea en la zona de Selva del departamento del Cusco, la producción de energía eléctrica, en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) tenía como fuente principal la energía hidroeléctrica, con cerca del 90% de participación.

La disponibilidad de gas natural a un precio muy bajo comparado con los precios del petróleo y además, muy bajo comparado con los costos de desarrollo de centrales hidroeléctricas, hizo que la inversión en nueva capacidad de generación a partir del año 2004 se concentrara en centrales térmicas a base del gas natural, todas ellas con turbinas a gas de ciclo simple, que implicaban la menor inversión inicial y una recuperación más rápida del capital invertido. Como consecuencia de ello, se instalaron en la localidad de Chilca, al sur de Lima, 1200 MW de nueva capacidad, toda ella a base de turbinas a gas de ciclo simple.

Este fenómeno, tuvo las siguientes consecuencias directas en el sistema eléctrico:

- Se incrementó notablemente la participación térmica en la composición de la matriz energética de producción de electricidad.
- Se desalentó el desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas.
- Se presentó una concentración de nueva generación en la parte central del sistema mientras que como consecuencia de lo anterior y la falta de disponibilidad de gas natural en el norte y sur del país, no se produjeron inversiones importantes en nueva capacidad de generación en ninguna de estas dos áreas geográficas, determinando la aparición de superávit de generación en el centro y déficit en los dos extremos del país.

Resultado de esta situación, el centro del país se ha convertido en un exportador neto de energía eléctrica hacia el sur y el norte y la continuidad de suministro así como los costos de producción en estas dos zonas extremas han pasado a depender de la capacidad de transporte o transmisión de energía eléctrica de las líneas de transmisión existentes. De esta manera, si se alcanza la capacidad de transporte de estas líneas no se puede transportar más energía así exista capacidad disponible de producción en el centro y entonces se deben arrancar máquinas en el sur y el norte que funcionan a base petróleo diesel o residual, con el consiguiente incremento de precios dados los altos costos de estos combustibles.

De la misma manera, con la gran cantidad de energía que se transporta del centro a los dos extremos del país y la falta de suficiente capacidad de generación local en ambas zonas, si en cualquier momento se produce una falla en esas líneas, no hay capacidad de respuesta para reemplazar su aporte y entonces es que se producen las interrupciones de suministro o apagones. Inclusive, han llegado momentos en que con el elevado nivel de crecimiento de la demanda, especialmente en el norte, la salida de servicio de determinadas máquinas por falla o por mantenimiento ha causado que ya no sea posible atender el requerimiento total de la demanda durante el tiempo que durara la contingencia y no quedara más remedio que realizar restricciones o cortes programados.

Al mismo tiempo, el desarrollo económico del país motivó un acelerado crecimiento de la demanda de energía eléctrica llegando a 10% en el año 2007 y 8.5% en el año 2008. Este crecimiento puso a prueba toda la infraestructura relacionada con el sistema eléctrico.

Para ese entonces sólo se contaba con un enlace de transmisión para el norte y uno para el sur. En el caso del norte, se trataba de la línea Lima – Chimbote – Trujillo – Chiclayo – Piura – Talara – Zorritos, en 220 KV. La línea se congestionaba frecuentemente, y en diferentes puntos, lo cual producía grandes diferencias de los costos marginales nodales entre el centro y el norte. Posteriormente, el 2008 se produjo la congestión del ducto que transporta el gas

natural desde el yacimiento en Camisea hasta la costa. En estas circunstancias, el sistema ya no enfrentaba solamente incremento de precios nodales sino inclusive racionamiento temporales.

El gobierno reaccionó con una serie de normas legales (Decretos Legislativos y Decretos de Urgencia) para, por un lado, controlar el nivel de los costos marginales nodales creando costos marginales ideales calculados, asumiendo la ausencia de congestiones tanto en el transporte de gas como de electricidad; y por otro, tomar medidas de urgencia para evitar el racionamiento del servicio de electricidad.

Resultado de lo segundo fue el DU 037-2008, una de cuyas principales disposiciones fue de autorizar al Ministerio de energía y Minas (MINEM) a requerir a las empresas eléctricas en las que el Estado tuviera participación mayoritaria de acciones para que efectúen las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios para asegurar el abastecimiento oportuno del suministro de energía eléctrica en el SEIN. Este decreto de urgencia ha servido de base legal para alquilar plantas de generación adicional y también para realizar las importaciones de electricidad de Ecuador.

En este contexto, es importante concluir señalando el **carácter especial y particular** de esta generación de emergencia que por su urgencia de **instalación son de costo muy oneroso**. Ello, al mismo tiempo hace que su utilización en el futuro este supeditada a la disponibilidad de excedentes de corto plazo y a los periodos de escasez que se pudieran presentar en el sistema. Es decir, que la utilización de los equipos de emergencia solamente se realizarían en situaciones de extrema necesidad que no es posible anticipar.

2. Compensación de la Generación Adicional

Sobre la base de lo descrito en la sección precedente, se emitieron una serie de normas para que las empresas en que incurran en los costos debido a las centrales de emergencia puedan recuperar sus gastos en un corto plazo (24 meses), incorporando además los gastos financieros en que se incurra.

Como se ha explicado anteriormente, debido al alto costo que ello involucra, su incorporación en la tarifa debe ser realizada siempre que los costos hayan sido realmente ejecutados; es decir que no son evitables. En este contexto, no hay justificación económica para incorporar costos que todavía no se han ejecutado y que podrían evitarse en el futuro, siempre que existan mejores condiciones en la reserva de generación de corto plazo, que como se ha explicado anteriormente puede presentarse en un sistema hidrotérmico como el peruano.

Es por esta razón que los DU, tanto el 037-2008 como el 049-2011, hacen referencia a que se tienen que pagar los costos en que se incurran a lo largo del tiempo, pero no de manera anticipada. Por ello, además, el propio DU 049-2011 aplicable a esta regulación a pesar que OSIENRGMIN no lo haya percibido, refiere que se deben hacer liquidaciones periódicas de tal forma de ir incorporando sucesivamente los gastos en que se vaya incurriendo en el tiempo.

Adicionalmente y para no tener duda alguna, los reglamentos emitidos de los DUs (DS 031-2011 y DS 002-2012) señalan de forma explícita y precisa, sin oportunidad alguna de mayores interpretaciones, de solo tomar en cuenta los costos incurridos.

3. La definición de Costos Incurridos

Conforme a lo anterior, la regulación que debe efectuar el OSINERGMIN es sobre la base de costos reales, por lo que se requiere la aplicación de conceptos contables. Sobre el particular, la teoría de costos define el costo de producción como el valor del conjunto de bienes y servicios en que se **ha incurrido o se va a incurrir** en un proceso productivo o de servicios. En este contexto, la expresión "Costos Incurridos" es usada frecuentemente en la administración, contabilidad y negocios; y corresponde a la inversión del costo de producción o gastos efectuados exclusivamente en un periodo determinado, la cual no incluye valores de producción/servicios correspondientes a otros ejercicios posteriores o futuros.

4. Los efectos de la inclusión de costos futuros en los cuáles aún no se ha incurrido.

Conforme a lo señalado en el Anexo G del Informe de sustento de la fijación tarifaria, OSINERGMIN ha incorporado los siguientes rubros en el cálculo de los costos de la generación adicional de emergencia:

- Generación de emergencia y por seguridad gestionada por ELECTROPERU
Generación en Trujillo, Mollendo y Piura
Gastos incurridos y
Gastos futuros de mayo 2012 hasta enero de 2014
- Importación de energía desde el Ecuador por ENOSA
Importaciones del año 2011 (junio, agosto y diciembre)
Importaciones de 2012 (febrero)
- Generación de emergencia gestionada por ELECTROORIENTE
Capacidad Adicional en el Sistema Aislado Iquitos
Gastos incurridos hasta dic 2011 y
Gastos futuros de mayo 2012 a enero de 2014

Como se puede apreciar del propio Anexo G del informe de OSINERGMIN, Tanto ELECTROPERU como ELECTROORIENTE han incorporado gastos futuros desde mayo de 2012 hasta enero de 2014; con lo cual, el monto a compensar, en el presente periodo regulatorio, se eleva a 973,6 millones de nuevos soles; correspondiendo gastos de 96% a ELECTROPERU, 2% a ENOSA y 2% a ELECTROORIENTE.

A fin de identificar la desproporcionalidad y no racionalidad de incorporar costos futuros, no reales, se puede apreciar en el siguiente cuadro:

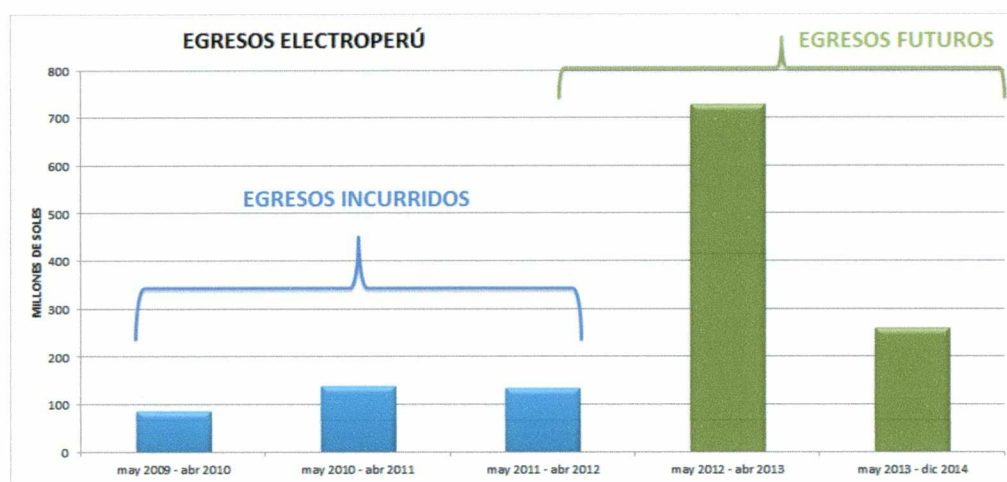
Comparación de Montos de Compensación- CASO ELECTROPERÚ

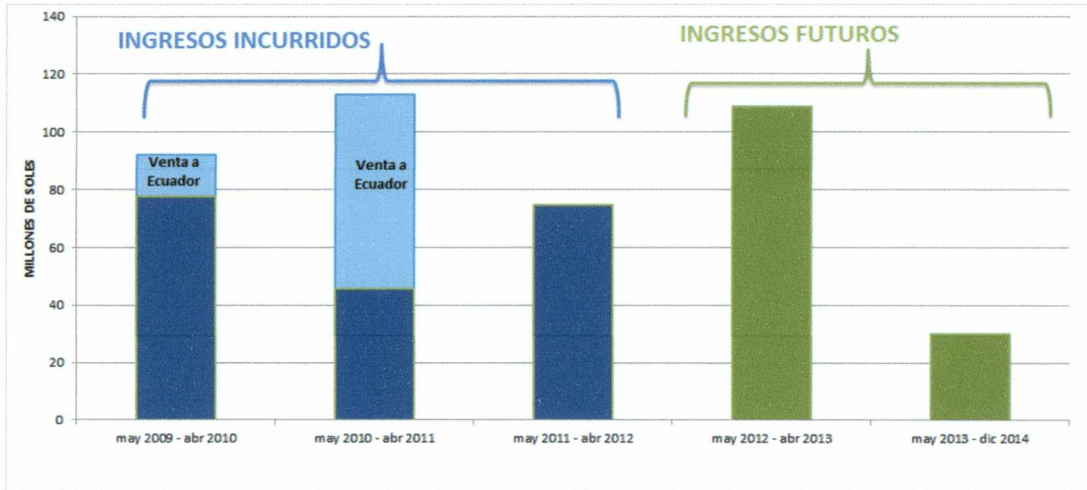
EGRESOS INCURRIDOS – INGRESOS INCURRIDOS	EGRESOS FUTURO – INGRESOS FUTUROS
--	-----------------------------------

Año	Meses	Monto (Nuevos Soles)	Año	Meses	Monto (Nuevos Soles)
2008	Octubre-Diciembre	133,993	2012	Mayo-Diciembre	468,199,945
2009	Enero-Diciembre	8,370,436	2013	Enero-Diciembre	382,572,684
2010	Enero-Diciembre	7,860,335			
2011	Enero-Diciembre	67,875,828			
2012	Enero-Abril	-3,480,824			
MONTO TOTAL		80,759,767	MONTO TOTAL		850,772,629

Es decir; el monto a compensar en el futuro (por un año y medio) es más de diez veces el monto a compensar por lo ya incurrido o ejecutado. Esto, obviamente, genera un impacto económico no previsible y perverso en los consumidores (del orden de 1.67%, 5.24% y 17.92% en tarifa de usuario final de los consumidores residenciales, clientes libres y grandes consumidores, respectivamente).

Lo anterior se debe a la incertidumbre del futuro, pues OSINERGMIN de forma arbitraria incorpora mayores egresos futuros y pocos ingresos futuros, tal como se observa, para el caso de ELECTROPERÚ, en los gráficos siguientes:





Como se muestra en los gráficos anteriores no hay proporcionalidad en los ingresos incurridos y los que se espera incurrir; esto por cuanto en futuro no hay evidencia de que se hayan estimado ventas (exportación) al Ecuador. En efecto, uno de los rubros que atenuó en gran medida el impacto tarifario en el pasado fueron las ventas de energía que se hicieron al Ecuador, conforme se muestra en el gráfico anterior.

Por todo lo anterior, OSINERGMIN ha calculado de forma arbitraria la compensación de la generación adicional por emergencia, originando un impacto tarifario sin proporciones especialmente a los consumidores del mercado libre y consecuentemente afectando la viabilidad económica de las industrias en sus operaciones en sus respectivos mercados. Así, OSINERGMIN:

1. Ha incorporado ilegalmente los egresos y egresos en los cuales las empresas del Estado aún no han incurrido y que podrían ser evitables en el futuro
2. Además de la ilegalidad anterior, ha incorporado en mayor proporción el rubro egresos respecto del rubro ingresos. Arbitrariamente, no toma en cuenta posibles ingresos futuros importantes que en el pasado si han sido incurridos, como la venta de energía al Ecuador.

POR TANTO:

Solicitamos al Consejo Directivo de OSINERGMIN que en mérito a los argumentos expuestos, proceda a declarar fundado nuestro Recurso de Reconsideración

Solicitamos al Consejo Directivo de OSINERGMIN que en mérito a los argumentos expuestos, proceda a declarar fundado nuestro Recurso de Reconsideración y en consecuencia emita una nueva resolución, de la Fijación de Tarifas en Barra, que determine la obligación de pago de la Compensación Adicional por Generación de Emergencia, considerando única y exclusivamente los ingresos y egresos incurridos y no aquellos ingresos y egresos proyectados futuros en los cuáles aun no se han incurrido.

PRIMER OTROSI DECIMOS:

Adjuntamos en calidad de prueba

1. La Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD.
2. El Informe No. 0110-2012-GART de OSINERGMIN
3. El Documento "Impacto Tarifario de la Compensación Adicional por Generación en los Clientes Libres". Sociedad Nacional de Industrias.
4. Copia N° G-287-2012 dirigida al Señor Víctor Ormeño Salcedo Gerente de Regulación Tarifaria sobre proyección de gastos a incurrir por el incumplimiento del Decreto de Urgencia N°037-2008.
5. Copia de la carta N° G 274-2012 dirigida al Señor Jaime Mendoza Gacon sobre la solicitud de revisión de la proyección de gastos a incurrir por el incumplimiento del Decreto de Urgencia N° 037-2008.
6. Dos diskettes con el contenido de toda la documentación referente a la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012/OS/CD

SEGUNDO OTROSI DECIMOS:

Adjuntamos copia de los siguientes documentos:

1. RUC de la Sociedad Nacional de Industrias
2. DNI del representante legal de la Sociedad Nacional de Industrias
3. Poder de la representante legal de la Sociedad Nacional de Industrias
4. Resolución OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD.
5. El Informe No. 0110-2012-GART de OSINERGMIN
6. El Documento "Impacto Tarifario de la Compensación Adicional por Generación en los Clientes Libres". Sociedad Nacional de Industrias.
7. Copia N° G-287-2012 dirigida al Señor Víctor Ormeño Salcedo Gerente de Regulación Tarifaria sobre proyección de gastos a incurrir por el incumplimiento del Decreto de Urgencia N°037-2008.
8. Copia de la carta N° G 274-2012 dirigida al Señor Jaime Mendoza Gacon sobre la solicitud de revisión de la proyección de gastos a incurrir por el incumplimiento del Decreto de Urgencia N° 037-2008.
9. Dos diskettes con el contenido de toda la documentación referente a la Resolución OSINERGMIN N° 057-2012/OS/CD

Lima, 08 de mayo de 2012



Sofia E. Ruiz Burneo
ABOGADA
Reg. 16224

M. Catorce

A 1-1

RUC



FICHA RUC : 20113439964
SOCIEDAD NACIONAL DE INDUSTRIAS
CIR- COMPROBANTE DE INFORMACIÓN REGISTRADA
Número de Transacción : 40115041

Lote: 21460

Excluido del Régimen de Buenos Contribuyentes (D. Leg 912) a partir del 31/10/2006

Folio: 2

Mediante Resolución N° 0180050000328

Información General del Contribuyente

Apellidos y Nombres ó Razón Social : SOCIEDAD NACIONAL DE INDUSTRIAS
 Tipo de Contribuyente : 11 -ASOCIACION
 Fecha de Inscripción : 21/04/1993
 Fecha de Inicio de Actividades : 12/06/1896
 Estado del Contribuyente : ACTIVO
 Dependencia SUNAT : 0011 - I.PRICO NACIONAL
 Condición del Domicilio Fiscal : HABIDO

Datos del Contribuyente

Nombre Comercial : -
 Actividad Económica Principal : 91114 - ACTIV.ORGANIZACIONES EMPRESARIALES
 Actividad Económica Secundaria 1 : -
 Actividad Económica Secundaria 2 : -
 Sistema Emisión Comprobantes de Pago : MANUAL/COMPUTARIZADO
 Sistema de Contabilidad : COMPUTARIZADO
 Código de Profesión / Oficio : -
 Actividad de Comercio Exterior : SIN ACTIVIDAD
 Número Fax : - - 6164433
 Teléfono Fijo 1 : - - 6164444
 Teléfono Fijo 2 : -
 Teléfono Móvil 1 : -
 Teléfono Móvil 2 : -
 Correo Electrónico 1 : SNI@SNI.ORG.PE
 Correo Electrónico 2 : -

Domicilio Fiscal

Departamento : LIMA
 Provincia : LIMA
 Distrito : SAN ISIDRO
 Tipo y Nombre Zona : -
 Tipo y Nombre Vía : CALL LOS LAURELES
 Nro : 365
 Km : -
 Mz : -
 Lote : -
 Dpto : -
 Interior : -
 Otras Referencias : -
 Condición del inmueble declarado como Domicilio Fiscal : PROPIO

Datos de la Empresa

Fecha Inscripción RR.PP : 12/12/1957

15 sumec

A1-2

Número de Partida Registral	: 03001757
Tomo/Ficha	: 4
Folio	: 201
Asiento	: 1
Origen de la Entidad	: NACIONAL
País de Origen	: -

Registro de Tributos Afectos					
Tributo	Afecto desde	Exoneración	Beneficios		
			Convenio	Desde	Hasta
IGV - OPER. INT. - CTA. PROPIA	01/07/1992	-	-	-	-
IGV - LIQUI COMPRA-RETENCIONES	01/08/1999	-	-	-	-
RENTA-3RA. CATEGOR.-CTA.PROPIA	31/03/1995	EXONERADO	-	12/06/1986	31/12/2008
IMP.TEMPORAL A LOS ACTIV.NETOS	01/03/2005	EXONERADO	-	01/03/2005	31/12/2008
RETENC. RTA. LIQUIDAC. COMPRAS	01/02/2006	-	-	-	-
RENTA 4TA. CATEG. RETENCIONES	01/01/1980	-	-	-	-
RENTA 5TA. CATEG. RETENCIONES	01/01/1980	-	-	-	-
RENTA - NO DOMIC.-RETENCIONES	01/08/1999	-	-	-	-
ESSALUD SEG REGULAR TRABAJADOR	01/07/1999	-	-	-	-
ESSALUD SEG REGULAR PENSIONIST	01/01/2008	-	-	-	-
SNP - LEY 19990	01/10/1999	-	-	-	-

Representantes Legales				
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 07798100	BERTORINI GUIBERT FELIPE MANUEL	APODERADO	20/05/1943	14/02/2001
	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo
	CAL. GUSTAVO ESCUDERO OTERO 118	LIMA LIMA MIRAFLORES	6164444	fbertorini@fobego.com.pe
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 08231982	MULANOVICH NUGENT HERBERT MAURICE EMILIO	GERENTE	06/10/1919	29/02/2000
	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo
	CAL. LOS LAURELES 365	LIMA LIMA SAN ISIDRO	4415813	-

Otras Personas Vinculadas					
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07269422	AGUIRRE SALMON DIEGO ALFONSO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	23/01/1966	12/06/2003	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo	

Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08231851	APRIJASKIS MILCAS LEIBAS	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	17/10/1916	15/05/1993	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo	

Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL	AROSEMENA CILLONIZ RAFAEL CARLOS FERNANDO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	08/07/1949	12/06/2000	-

No deceses

AL-3

DE IDENTIDAD	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo		
-08226658		---	-	-		
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07780362	BALARIN BENAVIDES MATEO FRANCISCO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	02/04/1963	04/07/2003	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -06631851	BALARIN DE LA TORRE DANILO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	16/10/1928	12/06/2001	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -06514227	BARRIOS TEIXIDOR JAVIER	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	24/03/1971	04/07/2003	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -06037215	BAZAN ESPINOZA FIDEL	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	28/10/1948	15/04/2004	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08257926	CAILLAUX ANGULO LUIS ALBERTO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	22/06/1925	15/05/2004	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08229751	CHLIMPER ACKERMAN DAVID	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	12/06/1955	15/04/1997	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08239120	CILLONIZ CHAMPIN RICARDO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	17/10/1949	12/06/2002	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08268288	DALY ARBULU JULIO LUIS ALEJANDRO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	12/08/1952	04/02/2003	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL	DANNON LEVY MOISES	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	07/11/1944	15/05/2002	-	-

B. dicecieste

DE IDENTIDAD -08243242	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo		
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08265325	DE ALMENARA LICETI AUGUSTO JOSE MARIA	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	03/05/1958	12/06/2003	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08192654	DE AZAMBUJA PASARA ALBERTO LUIS	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	01/12/1952	15/05/1998	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08210516	DUHARTE CASTRE MIGUEL RAYMUNDO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	15/03/1926	04/07/1974	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08746178	FARAH HAYN EDUARDO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	04/11/1939	04/07/1998	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07709805	FERNANDEZ CRISTINI SERGIO ORLANDO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	11/09/1945	12/06/2003	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08256115	GARCIA BEJAR HECTOR RAUL	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	24/06/1945	12/06/2004	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08254453	GARCIA MONTERO LUZA CARLOS JACINTO REYNALDO MARTIN	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	01/07/1942	21/10/1999	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07836611	GARCIA ROSELL ACOSTA LUIS GUILLERMO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	09/05/1944	15/05/1998	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia	Porcentaje
DOC. NACIONAL	GLEISER SCHREIBER ALEXANDER BENJAMIN	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	28/10/1967	15/05/2000	-	-

18 diciembre
09/10/2008

AL-5

DE IDENTIDAD	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
-08272343		---	-	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08272342	ISOLA DE LA PEÑA JUAN BAUTISTA	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	12/02/1967	12/06/2004	-
DE IDENTIDAD	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
-08272342		---	-	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08260100	JAMES CALLAO FELIPE JOSE	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	23/03/1965	12/06/1999	-
DE IDENTIDAD	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
-08260100		---	-	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08249218	LEMOR BEZDIN DAVID	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	12/09/1952	12/06/1999	-
DE IDENTIDAD	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
-08249218		---	-	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07808809	LEON DESMAISON LUIS RODOLFO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	15/02/1951	09/08/2000	-
DE IDENTIDAD	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
-07808809		---	-	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08255347	LLOSA ISENRICH JUAN GONZALO JAVIER	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	16/03/1951	15/05/1998	-
DE IDENTIDAD	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
-08255347		---	-	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07533366	LOLI SALOMON CARLOS ARMANDO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	17/01/1949	15/05/2004	-
DE IDENTIDAD	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
-07533366		---	-	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07886342	LUKSIC STAEDING PEDRO ANTONIO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	18/05/1945	15/05/1998	-
DE IDENTIDAD	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
-07886342		---	-	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -06129127	MARTINOTTI SORMANI FRANCISCO JUVENAL	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	03/05/1953	15/05/2004	-
DE IDENTIDAD	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
-06129127		---	-	-	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL	MENDOZA AMEZQUITA LUIS ANTONIO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	06/02/1933	15/05/2003	-

