



SOUTHERN COPPER MIN

SOUTHERN PERUSIDRO

GG	
GFHL	08 MAYO 2012
GFE	<input checked="" type="checkbox"/>
201200066962	
12:03	
REGISTRO HORA	
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD	

OSINERGMIN	
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria	
RECIBIDO	HORA 15:26
08 MAY 2012	
3654	2011-000516
REGISTRO	EXPEDIENTE
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD	



Con la minería, el Perú progresa

RECURSO DE RECONSIDERACIÓN
Resolución N°057-2012-OS/CD

AL CONSEJO DIRECTIVO DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINAS - OSINERGMIN

SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, Sucursal del Perú, identificada con RUC 20100147514 (Anexo 1-A), representada por su apoderado, Sr. Bernardo de Olazaval y Oviedo, con D.N.I. 07278259 (Anexo 1-B), con poder inscrito en el asiento N° A00066, de la Partida Electrónica 03025091 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima y Callao (Anexo 1-C), con domicilio legal en Av. Caminos del Inca 171, Urb. Chacarilla del Estanque, distrito de Santiago de Surco, provincia y departamento de Lima, ante usted respetuosamente me presento y digo:

Que al amparo de lo dispuesto en el artículo 74° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; los artículos 206°, 207° y 208° de la Ley 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, debidamente concordados con el artículo 134° de dicha norma; y el artículo 3°, numeral 5), de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; interponemos recurso de **RECONSIDERACIÓN PARCIAL** contra la Resolución N° 057-2012-OS/CD (en adelante, la Resolución), publicada en el diario oficial El Peruano el 13 de abril de 2012, mediante la cual se fija los precios en barra y las correspondientes tarifas de transmisión para el período mayo 2012 – abril 2013.

I. PETITORIO

Solicitamos al Consejo Directivo de OSINERGMIN corregir el Artículo 1° acápite A.3 de la Resolución, en el extremo que fija el Cargo Unitario por Generación Adicional, de manera tal que el Cargo Unitario por Generación Adicional sea determinado por OSINERGMIN sobre la base de lo siguiente:

- La verificación de la autenticidad de la información presentada por las empresas estatales respecto de los costos que sustentan el Cargo por Generación

Adicional, en aplicación los principios de privilegio de controles posteriores, de presunción de veracidad y de verdad material, contenidos en el artículo IV del Título Preliminar así como el artículo 32° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, la cual forma parte del bloque de constitucionalidad relevante para este;

- Únicamente considerando los costos efectivamente incurridos por las empresas estatales hasta abril de 2012, toda vez que conforme al artículo 2° del Decreto Supremo N° 031-2011-EM, la declaración jurada que presentan las empresas estatales para fijar el cargo únicamente debe comprender los costos incurridos y no los proyectados;
- Los costos que se incurrirán en los meses posteriores deberán ser incorporados en la actualización trimestral de la fijación tarifaria en función a que estos efectivamente sean incurridos, siendo cada uno recuperados en los 24 meses posteriores, conforme al artículo 3° del Decreto Supremo N° 031-2011-EM;
- La información de los costos netos asociados a la operación de la Generación Adicional correspondiente a la empresa ELECTROPERÚ debe recoger las proyecciones realizadas por el COES, en la medida que es el único ente responsable de la operación del SEIN.
- Estableciendo el factor de asignación en 1.0 para todos los usuarios sin distinción, toda vez que la distinción entre usuarios regulados, libres y grandes usuarios es discriminatoria y, por ende, inconstitucional.

Expresamente solicitamos que respecto al primer y último punto antes expuesto, el Consejo Directivo ejerza control de constitucionalidad y de legalidad del Decreto de Urgencia N° 037-2008 y el Decreto Supremo N°031-2011-EM, inaplicando tales dispositivos en aquellos extremos que resultan inconstitucionales o ilegales.

II. CONSIDERACIONES DE HECHO Y FUNDAMENTOS DE DERECHO

II.1. Primera Cuestión Previa: marco legal al cual debe sujetarse OSINERGMIN

2.1.1 La facultad de OSINERGMIN para establecer las tarifas, y en particular el Cargo Unitario por Generación Adicional, está establecido en el marco legal del sector eléctrico. Sin embargo, ello no significa que OSINERGMIN pueda ejercer dicha facultad de manera absolutamente libre y arbitraria. Por el contrario, OSINERGMIN, como toda entidad del Estado, debe sujetar su actuación a determinados principios que rigen todas las decisiones de la administración pública y, además, debe ceñirse estrictamente a los criterios, normas y disposiciones sobre fijación tarifaria contenidas en el marco legal del sector eléctrico. En el caso concreto del Cargo por Generación Adicional, el marco legal está conformado por la Constitución Política, el Decreto de Urgencia N° 037-2008, la Ley del Procedimiento Administrativo General – en particular su artículo 32-, el Decreto Supremo N° 031-2011-EM.

2.1.2 Para limitar la discrecionalidad de OSINERGMIN es importante recordar un principio fundamental: el principio de legalidad, que constituye uno de los pilares del Derecho Administrativo y que consiste, según definición contenida en el acápite 1.1.1 del Artículo IV de la Ley del Procedimiento Administrativo General, en que:

*“Las autoridades deben actuar con respeto a **la Constitución, la ley** y al derecho, dentro de las facultades que le estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que les fueron conferidas”.*[resaltado agregado]

Con relación a los límites que rigen la actividad discrecional de la Administración, Gordillo explica que:

“En ningún momento se puede pensar actualmente que una porción de la actividad administrativa pueda estar fuera o por encima del orden jurídico y es por ello que se enuncian una serie de principios de derecho que constituyen una valla a la discrecionalidad administrativa;”¹

¹ GORDILLO, Agustín: Tratado de Derecho Administrativo. ARA Editores. Lima, 2003. Pág. X-21.

Al respecto, el jurista García de Enterría sostiene:

“El principio de la legalidad de la administración (...) se expresa en un mecanismo técnico preciso: la legalidad atribuye potestades a la administración, precisamente. La legalidad otorga facultades de actuación, definiendo cuidadosamente sus límites, apodera, habilita a la administración para su acción confiriéndole al efecto poderes jurídicos. Toda acción administrativa se nos presenta así como el ejercicio de un poder atribuido previamente por la Ley y por ella delimitado y construido. Sin una atribución legal previa de potestades, la administración no puede actuar, simplemente.”² [Subrayado agregado]

Asimismo, Manuel Ballbé señala:

“El Principio de Legalidad exige siempre una conexión entre Derecho y administración, ello implica no sólo que la administración en su conjunto se encuentre condicionada a la existencia de un Derecho Administrativo, sino que “... también cada actuación administrativa aislada esté condicionada por la existencia de un precepto administrativo que concretamente permita semejante acción”.³ [Subrayado agregado].

2.1.3 De lo anterior se infiere que el principio de legalidad establece una obligatoria relación de causalidad entre las actuaciones de la administración pública y las normas legales (incluyendo el marco constitucional), en virtud de la cual las funciones, competencias y actos de aquella deben ser consecuencia de lo establecido en éstas. Es decir, en el Derecho Público, la administración únicamente está facultada para hacer lo que una ley expresa le autoriza (en el aspecto formal) y que tenga por objeto alcanzar los fines enunciados en la normativa (aspectos sustantivo y teleológico).

² GARCÍA DE ENTERRÍA, Eduardo y FERNÁNDEZ, Tomás Ramón. "Curso de Derecho Administrativo". Tomo II. Novena edición, Madrid. Civitas, 1999. Pp. 429 y 433.

³ Ballbé, Manuel: Voz: "Derecho Administrativo". En: Pellisé Prats, Buenaventura (Director). Nueva Enciclopedia Jurídica. Tomo I. Barcelona, Editorial Francisco Seix, 1985. Página 64.

- 2.1.4 El respeto al principio de legalidad, entendido correctamente como de juridicidad, se constituye así en una garantía fundamental para los administrados, reconocido incluso por la Corte Interamericana de Derechos Humanos⁴.

Tal es la importancia de este principio del procedimiento administrativo que el artículo 10° de la Ley del Procedimiento Administrativo General sanciona con nulidad de pleno derecho los actos administrativos que tengan algún defecto o se hayan emitido omitiendo alguno de los requisitos de validez y que contravengan la Constitución, las Leyes y demás normas reglamentarias.

II.2. Segunda Cuestión Previa: El Consejo Directivo de OSINERGMIN puede efectuar control difuso

- 2.2.1 En atención al principio de juridicidad y de sometimiento a la Constitución y a las leyes ya señalado, es claro que el Consejo Directivo de OSINERGMIN (el CD de OSINERGMIN) está facultado a efectuar el control difuso administrativo, en el marco de la Sentencia del Tribunal Constitucional del Exp. N° 3741-2004-AA y su aclaratoria. En consecuencia, le solicitamos expresamente, invocando dicho precedente, que proceda a cumplir con su deber de inaplicar, por inconstitucionales, tanto el Decreto de Urgencia N° 037-2008 (en adelante, el DU 037) y el Decreto Supremo N° 031-2011-EM (en adelante, el DS 031), en aquellos extremos que resultan inconstitucionales o ilegales, respectivamente.

- 2.2.2 Respecto de la facultad del CD de OSINERGMIN para poder aplicar control difuso, es preciso recurrir al Fundamento Jurídico N° 50 (Regla sustancial, Literal A) de la

⁴ La Corte Interamericana de Derechos Humanos ha recogido en diversas sentencias la importancia que tienen los límites a la actuación de la administración, particularmente el principio de legalidad. Por ejemplo, en el caso Baena Ricardo contra el Estado de Panamá, sentenció: "Es importante que la actuación de la administración se encuentre regulada, y ésta no puede invocar el orden público para reducir discrecionalmente las garantías de los administrados" (Citado por PEREIRA CHUMBE: La Potestad Sancionadora de la Administración y el Procedimiento Administrativo Sancionador en la Ley N° 27444; en "Comentarios a la Ley del Procedimiento Administrativo General"; ARA Editores; Lima; 2001; Pág. 287).

Sentencia del Tribunal Constitucional antes mencionada, (que tiene la calidad de precedente vinculante al amparo del artículo VII del Código Procesal Constitucional⁵), en el cual el máximo intérprete de la Constitución ha señalado lo siguiente:

“Todo tribunal u órgano colegiado de la administración pública tiene la facultad y el deber de preferir la Constitución e inaplicar una disposición infraconstitucional que la vulnera manifiestamente, bien por la forma, bien por el fondo, de conformidad con los artículos 38º, 51º y 138º de la Constitución. Para ello, se deben observar los siguientes presupuestos: (1) que dicho examen de constitucionalidad sea relevante para resolver la controversia planteada dentro de un proceso administrativo; (2) que la ley cuestionada no sea posible de ser interpretada de conformidad con la Constitución” [subrayado y resaltado, agregado].

2.2.3 Este precedente constitucional ha sido aclarado por los Fundamentos Jurídicos 4, 7 y 8 de la Resolución⁶ del propio Tribunal Constitucional, de fecha 13 de octubre de 2006, en los términos siguientes:

*“4. Que, si bien los funcionarios de la administración pública se encuentran sometidos al principio de legalidad, ello no es incompatible con lo que se ha señalado en el fundamento 50 de la sentencia N° 3741-2004-AA/TC, esto es, que “(...) [t]odo tribunal u órgano colegiado de la administración pública tiene la facultad y el deber de preferir la Constitución e inaplicar una disposición infraconstitucional que la vulnera manifiestamente (...)”. **Precisamente con respecto a este extremo de la sentencia mencionada, el Tribunal***

⁵ **Código Procesal Constitucional. Artículo VII.- Precedente**

Las sentencias del Tribunal Constitucional que adquieren la autoridad de cosa juzgada constituyen precedente vinculante cuando así lo exprese la sentencia, precisando el extremo de su efecto normativo. Cuando el Tribunal Constitucional resuelva apartándose del precedente, debe expresar los fundamentos de hecho y de derecho que sustentan la sentencia y las razones por las cuales se aparta del precedente

⁶ La referida Resolución dispone lo siguiente en su parte dispositiva lo siguiente: “Declarar que las reglas sustanciales y procesales precisadas en los considerandos 4, 7 y 8 de la presente resolución, forman parte integrante del precedente vinculante establecido en el fundamento 50 de la sentencia constitucional emitida en la presente causa” [hace referencia a la STC. Exp. N° 3741-2004-AA/TC].



Constitucional estima necesario precisar que los tribunales administrativos u órganos colegiados a los que se hace referencia en dicho fundamento son aquellos tribunales u órganos colegiados administrativos que imparten “justicia administrativa” con carácter nacional, adscritos al Poder Ejecutivo y que tengan por finalidad la declaración de derechos fundamentales de los administrados;

(...)

7. Que el ejercicio del control difuso administrativo se realiza a pedido de parte; en este supuesto, los tribunales administrativos u órganos colegiados antes aludidos están facultados para evaluar la procedencia de la solicitud, con criterios objetivos y razonables, siempre que se trate de otorgar mayor protección constitucional a los derechos fundamentales de los administrados. En aquellos casos en los que adviertan que dichas solicitudes responden a fines manifiestamente obstruccionistas o ilegítimos, pueden establecerse e imponerse sanciones de acuerdo a ley. Excepcionalmente, el control difuso procede de oficio cuando se trate de la aplicación de una disposición que vaya en contra de la interpretación que de ella haya realizado el Tribunal Constitucional, de conformidad con el último párrafo del artículo VI del Título Preliminar del Código Procesal Constitucional; o cuando la aplicación de una disposición contradiga un precedente vinculante del Tribunal Constitucional establecido de acuerdo con el artículo VII del Título Preliminar del Código Procesal Constitucional” [subrayados y resaltados, agregados].

2.2.4 En conclusión, conforme a la STC antes señalada y su aclaración (en regla que ha sido confirmado en el Fundamento Jurídico 24 de la STC N° 00014-2009-PI/TC), el ejercicio del control difuso a cargo de los órganos colegiados de la Administración Pública, requiere de cuatro condiciones que deben darse para cumplir con el precedente vinculante señalado, las cuales a nuestro entender, cumple el Consejo Directivo del

OSINERGMIN, el cual se encuentra facultado para inaplicar el DU 037 y el DS 031⁷ por inconstitucionales:

- (a) El control difuso será aplicado por **tribunales u órganos colegiados administrativos que imparten “justicia administrativa” con carácter nacional, adscritos al Poder Ejecutivo y que tengan por finalidad la declaración de derechos fundamentales de los administrados**
- (b) La ley (norma) cuestionada no sea posible de ser interpretada de conformidad con la Constitución,
- (c) Dicho examen de constitucionalidad sea relevante para resolver la controversia planteada dentro de un proceso administrativo
- (d) El control difuso será ejercido a pedido de parte, y excepcionalmente de oficio. Cuando el control difuso es solicitado por parte interesada, los tribunales u órganos colegiados que imparten “justicia administrativa”, están facultados para evaluar la procedencia de la solicitud, con criterios objetivos y razonables, siempre que se trate de otorgar mayor protección constitucional a los derechos fundamentales de los administrados

⁷ Esta interpretación del precedente de la STC Exp. 3741-2004-AA/TC y su aclaratoria, ha sido ratificada por la STC Exp. N° 00014-2009-PI/TC, Fundamento 24, en el cual el Tribunal Constitucional señala lo siguiente:

“24. Se ha fijado entonces una serie de condiciones a fin de garantizar el uso de esta prerrogativa, precisándose que el control difuso administrativo procederá cuando: i) se lleve a cabo por tribunales de carácter nacional adscritos al Poder Ejecutivo y que tengan por finalidad la declaración de derechos fundamentales de los administrados, ii) la ley cuestionada no sea posible de ser interpretada de conformidad con la Constitución, iii) que dicho examen de constitucionalidad sea relevante para resolver la controversia planteada dentro de un proceso administrativo, y; iv) el ejercicio del control difuso administrativo se realiza a pedido de parte; en este supuesto, los tribunales administrativos u órganos colegiados antes aludidos están facultados para evaluar la procedencia de la solicitud, con criterios objetivos y razonables, siempre que se trate de otorgar mayor protección constitucional a los derechos fundamentales de los administrados. En aquellos casos en los que advierta que dichas solicitudes responden a fines manifiestamente obstruccionistas o ilegítimos, puede establecerse e imponerse sanciones de acuerdo a ley. Excepcionalmente, el control difuso procede de oficio cuando se trate de la aplicación de una disposición que vaya en contra de la interpretación que de ella haya realizado el Tribunal Constitucional, de conformidad con el último párrafo del artículo VI del Título Preliminar del Código Procesal Constitucional; o cuando la aplicación de una disposición contradiga un precedente vinculante del Tribunal Constitucional establecido de acuerdo con el artículo VII del Título Preliminar del Código Procesal Constitucional” (subrayado en el original).

2.2.5 Consideramos que el Consejo Directivo de OSINERGMIN (el CD de OSINERGMIN) cumple con las condiciones requeridas por el citado precedente del Tribunal Constitucional para efectuar control difuso en el caso concreto:

(a) **El Consejo Directivo de OSINERGMIN es un órgano colegiado de la Administración Pública, parte del Poder Ejecutivo, que ejerce justicia administrativa con carácter nacional y que declara derechos fundamentales de los administrados:**

El CD de OSINERGMIN es el órgano colegiado de máxima jerarquía de dicha institución⁸. OSINERGMIN, por su parte, es un Organismo Regulador, organismo integrante del Poder Ejecutivo conforme al artículo 32° de la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo⁹. Asimismo, ejerce sus competencias a nivel nacional¹⁰, las cuales están desarrolladas en la Ley N° 26734 y la propia Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores.

⁸ De acuerdo con el artículo 50° del Reglamento General de OSINERGMIN aprobado por el Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.

⁹ **Ley 29158. Ley Orgánica del Poder Ejecutivo. Artículo 32.- Organismos Reguladores**

Los Organismos Reguladores:

1. Se crean para actuar en ámbitos especializados de regulación de mercados o para garantizar el adecuado funcionamiento de mercados no regulados, asegurando cobertura de atención en todo el territorio nacional.
2. Están adscritos a la Presidencia del Consejo de Ministros.
3. Dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, tienen funciones supervisoras, reguladoras, normativas, fiscalizadoras y sancionadoras; y de solución de controversias y reclamos, en los términos previstos por la Ley de la materia.
4. Definen sus lineamientos técnicos, sus objetivos y estrategias.
5. Determinan su política de gasto de acuerdo con la política general de Gobierno.
6. Están dirigidos por un Consejo Directivo. Sus miembros son designados mediante concurso público. La ley establece los requisitos y el procedimiento para su designación. Sólo podrán ser removidos en caso de falta grave e incompetencia manifiesta debidamente comprobada, y con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros. La Ley establece el procedimiento para su cese.

¹⁰ **Ley 27783. Ley de Bases de la Descentralización. Artículo 26.- Competencias exclusivas**

26.1. Son competencias exclusivas del gobierno nacional:

(...)

j) Regulación de los servicios públicos de su responsabilidad.

(...)

i) Otras que señale la ley, conforme a la Constitución Política del Estado.

26.2. No son objeto de transferencia ni delegación las funciones y atribuciones inherentes a los sectores y materias antes señaladas.

De otro lado, es claro que el CD de OSINERGMIN ejerce justicia administrativa, declarando y resolviendo procedimientos y recursos administrativos que versan sobre derechos fundamentales de los administrados, tales como son procedimientos administrativos de fijación tarifaria (como el presente caso), emisión de normas de carácter general y particular, emisión de mandatos administrativos y fundamentalmente, la resolución de recursos de reconsideración contra sus decisiones.

En tal sentido, el CD de OSINERGMIN está incluido dentro de los requisitos del Fundamento Jurídico N° 4 de la Resolución aclaratoria de la STC Exp. N° 3741-2004-AA/TC. Si es que no quedara claro que ello fuere así, y dado que el TC no ha definido el concepto de “justicia administrativa” conviene recurrir a la doctrina especializada para determinar cuándo un órgano ejerce tal función. Así, el jurista mexicano Héctor Fix Zamudio, señala lo siguiente:

*“Consideramos que en sentido estricto, la justicia administrativa es un concepto mucho más amplio que los instrumentos procesales en sentido estricto, **ya que abarca todas las instituciones jurídicas establecidas para resolver las controversias que surgen entre los órganos administrativos y éstos con los particulares**, pero también con los organismos de jurisdicción de carácter administrativo, ya sea que éstos últimos estén situados formalmente dentro de la esfera del Ejecutivo, o bien incorporados al Poder Judicial”¹¹ [resaltado, agregado].*

En el mismo texto, el jurista mexicano citado, señala, precisando aún más su concepto que,

¹¹ Cfr. FIX ZAMUDIO, Héctor: Concepto y contenido de la justicia administrativa. En: CIENFUEGOS SALGADO, David y LOPEZ OLVERA, Miguel Alejandro: Estudios en Homenaje a don Jorge Fernández Ruiz. Derecho Procesal. UNAM, México, 2005. Página 150.

“(…) En sentido propio, la justicia administrativa está constituida por un conjunto bastante amplio, y crecientemente complejo de instrumentos jurídicos para la tutela de los derechos subjetivos y los intereses legítimos de los particulares frente a la actividad de la Administración Pública o de la conducta en materia administrativa de cualquier autoridad, por medio de los cuales se resuelven los conflictos que se producen entre la administración y los administrados”¹² [resaltado, agregado]

Es por ello que el referido jurista concluye que dentro del contenido de los instrumentos que conforman la definición de de justicia administrativa se encuentran tanto la propia existencia de las Leyes de procedimiento administrativo (en el caso peruano, la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General), y, además, la institución de los recursos administrativos, los mismos que *“(…) son los medios de impugnación que se otorgan a los afectados por la conducta de las autoridades administrativas para combatir aquella que lesione sus derechos e intereses legítimos dentro de la etapa del procedimiento administrativo, a fin de lograr la reparación de tales infracciones de la manera más inmediata posible”¹³.*

En tal sentido, al resolver los recursos administrativos (como el de reconsideración petitionado en este caso), el CD de OSINERGMIN hace justicia administrativa, y sobre todo, declara sobre derechos fundamentales de los administrados, como lo son la libertad de empresa, el debido proceso sustantivo (en su faceta del derecho a la razonabilidad y proporcionalidad), el derecho a la igualdad, entre otros derechos fundamentales. **Por tanto, el CD de OSINERGMIN es competente y apto para ejercer control difuso.**

(b) La ley (norma) cuestionada no sea posible de ser interpretada de conformidad con la Constitución,

¹² Cfr. FIX ZAMUDIO, Héctor: Concepto y contenido... Op. Cit. Página 156.

¹³ FIX ZAMUDIO, Héctor: Concepto y contenido... Op. Cit. Página 157.

Conforme lo desarrollaremos en este mismo recurso, tanto el DU 037 como el DS 031, no son pasibles de ser interpretados de conformidad con la Constitución, y son normas manifiestamente inconstitucionales. El DU 037 es inconstitucional al violar el derecho a la igualdad prescrito en la Constitución, así como la jurisprudencia y precedentes constitucionales sobre dicho derecho. Por otro lado, el DS 031 es inconstitucional, al establecer una “Declaración Jurada” aparentemente “irreversible” en la vía administrativa, estableciendo una norma que desconoce flagrantemente los alcances de los principios de privilegio de controles posteriores, de presunción de veracidad y de verdad material, contenidos en el artículo IV del Título Preliminar así como el artículo 32° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, la cual forma parte del bloque de constitucionalidad relevante para este caso.

Para tal efecto, es preciso señalar que, conforme lo desarrollaremos en el presente recurso, la interpretación conforme a la Constitución tanto del DU 037 como del DS 031, es imposible, en la medida que la letra expresa de tales normas repudia a la Constitución como al bloque de constitucionalidad (el DU 037, al establecer el factor de asignación discriminando entre clases de usuarios sin fundamento alguno, viola directamente el derecho a la igualdad y el DS 031 viola expresamente las previsiones de la Ley del Procedimiento Administrativo General sobre la presunción de veracidad y la fiscalización posterior). En tal sentido, no queda otra alternativa para salvaguardar nuestros derechos que solicitar que el CD de OSINERGMIN ejerza su facultad de control difuso, inaplicando tales normas por inconstitucionales.

(c) Dicho examen de constitucionalidad sea relevante para resolver la controversia planteada dentro de un proceso administrativo.

Efectivamente, consideramos que este examen de constitucionalidad es necesario para resolver la controversia planteada mediante el presente recurso administrativo de reconsideración, en el cual el Consejo Directivo de OSINERGMIN, ejerciendo control difuso deberá pronunciarse sobre la constitucionalidad de la normativa señalada, a fin de inaplicarla al caso concreto y efectuar las reducciones correspondientes en el Cargo por Generación Adicional, procediendo a aplicar correctamente el marco normativo,

prefiriendo la Constitución y el bloque de constitucionalidad por sobre el texto del DU 037 y el DS 031.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta, como puede desprenderse del texto del recurso que la inaplicación de las normas antes señaladas constituye el centro de la controversia planteada, y en consecuencia, es totalmente relevante que el CD de OSINERGMIN se pronuncie por la inaplicación de las referidas normas por sus evidentes vicios de inconstitucionalidad.

- (d) **El control difuso será ejercido a pedido de parte, y excepcionalmente de oficio. Cuando el control difuso es solicitado por parte interesada, los tribunales u órganos colegiados que imparten “justicia administrativa”, están facultados para evaluar la procedencia de la solicitud, con criterios objetivos y razonables, siempre que se trate de otorgar mayor protección constitucional a los derechos fundamentales de los administrados**

En este caso, solicitamos expresamente que el CD de OSINERGMIN ejerza control difuso, esto es, a pedido de parte, y sobre todo, a fin de otorgar mayor protección a nuestros derechos fundamentales, los cuales quedarían afectados seriamente en caso no se inapliquen las normas antedichas las cuales desconocen nuestros derechos fundamentales y sobre todo colisionan con la Constitución y el bloque de constitucionalidad, dentro del cual se encuentra la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

II.3. Consideraciones de Hecho

- 2.3.1 La parte considerativa del DU 037¹⁴, estableció que dicha norma tiene por objeto dictar disposiciones necesarias para asegurar, **EN EL CORTO PLAZO**, el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN. Sin embargo, esta norma se viene aplicando

¹⁴ De acuerdo con su artículo 9°, el DU 037 entró en vigencia a partir del día siguiente a su publicación y hasta por un plazo de 36 meses. Sin embargo, éste ha sido ampliado hasta el 31 de diciembre de 2013 mediante el Decreto de Urgencia N° 049-2011.

desde el 21 de agosto de 2008 y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2013, lo que hace un total de 5 años y 4 meses de aplicación, con lo cual claramente esta norma dejó de tener un alcance de corto plazo, para pasar a asumir todo los problemas que se presentan en la red con un alcance de largo plazo. Este desfase y la necesidad de dar una solución definitiva al problema presentado ha quedado evidenciado en la fijación tarifaria que origina el presente recurso impugnativo, tal y como expondremos más adelante.

2.3.2 A efectos de alcanzar el objetivo planteado, el DU 037 atribuyó al MEM la potestad de declarar las situaciones de restricción temporal de generación. En estos casos, el MEM deberá calcular la magnitud de la capacidad adicional de generación necesaria para asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN. Esta situación se ha presentado en los siguientes casos:

- Mediante Resolución Ministerial N° 412-2008-MEM-DM, se declaró la existencia de una Situación de Restricción Temporal de Generación para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al SEIN. La norma citada estableció que la capacidad adicional de generación necesaria para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al SEIN era de 300 MW. En virtud de lo anterior, se ordenó a ELECTROPERU que efectuase las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios para poner en operación la capacidad adicional de generación necesaria para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al SEIN, hasta por 300 MW.
- Mediante la Resolución Ministerial N° 198-2011-MEM-DM se declaró una situación de restricción temporal de generación en la zona norte y en la zona de Cajamarca, estableciéndose que la capacidad de generación y suministro necesaria para garantizar el abastecimiento seguro y oportuno en dicha zona era del orden de 120MW. A efectos de cubrir tales requerimientos, la Resolución, por un lado, requirió a HIDRANDINA efectuar la contratación y adquisición de bienes y servicios necesarios para la instalación de un transformador 220/60KV en la

zona de Cajamarca y, por el otro, autorizó a ELECTROPERÚ ha instalar capacidad adicional en la zona norte por 80 MW.

- Mediante la Resolución Ministerial N° 266-2011-MEM-DM, se estableció que, hasta que se implemente todo el requerimiento previsto en la Resolución Ministerial N°198-2011-MEM-DM, ENOSA debía cumplir con adquirir los bienes y servicios necesarios para importar electricidad desde la República del Ecuador hasta por 55 MW con la finalidad de abastecer a la zona norte del SEIN.
- Mediante la Resolución Ministerial N° 447-2011-MEM-DM, se declaró la existencia de situación de restricción temporal de generación para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica al Sistema Aislado Iquitos. Calculándose una magnitud de capacidad adicional de generación necesaria para el abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica a dicho sistema de hasta 30 MW. Para tal efecto se requirió a Electro Oriente que efectúe las contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios que sean necesarias para poner en operación la capacidad adicional de generación en el Sistema Aislado Iquitos.

2.3.3 Conforme al artículo 5° del DU 037 (modificado por el Decreto de Urgencia N°049-2011):

“Artículo 5.- Compensación por la Generación Adicional

Los costos totales, incluyendo los costos financieros, en que incurra la empresa estatal en aplicación del artículo 2 del presente Decreto de Urgencia, 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. En el caso de los Sistemas Aislados tendrán como alternativa adicional las licitaciones de suministro de electricidad en el marco del Decreto de Urgencia N° 032-2010.

En ambos casos, para determinar dicho cargo, se distribuirán los costos señalados en el párrafo anterior entre la suma ponderada de la energía por



un factor de asignación, el cual será igual a 1.0 para los Usuarios Regulados, 2.0 para los Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios y 4.0 para los Grandes Usuarios.

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 a que hace referencia el presente Decreto de Urgencia, según la normatividad vigente aplicable a todas las unidades que operan en el SEIN. Para ello, el COES identificará y desagregará a estas unidades como un grupo separado de la generación propia del generador estatal correspondiente. En el caso de los Sistemas Aislados, se descontará los ingresos que corresponda por la aplicación de los Precios en Barra.

OSINERGMIN definirá el procedimiento de aplicación necesario que requiera el presente artículo y, en caso necesario, podrá incluir los nuevos cargos en la regulación de tarifas vigente.” (énfasis agregado).

Como puede apreciarse, el DU 037 ordena que los costos totales en que incurra la empresa generadora del Estado para contratar la generación adicional necesaria para el abastecimiento del SEIN y de los Sistemas Aislados, sean cubiertos mediante un cargo adicional que se incluirá en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Así, dentro de la cadena del negocio eléctrico, el DU 037 ha determinado qué actores deben ser los que asuman el impacto económico de la generación adicional: los usuarios.

No obstante lo anterior, a diferencia de lo que ocurre con los demás cargos y tarifas eléctricas previstos en el marco legal, en lugar de trasladar los costos adicionales de manera equitativa, el DU 037 divide a los consumidores de energía en tres grupos: Usuarios Regulados, Usuarios Libres que no son Grandes Usuarios y Grandes Usuarios. Los costos totales de la Generación Adicional son distribuidos de manera ponderada entre estos tres tipos de usuarios, aplicando un factor igual a 1.0 para los

Usuarios Regulados, 4.0 para los Grandes Usuarios y 2.0 para los demás Usuarios Libres. **La norma no explica la razón que sustenta la distribución antes mencionada la cual resulta a todas luces desigual**¹⁵.

Como desarrollaremos más adelante, el procedimiento de distribución de costos diferenciados en función de si los consumidores califican como Usuarios Regulados, Grandes Usuarios u otros Usuarios Libres, establecido por el DU 037, genera una situación de desigualdad que ocasiona, a su vez, dos problemas jurídicos de relevancia constitucional: la violación del derecho a la igualdad de trato e, inclusive, la pretendida creación de un impuesto sin respetar el procedimiento constitucionalmente establecido para ello.

2.3.4 Adicionalmente, mediante el DS 031 se establecieron normas reglamentarias cuyo objeto fue regular los aspectos referidos a la recuperación de los costos incurridos por las empresas estatales en el marco del DU 037. Al respecto el referido Decreto Supremo estableció en su artículo 2°, lo siguiente:

“Artículo 2.- Cálculo de los Costos Totales Incurridos por las empresas estatales

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 mediante un Informe, que tendrá carácter de declaración jurada y cuyos valores no estarán sujetos a modificación por parte del regulador.”

La finalidad de esta norma fue dejar sin efecto, entre otros, lo señalado por la Resolución N° 002-2009-OS/CD, que aprobó el procedimiento “Compensación por Generación Adicional”, en cuyo artículo 4.1 al referirse a los costos incurridos en la

¹⁵ Cabe señalar que esta distribución está vigente desde la versión original del DU 037.

contratación y adquisición de obras, bienes y servicios necesarios para la puesta en servicio establecía lo siguiente:

*“El Generador estatal debe presentar la documentación sustentatoria de **los gastos efectuados**, documentación que considera comprobantes de pago, facturas y toda aquella documentación verificable para que proceda la devolución de los gastos incurridos en Costos de Adquisición y Puesta en Servicio, gastos financieros producidos debido a la asignación de retiros sin contrato por la Generación Adicional. **No se aceptarán declaraciones juradas para sustentar la información señalada anteriormente.**”*

Es decir, que a partir del DS 031, OSINERGMIN al **momento de evaluar los gastos incurridos** por las empresas estatales, no exigirá la prestación de información sustentatoria (como contratos, facturas, etc.), sino únicamente la presentación de una declaración jurada, cuya veracidad supuestamente -conforme al referido Decreto Supremo-, no podría ser verificada por el Regulador. Lo cual, como explicaremos más adelante, resulta ilegal.

2.3.5 Ahora bien, el artículo 2° del DS 031 se refiere al “***Cálculo de los Costos Totales Incurridos por las empresas estatales***”, no hace mención a la proyección de los costos en los que se incurrirá en el futuro, quedando en claro que la información a presentar para efectos del cálculo del Cargo por Generación Adicional se sustentará únicamente en los costos incurridos y no en costos proyectados.

No obstante lo anterior, las empresas estatales han presentado una mera declaración jurada sin sustento alguno, tanto por los costos incurridos como por los costos a incurrirse en el futuro. Información que OSINERGMIN ha tomado sin hacer ningún tipo de análisis ni cuestionamiento, supuestamente amparándose en el DS 031.

En efecto, el Cargo por Generación Adicional no sólo se sustenta en supuestos costos incurridos, también ha sido calculado con la idea de financiar los costos proyectados sin que exista ninguna garantía de que éstos realmente se devengarán.

2.3.6 El resultado de lo anterior, es decir, de tomar como cierta la mera declaración hecha por las empresas estatales sin realizará ningún análisis ni contrastación, así como de incluir proyecciones de costos sin sustento, ha sido que OSINERGMIN ha aprobado en la Resolución un Cargo por Generación Adicional excesivo, el cual se ha visto incrementado respecto de la fijación tarifaria anterior (Resolución OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD) de 1.48 S/./kW-mes a 35.83 S/./kW-mes, lo que significa un incremento porcentual de 2391%. Lo cual claramente resulta desproporcionado y anti técnico, poniendo en evidencia que existen errores en la fijación del mencionado cargo.

2.3.7 El monto de los costos que se pretenden solventar a través del Cargo por Generación Adicional y que han sido considerados en la fijación tarifaria del periodo mayo 2012 – abril 2013 asciende a S/. 973 582 824, los cuales corresponde a las siguientes compensaciones:

- Compensación a ELECTROPERÚ S/. 931 532 396 por contratación de la Generación Adicional de Mollendo (60 MW) y Piura (80 MW), el cual incluye tanto los costos incurridos como los costos proyectados hasta **enero de 2014**.
- Compensación a ENOSA S/. 16 769 566 correspondientes a los costos incurridos por la importación de energía del Ecuador.
- Compensación a Electro Oriente S/. 25 280 863 correspondientes a los costos incurridos por la contratación de la Generación Adicional del Sistema de Iquitos.

Como se puede apreciar, únicamente ELECTROPERÚ ha presentado información vinculada a los costos proyectados. Así, para determinar la cantidad de S/. 931 532 396, ELECTROPERÚ ha considerado los egresos e ingresos ejecutados y proyectados para Generación Adicional en el periodo noviembre 2008 - diciembre de 2013, de acuerdo a lo indicado en la tabla siguiente:

Nuevos Soles al 30.04.2012	
i. Costos Actualizados- ELP	1,349,966,000
ii. Ingresos Actualizados - ELP	418,433,604
iii. Saldo a Compensar - ELP	931,532,396

2.3.8 En los cuadros N°1 y N°2 se muestran los costos ejecutados para la CT Trujillo y los costos proyectados para la CC.TT. Mollendo y Piura, de acuerdo a lo informado por ELECTROPERÚ a OSINERGMIN.