19 diecinueve

DE IDENTIDAD -07831542	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo

Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vínculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07730949	NESTA BRERO ROBERTO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	11/03/1946	12/06/1993	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo

Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vínculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08246800	OLAECHEA ALVAREZ CALDERON PEDRO CARLOS	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	06/01/1954	12/06/1999	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo

Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vínculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07832645	OLEVSKY YURMAN ARIE	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	04/12/1952	15/05/2003	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo

Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vínculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08236451	PACHECO ZERGA GASTON GILBERTO FELIX	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	21/02/1957	12/06/2003	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo

Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vínculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08769678	PANCORVO PASARA EDUARDO ADOLFO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	17/04/1964	15/05/2004	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo

Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vínculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07998094	PIERCE DIEZ CANSECO LESLIE HAROLD	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	31/12/1948	12/06/2002	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo

Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vínculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -06631847	RAFFO UZATEGUI GONZALO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	25/02/1922	15/07/1969	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo

Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vínculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07275337	REBAZA FRANCO AURELIO ALBERTO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	26/05/1944	12/06/2003	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo

Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vínculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL	RICCI NICOLI MARIO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	20/04/1940	15/05/1994	-

AL-7

DE IDENTIDAD	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
-08774355		---			
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -06714189	RIVERO RODRIGUEZ FELIPE OCTAVIO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	09/02/1946	15/01/1995	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07651802	SALOMON SABAT HUGO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	04/03/1935	12/06/2002	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08186478	SANTISTEBAN GRILLO RENE EMILIO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	12/11/1924	15/05/1993	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08198049	SCHOFIELD BONELLO GEORGE RONALD	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	09/09/1933	12/06/1993	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08198204	SOBREVILLA ENCISO DAVID ANTONIO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	10/09/1932	15/05/2002	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08220859	SOLDANO REAL EDUARDO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	11/08/1936	12/06/1997	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -07832333	STENNING ORELLANA JOHN	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	17/09/1925	10/03/1996	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08239101	TONANI CAMUSSO CARLO ALBERTO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	15/03/1959	12/06/2004	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono		Correo
	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL	TORRES DELLA PINA ALFONSO LUIS	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	03/01/1945	15/05/1993	-

21 de febrero

DE IDENTIDAD -08221906	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo	
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08224013	VEGA MONTEFERRI LUIS GUILLERMO	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	13/07/1938	04/07/1993	-
Tipo y Nro.Doc.	Apellidos y Nombres	Vinculo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Residencia Porcentaje
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD -08218587	VURNBRAND STERNBERG HOZKEL	MIEMBROS DEL CONSEJO DIRECTIVO	15/08/1937	12/06/1997	-

Establecimientos Anexos						
Código	Tipo	Denominación	Ubigeo	Domicilio	Otras Referencias	Cond.Legal
0001	L. COMERCIAL	-	PROV. CONST. DEL CALLAO	C.AEREO COMERCIAL AV. ELMER FAUCETT S/N Int 208A	-	-
0002	AGENCIA	-	JUNIN HUANCAYO EL TAMBO	JR. PARRA DEL RIEGO 520	-	ALQUILADO
0003	AGENCIA	-	LAMBAYEQUE CHICLAYO CHICLAYO	CAR. PIMENTEL Km 3.5	-	ALQUILADO
0004	AGENCIA	-	MOQUEGUA ILO ILO	JR. MOQUEGUA 123	-	ALQUILADO
0005	AGENCIA	-	LA LIBERTAD TRUJILLO TRUJILLO	AV. ESPAÑA 550	-	ALQUILADO
0006	AGENCIA	-	AREQUIPA AREQUIPA AREQUIPA	CAL. MIGUEL FORGA 246	-	ALQUILADO

Importante

Puede obtener mayor información en SUNAT VIRTUAL www.sunat.gob.pe, o en la central de consultas 0-801-12-100.

Ahora sólo deberá solicitar su Autorización de impresión de Comprobantes de Pago a través de las imprentas conectadas al sistema SUNAT OPERACIONES EN LINEA - SOL.

Señor Contribuyente, solicite su código de usuario y clave de acceso al sistema SUNAT OPERACIONES EN LINEA; con ellos, podrá realizar sus transacciones desde la comodidad de su hogar, empresa o cualquier otro punto a través de INTERNET

CONTRIBUYENTE, REPRESENTANTE LEGAL O PERSONA AUTORIZADA
 LOS DATOS SON CONSIGNADOS EN CALIDAD DE DECLARACIÓN JURADA Y EXPRESAN LA VERDAD

DEPENDENCIA SUNAT
 Fecha:09/10/2008
 Hora:15:50

Apellidos y Nombres

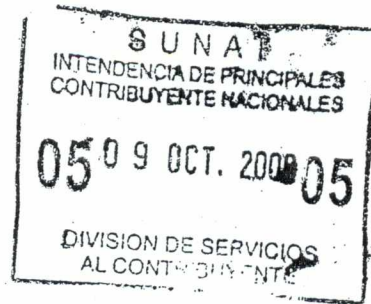
Firma

Huella digital

Sello y Firma del Res

Tipo y Nro. de Documento :

RUC





SUNARP

SUPERINTENDENCIA NACIONAL
DE LOS REGISTROS PÚBLICOS

Zona Registral N° IX - Sede Lima.
OFICINA LIMA.



REGISTRO DE PERSONAS JURIDICAS LIBRO DE ASOCIACIONES VIGENCIA DE PODER

EL que suscribe CERTIFICA, que:

en el asiento A00017 de la partida N° 03001757 del Libro de Asociaciones del Registro de Personas Jurídicas, correspondiente a la: **SOCIEDAD NACIONAL DE INDUSTRIAS**, consta registrada y vigente la ESCRITURA PÚBLICA del 23/02/2009 otorgada ante NOTARIO RICARDO ORTIZ DE ZEVALLOS VILLARAN en la ciudad de LIMA, donde comparece FELIPE MANUEL BERTORINI GUIBERT en representación de la SOCIEDAD NACIONAL DE INDUSTRIAS, debidamente facultado según se desprende de la presente partida (sesión de Comité Ejecutivo de fecha 14.02.2001) a fin de **DELEGAR** a **SOFIA ESTHER RUIZ BURNEO**, las siguientes facultades: Cualesquiera de las dos personas actuando a **sola firma**, quedan facultadas par representar a la SOCIEDAD NACIONAL DE INDUSTRIAS ante toda clase de autoridades administrativas, políticas y judiciales, con las facultades generales de poder y las especiales referidas en los artículos 74° y 75° del CPC, siguientes: A) De Representación judicial con las atribuciones y potestades generales que corresponde a la sociedad. La representación se entiende otorgada para todo el proceso. Incluso para la ejecución de la sentencia y el cobro de costas y costos. B) De representación para realizar todos los actos de disposición de derechos sustantivos y para demandar, reconvenir, contestar demandas y reconveniones, desistirse del proceso y de la pretensión, allanarse a la pretensión, conciliar, transigir, someter a arbitraje las pretensiones controvertidas por el proceso, sustituir o delegar la representación procesal y para los demás actos que exprese la ley.-****

N° de fojas del Certificado: 01

Derechos Pagados: S/ 22.00 Recibo/fecha: 2012-11-013927/18.04.2012

Se expide el presente en la ciudad de Lima a las 8.00 horas del día LUNES, 23 DE ABRIL del 2012 .-*** J.V.B.L**

CERTIFICADOS QUE EXTIENDEN LAS OFICINAS REGISTRALES ACREDITAN LA EXISTENCIA O INEXISTENCIA DE INSCRIPCIONES O ANOTACIONES EN EL REGISTRO AL TIEMPO DE SU EXPEDICION, ART. 140° DEL T.U.O. DEL REGLAMENTO GENERAL DE LOS REGISTROS PUBLICOS APROBADO POR RESOLUCION N° 079-SUNARP-SN.

CARLOS MELI SANCHEZ CORNEJO
Abogado Certificador
Zona Registral N° IX - Sede Lima

25 ventianco

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 057-2012-OS/CD**

Lima, 04 de abril de 2012

VISTOS:

Los informes del Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SUBCOMITÉS"); los Informes de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° 0110-2012-GART, N° 0109-2012-GART, N° 019-2012-OS/OEE y N° 010-2012-OS/OEE y el Memorando N° 0192-2012-GART.

CONSIDERANDO:

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "OSINERGMIN"), de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los Artículos 27° y 52°, literales p) y u), de su Reglamento General, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22°, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular los Precios en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso d), del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE");

Que, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", la cual incorpora como Anexo A el "Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra", el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo tales como, la publicación de los estudios de los SUBCOMITÉS, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente absolución, entre otras;

Que, el Procedimiento para Fijación de Precios en Barra, conforme se señala en el Informe N° 0110-2012-GART, se ha iniciado el 14 de noviembre de 2011 con la presentación de los Estudios Técnico Económicos correspondientes por parte de los SUBCOMITÉS. OSINERGMIN, en cumplimiento de dicho procedimiento convocó la realización de una Audiencia Pública para que los SUBCOMITÉS expusieran el contenido y sustento de sus Estudios Técnico Económicos, la misma que se realizó el 24 de noviembre de 2011;

Que, seguidamente, OSINERGMIN presentó sus observaciones a los referidos estudios, incluyendo aquellas otras observaciones que se presentaron como consecuencia de la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone, en su Artículo 52° que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, OSINERGMIN procederá a fijar y publicar los Precios en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

Que, con fecha 05 de marzo de 2012 y, mediante Resolución OSINERGMIN N° 037-2012-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2012 - abril 2013, y la relación de la información que la sustenta;

Que, posteriormente OSINERGMIN convocó la realización de una segunda Audiencia Pública que se realizó, en forma descentralizada, en Lima, Cusco y Piura, el 14

de marzo de 2012, en la cual la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el análisis de los Estudios Técnico-Económico de los SUBCOMITÉS para la fijación de tarifas, así como el contenido de las observaciones formuladas a dichos estudios;

Que, el 21 de marzo de 2012 fue la fecha de cierre para que los interesados en la regulación tarifaria presentaran sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución que fija los Precios en Barra. Al respecto, se recibieron las opiniones y sugerencias de las empresas Hidrocañete S.A., Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C., Industrias Cachimayo S.A., Xstrata Tintaya S.A., Consorcio Transmataro S.A., Red de Energía del Perú S.A., Abengoa Transmisión Norte S.A., Enersur S.A., Kallpa Generación S.A., Duke Energy Perú, Edegel S.A.A., Luz del Sur S.A.A. y del Subcomité de Generadores del COES- SINAC; las cuales han sido publicadas en la página Web de OSINERGMIN y cuyo análisis se realiza en los Informes N° 0110-2012-GART, N° 0109-2012-GART y N° 019-2012-OS/OEE;

Que, asimismo, conforme dispone la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 y en concordancia con la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley, OSINERGMIN ha verificado que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones. La mencionada verificación se ha efectuado conforme al "Procedimiento para la Comparación de Precios Regulados" aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 273-2010-OS/CD;

Que, de acuerdo a lo establecido por el Artículo 107° de la LCE, el Artículo 215° de su Reglamento y el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General de OSINERGMIN, el Organismo Regulador deberá fijar, simultáneamente con los Precios en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación; así como, el valor del Costo de Racionamiento, el cual se sustenta en el Informe N° 010-2012-OEE/OS;

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 136° y 137° del Reglamento de la LCE, corresponde a OSINERGMIN fijar el Ingreso Tarifario Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

Que, conforme lo establece el Anexo N° 7 del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen-Etesur", suscrito por el Estado Peruano con Red de Energía del Perú S.A., OSINERGMIN deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual (en adelante "RA"), para cada periodo anual comprendido entre el 01 de mayo y el 30 de abril del año siguiente. Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los presentes Precios en Barra;

Que, de conformidad con el Artículo 19° de la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 050-2011-OS/CD, los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación (antes Subestaciones Base) hasta las correspondientes barras de Muy Alta Tensión, Alta Tensión y Media Tensión de los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión, se obtendrán considerando los factores de pérdidas medias determinados para cada Área de Demanda definida de acuerdo con la Resolución OSINERGMIN N° 634-2007-OS/CD y sus modificatorias;

Que, adicionalmente, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 29° de la Ley N° 28832, OSINERGMIN deberá

A4-1

26 ventis seis

A4-2

aplicar, para los usuarios regulados del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, un Mecanismo de Compensación a fin de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 083-2012-MEM/DM, publicada el 25 de febrero de 2012, el Ministerio de Energía y Minas determinó el Monto Específico para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados aplicable en el período comprendido entre el 01 de mayo de 2012 y el 30 de abril de 2013;

Que, por otro lado, de conformidad con lo establecido en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y por el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM, OSINERGMIN deberá aplicar en cada regulación anual de los Precios en Barra dicho mecanismo de compensación, para lo cual se seguirá el procedimiento establecido en el mencionado artículo;

Que, adicionalmente, se ha considerado el criterio de separar las actualizaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional con respecto a las de los sistemas aislados, a fin de evitar que las fluctuaciones de los factores de actualización de los segundos afecten innecesariamente las tarifas del primero, o viceversa;

Que, mediante Resolución OSINERG N° 077-2004-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimientos de Cálculo de la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto Camisea", cuyo Artículo 3° establece que, la aprobación del peaje de la GRP, formará parte de la aprobación de los Precios en Barra. En este sentido, se ha emitido el Memorando N° 0192-2012-GART de la División de Gas Natural donde establece que el mecanismo de garantía se encontraría extinto al haberse cumplido con la condición señalada en el numeral 12.4 del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria de Gas Natural aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM y el numeral 14.8.1 del Contrato BOOT de TGP;

Que, conforme a la Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto Legislativo N° 1041, se aprobó la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", cuyo Artículo 4° señala que el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra;

Que, tal como lo dispone la Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, expedida para dar cumplimiento al Decreto de Urgencia N° 037-2008, se aprobó la norma "Compensación por Generación Adicional", cuyo numeral 3.3 del Artículo 3° señala que el Cargo Unitario por Generación Adicional se publicará en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato", expedida en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008, la misma que comprende el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables", expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, la misma que comprende los Cargos por Prima, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra;

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 de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; en el Decreto Legislativo N° 1041; en el Decreto de Urgencia N° 037-2008; en el Decreto de Urgencia N° 049-2008; Decreto de Urgencia N° 109-2009; Decreto de Urgencia N° 079-2010; y, en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Fijese los siguientes Precios en Barra, y sus correspondientes Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia asociados, para los suministros que se efectúen desde las Barras de Referencia de Generación que se señalan; así como, las correspondientes tarifas de transmisión según se indica:

1 TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 PRECIOS EN BARRA EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

A.1) PRECIOS EN BARRA EN BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN

A continuación se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Barras de Referencia de Generación, para los niveles de tensión que se indican:

Cuadro N° 1

Barra de Referencia de Generación	Tensión KV	PPM S./kWh-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Zorritos	220	17,52	12,49	11,54
Talara	220	17,52	12,44	11,50
Piura Oeste	220	17,52	13,02	11,90
Chiclayo Oeste	220	17,52	12,85	11,74
Carhuaquero	220	17,52	12,64	11,60
Carhuaquero	138	17,52	12,64	11,60
Cutervo	138	17,52	12,64	11,60
Jaen	138	17,52	12,64	11,60
Guadalupe	220	17,52	12,70	11,60
Guadalupe	80	17,52	12,75	11,64
Cajamarca	220	17,52	12,35	11,33
Trujillo Norte	220	17,52	12,43	11,37
Chimbote 1	220	17,52	12,27	11,24
Chimbote 1	138	17,52	12,33	11,27
Paramonga Nueva	220	17,52	11,94	10,94
Paramonga Nueva	138	17,52	11,92	10,93
Paramonga Existente	138	17,52	11,89	10,92
Huacho	220	17,52	11,89	10,88
Zapallal	220	17,52	11,74	10,73
Ventanilla	220	17,52	11,73	10,72
Lima (1)	220	17,52	11,73	10,70
Cantera	220	17,52	11,54	10,57
Chilca	220	17,52	11,43	10,46
Independencia	220	17,52	11,62	10,67
Ica	220	17,52	11,68	10,73
Marcona	220	17,52	11,87	10,87
Mantarc	220	17,52	11,47	10,49

27 veinte siete

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
Huayucachi	220	17,52	11,56	10,56
Pachachaca	220	17,52	11,58	10,60
Pomacocha	220	17,52	11,59	10,60
Huancavelica	220	17,52	11,52	10,55
Callahuanca	220	17,52	11,64	10,65
Cajamarquilla	220	17,52	11,72	10,74
Huailanca	138	17,52	12,07	11,06
Vizcarra	220	17,52	11,87	10,88
Tingo Maria	220	17,52	11,98	10,97
Aguaytia	220	17,52	11,87	10,89
Aguaytia	138	17,52	11,91	10,92
Aguaytia	22,9	17,52	11,89	10,90
Pucallpa	138	17,52	12,26	11,16
Pucallpa	60	17,52	12,28	11,18
Aucayacu	138	17,52	16,49	11,37
Tocache	138	17,52	16,30	12,12
Tingo Maria	138	17,52	12,24	11,26
Huánuco	138	17,52	12,27	11,26
Paragsha II	138	17,52	12,19	11,17
Paragsha	220	17,52	11,64	10,69
Yaupi	138	17,52	11,37	10,45
Yuncán	138	17,52	11,37	10,45
Yuncán	220	17,52	11,41	10,49
Oroya Nueva	220	17,52	11,66	10,68
Oroya Nueva	138	17,52	11,81	10,86
Oroya Nueva	50	17,52	12,26	11,23
Carhuamayo	138	17,52	10,97	10,24
Carhuamayo Nueva	220	17,52	11,48	10,55
Caripa	138	17,52	11,53	10,65
Desierto	220	17,52	11,56	10,60
Condorcocha	138	17,52	11,55	10,67
Condorcocha	44	17,52	11,55	10,67
Machupichu	138	17,52	13,05	11,33
Cachimayo	138	17,52	13,45	11,68
Cusco (2)	138	17,52	13,43	11,68
Combapata	138	17,52	13,40	11,81
Tintaya	138	17,52	13,32	11,94
Ayaviri	138	17,52	12,94	11,67
Azángaro	138	17,52	12,72	11,31
San Gabán	138	17,52	12,72	11,31
Mazuco	138	17,52	12,81	11,36
Puerto Maldonado	138	17,52	13,00	11,47
Julica	138	17,52	13,03	11,67
Puno	138	17,52	13,08	11,79
Puno	220	17,52	13,10	11,80
Callalli	138	17,52	13,15	11,84
Santuario	138	17,52	12,91	11,70
Arequipa (3)	138	17,52	12,97	11,75
Socabaya	220	17,52	12,96	11,74
Cerro Verde	138	17,52	13,00	11,78
Repartición	138	17,52	13,05	11,80
Mollendo	138	17,52	13,09	11,82
Montalvo	220	17,52	13,12	11,87
Montalvo	138	17,52	13,13	11,88
Ilo ELP	138	17,52	13,30	12,03
Botiflaca	138	17,52	13,20	11,95
Toquepala	138	17,52	13,24	12,00
Aricota	138	17,52	13,13	11,96
Aricota	66	17,52	13,08	11,94
Tacna (Los Héroes)	220	17,52	13,22	11,93
Tacna (Los Héroes)	66	17,52	13,32	11,98

Barra de Referencia de Generación	Tensión kV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kWh	PEMF ctm. S./kWh
SISTEMAS AISLADOS (4)				
Adinela	MT	17,28	22,95	22,95
Chavimochic	MT	17,28	22,95	22,95
Edelnor	MT	17,28	22,95	22,95
Electro Oriente	MT	17,28	59,11	59,11
Electro Sur Este	MT	17,28	86,47	86,47
Electro Ucayali	MT	17,28	22,95	22,95
Electrocentro	MT	17,28	22,95	22,95
Electronorte	MT	17,28	27,21	27,21
Hidrandina	MT	17,28	26,34	26,34
Seal	MT	17,28	56,24	56,24

Notas:

- (1) Barra de Referencia de Generación Lima: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.
- (2) Barra de Referencia de Generación Cusco: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (3) Barra de Referencia de Generación Arequipa: Constituida por las Barras de Referencia de Generación Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV.
- (4) Los Precios en Barra de los Sistemas Aislados corresponden a los costos medios de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de cada empresa, en condiciones de eficiencia. Estos precios son referenciales y no tienen aplicación práctica para las ventas de generador a distribuidor en dichos sistemas; ni a aquellas que son trasladadas a los consumidores finales.

Se define:

PEBP = PEMP + CPSEE (1)

PEBF = PEMF + CPSEE (2)

PPB = PPM + PCSPT + PTSST (3)

Donde:

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S./kW-mes, determinado como el producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia, de conformidad con La Quinta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832.

PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S./kW-mes.

PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación, expresado en céntimos de S./kWh.

28 veintiocho

PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, expresado en céntimos de S./kWh.

PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor Nodal de Energía. Artículo 47º, incisos g) e i) de la Ley.

PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S./kWh.

PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S./kWh.

PCSPT : Cargo de Peaje por Conexión Unitario, expresado en S./kW-mes

PTSPT : Cargo de Peaje de Transmisión Unitario, expresado en S./kW-mes

CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S./kWh, que de corresponder, se agrega a los Precios de la Energía a Nivel de Generación para las Barras de Referencia de Generación.

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Barras, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

El cargo CPSEE corresponde al que se consigna en el Anexo 5 de la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD, así como sus modificatorias y complementarias.

A.2) FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

A continuación se presentan los factores nodales de energía y de pérdidas de potencia asociados a las Barras de Referencia de Generación del SEIN que se detallan en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 2

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Zorritos	220	1,0000	1,0653	1,0781
Talara	220	1,0000	1,0511	1,0747
Piura Oeste	220	1,0000	1,1107	1,1113
Chilayo Oeste	220	1,0000	1,0956	1,0970
Carhuauquero	220	1,0000	1,0779	1,0833
Carhuauquero	138	1,0000	1,0780	1,0834
Cutervo	138	1,0000	1,0782	1,0835
Jaen	138	1,0000	1,0782	1,0835
Guadalupe	220	1,0000	1,0829	1,0840
Guadalupe	60	1,0000	1,0871	1,0876

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Cajamarca	220	1,0000	1,0530	1,0588
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0599	1,0618
Chimbote 1	220	1,0000	1,0461	1,0503
Chimbote 1	138	1,0000	1,0513	1,0524
Paramonga Nueva	220	1,0000	1,0183	1,0220
Paramonga Nueva	138	1,0000	1,0167	1,0212
Paramonga Existente	138	1,0000	1,0141	1,0203
Huacho	220	1,0000	1,0140	1,0183
Zapallal	220	1,0000	1,0015	1,0022
Ventanilla	220	1,0000	1,0007	1,0012
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9838	0,9878
Chilca	220	1,0000	0,9743	0,9771
Independencia	220	1,0000	0,9908	0,9966
Ica	220	1,0000	0,9962	1,0019
Marcona	220	1,0000	1,0120	1,0151
Mantaro	220	1,0000	0,9784	0,9797
Huayucachi	220	1,0000	0,9857	0,9867
Pachachaca	220	1,0000	0,9879	0,9903
Pomacocha	220	1,0000	0,9882	0,9898
Huancavelica	220	1,0000	0,9824	0,9859
Callahuanca	220	1,0000	0,9925	0,9954
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9998	1,0038
Huallanca	138	1,0000	1,0291	1,0328
Vizcarra	220	1,0000	1,0124	1,0162
Tingo María	220	1,0000	1,0215	1,0246
Aguaytia	220	1,0000	1,0119	1,0170
Aguaytia	138	1,0000	1,0155	1,0198
Aguaytia	22,9	1,0000	1,0140	1,0186
Pucallpa	138	1,0000	1,0452	1,0429
Pucallpa	60	1,0000	1,0469	1,0442
Aucayacu	138	1,0000	1,4061	1,0621
Tocache	138	1,0000	1,5605	1,1320
Tingo María	138	1,0000	1,0438	1,0517
Huánuco	138	1,0000	1,0463	1,0521
Paragsha II	138	1,0000	1,0393	1,0436
Paragsha	220	1,0000	0,9924	0,9982
Yaupi	138	1,0000	0,9695	0,9766
Yuncán	138	1,0000	0,9695	0,9766
Yuncán	220	1,0000	0,9730	0,9799
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9943	0,9975
Oroya Nueva	138	1,0000	1,0073	1,0142
Oroya Nueva	50	1,0000	1,0457	1,0491
Carhuamayo	138	1,0000	0,9355	0,9563
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9793	0,9856
Caripa	138	1,0000	0,9829	0,9948
Desierto	220	1,0000	0,9857	0,9904
Condorcocha	138	1,0000	0,9849	0,9971
Condorcocha	44	1,0000	0,9849	0,9971
Machupicchu	138	1,0000	1,1129	1,0584
Cachimayo	138	1,0000	1,1470	1,0913
Cusco	138	1,0000	1,1455	1,0910
Combapata	138	1,0000	1,1425	1,1029
Tintaya	138	1,0000	1,1356	1,1154
Ayaviri	138	1,0000	1,1034	1,0901
Azángaro	138	1,0000	1,0847	1,0568
San Gabán	138	1,0000	1,0849	1,0563
Mazuco	138	1,0000	1,0922	1,0609
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,1089	1,0716
Juliaca	138	1,0000	1,1110	1,0901

29 veintinueve

24-5

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Puno	138	1,0000	1,1157	1,1011
Puno	220	1,0000	1,1175	1,1019
Callalli	138	1,0000	1,1214	1,1064
Santuario	138	1,0000	1,1012	1,0929
Arequipa	138	1,0000	1,1058	1,0974
Socabaya	220	1,0000	1,1051	1,0967
Cerro Verde	138	1,0000	1,1089	1,1002
Repartición	138	1,0000	1,1126	1,1020
Moliendo	138	1,0000	1,1159	1,1043
Montalvo	220	1,0000	1,1190	1,1092
Montalvo	138	1,0000	1,1195	1,1101
Ilo ELP	138	1,0000	1,1341	1,1241
Botiflaca	138	1,0000	1,1256	1,1165
Toquepala	138	1,0000	1,1288	1,1212
Aricota	138	1,0000	1,1199	1,1174
Aricota	66	1,0000	1,1155	1,1158
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,1270	1,1146
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,1356	1,1189

A.3) PEAJES POR CONEXIÓN Y DE TRANSMISIÓN UNITARIOS EN EL SEIN

Los valores del Cargo de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) son los siguientes:

Cuadro N° 3

N°	Sistema de Transmisión (1)	PCSPT S./kW-mes
1	SPT de REP	0,75
2	SPT de San Gabán	0,01
3	SPT de Antamina	0,01
4	SPT de Eteselva	0,12
5	SPT de Redesur	0,55
6	SPT de Transmataro	1,86
7	SPT de ISA	0,38
8	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	0,20
9	Cargo Unitario por CVOA-CMg	2,01
10	Cargo Unitario por CVOA-RSC	0,00
11	Cargo por Prima	
	Cogeneración Paramonga	0,02
	C.H. Santa Cruz II	0,03
	C.H. Santa Cruz I	0,02
	C.H. Poechos 2	0,04
	C.H. Roncador	0,02
	C.H. Carhuaqueiro IV	0,12
	C.H. Caña Brava	0,03
	C.H. La Joya	0,03
	C.T. Huaycoloro	0,14
	C.H. Pumacana	0,01
	C.H. Huasahuasi I	0,05
	C.H. Huasahuasi II	0,05
	C.H. Nuevo Imperial	0,03
12	Cargo Unitario por Generación Adicional (2)	
	Usuarios Regulados	3,25
	Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios	10,24
	Grandes Usuarios	22,34

Notas:

- (1) Los cargos del N° 1 al 11 son aplicables tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres.

- (2) El cargo N° 12 se aplica de manera diferenciada, según lo dispuesto en el Decreto de Urgencia N° 037-2008, donde los Grandes Usuarios son los Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW. Así mismo, el COES deberá distribuir los montos a transferir por aplicación este cargo entre las empresas Electroperú S.A., Electronoroeste S.A. y Electro Oriente S.A. considerando las proporciones de 96%, 2% y 2%, respectivamente

Los valores del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT) son los siguientes:

Cuadro N° 4

N°	Instalación de Transmisión de SGT	PTSGT S./kW-mes
1	Línea Chilca - Zapallal (Tramos 1 y 2)	0,38
2	Líneas Carhuamayo - Cajamarca 220 kV (Tramos 1, 2, 3 y 4) y SVC-Cajamarca	0,67
3	Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito) (1)	0,09
4	Línea Zapallal - Trujillo 500 kV (1)	1,07
5	Línea Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV (1)	0,41
6	Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV (1)	0,10
7	Línea Socabaya - Tintaya 220 kV (1)	0,28

Nota:

- (1) Los cargos PTSGT se aplicarán debidamente actualizados, según lo establecido en el Artículo 15° de la presente Resolución.

A.4) PEAJES POR CONEXIÓN Y DE TRANSMISIÓN UNITARIOS EN SISTEMAS AISLADOS

El valor del PCSPT y de PTSGT para los Sistemas Aislados, contemplados en el Cuadro N° 1, es igual a cero.

1.2 PRECIOS EN BARRA EN BARRAS DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.

Los Precios en Barra en Barras diferentes a las señaladas en el numeral 1.1, se determinarán según el procedimiento siguiente:

A) Precios en Barra de la Energía

Los Precios en Barra de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Medias de Energía (FPMdE), agregando a este producto, de corresponder, los Peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión (PSSCT).

Se define:

$$PEBP1 = PEBP0 * FPMdE + PSSCT \quad (4)$$

$$PEBF1 = PEBF0 * FPMdE + PSSCT \quad (5)$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

30 treinta

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PSSCT : Peajes por Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión.

Los peajes por transmisión PSSCT se encuentran definidos en la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y sus modificatorias y complementarias.

B) Precios en Barra de Potencia de Punta

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP).

Se define:

$$PPB1 = PPB0 * FPMdP \quad (6)$$

Donde:

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas de la presente resolución, o sus reajustes, de acuerdo con las Fórmulas de Actualización del Artículo 2°, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Los precios calculados por aplicación de las fórmulas contenidas en el presente artículo deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 2°.- Fijese las Fórmulas de Actualización de los Precios en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el Artículo 1° de la presente Resolución, según lo siguiente:

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46° y 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas, las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el Artículo 1° de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes Fórmulas de Actualización.

1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL GENERACIÓN (PPM)

$$PPM1 = PPM0 * FAPPM \quad (1)$$

$$FAPPM = a * FTC + b * FPM \quad (2)$$

$$FTC = TC / TCo \quad (3)$$

$$FPM = IPM / IPMo \quad (4)$$

Cuadro N° 5

Sistema	a	b
SEIN	0,7836	0,2364

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 1 se utilizará, como factor FAPPM, el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados del Cuadro N° 10 se utilizará la siguiente fórmula:

$$PPM1_{ef} = PPM0_{ef} + PPM0 * (FAPEM-1) \quad (5)$$

Donde:

PPM0 = Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en \$/kW-mes.

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

PPM0_{ef} = Precio de la Potencia de Punta, publicado en la tercera columna del Cuadro N° 10 de la presente Resolución, en \$/kW-mes.

PPM1_{ef} = Precio de la Potencia de Punta señalado en PPM0_{ef} actualizado, en \$/kW-mes.

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

FTC = Factor por variación del Tipo de Cambio.

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

TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado por 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 igual a \$/ 2,668 por US Dólar.

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.

31 treinta y uno

IPMo = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 209,909211.

FAPEM = Es el factor de actualización definido en el numeral 1.2 de la presente Resolución.

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN EN LAS BARRAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN (PEMP y PEMF)

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF del SEIN que se presentan en el Cuadro N° 1 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$PEMP1 = PEMPO * FAPEM \quad (6)$$

$$PEMF1 = PEMFO * FAPEM \quad (7)$$

Para la actualización de los precios de la energía PEMP y PEMF de Sistemas Aislados que se presentan en el Cuadro N° 10 de la presente resolución se hará uso de las siguientes fórmulas:

$$PEMP1_{sa} = PEMPO_{sa} + PEMFO_{sa} * (FAPEM - 1) \quad (8)$$

$$PEMF1_{sa} = PEMFO_{sa} + PEMFO_{sa} * (FAPEM - 1) \quad (9)$$

Para la aplicación de estas fórmulas se tomará en consideración lo siguiente:

$$FAPEM = d * FTC + e * FD2 + f * FR6 + g * FPGN + s * FPM + cb * FCB \quad (10)$$

$$FD2 = (PD2 + ISC_{D2}) / (PD2o + ISC_{D2o}) \quad (11)$$

$$FR6 = (PR6 + ISC_{R6}) / (PR6o + ISC_{R6o}) \quad (12)$$

$$FPGN = PGN / PGNo \quad (13)$$

$$FCB = (PCB / PCB0) * FTC \quad (14)$$

Cuadro N° 6

Sistema Eléctrico	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,1183	0,0000	0,0256	0,8544	---	0,0017
SISTEMAS AISLADOS¹						
Adinela	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Chavimochic	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Edelnor	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Electro Oriente	0,0903	0,0530	0,7831	---	0,0736	---
Electro Sur Este	0,0118	0,9292	---	---	0,0590	---
Electro Ucayali	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Electrocentro	0,1606	---	---	---	0,8394	---
Electronorte	0,1502	0,0690	---	---	0,7808	---
Hidrandina	0,1523	0,0550	---	---	0,7927	---
Seal	0,0795	0,5396	---	---	0,3809	---

Donde:

PEMPO = Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kWh.

PEMF0 = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S./kWh.

PEMP1 = Precio de la Energía en Horas de Punta para las Barras de Referencia de

Generación, actualizado, en céntimos de S./kWh.

PEMF1 = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta para las Barras de Referencia de Generación, actualizado, en céntimos de S./kWh.

PEMPO_{ef} = Precio de la Energía en Horas de Punta, publicado en la cuarta columna del Cuadro N° 10 de la presente Resolución, en céntimos de S./kWh.

PEMF0_{ef} = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta, publicado en la quinta columna del Cuadro N° 10 de la presente Resolución, en céntimos de S./kWh.

PEMP1_{ef} = Precio de la Energía en Horas de Punta señalado en PEMPO_{ef}, actualizado, en céntimos de S./kWh.

PEMF1_{ef} = Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta señalado en PEMFO_{ef}, actualizado, en céntimos de S./kWh.

FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Barras de Referencia de Generación.

FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Biodiesel B5.

FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.

FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.

FCB = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso.

PD2 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del petróleo Biodiesel B5, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.

Sistemas Aislados: El precio fijado por PetroPerú S.A. del Petróleo Biodiesel B5, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.

PD2o = Precio inicial del petróleo Biodiesel B5, en S./Gln, según el Cuadro N° 7.

PR6 = SEIN: El menor valor de comparar el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN y el precio fijado por PetroPerú S.A., del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.

Sistemas Aislados: El precio fijado por PetroPerú S.A. del petróleo Residual N° 6, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S./Gln.

¹ En el caso de los Sistemas Aislados estos factores son aplicables a los Precios en Barra de los Sistemas Aislados definidos en los Cuadros N° 1 y N° 10.

32 treinta y dos

- PR6o** = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6, en S./Gln, según el Cuadro N° 7.
- PCB** = Precio de referencia de importación del Carbón Bituminoso, al último día del mes anterior, en US\$/Ton.
- PCBo** = Precio inicial del Carbón Bituminoso, en US\$/Ton, según el Cuadro N° 7.
- ISC_R6** = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de Petróleo Residual N° 6 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S./Gln.
- ISC_D2** = Impuesto Selectivo al Consumo a la importación o venta de petróleo Biodiesel B5 vigente, a las empresas de generación y a las empresas concesionarias de distribución, en S./Gln.
- ISC_R6o** = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Residual N° 6 inicial. Plantas Callao y Cusco: igual a 0,39 S./Gln. Planta Iquitos: igual a 0,00 S./Gln.
- ISC_D2o** = Impuesto Selectivo al Consumo al petróleo Biodiesel B5 inicial igual a 1,20 S./Gln.

Cuadro N° 7

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia	Precio Inicial (1)		
		Biodiesel B5 PD2o (S./Gln.)	Residual N° 6 PR6o (S./Gln.)	Carbón Bituminoso PCBo (US\$/Ton.)
SEIN	Callao	9,37	7,57	125,89
SISTEMAS AISLADOS				
Electro Oriente	Iquitos	9,53	7,80	---
Electronorte	Callao	9,03	---	---
Hidrandina, Seal	Callao	9,03	---	---
Electro Sur Este	Cusco	9,47	---	---

Notas:

(1) Precios de combustibles determinados de acuerdo con lo establecido en el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

PGN = Precio Límite Superior del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en el "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Tarifas en Barra".

PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 6,5282 S./MMBtu.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1.

1.3 ACTUALIZACIÓN DEL PEAJE POR CONEXIÓN Y PEAJE DE TRANSMISIÓN UNITARIOS (PCSPT Y PTSPT)

Los Cargos de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

- PCSPT1** = PCSPT0 * FAPCSPT (15)
- FAPCSPT** = $1 * FTC + m * FPM + n * FPal + o * FPcu + p$ (16)
- FPal** = Pal/Palo (17)
- FPcu** = Pcu/Pcuo (18)

Cuadro N° 8

	l	m	n	o	p
SPT de REP	1,0000	---	---	---	---
SPT de Eteselva	0,2800	0,2947	0,4175	0,0078	---
SPT de Antamina	0,5135	0,4838	---	0,0027	---
SPT de San Gabán	0,5159	0,4835	---	0,0006	---
SPT de Redesur	1,0000	---	---	---	---
SPT de Transmataro	1,0000	---	---	---	---
SPT de ISA	1,0000	---	---	---	---
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-CMg	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por CVOA-RSC	---	---	---	---	1,0000
Cargo por Prima	---	---	---	---	1,0000
Cargo Unitario por Generación Adicional	---	---	---	---	1,0000

Donde:

PCSPT0 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario, publicado en la presente Resolución, en S./kW-mes.

PCSPT1 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario, actualizado, en S./kW-mes.

FAPCSPT = Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario.

Pcu = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US\$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".

Pcuo = Índice inicial del Precio del Cobre igual a 271,350.

Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que

14-8

33 planta y tres

terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que la fórmula de reajuste será aplicada. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

Palo = Índice inicial del precio del Aluminio igual a 1 856,762.

p = Factor determinado conforme a lo dispuesto por la norma o procedimiento del cargo respectivo.

Para el caso del Cargo Unitario por Generación Adicional, el Cargo Unitario por CVOA-CMg, el Cargo Unitario por CVOA-RSC y el Cargo por Prima se determinará trimestralmente de acuerdo con los procedimientos de OSINERGMIN aprobados por las Resoluciones N° 001-2009-OS/CD, N° 002-2009-OS/CD y N° 001-2010-OS/CD.

Para el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro se determinará de acuerdo con el procedimiento de OSINERGMIN aprobado por la Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, según lo siguiente: $p = \text{FAPP} \cdot \text{DP} / 550,204$ donde DP es la Potencia efectiva total (en MW) de las Unidades Duales al último día hábil del mes anterior.

Los Cargos de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT) serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

$$\text{PTSGT1} = \text{PTSGT0} \cdot \text{FTC} \quad (19)$$

Los factores FTC y FPM en las fórmulas (16) y (19) son los definidos en el numeral 1.1.

2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las Fórmulas de Actualización, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y separadamente:

- Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPP, FAPEM, FAPCSPT, FACPSEE y Factores de Actualización de Peajes de los SST y SCT) en el SEIN se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización;
- Para los Sistemas Aislados.- Cuando alguno de los factores de actualización (FAPP, FAPEM) en cualquiera de los Sistemas Aislados se incremente o disminuya en más de 1,5%

respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización;

Los Precios en Barra de la Energía en las Barras de Referencia de Generación se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo 1°, luego de actualizar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) y los Precios de la Energía PEMP y PEMF.

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Barras de Referencia de Generación se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo 1°, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM), el Cargo de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) y el Cargo de Peaje de Transmisión Unitario (PTSGT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPGN, el FOBCB y el p (en el caso del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro) serán determinados por OSINERGMIN con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

Los valores actualizados de precios deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 3°.- Fijese las Compensaciones Anuales a asignar a cada una de las empresas distribuidoras que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 9

Empresa Distribuidora	Compensación Anual (Nuevos Soles)	% Participación
Adinelsa	350 739	0,3508%
Chavimochic	29 297	0,0293%
Edelnor	281 662	0,2817%
Electro Oriente	90 556 827	90,5836%
Electro Sur Este	1 621 878	1,6224%
Electro Ucayali	263 216	0,2633%
Electrocentro	246 482	0,2466%
Electronorte	2 848 633	2,8495%
Hidrandina	1 541 399	1,5418%
Seal	2 230 324	2,2310%
Total	99 970 457	100,0000%

Artículo 4°.- Fijese los siguientes Precios en Barra Efectivos que aplicará cada distribuidor que suministra energía eléctrica a Usuarios Regulados en los Sistemas Aislados, en cumplimiento de lo dispuesto en el Artículo 30° de la Ley N° 28832 y el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado por Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, según se indica:

Cuadro N° 10

Empresa Distribuidora	Tensión KV	PPM S./kW-mes	PEMP ctm. S./kW.h	PEMF ctm. S./kW.h
Adinelsa	MT	17,28	17,75	17,75
Chavimochic	MT	17,28	17,75	17,75

34 treinta y cuatro

Empresa Distribuidora	Tensión kV	PPM S/.kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Edelnor	MT	17,28	17,75	17,75
Electro Oriente	MT	17,28	25,43	25,43
Electro Sur Este	MT	17,28	28,50	28,50
Electro Ucayali	MT	17,28	17,75	17,75
Electrocentro	MT	17,28	17,75	17,75
Electronorte	MT	17,28	17,73	17,73
Hidrandina	MT	17,28	17,86	17,86
Seal	MT	17,28	21,80	21,80

Artículo 5°.- Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados de acuerdo a lo siguiente:

- Para los usuarios regulados del SEIN, se utilizará el Precio a Nivel Generación a que hace referencia el Artículo 29° de la Ley N° 28832, según lo establecido en el Artículo 63° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Para los usuarios regulados de los Sistemas Aislados, se utilizará los Precios en Barra Efectivos a que hace referencia el Artículo 5° del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, determinados en el Artículo 4° de la presente resolución, según lo establecido en el "Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 167-2008-OS/CD y sus modificatorias.

En el caso de producirse reajustes en los precios máximos, éstos entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

Artículo 6°.- Las empresas generadoras están obligadas a comunicar a las empresas distribuidoras y a OSINERGMIN, el cuarto día de cada mes y por escrito, los precios de energía, potencia, transmisión y otros cargos regulados debidamente actualizados, por cada contrato de suministro de electricidad, debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Cuando en el transcurso de un mes se presente dos o más valores de PPM, PCSPT ó PTSPT, las tarifas equivalentes a aplicar en la facturación de estos cargos serán iguales al equivalente obtenido de ponderar cada tarifa por los días de su vigencia respecto del total de días del mes. El valor así obtenido será redondeado a dos cifras decimales.

Artículo 7°.- El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo 2° de la presente Resolución es aplicable a partir del 01 de mayo del presente año.

Artículo 8°.- Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a:

Cuadro N° 11

Bloque	ctm. S/./kVARh
Primero	1,069
Segundo	2,031
Tercero	2,996

2. Cargo por el exceso de energía reactiva capacitiva igual al doble del cargo por el exceso inductivo correspondiente al primer bloque.

Los cargos por energía reactiva serán reajustados multiplicándolos por el factor FTC definido en el numeral 1.1 del Artículo 2° de la presente Resolución, en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra en los respectivos sistemas eléctricos.

Artículo 9°.- Los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, no podrán ser mayores en ningún caso al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado por un 70% del Precio en Barra del Sistema Aislado Electro Sur Este y 30% Precio en Barra del Sistema Aislado Electrocentro, definidos en el Cuadro N° 1).

Dicha comparación se efectuará en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos, considerando un factor de carga de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en Horas de Punta y 65% de energía en Horas Fuera de Punta.

En caso que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión sean mayores al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

$$FLT = PMSA / PMBEMT \quad (20)$$

Donde:

PMSA : Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, en céntimos de S/./kW.h.

PMBEMT : Precio Medio en la Barra Equivalente de Media Tensión del Sistema Eléctrico en comparación, en céntimos de S/./kW.h.

Artículo 10°.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el SEIN, Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, Empresa Chavimochic.

Artículo 11°.- Fijese el valor del Costo de Racionamiento en 199,033 céntimos de S/./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 12°.- Fijese en US\$ 70 216 951 el monto de la Remuneración Anual Garantizada y en US\$ 33 494 665 el monto de la Remuneración Anual por Ampliaciones que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. para el periodo anual comprendido entre el 01 de mayo de 2012 y el 30 de abril de 2013.

Artículo 13°.- Fijese los valores del Peaje por Conexión y del Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y del Peaje de Transmisión y del Ingreso Tarifario para el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) de los Sistemas que se indican, en:

Cuadro N° 12

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
SPT de REP	48 353 222	1 812 438
SPT de San Gabán	285 513	0
SPT de Antamina	273 584	0
SPT de Eteselva	7 763 958	471 815

35 treinta y cinco

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
SPT de Redesur	35 559 978	48 492
SPT de Transmantaro	119 436 822	0
SPT de ISA	24 623 037	1 541 771

Cuadro N° 13

Instalación de Transmisión de SGT	Peaje de Transmisión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
Línea Chilca - Zapallal (Trazos 1 y 2)	24 513 800	2 598 901
Líneas Carhuamayo - Cajamarca 220 kV (Trazos 1, 2, 3 y 4) y SVC-Cajamarca	42 825 371	5 307 132
Línea Talara Piura 220 kV (2do circuito)	6 073 913	0
Línea Zapallal - Trujillo 500 kV	68 814 548	70 711
Línea Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV	26 025 093	0
Línea Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	6 528 950	0
Línea Socabaya - Tintaya 220 kV	17 859 620	0

Los montos fijados corresponden a la remuneración anual. Los valores que el concesionario deberá recuperar por el primer periodo de fijación anual serán calculados como sigue: (i) se determinará el número de días comprendidos entre el día de inicio de la Operación Comercial de las instalaciones y el 30 de abril del año 2013; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.

Asimismo, a fin de establecer la valorización de las transferencias de generadores a concesionarios de transmisión, en lo concerniente al Peaje de Transmisión, el COES determinará la remuneración que los concesionarios deberán recuperar por el primer periodo de fijación anual como sigue: (i) se determinará el número de días comprendidos desde el día de entrada en vigencia del pliego tarifario que incorpora el peaje unitario correspondiente a la instalación que entra en operación comercial y el 30 de abril del año 2013; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.

Cualquier monto dejado de percibir por las empresas concesionarias de Transmisión como consecuencia de la precisión contenida en el párrafo precedente, deberá ser considerado en el proceso de liquidación anual, que se realice oportunamente de acuerdo con las normas: "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 335-2004-OS/CD, y "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 200-2010-OS/CD, según corresponda.

Los Peajes por Conexión y Peajes de Transmisión serán actualizados conforme al numeral 1.3 del Artículo 2° de la presente Resolución y según lo señalado en el Artículo 14° de la presente Resolución.

Artículo 14°.- Las Condiciones de Aplicación de los Precios en Barra son las fijadas en la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente Resolución, entendiéndose como Subestaciones de Referencia a las Barras de Referencia de Generación que se consideran en la presente Resolución.

Artículo 15°.- Cuando se incorporen nuevas líneas de transmisión que originen cambios en los Peajes por Conexión y Peajes de Transmisión, dichos cambios entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Sin embargo, cuando la puesta en operación comercial sea comunicada después de la fecha de actualización de los pliegos tarifarios, del mes inmediatamente posterior a la fecha de puesta en operación comercial, los cambios originados por la incorporación de nuevas líneas de transmisión, entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente a la fecha de recepción de la comunicación de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Artículo 16°.- En los casos en que la presente resolución haga referencia a factores de pérdidas, a cargos por peaje de transmisión secundaria y/o complementaria y a factores de actualización de dichos cargos, deberá entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante la Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y en sus modificatorias y complementarias.

Artículo 17°.- La presente resolución entrará en vigencia a partir del 01 de mayo de 2012.

Artículo 18°.- Deróguense las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente Resolución.

Artículo 19°.- Incorpórese los Informes N° 0110-2012-GART, N°0109 - 2012-GART, N° 019 -2012-OEE/OS y N° 010 -2012-OEE/OS; Anexo 1, Anexo 2, Anexo 3 y Anexo 4, como parte de la presente resolución.

Artículo 20°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano. Igualmente deberá ser consignada, junto con los Anexos, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gov.pe

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

Conforme lo dispone el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, están sujetas a regulación de precios, las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución, destinadas al Servicio Público de Electricidad, debiendo OSINERGMIN fijar anualmente los Precios en Barra y sus respectivas fórmulas de actualización, las mismas que deben entrar en vigencia en el mes de mayo de cada año.