**Cuadro N°1: Costos Ejecutados CT Trujillo
(Informados por Electroperú a Osinergmin)**

Año	2008	2009	2010	2011	2012
Periodo	Oct - Dic	Ene - Dic	Ene - Dic	Ene - Dic	Ene - Abr
Meses	3	12	12	12	4
Potencia (MW)	60	60	60	60	60
Costo (S/.)	133,993	62,492,848	120,046,391	163,120,922	14,610,456
					360,404,610

**Cuadro N°2: Costos Proyectados CC.TT. Mollendo y Piura
(Informados por Electroperú a Osinergmin)**

Año	2012	2013
Piura (80 MW)	Jun - Dic	Ene - Sep
Meses	7	9
Mollendo (60 MW)	May - Dic	-
Meses	8	-
Costo (S/.)	535,511,031	454,050,360
		989,561,391

Como se puede apreciar en el Cuadro N°1, los costos totales incurridos en 43 meses de la Generación Adicional de Trujillo (60 MW) asciende S/. 360 404 610, mientras que los costos que se incurrirán en la Generación Adicional de Mollendo (60 MW por 8 meses) y Piura (80 MW por 16 meses) asciende a S/. 989 561 391. Tal diferencia cuando menos debe llamar la atención del Regulador.

2.3.9 Es evidente que el monto proyectado por ELECTROPERU de S/. 989 561 391 para la Generación Adicional es desproporcionado, toda vez, que si realizamos una estimación

de los costos para Mollendo y Piura en forma proporcional al tiempo de instalación y la potencia de la CT Trujillo, obtenemos S/. 245 857 408 como costo total proyectado para la generación de Mollendo y Piura, lo cual es un monto mucho menor a los costos proyectados por la referida empresa.

2.3.10 Sin perjuicio de lo anterior, con carta COESD/DO-139-2012 el COES remitió al OSINERGMIN el informe relativo a los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional (Anexo 1-D), en el cual se aprecia que la energía despachada para esta centrales es mínima, tal como podemos apreciar en el Cuadro N°3. En ese sentido, podemos concluir que los costos a incurrir en las centrales de Mollendo y Piura serán sólo lo correspondiente a los costos fijos, lo cual constituye una razón adicional para indicar que los costos estimados por ELECTROPERÚ son desproporcionados.

Cuadro N°3: Energía (MWh) Despachada por la unidades de Generación Adicional

Generación Adicional	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13
CT Mollendo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CT Piura	0	0	0	0	18.47	26.57	280.31	0	0	0	0	0	0	4.31

2.3.11 En contraste con lo anterior, con carta G-274-2012 ELECTROPERÚ presentó al OSINERGMIN el informe N° C-432-2012 que contiene la revisión de la proyección de gastos en que incurriría ELECTROPERÚ para proveer Generación Adicional en cumplimiento al DU 037. En el Cuadro 3 de este informe se muestra la proyección de energía a producir por la CTE Mollendo 60 MW y CTE Piura 80 MW. **La estimación realizada por ELECTROPERÚ resulta fuera de la realidad, debido a que consideró que la CT Mollendo y la CT Piura operarán permanentemente durante su periodo de instalación con factores de planta de 0.6 y 0.9 respectivamente, contrario a la estimación realizada por el COES, que estima que la CT Mollendo no operará y la CT Piura operará solo por algunas horas en los meses de jul 12, ago-12, sep-12 y abr-13, tal como se muestran en el Cuadro N°3.**

2.3.12 Si tomamos como referencia la estadística de operación de la CT Trujillo, el cual fue requerida permanentemente durante su periodo de instalación en los años 2009, 2010 y 2011, ésta registró factores de planta de 15.3% en el 2009, 22.2% en el 2010 y 27.9% en el 2011, valores de factores de planta mucho menores a los factores de 60% y 90% considerados por ELECTROPERÚ. **En ese sentido, OSINERGMIN debe considerar las proyecciones realizadas por el COES, por ser el único ente responsable de la operación del SEIN.**

2.3.13 No obstante lo anterior, sin ningún sustento legal, para el cálculo del Cargo por Generación Adicional, OSINERGMIN consideró los costos totales proyectados por las empresas estatales, tal cual fueron informados sin realizar ninguna variación. Presumimos que la actitud de OSINERGMIN de no variar los costos proyectados por las empresas estatales responde a lo dispuesto en el Artículo 2° del DS 031. Sin embargo, como hemos mencionado anteriormente, dicho artículo únicamente se refiere a los costos incurridos por las empresas estatales las cuales deben ser presentadas con carácter de declaración jurada. Por lo tanto, no hace mención a los costos proyectados. En ese sentido, consideramos que OSINERGMIN si puede modificar la estimación de los costos proyectados a incurrir por la Generación Adicional y para ello debe tomar la mejor información del despacho para estas centrales. Es decir, debería tomar la estimación realizada por el COES para estas centrales.

II.4. Consideraciones de Derecho

2.4.1 OSINERGMIN tiene la obligación de verificar la veracidad de la información presentada en calidad de declaración jurada.

Hemos solicitado la inaplicación del artículo 2° del DS 031, el cual establece una Declaración Jurada con un supuesto carácter de “irrevisable”, cuando en realidad dicha norma desconoce el carácter de “norma interpuesta” o integrante del bloque de constitucionalidad del que goza la Ley del Procedimiento Administrativo General (en adelante, la LPAG) cuando desarrollar el contenido constitucional de la institución del debido procedimiento administrativo. Por ello, nuestra solicitud de inaplicación se

sostiene en la necesidad que el CD de OSINERGMIN prefiera los principios y normas de la LPAG en materia de fiscalización posterior, y en consecuencia cumpla con su obligación de verificar la veracidad de la información contenida en las Declaraciones Juradas formuladas al amparo del DU 037 y el DS 031.

Conforme a los principios de presunción de veracidad (numeral 1.7 del Artículo IV del Título Preliminar (TP) de la LPAG), verdad material (numeral 1.11 del Artículo IV del TP de la LPAG), y de privilegio de controles posteriores (numeral 1.16 del Artículo IV del TP de la LPAG), así como el propio concepto de fiscalización posterior previsto en el artículo 32° de la LPAG, el CD de OSINERGMIN tiene la obligación de preferir la LPAG por sobre el inconstitucional DS 031, y aplicar en este procedimiento, tales principios y reglas de fiscalización del contenido de las Declaraciones Juradas presentadas tanto por ELECTROPERÚ como por las restantes empresas eléctricas, las cuales conforme al artículo 2° del referido DS 031, deben presentar sus Declaraciones Juradas respecto de los *costos incurridos* en la generación adicional, de acuerdo a dicha norma, que señala lo siguiente:

“Artículo 2.- Cálculo de los Costos Totales Incurridos por las empresas estatales

*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 mediante un Informe, **que tendrá carácter de declaración jurada** y cuyos valores no estarán sujetos a modificación por parte del regulador”.*

Cabe señalar que, en apariencia, de la letra expresa del artículo 2° del DS 031, pareciera que OSINERGMIN estuviera completamente impedido de efectuar una revisión o fiscalización posterior, o evaluación posterior sobre la información de los costos incurridos por las empresas eléctricas. Sin embargo, ello es notoriamente inconstitucional o al menos ilegal, **porque por un mero Decreto Supremo, no puede desconocerse el bloque de constitucionalidad del procedimiento administrativo y**

sobre todo no puede desconocer que la LPAG ha establecido específicamente que si bien es cierto las Declaraciones Juradas en cualquier procedimiento administrativo están protegidas por la presunción de veracidad, (i) esta presunción admite prueba en contrario¹⁶, (ii) pese a recibir Declaraciones Juradas, la Administración siempre se reserva expresamente el privilegio de controles posteriores¹⁷ o la potestad de fiscalización posterior de la veracidad de la información presentada, y, (iii) el carácter de una Declaración Jurada no enerva el principio de verdad material¹⁸ de la Administración Pública, por la cual ésta tiene el deber de verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones.

La confluencia de los principios antes señalados se materializa en el artículo 32° de la LPAG, norma que establece concretamente que en todos los procedimientos administrativos, sean de aprobación automática o de evaluación previa, la Administración Pública (en este caso OSINERGMIN en la tramitación del presente

¹⁶ LPAG. Título Preliminar. Artículo IV. Principios del Procedimiento Administrativo.

(...)

1.7 Principio de presunción de veracidad.- En la tramitación del procedimiento administrativo, se presume que los documentos y declaraciones formulados por los administrados en la forma prescrita por esta Ley, responden a la verdad de los hechos que ellos afirman. Esta presunción admite prueba en contrario.

¹⁷ LPAG. Título Preliminar. Artículo IV. Principios del Procedimiento Administrativo.

(...)

1.16. Principio de privilegio de controles posteriores.- La tramitación de los procedimientos administrativos se sustentará en la aplicación de la fiscalización posterior; reservándose la autoridad administrativa, el derecho de comprobar la veracidad de la información presentada, el cumplimiento de la normatividad sustantiva y aplicar las sanciones pertinentes en caso que la información presentada no sea veraz.

¹⁸ LPAG. Título Preliminar. Artículo IV. Principios del Procedimiento Administrativo.

(...)

1.11. Principio de verdad material.- En el procedimiento, la autoridad administrativa competente deberá verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, para lo cual deberá adoptar todas las medidas probatorias necesarias autorizadas por la ley, aun cuando no hayan sido propuestas por los administrados o hayan acordado eximirse de ellas.

procedimiento de fijación de tarifas en barra) está obligada a realizar la fiscalización posterior, para, precisamente, verificar la autenticidad de las declaraciones de los administrados, en particular, las declaraciones de las empresas estatales beneficiarias del DU 037 y en concreto del Cargo por Generación Adicional. Dicha norma, establece,

“LPAG. Artículo 32.- Fiscalización posterior

*32.1 Por la fiscalización posterior, **la entidad ante la que es realizado un procedimiento de aprobación automática o evaluación previa, queda obligada a verificar de oficio mediante el sistema del muestreo, la autenticidad de las declaraciones, de los documentos, de las informaciones y de las traducciones proporcionadas por el administrado”.***

La fiscalización posterior es un deber de la Administración Pública (en este caso, de OSINERGMIN) en todo procedimiento donde se aplique la presunción de veracidad, y en particular a todos los instrumentos legales a los cuales alcance dicha presunción, en particular, las Declaraciones Juradas, las cuales tienen una veracidad provisional, es decir que siempre tienen que ser sometidas a comprobación o fiscalización posterior por la autoridad administrativa. Conviene citar a Hugo Gómez Apac, quien ha señalado sobre el particular que,

“La información y documentación a ser fiscalizadas son todas aquellas en las cuales la Administración Pública ha aplicado la presunción de veracidad; es decir, ha considerado provisionalmente veraz lo afirmado por el administrado, o auténtico el documento presentado por éste.

*En ese sentido, la Ley [N° 27444] menciona en forma genérica como objetos pasibles del beneficio de presunción de veracidad y, por ende, susceptibles de fiscalización ex post, la información incluida en escritos y formularios, los documentos, **las declaraciones (juradas o no)**, las*

*traducciones, los informes y las constancias profesionales y técnicas presentadas por el administrado*¹⁹.

En tal sentido, es evidente que las Declaraciones Juradas presentadas por las empresas generadoras estatales, en aplicación de la normativa de la LPAG ya citada, no solamente pueden, sino **deben** ser revisadas por OSINERGMIN en aplicación de dicha normativa. No hacerlo significaría desconocer la fuerza constitucional de la LPAG, la cual constituye parte del bloque de constitucionalidad del procedimiento administrativo, a la luz de varias Sentencias del Tribunal Constitucional (entre las cuales puede citarse la STC 1042-2002-AA/TC), en las cuales se señala que la LPAG forma parte del bloque de constitucionalidad, en la medida que es una norma que desarrolla la Constitución y en particular el derecho al debido proceso en sede administrativa o lo que es lo mismo, el derecho fundamental al debido procedimiento administrativo.

En tal sentido, queda claramente demostrado que, prefiriendo la Constitución, el CD de OSINERGMIN deberá efectuar la fiscalización posterior del contenido e información de todas las Declaraciones Juradas presentadas por las empresas generadoras estatales al amparo del DU 037, a fin de verificar, sujetándolas a la fiscalización posterior, la veracidad y acreditación de los importes (o costos) incurridos, a fin de aplicar el reembolso de tales costos establecidos por el artículo 5° del referido Decreto de Urgencia, de acuerdo al principio de legalidad o juridicidad.

Por último, y esto también lo solicitamos expresamente, en caso el CD de OSINERGMIN considere que no es posible inaplicar el artículo 2° del DS 031 a pesar de su manifiesta inconstitucionalidad, solicitamos que el mismo no sea aplicado por ilegal. Solicitamos ello pues todos los órganos administrativos, en el trámite de un procedimiento administrativo pueden efectuar control de legalidad de los reglamentos, es decir, pueden inaplicar normas reglamentarias ilegales en aplicación del principio de jerarquía normativa (artículo 51° de la Constitución). Así, el Fundamento Jurídico 17, literal b) de la STC Exp. N° 00025-2010-PI/TC, establece que el control de legalidad es

¹⁹ Cfr. GÓMEZ APAC, Hugo: El procedimiento de fiscalización ex – post. En: Revista Jurídica del Perú. N° 30. Trujillo, 2002. Página 187.

una facultad de todo órgano administrativo, que debe preferir, por el principio de juridicidad o de legalidad, la Constitución sobre la ley, y la ley sobre el reglamento y así sucesivamente:

“17. (iii) La competencia para “inaplicar” una norma difiere si la antinomia se presenta entre una norma reglamentaria (vgr. un decreto supremo) y la ley, para cuyo caso el ordenamiento ha previsto formas distintas de solución:

(...)

b) Pero, de otro lado, el ordenamiento ha previsto la posibilidad de que la inaplicación de una norma reglamentaria pueda realizarla un funcionario en el seno de un procedimiento administrativo. Piénsese, por ejemplo, en la competencia para declarar la nulidad de pleno derecho de un acto administrativo que, siendo reglamentariamente válido, sin embargo, contravenga a la ley o a la Constitución (art. 10° de la Ley 27444). En un contexto semejante, la declaración de nulidad del acto administrativo presupone, con carácter previo, que en base al principio de jerarquía el funcionario administrativo “inaplique” la norma reglamentaria a cuyo amparo se dictó el acto administrativo nulo de pleno derecho. La inaplicación, en este contexto, se realiza dentro de un procedimiento administrativo y con carácter declarativo.

No es, por cierto, el único supuesto en el que órganos de la administración pública puedan resolver antinomias bajo el principio jerárquico y, en ese contexto, inaplicar normas reglamentarias. Idéntica competencia se ha reconocido a favor de determinados órganos administrativos, como pueden ser el Tribunal Fiscal [art. 102° del Código Tributario] o la Comisión de Acceso al Mercado de Indecopi [art. 48° de la Ley 27444, modificado por el art. 3° de la Ley 28996].

Por las consideraciones expuestas, solicitamos que el CD de OSINERGMIN declare expresamente inconstitucional e inaplique al caso concreto el artículo 2° del DS 031, y en consecuencia proceda a efectuar la fiscalización posterior de todos los documentos que sustenten las declaraciones juradas efectuadas sobre los costos incurridos por las empresas generadoras estatales por concepto de “Cargo por Generación Adicional” en este procedimiento de fijación de tarifas en barra. En caso detecte que los costos no hayan sido efectivamente incurridos, consecuentemente, deberá desestimarlos en aplicación de la fiscalización posterior de tales costos, prefiriendo la Constitución y el bloque de constitucionalidad de la LPAG en materia de procedimiento administrativo. Eventualmente, en caso se considere que no

es posible realizar un control de constitucionalidad del artículo 2° del DS 031, solicitamos que en forma subsidiaria, se inaplique el DS 031 por ilegal, al violar los principios de presunción de veracidad, verdad material y privilegio de controles posteriores (todos ellos reglados por el Artículo IV del TP de la LPAG), así como el artículo 32° de la LPAG, en aplicación del principio de jerarquía normativa, citado anteriormente, y en consecuencia, se proceda a realizar la fiscalización posterior y verificación del contenido de todas las Declaraciones Juradas formuladas por las empresas generadoras estatales por concepto de “costos incurridos” para la elaboración del Cargo por Generación Adicional, de acuerdo a las consideraciones ya señaladas.

2.4.2 La declaración jurada únicamente alcanza a los costos incurridos. Por lo tanto, el Cargo por Generación Adicional debe fijarse en función únicamente de los Costos Incurridos.

Tal y como se ha mencionado en la explicación de hechos, el DS 031 al referirse a la declaración jurada a presentar ante OSINERGMIN para efectos de fijar el Cargo por Generación Adicional, únicamente menciona como parte de ésta a los costos incurridos por las empresas estatales, así el artículo 2° señala lo siguiente:

“Artículo 2.- Cálculo de los Costos Totales Incurridos por las empresas estatales

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 mediante un Informe, que tendrá carácter de declaración jurada y cuyos valores no estarán sujetos a modificación por parte del regulador.”

A su vez, el artículo 3° de la misma norma señala que:

(...)

El cargo adicional deberá ser definido de modo tal que el plazo de recuperación de los costos incurridos por la empresa estatal, no exceda

los veinticuatro (24) meses de presentado el Informe a que a que se refiere el Artículo 2 precedente.

Es decir, que el DS 031 estableció con claridad que el Cargo por Generación Adicional debe fijarse en función a los costos efectivamente incurridos, tal y como ha sido presentado por empresas como ENOSA y Electro Oriente.

Es claro que, adicionalmente, el DS 031 tuvo por finalidad dejar sin efecto lo dispuesto por el artículo 4.1 de la Resolución N° 002-2009-OS/CD, que aprobó el procedimiento "Compensación por Generación Adicional", el cual exigía la presentación debidamente sustentada de todos los costos incurridos:

"4.1 Costos de Contrataciones y Adquisiciones de Obras, Bienes y Servicios Necesarios para la Puesta en Servicio:

(...)

El Generador estatal debe presentar la documentación sustentatoria de los gastos efectuados, documentación que considera comprobantes de pago, facturas y toda aquella documentación verificable para que proceda la devolución de los gastos incurridos en Costos de Adquisición y Puesta en Servicio, gastos financieros producidos debido a la asignación de retiros sin contrato por la Generación Adicional. **No se aceptarán declaraciones juradas para sustentar la información señalada anteriormente.**

Por lo tanto, tal y como se desprende del texto expreso del artículo 2° del DS 031, la declaración jurada a presentar, así como el Cargo por Generación Adicional, únicamente puede sustentarse en los costos efectivamente incurridos, no haciendo referencia alguna la estimación de los costos que se incurrirán en el futuro. Lo cual, como se ha visto anteriormente, queda confirmado por el artículo 3° del mismo Decreto Supremo.

Por lo tanto es claro que el Cargo por Generación Adicional debe fijarse en función a los costos efectivamente incurridos.

2.4.3 El plazo para la recuperación de los costos incurridos debe ser de 24 meses contados desde la presentación del informe de tales costos

Conforme al artículo 3° del DS 031, los costos incurridos deben recuperarse en un plazo de 24 meses. Así el mencionado artículo 3° señala:

“Artículo 3.- Vigencia de los contratos suscritos por las empresas estatales

(...)

*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**, independientemente de la vigencia de dicho Decreto de Urgencia. **El cargo adicional deberá ser definido de modo tal que el plazo de recuperación de los costos incurridos por la empresa estatal, no exceda los veinticuatro (24) meses de presentado el Informe a que a que se refiere el Artículo 2 precedente.**”*

El artículo 3° indica claramente que el plazo de recuperación es para los COSTOS INCURRIDOS más no para los costos proyectados. Es decir, si se incurre en un gasto en el mes de abril de 2012, este puede ser recuperado hasta 24 meses después, luego de presentado el informe correspondiente – a los costos incurridos- por la empresa estatal.

Por lo tanto, los costos por Generación Adicional que se deben considerar en la fijación tarifaria de mayo 2012 – abril 2013 deben ser los costos efectivamente incurridos por las empresas estatales hasta el mes de abril de 2012, los costos que se incurrirán en los meses posteriores deberán ser incorporados en la actualización trimestral de la fijación tarifaria, siendo cada uno recuperados en 24 meses posteriores.

Si bien es cierto que resulta tedioso considerar cada gasto incurrido pagadero en 24 meses, se podría considerar de manera simplificada y aproximada dividir el costo proyectado en 48 meses a efectos de reducir el impacto económico.

2.4.4 En caso considerar que el Cargo por Generación Adicional debe incluir proyecciones, la información de los costos netos debe recoger las proyecciones realizadas por el COES

Sin perjuicio que el Cargo por Generación Adicional debe sustentarse exclusivamente en los costos efectivamente incurridos, tal y como se desprende del DS 031; en caso de considerar que el referido cargo debe sustentarse también en información proyectada, OSINERGMIN tiene la obligación de analizar la información relativa a las proyecciones presentada por las empresas estatales y validarla o corregirla.

En efecto, la supuesta obligación contenida en el artículo 2° del DS 031, relativa a que los valores presentados “*no estarán sujetos a modificación por parte del regulador*”, únicamente alcanzaría a los costos incurridos y no a los costos proyectados, supuesta obligación que por lo demás ha quedado desvirtuada por ilegal, tal y como se ha expuesto anteriormente. No obstante lo anterior, OSINERGMIN tampoco ha evaluado ni contrastado la información presentada relativa a los costos proyectados.

Tal y como hemos expuesto en los argumentos de hecho, OSINERGMIN se ha limitado a dar por cierta la declaración presentada por las empresas estatales y, en particular, por ELECTROPERÚ, cuando dicha información claramente carece de sustento, como ya ha sido expuesto, en la medida que:

- No existe proporción ni relación alguna entre los costos incurridos durante los pasados 43 meses de la Generación Adicional de Trujillo (60 MW) (que ascendió a S/. 360 404 610), respecto a los costos proyectados en la Generación Adicional de Mollendo (60 MW por 8 meses) y Piura (80 MW por 16 meses) asciende a S/. 989 561 391.

- Sobre la base de los costos incurridos en el pasado, la estimación de costos proyectados debería estar por el orden de los S/. 245 857 408 como costo total proyectado para la generación de Mollendo y Piura, lo cual es un monto mucho menor a los costos proyectados por ELECTROPERÚ.
- Conforme a la estimación hecha por el COES la energía a ser despachada por estas centrales es mínima, tal como podemos apreciar en el Cuadro N°3. Por lo tanto, los costos a incurrir en las centrales de Mollendo y Piura serían únicamente los costos fijos, lo cual constituye una razón adicional para indicar que los costos estimados por ELECTROPERÚ son desproporcionados.
- Sin mayor sustento, ELECTROPERÚ ha presentado una proyección en la que se muestra que la CT Mollendo y la CT Piura operarán permanentemente durante su periodo de instalación con factores de planta de 0.6 y 0.9 respectivamente, contrario a la estimación realizada por el COES.
- Si tomamos como referencia la estadística de operación de la CT Trujillo, durante su periodo de instalación en los años 2009, 2010 y 2011, ésta registró factores de planta de 15.3% en el 2009, 22.2% en el 2010 y 27.9% en el 2011, valores de factores de planta mucho menores a los factores de 60% y 90% considerados por ELECTROPERÚ.

Por lo tanto, es claro que respecto a los costos proyectados, OSINERGMIN debe analizar la información presentada y sujetarse a las proyecciones realizadas por el COES, en la medida que es el único ente responsable de la operación del SEIN.

2.4.5 El Cargo por Generación Adicional viola el derecho constitucional a la igual de trato

La Constitución peruana garantiza la protección de los derechos, tanto de nacionales como de extranjeros, personas jurídicas como individuos, que constituyen presupuesto

indiscutible de la democracia y el Estado de Derecho. Dentro de los principios rectores que resguardan estos derechos, se encuentran los de igualdad y no discriminación.

Así, el artículo 2° numeral 2) de la Constitución, establece el derecho constitucional a la igualdad, disponiendo que *“Toda persona tiene derecho: (...) 2. A la igualdad ante la ley. Nadie debe ser discriminado por motivo de origen, raza, sexo, idioma, religión, opinión, condición económica o de cualquiera otra índole”*.

Por su parte, el artículo 103° garantiza la igualdad ante la ley, al disponer que: *“Pueden expedirse leyes especiales porque así lo exige la naturaleza de las cosas, pero no por razón de la diferencia de personas...”*.

La Constitución admite, pues, la posibilidad de “diferenciar”, pero no la de “discriminar”: es decir, pueden hacerse distinciones que respondan a razones objetivas y motivadas. Por el contrario, cualquier distinción que no atienda los requisitos anteriores, será considerada una “discriminación”, no tolerada por el sistema jurídico peruano.

En otras palabras, no puede –ni debe– desconocerse la existencia de naturales diferencias entre los sujetos de derecho, que amerita un tratamiento diferenciado entre ellos. De allí que la diferenciación no sólo sea permitida sino necesaria, en tanto que la discriminación está proscrita.

“El punto de partida del análisis del derecho a la igualdad es la fórmula clásica, de inspiración aristotélica, según la cual ‘hay que tratar igual a lo igual y desigual a lo desigual’²⁰. Así, la desigualdad en el trato está justificada, siempre que no importe discriminación, es decir, ‘si existe una causa objetiva y razonable que fundamente la no igualdad y, segundo, si dicha desigualdad está desprovista de una justificación también

²⁰ Sentencia recaída en el Exp. N° C-022/96 expedida por la Corte Constitucional de Colombia el 23 de enero de 1996. En: Derechos fundamentales e interpretación constitucional. Lecturas sobre Temas Constitucionales N° 13. Comisión Andina de Juristas, Lima, 1997, p. 517. En dicha sentencia se cita: “Por ejemplo, parece que la justicia consiste en la igualdad, y así es, pero no para todos, sino para los iguales; y la desigualdad parece ser justa, y lo es en efecto, pero no para todos, sino para los desiguales” (Aristóteles, Política III 9 (1280a)).

*objetiva y razonable, debiendo haber una relación de proporcionalidad entre medios y fin*²¹.

La aplicación práctica del principio constitucional de igualdad supone ponderar las razones que sustentan la desigualdad y la necesidad de mantenerla o de eliminarla. El contrapeso entre unas y otras justificaciones debe efectuarse a través de lo que en doctrina se llama el “test de igualdad”, que es una guía metodológica para enfrentar un problema de desigualdad. “*Consiste en que la distinción de trato carezca de una justificación objetiva y razonable, de forma que la existencia de tal justificación debe apreciarse en relación a la finalidad y efectos de la medida considerada, debiendo darse una relación razonable de proporcionalidad entre los medios empleados y la finalidad perseguida. Los valores constitucionales son los soportes del test de razonabilidad*”²².

Como hemos señalado, el Cargo por Generación Adicional no es igual para todos los usuarios, sino que el DU 037 ha establecido cargos diferenciados para los Usuarios Regulados, Grandes Usuarios y otros Usuarios Libres. Como pasaremos a demostrar, esta situación no soporta el test de igualdad, elaborado por la Sentencia del Tribunal Constitucional del Exp. N° 0004-2006-PI/TC, en los términos siguientes:

(i) Primer paso: Verificación de la diferencia normativa

Si consideramos que el supuesto de hecho es el beneficio que reciben los usuarios por la generación adicional de emergencia y que dicho beneficio es similar para los Usuarios Libres (sean éstos o no Grandes Usuarios) y los Usuarios Regulados, entonces estamos frente al mismo supuesto de hecho. En consecuencia, podría concluirse que ante el mismo supuesto de hecho, se estaría fijando un tratamiento diferenciado (factores de ponderación equivalentes a 1, 2 y 4 sétimos). Con ello, la norma resulta claramente discriminatoria –y por ende, inconstitucional-, por lo que no habría necesidad de continuar con los siguientes pasos del test.

²¹ COLOMA MARQUINA, José. “Definiciones y contenido del principio de igualdad, aproximación inicial a la jurisprudencia constitucional peruana”. En: Lecturas sobre Temas Constitucionales, N° 7. Comisión Andina de Juristas, Lima, 1991, p. 190.

²² LANDA ARROYO, César. Tribunal Constitucional y Estado Democrático. Pontificia Universidad Católica del Perú, Fondo Editorial, Lima, 1999, pp. 101-102.

Esto se ve claramente evidenciado si consideramos que como parte de los costos a solventar se encuentran los costos correspondientes a los Sistemas Aislados, donde evidentemente no existen Grandes Usuarios, por lo tanto no existe justificación alguna para que la carga de sea mayor.

Sin perjuicio de lo anterior, como se verá a continuación el DU 037, tampoco resisten los siguientes pasos del test de igualdad resultando claramente en una norma inconstitucional.

(ii) Segundo Paso: Determinación del nivel de intensidad de la intervención en la igualdad, que puede dividirse en distintos grados

La intervención del Estado por la vía del tratamiento diferenciado es de intensidad grave, pues se sustenta en uno de los motivos proscritos por el artículo 2° numeral 2) de la Constitución: discriminar según la condición económica de los Usuarios Libres. Además, la consecuencia de la aplicación de este trato diferenciado es la imposición de una limitación al goce de un derecho constitucional: la exacción de fondos del patrimonio de los usuarios afectados, que no es otra cosa que una vulneración del derecho de propiedad.

(iii) Tercer Paso: Verificación de la existencia de un fin constitucional en la diferenciación

El establecimiento de una diferenciación jurídica ha de perseguir siempre un fin constitucional. El primer sustento del DU 037 es "Que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 58 de la Constitución Política del Perú, el Estado actúa, entre otras, en el área de los servicios públicos". Efectivamente, el artículo 58° de la Constitución señala:

*"La iniciativa privada es libre. Se ejerce en una economía social de mercado. Bajo este régimen, **el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente en las áreas de** promoción de empleo, salud,*

educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura” (énfasis agregado).

Sin embargo, si bien dicha norma puede sustentar la imposición del sobrecosto, no sirve de sustento para diferenciar legítimamente entre distintas categorías de usuarios del servicio eléctrico a efectos de asumir el costo de la generación de emergencia. De los fundamentos del DU 037 tampoco ha quedado acreditado que dicha justificación exista.

El hecho que el Estado deba asegurar la provisión del servicio público de electricidad no es razón suficiente para que uno de los componentes del peaje de transmisión sea establecido en función de categorías de usuarios, obligando a usuarios que precisamente se encuentran fuera de la categoría de servicio público (los Usuarios Libres y los Grandes Usuarios) a asumir la mayor carga económica. Tan no es justificación, que los demás cargos asociados al peaje de transmisión no hacen distinción alguna entre categorías de usuarios.

(iv) Cuarto Paso: Examen de idoneidad

Es evidente entonces que el Estado debe intervenir en el mercado eléctrico para asegurar el abastecimiento de la energía, pero eso nada tiene que ver con el criterio empleado por el DU 037 para distribuir los costos ocasionados por la generación adicional. Es decir, una cosa es procurar que la demanda del servicio público de electricidad sea atendida y otra distinta es diseñar un mecanismo de retribución por el servicio que lejos de ser equitativo para todos los usuarios termine generando que algunas categorías de ellos terminen soportando una carga varias veces mayor a la que les corresponde asumir como retribución por el servicio. La medida tomada por el Estado no es entonces idónea para conseguir los fines indicados. Sin perjuicio de que es en este punto donde debería terminar la aplicación del test, veremos a continuación que el DU 037 tampoco pasa las otras pruebas de constitucionalidad.

(v) Quinto Paso: Examen de necesidad

En esta etapa debe analizarse si existen medios alternativos que no sean gravosos o al menos lo sean en menor intensidad. Asumiendo que el medio elegido por el DU 037 (determinación inequitativa de los cargos unitarios por generación adicional) es un medio idóneo para conseguir la finalidad de asegurar el abastecimiento de la demanda de servicio público de electricidad, es posible compararlo con otro alternativo. El resultado es que el segundo es el menos gravoso por ser más equitativo.

Efectivamente, el mismo fin (asegurar el abastecimiento) puede ser logrado si la asignación del Cargo Unitario por Generación Adicional fuese equitativa, fundamentada únicamente en los niveles de consumo y no asumiendo, como en efecto hace el DU 037, que los Clientes Libres (especialmente los Grandes Usuarios) deben soportar un cargo unitario sustancialmente mayor que el de los Usuarios Regulados.

Tan no es necesaria la medida que, como ya hemos indicado, los otros sobrecostos ocasionados por la crisis energética, que en teoría han sido establecidos cautelando la finalidad de proteger el servicio público de electricidad, se reflejan en el peaje de transmisión sin hacer distinción alguna. Así, si la distinción entre categorías de usuarios a efectos de cobrar el Cargo Unitario por Generación Adicional se sustentara en la necesidad de conferir especial protección al servicio público, los restantes componentes del peaje (que no distinguen entre categorías) serían contrarios a dicha finalidad. Esto no resiste el menor análisis.

(vi) Sexto Paso: Examen de proporcionalidad en sentido estricto o ponderación

De acuerdo con el examen de proporcionalidad en sentido estricto o ponderación, la afectación del derecho fundamental está permitida si el grado de realización de la finalidad legítima es igual o mayor al grado de afectación del derecho fundamental. Es decir, se pasa el examen de proporcionalidad si la finalidad constitucional que se pretende alcanzar con la diferenciación se logra con igual o mayor fuerza que la intensidad de la afectación de los derechos vulnerados. Si, como ocurre en este caso, la intervención del Estado tiene un nivel de intensidad

grave, se guardará proporcionalidad si el resultado obtenido por el Estado con la medida alcanza con creces la finalidad que se pretende conseguir.

Habíamos visto en el paso dos que el grado de intervención del Estado con el DU 037 es grave pues la distinción se sustenta en los motivos proscritos por el artículo 2° numeral 2) de la Constitución y además genera como consecuencia la afectación del derecho constitucional de propiedad.

En tal sentido, el DU 037 aprobaría el test²³ si la gravedad de la afectación de los derechos de los clientes libres es compensada con el grado de realización de la finalidad legítima que se quiere alcanzar. Y ya vimos que si la finalidad pretendida es cautelar el servicio público de electricidad, ello no tiene conexión con la ilegítima distinción establecida por la norma.

En otras palabras, el principio constitucional exige que haya una razonable proporción entre los medios empleados y la finalidad perseguida, lo que no ocurre en el caso analizado porque la consecución del interés público de asegurar el abastecimiento del servicio público de electricidad no puede realizarse con una exacción ilegítima e inequitativa de fondos privados, sin que los afectados con la medida encuentren conexión entre el servicio recibido y la forma de determinar la retribución por aquél.

En consecuencia, el DU 037 no aprueba pues el test de igualdad, de modo que las diferencias entre el Cargo Unitario por Generación Adicional que corresponde pagar a las tres categorías de usuarios no constituyen una diferenciación legítima sino una discriminación que genera una inequidad inadmisibles e inconstitucional.

La desaprobación del mencionado test supone también que la distinción efectuada por el DU 037 genera una vulneración del Principio de Distribución de Cargas, que es una manifestación del denominado "Principio de Equidad" que sustenta la regulación

²³ Ya vimos que en realidad no lo hizo porque la medida carece de una justificación constitucional, e incluso si la tuviera, no sería idónea ni necesaria.

tarifaria. Dicho principio determina los alcances y especificaciones sobre los cuales el Estado determina sobre quiénes y en qué medida recaen los costos (y sobrecostos) incluidos en una tarifa.

El Principio de Equidad Tarifaria ha sido definido en los siguientes términos:

*“d) **Equidad**: Las tarifas deben ser definidas, garantizando una cierta **igualdad de tratamiento para los diversos usuarios** que utilizan el sistema eléctrico de forma semejante, **sin dejar de considerar el principio de “equidad distributiva” o justicia social**, todo ello sin dejar de considerar tarifas subsidiadas para usuarios de bajos ingresos, que aún con **consideraciones de tipo distributivas** no tengan posibilidad de pagar los costos efectivamente comprometidos del servicio”²⁴ (el resaltado es nuestro).*

Como puede apreciarse, el Principio de Equidad reconoce que, como regla general, las tarifas (y, evidentemente, sus sobrecostos) deberán distribuirse igualmente entre toda la diversidad de usuarios beneficiados con el servicio (en el caso del sector eléctrico, usuarios regulados y no regulados). Aunque a efectos de la fijación tarifaria puede tenerse en cuenta “*consideraciones de tipo distributivas*”, existe el peligro de confundir “*consideraciones distributivas*” con subsidios cruzados o prácticas políticas alejadas de la eficiencia en la prestación del servicio. Así:

*“(…) se debe bregar por el mantenimiento de la misma [se refiere a la eficiencia en la cobertura del servicio], para lo cual el regulador debe enfrentar un nuevo reto, cual es el de **diseñar una estructura que considere la situación descrita sin exacerbar la discrecionalidad regulatoria y el surgimiento de subsidios cruzados; por lo que la estructura tarifaria es una herramienta disponible para aumentar la equidad***²⁵ (resaltado agregado).