Mediante la Ley N° 27838 de fecha 04 de octubre de 2002, se aprobaron mecanismos adicionales a los ya establecidos en la normatividad especial, con el objeto de garantizar la mayor transparencia en el proceso de fijación de tarifas reguladas, estableciéndose, específicamente, un procedimiento de determinación de tarifas.

En cumplimiento de tal obligación, OSINERGMIN contempló las etapas para el procedimiento de fijación de Precios en Barra, de acuerdo con el Anexo A del "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD.

Mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se han establecido diversos criterios para la regulación que han sido tomados en cuenta en la presente fijación tarifaria, como es el caso de la comparación de precios verificando que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones que prevé la referida ley, así como los criterios aplicables a la regulación de tarifas para sistemas aislados, entre otros.

36 treinta y seis

Así, en concordancia con la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias, su Reglamento y la Ley N° 27838, la Ley 28832 y el Reglamento del COES; el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores del COES presentaron sus Estudios Técnico - Económicos que contienen sus respectivas propuestas tarifarias, correspondiente al período Mayo 2012 - Abril 2013, respecto de las cuales se ha cumplido con todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación de los referidos estudios, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, publicación del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra y análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados sobre tal proyecto.

En el presente proceso regulatorio, es menester resaltar lo siguiente:

El mecanismo de Garantía de Red Principal se encontraría extinto al haberse cumplido con la condición señalada en el numeral 12.4 del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria de Gas Natural aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM y el numeral 14.8.1 del Contrato BOOT de TGP.

Asimismo, conforme lo señala la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD, y expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1041, el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se establecerá en cada proceso de fijación de Precios en Barra.

Conforme lo señala la Norma "Compensación por Generación Adicional", aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, y expedida en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 037-2008, el Cargo Unitario por Generación Adicional se publicará en la resolución que establezca los Precios en Barra.

Por otro lado, la Norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales de los Retiros sin Contrato" aprobada con Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, y en cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008; comprende el Cargo Unitario por CVOA-CMg y el Cargo Unitario por CVOA-RSC, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra.

Finalmente, mediante Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD, se aprobó la norma "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables", expedida en cumplimiento del Decreto Legislativo N° 1002 y su reglamento, la misma que comprende los Cargos por Prima, los cuales deben ser publicados en la resolución que establezca los Precios en Barra.

En aplicación de la función reguladora de OSINERGMIN, se procede a publicar la presente resolución que establece los Precios en Barra para el período Mayo 2012 - Abril 2013. Esta resolución cumple con fijar los distintos valores y precios que establece las normativas vigentes, y que son los siguientes:

- a) Los Precios en Barra y sus fórmulas de actualización tarifaria.
- b) El Precio Promedio de Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) El valor del Costo de Racionamiento según lo dispone el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General de OSINERGMIN.
- d) El monto de la Remuneración Anual Garantizada que le corresponde percibir a la Empresa Red de Energía del Perú S.A.

- e) El Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario Esperado.
- f) El Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado.
- g) El Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro.
- h) El Cargo Unitario por CVOA-CMg.
- i) El Cargo Unitario por CVOA-RSC.
- j) El Cargo Unitario por Generación Adicional.
- k) El Cargo Unitario por Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en los Informes Técnicos N° 0110-2012-GART, N° 019-2012-OS/OEE y N° 010-2012-OS/OEE, y Legal N° 0109-2012-GART, así como el Memorando N° 0192-2012-GART.

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 058-2012-OS/CD**

Lima, 4 de abril de 2012

CONSIDERANDO

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD se fijaron las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante "SCT") para el período noviembre 2009 - abril 2013;

Que, con Resolución OSINERGMIN N° 335-2004-OS/CD, se aprobó la Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT" (en adelante "PROCEDIMIENTO BOOT"). El Artículo 3° de dicho procedimiento establece que la liquidación de los ingresos, se debe efectuar con una frecuencia anual;

Que, el PROCEDIMIENTO BOOT ha sido establecido con base en el Artículo 25° del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, a fin de que el OSINERGMIN vele que se cumplan los términos y condiciones propuestos en la oferta de los adjudicatarios de los respectivos concursos o licitaciones;

Que, en cumplimiento del PROCEDIMIENTO BOOT se ha iniciado el proceso de liquidación de los ingresos por el servicio de transmisión eléctrica de las empresas Red Eléctrica del Sur S.A. (en adelante "REDESUR") e Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (en adelante "ISA PERÚ"), para el período marzo 2011 - febrero 2012;

Que, como consecuencia de la aplicación de los procedimientos de liquidación indicados, resulta necesario modificar, para el período mayo 2012 - abril 2013, las tarifas de los SST de las empresas REDESUR e ISA PERÚ; las cuales, como se ha indicado, fueron previamente fijadas mediante las Resoluciones OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD y sus modificatorias;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 038-2012-OS/CD, del 05 de marzo de 2012, el Consejo Directivo de OSINERGMIN dispuso la publicación del proyecto de resolución que modifica las tarifas de los SST de las empresas REDESUR e ISA PERÚ, para el período mayo 2012 - abril 2013. Los criterios y metodología fueron expuestos en la Audiencia Pública descentralizada que se llevó a cabo el día 14 de marzo del presente año. Como consecuencia de dicha

44-12

37 Rentas y siete

Modificación de la Norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados”

Publicación

Lima, marzo de 2011

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.	COMENTARIOS A LA PREPUBLICACIÓN.....	4
2.1.	EDELNOR S.A.A.....	4
2.2.	LUZ DEL SUR S.A.A.....	8
2.3.	SR. JOSÉ JAIME SÁNCHEZ FERNÁNDEZ.....	9
3.	MODIFICACIONES A LA PROPUESTA	11
4.	RECOMENDACIÓN	14

1. Introducción

Mediante el Artículo 29° de la Ley N° 28832 se crea el Precio a Nivel Generación para los consumidores finales de electricidad localizados en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y que son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Dicho precio es calculado como el promedio ponderado de los Contratos sin Licitación y los Contratos resultantes de Licitaciones. Asimismo, dispone el establecimiento de un mecanismo de compensación entre Usuarios Regulados del SEIN, con la finalidad de que el Precio a Nivel Generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

De acuerdo al Decreto Supremo N° 019-2007-EM se aprobó el “Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN”. Dicho reglamento dispone que OSINERGMIN apruebe los procedimientos necesarios para calcular el Precio a Nivel Generación y determinar el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación. En cumplimiento de dicha disposición, se aprobó la norma “Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados”, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 180-2007-OS/CD (en adelante “el PROCEDIMIENTO”).

Al respecto, el PROCEDIMIENTO ha sido modificado mediante Resoluciones OSINERGMIN N° 636-2007-OS/CD, N° 638-2008-OS/CD y N° 164-2009-OS/CD, en cuanto a los siguientes aspectos: i) precisiones en cuanto a la definición de Precios en Barra y Precios de Contrato; ii) sustitución del formato COMP-2; iii) inclusión de fórmula de reajuste de los Precios a Nivel Generación; iv) determinación de Precios a Nivel Generación previendo la evolución futura de los precios de los contratos; v) inclusión de una estimación de las liquidaciones hasta el momento en que se efectúa el cálculo de los Precios a Nivel Generación; y vi) introducción del sistema de información para el reporte de la información de los formatos.

Al respecto, en vista que desde la expedición de la norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados" se han sucedido modificaciones al marco general para la determinación de las tarifas eléctricas, se publicó un proyecto de modificación del PROCEDIMIENTO considerando la problemática que las empresas de distribución eléctrica han manifestado en atención a la solicitud efectuada por OSINERGMIN mediante Oficio N° 0807-2010-GART.

Así, el mencionado proyecto (en adelante "la Propuesta") fue publicado mediante Resolución OSINERGMIN N° 025-2011-OS/CD, cuyo Artículo 2° otorgó un plazo de 15 días calendario contados desde la fecha de su publicación para que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias respecto de la Propuesta a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria.

Dentro el plazo antes señalado se recibieron comentarios y sugerencias de las empresas Luz del Sur S.A.A. y Edelnor S.A.A.; así como del Sr. José Jaime Sánchez Fernández.

El presente informe presenta el análisis de los comentarios recibidos. Con base en dicho análisis se propone la expedición de la versión final de las modificaciones a la norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados".

2. Comentarios a la Prepublicación

El 07 de marzo de 2011 venció el plazo para presentar opiniones y sugerencias a la Propuesta. El análisis de los comentarios recibidos se presenta a continuación.

2.1. Edelnor S.A.A.

Mediante correo electrónico la empresa de distribución eléctrica Edelnor S.A.A. (en adelante "EDELNOR") presentó las siguientes opiniones y sugerencias a la Propuesta.

2.1.1. Comentario 1

Señala que el Precio Equivalente en Barra de Referencia, debe ser el promedio ponderado de los precios contractuales, y que para ello se debe aplicar los factores nodales o de pérdidas medias establecidos en cada contrato y que han sido aprobados previamente por OSINERGMIN en su oportunidad. Así, indica que los factores de pérdidas y nodales han sido aprobados por OSINERGMIN en las Bases; como ejemplo cita:

- Resolución OSINERGMIN N° 293-2007-OS/CD, que aprueba los factores nodales para la realización de la 1ra. licitación que convocó EDELNOR al amparo de la Ley N° 28832.
- Resolución OSINERGMIN N° 667-2007-OS/CD, que aprueba los factores nodales para la realización de la licitación que convocó Luz del Sur S.A.A. al amparo de la Ley N° 28832.

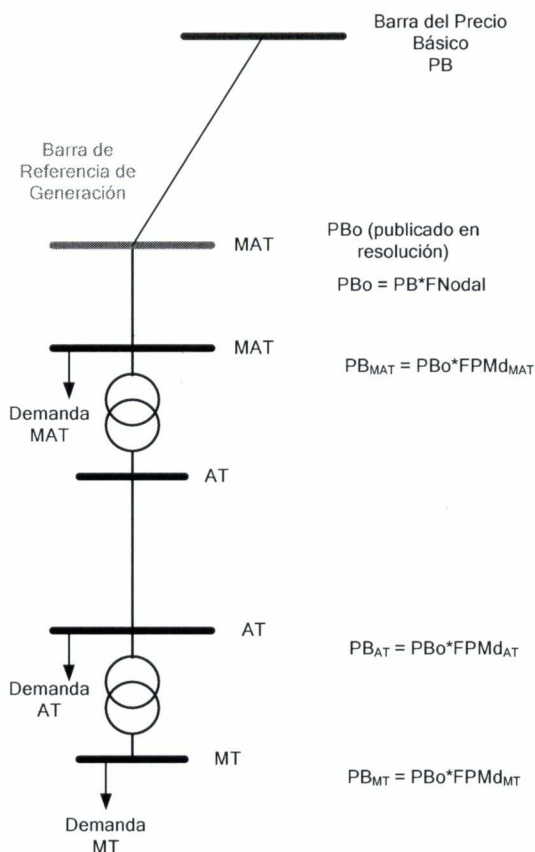
A5-6

Al respecto, propone que en la modificación de los numerales 5.4, 6.3.b y 6.4.b se limite la aplicación de los factores nodales sólo al numerador cuando se calcule el precio equivalente en la Barra de Referencia. En este sentido adjunta hojas de cálculo como sustento de validez para la aplicación de su recomendación.

Análisis de OSINERGMIN

Para la comprensión del contenido de la Propuesta en la modificación de los numerales 5.4, 6.3.b y 6.4.b, se debe partir del modelo regulatorio adoptado para efectos de la estructuración de las tarifas aplicables para el suministro de los Usuarios Regulados y la formación de precios de venta de generador a distribuidor para el suministro de los Usuarios Regulados. Así el Artículo 19° la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" precisa el modelo regulatorio a considerar para efectos de determinar los factores de pérdidas medias (FPMd) de energía y potencia en aquellas instalaciones asociadas a Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión asignados a la demanda, conforme se detalla en la figura siguiente.

Figura N° 1. Modelo Regulatorio para determinación de Precios en Barra

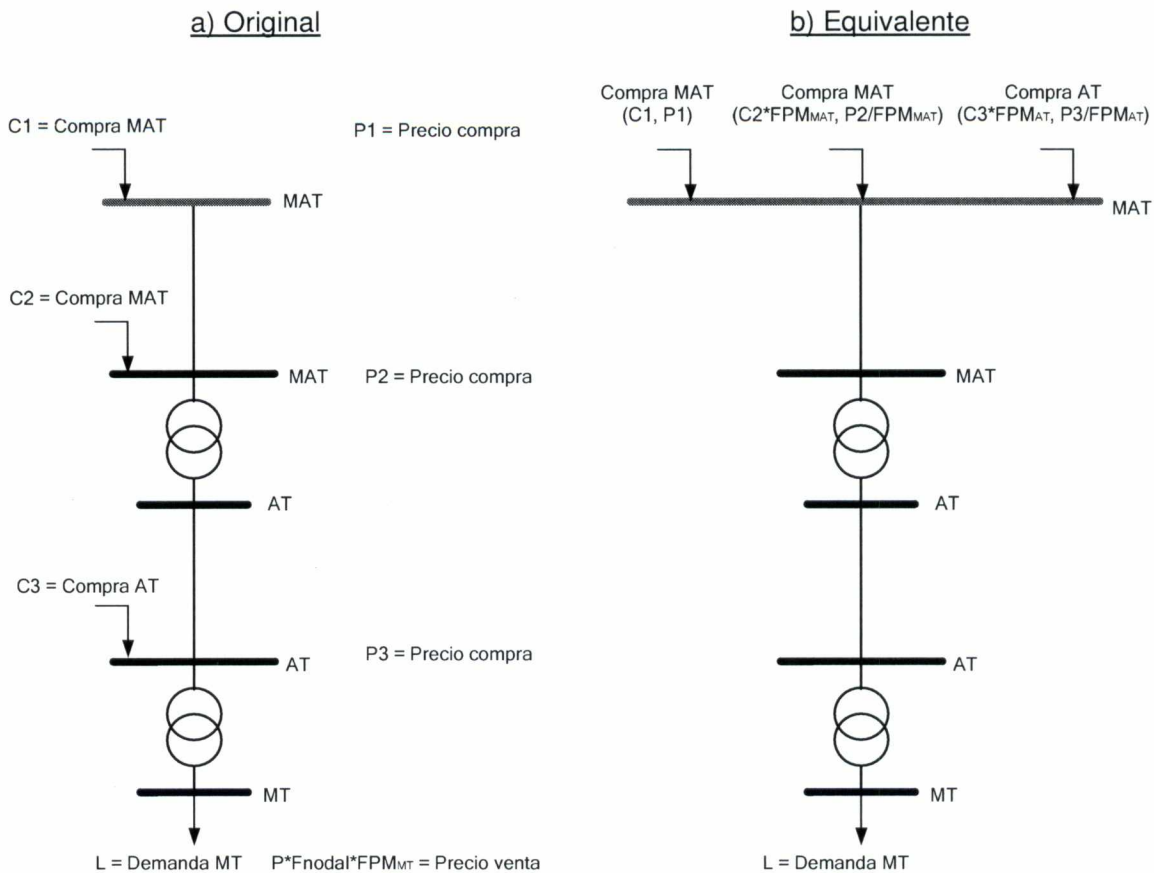


Sobre la base de la figura anterior, corresponde derivar el precio equivalente en la Barra en que se fijan los precios básicos (Subestación Base Lima) dado el conjunto de compras conforme se muestra como a) en la figura siguiente:

A 3 coarenta y tres

A5-7

Figura N° 2. Precio Equivalente a partir del Modelo Regulatorio



Lo primero es determinar las cantidades y precios equivalentes en la Barra de Referencia de Generación (BRG) a partir de las cantidades y precios en otras barras; así conforme se muestra en b) de la figura precedente, por ejemplo si la compra C2 se efectuara en la BRG debiera incluir las pérdidas, es decir se debiera adquirir $C2 \cdot FPM_{MAT}$; asimismo, para mantener la misma facturación el precio debiera ser $P2 / FPM_{MAT}$. De modo similar la compra por C3, sería $C3 \cdot FPM_{AT}$ a un precio de $P3 / FPM_{AT}$.

Ahora todas estas compras a su vez pueden efectuarse en la Subestación Base Lima para lo cual utilizando el mismo razonamiento resulta que la compra en la BRG debe multiplicarse por el factor nodal y el precio debe dividirse por el factor nodal. De este modo se tiene en el Cuadro N° 1 los siguientes precios y cantidades contractuales equivalentes en la Subestación Base Lima.

44 cuarenta y cuatro

Cuadro N° 1. Precio Equivalente a partir del Modelo Regulatorio en Subestación Base Lima

Compra	Cantidad	Precio
MAT (BRG)	$C1 \times F_{nodal}$	$\frac{P1}{F_{nodal}}$
MAT	$C2 \times F_{nodal} \times FPMd_{MAT}$	$\frac{P2}{F_{nodal} \times FPMd_{MAT}}$
AT	$C3 \times F_{nodal} \times FPMd_{AT}$	$\frac{P3}{F_{nodal} \times FPMd_{AT}}$

En esta condición el precio promedio de compra "P" equivalente en Lima sería

$$P = \frac{C1 \times P1 + C2 \times P2 + C3 \times P3}{C1 \times F_{nodal} + C2 \times F_{nodal} \times FPMd_{MAT} + C3 \times F_{nodal} \times FPMd_{AT}} \dots (1)$$

Complementariamente la demanda "L" en MT es el resultado de sumar los flujos adquiridos en cada nivel de tensión descontando las pérdidas producidas hasta su entrega en MT; de este modo resulta que considerando las pérdidas reconocidas por la regulación se tiene que:

$$L = C1 \times \frac{1}{FPMd_{MT}} + C2 \times \frac{FPMd_{MAT}}{FPMd_{MT}} + C3 \times \frac{FPMd_{AT}}{FPMd_{MT}} \dots (2)$$

Ahora, para garantizar que el precio P expandido hasta el nivel de MT permite recuperar los costos de adquisición se debe cumplir que:

$$P \times F_{nodal} \times FPMd_{MT} \times L = C1 \times P1 + C2 \times P2 + C3 \times P3 \dots (3)$$

Al respecto, reemplazando (1) y (2) en (3) se verifica la mencionada equivalencia, lo que demuestra que lo solicitado por EDELNOR en cuanto a no aplicar los factores de pérdidas y nodales en el denominador es erróneo y por lo tanto no se acepta.

Cabe señalar que en el ejemplo remitido por EDELNOR, el error de su cálculo se produce al utilizar una demanda equivalente en MT que no se ha derivado sobre la base del modelo regulatorio, sino que se ha derivado de la suma directa de las compras como si todas se efectuarán en el mismo nivel de tensión.

Por las razones expuestas, no se considera apropiado modificar lo publicado en la Propuesta.

Cabe señalar que en anexo al presente informe, se presenta el cálculo de EDELNOR con las correcciones del caso, demostrándose que la Propuesta es conforme con el modelo regulatorio.

De otro lado, respecto de los factores nodales incluidos en las Bases de las licitaciones aprobadas conforme a la Norma "Lineamientos Generales y

Modelo de Contrato para las Bases de Licitación de Suministros de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución Eléctrica (Aplicables a las licitaciones cuya primera y siguientes convocatorias se efectúen hasta el 24 de julio de 2009 en el marco de la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832)", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 0101-2007-OS/CD, dichos factores conforme se indicaba en las respectivas Bases tenían por objeto determinar los precios aplicables en cada barra de compra, toda vez que las ofertas se efectuaban en la barra Lima; ello no implica en absoluto que dichos factores reemplacen a los regulados anualmente vía las resoluciones de Precios en Barra.

2.2. Luz del Sur S.A.A.

Mediante correo electrónico la empresa de distribución eléctrica Luz del Sur S.A.A. (en adelante "LUZ DEL SUR") presentó las siguientes opiniones y sugerencias a la Propuesta.

2.2.1. Comentario 1

Señala respecto de la propuesta de modificación de los numerales 5.4, 6.3.b y 6.4.b que, al aplicar los factores a las cantidades físicas, se está incrementando tanto al numerador como al denominador del cociente utilizado para determinar el precio ponderado, obteniendo como resultado un precio ponderado de compra muy similar al de la aplicación de la actual norma, y que por lo tanto no se consigue resolver el problema del no reconocimiento del precio de compra en barras distintas a las de Muy Alta Tensión (MAT).

Expresa, respecto a la expansión de los factores de pérdidas de transmisión (desde MAT hasta AT o hasta MT, según la ubicación del cliente), que ésta debe ser aplicada a todos los clientes del distribuidor, inclusive a aquéllos que son atendidos directamente desde un punto de compra en AT o MT, debido a que su demanda, a pesar que no originó las pérdidas desde MAT, sí fue considerada en el denominador del cálculo del factor de pérdidas. Por lo tanto, el hecho de que se compre en AT o MT no significa que no se expanda el precio de compra desde MAT, independientemente del valor del precio.

Al respecto propone se limite la aplicación de los factores nodales sólo al numerador cuando se calcule el precio equivalente en la Barra de Referencia.

Finalmente, adjunta un archivo excel con un ejemplo de cálculo numérico aplicado al procedimiento vigente, al procedimiento modificado por la Propuesta y al propuesto en sus opiniones.

Análisis de OSINERGMIN

Dado que se trata de un comentario relacionado con el mismo aspecto analizado en el apartado 2.1.1, no se acepta la propuesta por las razones expresadas en dicho apartado.

Por otro lado, cabe señalar que el ejemplo propuesto por la empresa no se fundamenta en el modelo regulatorio vigente.

2.2.2. Comentario 2

Respecto de la modificación al numeral 6.2b, expresa que las empresas que transfieren Saldos Ejecutados Acumulados a un determinado mes, son aquellas que en los meses anteriores han recibido, a través de su facturación por venta a sus clientes y/o por la aplicación del Programa Trimestral de Transferencias, mayores ingresos que los que les hubiera correspondido a una hipotética venta expandiendo sus precios de compra a generadores; por lo tanto, son empresas que tienen excedentes en sus ingresos. En contraparte, las empresas que reciben las transferencias por Saldos Ejecutados Acumulados a un determinado mes, son aquellas que en los meses anteriores han recibido, a través de su facturación por venta a sus clientes y/o por la aplicación del Programa Trimestral de Transferencias, menores ingresos que los que les hubiera correspondido a una hipotética venta expandiendo sus precios de compra a generadores; por lo tanto, éstas son empresas que deben tener déficit en sus ingresos.

Expresa, entonces, que el ampliar de 15 a 20 días el plazo para que se transfieran los Saldos Ejecutados Acumulados beneficia a aquélla que ha recibido mayores ingresos, reteniendo por 5 días más el dinero que le corresponde a las empresas que han recibido menores ingresos.

Asimismo, agrega que todas las empresas deberían realizar sus balances mensuales a fin de determinar si tienen excedentes y en este caso estimar y guardar el dinero que en meses posteriores van a tener que transferir, a fin de que no seas sorprendidas. Así, si una empresa aportante está supeditando la fecha para realizar las transferencias a la fecha de la cobranza a sus clientes, como se menciona en el Informe N° 0056-2011-GART, significa que no ha sido precavida, y debe tomar en cuenta que va a transferir dinero a empresas cuyos ingresos podrían haber estado por debajo de sus costos.

Por lo anterior, concluye que no debiera ampliarse el plazo de 15 a 20 días, sino mantenerse el plazo vigente.

Análisis de OSINERGMIN

Se encuentra razonable lo expresado por LUZ DEL SUR en cuanto a la inconveniencia de ampliar el plazo de las transferencias por Saldos Ejecutados Acumulados, pues efectivamente podría ocasionar un perjuicio a las empresas receptoras.

En este sentido, se acoge la sugerencia y, en consecuencia, no se modificará el literal b) del numeral 6.2 del PROCEDIMIENTO.

2.3. Sr. José Jaime Sánchez Fernández

Mediante correo electrónico el Sr. José Jaime Sánchez Fernández presentó las siguientes opiniones y sugerencias a la Propuesta.

2.3.1. Comentario 1

Señala que si bien encuentra correcto que la norma sólo recoja los incentivos previstos en la normatividad vigente, sugiere que la modificación de la

AS-11

redacción del literal b) del numeral 5.2 de la norma se efectúe indicando que el régimen de incentivos definido en el Artículo 10º de la Ley N° 28832 sólo será aplicable cuando así lo disponga la normativa legal vigente.