²⁴ MOLINA, Julio César. Principios Tarifarios: La sostenibilidad y la tasa de rentabilidad. Nivel y Estructura Tarifaria. Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética: 2006, pp. 8. Disponible en <http://www.ceare.org/materiales/laregu.pdf>

²⁵ Ibid., p. 19.

Ciertamente, la tendencia a evitar subsidios cruzados o, en términos del autor citado, “exacerbar la discrecionalidad regulatoria” en nombre de la “equidad”, no es más que el reflejo del derecho constitucional a la igualdad, que sólo permite distinciones cuando medie una causa o razón justificante y objetiva. Para esto último debe tenerse en cuenta el test de igualdad, que como hemos visto, el DU 037 no ha aprobado, resultando en una norma inconstitucional.

En tal sentido, la única forma de que el Cargo por Generación Adicional no vulnere derechos constitucionales, es que sea fijado para todos los usuarios por igual.

POR TANTO:

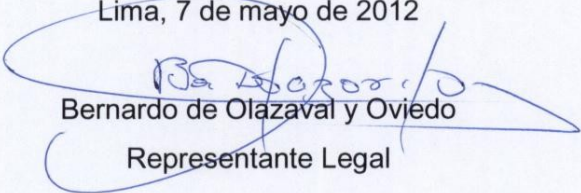
Solicitamos al Consejo Directivo del OSINERGMIN que, en mérito de los argumentos expuestos, proceda a declarar fundado en todos sus extremos nuestro Recurso de Reconsideración, corrigiendo y modificando la Resolución N° 057-2012-OS/CD en el sentido de nuestras pretensiones del petitorio de este escrito.

OTROSÍ DECIMOS:

Adjunto a la presente cumplimos con presentar copia de la siguiente documentación:

1. Registro Único de Contribuyentes de SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, Sucursal del Perú (Anexo 1-A).
2. Documento Nacional de Identidad del Representante Legal (Anexo 1-B).
3. Poder del Representante Legal (Anexo 1-C).
4. Carta N° COESD/DO-139-2012 a través de la cual el COES remitió al OSINERGMIN el informe relativo a los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional (Anexo 1-D).

Lima, 7 de mayo de 2012



Bernardo de Olazaval y Oviedo

Representante Legal

San Isidro, 23 de marzo de 2012

COES/D/DO-139-2012

Ingeniero
Victor Ormeño Salcedo
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
OSINERGMIN
Presente.-

Asunto : **INFORMES POR CARGOS ADICIONALES AL PEAJE POR CONEXIÓN AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

Ref. : Oficio N° 0190-2012-GART recibido el 08-03-2012.

Me dirijo a usted por encargo del Director Ejecutivo, a fin de hacerle llegar los informes solicitados con su oficio de la referencia, los cuales se incluyen como anexos según la descripción siguiente:

1. Anexo A.- Informe relativo al "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros Sin Contrato". Referencia: Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD.
2. Anexo B.- Informe relativo al "Procedimiento de Compensación por Generación Adicional". Referencia: Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD.
3. Anexo C.- Informe relativo al "Cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables". Referencia: Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD.

Al respecto, se adjunta un CD que incluye los informes anteriormente indicados.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

ing. FRANCISCO TORRES GARCIA
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES

Adj. lo indicado
FTG/AGN
C c. D, STR, SPR, SPL, SEV

San Luis, 23 de mayo de 2012

CONDICIONES

Ing. Gino
Victor Ocampo Salcedo
Gerencia Adjunta de Investigación Técnica
OSINERGIA
PROCESO

Asunto
INFORME POR CARGOS ADICIONALES AL PEASE POR
CONEXION AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION

Ref.
Oficio N.º 0190-2012-GERAT recibiendo el 08-03-2012

ANEXO A

1. Anexo A - Informe relativo al Proceso finalizado para la Compañía de los Costos y los Recursos Adicionales y en los Recursos de la Compañía, Referencia: Resolución OSINERGIA N.º 001-2009-OS/CD
2. Anexo B - Informe relativo al Procedimiento de Comprobación por Generación Referencia: Resolución OSINERGIA N.º 002-2009-OS/CD
3. Anexo C - Informe relativo al Cálculo de la Prima para la Compañía de Electricidad que Recursos Económicos Remanentes, Referencia: Resolución OSINERGIA N.º 003-2010-OS/CD

A respecto, se adjunta en CD que incluye los informes anteriormente mencionados.

En este sentido, quedo a disposición de la Gerencia para cualquier consulta.

Atentamente,



ANEXO C

Item	Valor	Valor	Valor
1	1000	1000	1000
2	2000	2000	2000
3	3000	3000	3000
4	4000	4000	4000
5	5000	5000	5000
6	6000	6000	6000
7	7000	7000	7000
8	8000	8000	8000
9	9000	9000	9000
10	10000	10000	10000

Item	Valor	Valor	Valor
11	11000	11000	11000
12	12000	12000	12000
13	13000	13000	13000
14	14000	14000	14000
15	15000	15000	15000
16	16000	16000	16000
17	17000	17000	17000
18	18000	18000	18000
19	19000	19000	19000
20	20000	20000	20000

Item	Valor	Valor	Valor
21	21000	21000	21000
22	22000	22000	22000
23	23000	23000	23000
24	24000	24000	24000
25	25000	25000	25000
26	26000	26000	26000
27	27000	27000	27000
28	28000	28000	28000
29	29000	29000	29000
30	30000	30000	30000



El presente documento es propiedad del Ministerio de Salud Pública y se prohíbe su reproducción o distribución sin el consentimiento expreso de la Oficina Ejecutiva de Informatización.

Fecha de Emisión	15/05/2019
Fecha de Vigencia	Indefinida

601009



COES/D/DO/SPR- 025-2012

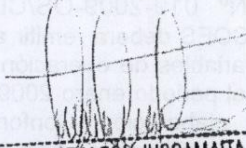
Para : Ing. Francisco Torres G.
Director de Operaciones

Asunto : **COMPENSACIÓN ESTIMADA POR COSTOS VARIABLES SUPERIORES AL COSTO MARGINAL Y PARA CUBRIR LOS RETIROS SIN CONTRATO PERIODO MARZO 2012 - DICIEMBRE DEL 2013.**

Fecha : San Isidro, 23 de marzo de 2012.

Es grato dirigirme a usted, para remitirle el Informe COES/D/DO/SPR-IT-031-2012, relacionado a la compensación estimada por costos variables superiores al costo marginal y para cubrir los retiros sin contrato periodo marzo 2012 a diciembre del 2013.

Atentamente,



Ing. ALEX LEÓN JUSCAMATTA
SUB DIRECTOR DE PROGRAMACION(II)
COES

C.c.: STR



..jü

..jü 000064

INFORME COES D/DO/SPR – IT – 031 – 2012

COMPENSACIÓN ESTIMADA POR COSTOS VARIABLES SUPERIORES AL COSTO MARGINAL Y PARA CUBRIR LOS RETIROS SIN CONTRATO PERIODO MARZO 2012 A DICIEMBRE 2013

1. ANTECEDENTES

- Con fecha 18.12.2008, se publicó el D.U. N° 049-2008, Decreto de Urgencia que asegura continuidad en la prestación del servicio eléctrico, que entre otros, establece en su Artículo 1° que los costos marginales se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad; los mismos que no podrán ser superiores a un valor límite a definir por el Ministerio de Energía y Minas. La diferencia entre los costos variables superiores a los costos marginales así calculados será cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Asimismo, en el caso de los retiros sin contrato, los costos variables adicionales correspondientes serán incorporados en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. OSINERGMIN deberá aprobar las disposiciones necesarias para la aplicación del referido Decreto de Urgencia.

- Con fecha 1.01.2009, el Ministerio de Energía y Minas, publicó la Resolución Ministerial N° 607-2008-MEM/DM, en la que establece que el valor límite de los costos marginales de corto plazo del SEIN será de 313,50 \$/MWh.
- Con fecha 9.01.2009, OSINERGMIN, publicó la Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD, Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato (modificada posteriormente con la Resolución OSINERGMIN N° 019-2009-OS/CD), que entre otros, en su numeral 5.1 establece que el COES deberá remitir a la GART un Informe Técnico con su propuesta de costos variables de operación adicionales al costo marginal (CVOA-CMg) estimados para el periodo enero 2009 – diciembre 2011, detallando las consideraciones para su elaboración. Conforme al numeral 6.1 de este Procedimiento, en el mencionado informe también se incluirá la estimación de los costos variables adicionales de las unidades para cubrir los retiros sin contrato (CVOA-RSC).

En su tercera disposición complementaria la Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD establece que de forma trimestral, el COES remitirá a la GART un Informe Técnico que contenga su propuesta de reajuste de los CVOA-CMg y CVOA-RSC estimados para el periodo de tiempo remanente entre la entrada en vigencia del reajuste trimestral y el fin de la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008. Dicha propuesta debe tener en cuenta los criterios establecidos en el numeral 5.1 y en el Artículo 6° de la referida Resolución, así como la diferencia entre los CVOA-CMg y CVOA-RSC estimados e incurridos.

- Con fecha 16.12.2010, se publicó el D.U. N° 079-2010, Decreto de Urgencia que establece en su Artículo 1° prorrogar la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 hasta el 31 de diciembre de 2013.



280000
100000

100000

2. OBJETIVO

Presentar las estimaciones de los CVOA-CMg y CVOA-RSC para el periodo marzo 2012 – diciembre 2013, conforme a lo establecido en la Tercera Disposición Complementaria de la Norma "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato" aprobado por Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y N° 019-2009-OS/CD.

3. METODOLOGÍA

De acuerdo a lo establecido en el numeral 5.1 del citado "Procedimiento para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", la secuencia de cálculo utilizada es la siguiente:

- a) Se ha planteado dos escenarios: Despacho económico con presencia de restricciones, que simule la operación óptima futura del SEIN y despacho económico sin presencia de restricciones, para lo cual se utiliza las herramientas computacionales que se emplea para la Programación de Mediano Plazo, considerando etapas mensuales y cinco bloques horarios por cada etapa.
- b) Se obtiene los Costos Marginales asociados al despacho económico sin presencia de restricciones.
- c) Se identifica las unidades de generación térmica, con excepción de la generación adicional a la que se refiere el Decreto de Urgencia N° 037-2008, cuyo costo variable sea superior al Costo Marginal determinado en el literal b), así como la energía despachada por cada una de ellas, por cada etapa y bloque horario para el escenario con presencia de restricciones.
- d) Para cada central identificada en el paso previo, se calcula el producto de la energía despachada por la diferencia entre su costo variable y el costo marginal calculado de acuerdo al literal b), por etapa y bloque horario.
- e) Los CVOA-CMg estimados se obtienen como la suma de los valores obtenidos en el paso previo por cada mes y cada generador.

La herramienta utilizada es el Modelo SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*), el cual es multinodal y multiembalse.

El SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo, mediano y corto plazo. El modelo calcula la política de operación de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las centrales hidroeléctricas (balance hídrico, límites de almacenamiento y límites en los caudales turbinados, vertidos, filtrados, etc.)
- Modelo detallado de las centrales térmicas (*unit commitment*, contratos *take or pay*, contratos de combustible, curvas de eficiencia, restricciones de combustible, térmicas multi-combustible, etc.)
- Incertidumbre hidrológica: se pueden utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características del sistema hidrológico.
- Red de transmisión detallada: análisis de flujos de potencia en corriente continua, límites en los flujos de potencia, cálculo de pérdidas, restricciones de seguridad.



000066

- Demanda de energía por bloque y por barras en etapas mensuales y semanales (para estudios de largo y mediano plazo) o etapas horarias (para estudios de corto plazo)

Además de calcular la política de operación a mínimo costo, el modelo genera los costos marginales, entre otros.

4. CONSIDERACIONES PARA EL DESPACHO ECONÓMICO CON PRESENCIA DE RESTRICCIONES

4.1 EMBALSES MODELADOS

Nuestro sistema hidrológico esta compuesto por embalses que obedecen a diferentes necesidades, tales como: energía eléctrica, riego y agua potable. Dada la prioridad del uso de agua para generación eléctrica, sólo se incluye en la optimización los embalses cuyo uso obedece estrictamente a necesidades de energía eléctrica. Las descargas de los embalses, que obedecen a necesidades de riego y agua potable, son informadas por los integrantes.

Los embalses optimizados son los siguientes:

- Lago Junín.
- Lagunas de Electroperú.
- Lagunas de las centrales Pachachaca y Oroya.
- Lagunas de las centrales Yuncan y Yaupí.
- Lagunas de la central Cañón del Pato.
- Lagunas de la central Cahua.
- Lagunas de la central San Gabán.
- Lagunas de la central Machupichu.

Los embalses cuyas descargas están determinadas por las restricciones de agua potable y riegos son:

- Lagunas de Edegel, limitadas por agua potable.
- Lagunas de la central Charcani, limitadas por riego y agua potable.
- Laguna de la central Gallito Ciego, limitada por riego.
- Laguna de la central Aricota, limitada por riego.

El modelado del lago Junín considera los límites de volumen almacenado establecidos por la Resolución del Ministerio de Agricultura N° 0149-98-AG y la Resolución Directoral N° 002-2012-ANA-DEPHM, de acuerdo al siguiente cuadro:



000006

Cuadro n.º 1

Cotas mínimas y máximas para el lago Junín 2012
Resolución Directoral N° 002-2012-ANA-DEPHM

Fecha	Cota Máxima		Cota Mínima	
	(psnm)	(Hm3)	(psnm)	(Hm3)
Enero	13419	314.741	13413	29.35
Febrero	13419	314.741	13413	29.35
Marzo	13419	314.741	13413	29.35
Abril	13419	314.741	13413	29.35
Mayo	13419	314.741	13413	29.35
Junio	13419	314.741	13413	29.35
Julio	13418	257.395	13413	29.35
Agosto	13417	203.961	13413	29.35
Septiembre	13416	154.439	13413	29.35
Octubre	13416	154.439	13413	29.35
Noviembre	13416	154.439	13413	29.35
Diciembre	13417	203.961	13413	29.35

Volúmenes mínimos para el lago Junín 2012
Resolución del Ministerio de Agricultura N° 0149-98-AG

Fecha	Volumen útil mínimo (Mio m3)	Volumen total mínimo (Mio m3)	Porcentaje de reserva (%)
01 de Junio	313.1	428.1	100
01 de Julio	270.6	385.6	85
01 de Agosto	228.0	343.0	70
01 de Setiembre	185.4	300.4	55
01 de Octubre	142.9	257.9	40
01 de Noviembre	100.3	215.3	25
01 de Diciembre	57.7	172.7	10
31 de Diciembre	37.9	152.9	3



000068 4

4.2 CONSIDERACIONES HIDROLÓGICAS

- La política operativa y de simulación se determinó con caudales estocásticos, usando para ello 30 series forward y 30 series backward. Los caudales fueron estimados a partir de los datos históricos disponibles (1965 a 2012).
- Para las centrales que tienen restricciones de riego y agua potable prioritaria, se ha considerado los caudales de riego y agua potable de manera determinística a partir de la estimación de energía informada por los integrantes.
- Se ha modelado la evaporación del lago Junín.

4.3 CONSIDERACIONES PARA LA OFERTA DE GENERACIÓN

- Se considera la generación adicional de 60 MW en Mollendo y 80 MW en Piura, a partir de los meses de mayo y junio de 2012 respectivamente.
- Las unidades de generación que operan con gas natural de Camisea se alimentan del tramo de 18 pulgadas del gasoducto.
- La restricción de la disponibilidad de gas natural de Camisea para generación, de acuerdo a los volúmenes diarios registrados, se considera de la siguiente manera:

AÑO	MMPCD											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2012	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
2013	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390

- Se representó el bajo perfil de presión en el nodo Ventanilla, para consumos mayores a 102 MMPCD de volumen de gas natural de Camisea en el nodo Santa Rosa.
- Se considera las unidades UTI5, UTI6 y TG7 de la CT Santa Rosa operando como duales.
- Se considera la reserva de generación para la regulación primaria y secundaria de frecuencia.
- Ante la deficiencia de generación en el sistema, se ha adoptado por despachar a todas las centrales disponibles, al margen de que sus costos variables superen el costo de racionamiento establecido de 250 US\$/MWh. Para ello, en estos análisis, se ha adoptado como costo de racionamiento 10 000 US\$/MWh.
- Se ha incluido el programa de obras de nuevas unidades de generación y líneas de transmisión que se muestran en el cuadro n.º 2.
- Se ha considerado el programa de mantenimientos de unidades de generación prevista en el Programa Anual de Mantenimiento 2012 y en Programa de Mantenimiento Mensual Marzo 2012.



5 000003

- Se ha pronosticado la demanda con el método econométrico ARIMA, cuyos resultados se muestra en el cuadro n.º 3.

Cuadro n.º 2

Programas de obras de generación

FECHA	PROYECTO	MW
Abr-12	C.H. Huasahuasi II - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ.	10.0
May-12	C.H. Nueva Imperial - HIDROCAÑETE.	4.0
May-12	C.T. de Generación Adicional en Mollendo.	60.0
Jun-12	C.T. de Generación Adicional en Piura.	80.0
Jun-12	C.T. Tablazo (Turbina a gas) - SDE Piura	29.0
Jul-12	C.T. Planta de Etanol - MAPLE ETANOL	37.3
Jul-12	Central Solar Majes - GTS MAJES	20.0
Jul-12	Central Solar Repartición - GTS REPARTICIÓN	20.0
Set-12	C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado - KALLPA.	292.8
Nov-12	Central Solar Tacna - TACNA SOLAR	20.0
Dic-12	C.H. Yanapampa - ELÉCTRICA YANAPAMPA.	4.1
Dic-12	C.H Baños V - EMPRESA ADMINISTRADORA CHUNGAR	9.3
Ene-13	Central Solar Panamericana - PANAMERICANA SOLAR	20.0
Ene-13	C.H. Las Pizarras - EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE	18.0
Mar-13	C.H. Huanza - EMPRESA DE GENERACION HUANZA	90.6
Abr-13	Central Eólica Marcona - PARQUE EÓLICO MARCONA	32.0
May-13	C.H. Manta - PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES	19.8
Jul-13	Central Eólica Cupisnique - ENERGÍA EÓLICA.	80.0
Jul-13	Central Eólica Talara - ENERGÍA EÓLICA.	30.0
Jul-13	C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA	99.9
Jul-13	C.H Tingo - COMPAÑÍA HIDROELECTRICA TINGO	8.8
Jul-13	C.H. San Marcos - HIDRANDINA	11.9
Sep-13	C.T. Chilca 1 - TV - Ciclo Combinado - ENERSUR	268.7
Sep-13	Reserva Fría de Generación - TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - NORTE (Talara) - EEPSA	200.0
Oct-13	Reserva Fría de Generación - TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - SUR (Ilo) - ENERSUR	564.0



0000706

Programas de obras de transmisión

FECHA	PROYECTO
Mar-2012	Adecuación de SS.EE. Chavarría, San Juan, Ventanilla, Santa Rosa y Zapallal.
Abr-2012	L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito).
May-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Jul-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Oroya Nueva - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Ago-2012	L.T. 220 kV Piura Oeste - Talara de 180 MVA (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
Set-2012	S.E. Chiclayo Oeste: Ampliación de la Capacidad de Transformación, Instalación de un Transformador de 220/60/10/0.38 kV - 100/100/30 MVA
Set-2012	S.E. Huacho: Ampliación de la Capacidad de Transformación, Instalación de un Transformador de 220/66/10 kV - 50/50/17 MVA. Incluye conexión de la L.T. 220 kV Zapallal - Paramonga Nueva en la S.E. Huacho.
Set-2012	S.E. Guadalupe: Ampliación de la Capacidad de Transformación, Instalación de un Transformador de 220/60/10 kV - 50/50/25 MVA.
Oct-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Piura Oeste - Talara (existente) de 152 MVA a 180 MVA.
Nov-2012	L.T. 500 kV Zapallal (Carabayllo) - Chimbote - Trujillo y SS.EE. Asociadas.
Nov-2012	Resistencia de Neutro en el Transformador de la S.E. Chilca Nueva.
Nov-2012	Cajamarca Norte: Transformador de 220/60/22.9 kV de 50/40/20 MVA
Nov-2012	Nueva S.E. Zapallal 220/60kV y Líneas Asociadas
Dic-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Ventanilla - Zapallal de 304 MVA a 540 MVA.
Mar-2013	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo de 180 MVA y SS.EE. Asociadas.
Mar-2013	L.T. 220 kV San Juan - Chilca de 350 MVA (cuarto circuito).
Mar-2013	Nueva S.E. Huanza 220kV.
Abr-2013	Reactor en Serie entre las SS.EE. Chilca Nueva y Chilca REP.
Abr-2013	Repotenciación de la L.T. 138 kV Paragsha II - Huanuco de 45 MVA a 75 MVA
Abr-2013	L.T. 220 kV Tintaya-Socabaya (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.
Jun-2013	Nueva S.E. Pariñas 220 kV.
Jul-2013	Nueva S.E. Chiclayo Sur 220 kV.
Jul-2013	S.E. Puno: Instalación de bancos de capacitores de 2x12.5 MVAR en la barra de 60 kV.
Ago-2013	S.E. Piura Oeste: Instalación de un banco de capacitores de 20 MVAR en la barra de 60 kV.
Ago-2013	L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo y SS.EE. Asociadas.
Ago-2013	S.E. Puno: Ampliación de la capacidad de transformación mediante la instalación de un transformador de 138/60/22.9 kV - 40/40/20 MVA.
Ago-2013	L.T. 220 kV Ventanilla - Chavarría de 180 MVA (cuarto circuito).
Set-2013	S.E. Trujillo Norte: Ampliación de la capacidad de transformación mediante la instalación de un transformador de 220/138 kV - 100 MVA.
Dic-2013	L.T. 500 kV Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias.

4.4 CONSIDERACIONES PARA LA DEMANDA

La proyección de la demanda global de energía del SEIN, se realiza utilizando un modelo ARIMA univariante de característica estacional y regular, con datos históricos de Julio de 1997 a Diciembre 2011. Cabe mencionar que para el periodo Julio 1997 a Octubre 2000, se considera como demanda global la suma de los sistemas Sur y Centro Norte.



700001

Utilizando el programa estadístico EVIEWS y el programa Tramo-Seat¹ (TSW) se determinó, que la proyección de la demanda global del SEIN está fundamentada en la siguiente ecuación:

$$\ln(dg)_t = \frac{(1-\theta_1 B)(1-\theta_2 B^{12})}{(1-B)(1-B^{12})} (u_t + w_1 P_t^{(Feb-00, Abr-04)} + w_2 \frac{P_t^{(Feb-04, Feb-08)}}{1-\delta B})$$

Donde:

- Ln(dg) : Logaritmo natural de la demanda global del SEIN.
 B : Operador retardo.
 θ_1 : Operador media móvil regular
 θ_2 : Operador media móvil estacional.
 w_1 : Atípicos aditivos (AO) meses Feb-00 y Abr-04
 w_2 : Cambios temporales (TC) meses Feb-04 y Feb-08
 P_t : Función pulso.

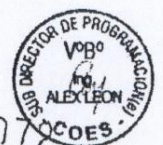
La demanda resultante se muestra en el cuadro n.º 3

Cuadro n.º 3

Demanda por Bloques

Meses	Potencia (MW)					Horas					Energía (Gwh)
	Punta Máxima	Media Máxima	Punta	Media	Base	Punta Máxima	Media Máxima	Punta	Media	Base	
Mar-12	4698.6	4748.9	4665.2	4472.8	3805.2	11	22	144	288	279	3180.0
Abr-12	4954.9	4722.1	4676.1	4385.2	3784.7	9.5	19	140.5	281	270	3047.9
May-12	4960.9	4676.1	4730.1	4403.1	3805.8	11	22	144	288	279	3168.5
Jun-12	4951.1	4683.3	4729.8	4412.9	3816.0	10	20	140	280	270	3071.3
Jul-12	4931.2	4666.5	4667.9	4345.6	3754.9	11	22	144	288	279	3128.2
Ago-12	4947.4	4732.0	4742.1	4467.9	3839.7	11	22	144	288	279	3199.4
Sep-12	5072.6	4796.4	4840.9	4532.9	3893.4	10	20	140	280	270	3144.8
Oct-12	5116.7	4861.3	4872.2	4554.1	3934.9	11	22	144	288	279	3274.2
Nov-12	5208.6	4951.3	4951.4	4657.9	4010.8	10.5	21	139.5	279	270	3231.9
Dic-12	5160.0	4999.2	4959.1	4651.5	4028.9	10	20	145	290	279	3343.7
Ene-13	5073.2	5104.2	4935.4	4742.9	3997.9	11	22	144	288	279	3360.2
Feb-13	5212.9	5197.3	5017.1	4854.2	4085.0	10	20	130	260	252	3099.8
Mar-13	5296.3	5134.4	5044.0	4835.9	4114.2	9.5	19	145.5	291	279	3436.9
Abr-13	5369.3	5117.0	5067.2	4751.9	4101.3	11	22	139	278	270	3304.3
May-13	5377.4	5068.7	5127.2	4772.9	4125.3	11	22	144	288	279	3434.5
Jun-13	5378.1	5087.1	5137.7	4793.4	4145.0	10	20	140	280	270	3336.1
Jul-13	5371.0	5082.7	5084.2	4733.2	4089.8	11	22	144	288	279	3407.2

¹ Program TSW V1.0.4, Gianluca Caporello y Agustín Maravall- Banco de España.
<http://www.bde.es/webbde/es/secciones/servicio/software/econom.html>



16 000072

Meses	Potencia (MW)					Horas					Energía (Gwh)
	Punta Máxima	Media Máxima	Punta	Media	Base	Punta Máxima	Media Máxima	Punta	Media	Base	
Ago-13	5374.5	5140.5	5151.4	4853.5	4171.1	10.5	21	144.5	289	279	3475.2
Sep-13	5502.5	5202.8	5251.1	4917.0	4223.3	10.5	21	139.5	279	270	3411.7
Oct-13	5579.9	5301.4	5313.3	4966.3	4291.2	11	22	144	288	279	3570.7
Nov-13	5661.8	5382.1	5382.2	5063.2	4359.7	10	20	140	280	270	3512.6
Dic-13	5607.6	5432.8	5389.2	5055.0	4378.3	10.5	21	144.5	289	279	3634.1

Demanda de Energía y Potencia

Años	Potencia		Energía	
	MW	%	GWh	%
2011	4961	8.3%	35222	8.6%
2012	5339	7.6%	37768	7.2%
2013	5803	8.7%	40983	8.5%

4.5 COSTOS VARIABLES

Se ha calculado los Costos Variables Combustibles (CVC) tomando como referencia los valores utilizados en el Programa Semanal de Operación n.º 10. Para los combustibles líquidos, se ha tomado la última lista de precios de combustibles publicada por PETROPERÚ, vigente al 06.03.2012, los cuales se muestran en el cuadro n.º 4.

Cuadro n.º 4

Costos Variables de las unidades térmicas

Central	Potencia (MW)	CVNC (\$/MWh)	FC (UND/MWh)	Costo (\$/UND)	CVC (\$/MWh)	CV (\$/MWh)
OQUENDO-TG1	29.4	2.69	9.36	0.00	0.0	2.69
CHILCA-TG3	194.2	3.41	9.52	0.00	0.0	3.41
KALLPA-TG3	197.8	3.91	9.55	0.00	0.0	3.91
KALLPA-TG2	193.5	4.03	9.61	0.00	0.0	4.03
CHILCA-TG1	171.5	4.41	8.98	0.00	0.0	4.41
KALLPA-TG1	189.9	4.47	9.70	0.00	0.0	4.47
CHILCA-TG2	170.3	4.49	9.14	0.00	0.0	4.49
INDEPENDENCIA	23.0	2.45	9.09	0.62	5.61	8.07
PISCO-TG1	34.5	2.69	12.25	0.50	6.07	8.76
PISCO-TG2	34.5	2.69	12.25	0.50	6.07	8.76
VENTANILLA-CCTG3	238.8	3.35	6.58	2.02	13.28	16.62
VENTANILLA-CCTG4	231.8	3.35	6.60	2.02	13.33	16.68
VENTANILLA-TG3-G	161.4	2.69	9.09	2.02	18.35	21.04
SANTA ROSA-TG8	199.8	2.69	9.17	2.00	18.36	21.05
VENTANILLA-TG4-G	156.1	2.69	9.31	2.02	18.79	21.48
SANTA ROSA-TG7-G	123.9	2.69	10.77	2.00	21.55	24.24



Central	Potencia (MW)	CVNC (\$/MWh)	FC (UND/MWh)	Costo (\$/UND)	CVC (\$/MWh)	CV (\$/MWh)
SANTA ROSA-TG5-G	53.1	2.69	11.03	2.00	22.07	24.76
LAS FLORES-TG1	198.4	2.69	8.43	2.81	23.66	26.35
SANTA ROSA-TG6-G	52.0	2.69	11.85	2.00	23.72	26.41
AGUAYTIA-TG1	88.4	2.69	11.44	3.44	39.37	42.06
AGUAYTIA-TG2	87.0	2.69	11.54	3.44	39.70	42.39
ILO2-TV1	140.6	2.19	369.82	0.11	41.97	44.16
MALACAS-TG4	90.3	3.13	11.76	6.21	73.02	76.15
MOLLENDO-D	29.8	2.45	56.70	2.64	149.86	152.31
TUMBES	16.3	8.76	55.97	2.75	153.77	162.53
CHILINA-D	10.1	2.45	51.92	2.80	173.23	175.68
ILO1-TV3	67.6	1.32	75.69	2.77	209.80	211.12
CHICLAYO	19.6	2.45	71.38	3.01	214.51	216.96
MALACAS-TG2	15.0	2.69	14.97	14.61	218.79	221.48
ILO1-TV4	61.4	1.32	79.88	2.77	221.42	222.74
ILO1-TV2	22.8	1.32	80.38	2.77	222.81	224.13
PIURA1	9.3	2.45	75.13	3.01	226.40	228.85
SHOUGESA-TV3	25.9	1.32	81.17	3.02	245.20	246.52
MALACAS-TG1	13.1	2.69	16.70	14.61	243.98	246.67
SHOUGESA-TV2	17.1	1.32	83.47	3.02	252.15	253.47
SHOUGESA-TV1	18.7	1.32	84.89	3.02	256.44	257.76
ILO1-D	3.3	16.70	62.23	3.88	241.56	258.26
VENTANILLA-TG4-D	154.6	2.69	70.97	3.77	267.73	270.42
BELLAVISTA2	1.8	2.45	68.17	3.94	268.79	271.24
VENTANILLA-TG3-D	154.7	2.69	71.43	3.77	269.46	272.15
SHOUGESA-D	1.2	2.45	69.35	4.01	277.87	280.32
CHILINA-TV3	10.2	1.32	106.95	2.69	287.99	289.31
TAPARACHI	4.3	2.45	73.68	3.94	290.30	292.75
TRUJILLO NORTE	62.1	14.40	70.63	3.99	281.64	296.04
CHILINA-TV2	6.2	1.32	115.21	2.69	310.22	311.54
ILO1-TG2	30.7	10.32	79.43	3.88	308.33	318.65
SANTA ROSA-TG7-D	121.3	2.69	79.30	4.01	318.10	320.79
GEN. ADICIONAL PIURA	80.0	14.40	77.40	3.99	308.62	323.02
BELLAVISTA1	1.7	2.45	83.18	3.94	327.99	330.45
PIURA2	1.8	2.45	85.65	3.87	331.37	333.83
CHILINA-CC	15.8	3.35	91.58	3.69	337.49	340.84
ILO1-TG1	34.9	9.25	85.54	3.88	332.07	341.32
SANTA ROSA-TG6-D	52.5	2.69	85.84	4.01	344.31	347.00
PIURA-TG	17.1	2.69	117.10	3.01	352.86	355.55
SANTA ROSA-TG5-D	51.7	2.69	88.03	4.01	353.10	355.79
CHIMBOTE-TG3	20.2	2.69	106.50	3.89	414.54	417.23

UNIDADES:
1. GAS: [MPC]
2. CABON: [Kg]
3. DIESEL: [GAL]
4. RESIDUAL: [GAL]

4.6 LIMITES DE TRANSMISIÓN EN LAS PRINCIPALES LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN

- Límite de Transmisión de la línea Mantaro - Socabaya de 220 kV: 460 MW medidos en la SE Socabaya.



4.7 RETIROS SIN CONTRATO

Se ha estimado como demanda representativa, los datos de retiros sin contrato del mes de Abril 2011, considerando el efecto de la resolución N° 042-2011-OS/CD del 02.03.11 que indica: para los años 2011-2013 los Distribuidores podrán iniciar procesos de licitación con una anticipación mínima de 2 meses. Los valores se muestran en el cuadro n.º 5. Asimismo, se ha utilizado el precio de la energía por barra de la Publicación de Tarifas en Barra 2011.

Cuadro n.º 5

Energía y Precio en Barra de los Retiros sin contrato

	Energía GWh	Precio en Barra Promedio US\$/MWh
Base	7,0	35,56
Media	16,1	35,50
Punta	10,5	36,93

5. CONSIDERACIONES PARA EL DESPACHO ECONÓMICO SIN PRESENCIA DE RESTRICCIONES

Las consideraciones para el despacho económico sin presencia de restricciones son las mismas que para el despacho económico con presencia de restricciones, excepto por lo siguiente:

- Disponibilidad 100% de combustible gas para todas las unidades que operan con este combustible.
- En el sistema eléctrico de transmisión se ha considerado sin restricción.

6. RESULTADOS

- En el Cuadro N° 6 se presenta las compensaciones ejecutadas y estimadas por el CVOA-CMG y CVOA-RSC para los periodos agosto 2008 – abril 2013 y enero 2009 - abril 2013 respectivamente. Asimismo se presenta los saldos acumulados.



17400000

000075

Cuadro N° 6
Compensación de los Costos Variables Adicionales y
de los Retiros Sin Contratos

	Agosto 2008-Febrero 2012	Marzo 2012-Abril 2013	TOTAL
CVOA-CMG	317 347	22 320	339 667
Monto Recaudado Transferido por peaje	290 306	0	290 306
Monto Recaudado Transferido por CVOA-RSC (1)	18 864	0	18 864
Monto Recaudado Transferido por CRC (2)	242	0	242
Saldo Acumulado	7 935	22 320	30 254

	Enero 2009-Febrero 2012 Miles de US\$	Marzo 2012-Abril 2013 Miles de US\$	TOTAL Miles de US\$
CVOA-RSC	-2 624	-3 238	-5 861
Monto Recaudado por peaje	-16 889	0	-16 889
Monto transferido a CVOA-CMG (1)	18 864	0	18 864
Saldo Acumulado	-564	-3 238	-3 802

(1) Montos excedentes resultantes de las compensaciones CVOA-RSC transferidos para cubrir el CVOA-CMG
(2) Montos excedentes resultantes de las compensaciones CRC transferidos para cubrir el CVOA-CMG

En los cuadros n.º 6.1, 6.2 y 6.3 se muestran el resumen y el detalle mensual de las compensaciones ejecutadas por CVOA-CMG y CVOA-RSC respectivamente.

- En el cuadro n.º 7 se muestra el detalle mensual de las compensaciones.
- En los cuadros n.º 8.1 y 8.2 se muestran el detalle por empresas y mensuales de la energía y la compensación por costos variables adicionales.
- En los cuadros n.º 9.1 y 9.2 se muestran el detalle por empresas y mensuales de la energía y la compensación de los retiros sin contrato.
- En el cuadro n.º 10, se presenta los resultados del despacho económico con restricciones, con el siguiente detalle:
Cuadro n.º 10.1: generación de centrales hidráulicas.
Cuadro n.º 10.2: generación de centrales termoeléctricas.
Cuadro n.º 10.3: generación de centrales renovables, cogeneración y no integrantes.
Cuadro n.º 10.4: costos marginales.
Cuadro n.º 10.5: energía por tipo de generación.
Cuadro n.º 10.6: déficit de demanda.
- En el cuadro n.º 11, se presenta los resultados del despacho económico sin restricciones, con el siguiente detalle:
Cuadro n.º 11.1: generación de centrales hidráulicas.
Cuadro n.º 11.2: generación de centrales termoeléctricas.
Cuadro n.º 11.3: generación de centrales renovables, cogeneración y no integrantes.
Cuadro n.º 11.4: costos marginales.
Cuadro n.º 11.5: energía por tipo de generación.
Cuadro n.º 11.6: déficit de demanda.