Análisis de OSINERGMIN

Conforme se señala en el Informe de la Asesoría Legal que, complementariamente al presente informe, analiza las opiniones y sugerencias a la Propuesta, corresponde acoger la sugerencia recibida.

110 cuarenta y ocho

3. Modificaciones a la Propuesta

El presente capítulo muestra los cambios introducidos en el PROCEDIMIENTO (texto nuevo, subrayado, y eliminado, tachado), considerando como base la Propuesta así como lo introducido como consecuencia del análisis de las sugerencias recibidas a la indicada Propuesta.

5.2 ...

...

- b) *Contratos resultantes de Licitaciones.- Por cada contrato, los precios serán iguales a los Precios de Contrato resultantes de la Licitación informados, ~~considerando~~ El régimen de incentivos definido en el Artículo 10º de la Ley 28832 (sin incluir cargos por los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes, ni VAD), solo será aplicable cuando así lo disponga la normativa legal vigente.*

...

- 5.4 *Se determinará el Precio a Nivel Generación en la Barra de Referencia como el promedio ponderado de los precios de potencia, de energía en Horas de Punta y de energía en Horas Fuera de Punta, según corresponda, obtenidos de acuerdo con el numeral 5.3. El elemento de ponderación será la potencia y las energías en Horas Punta y en Horas Fuera de Punta facturada por cada contrato a que se refiere el numeral*

5.2 multiplicado por los factores nodales o de pérdidas a que se refiere el numeral 5.1, según corresponda.

El Precio a Nivel Generación así obtenido se podrá ajustar considerando la evolución futura esperada de los Precios de los Contratos.

...

6.3 ...

...

- b) Se proyectará, sobre la base de la demanda prevista de los Usuarios Regulados, la facturación que efectuaría la Distribuidora a sus Usuarios Regulados por potencia y energía (sin incluir cargos por los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes, ni VAD), al aplicar los Precios de Contrato en cada mes, debidamente corregidos de acuerdo con el Artículo 29.1 de la Ley 28832 cuando corresponda.

Las tarifas de energía y potencia aplicables para este cálculo serán aquellas obtenidas a partir del promedio ponderado, por la potencia y energía en Horas Punta y en Horas Fuera Punta facturadas por el Generador a la Distribuidora multiplicado por los factores nodales o de pérdidas a que se refiere el numeral 5.1, de los precios contractuales relacionados con cada sistema eléctrico de la distribuidora.

Para determinar los cargos por energía y potencia de cada opción tarifaria, se aplicarán todas las consideraciones y factores utilizados en la determinación de los pliegos tarifarios de venta a Usuarios Regulados.

...

6.4 ...

...

- b) Para cada mes, desde el mes t-5 hasta el mes t-3, se determinará sobre la base de la información histórica la facturación que hubiera efectuado la Distribuidora a sus Usuarios Regulados por potencia y energía (sin incluir cargos por los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes, ni VAD), al aplicar los Precios de Contrato, debidamente corregidos de acuerdo con el Artículo 29.1 de la Ley 28832 cuando corresponda.

Las tarifas de energía y potencia aplicables para este cálculo serán aquellas obtenidas a partir del promedio ponderado, por la potencia y energía en Horas Punta y en Horas Fuera Punta facturada por los Generadores a la Distribuidora multiplicado por los factores nodales o de pérdidas a que se refiere el numeral 5.1, de los precios contractuales relacionados con cada sistema eléctrico del distribuidor en el mes correspondiente.

Para determinar los cargos por energía y potencia correspondientes a cada opción tarifaria, se aplicarán todas aquellas consideraciones utilizadas en la elaboración de los pliegos tarifarios aplicables a los usuarios regulados.

La aplicación de los cargos respectivos a las cantidades físicas agregadas de potencia y energía de cada opción tarifaria dará como resultado el Monto Facturado Eficiente.

...

AS-15

4. Recomendación

Como consecuencia del análisis efectuado se recomienda aprobar las modificaciones propuestas a la norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados".

52 cincuenta y dos

Anexo

Revisión del Ejemplo presentado
por Edelnor S.A.A.

AS-17

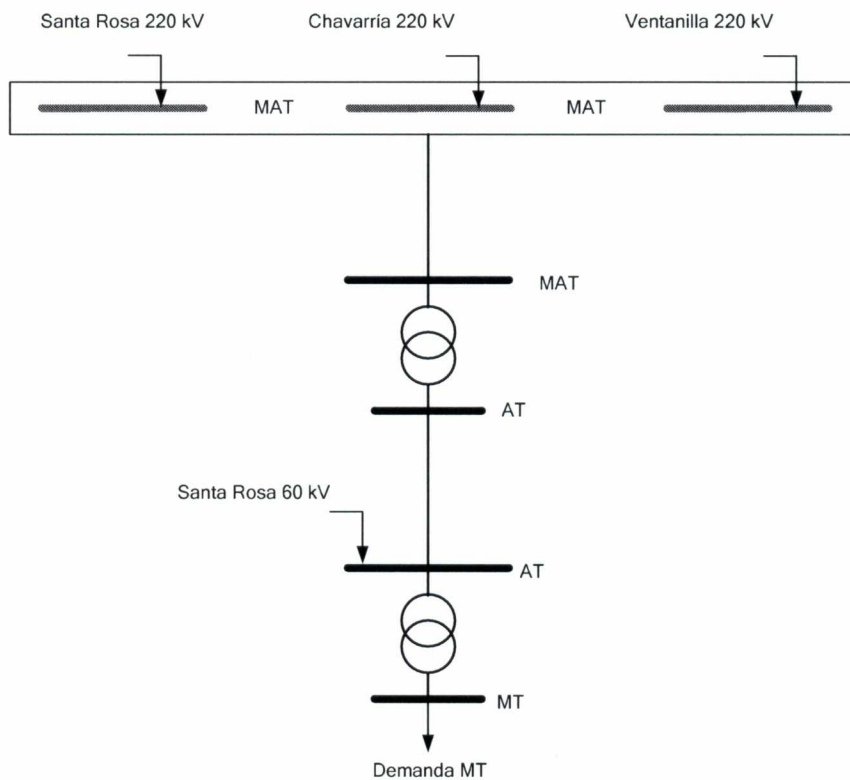
Cuadro A.1 Datos del Ejemplo

Barra de Venta	Barra de Referencia	Potencia kW (a)	Energía HP kW.h (b)	Energía HFP kW.h (c)	Precio de Potencia S./kW-mes (d)	Precio EHP ctmS./kWh (e)	Precio de EHFP ctmS./kWh (f)
Chavarria 220	Chavarria 220	23 364,36	2 719 848,44	10 024 778,23	14,59	14,16	10,23
Santa Rosa 60	Santa Rosa 220	1 314,67	153 118,17	664 362,82	14,59	14,15	10,20
Santa Rosa 220	Santa Rosa 220	7 723,35	902 214,06	3 163 509,58	14,59	14,16	10,24
Ventanilla 220	Ventanilla 220	5 377,34	620 591,81	2 413 452,34	14,48	13,74	10,04
Valor total de las compras en S/.		2 829 988,01					

Cuadro A.2 Factores nodales y de pérdidas aplicables

Barra de Venta	FNP	FNEHP	FNEHFP	FPMdP	FPMdE	FNP Total	FNEHP Total	FNEHFP Total
Chavarria 220	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Santa Rosa 60	1,0000	1,0000	1,0000	1,0148	1,0129	1,0148	1,0129	1,0129
Santa Rosa 220	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Ventanilla 220	1,0000	0,9976	0,9981	1,0000	1,0000	1,0000	0,9976	0,9981

Figura A.1 Modelo regulatorio a tomar en cuenta



54 cincuenta y cuatro

Los precios de energía y potencia equivalentes en barra Lima se obtienen considerando los precios y cantidades de los contratos, y los factores de pérdidas y nodales, conforme se muestra a continuación:

$$P_{Pot} = \frac{23364,36 \times 14,59 + 1314,67 \times 14,59 + 7723,35 \times 14,59 + 5377,34 \times 14,48}{23364,36 \times 1 + 1314,67 \times 1,0148 + 7723,35 \times 1 + 5377,34 \times 1} = 14,5668$$

$$P_{EHP} = \frac{2719848,44 \times 14,16 + 153118,17 \times 14,15 + 902214,06 \times 14,16 + 620591,81 \times 13,74}{2719848,44 \times 1 + 153118,17 \times 1,0129 + 902214,06 \times 1 + 620591,81 \times 0,9976} = 14,0988$$

$$P_{EHFP} = \frac{10024778,23 \times 10,23 + 664362,82 \times 10,20 + 3163509,58 \times 10,24 + 2413452,34 \times 10,04}{10024778,23 \times 1 + 664362,82 \times 1,0129 + 3163509,58 \times 1 + 2413452,34 \times 0,9981} = 10,20$$

A partir de estos precios se obtienen los precios aplicables al usuario regulado en Media Tensión (MT), tomando en cuenta los factores de pérdidas medias acumulados hasta MT. Así se obtiene:

$$P_{Pot_MT} = 14,5668 \times 1,0224 = 14,8931$$

$$P_{EHP_MT} = 14,0988 \times 1,0196 = 14,3751$$

$$P_{EHFP_MT} = 10,2000 \times 1,0196 = 10,4000$$

Complementariamente, la demanda de energía y potencia en MT (equivalente a las ventas a los Usuarios Regulados) obtenida considerando los factores de pérdidas y nodales regulados es la siguiente:

$$L_{Pot} = [23364,36 \times 1 + 1314,67 \times 1,0148 + 7723,35 \times 1 + 5377,34 \times 1] \times \frac{1}{1,0224} = 36971,03$$

$$L_{EHP} = [2719848,44 \times 1 + 153118,17 \times 1,0129 + 902214,06 \times 1 + 620591,81 \times 0,9976] \times \frac{1}{1,0196} = 4311748,02$$

$$L_{EHFP} = [10024778,23 \times 1 + 664362,82 \times 1,0129 + 3163509,58 \times 1 + 2413452,34 \times 0,9981] \times \frac{1}{1,0196} = 15957324,14$$

Luego multiplicando las ventas en MT por los precios determinados a partir de las compras se obtiene un total de S/. 2 829 988,01, que coincide con el valor de las compras efectuadas en las cuatro barras consideradas en el ejemplo.

Impacto Tarifario de la Compensación Adicional por Generación en los Clientes Libres

Sociedad Nacional de Industrias

(7 de mayo de 2012)

Antecedentes

- El DU 037-2008 dictó disposiciones para asegurar en el corto plazo el abastecimiento de energía en el SEIN en situaciones de restricción temporal de generación.
- El Art. 5 del DU 037-2008 dispone que los costos totales, incluyendo los costos financieros, serán cubiertos mediante un cargo adicional que se incluirá en el Peaje por Conexión al SPT.

Antecedentes

- El DU 037-2008 dispone que:
“... los costos a reconocer a la empresa estatal, son todos aquellos en que ella incurra para cumplir el requerimiento, sin aplicar para su reconocimiento en la tarifa estándares de eficiencia ni evaluaciones previas, dado que las contrataciones y adquisiciones que debe realizar la empresa estatal se producen por situaciones de emergencia declaradas por el Ministerio de Energía y Minas...”

Antecedentes

- El Art. 5 del DU 037-2008, dispone, además, que para determinar este cargo adicional se deben distribuir los costos entre los consumidores :

$$\% \text{ Regulados} = \frac{\text{Energía}_{\text{Regulados}}}{1.0 \times \text{Energía}_{\text{Regulados}} + 2.0 \times \text{Energía}_{\text{Libres}} + 4.0 \times \text{Energía}_{\text{Grandes Usuarios}}}$$

$$\% \text{ Libres} = \frac{\text{Energía}_{\text{Libres}}}{1.0 \times \text{Energía}_{\text{Regulados}} + 2.0 \times \text{Energía}_{\text{Libres}} + 4.0 \times \text{Energía}_{\text{Grandes Usuarios}}}$$

$$\% \text{ Grandes Usuarios} = \frac{\text{Energía}_{\text{Grandes Usuarios}}}{1.0 \times \text{Energía}_{\text{Regulados}} + 2.0 \times \text{Energía}_{\text{Libres}} + 4.0 \times \text{Energía}_{\text{Grandes Usuarios}}}$$

Antecedentes

- El DU 049-2011, **prorroga la vigencia del DU 037-2008 hasta el 31 de diciembre de 2013 y extiende a los Sistemas Aislados del país, los alcances y condiciones de dicho decreto.**

“ Los costos totales, incluyendo los costos financieros, en que incurra la empresa estatal..., para el SEIN o los Sistemas Aislados, serán cubiertos mediante un cargo adicional que se incluirá en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión...”

- Así mismo, el DU 049-2011 señala que *“Los costos a que se refiere el presente artículo serán **liquidados periódicamente**, considerando los descuentos a que hubiere lugar por concepto de los ingresos netos totales mensuales que corresponda por la participación en el COES de las unidades...”*

Antecedentes

- El Art 2 del DS 031-2011 (junio) dispone:
*“OSINERGMIN determinará, **sin realizar ningún tipo de evaluación previa ni posterior**, el cargo adicional a que se refiere el artículo 5º del Decreto de Urgencia N° 037-2008 sobre la base de **los costos que le sean informados por la empresa estatal mediante un Informe, que tendrá carácter de declaración jurada y cuyos valores no estarán sujetos a modificación por parte del regulador.**”*

Antecedentes

- El Art 5 del DS 002-2012 dispone que los **costos incurridos** deben ser recuperados en un plazo máximo de **24 meses**
- El criterio anterior, y originalmente, establecido señalaba que (Art 3 del DS 031-2011):
 - OSINERGMIN deberá aprobar el cargo adicional, hasta que todos los **costos incurridos** sean cubiertos, independientemente de la vigencia de dicho Decreto de Urgencia.
 - El plazo de aplicación de dicho cargo deberá ser definido de modo tal que **su valor no varíe en más de 10%** respecto del valor vigente en agosto de 2011.

Tarifas Reguladas por OSINERGMIN mayo 2012 – abril 2013

- Qué se incluye en el Cargo Adicional
 1. Generación de emergencia y por seguridad gestionada por ELECTROPERU
 - Generación en Trujillo, Mollendo y Piura
 - Gastos **incurridos** y gastos **futuros** de feb 2012 hasta enero de 2014
 2. Importación de energía desde el Ecuador por ENOSA
 - Importaciones del año 2011 (junio, agosto y diciembre)
 - Importaciones de 2012 (febrero)
 3. Generación de emergencia gestionada por ELECTROORIENTE
 - Capacidad Adicional en el **Sistema Aislado Iquitos**
 - Gastos **incurridos** hasta dic 2011 y gastos **futuros** de feb 2012 a enero de 2014

Tarifas Reguladas por OSINERGMIN mayo 2012 – abril 2013

- Costo Total Adicional: 973,6 MM de soles

	Usuario Regulado	Usuario Libre no Gran Usuario	Gran Usuario
Compensación a Electroperú S.A. (S/.)		931 532 396	
Compensación a Electronoroeste S.A. (S/.)		16 769 566	
Compensación a Electro Oriente S.A. (S/.)		25 280 863	
Compensación Total por DU-037-2008 (S/.)		973 582 824	

- 96% ELECTROPERU
- 2% ENOSA
- 2% ELECTROORIENTE

Tarifas Reguladas por OSINERGMIN mayo 2012 – abril 2013

- Factores de Participación

Tipo de Usuario	Factores de Reparto
Regulados	0,2612
Libres no Grandes Usuarios	0,1512
Grandes Usuarios	0,5876
Total	1,0000

Tarifas Reguladas por OSINERGMIN mayo 2012 – abril 2013

- Cargos

	Usuario Regulado	Usuario Libre no Gran Usuario	Gran Usuario
Compensación a Electroperú S.A. (S/.)	931 532 396		
Compensación a Electronoroeste S.A. (S/.)	16 769 566		
Compensación a Electro Oriente S.A. (S/.)	25 280 863		
Compensación Total por DU-037-2008 (S/.)	973 582 824		
Asignado por tipo de usuario (S/.)	254 287 195	147 251 905	572 043 724
Máxima Demanda Ventas 2012 (MW)	3 261	599	1 067
Periodo de Recuperación (meses)	24		
Cargo Unitario por Generación Adicional que debe adicionarse al PCSPT (S/. /kW-mes)	3,25	10,24	22,34

Tarifas Reguladas por OSINERGMIN mayo 2012 – abril 2013

- Impactos Tarifarios

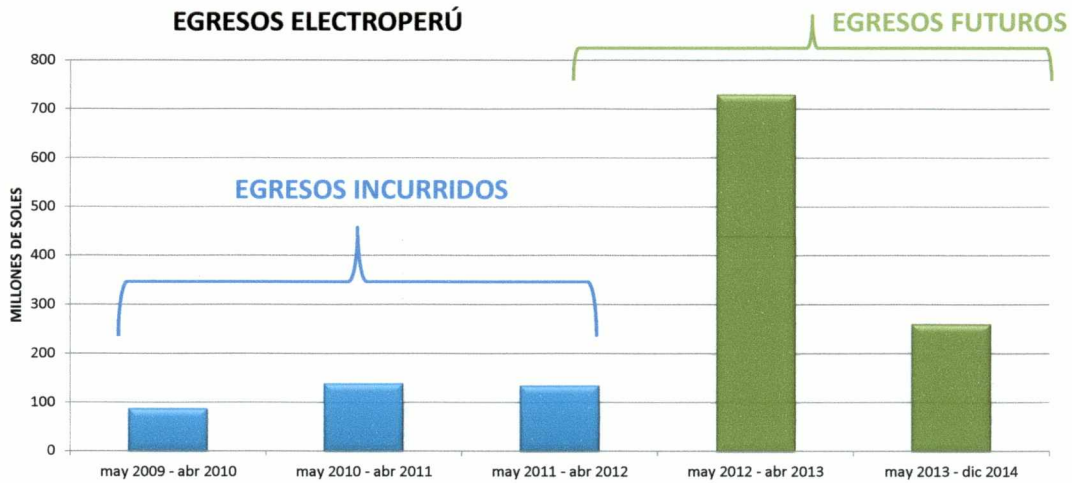
Usuario	Incremento de Cargo Por Generación Adicional (DU 037-2008)			Peso de Cargo DU 037 respecto del Peaje (E)	Peso Aprox de Peaje respecto de tarifa total (D)	Variación Total
	Vigente el 30/Abr/2012 (A)	Pre publicación (B)	Variación* C= (B/A - 1)			
Regulado	0.43	3.25	656%	3.18%	8%	1.67%
Libre	1.38	10.24	642%	9.53%	8.57%	5.24%
Gran Usuario	3.28	22.34	581%	20.04%	15.39%	17.92%

Composición de Costos Adicionales

Comparación de Montos de Compensación- CASO ELECTROPERÚ

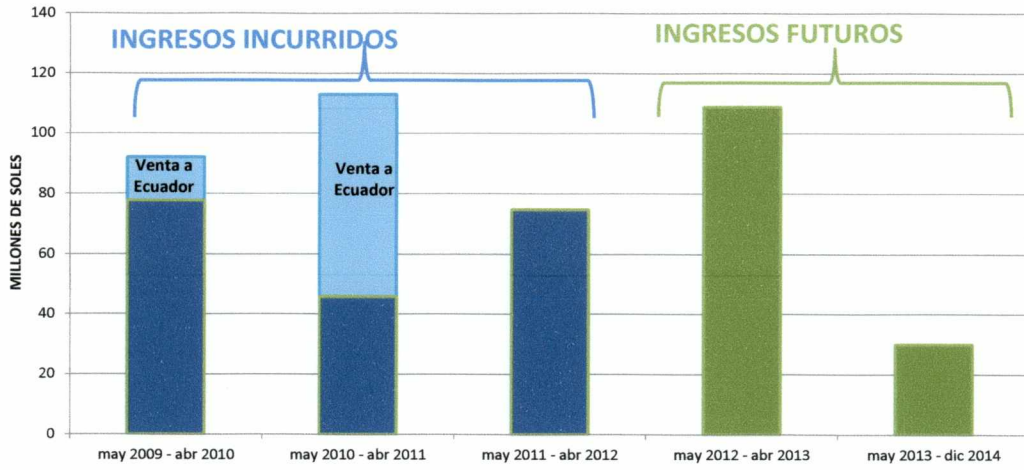
INCURRIDO			FUTURO		
Año	Meses	Monto (Nuevos Soles)	Año	Meses	Monto (Nuevos Soles)
2008	Octubre-Diciembre	133,993	2012	Mayo-Diciembre	468,199,945
2009	Enero-Diciembre	8,370,436	2013	Enero-Diciembre	382,572,684
2010	Enero-Diciembre	7,860,335			
2011	Enero-Diciembre	67,875,828			
2012	Enero-Abril	-3,480,824			
MONTO TOTAL		80,759,767	MONTO TOTAL		850,772,629

Evolución de Egresos



62 sesenta y dos

Evolución de Ingresos



[Handwritten signature]
17-1

Iquitos 24 de febrero del 2012

G- 287 -2012

Señor Ing.
Víctor Ormeño Salcedo
Gerente de Regulación Tarifaria
OSINERGMIN
Lima.-



Asunto : Proyección de gastos a incurrir por el cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 037-2008.

Referencia : Oficio N° 139-2012-GART del 20.02.12

De mi mayor consideración

Tengo el agrado de dirigirme a usted, con la finalidad de alcanzarle a través de la presente, nuestra estimación de gastos relacionada con nuestra generación adicional de 10 MW, dentro el marco del Decreto de Urgencia N° 037-2008, y que nos fuera solicitado a través de su oficio de la referencia.

Nuestra estimación de gastos para los próximos veinticuatro (24) meses, correspondiente al período marzo 2012 hasta enero 2014 (nuestra fecha de finalización del servicio de generación adicional vence el 09.01.14), llega a los S/. 49,129.932 nuevos soles, conforme se detalla en el cuadro N° 1 y anexos que se adjuntan.

Es propicia la ocasión para expresarle mi especial consideración.

Atentamente,

[Handwritten signature of CPC Gregorio Jacome Rojas]

CPC GREGORIO JACOME ROJAS
Gerente General (e)

Adj.: Lo indicado

64 sesenta y cuatro

A2-2

CUADRO N° 1

**Costos Asociados a la Operación de la Generación Adicional
(Estimado del período Marzo 12 - enero 13)**

Concepto	Costos Estimados (En soles)
Costo Operativo Meses Marzo 12 - diciembre 13 (22 meses)	48,468,991
Costo Operativo Mes Enero 14 (solo 9 días):	660,941
TOTAL	49,129,932

Nota: El Plazo de operación comercial concluye el 09 de enero del 2014.

ANEXO N° 1

COSTOS ESTIMADOS ASOCIADOS A LA OPERACIÓN MENSUAL DE GENERACION ADICIONAL

Condiciones del contrato:

- . Monto Contractual por 24 meses (sin combustibles) US \$ 8,205,691.68 dólares
- . Energía prevista a generar en los 24 meses 45,564.00 Mwh

Determinación del Costo Operativo Mensual

Detalle de Costos Operacionales	US \$	Soles
a) Costo Mensual sin Combustibles		
US \$ 8,205,691.68 / 24 meses	341,903.82	940,235.51
b) Costo por Combustible		
Energía generada Mes Mwh 1,898.50		
Rendimiento Ofertado kWh/galón 14.55		
Precio del Diesel Soles/galón 9.6788		
Valor del costo del combustible		1,262,900.47
Costos Operativos Totales Mes		2,203,135.97

Nota: Los costos operativos han sido estimados con precios del combustible vigente a partir del 23.02.12 y Tipo de cambio S/. 2.75/ dólar

ANEXO N° 2

**PRECIO DEL COMBUSTIBLE B5 (GE)
(Vigente a partir del 23.02.12)**

Concepto	S/. Galón
Precio de lista Petroperú	9.5300
Gasto Administrativo	0.0799
Precio Total Petroperú	9.6099
Servicio de Transporte	0.0689
	9.6788

65 sesenta y cinco



electroperu
la energía de los peruanos

San Juan de Miraflores,

30 MAR. 2012

G- 274 -2012

Señor Ingeniero
JAIME MENDOZA GACON
Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN
Av. Canadá 1460
San Borja

2012

AB-1

OSINERGMIN	
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	
RECIBIDO	HORA: 12:49
30 MAR 2012	
2639	2011-516
REGISTRO	EXPEDIENTE
LA RECEPCION DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD	

Firmado digitalmente por
OMAR ALEXIS
COBARRUBIAS
FIGUEROA
Fecha: 2012.03.30
13:03:11 -05'00'

Asunto : **Solicitud de revisión de la proyección de gastos a incurrir por el cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 037-2008**

Ref. : Oficio N° 0209-2012-GART

De mi consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a usted con relación a lo solicitado con el oficio de la referencia, para remitirle adjunto a la presente el Informe N° C-432-2012 que contiene la revisión de la proyección de gastos —alcanzada con nuestra carta N° G-171-2012 del 2012-02-27— en que incurriría Electroperú para proveer Generación Adicional en cumplimiento al Decreto de Urgencia N° 037-2008. El citado informe incluye, conforme a lo requerido, el ingreso estimado que Electroperú recibiría del COES por dicha actividad.

Respecto a lo observado en su referido oficio de que los costos variable no combustible proyectados de la central termoeléctrica de emergencia (CTE) Mollendo 60 MW y CTE Piura 80 MW resultan muy superiores a los que incurrió la CTE Trujillo 60 MW, cabe precisar que en dicha comparación se debe tener en cuenta que, mientras de un lado, los citados costos de las dos primeras centrales han sido determinados en base al monto total comprometido en cada contrato suscrito con el operador de la central, del otro, los costos variable no combustible de la CTE Trujillo 60 MW corresponden a una información ejecutada resultante de la real operación de esta central.

Adicionalmente, señalamos que, como se observa en los contratos de la CTE Mollendo 60 MW y CTE Piura 80 MW suscritos con los respectivos operadores, cuyas copias se adjuntan a la presente, las tarifas variable no combustible de estas centrales (CTE Mollendo 60 MW: 14,06084 US\$/MWh; CTE Piura 80 MW: 14,16 US\$/MWh) son menores a las que se establecieron en los tres contratos suscritos con el operador de la CTE Trujillo 60 MW (contrato 1: 17,136 US\$/MWh; contrato 2: 17,14 US\$/MWh; contrato 3: 15,00 US\$/MWh).

Hago propicia la oportunidad para saludarle.

Atentamente

ING. CÉSAR PAÚL TENGAN MATSUTAHARA
Gerente General
ELECTROPERU S.A.

Adj.: Lo indicado



electroperu
la energía de los peruanos

AB-2

C-432-2012

INFORME

REVISIÓN DE LA PROYECCIÓN DE GASTOS A INCURRIR POR GENERACIÓN ADICIONAL - DECRETO DE URGENCIA N° 037-2008 - FEBRERO 2012 - ENERO 2014

Osinermin, mediante oficio N° 0209-2012-GART de fecha 19 de marzo de 2012 solicitó la revisión de la proyección de gastos a incurrir por Electroperú por el cumplimiento del Decreto de Urgencia N° 037-2008, en el período de febrero 2012 a enero 2014; proyección remitida por Electroperú con carta N° G-171-2012 del 2012-02-27.

En los cuadros 1 y 2 adjuntos se presentan los resultados de la revisión efectuada, en los que además se ha incluido —conforme a lo solicitado en el citado oficio— el ingreso estimado que recibiría Electroperú del COES en el mencionado periodo.

Como se observa en dichos cuadros, el monto acumulado de la diferencia entre los Ingresos del COES y los Egresos resulta igual a S/. 874 929 545 al mes de enero de 2014.

El sustento de los montos de los conceptos considerados en los cuadros 1 y 2, es el siguiente:

INGRESOS

1. Ingresos COES

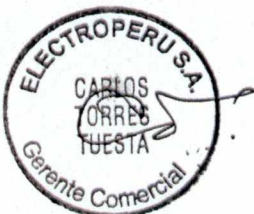
- *Transferencias de energía activa*

Se refiere a los montos que se estima que el COES asignaría como ingreso para Electroperú – Generación Adicional en sus informes de Transferencias, por la operación de las Centrales Termoeléctricas de Emergencia (CTE) Mollendo 60 MW y Piura 80 MW.

Los respectivos montos mensuales han sido determinados considerando que dichas CTE producirían la energía activa en kWh que se muestra en el cuadro 3 adjunto, la que ha sido valorizada a los costos marginales promedio mensual registrados de enero a diciembre 2011 en las barras Mollendo y Piura. Se ha estimado que valores similares de costos marginales se presentarían en 2012 y 2013.

- *Ingresos Netos Totales Mensuales (INTM)*

Estimados con el mismo % del INTM respecto a las transferencias de energía activa registrado en el año 2011: 42,0%.



67 sesenta y siete



electroperu
la energía de los peruanos

EGRESOS

1. Gerencia Comercial

Los montos son iguales a los informados con la citada carta N° G-171-2012 y su detalle por rubro se muestra en los cuadros presentados en el Anexo 1. Corresponden fundamentalmente a los montos totales a pagar a los adjudicatarios de los contratos por la operación de la CTE Mollendo 60 MW (APR ENERGY LLC Sucursal del Perú) y CTE Piura 80 MW (Consortio de Servicios Integrales de Energía). En el Anexo 2 se adjunta copia de los citados contratos.

2. Gerencia de Producción

- **Combustible:**

Se han revisado los gastos de combustibles informados con nuestra citada carta N° G-171-2012. En el Anexo 3 se presenta el cálculo en detalle de los nuevos montos por combustibles de la CTE Mollendo 60 MW y CTE Piura 80 MW.

3. Resto de gastos

Los montos del resto de conceptos de los cuadros 1 y 2 son iguales a los informados con nuestra carta N° G-171-2012.

San Juan de Miraflores, 29 de marzo de 2012.



CARLOS TORRES TUESTA
Gerente Comercial
ELECTROPERU S.A.

PRESUPUESTO DE ELECTROPERÚ GENERACIÓN ADICIONAL - DECRETO DE URGENCIA N° 037-2008 - FEBRERO 2012 - ENERO 2014

Actualizado al 29 de marzo de 2012
(En S/.)

Concepto	Feb-12	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Ago-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Sin IGV
INGRESOS													
1. Ingresos COES: 1/	0	0	0	2 205 930	8 903 468	7 378 456	11 098 111	11 726 519	9 443 663	9 510 774	7 481 146	28 027 828	
- Transferencias de energía activa	0	0	0	1 553 472	6 270 048	5 196 096	7 815 571	8 258 112	6 650 467	6 697 728	5 268 413	19 737 907	
- Ingresos Netos Totales Mensuales (INTM) 2/	0	0	0	652 458	2 633 420	2 182 360	3 282 540	3 468 407	2 793 196	2 813 046	2 212 733	8 289 921	
Total Ingresos:	0	0	0	2 205 930	8 903 468	7 378 456	11 098 111	11 726 519	9 443 663	9 510 774	7 481 146	28 027 828	
EGRESOS													
1. Gerencia Comercial													
- C.T.E. Trujillo	0	27 648	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
- C.T.E. Mollendo	0	0	0	5 598 468	5 598 468	5 633 309	5 598 468	5 598 468	5 598 468	5 598 468	5 603 788	85 086	
- C.T.E. Piura	0	0	0	0	6 598 433	6 598 433	6 598 433	6 598 433	6 598 433	6 598 433	6 633 019	6 598 433	
2. Gerencia de Producción													
- Combustible													
- C.T.E. Trujillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
- C.T.E. Mollendo	0	0	9 963 070	11 190 000	20 978 609	22 039 820	22 382 704	22 010 948	23 087 521	22 693 030	23 811 388	0	
- C.T.E. Piura	0	0	0	6 152 339	30 499 200	38 614 967	39 220 112	38 573 105	40 464 021	39 776 888	41 707 930	42 334 412	
- Otros	1 000	232 000	446 056	23 000	22 000	22 000	22 000	22 000	22 000	22 000	22 000	462 000	
3. Sub Gerencia de Tesorería													
- Costos financieros promedios	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	
- Aportes Osinergmin, MEM	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	
- Servicio Control Financiero	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	
4. Gerencia de Proyectos													
- Otros	2 982	3 737	3 737	1 579	730	730	730	730	1 095	1 095	1 905	1 212	
Total Egresos	580 282	839 685	10 989 163	23 541 686	64 273 740	73 485 559	74 398 747	73 379 984	76 347 838	75 266 214	78 356 329	50 057 443	
Ingresos COES - Egresos: Mensual	(580 282)	(839 685)	(10 989 163)	(21 335 755)	(55 370 272)	(66 107 103)	(63 300 636)	(61 653 465)	(66 904 175)	(65 755 440)	(70 875 183)	(22 029 615)	
Ingresos COES - Egresos: Acumulado (*)	(580 282)	(1 419 967)	(12 409 130)	(33 744 885)	(89 115 157)	(155 222 260)	(218 522 896)	(280 176 361)	(347 080 536)	(412 835 976)	(483 711 159)	(505 740 774)	

Notas:

1/ Ingresos estimados resultantes de las transferencias valorizadas por el COES por la operación de las Centrales Termoeléctricas de Emergencia (CTE).

2/ Estimado con el mismo % del INTM respecto a las transferencias de energía activa registrado en el año 2011:

14 355 732

/

5 977 622

=

42,0%

(*) No incluye saldo por recuperar al 31 de enero de 2012 por S/. 103,8 millones



09 sesenta y nueve

PRESUPUESTO DE ELECTROPERÚ GENERACIÓN ADICIONAL - DECRETO DE URGENCIA N° 037-2008 - FEBRERO 2012 - ENERO 2014

Actualizado al 29 de marzo de 2012
(En S/.)

PRESUPUESTO FEBRERO 2013 - ENERO 2014

Concepto	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13	Ene-14
INGRESOS												
1. Ingresos COES: 1/	4 678 830	5 187 739	4 262 181	4 487 927	5 977 359	4 989 966	7 393 670	7 817 679	0	0	0	0
- Transferencias de energía activa	3 294 950	3 653 338	3 001 536	3 160 512	4 209 408	3 514 061	5 206 810	5 505 408	0	0	0	0
- Ingresos Netos Totales Mensuales (INTM) 2/	1 383 879	1 534 402	1 260 645	1 327 415	1 767 951	1 475 906	2 186 860	2 312 271	0	0	0	0
Total Ingresos:	4 678 830	5 187 739	4 262 181	4 487 927	5 977 359	4 989 966	7 393 670	7 817 679	0	0	0	0
EGRESOS												
1. Gerencia Comercial												
- C.T.E. Trujillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- C.T.E. Mollendo	1 000	35 841	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- C.T.E. Piura	6 598 433	6 598 433	6 598 433	6 598 433	6 598 433	6 598 433	6 598 433	6 598 433	132 139	1 000	1 000	0
2. Gerencia de Producción												
- Combustible												
- C.T.E. Trujillo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- C.T.E. Mollendo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- C.T.E. Piura	38 798 668	43 576 932	42 772 442	44 819 451	43 974 880	46 061 971	46 683 230	45 778 537	0	0	0	0
- Otros	563 000	11 000	11 000	11 000	11 000	11 000	11 000	11 000	451 000	552 000	0	0
3. Sub Gerencia de Tesorería												
- Costos financieros promedios	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000	527 000
- Aportes Osinergmin, MEM	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700	45 700
- Servicio Control Financiero	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600
4. Gerencia de Proyectos												
- Otros	482	482	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Egresos	46 537 883	50 798 989	49 958 175	52 005 184	51 160 613	53 247 704	53 868 963	52 964 270	1 159 439	1 129 300	577 300	576 300
Ingresos COES - Egresos: Mensual	(41 859 054)	(45 611 249)	(45 695 994)	(47 517 257)	(45 183 254)	(48 257 738)	(46 475 294)	(45 146 591)	(1 159 439)	(1 129 300)	(577 300)	(576 300)
Ingresos COES - Egresos: Acumulado (*)	(547 599 828)	(593 211 077)	(638 907 071)	(686 424 329)	(731 607 583)	(779 865 321)	(826 340 615)	(871 487 206)	(872 646 645)	(873 775 945)	(874 353 245)	(874 929 545)

Notas:

1/ Ingresos estimados resultantes de las transferencias valorizadas por el COES por la operación de las Centrales Termoeléctricas de Emergencia (CTE).

2/ Estimado con el mismo % del INTM respecto a las transferencias de energía activa registrado en el año 2011: $14\,355\,732 / 5\,977\,622 = 42,0\%$

(*) No incluye saldo por recuperar al 31 de enero de 2012 por S/ 103,8 millones



70 sesenta

Cuadro 3

PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA ACTIVA A PRODUCIR POR LA CTE MOLLENDO 60 MW Y CTE PIURA 80 MW

CTE MOLLENDO 60 MW

Potencia	60	MW								
Factor de planta	0,6									
N° horas / día	24	Horas/día								
Energía	864	MWh/día								
Mes	May-12	Jun-12	Jul-12	Ago-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Total	
N° de días	31	30	31	31	30	31	30	31		
Energía (MWh)	26 784	25 920	26 784	26 784	25 920	26 784	25 920	26 784	211 680	

Costos marginales (ctm. S/./kWh) 5,80 7,95 6,28 9,74 10,62 8,37 8,62 6,21

CTE PIURA 80 MW

Potencia	80	MW																	
Factor de planta	0,9																		
N° horas / día	24	Horas/día																	
Energía	1 728	MWh/día																	
Mes	May-12	Jun-12	Jul-12	Ago-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Total	
N° de días		30	31	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30		
Energía (MWh)		51 840	53 568	53 568	51 840	53 568	51 840	53 568	53 568	48 384	53 568	51 840	53 568	51 840	53 568	53 568	51 840	841 536	

Costos marginales (ctm. S/./kWh) 8,12 6,56 9,72 10,62 8,23 8,61 6,73 5,49 6,81 6,82 5,79 5,90 8,12 6,56 9,72 10,62



21 setiembre 9 una

A8-6

ANEXO 1

PRESUPUESTO 2012

EGRESOS POR OPERACIÓN DE LA CTE TRUJILLO 2012 CONFORME AL DECRETO DE URGENCIA N° 037-2008

Actualizado al 21 de febrero de 2012

(Miles de S/.)

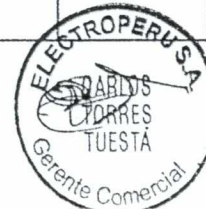
No incluye IGV

Concepto	Sep-11 Real	Trim. III	Oct-11 Real	Nov-11 Real	Dic-11	Trim. IV	Total año 2011	Ene-12	Feb-12	Mar-12
EGRESOS										
Gerencia Comercial									0,000	27,648
1. C.T.E. Trujillo APR 1/									0,000	0,000
* Presupuesto por tarifa fija									0,000	0,000
* Presupuesto por tarifa variable									0,000	0,000
2. Servicio Celda 138 kV S.E Trujillo Norte REP 2/									0,000	27,648
3. Servicio de Supervisión de Suministro y control del uso de Combustible SGS										
4. Contratar a una empresa para la Supervisión de la ejecución de los servicios mencionados en 1 y 3										
5. Servicio agencia de viaje, pasaje nacional, comisión de servicios										
6. Servicios público de telefonía y fax, llamadas de provincia en comisión de servicios										
7. Gastos diversos de gestión										
* Viáticos (Operación)										
* Otros Gastos diversos de gestión										
8. Consultoría Técnica									0,000	0,000
* Consultoría GIP										
* Viáticos (Comercialización)									0,000	0,000
* Viáticos (Operación)										
Total									0,000	27,648

Notas:

1/ Según contrato suscrito con APR SUCURSAL DEL PERU

2/ Según contrato suscrito con REP



93 referencias y tres

10-0

PRESUPUESTO 2012 y 2013
EGRESOS POR OPERACIÓN DE LA CTE MOLLENDO DE MAYO 2012 A DICIEMBRE 2012 CONFORME AL DECRETO DE URGENCIA N° 037-2008
Actualizado al 21 de febrero de 2012

(Miles de S/.)

No incluye IGV

Concepto	Abr-12	May-12	Jun-12	Trim. II	Jul-12	Ago-12	Sep-12	Trim. III	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Trim. IV	Total año 2012	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Trim. I	Total año 2013	TOTAL	
EGRESOS																				
Gerencia Comercial	0,000	5 598,468	5 598,468	11 196,935	5 633,309	5 598,468	5 598,468	16 830,244	5 598,468	5 598,468	5 603,788	16 800,723	44 827,902	85,086	1,000	35,841	121,927	121,927	44 949,829	
1. C.T.E. Mollendo APR ^{1/}	0,000	5 513,382	5 513,382	11 026,763	5 513,382	5 513,382	5 513,382	16 540,145	5 513,382	5 513,382	5 513,382	16 540,145	44 107,053	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	44 107,053	
* Presupuesto por tarifa fija	0,000	4 161,738	4 161,738	8 323,475	4 161,738	4 161,738	4 161,738	12 485,213	4 161,738	4 161,738	4 161,738	12 485,213	33 293,902	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	33 293,902	
* Presupuesto por tarifa variable	0,000	1 351,644	1 351,644	2 703,288	1 351,644	1 351,644	1 351,644	4 054,932	1 351,644	1 351,644	1 351,644	4 054,932	10 813,151	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	10 813,151	
2. Servicio Celda 138 kV S.E Mollendo REP ^{2/}	0,000	0,000	0,000	0,000	34,841	0,000	0,000	34,841	0,000	0,000	0,000	0,000	34,841	0,000	0,000	0,000	0,000	34,841	69,683	
* Uso de Areas de S.E. Mollendo	0,000	0,000	0,000	0,000	34,841	0,000	0,000	34,841	0,000	0,000	0,000	0,000	34,841	0,000	0,000	0,000	0,000	34,841	69,683	
3. Servicio de Supervisión de Suministro y control del uso de Combustible SGS		53,364	53,364	106,728	53,364	53,364	53,364	160,092	53,364	53,364	53,364	160,092	426,912	53,364				53,364	480,277	
4. Contratar a una empresa para la Supervisión de la ejecución de los servicios mencionados en 1 y 3		30,000	30,000	60,000	30,000	30,000	30,000	90,000	30,000	30,000	30,000	90,000	240,000	30,000				30,000	270,000	
5. Servicio agencia de viaje, pasaje nacional, comisión de servicios		0,634	0,634	1,269	0,634	0,634	0,634	1,903	0,634	0,634	0,634	1,903	5,075	0,634				0,634	5,709	
6. Servicios público de telefonía y fax, llamadas de provincia en comisión de servicios		0,088	0,088	0,175	0,088	0,088	0,088	0,263	0,088	0,088	0,088	0,263	0,700	0,088				0,088	0,788	
7. Gastos diversos de gestión		1,000	1,000	2,000	1,000	1,000	1,000	3,000	1,000	1,000	6,320	8,320	13,320	1,000	1,000	1,000	3,000	3,000	16,320	
* Viáticos (Operación)											4,620	4,620	4,620					0,000	4,620	
* Otros Gastos diversos de gestión	0,000							3,000	1,000	1,000	0,700	0,700	0,700					0,000	0,700	
* Viáticos (Comercialización)		1,000	1,000	2,000	1,000	1,000	1,000	3,000	1,000	1,000	1,000	3,000	8,000	1,000	1,000	1,000	3,000	3,000	11,200	
Total	0,000	5 598,468	5 598,468	11 196,935	5 633,309	5 598,468	5 598,468	16 830,244	5 598,468	5 598,468	5 603,788	16 800,723	44 827,902	85,086	1,000	35,841	121,927	121,927	44 949,829	

Notas:

^{1/} Según el Contrato suscrito el 2011-09-27 con APR ENERGY LLC Sucursal del Peru

^{2/} Según Contrato suscrito con REP



Fu y referencias
Cuatro

FEB-13

PRESUPUESTO 2012 y 2013

EGRESOS POR OPERACIÓN DE LA CTE PIURA DE JUNIO 2012 A SETIEMBRE 2013 CONFORME AL DECRETO DE URGENCIA N° 037-2008

Actualizado al 21 de febrero 2012

(Miles de S/.)

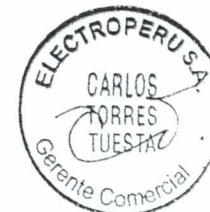
No incluye IGV

Concepto	Feb-12	Mar-12	Trim. I	Abr-12	May-12	Jun-12	Trim. II	Jul-12	Ago-12	Sep-12	Trim. III	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Trim. IV	Total año 2012
EGRESOS																
Gerencia Comercial	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6 598,433	6 598,433	6 598,433	6 598,433	6 598,433	19 795,300	6 598,433	6 598,433	6 633,019	19 829,885	46 223,619
1. C.T.E. Piura 1/						6 495,559	6 495,559	6 495,559	6 495,559	6 495,559	19 486,678	6 495,559	6 495,559	6 495,559	19 486,678	45 468,916
* Presupuesto por tarifa fija						4 696,800	4 696,800	4 696,800	4 696,800	4 696,800	14 090,400	4 696,800	4 696,800	4 696,800	14 090,400	32 877,600
* Presupuesto por tarifa variable						1 798,759	1 798,759	1 798,759	1 798,759	1 798,759	5 396,278	1 798,759	1 798,759	1 798,759	5 396,278	12 591,316
2. Servicio Ceida 60 kV S.E Piura Oeste REP	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	29,265	29,265	29,265
* Uso de Equipos y Areas de S.E. Piura Oeste	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	29,265	29,265	29,265
3. Servicio de Supervisión de Suministro y control del uso de Combustible						71,152	71,152	71,152	71,152	71,152	213,456	71,152	71,152	71,152	213,456	498,065
4. Contratar a una empresa para la Supervisión de la ejecución de los servicios mencionados en 1 y 3						30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	90,000	30,000	30,000	30,000	90,000	210,000
5. Servicio agencia de viaje, pasaje nacional, comisión de servicios						0,634	0,634	0,634	0,634	0,634	1,903	0,634	0,634	0,634	1,903	4,441
6. Servicios público de telefonía y fax, llamadas de provincia en comisión de servicios						0,088	0,088	0,088	0,088	0,088	0,263	0,088	0,088	0,088	0,263	0,613
7. Gastos diversos de gestión						1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	3,000	1,000	1,000	6,320	8,320	12,320
* Viáticos (Operación)														4,620	4,620	4,620
* Otros Gastos diversos de gestión														0,700	0,700	0,700
* Viáticos (Comercialización)						1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	3,000	1,000	1,000	1,000	3,000	7,000
* Viáticos (Operación)							0,000				0,000				0,000	0,000
Total	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6 598,433	6 598,433	6 598,433	6 598,433	6 598,433	19 795,300	6 598,433	6 598,433	6 633,019	19 829,885	46 223,619

Notas

1/ Según contrato suscrito el 2012-01-26 con el Consorcio Servicios Integrales de Energia

2/ Según Cotización del 2012-01-25 presentado por REP, que se encuentra en proceso de exoneración para la respectiva contratación



Handwritten notes and signatures in blue ink, including 'CANCIO' and a date '02/2012'.

Handwritten signature 'AB-10' in blue ink.

PRESUPUESTO 2012 y 2013

EGRESOS POR OPERACIÓN DE LA CTE PIURA DE JUNIO 2012 A SETIEMBRE 2013 CONFORME AL DECRETO DE URGENCIA N° 037-2008

Actualizado al 29 de diciembre de 2011

(Miles de S/.)

No incluye IGV

Ene-13	Feb-13	Mar-13	Trim. I	Abr-13	May-13	Jun-13	Trim. II	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Trim. III	Oct-13	Nov-13	Dic-13	Trim. IV	Total año 2013
6 598,433	6 598,433	6 598,433	19 795,300	6 598,433	6 598,433	6 598,433	19 795,300	6 598,433	6 598,433	6 598,433	19 795,300	132,139	1,000	1,000	134,139	59 520,040
6 495,559	6 495,559	6 495,559	19 486,678	6 495,559	6 495,559	6 495,559	19 486,678	6 495,559	6 495,559	6 495,559	19 486,678	0,000	0,000	0,000	0,000	58 460,035
4 696,800	4 696,800	4 696,800	14 090,400	4 696,800	4 696,800	4 696,800	14 090,400	4 696,800	4 696,800	4 696,800	14 090,400	0,000	0,000	0,000	0,000	42 271,200
1 798,759	1 798,759	1 798,759	5 396,278	1 798,759	1 798,759	1 798,759	5 396,278	1 798,759	1 798,759	1 798,759	5 396,278	0,000	0,000	0,000	0,000	16 188,835
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	29,265	0,000	0,000	29,265	29,265
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	29,265	0,000	0,000	29,265	29,265
71,152	71,152	71,152	213,456	71,152	71,152	71,152	213,456	71,152	71,152	71,152	213,456	71,152	0,000	0,000	71,152	711,521
30,000	30,000	30,000	90,000	30,000	30,000	30,000	90,000	30,000	30,000	30,000	90,000	30,000	0,000	0,000	30,000	300,000
0,634	0,634	0,634	1,903	0,634	0,634	0,634	1,903	0,634	0,634	0,634	1,903	0,634	0,000	0,000	0,634	6,344
0,088	0,088	0,088	0,263	0,088	0,088	0,088	0,263	0,088	0,088	0,088	0,263	0,088	0,000	0,000	0,088	0,875
1,000	1,000	1,000	3,000	1,000	1,000	1,000	3,000	1,000	1,000	1,000	3,000	1,000	1,000	1,000	3,000	12,000
																0,000
																0,000
1,000	1,000	1,000	3,000	1,000	1,000	1,000	3,000	1,000	1,000	1,000	3,000	1,000	1,000	1,000	3,000	12,000
																0,000
6 598,433	6 598,433	6 598,433	19 795,300	6 598,433	6 598,433	6 598,433	19 795,300	6 598,433	6 598,433	6 598,433	19 795,300	132,139	1,000	1,000	134,139	59 520,040

No setiembre y enero



AON

A8-12

ANEXO 2

77 setenta y siete

A8-13

**CTE MOLLENDO 60 MW
(APR ENERGY LLC Sucursal del Perú)**

78 setenta y
ocho

ORIGINAL DE ESTE DOCUMENTO EN EL REGISTRO Y ARCHIVO



Registrado en ELECTROPERU
con el N°
CONTRATO 142701

Miriam E. Zambrano Mora
Página: 1
MIRIAM E. ZAMBRANO MORA
Registro y Control
ELECTROPERU S.A.