Elaborado: JGQ
Revisado: ALJ
Sub Dirección de Programación (SPR)



000076 12

Cuadro N° 6.1 Resumen de las compensaciones ejecutadas por CVOA-CMG y CVOA-RSC

Cuadro Resumen CVOA-CMG
(Nuevos Soles)

	Costos Adicionales	Recaudación
Ago-09	12,333,399	
Sep-09	9,247,927	
Oct-09	7,843,634	1,950,713
Nov-09	8,007,206	2,296,457
Dic-09	5,699,627	2,441,280
Ene-10	6,528,399	2,411,126
Feb-10	6,787,609	2,348,292
Mar-10	6,790,532	2,497,892
Abr-10	10,692,623	2,506,394
May-10	14,245,141	13,374,546
Jun-10	10,311,094	13,958,627
Jul-10	13,162,361	12,719,518
Ago-10	32,593,076	17,738,911
Sep-10	40,566,726	17,873,660
Oct-10	40,165,838	40,078,039
Nov-10	41,705,214	33,499,316
Dic-10	13,535,979	32,471,178
Ene-11	16,251,527	33,009,104
Feb-11	18,851,301	41,306,993 (*)
Mar-11	16,643,755	36,202,640
Abr-11	22,000,871	36,045,258
May-11	18,757,051	31,087,773
Jun-11	24,131,480	31,822,854
Jul-11	35,102,293	31,387,894
Ago-11	27,074,142	27,690,347
Sep-11	25,164,712	26,659,529
Oct-11	28,466,769	27,254,903
Nov-11	31,954,451	23,244,156
Dic-11	23,920,145	22,876,186
Ene-12	18,923,519	23,023,165
Feb-12	16,300,899	21,466,092 (*)
Mar-12	16,407,975	15,751,255
Abr-12	20,342,130	16,359,853 (**)
May-12	19,076,928	11,257,450
Jun-12	28,644,206	11,319,808
Jul-12	28,258,796	17,773,504 (*)
Ago-12	37,910,315	15,287,989
Sep-12	21,810,401	15,917,432
Oct-12	17,162,245	15,962,657
Nov-12	14,183,273	17,585,252
Dic-12	11,762,697	17,849,474
Ene-13	16,463,086	17,549,785
Feb-13	17,154,405	36,927,417 (*)
Total	847,634,978	825,194,817

(*) Se considera transferencias de montos asignados y recaudados de CVOA-RSC
(**) Se considera transferencia de CRC

Cuadro Resumen CVOA-RSC
(Nuevos Soles)

	Monto Asignado	Monto Recaudado	Saldo Neto Acumulado	Transferencias Especiales
Ene-09	-904,871		-904,871	
Feb-09	5,594,051		4,689,179	
Mar-09	-2,860,407		2,130,572	
Abr-09	-4,373,877		-2,234,305	
May-09	-1,653,852	15,450,396	-19,338,553	
Jun-09	15,759,388	15,085,538	-10,664,803	
Jul-09	3,824,628	14,694,007	-20,534,182	
Ago-09	209,507	-151,965	-28,992,709	
Sep-09	860,184	-121,374	-27,911,151	27,911,151 (1)
Oct-09	-3,233,921	35	-3,233,956	
Nov-09	-1,274,563	0	-4,508,519	
Dic-09	-1,501,105	0	-6,009,624	6,009,624 (2)
Nov-09 (3)		0	0	
Dic-09 (4)	4,763	0	4,763	
Ene-10	-347,520	0	-342,767	
Feb-10	-251,649	0	-594,416	
Mar-10	550,711	0	-1,145,127	
Abr-10	-722,613	0	-1,867,940	
May-10	-689,060	0	-2,556,999	
Jun-10	-509,906	0	-3,126,905	
Jul-10	-557,877	0	-3,684,782	
Ago-10	-179,130	153,585	-4,017,497	
Sep-10	-155,743	0	-4,173,240	
Oct-10	-178,482	0	-4,351,642	
Nov-10	-294,365	0	-4,646,007	
Dic-10	-646,084	0	-5,292,091	5,292,091 (5)
Ene-11	-1,929,134	0	-1,929,134	
Feb-11	-1,204,705	0	-3,133,839	
Mar-11	-703,397	0	-3,837,235	
Abr-11	-1,473,086	0	-5,311,221	
May-11	-778,846	0	-6,090,067	
Jun-11	-591,519	0	-6,681,586	6,681,586 (6)
Jul-11	-839,116	0	-7,520,702	
Ago-11	-198,416	0	-7,719,118	
Sep-11	-186,026	0	-7,905,144	
Oct-11	-662,488	0	-8,567,632	
Nov-11	-791,540	0	-9,359,172	
Dic-11	-1,823,820	0	-11,182,992	4,501,787 (7)
Ene-12	-1,209,137	0	-12,392,129	
Feb-12	-296,880	0	-12,689,009	

(1) El Saldo Neto Acumulado por CVOA-RSC hasta setiembre 2009 se transfirió para cubrir el pago pendiente por CVOA-CMG de acuerdo al Artículo 2 de la Resolución Osinergim N° 106-2009-OS/CD
(2) El Saldo Neto Acumulado por CVOA-RSC hasta diciembre 2009 se transfirió para cubrir el pago pendiente por CVOA-CMG de acuerdo al Artículo 4 de la Resolución Osinergim N° 009-2010-OS/CD
(3) Saldo del Monto Asignado de noviembre 2009 que fue modificado en el informe de las transferencias de abril 2010
(4) Saldo del Monto Asignado de diciembre 2009 que fue modificado en el informe de las transferencias de abril 2010
(5) El Saldo Neto Acumulado por CVOA-RSC hasta diciembre 2010 se transfirió para cubrir el pago por CVOA-CMG de acuerdo al Artículo 3 de la Resolución Osinergim N° 012-2011-OS/CD
(6) El Saldo Neto Acumulado por CVOA-RSC de enero a junio del 2011 se transfirió para cubrir los pagos
(7) El Saldo Neto Acumulado por CVOA-RSC de julio a diciembre del 2011 se transfirió para cubrir pagos pendiente del CVOA-CMG, ordenado por Resolución Osinergim N° 015-2012-OS/CD



6/10000

Cuadro N° 6.2. Detalle mensual de las compensaciones eléctricas por CVQA-CMG

Empresa	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11	Total
ELECTROPERU	1,162,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	12,000,000
EDICEL	5,287,331	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	51,680,311
ENPOWER	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	29,300
ENPOWER PERU	8,338,255	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	81,069,680
SHOUDESA	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	1,488,000
TERMOSELVA	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	4,817,600
EGEASA	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	168,450
EGESUR	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	45,540,000
ENERSUR	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	110,900
ENERSUR PERU	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	1,838,400
MALPA GENERACION S.A.													
SANTA CRUZ													
SEI ENERGIA													
SEI S.A.													
GEPSA													
AGRO INDUSTRIAL PARAQUICHAS													
CELEPSA													
MALPA ENERGIA													
ELECTRICA SANTA ROSA													
AGUAS Y ENERGIA PERU													
PETRAMAS S.A.C.													
Total	18,523,518	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	183,504,588

Mesio Recaudado por CVQA-CMG (Nuevos Soles)

Empresa	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11	Total
ELECTROPERU	1,162,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	1,200,000	12,000,000
EDICEL	5,287,331	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	5,168,031	51,680,311
ENPOWER	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	2,930	29,300
ENPOWER PERU	8,338,255	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	8,106,968	81,069,680
SHOUDESA	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	148,800	1,488,000
TERMOSELVA	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	481,760	4,817,600
EGEASA	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	16,845	168,450
EGESUR	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	4,554,000	45,540,000
ENERSUR	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	11,090	110,900
ENERSUR PERU	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	183,840	1,838,400
MALPA GENERACION S.A.													
SANTA CRUZ													
SEI ENERGIA													
SEI S.A.													
GEPSA													
AGRO INDUSTRIAL PARAQUICHAS													
CELEPSA													
MALPA ENERGIA													
ELECTRICA SANTA ROSA													
AGUAS Y ENERGIA PERU													
PETRAMAS S.A.C.													
Total	18,523,518	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	18,350,459	183,504,588



080000

Cuadro N° 6-2: Detalle mensual de las conexiones ejecutadas por CVOA-CHIG

Monto Transmisiones por CVOA-CHIG
(Nuevos Sales)

Empresas	2008	2009	2010	2011	2012	Total
ELECTROPERU	1,322,351	5,667,853	10,072,504	7,611,840	5,584,278	30,248,866
EDICEL	2,520,716	8,771,359	2,654,620	3,641,659	802,662	20,991,016
EGECON	8,810,499	15,784,437	17,590,542	88,197,185	802,662	181,449,323
SN POWER PERU	3,521,709	0	0	3,866,003	812,251	8,199,963
EGEASA	3,745,105	7,759,340	8,314,430	10,020,860	774,827	30,634,562
TERMOSELVA	21,443	0	31,525	8,353,027	327,270	8,394,265
EGEASA	2,623,795	4,355,862	24,652,960	49,229	4,799	32,086,645
EGESUR	19,463,832	154,374	160,330,660	61,840,941	2,421,482	377,356,253
CHINANGO	35,342	877,448	480,040	480,040	480,040	1,872,910
SANJUAN	0	0	0	889,213	11,763	2,503,098
SOC. IRI. CORONA	0	0	0	0	0	0
KALPA GENERACION S.A.	0	0	0	0	0	0
SANTA CRUZ	0	0	0	0	0	0
CHINANGO	0	0	0	0	0	0
CHINANGO	0	0	0	0	0	0
CHINANGO	0	0	0	0	0	0
CELEPSA	0	0	0	0	0	0
AGRO INDUSTRIAL PARAMOING	0	0	0	0	0	0
CELEPSA	0	0	0	0	0	0
MAJALBERGIA	0	0	0	0	0	0
MAJALBERGIA	0	0	0	0	0	0
ELECTRICA SANTA ROSA	0	0	0	0	0	0
TOTAL	47,831,393	237,074,153	283,318,536	248,192,444	13,777,330	835,794,817

Saldo Acumulado
(Nuevos Sales)

Empresas	2008	2009	2010	2011	2012	Total
ELECTROPERU	0	0	0	0	5,522,282	5,522,282
EDICEL	0	0	0	0	1,843,376	1,843,376
EGECON	0	0	0	0	802,662	802,662
SN POWER PERU	0	0	0	0	569,846	569,846
SHALCESA	0	0	0	0	4,201,860	4,201,860
EGEASA	0	0	0	0	694,724	694,724
TERMOSELVA	0	0	0	0	804,744	804,744
EGESUR	0	0	0	0	10,365	10,365
CHINANGO	0	0	0	0	7,839,562	7,839,562
SANJUAN	0	0	0	0	122,547	122,547
SANTA CRUZ	0	0	0	0	70,652	70,652
SOC. IRI. CORONA	0	0	0	0	0	0
KALPA GENERACION S.A.	0	0	0	0	0	0
SANTA CRUZ	0	0	0	0	0	0
CHINANGO	0	0	0	0	0	0
CEPSA INDUSTRIAL PARAMOING	0	0	0	0	0	0
CELEPSA	0	0	0	0	0	0
MAJALBERGIA	0	0	0	0	0	0
MAJALBERGIA	0	0	0	0	0	0
SHALCESA	0	0	0	0	0	0
ELECTRICA SANTA ROSA	0	0	0	0	0	0
TOTAL	0	0	0	0	21,640,181	21,640,181



000082

Cuadro N° B.3: Detalle mensual de las compensaciones eléctricas por CVQA-REC

Empresa	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	Total
ELECTRO-SUR	111,349	59,349	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-18,031
EDISON	-414,937	153,726	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-261,211
SIN POWER PERU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SHOLDESIA	487,6	15,135	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	487,6
TEFRANSELVA	-225,905	-30,320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-256,225
EGENSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGASA	-13,250	3,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-10,050
ENERGISA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN GABAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOC MIN CORONA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAJAJE GENERACION S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SANTA CRUZ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SCF ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHUANCO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AGRO INDUSTRIAL PAKAMPONG	-189,768	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-189,768
CELEPSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAJAJE ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ELECTRICA SANTA ROSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AGUAS Y ENERGIA PERU	-1,487	-300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,787
PETROMAS S.A.C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	-1,308,131	-258,602	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,566,733

Meses Triviales por CVQA-REC (1)
(Paises \$ mil)

Empresa	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	Total
Total	15,457,296	15,055,638	14,894,297	14,894,297	-11,995	-11,314	35	0	0	0	0	0	44,558,771
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Meses Triviales por CVQA-REC
(Paises \$ mil)

Empresa	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	Total
ELECTRO-SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EDISON	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIN POWER PERU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SHOLDESIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEFRANSELVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGENSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGASA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGISA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN GABAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOC MIN CORONA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAJAJE GENERACION S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SANTA CRUZ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SCF ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHUANCO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CELEPSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Empresa	Ene-17	Feb-17	Mar-17	Abr-17	May-17	Jun-17	Jul-17	Ago-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dic-17	Total
ELECTRO-SUR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EDISON	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SIN POWER PERU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SHOLDESIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TEFRANSELVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGENSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EGASA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGISA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SAN GABAN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SOC MIN CORONA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAJAJE GENERACION S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SANTA CRUZ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SCF ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CHUANCO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CELEPSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Cuadro N° 7. Compensación de los Costos Variables adicionales y de los retiros sin contratos

	CVOA-CMg Miles de US\$	CVOA-RSC Miles de US\$	TOTAL Miles de US\$
2009	88759	4136	92895
2010	106072	-1922	104150
Ene-11 (*)	7085	-722	6363
Feb-11 (*)	6103	-451	5652
Mar-11 (*)	6143	-263	5880
Abr-11 (*)	7616	-552	7064
May-11 (*)	7142	-292	6851
Jun-11 (*)	9975	-221	9754
Jul-11 (*)	10580	-314	10266
Ago-11 (*)	14197	-74	14122
Sep-11 (*)	8166	-70	8096
Oct-11 (*)	6425	-248	6177
Nov-11 (*)	5310	-296	5014
Dic-11 (*)	4404	-770	3634
2011	93146	-4274	88872
Ene-12 (*)	6912	-453	6460
Feb-12 (*)	6422	-111	6311
Mar-12	1966	-316	1650
Abr-12	1344	-327	1017
May-12	992	14	1006
Jun-12	1225	90	1315
Jul-12	3144	-55	3089
Ago-12	3062	161	3223
Sep-12	4292	-171	4122
Oct-12	2330	-224	2106
Nov-12	1426	-196	1230
Dic-12	545	-496	49
2012	33662	-2084	31578
Ene-13	341	-461	-120
Feb-13	289	-451	-162
Mar-13	487	-397	90
Abr-13	799	-409	390
May-13	841	-94	747
Jun-13	1677	46	1723
Jul-13	2421	-135	2285
Ago-13	6190	18	6208
Sep-13	4583	-197	4387
Oct-13	2714	-215	2498
Nov-13	2720	-183	2537
Dic-13	1579	-545	1034
2013	24641	-3024	21618
2009-2013	346280	-7168	339112
2009	88759	4136	92895
2010	106072	-1922	104150
2011	93146	-4274	88872
2012	33662	-2084	31578
2013	24641	-3024	21618

(*) Valores reales de transferencias en el COES



Cuadro N° 8.1 Energía a compensar por costos variables adicionales (GWh)

Sum of Generation Periodo	EMPRESA		Unidad		EGENOR	ELECTRO	ENERSUR	TERMOSIEDEGEL	SHOUGE	SDF	ENER	SAN	GABIEGESUR	Grand Total
	EEPSA	EGASA	EGASA	EGASA										
Mar-12	26	0	2	34	1	20	0	0	0	0	0	0	0	84
Abr-12	8	0	0	10	5	58	1	0	0	0	0	0	0	82
May-12	5	0	1	7	22	50	0	0	0	0	0	0	0	85
Jun-12	9	0	0	0	26	99	0	0	0	0	16	0	0	151
Jul-12	33	0	0	3	42	122	0	0	0	0	21	0	0	222
Ago-12	52	0	3	1	7	120	0	0	0	0	21	0	0	206
Sep-12	35	0	1	6	31	118	0	0	0	0	21	0	0	214
Oct-12	6	0	0	13	41	89	0	0	0	0	13	0	0	163
Nov-12	6	0	0	8	58	45	0	0	0	0	5	0	0	122
Dic-12	0	0	0	7	21	6	62	0	0	0	0	0	0	96
Ene-13	0	0	0	36	13	2	22	0	0	0	0	0	0	74
Feb-13	0	0	4	10	15	2	3	0	0	0	1	0	0	36
Mar-13	1	0	0	18	24	12	16	0	0	0	0	0	0	72
Abr-13	1	0	0	12	25	19	26	0	0	0	1	0	0	85
May-13	6	0	1	23	28	34	0	0	0	0	4	0	0	95
Jun-13	18	0	3	0	52	62	0	0	0	8	0	0	0	144
Jul-13	13	0	2	16	71	69	0	0	0	8	0	0	0	181
Ago-13	28	0	5	2	88	108	2	0	0	14	0	0	0	250
Sep-13	15	0	3	11	69	90	0	0	0	9	0	0	0	198
Oct-13	12	0	1	5	54	73	0	0	0	7	0	0	0	153
Nov-13	8	0	2	6	42	53	0	0	0	4	0	0	0	116
Dic-13	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	3
Grand Total	283	0	29	230	736	1253	132	3	154	0	0	0	0	2832



000085

980000

Cuadro N° 8.2 Compensaciones por costos variables adicionales (CVOA-CMg) (Miles US\$)

Sum of Compensaci Periodo	EMPRESA		Unidad										Grand Total
	EEPSA	EGASA	EGENOR	ELECTRO	ENERGIA	TERMINOS	EDEGEL	SHOUGE	SDF	ENERGIA	GAB	EGESUR	
Mar-12	1069	240	148	223	234	0	44	8				1966	
Abr-12	269	33	65	111	858	0						1344	
May-12	101	83	49	13	533		3					992	
Jun-12	208	30	5	6	624					297		1225	
Jul-12	1068	35	38	13	274	1173	2					3144	
Ago-12	1230	329	174	179	338	477	2					3062	
Sep-12	1332	174	270	199	340	1410						4292	
Oct-12	234	30	41	17	441	1178						2330	
Nov-12	232	30	42	9	521	452	1					1426	
Dic-12	5	1	23	289	100	121				5		545	
Ene-13	2	1	81	125	19	107				8		341	
Feb-13	1	7	28	181	28	31				11	2	289	
Mar-13	4	7	69	182	133	84				8		487	
Abr-13	46	32	38	7	317	247	2			33		799	
May-13	158	69	94	7	324	118	3			68		841	
Jun-13	516	283	19	45	319	322				173		1677	
Jul-13	477	238	34	93	695	663				221		2421	
Ago-13	980	595	355	211	2110	670	488			327	26	6190	
Sep-13	583	358	227	189	1900	1062	3			262		4583	
Oct-13	435	125	31	57	946	898				222		2714	
Nov-13	342	254	183	99	1158	537	1			119	0	2720	
Dic-13	141	133	115	55	640	309	139			49		1579	
Grand Total	9434	3090	2129	1206	11697	12046	988	573	3769	34	2	44968	



000087

000087

Cuadro N° 8.1 Empleo Asignado a Generadores por Pelletos en contratos (PWR)

TERMINALES	EDICEL	TEPISA	SYNPOWER	EGENOR	ELECTROPER	SHOJESOL	UNISERA	EGASA	EGEMSA	EDESUR	ENERSUR	SAN CASAN	GENEBACH	SDF FUTURA	SANTACRUZ	CELEPSA	GEPSA	LAENERGIA	CHANAUDO	AFSA	SIEMERA	IASYENERG	TOTAL
Feb-12	3	1	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
Mar-12	6	1	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	34
Abr-12	6	1	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
May-12	6	1	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
Jun-12	6	1	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
Jul-12	6	1	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
Ago-12	6	1	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
Sep-12	6	1	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	34
Oct-12	6	1	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
Nov-12	6	1	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
Dic-12	6	1	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
2012	54	14	0	174	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53	0	0	0	243
Ene-13	6	1	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
Feb-13	6	1	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	31
Mar-13	6	1	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	34
Abr-13	6	1	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
May-13	6	1	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	34
Jun-13	6	1	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
Jul-13	6	1	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
Ago-13	6	1	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	34
Sep-13	6	1	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	34
Oct-13	6	1	0	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	35
Nov-13	6	1	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	34
Dic-13	6	1	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	34
2013	78	17	0	208	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	0	0	0	429



880000

880000

Cuadro N° 6.2. Compensaciones asignadas a Generadores por Retrasos en Contratos (Meses LIBS)

	TERMOSELVA	EDGEEL	EEPSA	3M POWER	ECEINOR	LECTROPER	SHOOCESA	MINERA	ECASA	ECEINSA	EGEYSR	EMENSUR	SAN GABRIEL	GENERACION	ENERGIA	SANTA CRUZ	CELEPSA	GEPSA	JAUCHEDA	CHIMANGO	APSA	SHERSA	JAS Y EHER	CVDA-RSSC
Feb-12																								
Mar-12	-59	-31	-13	0	-160	0	0	0	0	0	-4	0	0	0	0	0	0	0	0	49	0	0	0	216
Abr-12	-41	-32	-13	0	-188	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	-322
May-12	17	0	4	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Jun-12	17	0	4	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50
Jul-12	-10	-5	-2	0	-28	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	0	0	152
Ago-12	20	16	7	0	82	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	-8	0	0	0	11
Sep-12	-22	-22	7	0	-114	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	-24	0	0	0	121
Oct-12	-22	-22	7	0	-114	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	-24	0	0	0	121
Nov-12	-26	-18	-8	0	-100	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	-30	0	0	0	-224
Dic-12	-92	-48	-20	0	-252	0	0	0	0	0	-5	0	0	0	0	0	0	0	0	-20	0	0	0	-1196
2012	-283	-152	-62	0	-727	0	0	0	0	0	-17	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-495
Ene-13	-84	-45	-18	0	-223	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-141
Feb-13	-84	-45	-18	0	-223	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-141
Mar-13	-74	-39	-16	0	-203	0	0	0	0	0	-5	0	0	0	0	0	0	0	0	-89	0	0	0	-451
Abr-13	-78	-41	-17	0	-206	0	0	0	0	0	-8	0	0	0	0	0	0	0	0	-61	0	0	0	-377
May-13	-18	-9	-4	0	-43	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	-67	0	0	0	-429
Jun-13	-25	-13	-6	0	-48	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	-7	0	0	0	-89
Jul-13	-25	-13	-6	0	-48	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	-7	0	0	0	-89
Ago-13	3	2	1	0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-21	0	0	0	-135
Sep-13	-37	-18	-8	0	-160	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	18
Oct-13	-49	-24	-9	0	-169	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	-20	0	0	0	-177
Nov-13	-71	-37	-14	0	-211	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	-28	0	0	0	-233
Dic-13	-101	-54	-22	0	-277	0	0	0	0	0	-4	0	0	0	0	0	0	0	0	-24	0	0	0	-545
2013	-653	-293	-124	0	-1536	0	0	0	0	0	-24	0	0	0	0	0	0	0	0	-42	0	0	0	-3254

Compensaciones CVRISC_Mar12_en emergencia lib



680000

Cuadro N° 10.1
Generación Centrales Hidráulicas (MWh)

Central	Mar-12	Abr-12	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	Oct-13	Nov-13	Dic-13
CH Areata	3556	2775	3615	3803	3723	3313	3663	3723	3603	3027	3158	2939	3293	2980	3595	3903	3952	3165	3200	2838	2342	2319
CH Arcocha	11658	8314	15115	19470	24285	29703	23777	23724	23192	20405	13710	12056	12648	9778	16312	24281	24281	23435	19680	15530	11874	8425
CH Cauha	28405	26568	26328	27273	18950	22311	22859	25256	26037	26813	25104	25283	28277	28667	28512	24691	20831	22798	21502	23984	26053	26631
CH Callahuata	53303	53459	54380	50264	48423	48786	46391	51055	51138	53996	54479	48212	52922	53307	54430	52653	52603	52408	48888	48837	47930	51918
CH Colón del Pato	171470	119160	143280	94191	79320	75887	83278	133560	154850	168440	172030	158250	172370	119050	142150	103010	82950	76370	85459	127910	162660	168270
CH Carhuasiquero	47685	40057	56457	43989	30184	14577	27168	47337	48202	49791	46408	42099	45819	42726	56467	44174	25165	13131	23262	41311	49112	52121
CH Chiracani 4	2282	4142	4656	2940	2979	4307	3876	6971	3816	3893	4403	4059	4484	3965	3740	2940	2079	3023	3695	3929	3911	3937
CH Chiracani 5	10196	7953	6975	6332	6415	7165	6760	6971	6508	6585	6091	6222	5960	6810	6565	6197	6544	6539	6197	6725	7015	6854
CH Chiracani 6	5958	4670	4026	36524	30844	42030	39100	39744	37647	38592	48308	53762	59603	39659	36338	35845	34522	40240	37000	35622	40612	36662
CH Chimsay	103950	78724	89159	59268	54766	49918	60667	86580	89310	103040	105400	106280	106960	78724	84729	55530	49660	46662	56924	91036	89219	98565
CH Collao Ciego	20992	24664	17445	10244	11130	11130	10394	13003	14593	15744	16001	15330	18388	16247	11528	8871	9450	9078	8269	11923	14004	14979
CH Huampani	17180	21155	21328	21455	21043	21170	21154	21791	21149	22057	22641	20025	17899	21155	21328	21455	21040	22170	21154	21169	20366	21662
CH Huanchor	14437	13625	14437	9319	12107	12103	10560	12606	13931	14352	14416	13039	14437	13035	14437	9319	14152	14166	12653	12246	13024	14058
CH Huancza	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Huancza	115590	70459	76081	85869	100320	86660	87953	69360	63413	82749	86292	96067	104560	58933	45633	24470	15015	13021	10422	10402	13079	17038
CH Machupichu	57201	56390	58176	57185	59154	59154	59565	58648	56879	58453	57701	53088	58775	56360	58776	57070	95244	105240	87276	88017	75851	74126
CH Malpaso	32125	27640	16584	16165	13703	15307	15414	16198	16880	22818	19476	23924	29031	29761	33831	13100	12860	14532	14544	16385	17769	23361
CH Manzano	381102	463440	432440	460970	470280	496760	424320	424320	385000	474460	472270	433440	378140	454840	429560	434650	398580	400400	393140	420000	385100	456710
CH Maucana	92141	91254	85280	61975	53666	53661	46849	67963	80087	87460	90276	87211	84662	88782	79555	78119	64585	63923	56710	55732	62660	56670
CH Moyobamba	45843	46117	46567	45609	47130	44842	45629	46777	43993	46884	47228	45201	47223	46117	46567	45609	47130	44842	45629	45503	42836	46068
CH Oroya	6331	6100	5505	6047	5220	653	5769	6009	5320	5082	3601	5497	6255	4371	4381	3595	4859	5202	5281	4679	4316	3648
CH Patachitca	5810	5314	4723	4766	4141	4943	4938	5154	3966	3291	3947	3665	4371	4381	3595	4859	5202	5281	4679	4316	3648	4154
CH Parac	3275	3120	3035	3097	3288	3110	2653	2880	2801	2956	3088	2773	3074	2850	2941	3194	3159	2597	2267	2466	2759	3150
CH Pias	9300	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000	9000
CH Pirana	163490	139510	90795	65559	68289	67830	57795	84397	69099	96349	128870	130990	154320	116720	74111	58169	61780	67026	35506	59222	68326	84356
CH Restitución	121840	148470	145260	146920	141340	132590	108670	84160	127610	153860	153400	138070	111310	146940	144470	138850	134040	127300	105250	83602	125110	149510
CH San Gaban	80978	78955	79703	74118	63465	56201	48628	39857	38121	57660	80564	72376	80216	78366	78259	79952	70953	60764	48459	39053	38121	57695
CH Yanapgo	30875	29877	23444	17045	14824	12986	15711	21526	22654	27814	30312	28137	30970	28511	22013	15967	14919	13814	15223	21674	22466	27607
CH Yauli	78458	75695	78130	75781	62712	71456	58991	76011	24163	78319	78408	70866	78466	75866	75073	72555	63528	67984	56491	24989	24931	78460
CH Yuncan	03403	91667	73186	60740	51044	62955	47153	63186	72478	69467	94085	68176	64692	90399	71419	61059	52317	51479	47364	66216	76824	90010
TOTAL	1878603	1790229	1722534	1572247	1466192	1472640	1398743	1520596	1591671	1619763	1902066	1788232	1895625	1778440	1687820	1553200	1493972	1466827	1390009	1532741	1621422	1864451



160000

100000

Cuadro N° 10.3
Generación Centrales Renovables, Cogeneración y no integrantes (MWh)

	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Agosto-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Agosto-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13	
Central																							
CH Biñes V	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919	
CH August 123	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CH Cerro Bravo	3262	3090	3713	3240	2334	1374	2013	3333	3091	3387	3346	3092	3372	3224	3832	3304	1978	1281	3111	2492	3256	3480	
CH Carmuerqui	6533	7078	6684	6917	4692	5403	3140	4416	6192	6181	8955	6653	7120	6773	6840	6200	4662	5491	3172	4733	5769	6254	
CH Charcas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CH Curumeu	5941	5759	5941	5752	5941	5848	5535	5147	4838	5455	5604	5103	6853	5459	5419	5559	5874	5704	4497	4599	5059	5542	
CH Huastahuasi	4754	3761	4034	3951	4094	4094	3951	4094	3951	4094	4094	3951	4094	3951	4094	4094	3951	4094	3951	4094	3951	4094	
CH Huastahuasi 2	0	4061	4166	4061	4166	4166	4061	4166	4061	4166	4166	4061	4166	4061	4166	4166	4061	4166	4061	4166	4061	4166	
CH Imperial	0	0	2497	2799	2924	2921	2927	2868	2684	2853	2853	2641	2324	2759	2807	2735	2921	2902	2504	2822	2628	2751	
CH La Joya	7057	6508	6419	6934	6019	6797	6276	6242	5596	6032	7056	6377	7061	6200	5870	5823	6017	6164	5847	6121	6145	6145	
CH Las Parrizas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10918	10918	12442	12000	11207	9092	6727	4885	5942	10261	11600	11647	
CH Maná	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CH Peñchost 1	8008	7760	8008	7750	7719	7393	7114	7115	6629	7324	7666	7022	7872	7528	7555	6307	5944	6788	6102	6609	7022	7245	
CH Peñchost 2	4241	4201	4341	4201	4136	3575	3418	3117	3128	3711	3864	3655	4180	3824	3674	3499	3384	2829	2413	2702	3327	3327	
CH Pumaquina	955	924	955	924	955	955	924	955	924	955	955	924	955	924	955	924	955	924	955	924	955	924	
CH Rencozar	2563	2481	2563	2481	2563	2563	2481	2563	2481	2563	2563	2315	2563	2481	2563	2481	2563	2563	2481	2563	2481	2563	
CH San Marcos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CH Shina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CH SicaGruz 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CH SicaGruz 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CH Tingo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CH Yampampa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CGEn Huachipa-TC	9792	9476	9792	9476	9792	9792	9476	9792	9476	9792	9792	9476	9792	9476	9792	9476	9792	9476	9792	9476	9792	9476	
CGEn Mapu Etano	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CGEn Quiminda-TC	18430	20709	20800	18430	21163	20800	20800	20800	20800	20800	20800	20800	20800	20800	20800	20800	20800	20800	20800	20800	20800	20800	
CGEn Paramonga	7465	7187	7465	7187	7465	7465	7187	7465	7187	7465	7465	7187	7465	7187	7465	7187	7465	7465	7187	7465	7187	7465	
GeBio La Granga	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GenBio Huaycolbre	2390	2313	2390	2313	2390	2390	2313	2390	2313	2390	2390	2313	2390	2313	2390	2313	2390	2390	2313	2390	2313	2390	
GenEo Cupahliche	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GenEo Marcona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GenEo Talara	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GenSol Mayta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GenSol Paramerica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GenSol Repartición	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
GenSol Tacna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL	80843	80440	80895	84825	119620	123317	117287	123010	127240	142520	160227	149895	163666	163405	160239	168725	220401	218790	209886	226033	225317	232503	

Elaborado: Mar 2012, CYDARSS, S.A.S.