CONTRATO

“CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN – CTE MOLLENDO 60 MW”

PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERU

Conste por el presente documento, en adelante el CONTRATO, la contratación del “Servicio de provisión de capacidad adicional de generación para el SEIN – CTE Mollendo 60 MW” que celebran de una parte Empresa Electricidad del Perú - ELECTROPERU S.A., en adelante el CONTRATANTE, con RUC N° 20100027705, con domicilio legal en Prolongación Av. Pedro Miotta 421, distrito San Juan de Miraflores - Lima, inscrita en la partida N° 11009718 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao, representada por su Gerente General señor César Raúl Tengan Matsutahara, identificado con DNI N° 08557857; y de otra parte APR ENERGY LLC, SUCURSAL DEL PERU, en adelante el CONTRATISTA, con RUC N° 20520660004 con domicilio en Calle Gral. Juan Arias Aragüez N° 250, distrito de Miraflores – Lima, inscrita en la Partida N° 12251178 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima, debidamente representado por el señor Ronald Enrique Delgado Flores, identificado con DNI N° 07494327, según facultades que corren inscritas en el Asiento A00006 de la Partida N° 12251178 del Registro de Personas Jurídicas de Lima; en los términos y condiciones siguientes:

I. ANTECEDENTES

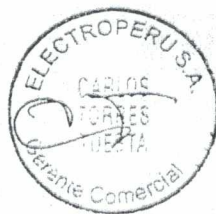
1.1 El 21 de agosto de 2008 se publicó el Decreto de Urgencia N° 037-2008, mediante el cual se dictaron medidas para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN); estableciendo en su artículo 2° que compete al Ministerio de Energía y Minas declarar las situaciones de restricción temporal de generación para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN, pudiendo a tal efecto requerir a las empresas del sector para que efectúen las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios al amparo del su artículo 3° que señala lo siguiente:

“Considérese como situación de emergencia para los efectos del artículo 22 del Texto Único Ordenado de la Ley 26850 – Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, aprobado por el Decreto Supremo N° 083-2004-PCM, o aquellas que las sustituyan, las situaciones de restricción temporal de generación para el abastecimiento del suministro eléctrico en el SEIN”.

1.2 La Ley 26850 – Ley de Contrataciones y Adquisiciones del Estado, aprobado por el Decreto Supremo N° 083-2004-PCM fue derogada por el Decreto Legislativo N° 1017 Ley de Contrataciones del Estado. Esta última norma regula en su artículo 23° las situaciones de emergencia.

1.3 El 7 de setiembre de 2008 se publicó la Resolución Ministerial N° 412-2008-MEM/DM por la cual se declara la existencia de Situación de Restricción Temporal de Generación para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al SEIN; requiriendo a ELECTROPERU S.A. para que al amparo del artículo 3° del Decreto de Urgencia N° 037-2008, efectúe las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios que sean necesarios para poner en operación la capacidad adicional de generación necesaria para el SEIN hasta por una magnitud no mayor a 300 MW.

1.4 Mediante Decreto Supremo N° 031-2011-EM, publicado el 23 de junio de 2011, se reglamentó el DU N° 037-2008, precisando los aspectos referidos a la recuperación de los costos en que incurran las empresas estatales que sean requeridas por el Ministerio de Energía y Minas para efectuar contrataciones y adquisiciones. Se precisó que el OSINERGMIN determinará, sin realizar ningún tipo de evaluación previa ni posterior, el cargo adicional a que se refiere el artículo 5° del Decreto de Urgencia N° 037-2008, sobre la base de los costos que le sean informados por la empresa estatal. Estos costos



29 setenta y nueve

A8-13

CONTRATO**"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"****PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ**

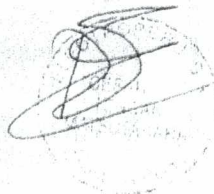
incluyen a los contratos que se suscriban durante la vigencia del mencionado Decreto de Urgencia y trasciendan a dicho plazo, siempre que los contratos se hayan suscrito durante su vigencia.

- 1.5 El 23 de agosto de 2011 fue publicado el Decreto de Urgencia N° 049-2011 que amplía la vigencia del Decreto de Urgencia N° 037-2008 hasta el 31 de diciembre de 2013.
- 1.6 Como consecuencia de la calificación de las situación de restricción temporal de generación para el abastecimiento del suministro eléctrico en el SEIN como situación de emergencia establecida por el artículo 3° del Decreto de Urgencia N° 037-2008, su ampliación señalada en el numeral anterior, y de la aplicación de la Resolución Ministerial N° 412-2008-MEM/DM, se configura la causal de exoneración al **CONTRATANTE** de seguir un proceso de selección conforme al artículo 20° de la Ley de Contrataciones para que realice las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios para poner en operación la capacidad adicional de generación para abastecer al SEIN.
- 1.7 El presente contrato se celebra al amparo de las normas antes mencionadas, respetando las condiciones establecidas por ellas, en el ejercicio de los derechos y el cumplimiento de las obligaciones del **CONTRATANTE** y del **CONTRATISTA**.
- 1.8 El Directorio del **CONTRATANTE** en su Sesión N° 1387 de fecha 23 de agosto de 2011 aprobó la exoneración del proceso de selección correspondiente para la contratación del servicio de provisión de capacidad adicional de generación para el SEIN - CTE Mollendo 60 MW.

II. DEFINICIONES

Las definiciones de esta sección rigen tanto para su indicación singular como plural y viceversa. Toda referencia en este documento a "Numeral", "Punto", "Inciso", "Formulario" y "Anexo", se deberá entender efectuada a numerales, puntos, incisos, formularios y anexos de este Contrato, respectivamente, salvo indicación expresa en sentido contrario. Las expresiones en singular comprenden, en su caso, al plural y viceversa.

N°	TÉRMINO	DEFINICIÓN
1	BASES	Son los documentos que contienen los requerimientos técnicos, metodología de evaluación, procedimientos y demás condiciones establecidas por el CONTRATANTE para la exoneración del proceso de selección y la ejecución contractual respectiva, incluyendo la pro forma del contrato y documentación complementaria.
2	CENTRAL TÉRMICA DE EMERGENCIA - CTE	Conjunto de instalaciones ubicadas dentro del perímetro cercado de la actual CT de Mollendo, que incluye las máquinas y las obras que la CONTRATISTA compromete para prestar los servicios objeto del CONTRATO .
3	COES	Es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional a que se refiere la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844 y sus modificatorias.



80 cobertor



A8-16

CONTRATO

"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"

PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ

N°	TÉRMINO	DEFINICIÓN
4	CONFORMIDAD FINAL DEL SERVICIO	Documento emitido por el CONTRATANTE al final de la vigencia del CONTRATO señalando el cumplimiento de las prestaciones ejecutadas durante la vigencia del CONTRATO .
5	CONFORMIDAD PARA INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL	Se considerará que la CTE tiene la conformidad del CONTRATANTE cuando ésta obtenga la autorización para el inicio de operación comercial de parte del COES, de acuerdo a la regulación vigente; habiéndose realizado las pruebas de determinación de la potencia efectiva y rendimiento de la CTE de acuerdo a los PROCEDIMIENTOS del COES. Sin embargo, para todos los efectos, la CTE sigue bajo responsabilidad del CONTRATISTA durante todo el periodo de prestación del servicio.
6	CONTRATANTE ENTIDAD	ELECTROPERÚ S. A.
7	CONTRATISTA	La empresa APR Energy LLC Sucursal del Perú que celebra el contrato con el CONTRATANTE , de conformidad con las disposiciones de la Ley de Contrataciones del Estado (Decreto Legislativo 1017) y su Reglamento.
8	CONTRATO	El presente documento debidamente suscrito por las partes.
9	CRONOGRAMA	El conjunto de actividades debidamente definidas en su alcance, duración y fechas de inicio y término, relacionadas entre sí mediante conexiones lógicas de secuencia.
10	DÍAS CALENDARIO	Todos los días del mes.
11	DÍAS HÁBILES	Son los comprendidos entre el lunes y el viernes de cada semana, salvo los feriados no laborables establecidos en el calendario y los dispuestos por el Poder Ejecutivo peruano para el sector público o en general.
12	DÓLAR	Es la moneda o el signo monetario de curso legal en los Estados Unidos de América. Su símbolo es "US\$"
13	ENERGÍA CONTRATADA	Es la energía que el CONTRATISTA entrega al CONTRATANTE en cumplimiento del CONTRATO .
14	GARANTÍA BANCARIA	Es una fianza emitida por una entidad bancaria a favor de una de las partes, para garantizar a la otra parte, el cumplimiento de sus obligaciones contractuales, emitida conforme con las condiciones establecidas en el CONTRATO .
15	IGV	Impuesto General a las Ventas más el Impuesto de Promoción Municipal.
16	INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL	Es la fecha establecida por el COES, a partir de la cual aprueba la incorporación de la CTE al SEIN, luego de haber satisfecho los requisitos exigidos por dicho organismo, conforme a la regulación vigente.

Handwritten mark resembling a stylized 'b' or '6'.

Handwritten arrow pointing upwards.



01 ochenta y uno



A8-17

CONTRATO

"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"

PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ

N°	TÉRMINO	DEFINICIÓN
17	INSPECCIÓN TÉCNICA	Se refiere a las visitas de las persona/s, empresa/s u otro tipo de organización/es encargada/s por el CONTRATANTE , para constatar conforme a las regulaciones vigentes, el cumplimiento de las obligaciones asumidas por el CONTRATISTA , durante la vigencia del CONTRATO . Se aplica también a las visitas realizadas a iniciativa de entidades estatales u otras, en ejercicio de sus funciones.
18	INSTALACIONES	Todo elemento, obra o construcción, de cualquier naturaleza, que se requiera o que deba inferirse como necesaria para la ejecución de las prestaciones a cargo del CONTRATISTA , aún cuando no esté necesariamente definida en el CONTRATO , cuya ejecución y precio se considerarán incluidos en su propuesta.
19	JEFE DE PROYECTO	Representante del CONTRATISTA , con poder de decisión para la ejecución del CONTRATO .
20	LEY DE CONTRATACIONES DEL ESTADO	Se refiere al Decreto Legislativo 1017.
21	NORMAS APLICABLES	Todas las normas que conforman el Derecho interno del Perú.
22	NORMAS TÉCNICAS	Las normas técnicas y procedimientos técnicos emitidos por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el OSINERGMIN, el COES o la autoridad competente.
23	NUEVOS SOLES	Es la moneda vigente y signo monetario de curso legal en la República del Perú al momento de suscribir el CONTRATO . Su símbolo es "S".
24	OPERACIÓN COMERCIAL	Se refiere al período de prestación del servicio de generación eléctrica contratado, computado desde el día autorizado por el COES como el INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL de la CTE hasta el 2012/12/31.
25	PLAN DE MANEJO AMBIENTAL - PMA	Es el Plan de Manejo Ambiental a que se refiere el Decreto Urgencia N° 037-2008.
26	POTENCIA CONTRATADA	Es la potencia efectiva medida in situ que el CONTRATISTA pone a disposición del SEIN conforme a las características y condiciones del CONTRATO .
27	PRESTACION DE SERVICIOS	Comprende la totalidad de las obligaciones asumidas por el CONTRATISTA , de acuerdo a lo estipulado en el CONTRATO .
28	PROCEDIMIENTOS	Son los procedimientos establecidos por el COES con la finalidad de coordinar la operación del SEIN.
29	PROPUESTA	La oferta que haya presentado el POSTOR de acuerdo a los Términos de Referencia.
30	PUNTO DE ENTREGA	Es la barra de 138 kV de la SE Mollendo, punto de conexión al SEIN, en el cual el CONTRATISTA pone a disposición del SEIN la potencia y



82 ochenta y dos



AG-18

CONTRATO

"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"

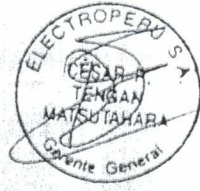
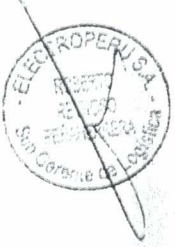
PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ

N°	TÉRMINO	DEFINICIÓN
		energía suministrada, según lo indicado en el presente CONTRATO.
31	REGLAMENTO DE LA LEY DE CONTRATACIONES DEL ESTADO	Se refiere al Reglamento de la Ley de Contrataciones aprobado por D.S. 184-2008-EF.
32	SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional definido por el Ministerio de Energía y Minas, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 58° de la Ley de Concesiones Eléctricas
33	TARIFA	En el presente Contrato se utiliza como término equivalente a precio. Se aplica para cada uno de los precios indicados por el CONTRATISTA en el formato 4 de la PROPUESTA ECONÓMICA.
34	UNIDAD DE GENERACIÓN	Cada conjunto conformado por el motor primo, el generador y sus servicios auxiliares que forman parte de las instalaciones de la CTE.
35	VIGENCIA DEL CONTRATO	Periodo durante el cual rigen entre las partes las obligaciones y derechos que se originan por el CONTRATO y se computa desde el día siguiente de la suscripción del CONTRATO hasta su culminación conforme lo dispone la Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento.

III. INTERPRETACIÓN DEL CONTRATO Y PREVALENCIA DE LA DOCUMENTACIÓN

En la interpretación del CONTRATO son de aplicación las definiciones establecidas en el numeral II precedente de acuerdo a las siguientes reglas:

- 3.1 Los términos que se encuentren en 'mayúscula', tendrán el significado asignado por el CONTRATO. Los términos definidos comprenderán tanto el singular como el plural.
- 3.2 Salvo disposición en contrario, todas las menciones en el CONTRATO a cláusulas, numerales, literales y subdivisiones son las contenidas en él. Los títulos de cada cláusula se incluyen a sólo efecto de facilitar su referencia y no deben ser tenidos en cuenta en la interpretación del CONTRATO.
- 3.3 Si cualquier disposición, cláusula o parte del CONTRATO fuera declarada ilegal, inaplicable, inejecutable, ineficaz, nula y/o de cumplimiento imposible por un tribunal competente, el CONTRATO y sus disposiciones y partes no cuestionadas continuarán en plena vigencia y la disposición, parte o cláusula que hubiere sido afectada por la antedicha declaración deberá ser reemplazada por otra, en un todo de acuerdo con el espíritu fundamental del CONTRATO.
- 3.4 Todos los términos del presente CONTRATO que impliquen una denotación o connotación contable, serán interpretados con el significado que a dichos términos le asignan las reglas de uso, prácticas contables y los principios de contabilidad generalmente aceptados en la República del Perú.



8) ochenta y Tres

A8-19

CONTRATO**"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"****PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ**

- 3.5 En el eventual caso que se presentara algún tipo de contradicción o discrepancia interna entre las cláusulas, numerales y literales del CONTRATO, se procederá de acuerdo a lo señalado en la cláusula Décimo Novena.
- 3.6 Salvo que en el CONTRATO se haga referencia a DÍAS HÁBILES, cualquier referencia a 'días' se entenderá como 'días calendario'.
- 3.7 Los diferentes documentos que formarán parte del CONTRATO deben considerarse como complementarios entre sí. Lo convenido o estipulado en uno, deberá considerarse tan obligatorio como si estuviera en todos, excepto si específicamente se estableciera de otra manera. En caso de contradicción, discrepancias o inconsistencias entre los términos de distintos documentos prevalecerán en el siguiente orden:
- CONTRATO
 - BASES
 - PROPUESTA

IV CLÁUSULAS**CLÁUSULA PRIMERA: FINALIDAD DEL CONTRATO**

La finalidad del presente contrato es fijar las obligaciones y derechos de las partes **CONTRATANTES**, así como establecer las condiciones bajo las cuales el **CONTRATISTA** ejecutará el servicio de "PROVISION DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW", conforme con lo estipulado en el presente CONTRATO, los BASES y la PROPUESTA.

CLÁUSULA SEGUNDA: OBJETO Y ALCANCES DEL CONTRATO

El objeto del presente **CONTRATO** es la prestación por parte del **CONTRATISTA** del servicio de provisión de capacidad adicional de generación para el SEIN - CTE Mollendo 60 MW, utilizando unidades altamente confiables y que cumplan con las normas ambientales vigentes, teniendo en cuenta el siguiente detalle:

Zona	Nombre de la CTE	Punto de Conexión al SEIN			Potencia en MW
		S.E.	Tension en kV	Frecuencia en Hz	
Sur	CTE Mollendo	Mollendo	138	60	60

En la prestación de servicios señalados en el numeral precedente se incluye a todo costo, entre otros:

- 2.1 Ingeniería básica y de detalle, tanto de la CTE como de su conexión al SEIN.
- 2.2 La elaboración y tramitación del PMA.
- 2.3 Transporte internacional, nacional y seguros correspondientes, desde el punto de origen hasta el lugar de instalación de la CTE, incluyendo el internamiento de todos los equipos y suministros necesarios. En el caso de internamiento definitivo, el **CONTRATANTE** no será importador. Para el caso de internamiento temporal, el **CONTRATANTE** brindará las facilidades necesarias; de requerirse afianzamiento u otros gastos, estos serán a cargo y costo del **CONTRATISTA**.



84 ochenta y cinco

A8-20

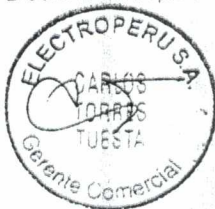
CONTRATO

"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"

PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ

- 2.4 Preparación y adecuación del sitio de ubicación de la CTE. Instalación de sistemas de puesta a tierra, contra incendio, de agua y desagüe, de residuos (retiro del aceite de tanques y filtros usados), entre otros. Las instalaciones no previstas en el "Convenio para uso de instalaciones y uso del terreno de la central térmica de Mollendo de propiedad de EGASA", no están a disposición del CONTRATISTA, a excepción de aquellas sobre las que directamente éste convenga con su titular.
- 2.5 Sistema de vigilancia externa e interna de la CTE. El CONTRATISTA instalará el cerco de seguridad y separación, además tendrá a su cargo la iluminación de dicha área.
- 2.6 Suministro de las unidades de generación, equipos auxiliares y complementarios de la CTE.
- 2.7 Rehabilitación, operación y mantenimiento del sistema de combustible existente para operación de la CTE. Deberá efectuar la rehabilitación integral del sistema de transporte y almacenamiento de combustible que incluye casa de bombeo, ducto de aproximadamente 1,5 km de longitud y tanque de 870 mil galones de capacidad (TK2), tanque diario (TK1). Para el uso del citado sistema, se tendrá en cuenta lo que se establezca en la Proforma de Convenio con el titular de la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S. A. - EGASA (Anexo 11 de las Bases).
- 2.8 La adecuación e implementación de las celdas de conexión de la CTE al SEIN, en forma integral, incluyendo equipamientos de medición.
- 2.9 La operación y mantenimiento de las celdas de conexión entre la CTE y el SEIN, durante el periodo de operación de la CTE.
- 2.10 Suministro de los transformadores de potencia incluyendo lo necesario para su conexión en el lado de alta tensión (138 kV) de las celdas de conexión al SEIN. El CONTRATANTE coordinará oportunamente con el titular de las instalaciones en alta tensión, para permitir los trabajos de conexión del CONTRATISTA.
- 2.11 Obras civiles y montaje electromecánico de los equipos y sistemas auxiliares y complementarios de la CTE.
- 2.12 Estudios de Pre Operatividad y Operatividad, a fin de demostrar que la conexión de las nuevas instalaciones no tendrá efectos perjudiciales sobre la operatividad del SEIN y definir los ajustes adecuados de los sistemas de protección. Las características principales de los equipamientos para los sistemas de protección y subestaciones deben cumplir lo señalado en el documento "Requerimientos Mínimos de Equipamiento para los Sistemas de Protección del SEIN", documento disponible en el Portal Web del COES.
(<http://www.coes.org.pe/coes/evaluacion/requerimientos.asp>).
El software de simulación a ser utilizado será el DlgSILENT.
- 2.13 Elaboración de la documentación según lo establecido en el procedimiento N° 304-2009-OS/CD de OSINERGMIN, que considera entre otros el Plan de Contingencias Operativo de la CTE, antes del inicio de la operación comercial.
- 2.14 Pruebas y puesta en servicio de la CTE.

El CONTRATISTA podrá implementar hasta 2 celdas para la interconexión de la CTE Mollendo al SEIN.



OS agente 7 comco

A8-21

CONTRATO**"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN – CTE MOLLENDO 60 MW"**

PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ

- 2.15 Operación y mantenimiento de la CTE durante el periodo de OPERACIÓN COMERCIAL. Incluyendo el empleo de personal calificado, suministro de piezas de repuesto, aceite lubricante y otros insumos, necesarios para operar y mantener estándares de calidad que aseguren la eficiencia, confiabilidad y continuidad del servicio.
- 2.16 Transmisión de información operativa en tiempo real al CONTRATANTE y al COES.
- 2.17 Desmontaje y retiro de la CTE en cumplimiento del PMA correspondiente (plazo no mayor a 90 días calendario).
- 2.18 Cualquier actividad necesaria para que el CONTRATISTA cumpla sus obligaciones contractuales.
- 2.19 Durante la vigencia del Contrato, el CONTRATISTA será responsable de cumplir los requerimientos ambientales, de confiabilidad, seguridad, calidad del servicio eléctrico, protección del medio ambiente, seguridad, salud e higiene ocupacional y otros; establecidos por las autoridades en las normas pertinentes. Serán de su cargo y costo los pagos por daños y por eventuales multas que deriven de su incumplimiento.²

CLÁUSULA TERCERA: MONTO CONTRACTUAL

- 3.1 Se entenderá como MONTO CONTRACTUAL al monto total máximo a pagar por el servicio objeto del presente Contrato y que asciende a US\$ 18 261 867,59 (dieciocho millones doscientos sesenta y un mil ochocientos sesenta y siete y 59/100 dólares de los Estados Unidos de América), incluidos todos los tributos aplicables.
- 3.2 El Monto Contractual es el resultado de aplicar la siguiente ecuación:

$$\text{Monto Contractual} = PC \cdot TFM \cdot T + TVNC \cdot k_E \cdot E$$

Donde:

- PC = Potencia Contratada en 138 kV
- TFM = Tarifa fija mensual (US\$/MW – mes)
- T = 8 meses: Periodo de operación comercial (May 2012 – Dic 2012)
- TVNC = Tarifa variable no combustible (US\$ / MWh)
- k_E = 1,75: Factor de variación estimada de producción de energía.
- E = Energía entregada estimada de despacho según COES = 181 945 MWh

² La operación de la CTE debe asegurar que no se sobrepasen los LMP (Límites Máximos Permitidos) establecidos por las normas de calidad ambiental. El CONTRATISTA considerará los costos que permitan las adecuaciones necesarias para que las unidades generadoras cumplan los requerimientos ambientales. Es responsabilidad del CONTRATISTA la elaboración del PMA (Plan de Manejo Ambiental), el cual debe considerar la operación de los grupos existentes en la CTE de Mollendo (03 grupos Mirreles Blackstone de 10 MW cada uno). El CONTRATISTA es responsable de recabar toda información oficial y de la elaboración del PMA, a través de una consultora autorizada.



86 ochenta y seis

AB-22



CONTRATO

"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"

PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ

- 3.3 Las tarifas que el CONTRATANTE pagará al CONTRATISTA por la prestación de los servicios a cargo del CONTRATISTA cubren a todo costo lo necesario para cumplir con el Objeto y Alcances del CONTRATO, no estarán sujetas a reajuste alguno, e incluyen todos los tributos aplicables.
- 3.4 En los casos que se produzcan variaciones en los tributos o se creen nuevos tributos, estos montos serán reconocidos y/o retenidos o detraídos por el CONTRATANTE, según corresponda, en la medida que ello afecta directamente las condiciones económicas bajo las cuales se preparó la oferta.
El CONTRATANTE no se hará cargo de ningún tributo ya sea nacional, provincial o municipal o extranjero, que grave al CONTRATISTA por el cumplimiento del CONTRATO. El CONTRATANTE, en su carácter de ente de retención, retendrá y/o detraerá de todo pago, de acuerdo a las normas vigentes.
- 3.5 El pago por la prestación de los servicios a cargo del CONTRATISTA comprende:
 - 3.5.1 El pago mensual por tarifa fija, que será calculado como el producto de la tarifa fija mensual establecida en 28 718,42353 US\$/MW-mes, (incluye IGV) por la potencia disponible mensual.

$$\text{Pago Mensual por Tarifa Fija} = \text{Tarifa Fija Mensual} \times \text{Potencia Disponible Mensual}$$

Para períodos fraccionarios de mes se considerará la proporcionalidad que corresponde al número de días de servicio prestado con respecto al total de días del mes calendario evaluado.

La potencia disponible mensual resulta de la diferencia entre la potencia disponible acotada y la potencia indisponible, parcial o total, imputable al CONTRATISTA.

La potencia disponible acotada es el menor valor entre:

- la potencia efectiva medida según procedimiento COES (*P_{ef} COES*),
- la potencia contratada (*PC*) y
- la potencia promedio registrada en medidores de energía para régimen de despacho de plena carga (*P_{media} registrada*)

$$\text{Potencia Disponible Mensual} = \text{Min} \left[\begin{array}{l} P_{ef} \text{ COES,} \\ PC, \\ P_{media} \text{ registrada} \end{array} \right] - (P \text{ indisponible})$$

El CONTRATISTA deberá reportar diariamente toda indisponibilidad al CONTRATANTE.

- 3.5.2 El pago mensual por tarifa variable, que será calculado como el producto de la tarifa variable no combustible, establecida en 14,06084 US\$/MWh (incluye IGV), multiplicada por la energía inyectada en el PUNTO DE ENTREGA durante el mes de evaluación.

$$\text{Pago Mensual por Tarifa Variable} = \text{Tarifa Variable No Combustible} \times \text{Energía Inyectada}$$



82 ochenta y siete

A8-23

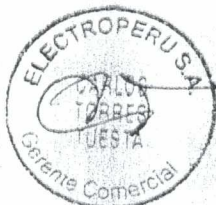
CONTRATO**"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"****PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ**

3.6 El **CONTRATANTE**, en su carácter de ente de retención, deducirá de todo pago el importe que corresponda al Impuesto General a las Ventas (IGV) y al impuesto a la renta para contratos con Empresas No Domiciliadas, conforme con la normatividad vigente.

CLÁUSULA CUARTA: OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA

Además de las obligaciones establecidas en los BASES y la propuesta, son obligaciones del **CONTRATISTA**, sin ser limitativas, las siguientes:

- 4.1 Cumplir con la prestación del servicio materia del **CONTRATO** de acuerdo con los BASES y su **PROPUESTA**. En cualquier circunstancia que fuera necesario cambiar alguno de los equipos ofrecidos por el **CONTRATISTA** en su propuesta técnica, éste garantiza que la potencia, el rendimiento (consumo específico) y disponibilidad de la CTE en su conjunto, serán iguales o mejores que los de la **PROPUESTA**.
- 4.2 Entregar el íntegro de la **POTENCIA CONTRATADA** para realizar las pruebas de potencia y rendimiento previas al inicio de la operación comercial. No se aceptará entregas parciales.
- 4.3 El **CONTRATISTA** deberá entregar al **CONTRATANTE**, dentro de los cuarenta y cinco (45) días de firmado el **CONTRATO**:
- El Cronograma actualizado, en papel y en archivo de formato MSProject. Ninguna versión del Cronograma podrá postergar la fecha prevista para el **INICIO DE LA OPERACIÓN COMERCIAL**. Este Cronograma deberá contemplar e incluir el detalle de las principales actividades, señalando los consultores y subcontratistas que desarrollarían dichas actividades, el traslado de equipos, montaje, puesta en marcha, pruebas de desempeño e **INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL**.
 - Su organigrama.
- 4.4 Suministrar al **CONTRATANTE** toda información que le sea requerida a los efectos de conocer el correcto desempeño de la CTE y/o para cumplir con las normas vigentes, incluyendo la remisión diaria de un reporte de la operación de la CTE al COS (Centro de Supervisión de **ELECTROPERÚ S.A.**), detallando:
- Disponibilidad de potencia horaria para el día siguiente
 - Disponibilidad ejecutada del día anterior
 - Los periodos de operación ejecutada del día anterior
 - La producción e inyección de energía correspondiente al día anterior
 - Un resumen de los informes emitidos a organismos de coordinación, regulación y fiscalización, correspondientes al día anterior según requerimientos establecidos en las normas **APLICABLES**.
- 4.5 Presentar oportunamente al **CONTRATANTE** y/o a las entidades correspondientes, la documentación exigida para:
- La elaboración y aprobación del PMA,
 - La autorización de Generación Térmica,



88 ochenta y ocho



18-24

CONTRATO

"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"

PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ

- Las autorizaciones, licencias y permisos necesarios para la ejecución de sus obligaciones contractuales (Licencia municipal de construcción y de funcionamiento, etc.).
- El cumplimiento de los procedimientos técnicos COES SINAC, concernientes al proceso previo al inicio de operación comercial, dentro de los cuales se encuentran:
 - N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Centrales Termoeléctricas",
 - N° 19 "Pruebas de Unidades de Generación",
 - N° 20 "Verificación del Cumplimiento de Requisitos para ser Integrante del COES SINAC",
 - N° 21 "Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES SINAC",
 - N° 33 "Reconocimiento de costos eficientes de operación de las centrales Termoeléctricas del COES".
- Registro de consumidor directo de combustibles
- El cumplimiento de los procedimientos técnicos del COES SINAC y de los requerimientos de OSINERGMIN, concernientes al período de operación comercial y retiro de la CTE.
- Las demoras en la obtención de autorizaciones y/o documentación requerida para el inicio de la operación comercial, debidas a la entrega no oportuna de información por parte del CONTRATISTA no darán lugar a ampliación de plazos.

La documentación requerida para la obtención de los permisos y autorizaciones a cargo del CONTRATISTA y del CONTRATANTE, así como los plazos para su entrega, están fijados en los TUPAs (Textos Unicos de Procedimientos Administrativos), los Procedimientos del COES y Normas Aplicables.

El CONTRATISTA deberá entregar la documentación de su responsabilidad con suficiente antelación, considerando las fechas que serán fijadas en el cronograma vigente.

- 4.6 Realizar las pruebas de potencia efectiva y rendimiento de la CTE de acuerdo a lo previsto en el procedimiento *ad hoc* que apruebe el COES, basado en el Procedimiento COES N° 17, las cuales serán ejecutadas antes del inicio de la operación comercial y deberán ser conducidas por un consultor, autorizado por el COES y contratado a costo del CONTRATISTA. Para la ejecución de estas pruebas, el CONTRATISTA deberá entregar el íntegro de la potencia contratada; no se aceptará entregas parciales.
- 4.7 El CONTRATISTA se compromete a suministrar al CONTRATANTE toda información que le sea requerida a los efectos de conocer el correcto desempeño de la CTE y/o para cumplir con las NORMAS APLICABLES.
- 4.8 Durante la vigencia del Contrato, el CONTRATISTA deberá coordinar con el CONTRATANTE, la fecha, hora y lugar de la realización de las pruebas de la CTE, con la debida anticipación, cumpliendo con la entrega oportuna de la información que fuere exigida en los procedimientos pertinentes.³

³ En caso de darse tal demora no imputable al CONTRATISTA y si ésta afectara la fecha definida para el inicio de la operación comercial; dicha fecha de inicio será postergada de acuerdo a la evaluación que corresponda. En este caso, sólo se posterga la fecha de inicio de operación comercial.



09 ochenta y nueve

A8-29

CONTRATO**"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"****PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ**

De ser el caso, el **CONTRATISTA** suministrará una descripción de los procedimientos y métodos actualizados para el desarrollo y control de las pruebas, siendo responsable a su costo (incluye contratación de consultor de ser requerido) de la preparación, disposición del sitio de pruebas con el instrumental necesario y la ejecución de las pruebas.

Asimismo, el **CONTRATISTA** deberá hacer entrega al **CONTRATANTE** de la documentación con los resultados de las pruebas efectuadas, en un plazo no mayor de dos (02) días calendarios de efectuadas dichas pruebas, la cual será complementada mediante los informes respectivos.

El **CONTRATANTE** podrá asistir a las pruebas que realice el **CONTRATISTA**.

El combustible necesario para cualquier prueba estará a cargo y costo del **CONTRATISTA**. Únicamente para la ejecución de la prueba de potencia efectiva y rendimiento según el procedimiento del COES, el **CONTRATANTE** proveerá el combustible que se requiera.

- 4.9 La correcta operación y mantenimiento de la CTE durante el periodo de operación comercial establecido en el CONTRATO, estando a su cargo todo lo necesario para cumplir con los valores garantizados de potencia, rendimiento y disponibilidad.
- 4.10 Proveer al **CONTRATANTE** en el PUNTO DE ENTREGA, la POTENCIA CONTRATADA y la energía asociada generada por la CTE, de acuerdo a los requerimientos de despacho del COES.
- 4.11 El **CONTRATISTA** se obliga a poner a disposición del COES en el PUNTO DE ENTREGA la POTENCIA CONTRATADA y la Energía asociada. La producción de energía eléctrica estará regida por las normas vigentes establecidas por la autoridad competente.
- 4.12 La implementación integral, así como su operación y mantenimiento de las instalaciones de la CTE y de las celdas de conexión al SEIN.
- 4.13 Suministrar, instalar y proveer mantenimiento al sistema de medición de combustible.
- La cantidad de combustible entregada en custodia al **CONTRATISTA** por el **CONTRATANTE** a través de su Supervisor de Campo, será medida mediante medidor cuya ubicación y especificaciones serán definidas en el Estudio de Ingeniería, desarrollado por el **CONTRATISTA** y que deberá ser aprobado por el **CONTRATANTE**.
- 4.14 Cumplir con las normas ambientales (emisiones, efluentes, residuos, ruidos, etc.); obligándose a asumir por su cuenta y costo los pagos por daños y eventuales multas y sanciones administrativas derivadas de su incumplimiento.
- 4.15 Mantener indemne al **CONTRATANTE** de cualquier pago y/o acción que se inicie con motivo del incumplimiento de las NORMAS APLICABLES por parte del **CONTRATISTA**.
- 4.16 Asumir el pago de resarcimientos al **CONTRATANTE** por transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y sus modificatorias, causadas por sus equipos, de acuerdo a la asignación de responsabilidad que efectúe el COES, por el monto que deba resarcir o compensar el **CONTRATANTE** según lo dispuesto por dicha Norma.

mantiéndose la fecha de término fijada para el 2012/12/31, así como todas las condiciones técnicas y económicas del CONTRATO; no reconociéndose pagos a favor del **CONTRATISTA** por ningún concepto, derivado de la mencionada postergación.

Para toda prueba que deba ser autorizada por el COES, el **CONTRATISTA** deberá presentar con la debida anticipación todos los requerimientos exigidos por dicho organismo.

ROPERU S.A.
ROBERTO FERRER
INFORM

ELECTROPERU S.A.
ROBERTO FERRER
Gerente de Logística

ELECTROPERU S.A.
CARLOS TORRES
TUESTA
Gerente Comercial

ELECTROPERU S.A.
DESAR R. TENGAN
MATSUTAHARA
Gerente General

90 noventa



13-26

CONTRATO

"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"

PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ

4.17 El desmantelamiento y retiro de la CTE y de las celdas de conexión al SEIN, dentro de los 90 días siguientes al término de la operación comercial, así como a realizar todas las tareas necesarias a fin de que el terreno en el que se ubique la CTE quede en buenas condiciones de uso y cumpla con el PMA. A requerimiento del CONTRATANTE y sin costo para éste, el CONTRATISTA dejará de demoler y/o retirar obras civiles por razones de necesidad. Lo mismo se aplicará a las instalaciones electromecánicas, cuya permanencia sea autorizada por el CONTRATISTA.

4.18 Tratar toda información provista por el CONTRATANTE con estricta confidencialidad y no revelarla a terceros, sin previo consentimiento del CONTRATANTE, debiendo usar dicha información sólo con el propósito de efectuar las prestaciones objeto del CONTRATO y devolviendo todos los originales proporcionados, ya sean documentos y/o planos, destruyendo todas las copias a la terminación de los trabajos. Asimismo, adoptará las medidas razonables para asegurar que el compromiso mencionado sea cumplido por sus directores, socios, funcionarios, empleados, agentes o cualquier otra persona que tuviere contacto con dicha información.

4.19 El CONTRATISTA deberá suministrar e instalar conforme a lo estipulado en los Términos de Referencia, el equipamiento completo (medidores y sistemas de control, de supervisión y de comunicación) con sus correspondientes accesorios, para el sistema de medición de parámetros eléctricos y de consumo de combustible.

4.20 La instalación de los sistemas necesarios que permitan la medición, el control, la supervisión y la coordinación de la operación de la CTE con el Coordinador del SEIN (COES) a través del Centro Supervisor de la Operación del CONTRATANTE (COS).

Así mismo, el CONTRATISTA deberá implementar el sistema de comunicación necesario para la interrogación a distancia de los equipos de medición (red de comunicación ethernet IP o vía red de telefonía) en coordinación con el CONTRATANTE.

Será responsabilidad del CONTRATISTA la transmisión de las señales en tiempo real provenientes de la CTE hacia el COES, para lo cual deberá prever su integración a la base de datos del CONTRATANTE en el Centro de Control de este (SE Campo Armiño), efectuando las modificaciones que se requieran para su envío al COES mediante el protocolo de comunicación ICCP.

El CONTRATISTA será responsable de suministrar, instalar y poner en marcha los equipos de adquisición, procesamiento y comunicación de datos de tiempo real, así como los servicios necesarios para la integración y posterior envío del nuevo grupo de señales al COES.

Los equipos deberán asegurar una confiabilidad según los estándares del COES para el uso en ambientes eléctricos y ser capaces de operar en forma continua⁴.

El CONTRATISTA será responsable de concentrar la información necesaria de parámetros de medición y estado de las CTE y celdas de subestaciones involucradas (señales de medición de potencia activa, potencia reactiva, corriente, tensión, frecuencia y señales de estado de seccionadores e interruptores de alta tensión), consumo de combustible, así como alarmas agrupadas de estos equipos. Esta información será presentada por el CONTRATISTA, en una estación a ser ubicada en el Centro de Supervisión del CONTRATANTE.

⁴ Esta información podrá ser descargada de: <http://www.coes.gub.pe/04/03/05/2Diccp/Documentos/NormaN055-007.pdf>



91 noventa y uno

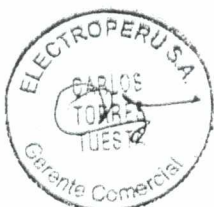
AB-27

CONTRATO**"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN - CTE MOLLENDO 60 MW"****PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ**

- 4.21 Suministrar, instalar y proveer mantenimiento, en el PUNTO DE ENTREGA, de sus equipos de medición de energía y de calidad de la electricidad suministrada al **CONTRATANTE**, incluyendo medidores, sistemas de control, de supervisión y de comunicación.
- 4.22 Suscribir el "Convenio para uso de instalaciones y uso del terreno de la central térmica de Mollendo de propiedad de EGASA" (Anexo 11 de las Bases); asumiendo las obligaciones previstas en dicho documento.
- 4.23 Dar cumplimiento a las disposiciones referidas a salud, seguridad e higiene en el trabajo del Sector Eléctrico y de los reglamentos particulares aplicables en esta materia en las instalaciones del área donde se instalará la CTE y áreas de influencia.
- 4.24 Será de cargo del **CONTRATISTA** el consumo de energía eléctrica correspondiente a los servicios auxiliares necesarios para la ejecución de las prestaciones a su cargo.
- 4.25 No ceder, total ni parcialmente, los derechos y obligaciones que entran en el presente **CONTRATO**, ni constituir prendas u otros gravámenes sobre la CTE ni sobre sus partes integrantes, sin autorización escrita previa del **CONTRATANTE**.
- La cesión de posición contractual y la subcontratación mantienen la regulación prevista en la Ley de Contrataciones del Estado y su Reglamento.
- EL **CONTRATANTE** se reserva el derecho de ceder el **CONTRATO**, prestando el **CONTRATISTA** conformidad para ello, por la sola circunstancia de haber presentado su **PROPUESTA**.
- 4.26 Se compromete a designar un Jefe de Proyecto, quien hable el idioma castellano y estar debidamente facultado y con pleno poder para representarlo y será el interlocutor válido entre el **CONTRATISTA** y el representante del **CONTRATANTE**.
- 4.27 Dar las facilidades del caso para que el **CONTRATANTE** y/o cualquier representante de entidades u organismos, en el marco de las **NORMAS APLICABLES**, realice visitas de **INSPECCIÓN TÉCNICA** a la CTE. Los plazos para comunicar la fecha de las visitas, serán establecidos por el **CONTRATANTE**, o en su caso por la reglamentación y/o normatividad de cada entidad u organismo involucrado.
- 4.28 Asumir a su cargo y costo cualquier obligación derivada de una demanda civil, acción penal o reclamo contra el **CONTRATANTE**, relacionada con el **CONTRATO**. En consecuencia, el **CONTRATANTE** quedará liberado de toda obligación administrativa, arbitral o judicial y eximido de toda responsabilidad frente a cualquier reclamo proveniente de las mismas causas, debiendo el **CONTRATISTA** asumir los costos de la defensa del **CONTRATANTE** ante cualquier demanda por parte de terceros, entidades reguladoras y otros, debido a la actuación u omisión del **CONTRATISTA**.

CLÁUSULA QUINTA: OBLIGACIONES DEL CONTRATANTESon obligaciones del **CONTRATANTE**, las siguientes:

- 5.1 Garantizar al **CONTRATISTA**, el libre acceso y disponibilidad del terreno donde se instalará la CTE, conforme con lo establecido en el Convenio a suscribirse con el titular de la Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. - EGASA.
- 5.2 El **CONTRATANTE** tendrá a su cargo la gestión y obtención de:



92 noventa y dos

A8-28

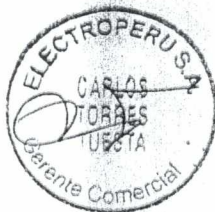
CONTRATO**"CONTRATACIÓN DEL SERVICIO DE PROVISIÓN DE CAPACIDAD ADICIONAL DE GENERACIÓN PARA EL SEIN – CTE MOLLENDO 60 MW"****PROCESO EXONERADO N° EXO-0008-2011-ELECTROPERÚ**

- La autorización de generación térmica de la Dirección de Concesiones de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas a nombre de ELECTROPERÚ S.A., debiendo el **CONTRATISTA** haber presentado oportuna y suficientemente la documentación requerida para su trámite.
 - La autorización para iniciar la OPERACIÓN COMERCIAL de la CTE, debiendo el **CONTRATISTA** presentar la documentación a su cargo, oportunamente y a satisfacción del COES, de modo de cumplir con los plazos programados.
 - La autorización del titular del área (EGASA) para instalar la CTE
 - La autorización del titular del área (REP) para instalar la celda de conexión al SEIN.
- 5.3 Brindar al **CONTRATISTA** la información existente que este requiera por escrito, relacionada con las actuales instalaciones de la CT Mollendo de propiedad de EGASA.
- 5.4 Colaborar con el **CONTRATISTA** para la obtención del permiso de internamiento frente a las dependencias autorizadas y demás trámites relacionados con el ingreso de los equipos de la CTE al país, sin que esto sea causal de ampliación del plazo para el inicio de operación comercial.⁵
- De conformidad con los artículos 53° y 54° del Reglamento de la Ley General de Aduanas (aprobado por Decreto Supremo N° 010-2009-EF) o la norma que lo sustituya, el Decreto de Urgencia N° 037-2008, de la Resolución Ministerial 412-2008-EM/DM, así como normas que los modifiquen y complementen, la admisión temporal para la reexportación de los bienes se extenderá hasta la conformidad final del servicio.
- 5.5 Colaborar a solicitud del **CONTRATISTA**, en los trámites y reclamos relacionados con los aspectos normativos y operativos de la CTE.
- 5.6 Abonar los pagos por tarifa establecidos en el presente CONTRATO de manera oportuna y conforme a las condiciones señaladas en la cláusula séptima.
- 5.7 Proveer el combustible para el **CONTRATISTA**, durante el periodo de operación comercial, en un único punto (Pe) fijado por el **CONTRATANTE**, para su recepción, medición, uso y custodia.
- 5.8 Coordinar en tiempo real la operación de la CTE con el COES, a través de su Centro de Supervisión de Operación de San Juan de Miraflores.
- 5.9 Entregar al **CONTRATISTA**, la información disponible sobre detalles de las celdas de conexión.
- 5.10 Pagar cualquier aporte al COES, OSINERGMIN, OEFA y MINEM que correspondan por la operación de la CTE.

CLÁUSULA SEXTA: DEMANDAS, DENUNCIAS Y RECLAMOS

- 6.1 El **CONTRATISTA** mantendrá indemne al **CONTRATANTE** frente a cualquier tipo de reclamo o denuncia, ya sea administrativo, judicial y/o extrajudicial, relacionado con la ejecución de las prestaciones a cargo del primero, establecidas en el CONTRATO, incluidos los de tipo laboral,

El cumplimiento de las obligaciones establecidas en la legislación aduanera serán de responsabilidad del importador.



93 noventa y tres

El CONTRATANTE se compromete a abonar las sumas que eventualmente resulten a favor del CONTRATISTA más los intereses dentro de los diez (10) días hábiles a contarse desde la fecha del pago realizado por el CONTRATANTE.

El CONTRATANTE comunicará al CONTRATISTA, dentro de las 72 horas hábiles posteriores a la finalización de los procedimientos de conciliación, arbitraje o de cualquier otro mecanismo de solución de controversias, la autoridad judicial o administrativa que se interponga.

El CONTRATANTE remitirá al CONTRATISTA, dentro de las 72 horas hábiles siguientes a la notificación de los mandatos administrativos que inicien un procedimiento sancionador o impongan sanciones para que presente los descargos a que hubiese lugar y de ser el caso, el CONTRATISTA pueda ejercer la defensa e impugnar las referidas sanciones.

La falta de remisión de las referidas notificaciones no eximirá al CONTRATISTA del cumplimiento de los mandatos judiciales o administrativos ni del pago de las sanciones económicas impuestas, sin perjuicio de los daños que de ser el caso pueda reclamar al CONTRATANTE.

Los eventuales daños que se pueda ocasionar al CONTRATISTA debido a retrasos o incumplimientos en las obligaciones del CONTRATANTE, se limitarán a los daños que pueda acreditar fehacientemente el CONTRATISTA; en caso de discrepancias, éstos se resolverán de acuerdo al procedimiento de solución de controversias previsto en la cláusula decimonovena del Contrato.

El CONTRATISTA está obligado a informar inmediatamente al CONTRATANTE de cualquier evento que pueda generar la aplicación de una sanción.

De acuerdo al caso específico, el CONTRATANTE definirá si ejercerá directamente la defensa o faculta al CONTRATISTA para hacerlo.

El derecho a la defensa del CONTRATISTA será efectuado teniendo en cuenta los procedimientos administrativos aplicables por los órganos competentes.

Cualquier gasto que deba efectuar el CONTRATANTE en el ejercicio de la defensa será por cuenta del CONTRATISTA.





Fecha : 08/05/2012

Hora : 11:34 AM



CARGO DE DOCUMENTOS INGRESADOS

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Número de Expediente 201200066921 **Fecha de Ingreso** 08/05/2012 **Hora** 11:26 AM

Tipo de Documento Recurso de Reconsideración

Número de Documento S/N

Oficina de Destino PRESIDENCIA

Proceso PRES - Documentos Varios

Remitente SOCIEDAD NACIONAL DE INDUSTRIAS

Dirección LOS LAURELES 365 - -

Asunto PRESENTA RECURSO DE RECONSIDERACION CONTRA RESOLUCION N° 057-2012-OS/CD

Observación REF. PRECIOS EN BARRA - PUBLICACION DE FECHA 04.04.2012 . ADJ CD

Nota Para un próximo trámite, recuerde señalar el número de expediente 201200066921

M



Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222 - Magdalena del Mar Telf. 2193400

SGAINZA