SEIN Cuadro N° 10.4 Costos Marginales (US\$/MWh)

	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Agosto-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Agosto-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13	
Bloques	291.3	281.0	203.1	166.6	231.8	204.3	103.4	193.4	105.6	78.7	87.1	83.4	113.0	185.7	199.5	214.2	211.0	185.2	118.3	158.6	176.8	88.0	
Punta Máxima	183.7	58.1	66.9	59.3	69.9	55.4	65.9	45.3	55.2	55.1	52.3	55.6	77.5	55.6	55.6	77.5	75.0	102.4	81.6	68.4	75.9	56.1	
Media Máxima	74.7	39.6	74.4	69.8	72.8	102.0	59.2	52.7	38.1	32.6	41.0	48.6	61.0	48.6	51.0	77.6	89.8	80.6	104.8	80.5	69.8	72.1	49.3
Punta	34.7	34.9	41.5	48.1	44.6	69.6	55.6	42.3	45.8	22.9	26.2	27.6	32.7	27.1	39.9	61.9	57.8	90.7	78.1	59.7	54.0	28.8	
Media	19.0	21.8	30.2	36.6	35.0	53.7	49.5	36.1	37.6	17.1	12.6	7.3	13.4	15.0	29.4	54.2	51.1	78.6	67.1	45.5	40.8	21.7	
Base																							

SANTA ROSA 220 KV

	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Agosto-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Agosto-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Bloques	270.0	165.4	191.2	173.7	220.0	100.2	93.7	206.5	158.1	72.4	63.1	64.3	107.6	181.7	191.2	205.8	207.1	183.6	118.9	157.0	175.4	87.3
Punta Máxima	175.8	52.5	63.4	55.4	65.5	89.7	44.5	49.2	50.8	42.8	52.2	57.1	50.4	51.6	56.7	71.1	73.3	101.6	69.4	67.6	71.1	55.5
Media Máxima	41.7	28.5	63.9	56.1	67.8	64.4	42.5	46.4	59.5	34.6	29.2	36.6	44.1	48.2	74.0	68.2	77.4	103.8	79.1	68.5	65.0	48.5
Punta	29.7	26.8	37.6	39.0	35.5	59.8	40.2	33.1	43.1	21.3	24.8	29.2	31.0	25.8	38.1	45.3	56.0	89.7	74.8	51.8	59.1	29.0
Media	16.5	16.3	24.3	24.0	24.3	39.6	31.4	26.0	27.3	15.1	12.2	7.0	12.7	14.2	24.8	39.4	48.7	77.4	63.5	44.9	32.5	24.9
Base																						

SOCABAYA 220 KV

	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Agosto-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Agosto-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Bloques	323.2	202.2	209.6	207.1	249.9	233.7	110.6	202.3	201.1	96.1	80.0	76.8	128.4	213.1	223.7	238.6	224.3	190.6	121.9	164.1	183.3	92.0
Punta Máxima	211.3	63.0	69.1	63.3	73.1	88.4	54.9	59.7	72.7	51.1	57.9	61.4	55.0	55.9	61.6	61.6	76.8	104.6	83.6	70.4	75.5	57.8
Media Máxima	204.2	42.5	81.9	87.1	81.3	111.8	56.7	65.7	84.2	48.9	44.0	48.2	52.2	52.6	58.4	102.5	91.2	103.0	83.1	73.1	74.6	52.3
Punta	35.7	33.8	43.6	45.6	43.7	67.4	52.9	47.2	53.8	27.8	29.6	31.1	38.6	39.8	44.4	65.9	61.0	62.2	78.1	54.2	55.3	29.6
Media	19.9	18.9	28.2	33.6	39.1	51.9	51.1	42.8	46.9	24.6	14.2	8.3	13.2	17.2	32.6	59.8	56.0	63.0	68.0	47.0	41.0	21.8
Base																						

TRUJILLO 220 KV

	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Agosto-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Agosto-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Bloques	312.0	217.3	220.3	197.6	249.7	216.2	119.3	178.5	158.6	73.1	62.8	65.3	107.7	182.7	192.7	207.6	208.2	185.2	117.6	157.4	175.3	87.9
Punta Máxima	201.4	68.0	73.1	65.4	75.8	105.1	101.2	65.5	61.1	43.2	53.6	57.6	50.5	52.2	57.3	76.2	74.0	102.8	81.3	68.2	73.6	56.1
Media Máxima	217.7	64.1	79.9	65.6	77.1	110.3	98.6	67.6	59.8	34.9	29.5	30.0	44.2	48.9	74.6	87.3	78.1	105.0	80.1	69.4	72.1	49.4
Punta	34.2	56.3	47.8	62.3	68.1	98.7	88.0	61.9	61.9	21.4	25.0	26.4	31.2	26.0	38.5	61.0	56.7	91.0	75.7	52.4	54.5	28.7
Media	19.8	32.6	40.9	57.7	59.6	85.0	82.4	53.8	37.3	15.2	12.2	7.0	12.7	14.4	26.8	52.5	49.4	78.8	65.7	45.2	40.9	21.3
Base																						

Cuadro N° 10.5

Energía por tipo de generación (MWh)

	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Agosto-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Agosto-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Tipo de generación	1875853	1790329	1722534	1572874	1466192	1472643	1398145	1532396	1691671	1819758	1920066	1788232	1895535	1728149	1697620	1553350	1459312	1496837	1190009	1532741	1621423	1654451
Hidráulica	3258116	1181036	1364779	1429258	1549722	1617293	1641612	1647171	1529103	1385596	1289228	1169201	1183447	1170483	1584193	1631271	1656650	1726170	1819277	1818414	1670922	1539530
Térmica	60343	62440	60295	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626	64626
PER, COG, Nohm	3163763	3007051	3177008	3083430	3135543	3213050	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527	3285527
Generación Total	3179965	3047633	3185483	307269	312924	3169403	3144816	3374249	3331651	3343861	3380166	3095600	3438883	3104330	3424522	3336599	3407231	3475162	3411695	3776697	3517661	3634745
Demanda Proyectada																						

Cuadro N° 10.6

Deficit de suministro

	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Agosto-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Agosto-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Potencia (MW)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bloques	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Punta Máxima	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Media Máxima	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Punta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Media	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Base	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

ENERGIA (MWh)

	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Agosto-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Agosto-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13
SEIN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0



860000

Cuadro N° 11.1
Generación Centrales Hidráulicas (MWh)

	Mar-12	Abr-12	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	Oct-13	Nov-13	Dic-13	
Central																							
CH Arcata	3877	2651	3723	5603	3723	3533	3653	3723	3603	3579	3588	3169	3462	2764	3638	3548	3584	2983	2926	2459	1815	2042	
CH Antofa	8495	8910	8012	7321	8690	7658	8280	7875	7871	8445	10112	11346	13663	9464	8421	8193	7602	7471	8193	7602	7647	7902	
CH Cahua	26405	26568	28480	25525	21884	21676	19300	24522	25978	28913	25194	25283	28277	26587	25588	25116	21435	22321	20687	24488	26653	28531	
CH Callahuasca	53523	53459	52113	52666	52301	50100	52655	50886	53916	54337	48299	52622	53341	54463	54463	50147	49547	49512	47807	49325	48558	52076	
CH Cañon del Pato	171310	118700	149830	99492	77342	72013	81646	123220	154950	168500	172630	184460	172370	118950	141030	100590	77470	81015	88116	128390	102730	168930	
CH Chuquisaco	47656	40057	55376	43726	30133	14559	27057	47347	68487	49845	46453	42140	45798	42331	57361	44137	26197	33134	23632	41688	69215	52525	
CH Characani 123	2282	4355	4392	2940	2979	4500	4239	4449	4188	4030	4495	4061	4494	4203	3362	2940	2979	3749	3588	3763	3765	3801	
CH Characani 4	10609	9254	7927	7271	7242	7438	7832	8347	7546	7199	6508	8281	8478	6626	6120	6007	6197	6252	6233	6378	6359	6452	
CH Characani 5	62537	66469	45986	42066	33682	44395	45878	48383	43389	41412	50426	52879	54524	38828	35388	34745	35646	36254	34442	35895	38163	37331	
CH Characani 6	6251	5403	4832	4248	4732	4479	4635	4878	2122	1183	4971	4939	4954	3801	3578	3510	3821	3662	3520	3727	3176	3776	
CH Chumay	102350	78724	88159	89608	54768	49818	60667	88290	89310	100040	102460	102280	109960	78724	84725	95330	49680	46682	56924	81038	89218	98565	
CH Galiste Ciego	20956	20464	17045	10754	11066	10938	10534	13738	17173	16396	16050	14437	17951	17925	14142	9650	9535	9520	8404	11578	12884	13480	
CH Huampani	17160	21155	21328	21465	21040	27149	21153	21876	21043	27057	20641	20025	27859	21155	21328	21455	21040	27138	20545	21187	20382	21530	
CH Huanchor	14437	13035	14437	9318	14355	14196	13473	13201	13345	14313	14496	13039	14437	13035	14414	9318	11788	12047	11973	12517	13356	14173	
CH Huancza	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CH Huinczo	114640	70499	77882	81062	83622	77105	87810	70903	82680	81285	87751	96778	108700	70818	78346	87888	96810	83928	73146	84729	84285	76181	
CH Machupicchu	57701	59390	58776	57185	59154	55656	56648	56679	58458	57701	53096	52976	56975	56390	58776	57185	102550	106580	85465	97562	104340	132380	
CH Malpaso	32125	27840	16684	16433	13652	15850	14960	16249	18728	23260	19451	24188	29276	22968	13773	12887	12077	14342	14882	16130	18368	23077	
CH Manzano	381100	463440	431830	452690	420260	436300	434800	448760	408880	474160	477260	433440	378140	459300	427890	441280	404230	403820	388850	425930	387020	450030	
CH Matucana	92141	91354	89424	59015	68038	85385	65706	68339	69916	85942	90127	83054	64524	87165	75935	55305	54882	54793	57242	66468	70113	77939	
CH Moyopampa	45843	46117	45897	45689	47130	44842	45809	46766	43992	46884	47225	40201	47225	45117	46381	46602	5014	5004	45293	46557	42881	45198	
CH Oroya	6331	6102	5653	5192	5193	6282	5966	6359	5890	6059	5942	5810	5975	5196	4602	5014	5004	44842	45293	46557	42881	45198	
CH Pachachaca	5810	5314	3630	3900	4098	5584	5794	5454	4654	4654	4266	4176	4160	3381	2976	3549	3874	4213	4256	4584	4037	3756	
CH Parac	3302	3064	3044	3002	3284	2925	2572	2525	2847	3150	3169	2818	3097	2849	2788	3120	2823	3053	2619	2507	2813	3170	
CH Pias	9305	9000	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	9300	
CH Pirani	163480	135270	50369	69213	72261	70490	59473	62547	71936	101210	129590	136290	153350	168350	70477	54688	62611	59593	52684	58235	67930	82687	
CH Restitucion	123840	149470	145230	145950	141330	136320	109620	84500	129270	153860	154460	130070	111310	146770	143620	142390	135540	120050	106620	83940	125570	140840	
CH San Gaban	80978	78355	85903	59255	62877	47331	34509	38121	57865	80554	73076	80216	78566	80216	78566	80216	78566	73076	48737	33955	38121	51686	
CH Yanango	30875	26977	33344	17045	14824	15985	15711	21526	27854	27814	30332	28337	30070	26511	22013	15987	14919	13814	15223	21574	22468	27807	
CH Yauli	78458	75886	78902	75928	76638	62435	56445	76586	74484	78458	78458	78458	78458	75886	75886	75886	75886	75886	75886	75886	75886	75886	
CH Yuncan	51808	91567	72453	83040	67603	55940	45738	66530	75603	91564	84718	86176	84108	90599	71368	58801	47664	51009	44070	67896	75423	88103	
TOTAL	1878288	1794781	1724010	1573997	1488973	1446935	1400237	1546783	1594485	1821361	1907246	1692024	1692024	1785837	1665985	1535617	1476004	1443384	1367665	1527679	1612182	1865059	

Revisado: Asesor: DINA ROS, S.A.S.



Cuadro N° 11.2
Generación Centrales Termoeléctricas (MWh)

Central	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Agosto-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Agosto-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13	
Central																							
TG1 Amapuya	920	83	3515	1371	784	5254	813	572	860	0	97	0	624	922	6565	7423	2008	14295	6930	7569	6766	1921	
TG2 Amapuya	26	0	940	0	333	3712	28	24	776	0	29	0	95	219	1878	1837	726	6178	3354	1492	4359	756	
CT Belavista	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CT Chiclayo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Chilca CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Chilca TG1	123450	116600	94591	119560	123460	119560	123460	110540	107700	123460	107700	123460	123460	119500	94591	119500	123460	123460	0	0	0	0	
Chilca TG2	92056	116600	122830	122830	107860	122830	107860	118690	122830	107860	122830	107860	122830	117470	122830	118690	122830	122830	0	0	0	0	
Chilca TG3	139860	132350	83090	135350	139860	132350	139860	125200	139860	132350	139860	125200	139860	135350	89090	135350	139860	139860	0	0	0	0	
CC Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Subar Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TV2 Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TV3 Chilina	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CT Chimbote	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gen. Adic. Piura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Gen. Adic. Mollendo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Catibato ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TG1 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TG2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TV2 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TV3 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TV4 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TV5 ILO1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CT ILO2	0	0	16981	26566	6443	29566	5145	693	8938	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CT Independencia	16404	15875	15485	15875	16404	16404	15875	16404	15875	15875	14351	10112	14351	15141	15486	15875	16404	16404	15875	16404	15875	14730	
Kaipia CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Kaipia TG1	136740	132330	134010	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	
Kaipia TG2	136740	132330	134010	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	136740	132330	
Kaipia TG3	142480	91972	135090	137890	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	142480	
TG1 Las Flores	9564	10935	70268	95316	67921	115660	36521	48921	857	5044	4097	9425	6015	62192	102210	66879	62564	45419	48416	43522	4952	0	
TG4 Malacas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TG4 Malacas	270	591	764	733	474	393	118	403	93	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Mollendo Dusst	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TG1 Tumbes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TG1 Tumbes	24631	23837	12706	23837	24631	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	
TG2 Pisco	24323	23837	12710	23837	24631	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	23837	24631	
CT Piura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CT Piura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Cummins Shougeas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TV1 Shougeas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TV2 Shougeas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TV3 Shougeas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TV4 Shougeas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TG5 Sta Rosa G	9406	9537	20135	35036	29765	33777	22529	18515	17691	6035	8630	3409	10672	9539	35093	29222	29319	29216	21740	15507	3028	0	
TG6 Sta Rosa D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TG6 Sta Rosa G	9508	8260	17137	33014	24445	31601	16724	13400	15144	2171	3858	1879	7769	5864	18857	31906	23446	25815	20855	18773	13764	2787	
TG7 Sta Rosa D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TG7 Sta Rosa G	45969	26331	69765	85998	72412	89423	70070	57137	51897	10433	27260	14498	30028	26666	66924	86487	68154	84572	71353	63329	47338	13695	
TG8 Sta Rosa D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TG8 Sta Rosa G	90134	79342	130560	138650	130230	144510	133940	85102	120350	50343	72069	78227	84595	60639	132500	139460	124110	143300	134040	85595	104500	46799	
CT Tapauchi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tumbes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tumbes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
VENTA-CCTG3	128300	134110	108850	0	169770	168770	152380	166550	159240	143000	112770	51370	118450	120000	108850	0	168770	168770	152380	166550	159240	127670	
VENTA-CCTG4	83944	104500	161710	158560	153000	163650	158320	157440	70816	100400	94880	54746	83890	104960	161520	158560	153000	163650	158320	157440	153900	84494	
VENTA-TG3-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
VENTA-TG3-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
VENTA-TG4-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
VENTA-TG4-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL	4217262	1166031	1355476	1419017	1525374	1640329	1631867	1605099	1515107	1382885	1293435	1163132	1380717	1374274	1970369	1638522	1721919	1818950	1834427	1814012	1676523	1538265	



000095

Cuadro N° 11.3
Generación Centrales Renovables, Cogeneración y no integrantes (MWh)

Central	Mar-12	Abr-12	May-12	Jun-12	Jul-12	Agp-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Agp-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13
CH Baños V	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919	6919
CH Angel 123	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Cará Brava	3084	3295	3577	3007	2245	1372	1876	3320	3237	3459	3266	3165	3386	3225	3685	3036	2949	1280	1793	2051	1775	3569
CH Cahuasiquera	6533	7028	6759	5328	4662	5416	3749	4622	5924	6107	6550	6653	7130	6773	6456	6231	4662	5478	3069	4322	6210	8193
CH Chanay	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Curumuy	5941	5790	5941	5750	5841	5709	5114	5187	5450	5991	5477	5018	5964	5600	5670	5628	5664	5319	4681	4600	5116	5424
CH Huasahuasi 1	4054	3961	4084	3901	4094	4094	3951	4094	3961	4094	4094	3961	4094	3961	4094	4094	4094	4094	4094	4094	3961	4094
CH Huasahuasi 2	0	4051	4196	4051	4196	4196	4051	4196	4051	4196	4196	4051	4196	4051	4196	4051	4196	4196	4051	4196	4051	4196
CH Imperial	0	2824	2830	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824	2824
CH La Joya	7071	6843	7071	6843	6817	7071	6843	6590	6549	6332	7053	6390	7050	6182	5757	5653	5911	5911	5911	5911	5911	5911
CH Las Pizarras	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10938	10938	10938	10938	10938	10938	10938	10938	10938	10938	10938	10938
CH Maná	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Pucallpa	8096	7150	8096	7150	7146	6627	7233	7235	7594	7694	7666	7905	7584	7573	6993	5982	6703	6333	6540	6931	7441	7441
CH Pucallpa 2	4341	4301	4341	4291	4262	3521	3622	3414	3644	3925	3761	3828	4254	3948	3873	3722	3455	2990	2483	2637	3256	3658
CH Pucallpa 3	555	924	951	924	955	955	924	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955	955
CH Rincón	2593	2481	2583	2481	2593	2593	2478	2583	2481	2593	2593	2315	2593	2481	2593	2481	2593	2593	2481	2593	2481	2593
CH San Marcos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Shima	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Sica Cruz 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Sica Cruz 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Tingo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CH Yanapampa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CoGen Huachipa-TC	9765	9479	9765	9479	9795	9765	9479	9795	9765	9479	9765	9479	9765	9479	9765	9479	9765	9765	9479	9765	9479	9765
CoGen Huachipa-Eneof	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CoGen Huachipa-TC	18420	20363	20820	18420	21180	20800	20363	20820	20363	20820	20363	20820	20363	20820	20363	20820	20363	20820	20363	20820	20363	20820
CoGen Paramonga	7453	7181	7453	7181	7453	7181	7453	7181	7453	7181	7453	7181	7453	7181	7453	7181	7453	7181	7453	7181	7453	7181
GeBio La Oruga	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GenBio Huaycelere	2350	2313	2350	2313	2350	2313	2350	2313	2350	2313	2350	2313	2350	2313	2350	2313	2350	2313	2350	2313	2350	2313
GenEo Cujisnique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GenEo Marcona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GenEo Talara	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GenSol Majes	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GenSol Panamericana	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GenSol Reparación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GenSol Tacna	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	80561	80781	91064	85846	720460	123154	116698	124192	129391	142181	159884	146776	163308	163595	160520	189245	226433	218226	209750	285257	225190	233230



SEIN
Cuadro N° 11.4
Costos Marginales (US\$/MWh)

	Mar-12	Abr-12	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	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Punta Máxima	81.2	89.5	64.7	59.1	67.8	40.1	44.2	71.0	35.3	40.4	35.3	40.4	52.7	61.3	60.7	67.0	67.3	61.1	48.8	61.1	68.0	29.1
Media Máxima	29.8	29.9	42.0	46.6	38.9	41.4	32.3	30.2	34.1	26.4	29.6	29.9	33.3	31.4	30.1	39.6	33.5	39.6	31.0	31.4	34.8	24.3
Punta	30.0	30.3	42.1	42.2	30.8	41.8	33.0	31.6	33.1	26.7	29.4	27.9	30.5	28.6	42.4	41.2	34.3	40.4	31.2	33.6	35.5	24.3
Media	26.2	24.6	32.5	37.8	31.9	40.4	30.7	27.4	30.0	21.1	23.6	23.7	24.2	23.1	28.8	35.2	29.0	37.1	29.9	28.3	27.7	19.7
Base	17.8	18.2	25.2	30.2	28.7	33.2	28.2	24.6	25.9	18.8	12.4	7.0	12.1	14.8	24.3	30.0	26.3	32.3	27.9	24.8	22.4	14.5

SANTA ROSA 220 KV

	Mar-12	Abr-12	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	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Punta Máxima	49.9	50.0	82.1	59.2	54.0	61.4	35.7	38.9	56.1	31.7	37.1	27.9	47.3	55.6	78.5	63.4	63.6	59.1	46.9	58.9	64.0	28.5
Media Máxima	27.5	27.5	39.0	37.6	35.9	38.0	29.4	27.5	31.3	24.6	28.3	31.4	29.7	30.3	37.2	37.6	31.9	38.6	30.1	30.5	34.0	24.0
Punta	27.3	27.5	38.3	36.5	36.1	37.8	28.3	26.6	29.4	22.2	25.0	24.5	27.1	26.6	39.9	39.3	31.8	39.2	30.1	32.6	34.5	23.9
Media	24.3	22.6	30.1	34.9	29.9	37.0	27.7	24.9	26.8	19.3	22.3	22.4	22.0	21.8	29.2	34.3	27.5	36.2	29.1	27.5	27.0	19.5
Base	16.5	15.8	23.2	27.5	25.2	29.9	24.9	22.3	21.3	14.7	11.8	9.5	11.4	14.0	22.9	28.3	24.7	31.5	27.1	24.2	21.9	14.4

SOCABAYA 220 KV

	Mar-12	Abr-12	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	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Punta Máxima	60.0	59.9	98.3	70.9	64.6	73.7	43.0	47.0	67.1	37.9	44.4	33.2	56.8	68.9	91.4	75.7	78.1	63.7	50.7	63.9	69.2	30.9
Media Máxima	33.0	33.1	45.7	44.6	43.0	44.3	35.3	33.3	37.5	28.4	33.9	37.6	35.6	35.4	43.5	44.1	37.8	40.2	31.7	32.7	35.9	25.2
Punta	33.3	33.1	46.0	46.1	43.7	45.6	34.3	32.2	35.2	26.5	29.0	29.3	33.0	32.2	47.8	47.0	38.2	41.6	32.7	35.6	37.4	25.9
Media	28.3	27.2	36.1	41.8	35.1	43.7	33.6	30.1	32.1	23.1	26.6	26.8	27.4	26.2	33.7	40.8	32.9	37.8	30.7	29.3	28.6	20.4
Base	19.8	20.1	28.1	33.3	30.8	35.6	30.6	27.4	26.0	17.7	14.1	7.9	13.7	16.9	27.7	34.1	30.0	33.2	28.8	25.6	23.2	15.1

TRUJILLO 220 KV

	Mar-12	Abr-12	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	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Punta Máxima	60.3	60.9	97.4	68.3	65.0	74.4	43.7	47.2	67.0	37.4	44.4	33.2	56.8	68.9	91.4	75.7	78.1	63.7	50.7	63.9	69.2	30.9
Media Máxima	33.0	33.0	45.1	44.8	42.6	46.0	35.3	32.7	31.5	24.8	28.5	31.8	29.9	30.8	37.7	38.2	35.4	39.3	30.7	31.1	34.5	24.3
Punta	32.0	33.1	48.0	48.2	43.6	48.0	34.3	31.9	29.7	22.4	25.3	24.7	27.4	27.4	40.5	40.0	32.3	40.1	30.9	33.3	35.0	24.3
Media	28.2	26.8	34.9	41.3	34.6	45.0	33.5	29.3	28.9	18.4	22.5	22.7	23.1	22.1	28.5	34.7	27.6	36.9	29.6	28.0	27.4	19.6
Base	18.9	19.5	25.8	32.7	30.3	35.1	29.6	26.2	21.7	14.8	11.8	6.7	11.5	14.2	23.2	28.6	25.2	32.2	27.7	24.5	22.1	14.5

Cuadro N° 11.5
Energía por tipo de generación (MWh)

	Mar-12	Abr-12	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	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Hidroeléctrica	1876569	1794781	1724010	1573997	1488973	1440935	1400337	1546783	1594885	1821981	1907246	1790424	1892313	1785437	1685995	1535817	1470041	1443394	1397665	1327619	1612182	1855099
Térmica	1217259	1169531	1355436	1415017	1525374	1643266	1651967	1605099	1515107	1382885	1293835	1163132	1380717	1374274	1570389	1638522	1721919	1818950	1834477	1816312	1576523	1538565
REP. COG. Nucleo	802569	807581	91004	85945	100460	123184	116598	124192	125291	143181	159884	145675	163808	163595	180520	159765	220433	218220	209750	225257	225150	233230
Generación Total	3174201	3047893	3176490	3078620	3134607	3133859	3148522	3276075	3238883	3474227	3360964	3098231	3426837	3303350	3438874	3343404	3412393	3480564	3411842	3570948	3513895	3038664
Demanda Proyectada	3179865	3047893	3176490	3078620	3134607	3133859	3148522	3276075	3238883	3474227	3360964	3098231	3426837	3303350	3438874	3343404	3412393	3480564	3411842	3570948	3513895	3038664

Cuadro N° 11.6
Déficit de suministro

	Mar-12	Abr-12	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	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Punta Máxima	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Media Máxima	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Punta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Media	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Base	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

ENERGIA (MWh)

	Mar-12	Abr-12	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	Oct-13	Nov-13	Dic-13
SEIN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0



ANEXO B



COES/D/DO/STR-INF-035-2012

**COSTOS TOTALES ESTIMADOS
ASOCIADOS A LA OPERACIÓN DE LA
GENERACIÓN ADICIONAL
MAYO 2012 - ABRIL 2013**



LIMA, 22 de marzo de 2012

1. OBJETIVO

Presentar la propuesta de los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional para Año Tarifario correspondiente a la fijación tarifaria de mayo 2012, conforme a lo establecido por la Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD.

2. ANTECEDENTES

- a. Con fecha 21.8.2008, se publicó el Decreto de Urgencia N° 037-2008 con el objetivo de asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica en el SEIN. Dicho decreto, establece en su Artículo 5° que los costos totales incluyendo los costos financieros en que se incurra por la instalación de Generación Adicional serán cubiertos mediante un cargo adicional, que se incluirá en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.
- b. Con fecha 28.11.2008, se publicó la Resolución Ministerial N° 553-2008-MEM/DM, en la que se dispuso que se considere capacidad adicional de generación, aquella que pueda ser obtenida de las centrales térmicas que conviertan sus equipos al sistema de generación dual, así como los auto productores.
- c. Con fecha 09.01.2009, se publicó su Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD que incluye el procedimiento "Compensación por Generación Adicional", que en su artículo 8 establece que el COES deberá remitir a la GART un Informe Técnico con su propuesta de reajuste de los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional para los meses restantes del Año Tarifario respectivo.
- d. Con fecha 30.3.2009, el COES remitió a la GART el Informe Técnico COES/DO/SPR-092-2009 con las estimaciones de la compensación por Generación Adicional para el periodo mayo 2009 – abril 2010.
- e. Con fecha 24.7.2009, el COES remitió a la GART el Informe Técnico COES/DO/STR-146-2009 con la propuesta de reajuste de los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional para el periodo julio 2009 – abril 2010.
- f. Con fecha 14.10.2009, el COES remitió a la GART el Informe Técnico COES/DO/STR-200-2009 con la propuesta de reajuste de los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional para el periodo octubre 2009 – abril 2010.
- g. Con fecha 15.01.2010, el COES remitió a la GART el Informe Técnico COES/DO/STR-014-2010 con la propuesta de reajuste de los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional para el periodo enero 2010 – abril 2010.
- h. Con fecha 26.03.2010, el COES con carta COES/D-210-2010 remitió a la GART los informes por cargos adicionales al peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión donde se incluyó el informe relativo al "Procedimiento de Compensación por generación Adicional" con las estimaciones de la



compensación por Generación Adicional para el periodo mayo 2010 – abril 2011.

- i. Con fecha 14.07.2010, el COES con carta COES/D/DO/626-2010 remitió a la GART los informes por cargos adicionales al peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión donde se incluyó el informe relativo al "Procedimiento de Compensación por generación Adicional" con las estimaciones de la compensación por Generación Adicional para el periodo julio 2010 – abril 2011.
- j. Con fecha 15.10.2010, el COES con carta COES/D/DO-900-2010 remitió a la GART los informes por cargos adicionales al peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión donde se incluyó el informe relativo al "Procedimiento de Compensación por generación Adicional" con las estimaciones de la compensación por Generación Adicional para el periodo octubre 2010 – abril 2011.
- k. Con fecha 14.01.2011, el COES con carta COES/D/DO-038-2011 remitió a la GART los informes por cargos adicionales al peaje por conexión al Sistema Principal de Transmisión donde se incluyó el informe relativo al "Procedimiento de Compensación por generación Adicional" con las estimaciones de la compensación por Generación Adicional para el periodo enero 2010 – abril 2011.
- l. Con fecha 19.01.2011, mediante carta COES/D/041-2011 la Dirección Ejecutiva del COES autorizó la operación comercial de la Central Termoeléctrica de Emergencia de Trujillo a partir del 19 de enero de 2011.
- m. Con fecha 24.03.2011, el COES remitió a la GART el Informe Técnico COES/D/DO-316-2011 "Cargos Adicionales al Peaje por Conexión al Sistema Principal de transmisión" en cuyo Anexo B se incluye la propuesta de reajuste de los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional para el periodo mayo 2011 – abril 2012.
- n. Con fecha 15.07.2011, el COES remitió a la GART el Informe Técnico COES/D/DO-574-2011 "Cargos Adicionales al Peaje por Conexión al Sistema Principal de transmisión" en cuyo Anexo B se incluye la propuesta de reajuste de los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional para el periodo julio 2011 – abril 2012.
- o. Con fecha 18.10.2011, el COES remitió a la GART el Informe Técnico COES/D/DO-732-2011 "Cargos Adicionales al Peaje por Conexión al Sistema Principal de transmisión" en cuyo Anexo B se incluye la propuesta de reajuste de los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional para el periodo octubre 2011 – abril 2012.
- p. Con fecha 13.01.2012, el COES remitió a la GART el Informe Técnico COES/DO/STR-INF-010-2012 con la propuesta de reajuste de los Costos Totales Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional para el periodo enero 2012 – abril 2012.

3. METODOLOGIA

De acuerdo a lo establecido en el numeral 4.2 del citado "Procedimiento para Compensación de la Generación Adicional", para calcular la energía despachada y los



costos de operación asociados se ha desarrollado lo siguiente:

- Un escenario que proyecta la operación óptima del SEIN para el Año Tarifario, para lo cual se ha utilizado las herramientas computacionales que se emplea para la Programación de Mediano Plazo.
- Se ha identificado las unidades puestas en servicio por Generación Adicional, así como la energía despachada por cada una de ellas, por etapa y bloque horario para el escenario considerado.
- Se ha estimado los ingresos por Potencia Firme de la Generación Adicional conforme a lo establecido en los Procedimientos Técnicos del COES.
- Los Costos Netos Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional se han calculado con la siguiente fórmula:

$$Costos = \sum_i^Q [E_i^q \times (CV_i - CMg_i)] - IGPF_i$$

Donde:

- i = Unidad correspondiente a la Generación Adicional
- E = Energía estimada por la unidad i de la Generación Adicional
- Q = Etapas mensuales
- q = Bloques de demanda
- CV = Costo variable de la unidad i de la Generación Adicional
- CMg = Costo Marginal en la barra de la unidad i del despacho sin restricciones
- IGPF = Ingreso Garantizado por Potencia Firme de la Generación Adicional

La herramienta utilizada es el Modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), el cual es multinodal y multiembalse.

El SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo, mediano y corto plazo. El modelo calcula la política de operación de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las centrales hidroeléctricas (balance hídrico, límites de almacenamiento y límites en los caudales turbinados, vertidos, filtrados, etc.)
- Modelo detallado de las centrales térmicas (unit commitment, contratos take or pay, contratos de combustible, curvas de eficiencia, restricciones de combustible, térmicas multi-combustible, etc.)
- Incertidumbre hidrológica: se pueden utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características del sistema hidrológico.
- Red de transmisión detallada: análisis de flujos de potencia en corriente continua, límites en los flujos de potencia, cálculo de pérdidas, restricciones de seguridad.
- Demanda de energía por bloque y por barras en etapas mensuales y semanales (para estudios de largo y mediano plazo) o etapas horarias (para estudios de corto plazo).

Además de calcular la política de operación a mínimo costo, el modelo genera los costos marginales, entre otros.

4. PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE LA GENERACIÓN ADICIONAL

Para la proyección de la producción de energía de la Generación Adicional se han tomado las mismas premisas y resultados de la simulación presentada en el informe COES/D/DO/SPR-IT-031-2012.

5. CONSIDERACIONES PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS INGRESOS POR POTENCIA FIRME DE LA GENERACIÓN ADICIONAL

Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme de una unidad generadora estimados son obtenidos siguiendo el Procedimiento N° 28. Para dicho cálculo se debe considerar la Potencia Firme remunerable y el Precio de Potencia Garantizado considerando el Factor de Ajuste de Ingreso Garantizado.

Para obtener la Potencia Firme remunerable se ha utilizado la información de oferta y demanda presentada en el informe COES/D/DO/SPR-IT-031-2012. Los detalles de este cálculo se encuentran en el archivo IGPF-03-12.xls que se adjunta en medio magnético.

Cálculo de Factor de Ajuste de Ingreso Garantizado (FAiG)
Margen de Reserva = 27%

Factor de incentivo al despacho (FID):

Periodo Julio 2011 en adelante: 0%

Dinero disponible para Ingresos Garantizados por Potencia Firme = Demanda * Precio Potencia * (1-FID)

FAiG = Dinero disponible para P.Firme / (Sum (Pfirme gen.remunerables * Precio Potencia))

FAiG = Demanda * Precio Potencia * (1 - FID) / (Demanda * (1+MR) * Precio Potencia)

FAiG = (1-FID)/(1+MR)

FAiG = 0,787 (en julio 2011)

6. COSTOS NETOS INCURRIDOS ASOCIADOS A LA OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN ADICIONAL

Para los Ingresos Netos Totales mensuales de la Generación Adicional (INTM) se han considerado los siguientes conceptos: Ingresos Garantizados por Potencia Firme, Ingresos Adicionales por Potencia Generada, Ingresos por Saldos SPT y SS, Ingresos Tarifarios, compensación a unidades por potencia dejada de generar al proveer reserva rotante, compensación por mínima carga, compensación por regulación de tensión, ingresos por transferencias de energía reactiva y regulación de frecuencia.

Los cuadros 1, 2, 3 y 4 se muestran los Costos Netos Incurridos asociados a la Generación Adicional de los años 2009, 2010, 2011 y 2012 respectivamente en aplicación del artículo 6 de la Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/SC.

Cuadro 1
Costos Netos Incurridos Asociados a la Operación de la Generación Adicional 2009 (Nuevos Soles)

	Jun-09				Jul-09			
	UTI 5 D2	UTI 6 D2	CT Emerg Trujillo	Total	UTI 5 D2	UTI 6 D2	CT Emerg Trujillo	Total
E*(CV-CMg) (A)		67 526,19		67 526,19			1 148 737,68	1 148 738
INTIM (B)	-184,40	40 552,16	-166,73	40 201,03	0,00	0,00	484 885,09	484 885
- IGPF	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	433 190,56	433 191
- IAPG	0,00	4 335,77	0,00	4 335,77	0,00	0,00	50 515,25	50 515
- Saldos SPT	0,00	-189,13	0,00	-189,13	0,00	0,00	-12 281,13	-12 281
- Saldos SS	0,00	-145,06	0,00	-145,06	0,00	0,00	-11 528,57	-11 528
- Ingresos Tarifarios	0,00	-15,89	0,00	-15,89	0,00	0,00	-1 758,83	-1 759
- IAPG RR	0,00	-6,68	0,00	-6,68	0,00	0,00	-85,68	-86
- Mínima Carga	0,00	35 426,55	0,00	35 426,55	0,00	0,00	26 482,84	26 483
- Arranques y paradas	0,00	1 374,84	0,00	1 374,84	0,00	0,00	1 126,17	1 126
- Energía Reactiva	19,23	13,96	17,66	50,85	0,00	0,00	-27,36	-27
- Regulación de frecuencia	-203,63	-242,20	-184,39	-630,22	0,00	0,00	-748,17	-748
- Regulación de tensión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
Costos (A) - (B)	184	26 974	167	27 325	0	0	663 853	663 853

	Ago-09				Sep-09			
	UTI 5 D2	UTI 6 D2	CT Emerg Trujillo	Total	UTI 5 D2	UTI 6 D2	CT Emerg Trujillo	Total
E*(CV-CMg) (A)	121 896,73	311 412,24	2 921 159,27	3 354 468,24	105 469,08	366 541,76	8 527 610,90	8 999 622
INTIM (B)	34 396,14	132 227,33	420 133,82	586 757,29	39 934,02	55 006,50	415 394,37	510 335
- IGPF	0,00	0,00	286 996,55	286 996,55	0,00	0,00	15 188,47	15 188
- IAPG	7 419,55	18 876,22	137 531,10	163 826,86	10 389,19	16 158,83	316 454,00	343 002
- Saldos SPT	-166,74	-424,20	-9 540,37	-10 131,31	-236,55	-367,92	-7 551,16	-8 156
- Saldos SS	-147,30	-374,76	-8 428,28	-8 950,34	-205,21	-319,18	-6 550,72	-7 075
- Ingresos Tarifarios	-26,92	-68,49	-1 471,87	-1 567,29	-37,14	-57,77	-1 134,68	-1 230
- IAPG RR	-14,47	-49,69	-265,52	-329,68	-20,78	-37,36	-563,64	-622
- Mínima Carga	23 013,83	110 270,54	0,00	136 284,37	27 366,23	32 806,79	77 410,81	137 583
- Arranques y paradas	1 376,48	4 129,45	16 574,81	22 080,74	2 752,96	6 882,41	26 014,94	35 650
- Energía Reactiva	-31,77	-56,45	-301,66	-389,88	-36,09	29,47	-185,81	-192
- Regulación de frecuencia	-26,53	-75,28	-960,93	-1 062,74	-38,56	-87,31	-3 687,85	-3 814
- Regulación de tensión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
Costos (A) - (B)	87 501	179 185	2 501 025	2 767 711	65 535	311 535	8 112 217	8 469 286

	Oct-09				Nov-09			
	UTI 5 D2	UTI 6 D2	CT Emerg Trujillo	Total	UTI 5 D2	UTI 6 D2	CT Emerg Trujillo	Total
E*(CV-CMg) (A)	350 896,88	538 276,00	4 791 489,26	5 720 652	435 424,94	760 715,78	5 041 705,92	6 237 847
INTIM (B)	66 569,98	71 183,27	446 184,98	583 937	39 550,57	249 358,11	1 032 233,65	1 321 142
- IGPF	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	542 918,31	542 918
- IAPG	27 148,20	33 109,94	198 673,09	258 931	25 599,87	64 641,10	226 287,04	316 528
- Saldos SPT	-305,47	-372,56	-2 235,49	-2 914	-233,88	-590,57	-7 027,57	-7 852
- Saldos SS	-349,66	-426,44	-2 558,82	-3 335	-279,14	-704,85	-8 387,43	-9 371
- Ingresos Tarifarios	-96,69	-117,93	-675,02	-890	-87,39	-220,67	-2 605,27	-2 913
- IAPG RR	-153,52	-175,33	-752,58	-1 081	-96,30	-317,28	-1 008,14	-1 422
- Mínima Carga	36 614,89	31 801,48	148 303,04	216 719	10 859,56	176 962,62	262 252,33	450 075
- Arranques y paradas	4 129,45	7 570,65	23 278,94	34 979	4 129,45	10 323,62	23 140,62	37 594
- Energía Reactiva	-259,81	-44,93	-1 680,45	-1 985	-163,25	-282,87	-54,82	-501
- Regulación de frecuencia	-127,40	-158,62	-1 796,50	-2 083	-178,33	-452,97	-3 279,42	-3 911
- Regulación de tensión	0,00	0,00	85 628,77	85 629	0,00	0,00	0,00	0
Costos (A) - (B)	324 287	467 093	4 345 304	5 139 681	395 874	511 358	4 009 472	4 916 704

	Dic-09				Total
	UTI 5 D2	UTI 6 D2	CT Emerg Trujillo	Total	
E*(CV-CMg) (A)			854 199,00	854 199	26 383 052
INTIM (B)	-16,49		1 233 703,52	1 233 687	4 760 979
- IGPF			539 643,84	539 644	1 817 936
- IAPG			26 971,55	26 972	1 164 111
- Saldos SPT			-6 641,93	-6 642	-48 165
- Saldos SS			-4 717,88	-4 718	-45 123
- Ingresos Tarifarios			-1 928,18	-1 928	-10 303
- IAPG RR			-244,32	-244	-3 791
- Mínima Carga			367 569,50	367 569	1 370 130
- Arranques y paradas			8 091,90	8 092	140 897
- Energía Reactiva			-4 208,39	-4 208	-7 253
- Regulación de frecuencia	-16,49		-3 672,57	-3 689	-15 937
- Regulación de tensión			312 850,00	312 850	398 479
Costos (A) - (B)	16,49	0,00	-379 505	-379 488	21 622 072



(B) Ingresos netos totales mensuales de la generación adicional compuestos por: Ingreso Garantizado por Potencia Firme, Ingresos Adicionales por Potencia Generada por saldos SPT y SS, Ingresos tarifarios, IAPG RR, compensación por mínima carga, compensación por regulación de tensión, ingresos por transferencias de energía reactiva y regulación de frecuencia

CUADRO 2
Costos Netos Incurridos Asociados a la Operación de la Generación Adicional 2010
(Nuevos Soles)

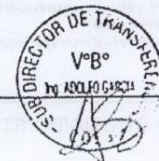
	ene-10				feb-10				mar-10			
	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total
	E(CV-CI)g) (A)			225 839,13	225 839,13			1 162 449,33	1 162 449,33			1 985 009,21
NTM (B)	-138,02	-128,06	701 232,23	700 965,55	0,00	0,00	1 606 591,39	1 606 591,39	0,00	0,00	2 418 580,60	2 418 580,60
- IGPF			538 432,22	538 432,22			538 459,09	538 459,09			537 667,33	537 667,33
- IAFG			20 293,48	20 293,48			17 893,06	17 893,06			-30 759,58	30 759,59
- Saldos SPT			-3 296,57	-3 296,57			-6 665,56	-6 665,56			-7 755,41	-7 755,41
- Saldos SS			-9 462,32	-9 462,32			-5 519,19	-5 519,19			-5 039,06	-5 039,06
- Ingresos Tarifarios			-1 512,02	-1 912,02			-1 902,41	-1 902,41			-1 609,61	-1 609,61
- IAFG RRR			-325,88	-325,88			-314,30	-314,30			-763,59	-763,59
- Mínima Carga			35 625,82	35 625,82			104 676,72	104 676,72			195 447,23	195 447,23
- Arranques y paradas			2 144,88	2 144,88			16 072,08	16 072,08			18 406,83	18 406,83
- Energía Reactiva	-110,65	-93,93	-26 072,56	-26 277,17			-26 541,07	-26 541,07			-39 559,13	-39 559,13
- Regulación de frecuencia	-27,93	-34,13	-7 737,31	-7 799,37			-6 749,37	-6 749,37			-12 997,58	-12 997,58
- Regulación de tensión			153 542,48	153 542,48			977 181,74	977 181,74			1 695 283,05	1 695 283,05
Costos (A) - (B)	138,02	128,06	-475 393,10	-475 126,42	0,00	0,00	-444 142,06	-444 142,06	0,00	0,00	-433 571,49	-433 571,45

	abr-10				may-10				jun-10			
	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total
	E(CV-CI)g) (A)			295 971	295 971			493 820	493 820			1 316 942
NTM (B)			555 217	555 217			541 550	541 550			992 005	992 005
- IGPF			268 029	268 029			24 342	24 342			16 542	16 542
- IAFG			16 668	16 668			22 713	22 713			48 647	48 647
- Saldos SPT			-2 662	-2 662			-514	-514			-704	-704
- Saldos SS			-1 907	-1 907			-158	-158			-873	-873
- Ingresos Tarifarios			-954	-954			-104	-104			-142	-142
- IAFG RRR			-311	-311			-197	-197			-202	-202
- Mínima Carga			31 242	31 242			229 103	229 103			107 707	107 707
- Arranques y paradas			3 126	3 126			11 208	11 208			21 015	21 015
- Energía Reactiva			-18 277	-18 277			-4 090	-4 090			-7 390	-7 390
- Regulación de frecuencia			-3 336	-3 336			-518	-518			-1 275	-1 275
- Regulación de tensión			261 597	261 597			259 764	259 764			808 741	808 741
Costos (A) - (B)	0	0	-259 246	-259 246	0	0	-47 728	-47 728	0	0	324 936	324 936

	jul-10				ago-10				sep-10			
	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total
	E(CV-CI)g) (A)			4 009 972	4 009 972			8 981 600	8 981 600			6 588 342
NTM (B)			351 642	351 642			531 282	531 282			881 460	881 460
- IGPF			11 207	11 207			112 292	112 292			611 948	611 948
- IAFG			84 880	84 880			169 521	169 521			144 500	144 500
- Saldos SPT			-1 524	-1 524			-4 997	-4 997			-15 000	-15 000
- Saldos SS			-1 150	-1 150			-3 598	-3 598			-9 249	-9 249
- Ingresos Tarifarios			-212	-212			-627	-627			-1 663	-1 663
- IAFG RRR			-561	-561			-1 440	-1 440			-2 456	-2 456
- Mínima Carga			213 074	213 074			205 276	205 276			95 627	95 627
- Arranques y paradas			47 981	47 981			61 578	61 578			60 585	60 585
- Energía Reactiva			425	425			-1 433	-1 433			-1 628	-1 628
- Regulación de frecuencia			-2 478	-2 478			-5 290	-5 290			-4 465	-4 465
- Regulación de tensión			0	0			0	0			3 181	3 181
Costos (A) - (B)	0	0	-3 649 330	-3 649 330	0	0	-8 450 319	-8 450 319	0	0	-5 706 692	-5 706 692

	oct-10				nov-10				dic-10				Total
	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total	UT15 C2	UT16 C2	CT Emerg. Trujillo	Total	
	E(CV-CI)g) (A)			5 470 784	5 470 784			9 544 508	9 544 508			9 802 325	
NTM (B)			881 467	881 467			1 154 806	1 154 806			895 741	895 741	11 511 398
- IGPF			613 710	613 710			614 075	614 075			615 044	615 044	4 501 749
- IAFG			133 218	133 218			176 696	176 696			168 882	168 882	1 042 752
- Saldos SPT			-13 086	-13 086			-14 716	-14 716			-8 124	-8 124	-79 044
- Saldos SS			-10 889	-10 889			-6 187	-6 187			-4 999	-4 999	-50 032
- Ingresos Tarifarios			-1 603	-1 603			-1 669	-1 669			-1 637	-1 637	-14 295
- IAFG RRR			-2 316	-2 316			-2 522	-2 522			-1 854	-1 854	-13 322
- Mínima Carga			109 780	109 780			228 059	228 059			33 370	33 370	1 588 987
- Arranques y paradas			56 257	56 257			66 956	66 956			56 020	56 020	423 390
- Energía Reactiva			440	440			-7 257	-7 257			-21 250	-21 250	-149 838
- Regulación de frecuencia			-4 044	-4 044			-7 289	-7 289			-6 409	-6 409	-64 649
- Regulación de tensión			0	0			108 711	108 711			66 698	66 698	4 334 689
Costos (A) - (B)	0	0	-4 589 317	-4 589 317	0	0	-8 389 612	-8 389 612	0	0	-8 906 585	-8 906 585	-38 357 165

(B) Ingresos netos totales mensuales de la generación adicional compuestos por: Ingreso Garantizado por Potencia Firme, Ingresos Adicionales por Potencia Generada, ingresos por saldos SPT y SS, Ingresos tarifarios IAFG RRR, compensación por mínima carga, compensación, por regulación de tensión, ingresos por transferencias de energía reactiva y regulación de frecuencia.



**CUADRO 3
COSTOS NETOS INCURRIDOS ASOCIADOS A LA OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN ADICIONAL 2011
(NUEVOS SOLES)**

	CT de Emergencia de Trujillo					
	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11
E[CV-CMg] (A)	2 397 037,01	6 702 377,32	9 635 802,70	7 960 296,70	9 037 491,79	9 559 171,34
INTM (B)	336 720,75	521 839,97	878 107,49	945 693,58	959 250,17	435 421,50
- IGPF	258 019,00	620 752,74	616 714,02	623 526,77	633 016,12	44 772,62
- IAPG	35 055,78	142 091,98	169 901,59	164 836,18	169 140,50	123 641,94
- Saldos SPT	241,27	-8 899,48	-9 372,62	-6 358,21	-9 322,02	-2 582,61
- Saldos SS	-379,79	-6 600,39	-7 875,48	-4 894,87	-6 541,06	1975,82
- Ingresos Tarifarios	612,05	-1672,52	-1 722,45	-1 676,85	-2 299,72	-479,58
- IAPG RR	-648,57	-3 045,42	-3 871,70	-3 871,70	-80,39	-411,67
- Mínima Carga	37 782,37	102 124,65	52 490,60	52 028,65	100 362,61	76 945,31
- Arranques y paradas	12 232,60	86 490,47	78 706,95	92 293,62	61 069,25	64 664,40
- Energía Reactiva	-2 726,40	4 334,96	-253,04	2 692,13	2 105,45	-4 191,67
- Regulación de frecuencia	2 562,72	-13 836,01	-16 601,08	-12 963,14	-8 192,56	-7 418,13
- Regulación de tensión	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	142 265,05
Costos (A) - (B)	2 061 117,05	6 780 737,35	8 757 775,29	7 014 703,12	7 076 241,62	9 123 749,84

	CT de Emergencia de Trujillo						Total
	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11	
E[CV-CMg] (A)	12 211 549,53	0,00	14 816 557,96	12 672 989,35	5 545 105,95	3 280 671,80	93 819 931,33
INTM (B)	66 231,17	0,00	55 721,35	297 016,22	921 892,47	1 292 333,65	7 109 910,31
- IGPF	0,00	0,00	0,00	160 371,07	794 815,16	787 817,58	4 640 606,88
- IAPG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	804 847,56
- Saldos SPT	0,00	0,00	0,00	-5 397,77	-20 044,16	-21 851,60	-90 179,76
- Saldos SS	0,00	0,00	0,00	-2 728,42	-12 526,43	-9 686,06	-53 186,92
- Ingresos Tarifarios	0,00	0,00	0,00	-902,58	-4 323,49	-4 229,42	-17 917,65
- IAPG RR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-11 937,45
- Mínima Carga	13 222,46	0,00	11 046,16	57 898,17	80 635,13	90 279,38	715 605,40
- Arranques y paradas	62 276,23	0,00	60 632,85	53 041,38	62 673,14	42 905,11	637 186,07
- Energía Reactiva	8,10	0,00	5 827,50	16 023,87	2 507,91	768,01	27 097,42
- Regulación de frecuencia	-9 275,62	0,00	-22 595,17	-10 194,65	-8 663,20	-4 247,47	-116 529,86
- Regulación de tensión	0,00	0,00	0,00	28 905,16	32 807,40	410 568,13	614 536,74
Costos (A) - (B)	13 145 317,36	0,00	14 760 926,62	12 375 973,13	4 623 223,48	1 980 339,15	86 710 013,02

(B) Ingresos netos totales mensuales de la generación adicional compuestos por Ingreso Garantizado por Potencia Firme, Ingresos Adicionales por Potencia Generada, ingresos por saldos SPT y SS, Ingresos tarifarios, IAPG RR, compensación por mínima carga, compensación por regulación de tensión, ingresos por transferencias de energía reactiva y regulación de frecuencia.

Nota: Se ha actualizado el monto por regulación de frecuencia de Diciembre de acuerdo a la revisión I de dicho cálculo.
Se ha ajustado el monto correspondiente a IGPF y consecuentemente los saldos del sistema de transmisión y el ingreso tarifario del periodo marzo - diciembre 2011

**CUADRO 4
COSTOS NETOS INCURRIDOS ASOCIADOS A LA OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN ADICIONAL
(NUEVOS SOLES)**

	CT de Emergencia de Trujillo					
	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12
E[CV-CMg] (A)	617 775,37	0,00				
INTM (B)	150 943,42	0,00				
- IGPF	0,00	0,00				
- IAPG	0,00	0,00				
- Saldos SPT	0,00	0,00				
- Saldos SS	0,00	0,00				
- Ingresos Tarifarios	0,00	0,00				
- IAPG RR	0,00	0,00				
- Mínima Carga	139 660,02	0,00				
- Arranques y paradas	11 701,39	0,00				
- Energía Reactiva	445,53	0,00				
- Regulación de frecuencia	-864,33	0,00				
- Regulación de tensión	0,00	0,00				
Costos (A) - (B)	466 831,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	CT de Emergencia de Trujillo						Total
	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12	dic-12	
E[CV-CMg] (A)							617 775,37
INTM (B)							150 943,42
- IGPF							0,00
- IAPG							0,00
- Saldos SPT							0,00
- Saldos SS							0,00
- Ingresos Tarifarios							0,00
- IAPG RR							0,00
- Mínima Carga							139 660,02
- Arranques y paradas							11 701,39
- Energía Reactiva							445,53
- Regulación de frecuencia							-864,33
- Regulación de tensión							0,00
Costos (A) - (B)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	466 831,95

(B) Ingresos netos totales mensuales de la generación adicional compuestos por Ingreso Garantizado por Potencia Firme, Ingresos Adicionales por Potencia Generada, ingresos por saldos SPT y SS, Ingresos tarifarios, IAPG RR, compensación por mínima carga, compensación por regulación de tensión, ingresos por transferencias de energía reactiva y regulación de frecuencia.

Nota: Se ha actualizado el monto por regulación de frecuencia de enero de acuerdo a la revisión I de dicho cálculo.

7. TRANSFERENCIA DEL PEAJE CORRESPONDIENTE A LA GENERACIÓN ADICIONAL A OTRAS EMPRESAS

Los montos transferidos por aplicación del Cargo Unitario Adicional por Generación Adicional a las empresas Electronoroeste y Electro Oriente de acuerdo a lo establecido por OSINERGIM se presenta en el Cuadro 5

Cuadro 5
RECAUDACIÓN VIA PEAJE
(Nuevos Soles)

Mes	Electronoroeste	Electro Oriente
ago-11	297 549	
sep-11	330 917	
oct-11	333 249	
nov-11	367 428	
dic-11	800 581	
feb-12	636 744	265 697
Total	2 766 467	265 697

8. RESULTADOS

- Se ha identificado a la C.T. de Generación Adicional en Piura y C.T. de Generación Adicional en Mollendo como las unidades puesta en servicio para la Generación Adicional.
- En el Cuadro 6 se presentan los Montos Recaudados y los Costos Netos Incurridos Asociados a la Generación Adicional.
- En el Cuadro 7 se presenta la energía despachada estimada en el informe COES/D/DO/SPR-IT-031-2012 para la Generación Adicional para el periodo de vigencia del Decreto de Urgencia N° 037-2008
- El Cuadro 8, muestra los resultados de la estimación de Ingresos Garantizados por Potencia Firme de la Generación Adicional.
- En el Cuadro 9, se presentan los resultados de los Costos Netos Estimados Asociados a la Operación de la Generación Adicional para el periodo mayo 2012 - abril 2012. Los detalles del cálculo de los Costos Asociados a la Operación se encuentran en el archivo Costos Operación Adicional_03-12.xls

Lima, 22 de marzo de 2012

Adolfo
ING. ADOLFO GARCIA NIETO
SUB DIRECTOR DE TRANSFERENCIAS
COES

CUADRO 6
RESUMEN
(NUEVOS SOLES)

Mes	Costos (1)	Recaudación (2)
oct-08		
nov-08		
dic-08		
ene-09		
feb-09		41 921,53
mar-09		44 736,64
abr-09		44 048,23
may-09		8 396 065,28
jun-09	27 325,17	8 053 173,58
jul-09	663 852,60	7 838 651,38
ago-09	2 767 710,95	5 123 814,07
sep-09	8 489 280,38	6 076 382,65
oct-09	5 136 690,93	6 270 224,86
nov-09	4 815 704,31	6 803 651,89
dic-09	-379 488,03	6 168 692,05
ene-10	-475 126,42	6 546 406,89
feb-10	-444 142,06	4 790 261,76
mar-10	-433 571,45	4 659 648,89
abr-10	-259 240,10	4 596 187,03
may-10	-47 729,45	73 712,99
jun-10	324 836,47	76 071,54
jul-10	3 649 329,91	76 472,32
ago-10	8 450 318,65	7 161,66
sep-10	5 706 861,71	2 35
oct-10	4 585 317,20	0,00
nov-10	8 359 612,00	1 839 478,14
dic-10	8 906 584,75	2 018 218,86
Laudó Arbitral(D)		432 819,29
ene-11	2 061 117,06	2 158 251,40
feb-11	5 780 737,35	15 539 451,60
mar-11	8 757 775,29	17 647 026,62
abr-11	7 014 703,12	17 612 048,66
may-11	7 078 241,52	1 568 610,34
jun-11	9 123 749,84	1 510 227,35
jul-11	13 145 317,36	1 507 066,64
ago-11	0,00	4 097 292,89
sep-11	14 760 836,62	4 395 462,24
oct-11	12 375 973,13	4 427 451,69
nov-11	4 623 223,48	4 681 542,64
dic-11	1 988 338,15	4 568 702,26
ene-12	-166 831,95	4 703 204,51
feb-12	0,00	4 403 053,73
Total	146 689 250,53	160 891 528,42

(A) Gastos incurridos hasta octubre 2009 informados por ELECTROPERÚ mediante carta C-1482-2009 del 14 de diciembre de 2009.

Se descontaron los gastos en combustible informados en la misma comunicación.

(B) Costos Netos Incurridos Asociados a la Operación de la Generación Adicional (Resolución Os-normin N° 002-2009-OS/CD Artículo 6°)

(C) Montos Recaudados transferidos mensualmente a ELECTROPERÚ que corresponden al Cargo Unitario por Generación Adicional.

(D) Saldo derivado del recálculo para el periodo noviembre 2008 a julio 2009 por Laudo de Derecho de la Controversia entre Xstrata y EGEMSA.

(E) La recaudación de setiembre 2010 incluye los saldos de los informes COES/D/DO/STR-140-2010 Rev 2 julio 2010 y COES/D/DO/STR-186-2010 Rev 1 agosto 2010.



- 000107

Cuadro 7
Energía (MWh) Despachada por las unidades de
Generación Adicional

Mes	C.T. de Generación Adicional en Piura	C.T. de Generación Adicional en Mollendo
mar-12	0,00	0,00
abr-12	0,00	0,00
may-12	0,00	0,00
jun-12	0,00	0,00
jul-12	18,47	0,00
ago-12	26,57	0,00
sep-12	280,31	0,00
oct-12	0,00	0,00
nov-12	0,00	0,00
dic-12	0,00	0,00
ene-13	0,00	0,00
feb-13	0,00	0,00
mar-13	0,00	0,00
abr-13	4,31	0,00

Cuadro 8
ESTIMACIÓN DE INGRESOS GARANTIZADOS POR POTENCIA FIRME
C.T. Generación Adicional en Piura

Mes	Potencia Firme Remunerable (kW)	Precio Potencia (\$/kW-mes)	FAIG	IGPF (\$/.)
may-12	-	16,57	0,7874	-
jun-12	80 000	16,57	0,7874	1 043 780
jul-12	62 075	16,57	0,7874	809 912
ago-12	77 565	16,57	0,7874	1 012 003
sep-12	80 000	16,57	0,7874	1 043 780
oct-12	80 000	16,57	0,7874	1 043 780
nov-12	80 000	16,57	0,7874	1 043 780
dic-12	80 000	16,57	0,7874	1 043 780
ene-13	80 000	16,57	0,7874	1 043 780
feb-13	80 000	16,57	0,7874	1 043 780
mar-13	80 000	16,57	0,7874	1 043 780
abr-13	80 000	16,57	0,7874	1 043 780
Total				11 215 931

C.T. Generación Adicional en Mollendo

Mes	Potencia Firme Remunerable (kW)	Precio Potencia (\$/kW-mes)	FAIG	IGPF (\$/.)
may-12	60 000	16,49	0,7874	779 055
jun-12	60 000	16,49	0,7874	779 055
jul-12	-	16,49	0,7874	-
ago-12	-	16,49	0,7874	-
sep-12	20 268	16,49	0,7874	263 170
oct-12	15 433	16,49	0,7874	200 382
nov-12	60 000	16,49	0,7874	779 055
dic-12	60 000	16,49	0,7874	779 055
ene-13	60 000	16,49	0,7874	779 055
feb-13	60 000	16,49	0,7874	779 055
mar-13	60 000	16,49	0,7874	779 055
abr-13	60 000	16,49	0,7874	779 055
Total				6 695 993

Notas

FAIG: Factor de ajuste del ingreso garantizado

IGPF: Ingreso Garantizado por Potencia Firme

El Precio de Potencia toma en cuenta el valor de la publicación de la fijación de tarifas de mayo 2011

El Margen de Reserva se ha considerado en 27%, desde Mayo 2012 debe definirse por el MEM



Cuadro 9
Costos Netos Estimados Asociados a la Operación de la Generación
Adicional
(Nuevos Soles)

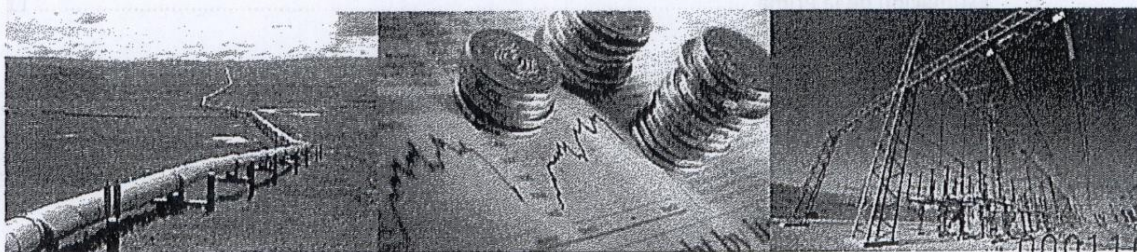
Costos Asociados a la Operación	206 476
Ingresos Netos por IGPF	17 911 924
Costos Netos Asociados a la Operación de la GA	-17 705 448

000108

COES/D/DO/STR-INF-036-2012

ESTIMACIÓN DE LA PRIMA PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

MAYO 2012 - ABRIL 2013



LIMA, 22 DE MARZO 2012

Contenido

1. Antecedentes	3
2. Objetivo	3
3. Metodología	3
3.1. Proyección de la producción de energía de las centrales de generación RER.	4
3.2. Estimación de los ingresos esperados en el Mercado de Corto Plazo de las centrales de generación RER.....	4
3.3. Fecha de inicio de Operación Comercial de las centrales RER.....	4
3.4. Energía Neta Inyectada por las centrales RER registrada en el Punto de Suministro.....	5
3.5. Estimación de la liquidación del Año Tarifario anterior.	5
3.5.1. Cumplimiento de Inyección de la Energía Adjudicada Comprometida.....	5
3.5.2. Resultados de ingresos de las centrales de generación RER en el Mercado de Corto Plazo. 5	5
3.5.3. Información de los ingresos derivados del Cargo por Prima.....	5
4. Consideraciones para el cálculo de la Prima para los generadores RER.....	6
4.1. Centrales de generación RER consideradas e inicio de Operación Comercial.	6
4.2. Tipo de Cambio.....	7
4.3. Datos para la Estimación de los Ingresos de los generadores RER en el Mercado de Corto Plazo para el periodo enero - abril del 2012	7
4.3.1. Información para estimar los Ingresos por Energía:	7
4.3.2. Información para estimar los Ingresos por Potencia:	8
4.4. Liquidación de año tarifario anterior.	8
4.5. Datos de los resultados de la operación en el Mercado de Corto Plazo.....	9
5. Resultado de la operación ejecutada/proyectada de las centrales RER.....	10
6. Estimación de la Prima.	11

Anexo 1

Anexo 2



1. Antecedentes

- i. El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), convocó a Subasta para el suministro de energía, con Recursos Energéticos Renovables (RER), al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), por un plazo de veinte (20) años, en el marco de lo dispuesto en la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 050-2008-EM, Reglamento del Decreto Legislativo N° 1002, de Generación de Electricidad con Energías Renovables.
- ii. Con fecha 12-02-2010 y 15-07-2010 se llevó a cabo la primera subasta de generación RER en su primera y segunda convocatoria respectivamente, en la que se adjudicaron 27 proyectos de generación, entre ellos 18 proyectos de centrales hidroeléctricas, 2 centrales de biomasa, 3 centrales eólicas y 4 centrales solares. Con fecha 23-08-2011 se llevó a cabo la Segunda Subasta de generación RER donde se adjudicaron 10 proyectos de generación de los cuales 7 son hidroeléctricas, 1 de biomasa, 1 eólica y 1 solar.
- iii. El cálculo de la Prima para la generación RER, que permite completar los ingresos garantizados de dichas centrales, se encuentra establecido en el "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables" (en adelante Procedimiento de Cálculo de Prima RER) publicado por OSINERGMIN mediante Resolución N° 001-2010-OS/CD. El Art. 5° del mencionado procedimiento establece que el COES deberá remitir a la GART un Informe Técnico con la estimación de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables.
- iv. Asimismo el mencionado Artículo 5° del procedimiento también establece que el COES emitirá un Informe Técnico una periodicidad de tres meses actualizando el cálculo de la Prima con información de los meses que se hayan ejecutado lo cual es motivo del presente informe.
- v. Con Oficio N° 0204-2012-GART, OSINERGMIN solicitó al COES dar respuesta al recurso de reconsideración presentado por Hidroeléctrica Santa Cruz S.A. El oficio fue respondido con carta COES/D/DO-120-2012 donde se indica el ajuste que deberá ser considerado en los cálculos del presente informe.

2. Objetivo

Estimación de la Prima para la generación RER del Año Tarifario mayo 2012 – abril 2013 conforme a lo establecido por la Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD.

3. Metodología

De acuerdo a lo establecido en el Art. 4° del Procedimiento de Cálculo de Prima RER, para calcular la Prima correspondiente al Año Tarifario se requiere:

- Centrales de generación RER en operación comercial bajo el régimen de ingreso garantizado.
- Proyección de la producción de energía de las centrales de generación RER.
- Estimación de los ingresos esperados en el Mercado de Corto Plazo de las centrales de generación RER durante el Año Tarifario materia del presente informe.

- Estimación de la liquidación del Año Tarifario anterior (mayo 2011 – abril 2012).

3.1. Proyección de la producción de energía de las centrales de generación RER.

Se está utilizando la proyección de producción para el periodo marzo 2012 – abril 2013 declarada al COES por los titulares de generación RER.

3.2. Estimación de los ingresos esperados en el Mercado de Corto Plazo de las centrales de generación RER.

Se ha estimado los ingresos esperados en el Mercado de Corto Plazo de las centrales de generación RER para el periodo restante del Año Tarifario en curso (marzo – abril del 2012) y para el Año Tarifario siguiente (mayo 2012 – abril 2013).

El ingreso esperado en el Mercado de Corto Plazo, constituido por el Ingreso por Energía y el Ingreso por Potencia, se ha evaluado para periodos mensuales conforme lo establecen los Procedimientos Técnicos del COES.

El ingreso por energía mensual de cada central de generación RER se determina de la siguiente manera:

$$IEe_{k,t} = Ee_{k,t} \times CMg_{k,t}$$

$IEe_{k,t}$: Ingresos por energía estimados para el generador RER k para el mes t .

$Ee_{k,t}$: Energía neta inyectada por el generador RER k en el mes t estimada conforme a lo indicado en el numeral 3.1, hasta el momento que se iguala a la Energía Adjudicada, pasado este límite se considera igual a cero.

$CMg_{k,t}$: Costo marginal promedio del mes t correspondiente al Punto de Suministro comprometido del generador RER k , determinado en el informe COES/D/DO/SPR-IT-031-2012 que considera la operación del Sistema sin restricciones de congestión del ducto de gas de Camisea y sin restricciones de transporte eléctrico.

El ingreso por potencia mensual estimado de cada central de generación RER es el Ingreso Garantizado por Potencia Firme.

El Ingreso Garantizado por Potencia Firme se estima sobre la base del último valor de potencia firme de la central RER multiplicada por el precio de potencia de punta a nivel de generación correspondiente al punto de conexión de la central y el factor de ajuste del ingreso garantizado que es estimado utilizando el margen de reserva y el factor de incentivo al despacho.

3.3. Fecha de inicio de Operación Comercial de las centrales RER.

Para definir la fecha de inicio de operación en el SEIN como centrales de generación RER se ha considerado el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- Fecha de inicio del contrato RER con el Estado.



- Fecha de inicio de Operación Comercial en el COES otorgada por el COES a la central del Generador RER mediante comunicación escrita.
- De manera referencial, la fecha de inicio de operación comercial indicada por el Generador RER en el proceso de adjudicación.

3.4. Energía Neta Inyectada por las centrales RER registrada en el Punto de Suministro.

La Energía Neta Inyectada constituye la energía que el Generador RER remunerará a la tarifa de adjudicación. Ésta es la diferencia entre la energía inyectada por el Generador RER al Sistema en el Punto de Suministro comprometido menos sus retiros por contratos con terceros. Tanto la inyección como el retiro se realizan en Barras de Transferencia.

Las Barras de Transferencia son definidas en la valorización de las transferencias de energía activa. Los Puntos de Suministro de las centrales RER están definidos como Barras de Transferencia.

3.5. Estimación de la liquidación del Año Tarifario anterior.

Para la liquidación del año tarifario anterior (mayo 2011 – abril 2012), se toma en cuenta el cumplimiento de inyección de la energía adjudicada comprometida, los resultados de los ingresos en el mercado de corto plazo y los ingresos derivados del Cargo por Prima.

3.5.1. Cumplimiento de Inyección de la Energía Adjudicada Comprometida.

La evaluación se realiza con la energía total inyectada en el año tarifario y la energía adjudicada comprometida. Para el primer año de operación de las centrales se considera la alícuota de energía adjudicada correspondiente a los meses del año de acuerdo a la fecha de inicio comprometido en el contrato de suministro firmado con el Estado.

3.5.2. Resultados de ingresos de las centrales de generación RER en el Mercado de Corto Plazo.

Los ingresos de las centrales de generación RER en el Mercado de Corto Plazo están constituidos por la valorización de la energía neta inyectada a costo marginal del Punto de Suministro de la central más los Ingresos por Potencia calculados en la Valorización de las Transferencias de Potencia correspondientes a todo el año tarifario.

La información de estos ingresos se toma de la última revisión, disponible a la fecha, de los informes de valorización de transferencias mensuales notificados por el COES.

3.5.3. Información de los ingresos derivados del Cargo por Prima.

El cálculo de la recaudación del Cargo por Prima y su asignación correspondiente a la central de generación RER se realiza en la Valorización de las Transferencias de Potencia mensual. Dicho informe es notificados por el COES a los Integrantes y publicado en su página web.

Asimismo para los meses de marzo y abril de 2012 se ha estimado la recaudación por este concepto e incluido en el cálculo dicha estimación.

4. Consideraciones para el cálculo de la Prima para los generadores RER.

4.1. Centrales de generación RER consideradas e inicio de Operación Comercial.

El presente informe considera las siguientes centrales de generación RER:

Tecnología	Empresa	Central	Punto de Suministro	Tarifa Adjudicada (Ctv. US\$/kWh)	Potencia (MW)	Energía Adjudicada (GW h/año)
Bomasa	Agro Industrial Paramonga S A A	Central de Cogeneración Paramonga I	Paramonga Existente 138 KV	5,200	23,0	115,0
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica Santa Cruz S A C	Central Hidroeléctrica Santa Cruz II	Huallanca 138 KV	5,500	6,5	33,0
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica Santa Cruz S A C	Central Hidroeléctrica Santa Cruz I	Huallanca 138 KV	5,500	6,0	29,5
Hidroeléctrica	Sindicato Energético SA	Central Hidroeléctrica Pochos 2	Pura Oeste 220 KV	5,950	10,0	50,0
Hidroeléctrica	Maja Energía S A C	Central Hidroeléctrica Roncador	Paramonga Nueva 220 KV	5,985	3,8	28,1
Hidroeléctrica	Generadora de Energía del Perú S A	Central Hidroeléctrica La Joya	Repartición 138 KV	5,995	9,6	54,7
Hidroeléctrica	Duke Energy Egenor S en C por A	Central Carhuaqueiro N	Carhuaqueiro 220 KV	7,000	10,0	66,5
Hidroeléctrica	Duke Energy Egenor S en C por A	Central Caña Brava	Carhuaqueiro 220 KV	7,000	6,0	21,5
Bomasa	Petramas S A	C.T. Huaycoloro	Santa Rosa 220 KV	11,000	4,4	28,3
Hidroeléctrica	Eléctrica Santa Rosa S A C	Central Hidroeléctrica Purmacana	Paramonga Nueva 220 KV	5,000	1,8	9,0
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica Santa Cruz S A C	Central Hidroeléctrica Huasahuasi I	Carpa 138KV	5,700	8,0	42,5
Hidroeléctrica	Hidroeléctrica Santa Cruz S A C	Central Hidroeléctrica Huasahuasi II	Carpa 138KV	5,800	7,9	42,5
Hidroeléctrica	Hidrocañete S A	Central Hidroeléctrica Nuevo Imperial	Cantera 220KV	5,599	4,0	25,0

Según lo indicado en el numeral 3.3 del presente informe, la fecha considerada para contabilización de la energía neta inyectada es la mayor de las tres fechas indicadas. La fecha considerada para la evaluación del cumplimiento de energía comprometida es la mayor de la fecha comprometida en la subasta y la fecha del contrato con el Estado.

Se ha recibido documentos que modifican los contratos de suministro de energía de las siguientes empresas, donde establecen la fecha de inicio del suministro:

- Petramas, modificación del Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable para la C.T. Huaycoloro.
- Hidroeléctrica Santa Cruz, Oficio N° 383-2012/MEM-DGE para la C.H. Huasahuasi I y Oficio N° 376-2012/MEM-DGE para la C.H. Huasahuasi II.
- Hidrocañete, Resolución Ministerial N° 136-2012-MEM/DM para la C.H. Nueva Imperial.

Para el caso del presente informe las fechas consideradas para las centrales RER se muestran en el siguiente cuadro:



Central	Fecha de Puesta en operación comercial declarada en la adjudicación.	Fecha de entrada en vigencia del contrato con el Estado	Fecha de puesta en Operación Comercial en el COES	Fecha de Inicio considerada para la contabilización de la energía neta inyectada.
C.T. Cogeneración Pararongga I	31/03/2010	01/04/2010	17/03/2010	01/04/2010
C.H. Santa Cruz II	01/07/2010	01/04/2010	15/5/2010 y 10/06/2010	01/07/2010
C.H. Santa Cruz I	29/05/2009	01/04/2010	30/05/2009	01/04/2010
C.H. Pochos 2	27/05/2009	01/04/2010	30/04/2010	30/04/2010
C.H. Roncador	01/04/2010	01/04/2010	28/04/2010	28/04/2010
C.H. La Joya	01/10/2009	01/04/2010	01/10/2009	01/04/2010
C.H.I. Carhuaquero IV	22/05/2008	01/04/2010	22/05/2008	01/04/2010
C.H. Caña Brava	19/02/2009	01/04/2010	19/02/2009	01/04/2010
C.T. Huaycoloro	01/07/2011	antes del 30/12/2011	12/11/2011	12/11/2011
C.H. Purmacana	01/07/2011	01/03/2011	18/03/2011	18/03/2011
C.H. Huasahuasi I	01/10/2012	25/04/2012	11/01/2012	25/04/2012
C.H. Huasahuasi II	01/04/2012	25/04/2012	-	25/04/2012
C.H. Nuevo Imperial	01/05/2012	15/04/2012	-	15/04/2012

4.2. Tipo de Cambio.

Para los meses ejecutados hasta febrero del 2012 se utiliza el tipo de cambio establecido en el Procedimiento de cálculo de la Prima para la generación RER.

Para los meses de marzo 2012 - abril 2013 se considera el tipo de cambio 2.671 S/. por 1 US\$, correspondiente a la "Cotización de Oferta y Demanda Tipo de Cambio Promedio Ponderado" del 19/03/2012 publicado por la Superintendencia de Banca y Seguros.

El tipo de cambio utilizado para cada mes se presenta en el Cuadro 5.5 del Anexo del presente informe.

4.3. Datos para la Estimación de los Ingresos de los generadores RER en el Mercado de Corto Plazo para el periodo enero - abril del 2012

4.3.1. Información para estimar los Ingresos por Energía:

La proyección de la producción de las centrales RER declarada en MW.h es la siguiente:

Proyección de la Producción (MW.h)

FECHA	Cogeneración Pararongga I Pararongga East 138 kV	CH Santa Cruz II Huallanca 138 kV	CH Santa Cruz I Huallanca 128 kV	CH Pochos 2 Pochos Oeste 220 kV	CH Roncador Pararongga N 220 kV	CH La Joya Recalcación 138 kV	CH Carhuaquero V Carhuaquero 220 kV	CH Caña Brava Carhuaquero 220 kV	C.T. Huaycoloro Santa Rita 220 kV	CH Purmacana Pararongga 220 kV	CH Huasahuasi I Carpa 138 kV	CH Huasahuasi II Carpa 138 kV	CH Nuevo Imperial Cariera 220 kV
Mar 2012	6 074.00	-	-	3 145.00	609.00	5 820.00	5 990.00	3 223.40	2 403.14	1 300.00	7 134.78	1 428.60	1 641.62
Abr 2012	7 950.00	-	-	5 810.87	2 000.00	7 220.00	5 910.00	3 026.90	1 325.62	1 269.00	5 053.87	1 063.87	2 031.44
May 2012	3 929.00	-	-	5 814.72	2 400.00	5 912.00	6 043.02	3 510.60	2 403.14	1 300.00	4 624.07	4 824.07	1 912.03
Jun 2012	8 126.00	-	-	4 700.65	2 400.00	5 640.00	6 498.00	2 853.70	2 325.62	811.00	2 664.77	2 664.77	2 105.29
Jul 2012	8 126.00	-	-	4 688.26	2 000.00	4 404.00	6 643.62	2 152.90	2 403.14	800.00	3 410.09	3 410.09	2 742.11
Ago 2012	8 426.00	1 519.29	1 304.14	4 679.05	1 700.00	4 176.00	1 837.68	1 129.80	2 403.14	682.00	3 410.09	3 410.09	2 314.79
Sep 2012	8 426.00	1 301.52	1 217.37	4 275.41	1 600.00	4 032.00	3 488.40	1 341.60	2 325.62	569.00	3 300.09	3 300.09	2 303.25
Oct 2012	8 426.00	1 685.30	1 051.92	4 434.19	2 400.00	5 208.00	6 997.32	1 760.20	2 403.14	760.00	5 612.12	5 612.12	1 849.51
Nov 2012	8 426.00	2 808.12	2 438.93	3 287.41	2 600.00	4 022.00	6 840.00	1 804.90	2 325.62	1 132.00	6 228.01	6 228.01	2 660.60
Dic 2012	8 426.00	4 478.91	2 716.72	2 737.60	2 800.00	5 040.00	8 855.06	2 742.70	2 403.14	1 306.00	7 372.60	7 372.60	2 926.79
Ene 2013	8 275.00	5 181.31	4 212.40	3 862.00	3 800.00	6 480.00	6 128.64	3 230.30	2 170.58	1 175.00	6 659.13	6 659.13	2 652.90
Feb 2013	7 626.00	4 064.23	2 915.22	4 376.44	3 600.00	4 464.00	6 431.88	3 230.30	2 403.14	1 300.00	7 372.60	7 372.60	2 936.32
Mar 2013	8 426.00	4 327.28	3 733.39	4 549.91	2 000.00	2 760.00	6 429.63	3 051.10	2 325.62	1 200.00	7 134.78	7 134.78	2 841.60
Abr 2013	8 424.00	4 040.19	3 320.00	5 810.47	2 800.00	2 268.00	6 429.63	3 051.10	2 325.62	1 200.00	7 134.78	7 134.78	2 841.60

La proyección de los costos marginales en US\$/MW.h determinada por el COES se presenta en el siguiente cuadro:



CMg Barra Proyecto (US\$/MWh)

FECHA	Cogeneración Paramonga Exact 138 kV	CH Santa Cruz I Huastanca 138 kV	CH Santa Cruz I Huastanca 138 kV	CH Pechos 2 Huasaca 220 kV	CH Rencador Paramonga 720 kV	CH La Joya Repalición 138 kV	CH Carhuaquero IV Carhuaquero 220 kV	CH Caña Brava Carhuaquero 220 kV	CT Huaycoloro	CH Purmacana Paramonga Nueva 220 kV	CH Huasahuasi I Caipa 138kV	CH Huasahuasi II Cerpa 138kV	CH Nuevo Imperial Cameta 220kV
Mar 2012	24.09	24.53	24.53	30.00	24.09	24.07	24.59	24.59	23.08	24.09	23.11	23.11	22.00
Abr 2012	23.37	24.71	24.71	31.31	23.37	23.07	24.84	24.84	22.37	23.37	22.28	22.28	22.19
May 2012	32.54	33.75	33.75	42.98	32.54	32.00	40.05	40.05	31.18	32.54	31.21	31.21	30.82
Jun 2012	35.03	37.07	37.07	47.40	35.03	41.94	45.18	45.18	33.50	35.03	33.44	33.44	33.25
Jul 2012	31.19	33.38	33.38	41.68	31.19	30.58	39.90	39.90	29.68	31.19	29.94	29.94	29.53
Ago 2012	37.04	39.85	39.85	51.91	37.04	42.67	49.19	49.19	35.10	37.04	35.31	35.31	34.90
Sep 2012	36.41	38.52	38.52	39.22	36.41	33.34	37.37	37.37	27.07	36.41	27.39	27.39	26.98
Oct 2012	26.92	28.48	28.48	35.93	26.92	31.77	34.24	34.24	25.73	26.92	26.00	26.00	25.60
Nov 2012	27.49	27.25	27.25	32.92	27.49	33.16	31.42	31.42	27.64	27.49	27.79	27.79	27.43
Dic 2012	19.55	19.41	19.41	23.53	19.55	23.85	22.43	22.43	18.68	19.55	19.74	19.74	19.55
Ene 2013	22.07	19.92	19.92	24.05	22.07	24.29	22.92	22.92	20.18	22.07	20.24	20.24	20.00
Feb 2013	19.33	18.22	18.22	22.29	19.33	22.11	21.20	21.20	18.48	19.33	18.48	18.48	18.31
Mar 2013	21.21	21.08	21.08	25.03	21.21	20.04	24.41	24.41	21.05	21.21	21.45	21.45	21.22
Abr 2013	21.19	21.14	21.14	25.44	21.19	20.67	24.22	24.22	21.13	21.19	21.25	21.25	20.99

4.3.2. Información para estimar los Ingresos por Potencia:

Se está considerando los siguientes precios de potencia y potencias firmes:

	mar '12 - abr '13	Potencia Firme
	\$/kV-mes	kW
Cogeneración Paramonga I	17,41	9 681,0
CH Santa Cruz II	17,27	2 575,1
CH Santa Cruz I	17,27	2 218,4
CH Pechos 2	17,50	5 302,4
CH Rencador	17,41	1 603,4
CH La Joya	16,49	3 896,3
CH Carhuaquero IV	16,53	0,0
CH Caña Brava	16,53	5 671,2
CT Huaycoloro	17,48	3 095,8
CH Purmacana	17,12	355,2
C.H. Huasahuasi I	16,74	2 574,1
C.H. Huasahuasi II	16,74	2 574,1
C.H. Nuevo Imperial	16,90	2 500,0

Datos generales: Margen de reserva y factor de incentivo al despacho.

FECHA	Factores	
	Margen de Reserva	Factor Incentivo al despacho
Mar 2012	27%	0%
Abr 2012	27%	0%
May 2012	27%	0%
Jun 2012	27%	0%
Jul 2012	27%	0%
Ago 2012	27%	0%
Sep 2012	27%	0%
Oct 2012	27%	0%
Nov 2012	27%	0%
Dic 2012	27%	0%
Ene 2013	27%	0%
Feb 2013	27%	0%
Mar 2013	27%	0%
Abr 2013	27%	0%

4.4. Liquidación de año tarifario anterior.

El presente informe incluye la liquidación estimada del año tarifario mayo 2011 – abril 2012 considerando datos proyectados para marzo y abril del 2012.

Para las centrales que iniciaron operaciones durante el año tarifario mayo 2011 – abril 2012, el cálculo propuesto del factor de corrección considera las alícuotas de la energía adjudicada correspondiente al periodo de operación.



Así para la CT Huaycoloro se ha considerado la fracción (19/30/12+5/12) de la energía adjudicada tomando en cuenta el inicio de operación como central RER el 12.11.2011.

Para las C.H. Huasahuasi I y II se ha considerado la fracción (6/30/12) de la energía adjudicada tomando en cuenta el inicio de operación como centrales RER previsto para el 25.04.2012.

Para las C.H. Nueva Imperial se ha considerado la fracción (16/30/12) de la energía adjudicada tomando en cuenta el inicio de operación como centrales RER previsto para el 15.04.2012.

Las CHs Santa Cruz I y Santa Cruz II, mediante la Resolución OSINERGMIN N° 101-2012-OS/GG obtuvieron la calificación de fuerza mayor a partir del 8 de febrero del 2012. Por lo tanto a partir de dicha fecha se ha consignado Energía Dejada de Inyectar para ambas centrales.

La propuesta de cálculo de factores de corrección para la liquidación del año tarifario mayo 2011 – abril 2012 es el siguiente:

Cumplimiento de compromiso (may'11 - abr'12)

	Energ. Adjudic. / aliquota MWh	Cumplimiento proyectado MWh (*)	F. de corrección proyectado.
Cogeneración Paramonga I	115 000,00	86 843,47	0,7552
CH Santa Cruz II	33 000,00	33 000,00	1,0000
CH Santa Cruz I	29 500,00	29 500,00	1,0000
CH Poéchos 2	50 000,00	50 000,00	1,0000
CH Roncador	28 120,00	19 371,08	0,6889
CH La Joya	54 662,00	41 261,48	0,7548
CH Carhuaquero IV	66 500,00	66 500,00	1,0000
CH Caña Brava	21 500,00	21 500,00	1,0000
CT Huaycoloro	13 282,93	12 875,22	0,9693
CH Purmacana	9 000,00	6 706,20	0,7451
C.H. Huasahuasi I	708,33	708,33	1,0000
C.H. Huasahuasi II	708,33	708,33	1,0000
C.H. Nuevo Imperial	1 111,11	1 041,92	0,9377

(*) Incluye la Energía Dejada de Inyectar

La liquidación del año tarifario mayo 2011 – abril 2012 incluye la liquidación de los años tarifarios anteriores actualizadas por la tasa correspondiente.

4.5. Datos de los resultados de la operación en el Mercado de Corto Plazo

Los resultados del MCP correspondientes a las unidades RER del periodo abril de 2010 – febrero de 2012 se encuentran en el Anexo 2 del presente Informe Técnico, los cuales consideran la información de los últimos recálculos de cada mes. Asimismo se está ajustando los ingresos por energía considerando aquellos ingresos hasta cumplir la energía adjudicada⁽¹⁾.

¹ El ajuste se realiza para las centrales Santa Cruz I y II de acuerdo a lo indicado en la carta COES/D/DO-120-2012, CH Caña Brava y CH Carhuaquero IV



Los resultados del MCP presentados en el presente informe considera actualización en los siguientes meses⁽²⁾:

Mes	Rubro
Febrero 2011	Ingresos por energía de la C.H. Caña Brava (ingresos hasta cumplir la energía adjudicada)
Mazo 2011	Ingresos por energía de las C.H. Caña Brava y Santa Cruz II (ingresos hasta cumplir la energía adjudicada)
Abril 2011	Ingresos por energía de las C.H. Caña Brava, Santa Cruz I, Santa Cruz II y Carhuaquero IV (ingresos hasta cumplir la energía adjudicada)
Noviembre 2011	Ingresos por energía debido a recálculo del costo marginal.

Los informes y los archivos de cálculo de donde se extrajo la información para elaborar los cuadros del Anexo 1 corresponden a las valorizaciones de las transferencias las que se encuentran publicadas en el siguiente enlace de la página web del COES:

<http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/valorizacion/Valorizacion.aspx>

5. Resultado de la operación ejecutada/proyectada de las centrales RER.

La energía neta inyectada por las centrales de generación RER hasta igualar la Energía Adjudicada se encuentra en el cuadro 5.1 del Anexo 1 y la Energía dejada de inyectar por causas ajenas se presenta en el siguiente cuadro:

FECHA	Entrega Dejada de Inyectar (MW.h)									
	Cogeneración Paramonga 1 Paramonga Ejec. 138 kV	CH Santa Cruz I Hualanca 138 kV	CH Santa Cruz I Hualanca 138 kV	CH Poochos 2 Puta Oeste 220 kV	CH Rencacor Paramonga N 220 kV	CH La Joya Reparticón 138 kV	CH Carhuaquero IV Carhuaquero 220 kV	CH Caña Brava Cachuaquero 220 kV	CT Hualcoidro Cajamarquilla 220 kV	CH Purmacana Paramonga Nueva 220 kV
May 2011	Ejec.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Jun 2011	Ejec.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	510.8	0.0	0.0
Jul 2011	Ejec.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.2	0.0	0.0
Ago 2011	Ejec.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sep 2011	Ejec.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Oct 2011	Ejec.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nov 2011	Ejec.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Dic 2011	Ejec.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ene 2012	Ejec.	0.0	0.0	0.0	0.0	22.3	0.0	0.0	0.0	0.0
Feb 2012	Ejec.	0.0	3917.2	3518.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Mar 2012	Proy.		5328.0	4824.0						
Abr 2012	Proy.		4084.0	3643.0						
May 2012	Proy.		2402.4	2470.5						
Jun 2012	Proy.		1656.5	1487.8						
Jul 2012	Proy.		1519.5	1321.3						
Ago 2012	Proy.									
Sep 2012	Proy.									
Oct 2012	Proy.									
Nov 2012	Proy.									
Dic 2012	Proy.									
Ene 2013	Proy.									
Feb 2013	Proy.									
Mar 2013	Proy.									
Abr 2013	Proy.									

² La actualización de los resultados del MCP es respecto a los resultados presentados en el Anexo 1 de la carta COES/D/DO-028-2012.



La evaluación proyectada del cumplimiento del compromiso de entrega de la energía adjudicada para el periodo mayo 2012 – abril 2013 es la siguiente:

Cumplimiento de compromiso (may'12 - abr'13)

	Energ. Adjudic. / aliquota. MW.h	Cumplimiento proyectado. MW.h (*)	F. de corrección proyectado.
Cogeneración Paramonga I	115 000,00	94 349,00	0,8204
CH Santa Cruz II	33 000,00	33 000,00	1,0000
CH Santa Cruz I	29 500,00	29 500,00	1,0000
CH Pochos 2	50 000,00	50 000,00	1,0000
CH Roncador	28 120,00	28 120,00	1,0000
CH La Joya	54 662,00	54 662,00	1,0000
CH Carhuaquero IV	66 500,00	66 500,00	1,0000
CH Caña Brava	21 500,00	21 500,00	1,0000
CT Huaycoloro	28 295,00	28 295,00	1,0000
CH Purmacana	9 000,00	9 000,00	1,0000
C.H. Huasahuasi I	42 500,00	42 500,00	1,0000
C.H. Huasahuasi II	42 500,00	42 500,00	1,0000
C.H. Nuevo Imperial	25 000,00	25 000,00	1,0000

(*) Incluye la Energía Dejada de Inyectar

Los cuadros con los resultados de la operación ejecutada/proyectada de las centrales RER se adjuntan en el Anexo 1 del presente informe, el cual contiene la siguiente información:

- Cuadro 5.1: La Inyección Neta ejecutada y proyectada en MW.h para el periodo abril 2010 – abril 2013.
- Cuadro 5.2: Los ingresos de los Generadores RER derivados del Cargo por Prima en US\$.
- Cuadro 5.3: Los ingresos totales en el Mercado de Corto Plazo de las centrales RER en US\$.
- Cuadro 5.4: La valorización de la Inyección Neta ejecutada/proyectada a tarifa de adjudicación en US\$.
La tarifa de adjudicación está ajustada por los factores de corrección proyectados para cada periodo tarifario correspondiente.
- Cuadro 5.5: El saldo mensual a compensar (SMC) y el saldo mensual a compensar estimado (SMCe) según lo establecido en el Art. 4° del "Procedimiento de cálculo de la Prima para la generación RER" se presenta en el siguiente cuadro:

6. Estimación de la Prima.

El valor de la Prima de cada central de generación RER para el periodo tarifario mayo 2012 – abril 2013 esta dado por la suma del Saldo por Prima Estimado – SPE (mayo 2012 – abril 2013) cuyo cálculo está definido en los numerales 4.1 y 4.2 del Procedimiento de Cálculo de la Prima RER y la Liquidación de los periodos tarifarios anteriores con valores ejecutados, cuyo cálculo está definido en los numerales 4.3 y 4.4 del Procedimiento.



Los valores resultantes de la estimación de la Prima para el periodo tarifario mayo 2012 – abril 2013 son los siguientes:

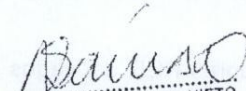
	Liquid. a abr '12 US\$	SPE (may '12 - abr '13) US\$	PRIMA (may '11 - abr '12) US\$
Cogeneración Paramonga I	(391 900,1)	872 595,4	480 695,3
CH Santa Cruz II	77 870,0	760 956,7	838 826,7
CH Santa Cruz I	(163 559,9)	630 124,8	466 564,9
CH Poechos 2	167 726,5	797 321,6	965 048,2
CH Roncador	(290 805,0)	798 603,1	507 798,1
CH La Joya	(474 867,1)	1 223 172,2	748 305,1
CH Carhuaquero IV	322 079,0	2 360 011,3	2 682 090,3
CH Caña Brava	202 299,5	413 448,8	615 748,3
CT Huaycoloro	1 074 933,0	2 054 156,0	3 129 089,1
CH Pumacana	(181 866,8)	257 351,4	75 484,6
C.H. Huasahuasi I	13 976,8	1 110 900,0	1 124 876,8
C.H. Huasahuasi II	13 190,9	1 070 544,6	1 083 735,6
C.H. Nuevo Imperial	21 224,3	566 891,0	588 115,3
TOTAL	390 301,2	12 916 077,0	13 306 378,2

Montos referidos a mayo del 2011

SPE: Saldo de Prima Estimado.

Liquidación con información estimada para marzo y abril de 2012

Lima 22 de marzo de 2012


DR. ADOLFO GARCIA NIETO
 SUB DIRECTOR DE TRANSFERENCIAS
 COES



COES/D/DO/STR-INF-036-2012
ANEXO 1

Item	Descripción	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

Vertical text on the left margin.

Vertical text on the left margin.

Vertical text on the right margin.

ES (00000000)

000122

CUADRO 5.3
INGRESOS TOTALES EN EL MERCADO DE CORTO PLAZO (US\$)

FECHA	Mes	Año	Estado	Generación Pa análoga 170 MW	Ch-Santa Cruz I Hualbamba 130 MW	Ch-Santa Cruz I Hualbamba 130 MW	Ch-Fococho 2 Punta Ocho 200 MW	Ch-Riochay Parramotri 130 MW	Ch-La Joya Parramotri 130 MW	Ch-Cajabambay Cajabambay 200 MW	Ch-Cajabambay Cajabambay 200 MW	Ch-Huacapistán Santa Rosa 200 MW	Ch-Punumbaza Punumbaza 200 MW	Central Hualbamba I Cajabambay 130 MW	Central Hualbamba II Cajabambay 130 MW	Central Hualbamba III Cajabambay 130 MW	
Apr-2010	4	2010	3	Ejec	160,000.00	54,788.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
May-2010	5	2010	2	Ejec	172,000.00	59,400.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Jun-2010	6	2010	2	Ejec	182,000.00	62,600.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Jul-2010	7	2010	2	Ejec	211,000.00	41,600.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Ago-2010	8	2010	2	Ejec	269,000.00	45,400.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Sep-2010	9	2010	2	Ejec	239,000.00	52,100.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Oct-2010	10	2010	2	Ejec	250,000.00	56,500.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Nov-2010	11	2010	2	Ejec	241,000.00	55,500.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Dic-2010	12	2010	2	Ejec	205,000.00	75,000.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Ene-2011	1	2011	2	Ejec	160,000.00	73,700.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Feb-2011	2	2011	2	Ejec	159,000.00	81,700.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Mar-2011	3	2011	2	Ejec	159,000.00	81,700.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Abr-2011	4	2011	2	Ejec	154,000.00	55,600.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
May-2011	5	2011	3	Ejec	219,000.00	50,000.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Jun-2011	6	2011	3	Ejec	237,000.00	48,100.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Jul-2011	7	2011	3	Ejec	173,000.00	45,100.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Ago-2011	8	2011	3	Ejec	201,000.00	42,900.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Sep-2011	9	2011	3	Ejec	201,000.00	42,900.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Oct-2011	10	2011	3	Ejec	200,000.00	44,600.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Nov-2011	11	2011	3	Ejec	156,000.00	70,200.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Dic-2011	12	2011	3	Ejec	208,000.00	69,600.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Ene-2012	1	2012	3	Ejec	202,000.00	101,200.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Feb-2012	2	2012	3	Ejec	160,000.00	29,800.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Mar-2012	3	2012	3	Ejec	160,000.00	29,800.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Abr-2012	4	2012	3	Proyec	235,000.00	0.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
May-2012	5	2012	4	Proyec	177,000.00	0.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Jun-2012	6	2012	4	Proyec	324,000.00	0.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Jul-2012	7	2012	4	Proyec	303,000.00	0.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Ago-2012	8	2012	4	Proyec	281,000.00	0.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Sep-2012	9	2012	4	Proyec	276,000.00	58,300.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Oct-2012	10	2012	4	Proyec	273,000.00	89,600.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Nov-2012	11	2012	4	Proyec	248,000.00	103,000.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Dic-2012	12	2012	4	Proyec	175,000.00	66,200.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Ene-2013	1	2013	4	Proyec	175,000.00	66,200.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Feb-2013	2	2013	4	Proyec	175,000.00	66,200.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Mar-2013	3	2013	4	Proyec	238,000.00	69,800.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00
Abr-2013	4	2013	4	Proyec	228,000.00	61,400.00	1,131.90	1,533.10	60,300.00	156,045.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00	157,000.00





CUADRO 5.4 INYECCION NETA VALORIZADA A TARIFA DE ADJUDICACION (US\$)

Table with columns for Fecha, Mes, Año, Estado, and various regional categories: Copacabana, Chuquisaca, Cochabamba, Beni, Pando, La Paz, Chuquisaca, Santa Cruz, Tarija, Oruro, Potosí, Sucre, and Total. Rows list months from April 2016 to April 2017.

000126

COES/D/DO/STR-INF-036-2012
ANEXO 2



000000

000128

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Feb-12

	Copropiedad Paramonga I Paramonga Extal 138 kV	CH Santa Cruz B Hualtaca 138 kV	CH Santa Cruz I Hualtaca 138 kV	CH Piscocha 2 Pisco Oeste 220 kV	CH Piscocha Paramonga N. 220 kV	CH La Joya Repentinos 138 kV	CH Calbuco Calbuco 220 kV	CH Calbuco Cotacotana 220 kV	CH Huayabuco Cajamancha 220 kV	CH Puntarenas Paramonga Norte 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	6784,5	1333,4	1571,4	4469,9	1705,3	2393,5	5429,0	0	2562,6	612,6
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	-6784,5	1333,4	1571,4	4469,9	1705,3	2393,5	5429,0	0	2562,6	612,6
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA \$:										
Energía de energía a CMG	341.152,65	70.439,78	59.033,36	250.770,13	93.473,38	169.776,25	127.274,20	133.143,95	145.433,11	52.632,75
Retorno de Cambios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Suba SPT/ST										
Manten. Corta Plazo/Paradas										
Comp. Reg. Financiera										
Total Energía	341.152,65	70.439,78	59.033,36	250.770,13	93.473,38	169.776,25	127.274,20	133.143,95	145.433,11	52.632,75
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA \$:										
MCP	137.143,42	5.555,00	4.247,99	11.001,84	21.520,04	36.552,47	3,47	23.691,41	42.761,50	4.307,29
MCP	20,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Potencia	157.163,42	5.555,00	4.247,99	11.001,84	21.520,04	36.552,47	3,47	23.691,41	42.761,50	4.307,29
Ingresos en el MCP - RER	545.396,41	70.439,78	67.558,12	652.071,43	115.162,42	216.228,67	127.274,20	133.143,95	145.433,11	52.632,75
Índice del Cargo por Potencia (\$)	0,00	168,750,71	224,280,29	442,031,10	136,00	620,290,99	324,139,41	127,274,20	363,1	91,621,51

Informe de referencia
 COES-D-DO-SIR-INF-025-2012-03 TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 COES-D-DO-SIR-INF-024-2012-03 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Ene-12

	Copropiedad Paramonga I Paramonga Extal 138 kV	CH Santa Cruz B Hualtaca 138 kV	CH Santa Cruz I Hualtaca 138 kV	CH Piscocha 2 Pisco Oeste 220 kV	CH Piscocha Paramonga N. 220 kV	CH La Joya Repentinos 138 kV	CH Calbuco Calbuco 220 kV	CH Calbuco Cotacotana 220 kV	CH Huayabuco Cajamancha 220 kV	CH Puntarenas Paramonga Norte 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	8018,7	5425,1	4716,0	6859,9	2425,8	5224,4	1448,3	1330,0	2574,4	404,7
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	8018,7	5425,1	4716,0	6859,9	2425,8	5224,4	1448,3	1330,0	2574,4	404,7
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA \$:										
Energía de energía a CMG	407.291,54	275.646,62	245.076,29	332.211,60	135.623,50	250.231,94	101.015,05	101.493,29	135.314,28	31.803,74
Retorno de Cambios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Suba SPT/ST										
Manten. Corta Plazo/Paradas										
Comp. Reg. Financiera										
Total Energía	407.291,54	275.646,62	245.076,29	332.211,60	135.623,50	250.231,94	101.015,05	101.493,29	135.314,28	31.803,74
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA \$:										
MCP	143.926,59	54.247,03	29.611,64	21.420,98	25.553,63	55.477,42	1,81	22.201,24	32.750,13	4.307,29
MCP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Potencia	143.926,59	54.247,03	29.611,64	21.420,98	25.553,63	55.477,42	1,81	22.201,24	32.750,13	4.307,29
Ingresos en el MCP - RER	515.158,13	313.913,25	272.549,01	403.682,49	161.177,13	285.769,36	101.015,05	101.493,29	135.314,28	31.803,74
Índice del Cargo por Potencia (\$)	28,84	58,053,68	114,270,42	239,391,92	160,221,02	552,251,92	620,290,99	127,274,20	363,1	91,621,51

Informe de referencia
 COES-D-DO-SIR-INF-014-2012-03 TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 COES-D-DO-SIR-INF-014-2012-03 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA



000129

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)

Dic-11

Compañía Paramonga S.A. 138 kV	CH Santa Cruz II Hualtaca 138 kV	CH Santa Cruz I Hualtaca 138 kV	CH Pichiza 2 Pura Ochoa 220 kV	CH Hualcaca Paramonga N 220 kV	CH La Jota Hualcaca 138 kV	CH Callesobro IV Caltapuzco 220 kV	CH Cofa Brava Caltapuzco 220 kV	CH Huayllay Caltapuzco 220 kV	CH Pumacana Paramonga Nueva 220 kV	
ENERGÍA INYECTADA (MW h)	6277,2	4283,8	3787,7	4316,9	2203,3	4935,9	718,12	3323,1	1906,6	410,8
ENERGÍA RETIRADA (MW h)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MW h)	6277,2	4283,8	3787,7	4316,9	2203,3	4935,9	718,12	3323,1	1906,6	410,8
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA DE Entrega de energía a CMU Retiro de Corvales	435 895,59	210 274,61	165 432,47	230 819,83	190 254,77	248 122,69	411 042,54	189 392,74	104 349,87	20 288,44
Saldo SIM 1911	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
México Carga Arzobispo-Paracas Comp Reg Frecuencia	435 895,59	210 274,61	165 432,47	230 819,83	190 254,77	248 122,69	411 042,54	189 392,74	104 349,87	20 288,44
Total Energía	435 895,59	210 274,61	165 432,47	230 819,83	190 254,77	248 122,69	411 042,54	189 392,74	104 349,87	20 288,44
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE IGPF	147 119,146	21 769,52	22 432,136	71 261,136	7 144,31	18 436,95	3,09	72 999,10	41 082,192	4 674,04
IAPG	2071	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Potencia	147 120,146	21 769,52	22 432,136	71 261,136	7 144,31	18 436,95	3,09	72 999,10	41 082,192	4 674,04
Ingresos en el MDP - RER	502 641,16	244 354,73	174 052,49	241 943,72	197 400,08	270 461,21	411 042,54	201 351,94	104 349,87	24 974,10
Ingreso del Cargo por Potencia (B)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Informe de referencia
COESD-005174-01-01-2012 TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
COESD-005174-01-01-2012 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)

Nov-11

Compañía Paramonga S.A. 138 kV	CH Santa Cruz II Hualtaca 138 kV	CH Santa Cruz I Hualtaca 138 kV	CH Pichiza 2 Pura Ochoa 220 kV	CH Hualcaca Paramonga N 220 kV	CH La Jota Hualcaca 138 kV	CH Callesobro IV Caltapuzco 220 kV	CH Cofa Brava Caltapuzco 220 kV	CH Huayllay Caltapuzco 220 kV	CH Pumacana Paramonga Nueva 220 kV	
ENERGÍA INYECTADA (MW h)	4246,0	2363,0	1050,0	3471,3	1323,4	2476,4	6397,6	1879,6	1008,0	361,8
ENERGÍA RETIRADA (MW h)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MW h)	4246,0	2363,0	1050,0	3471,3	1323,4	2476,4	6397,6	1879,6	1008,0	361,8
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA DE Entrega de energía a CMU Retiro de Corvales	334 419,85	172 537,43	140 258,59	282 011,19	91 755,51	189 623,48	522 415,89	176 537,61	78 536,63	23 355,40
Saldo SIM 1911	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
México Carga Arzobispo-Paracas Comp Reg Frecuencia	334 419,85	172 537,43	140 258,59	282 011,19	91 755,51	189 623,48	522 415,89	176 537,61	78 536,63	23 355,40
Total Energía	334 419,85	172 537,43	140 258,59	282 011,19	91 755,51	189 623,48	522 415,89	176 537,61	78 536,63	23 355,40
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE IGPF	84 203,136	31 482,136	29 499,31	71 875,60	7 673,73	18 758,1	0,00	22 676,29	29 019,29	4 753,11
IAPG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Potencia	84 203,136	31 482,136	29 499,31	71 875,60	7 673,73	18 758,1	0,00	22 676,29	29 019,29	4 753,11
Ingresos en el MDP - RER	820 139,85	203 881,63	169 758,00	353 886,79	109 429,24	208 381,58	522 415,89	201 216,60	104 216,60	28 128,51
Ingreso del Cargo por Potencia (B)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Informe de referencia
COESD-005174-01-01-2011 TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
COESD-005174-01-01-2011 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA



000130

000130

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (incluye Ingresos por Potencia)

Oct-11

	Compañía Paramonga I Paramonga 600 138 kV	CH Santa Cruz II Huachaca 138 kV	CH Santa Cruz I Huachaca 138 kV	CH Pichincha 2 Elvira 220 kV	CH Huancayo Paramonga N. 220 Paramonga 138 kV	CH La Oroya República 138 kV	CH Cuzco Cuzco 220 Cuzco 138 kV	CH Cuzco Cuzco 220 Cuzco 138 kV	CH Huancayo Cuzco 220 Cuzco 138 kV	CH Huancayo Cuzco 220 Cuzco 138 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	6516.6	1584.4	1091.4	4774.4	1888.0	2169.5	6423.4	1983.0	0.0	339.0
ENERGÍA RESTRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	6516.6	1584.4	1091.4	4774.4	1888.0	2169.5	6423.4	1983.0	0.0	339.0
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA \$:										
Envío de energía a CMG	428 503.38	86 748.53	74 954.62	324 859.74	15 777.35	236 957.86	439 743.58	137 599.69	0.00	21 112.08
Rebajas de Contratos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Saldo IPT/SST										
Misma Carga/Arrendo/Perdas										
Comp Reg Frecuencia										
Total Energía	428 503.38	86 748.53	74 954.62	324 859.74	15 777.35	236 957.86	439 743.58	137 599.69	0.00	21 112.08
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA \$:										
IGPF	176 527.16	31 243.07	29 519.74	13 672.59	21 107.74	39 476.35	80.00	22 547.16	0.00	4 497.24
IAPG	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Potencia	176 527.16	31 243.07	29 519.74	13 672.59	21 107.74	39 476.35	80.00	22 547.16	0.00	4 497.24
Ingresos netos MCP - RER	541 976.22	117 991.60	104 474.36	338 492.23	15 777.35	236 957.86	439 743.58	137 599.69	0.00	25 609.32
Energy del Cargo por Prima (S/)	188 679.94	226 000.00	109 659.00	55 629.94	60 404.90	68 926.47	137 859.90	70 219.60	0.00	44 279.94

Informe de referencia
COES/DOSTR-279-2011-06
COES/DOSTR-279-2011-06

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (incluye Ingresos por Potencia)

Sep-11

	Compañía Paramonga I Paramonga 600 138 kV	CH Santa Cruz II Huachaca 138 kV	CH Santa Cruz I Huachaca 138 kV	CH Pichincha 2 Elvira 220 kV	CH Huancayo Paramonga N. 220 Paramonga 138 kV	CH La Oroya República 138 kV	CH Cuzco Cuzco 220 Cuzco 138 kV	CH Cuzco Cuzco 220 Cuzco 138 kV	CH Huancayo Cuzco 220 Cuzco 138 kV	CH Huancayo Cuzco 220 Cuzco 138 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	6729.7	893.6	691.7	4394.4	1219.3	2176.8	4823.2	1945.0	0.0	319.0
ENERGÍA RESTRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	6729.7	893.6	691.7	4394.4	1219.3	2176.8	4823.2	1945.0	0.0	319.0
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA \$:										
Envío de energía a CMG	629 172.30	77 995.71	68 691.58	444 615.30	159 926.69	236 403.66	472 466.72	137 464.60	0.00	27 745.39
Rebajas de Contratos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Saldo IPT/SST										
Misma Carga/Arrendo/Perdas										
Comp Reg Frecuencia										
Total Energía	629 172.30	77 995.71	68 691.58	444 615.30	159 926.69	236 403.66	472 466.72	137 464.60	0.00	27 745.39
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA \$:										
IGPF	173 001.74	31 003.27	28 516.94	13 672.59	21 107.74	39 476.35	80.00	22 547.16	0.00	4 497.24
IAPG	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Potencia	173 001.74	31 003.27	28 516.94	13 672.59	21 107.74	39 476.35	80.00	22 547.16	0.00	4 497.24
Ingresos netos MCP - RER	535 570.56	106 992.44	90 174.64	330 942.71	138 818.95	206 927.31	472 466.72	137 464.60	0.00	23 248.15
Energy del Cargo por Prima (S/)	188 679.94	226 000.00	109 659.00	55 629.94	60 404.90	68 926.47	137 859.90	70 219.60	0.00	44 279.94

Informe de referencia
COES/DOSTR-279-2011-06
COES/DOSTR-279-2011-06

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA



000131

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Ago-11

Organización	CH Santa Cruz II	CH Santa Cruz I	CH Potosí 2	CH Huacacoma	CH La Joya	CH Chuquisaca	CH Carta Brava	CH Huayabombó	CH Puno
Parámetros	138 kV	138 kV	220 kV	138 kV	138 kV	220 kV	220 kV	220 kV	220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	700.0	1382.2	1529.4	327.1	1600.9	2178.1	1805.8	799.3	0.0
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	365.7
ENERGÍA NETA INYECTADA (MWh)	700.0	1382.2	1529.4	327.1	1600.9	2178.1	1805.8	799.3	365.7
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA DE:									
Energía de energía a CMG	574 920.65	109 169.08	93 369.20	348 753.44	135 543.31	207 193.37	167 591.44	80 058.50	0.00
Redes de Cobertura	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema SPT/GAT									
Misma Carga/Antenas-Paradas									
Comp. Reg. Frecuencia									
Total Energía	574 920.65	109 169.08	93 369.20	348 753.44	135 543.31	207 193.37	167 591.44	80 058.50	0.00
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE:									
IGPF	118 176.20	26 912.00	26 618.40	40 374.11	23 573.00	32 073.67	0.00	47 294.50	0.00
IGPF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Potencia	118 176.20	26 912.00	26 618.40	40 374.11	23 573.00	32 073.67	0.00	47 294.50	0.00
Ingresos en el MCP - RER	714 999.27	158 081.08	119 987.60	482 127.55	159 116.31	240 267.04	167 591.44	80 058.50	0.00
Ingreso del Cargo por Potencia (SI)	258 162.57	209 784.30	183 761.60	511 400.00	42 906.57	111 264.12	0.00	114 400.00	0.00

Informe de Referencia
COES/D/O/STR-194-2011-R1 TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
COES/D/O/STR-194-2011-R1 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Jul-11

Organización	CH Santa Cruz II	CH Santa Cruz I	CH Potosí 2	CH Huacacoma	CH La Joya	CH Chuquisaca	CH Carta Brava	CH Huayabombó	CH Puno
Parámetros	138 kV	138 kV	220 kV	138 kV	138 kV	220 kV	220 kV	220 kV	220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	692.0	1072.2	1371.7	520.2	1599.7	2475.2	2094.7	901.1	0.0
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	351.1
ENERGÍA NETA INYECTADA (MWh)	692.0	1072.2	1371.7	520.2	1599.7	2475.2	2094.7	901.1	351.1
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA DE:									
Energía de energía a CMG	557 166.31	92 162.46	75 984.21	340 961.65	127 290.91	189 837.32	141 586.99	101 061.28	0.00
Redes de Cobertura	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema SPT/GAT									
Misma Carga/Antenas-Paradas									
Comp. Reg. Frecuencia									
Total Energía	557 166.31	92 162.46	75 984.21	340 961.65	127 290.91	189 837.32	141 586.99	101 061.28	0.00
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE:									
IGPF	117 296.22	31 432.00	28 478.00	162 034.98	25 236.00	35 724.59	0.00	71 790.50	0.00
IGPF	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Potencia	117 296.22	31 432.00	28 478.00	162 034.98	25 236.00	35 724.59	0.00	71 790.50	0.00
Ingresos en el MCP - RER	674 466.59	129 654.46	102 066.21	411 981.65	127 147.47	176 161.81	141 586.99	101 061.28	0.00
Ingreso del Cargo por Potencia (SI)	241 070.77	194 481.30	169 761.60	493 800.00	44 157.67	111 164.12	0.00	114 400.00	0.00

Informe de Referencia
COES/D/O/STR-194-2011-R1 TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
COES/D/O/STR-194-2011-R1 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA



COES/D/O/STR-194-2011-R1

000132

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Jun-11

	Generación	CH Santa Cruz I	CH Santa Cruz I	CH Potosí 2	CH Tacacacha	CH La Paja	CH Caraculpa I	CH Santa Cruz	CH Huayabombó	CH Potosí 1
	Parahonga I Parahonga Ext. 138 kV	Huancabamba 138 kV	Huancabamba 138 kV	Huancabamba 220 kV	Parahonga N. 220 kV	República 138 kV	Caraculpa 220 kV	Caraculpa 220 kV	Caraculpa 220 kV	Caraculpa 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	7414.6	1872.2	1387.3	1090.8	674.5	2342.8	8088.8	2043.1	0.00	431.5
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	7414.6	1872.2	1387.3	1090.8	674.5	2342.8	8088.8	2043.1	0.00	431.5
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA DE Entrega de energía a CMG	510 486.19	117 126.83	87 582.33	419 042.42	137 736.75	174 134.32	483 222.83	155 666.74	0.00	25 816.40
Redes de Comarcas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Saldo EPT 001										
Mantenimiento Atenuación Potencia										
Costo Marginal Incremental										
Total Energía	510 486.19	117 126.83	87 582.33	419 042.42	137 736.75	174 134.32	483 222.83	155 666.74	0.00	25 816.40
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE RPM	121 124.88	11 507.79	12 467.31	19 086.67	14 860.98	27 474.64	30.00	50 311.77	0.00	2036.50
APG	19 403.47	7 821.42	1 191.11	11 046.10	7 367.16	12 871.50	12 244.45	11 246.12	0.00	1 126.12
Total Potencia	742 586.27	136 435.64	100 316.47	438 129.19	152 597.73	191 608.96	493 252.83	166 912.86	0.00	25 942.90
Ingresos en el MCP - RER	979 268.40	155 811.06	128 320.16	159 133.25	149 834.89	211 431.57	158 478.25	109 071.03	0.00	45 187.10
Costo Marginal Incremental (RER)	107 192.12	162 635.80	159 431.10	150 837.10	80 219.23	186 481.40	164 139.62	117 384.93	0.00	19 126.13

Nombre de referencias
COES-DOSRTR-INE 2011-09
COES-DOSRTR-INE 2011-01

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
May-11

	Generación	CH Santa Cruz I	CH Santa Cruz I	CH Potosí 2	CH Tacacacha	CH La Paja	CH Caraculpa I	CH Santa Cruz	CH Huayabombó	CH Potosí 1
	Parahonga I Parahonga Ext. 138 kV	Huancabamba 138 kV	Huancabamba 138 kV	Huancabamba 220 kV	Parahonga N. 220 kV	República 138 kV	Caraculpa 220 kV	Caraculpa 220 kV	Caraculpa 220 kV	Caraculpa 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	8699.2	2487.2	2095.0	675.6	1510.5	2138.7	12770.4	3231.8	0.00	383.0
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	8699.2	2487.2	2095.0	675.6	1510.5	2138.7	12770.4	3231.8	0.00	383.0
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA DE Entrega de energía a CMG	444 104.15	124 140.81	100 972.40	319 574.99	89 284.63	174 211.92	181 911.44	160 640.90	0.00	18 628.89
Redes de Comarcas	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Saldo EPT 001										
Mantenimiento Atenuación Potencia										
Costo Marginal Incremental										
Total Energía	444 104.15	124 140.81	100 972.40	319 574.99	89 284.63	174 211.92	181 911.44	160 640.90	0.00	18 628.89
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE RPM	121 059.87	11 510.11	12 134.56	19 086.67	14 860.98	27 474.64	30.00	50 311.77	0.00	2036.50
APG	19 403.47	7 821.42	1 191.11	11 046.10	7 367.16	12 871.50	12 244.45	11 246.12	0.00	1 126.12
Total Potencia	160 266.81	17 151.64	13 421.23	30 132.87	22 228.14	40 346.14	42 254.92	61 557.89	0.00	3 162.62
Ingresos en el MCP - RER	107 170.68	162 742.08	138 816.91	169 421.01	121 126.66	186 280.61	167 478.25	109 071.03	0.00	45 187.10
Costo Marginal Incremental (RER)	107 192.12	162 635.80	159 431.10	150 837.10	80 219.23	186 481.40	164 139.62	117 384.93	0.00	19 126.13

Nombre de referencias
COES-DOSRTR-INE 2011-01
COES-DOSRTR-INE 2011-01

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA



Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Abr-11

	Compañía Paramonga 1 Paramonga 138 kV	CH Santa Cruz F Huancabamba 138 kV	CH Santa Cruz I Huancabamba 138 kV	CH Piscoch 2 Pura Cuzco 220 kV	CH Runcos Paramonga N. 220 kV	CH La Joya Repasoche 138 kV	CH Cotacamburo Cotacamburo 220 kV	CH Cacha Brava Cotacamburo 220 kV	CH Huayabamba Cajamarca 220 kV	CH Pucallanca Paramonga Nueva 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MW/h)	8173.5	4753.7	3044.8	5515.8	1506.6	2270.3	2233.5	2119.3	0.0	477.0
ENERGÍA RECHAZADA (MW/h)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MW/h)	8173.5	4753.7	3044.8	5515.8	1506.6	2270.3	2233.5	2119.3	0.0	477.0
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA \$:										
Energía de energía a LMG	389 148.63	0.00	116 360.48	208 493.89	24 943.04	112 992.95	235 252.21	0.00	0.00	21 876.74
Horario de Consumo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema SPT/IGST										
Módulo Carga/Anticargas Paradas										
Comp. Reg. Frecuencia										
Total Energía	389 148.63	0.00	116 360.48	208 493.89	24 943.04	112 992.95	235 252.21	0.00	0.00	21 876.74
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA \$:										
IGPF	119 299.49	25 194.92	22 029.41	81 110.17	33 949.12	26 092.25	3 000	53 219.31	0.00	3 742.56
IGPF	10 071.95	26 914.50	16 341.74	24 182.77	4 804.12	11 025.24	17 022.62	11 511.33	0.00	2 712.36
Total Potencia	129 371.44	52 109.42	38 371.15	105 292.94	38 753.24	37 117.49	20 022.62	64 730.64	0.00	5 454.92
Ingresos en el MCP - RER	548 419.18	21 034.52	167 533.74	248 291.27	153 483.19	162 710.50	232 249.63	64 730.64	0.00	27 589.58
Costo del Carga por Potencia (\$/h)	541 336.63	0.00	270 519.50	225 220.00	160 612.08	0.00	153 161.7	210 949.42	0.00	0.00

Informe de referencia
 COES/D/DO/STR/108-2011-R3
 COES/D/DO/STR/107-2011-R2

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 *TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Mar-11

	Compañía Paramonga 1 Paramonga 138 kV	CH Santa Cruz F Huancabamba 138 kV	CH Santa Cruz I Huancabamba 138 kV	CH Piscoch 2 Pura Cuzco 220 kV	CH Runcos Paramonga N. 220 kV	CH La Joya Repasoche 138 kV	CH Cotacamburo Cotacamburo 220 kV	CH Cacha Brava Cotacamburo 220 kV	CH Huayabamba Cajamarca 220 kV	CH Pucallanca Paramonga Nueva 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MW/h)	6295.1	4315.9	2616.2	5332.4	1434.7	2276.7	2818.5	2695.5	0.0	108.0
ENERGÍA RECHAZADA (MW/h)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MW/h)	6295.1	4315.9	2616.2	5332.4	1434.7	2276.7	2818.5	2695.5	0.0	108.0
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA \$:										
Energía de energía a LMG	117 974.01	103 602.05	212 089.40	337 988.82	84 570.03	135 164.25	405 591.42	0.00	0.00	5 835.21
Horario de Consumo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema SPT/IGST										
Módulo Carga/Anticargas Paradas										
Comp. Reg. Frecuencia										
Total Energía	117 974.01	103 602.05	212 089.40	337 988.82	84 570.03	135 164.25	405 591.42	0.00	0.00	5 835.21
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA \$:										
IGPF	46 201.75	28 350.54	22 169.81	89 122.03	43 817.18	27 760.31	3 000	50 530.16	0.00	4 041.11
IGPF	34 060.72	25 894.51	29 136.47	33 049.34	4 509.26	12 604.49	27 224.31	18 395.71	0.00	2 911.22
Total Potencia	80 262.47	54 245.05	51 306.28	122 171.37	48 326.44	40 364.80	29 224.31	68 925.87	0.00	6 952.33
Ingresos en el MCP - RER	480 294.74	217 166.76	254 032.63	436 206.21	240 543.47	175 541.44	638 172.73	17 141.66	0.00	1 652.31
Costo del Carga por Potencia (\$/h)	472 997.57	0.00	271 438.19	230 242.94	160 202.24	0.00	605 465.82	211 439.14	0.00	0.00

Informe de referencia
 COES/D/DO/STR/079-2010-R1
 COES/D/DO/STR/078-2010-R2

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 *TRANSFERENCIAS DE POTENCIA



Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Feb-11

Generación	CH Santa Cruz I	CH Santa Cruz I	CH Potosí 2	CH Rosador	CH La Joya	CH Cotacachi	CH Santa Brava
Parámetro E-11	138 kV	138 kV	220 kV	220 kV	138 kV	220 kV	220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	5792.0	4864.8	3295.6	4939.8	1629.9	612.8	7033.6
ENERGÍA RETRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	5792.0	4864.8	3295.6	4939.8	1629.9	612.8	7033.6
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA DE Entrega de energía a CMG	326 011,57	270 442,75	186 637,13	262 910,83	87 911,50	34 754,73	413 524,95
Retorno de Caristas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subto SPT/SST							
Máximo Cargo Anulaciones Paradas							
Carga Hog. Frecuencia							
Total Energía	326 011,57	270 442,75	186 637,13	262 910,83	87 911,50	34 754,73	413 524,95
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE IGPI	86 542,62	13 629,03	22 502,78	52 856,82	19 226,72	27 539,08	53 017,36
IRPG	28 378,56	27 473,13	12 676,69	22 071,42	4 521,77	2 363,24	14 075,84
Total Potencia	114 921,18	41 102,16	35 179,47	74 928,24	23 748,49	30 902,32	67 093,20
Ingresos en el MCP - RER	842 725,49	274 109,44	220 961,75	259 826,24	139 303,24	60 426,13	491 043,01
Índice del Cargo por Prima (S1)	33 207,64	3,42	64 381,00	24 399,83	10 482,24	3,81	146 379,64

Nombre de referencia: TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 COESBIOSTRA 096 2010 R3
 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA
 COESBIOSTRA 096 2010 R2

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Ene-11

Generación	CH Santa Cruz I	CH Santa Cruz I	CH Potosí 2	CH Rosador	CH La Joya	CH Cotacachi	CH Santa Brava
Parámetro E-11	138 kV	138 kV	220 kV	220 kV	138 kV	220 kV	220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	6046,2	4713,7	3568,5	3638,7	1925,6	631	7744,7
ENERGÍA RETRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	6046,2	4713,7	3568,5	3638,7	1925,6	631	7744,7
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA DE Entrega de energía a CMG	169 673,65	214 564,54	164 416,36	85 914,26	91 935,26	0,00	152 136,88
Retorno de Caristas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Subto SPT/SST							
Máximo Cargo Anulaciones Paradas							
Carga Hog. Frecuencia							
Total Energía	169 673,65	214 564,54	164 416,36	85 914,26	91 935,26	0,00	152 136,88
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE IGPI	118 468,34	24 732,74	11 424,96	26 048,89	19 014,26	27 713,02	5,89
IRPG	40 045,42	43 202,74	11 076,68	8 374,92	16 744,51	0,00	0 294,67
Total Potencia	158 513,76	67 935,48	22 501,64	34 423,81	35 758,77	27 713,02	6 100,56
Ingresos en el MCP - RER	229 262,71	267 051,95	204 533,07	174 033,69	125 046,73	27 813,26	499 070,91
Índice del Cargo por Prima (S1)	57 070,26	5,89	20 521,05	10 327,51	13 175,24	4,62	101 220,47

Nombre de referencia: TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 COESBIOSTRA 096 2010 R3
 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA
 COESBIOSTRA 096 2010 R2



000135

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)

Dic-10

Generación Plasmónica I Paratungurahua 138 kV	CH Santa Cruz II Huancabamba 138 kV	CH Santa Cruz I Huancabamba 138 kV	CH Pisco 7 Pisco Oeste 220 kV	CH Tarma Paratungurahua N. 220 kV	CH La Jota República 138 kV	CH Camacuro Catahuasi 220 kV	CH Cacha Bamba Catahuasi 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	8255.2	4541.3	3295.7	987.2	1824.1	0.0	1443.0
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	8255.2	4541.3	3295.7	987.2	1824.1	0.0	1443.0
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA S/							
Energía de entrega a CMg	420 243.14	233 946.36	177 714.30	28 205.81	52 561.70	0.00	393 622.82
Saldo SP-FRST	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Misma Categoría/Arrendos/Pruebas							
Comp Reg Frecuencia							
Total Energía	420 243.14	233 946.36	177 714.30	28 205.81	52 561.70	0.00	393 622.82
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA S/							
IGPF	170 757.66	24 664.66	22 551.56	60 181.33	15 848.33	27 331.50	0.00
IGFC	10 662.68	21 573.00	17 057.79	6 220.00	6 736.33	0.00	18 207.33
Total Potencia	181 420.34	46 237.66	39 609.35	66 401.33	22 584.66	27 331.50	18 207.33
Ingresos en el MCP - RER	577 646.36	262 484.02	211 137.04	145 549.24	124 535.36	17 204.50	147 085.42
Libro de Cargos por Prima (S/)	3064.100	0.00	0.00	30429.700	14 389.12	0.00	287 302.60

Informe de referencia
COES.D.DOSTR.410-2010-R3
COES.D.DOSTR.608-2010-R3

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)

Nov-10

Generación Plasmónica I Paratungurahua 138 kV	CH Santa Cruz II Huancabamba 138 kV	CH Santa Cruz I Huancabamba 138 kV	CH Pisco 7 Pisco Oeste 220 kV	CH Tarma Paratungurahua N. 220 kV	CH La Jota República 138 kV	CH Camacuro Catahuasi 220 kV	CH Cacha Bamba Catahuasi 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	8213.0	4293.0	2722.6	2155.7	978.7	0.0	1106.6
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	8213.0	4293.0	2722.6	2155.7	978.7	0.0	1106.6
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA S/							
Energía de entrega a CMg	621 124.56	214 331.67	177 200.31	163 058.63	62 767.28	0.00	62 003.66
Saldo SP-FRST	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Misma Categoría/Arrendos/Pruebas							
Comp Reg Frecuencia							
Total Energía	621 124.56	214 331.67	177 200.31	163 058.63	62 767.28	0.00	62 003.66
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA S/							
IGPF	110 047.35	24 462.66	22 877.90	50 136.33	18 934.50	27 432.67	0.00
IGFC	41 439.81	3 807.73	6 607.12	1 467.45	5 249.32	0.00	13 137.51
Total Potencia	151 487.16	28 270.39	29 485.02	51 603.78	24 183.82	27 432.67	13 137.51
Ingresos en el MCP - RER	634 762.71	217 352.00	205 215.21	164 765.99	68 016.80	27 432.67	13 137.51
Libro de Cargos por Prima (S/)	342 389.20	0.00	20 747.33	23 473.22	61 740.10	2 783.64	642 781.43

Informe de referencia
COES.D.DOSTR.410-2010-R3
COES.D.DOSTR.608-2010-R3

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA



000136

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Oct-10

	Compañía de Parramonga I Parramonga 138 kV	CH Santa Cruz II Huastanca 138 kV	CH Santa Cruz I Huastanca 138 kV	CH Panchak 2 Pura Ochoa 220 kV	CH Hualcaba Parramonga N. 220 kV	CH La Joya República 138 kV	CH Colchagua Colchagua 220 kV	CH Caba Brava Colchagua 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	7557,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2450,2	1477,2
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENERGÍA NETA INYECTADA (MWh)	7557,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2450,2	1477,2
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA DE Energía de energía a CMG	582 700,18	117 507,22	129 393,49	245 019,11	52 951,55	9 99	153 498,29	516 353,51
Redes de Transporte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Módulo Cargas Armónicas-Pasadas Carga Reg. Frecuencia								
Total Energía	582 700,18	117 507,22	129 393,49	245 019,11	52 951,55	9,99	153 498,29	516 353,51
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE IGPP	193 220,47	24 654,47	27 457,94	61 136,72	12 961,41	27 709,97	0,00	66 603,27
IARG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Potencia	193 220,47	24 654,47	27 457,94	61 136,72	12 961,41	27 709,97	0,00	66 603,27
Ingresos en el MCP - RER	641 526,32	132 161,69	156 851,43	306 155,83	65 912,96	27 709,97	221 421,04	582 956,78
Costo del Cargo por Potencia (C ²)	301 011,76	0,00	129 393,49	245 019,11	12 961,41	27 709,97	62 241,14	17 740,73

Informe de referencia
 COES/D.O/STR-274-2010-R3 TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 COES/D.O/STR-273-2010-R4 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Sep-10

	Compañía de Parramonga I Parramonga 138 kV	CH Santa Cruz II Huastanca 138 kV	CH Santa Cruz I Huastanca 138 kV	CH Panchak 2 Pura Ochoa 220 kV	CH Hualcaba Parramonga N. 220 kV	CH La Joya República 138 kV	CH Colchagua Colchagua 220 kV	CH Caba Brava Colchagua 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	7419,9	1740,0	2479,7	4779,0	549,3	0,0	3676,5	1014,4
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ENERGÍA NETA INYECTADA (MWh)	7419,9	1740,0	2479,7	4779,0	549,3	0,0	3676,5	1014,4
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA DE Energía de energía a CMG	491 456,00	116 556,81	01 073,21	351 776,56	42 544,66	0,00	268 046,75	136 191,35
Redes de Transporte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Módulo Cargas Armónicas-Pasadas Carga Reg. Frecuencia								
Total Energía	491 456,00	116 556,81	01 073,21	351 776,56	42 544,66	0,00	268 046,75	136 191,35
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA DE IGPP	192 501,40	21 777,44	21 208,56	29 451,60	2 073,56	31 764,11	0,00	54 392,93
IARG	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Potencia	192 501,40	21 777,44	21 208,56	29 451,60	2 073,56	31 764,11	0,00	54 392,93
Ingresos en el MCP - RER	639 431,45	138 334,25	128 281,77	481 228,16	64 618,22	31 764,11	268 046,75	190 584,28
Costo del Cargo por Potencia (C ²)	29 127,14	0,00	128 281,77	481 228,16	64 618,22	31 764,11	62 241,14	17 740,73

Informe de referencia
 COES/D.O/STR-274-2010-R3 TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 COES/D.O/STR-273-2010-R4 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA



000137

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Ago-10

	Compañía Paramonga I 138 kV	CH Santa Cruz II Huabancha 138 kV	CH Santa Cruz I Huabancha 138 kV	CH Pucallpa 2 Pura Oestre 220 kV	CH Huancayo Paramonga II 220 kV	CH La Joya República 138 kV	CH Cahuasibamb IV Cahuasibamb 220 kV	CH Casa Blanca Cahuasibamb 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	2268.4	1568.5	1696.2	4297.0	767.9	748.2	1006.7	1811.9
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	2268.4	1568.5	1696.2	4297.0	767.9	748.2	1006.7	1811.9
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA:								
Entrega de energía a CMG	583 235.53	112 280.23	95 840.60	238 981.87	41 611.25	56 728.74	141 483.24	71 731.50
Retorno de Energía	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Saldo SPT (SPT)								
Múltiplo Carga/Atenuación-Paradas								
Comp. Reg. Frecuencia								
Total Energía	583 235.53	112 280.23	95 840.60	238 981.87	41 611.25	56 728.74	141 483.24	71 731.50
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA:								
IGPE	123 040.04	21 817.50	23 516.35	78 308.49	7 536.07	12 521.00	0.00	63 969.10
IAPG	45 654.37	0 174.36	1 611.70	24 217.20	4 029.08	3 479.30	7 486.99	3 426.94
Total Potencia	168 694.41	21 991.86	25 128.05	102 525.69	11 565.15	16 000.30	7 486.99	67 396.04
Ingresos en el MCP - RER	751 935.04	143 272.09	127 127.95	460 811.90	64 226.40	13 820.44	158 071.84	115 478.64
Total del Cargo por Potencia (SPT)	168 694.41	21 991.86	25 128.05	102 525.69	11 565.15	16 000.30	7 486.99	67 396.04

Informe de referencia
 COESD-CO-STR-146-2010-R4
 COESD-CO-STR-146-2010-R4

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Jul-10

	Compañía Paramonga I 138 kV	CH Santa Cruz II Huabancha 138 kV	CH Santa Cruz I Huabancha 138 kV	CH Pucallpa 2 Pura Oestre 220 kV	CH Huancayo Paramonga II 220 kV	CH La Joya República 138 kV	CH Cahuasibamb IV Cahuasibamb 220 kV	CH Casa Blanca Cahuasibamb 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	8049.1	1766.3	1534.0	3243.5	809.6	2309.7	7402.1	1860.2
ENERGÍA RETIRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	8049.1	1766.3	1534.0	3243.5	809.6	2309.7	7402.1	1860.2
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA:								
Entrega de energía a CMG	458 173.17	102 016.35	85 920.58	209 489.80	45 732.11	143 269.82	418 545.69	115 640.29
Retorno de Energía	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Saldo SPT (SPT)								
Múltiplo Carga/Atenuación-Paradas								
Comp. Reg. Frecuencia								
Total Energía	458 173.17	102 016.35	85 920.58	209 489.80	45 732.11	143 269.82	418 545.69	115 640.29
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA:								
IGPE	107 853.03	21 765.44	23 384.42	71 861.01	10 556.27	32 526.06	0.00	56 832.70
IAPG	48 012.10	0 111.62	7 085.48	18 600.00	2 388.23	10 681.66	39 174.28	13 244.75
Total Potencia	155 865.13	21 877.06	30 469.90	90 461.01	12 944.50	43 207.72	39 174.28	70 077.45
Ingresos en el MCP - RER	636 371.26	143 348.11	117 200.12	307 181.82	67 100.60	148 926.83	417 569.31	148 588.31
Total del Cargo por Potencia (SPT)	155 865.13	21 877.06	30 469.90	90 461.01	12 944.50	43 207.72	39 174.28	70 077.45

Informe de referencia
 COESD-CO-STR-141 2010-R9
 COESD-CO-STR-140 2010-R4

TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA



Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
Jun-10

Generación Paranaguá I Paranaguá Exist. 138 kV	CH Caltucapuro						
	CH Santa Cruz I Hualfaca 138 kV	CH Santa Cruz I Hualfaca 138 kV	CH Pinederos 2 Pura Dosta 220 kV	CH Nacabade Paranaguá N. 220 AV	CH La Joya Hualfaca 138 kV	CH Caltucapuro IV Caltucapuro 220 kV	CH Cota Brava Caltucapuro 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	6591.7	2103.4	1181.2	4334.0	786.3	2065.1	1827.2
ENERGÍA RETRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	6591.7	2103.4	1181.2	4334.0	786.3	2065.1	1827.2
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA SI Energía de energía a CMG	394 800.06	122 041.00	69 377.23	272 168.74	45 253.81	124 098.00	154 694.04
Redes de Conexión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema SPT-SSG							
Manten. Carga Anticargas Paradas							
Comp. Reg. Frecuencia							
Total Energía	394 800.06	122 041.00	69 377.23	272 168.74	45 253.81	124 098.00	154 694.04
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA SI RPF	64 901.72	79 125.92	26 691.00	75 243.40	51 360.93	29 611.00	0.00
IRPF	10 071.71	11 360.07	6 232.47	18 423.07	6 323.55	10 783.72	0.00
Total Potencia	121 042.47	203 894.92	27 923.47	93 666.47	57 684.48	40 394.72	0.00
Ingresos en el MCP - RER	542 581.53	152 031.92	92 441.00	364 837.21	46 577.29	144 892.72	174 388.04
Costo del Cargo por Potencia (C)	248 531.00	0.00	100 433.00	286 310.00	281 351.14	180 090.00	100 000.00

Informe de referencia
 COES-DISTR-123-2010-R5 TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 COES-DISTR-122-2010-R5 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Energía / Ingresos en el Mercado de Corto Plazo correspondientes a las unidades RER (Incluye Ingresos por Potencia)
May-10

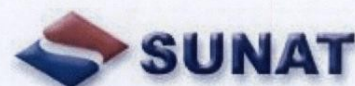
Generación Paranaguá I Paranaguá Exist. 138 kV	CH Caltucapuro						
	CH Santa Cruz I Hualfaca 138 kV	CH Santa Cruz I Hualfaca 138 kV	CH Pinederos 2 Pura Dosta 220 kV	CH Nacabade Paranaguá N. 220 kV	CH La Joya Hualfaca 138 kV	CH Caltucapuro IV Caltucapuro 220 kV	CH Cota Brava Caltucapuro 220 kV
ENERGÍA INYECTADA (MWh)	7297.9	1177.2	370.8	4487.2	659.4	2395.3	1827.0
ENERGÍA RETRADA (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA NETA INYECT. (MWh)	7297.9	1177.2	370.8	4487.2	659.4	2395.3	1827.0
TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA SI Energía de energía a CMG	364 628.88	62 375.88	180 355.08	245 927.47	33 331.24	124 464.37	467 663.63
Redes de Conexión	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema SPT-SSG							
Manten. Carga Anticargas Paradas							
Comp. Reg. Frecuencia							
Total Energía	364 628.88	62 375.88	180 355.08	245 927.47	33 331.24	124 464.37	467 663.63
TRANSFERENCIAS DE POTENCIA SI RPF	64 801.81	41 457.88	23 040.50	42 872.42	17 074.41	70 290.12	0.00
IRPF	11 041.50	6 448.08	3 440.50	21 411.01	1 870.26	11 521.84	0.00
Total Potencia	117 724.79	187 129.00	27 940.00	64 283.43	18 944.67	81 811.96	0.00
Ingresos en el MCP - RER	364 628.88	62 375.88	180 355.08	245 927.47	33 331.24	124 464.37	467 663.63
Costo del Cargo por Potencia (C)	191 410.00	0.00	60 470.00	157 910.00	0.00	100 000.00	100 000.00

Informe de referencia
 COES-DISTR-107-2010-R5 TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA
 COES-DISTR-106-2010-R5 TRANSFERENCIAS DE POTENCIA



000139

ANEXO 1-A



FICHA RUC : 20100147514
SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION SUCURSA L DEL PERU
 Número de Transacción : 40300443
 CIR - Constancia de Información Registrada

Información General del Contribuyente

Apellidos y Nombres ó Razón Social : SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION SUCURSA L DEL PERU
Tipo de Contribuyente : 29-SUCURSALES O AG. DE EMP. EXTRANJ.
Fecha de Inscripción : 09/10/1992
Fecha de Inicio de Actividades : 01/01/1960
Estado del Contribuyente : ACTIVO
Dependencia SUNAT : 0011 - I.PRICO NACIONAL
Condición del Domicilio Fiscal : HABIDO

Datos del Contribuyente

Nombre Comercial : SOUTHERN PERU
Tipo de Representación : -
Actividad Económica Principal : 13200 - EXT. DE MIN. METALIFEROS NO FERROSOS.
Actividad Económica Secundaria 1 : -
Actividad Económica Secundaria 2 : -
Sistema Emisión Comprobantes de Pago : MECANIZADO/COMPUTARIZADO
Sistema de Contabilidad : COMPUTARIZADO
Código de Profesión / Oficio : -
Actividad de Comercio Exterior : EXPORTADOR
Número Fax : -
Teléfono Fijo 1 : 1 - 5120440
Teléfono Fijo 2 : -
Teléfono Móvil 1 : -
Teléfono Móvil 2 : -
Correo Electrónico 1 : SPCC@SOUTHERNPERU.COM.PE
Correo Electrónico 2 : -

Domicilio Fiscal

Departamento : LIMA
Provincia : LIMA
Distrito : SANTIAGO DE SURCO
Tipo y Nombre Zona : URB. CHACARILLA DEL ESTANQUE
Tipo y Nombre Vía : AV. CAMINOS DEL INCA
Nro : 171
Km : -
Mz : -
Lote : -
Dpto : -
Interior : -
Otras Referencias : -
Condición del inmueble declarado como Domicilio Fiscal : PROPIO

Datos de la Empresa

Fecha Inscripción RR.PP : 01/01/1955
Número de Partida Registral : -
Tomo/Ficha : 145

Folio : -
 Asiento : -
 Origen del Capital : EXTRANJERA
 País de Origen del Capital : 9249 - ESTADOS UNIDOS

Registro de Tributos Afectos

Tributo	Afecto desde	Marca de Exoneración	Exoneración	
			Desde	Hasta
IGV - OPER. INT. - CTA. PROPIA	01/01/1992	-	-	-
IGV - LIQUI COMPRA-RETENCIONES	01/01/1992	-	-	-
IGV-REG.PROVEEDOR.-RETENCIONES	01/06/2002	-	-	-
IGV-SERV.PREST.NO DOMICILIADOS	27/08/1999	-	-	-
RENTA-2DA. CATEG.-RETENCIONES	01/01/1988	-	-	-
RENTA-3RA. CATEGOR.-CTA.PROPIA	01/01/1960	-	-	-
RENTA-3RA. CATEGOR.-IMP.TO.MIN.	26/07/2002	-	-	-
RENTA - DISTRIBUCION DIVIDENDOS	01/03/2004	-	-	-
IMP.TEMPORAL A LOS ACTIV.NETOS	01/03/2005	-	-	-
RETENC. RTA. LIQUIDAC. COMPRAS	01/02/2006	-	-	-
RENTA 4TA. CATEG. RETENCIONES	30/04/1994	-	-	-
RENTA 5TA. CATEG. RETENCIONES	30/04/1994	-	-	-
RENTA - NO DOMIC.-RETENCIONES	30/04/1994	-	-	-
ESSALUD SEG REGULAR TRABAJADOR	01/07/1999	-	-	-
SNP - LEY 19990	01/10/1999	-	-	-
REGALIAS MINERAS - LEY 28258	01/06/2004	-	-	-

Información de Régimen Tributario y Base Imponible de Tributos para Contribuyentes que hayan suscrito algun tipo de Convenio con Implicancia Tributaria

Código de Convenio	Vigencia de Convenio		Tributos Comprendidos en Convenio	Tasa (%)	Marca de Exoneración
	Fecha Desde	Fecha Hasta			
CE02	20/11/1996	20/11/2011	030301 - RENTA-3RA. CATEGOR.-CTA.PROPIA	30.00%	
CE02	20/11/1996	20/11/2011	030303 - RENTA-3RA. CATEGOR.-IMP.TO.MIN.	2.00%	
CE02	20/11/1996	20/11/2011	030602 - RENTA - NO DOMIC.-RETENCIONES	30.00%	

Representantes Legales

Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 00453609	GILES PONCE ALBERTO JOSE	DIRECTOR	19/03/1944	07/01/2008	-
	TOQUEPALA VILLA STAFF S/N(CP TOQUEPALA VILLA STAFF)	TACNA JORGE BASADRE ILABAYA	- - -	-	
DOC. NACIONAL	HERRERA DAVILA RAUL ALFREDO	SUPERINTENDENTE	29/11/1955	01/01/2001	-
	Z.I. UNIDAD MINERA				

DE IDENTIDAD - 00456394	TOQUEPALA ---- EDIFICIO ADMINISTRACION SN Dpto SN Int SN(UNIDAD ECONOMICO ADMINISTRATIVA)	TACNA JORGE BASADRE ILABAYA	---	RHERRERA@SOUTHERNPERU.COM.PE	
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
	GARCIA VARGAS MARCO ANTONIO	GERENTE EJECUTIVO	17/05/1956	01/01/2001	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo	
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 06640539	URB. CHACARILLA DEL ESTANQUE AV. AV. CAMINOS DEL INCA 171 (UNIDAD ECONOMICO ADMINISTRATIVA LIMA)	LIMA LIMA SANTIAGO DE SURCO	-- 5120440	MAGARCIA@SOUTHERNPERU.COM.PE	
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
	TORREJON VILLACORTA JORGE LUIS	SUPERINTENDENTE	06/09/1944	01/01/2001	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo	
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 06687217	URB. CHACARILLA DEL ESTANQUE AV. CAMINOS DEL INCA 171(UNIDAD ECONOMICO ADMINISTRATIVA LIMA)	LIMA LIMA SANTIAGO DE SURCO	-- 5120440	JTORREJON@SOUTHERNPERU.COM.PE	
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
	FLURY ROYLE HANS ALBERT	DIRECTOR	01/06/1951	01/01/2000	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo	
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 07270514		---	-- 5120440	-	
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
	GALOVICH CISNEROS CARLOS ENRIQUE	GERENTE	19/08/1947	07/01/2008	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo	
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 07850464	CAL. JUAN FANNING 891	LIMA LIMA MIRAFLORES	-- 5120440	-	
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
	ECHAVARRIA SILVA SANTISTEBAN LUIS ALBERTO GUILLERMO	GERENTE EJECUTIVO	21/04/1952	01/01/2001	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo	
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 08187569	URB. CHACARILLA DEL ESTANQUE AV. CAMINOS DEL INCA 171(UNIDAD	LIMA LIMA SANTIAGO DE	-- 5120440	LECHEVARRIA@SOUTHERNPERU.COM.PE	

ECONOMICO ADMINISTRATIVA LIMA)		SURCO			
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
	WENDORFF JUAREZ JUAN GUILLERMO	GERENTE	06/05/1946	01/01/2001	-
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 08195560	Dirección URB. CHACARILLA DEL ESTANQUE AV. CAMINOS DEL INCA 171(UNIDAD ECONOMICO ADMINISTRATIVA LIMA)	Ubigeo LIMA LIMA SANTIAGO DE SURCO	Teléfono - - 5120440	Correo JWENDORFF@SOUTHERNPERU.COM.PE	
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
	CASIS ZARZAR ELIAS JACOBO	CONTADOR	27/07/1954	07/01/2008	-
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 08232604	Dirección AV. SAN BORJA SUR 254	Ubigeo LIMA LIMA SAN BORJA	Teléfono - - 5120440	Correo -	
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
	RAMIREZ DEL VILLAR LOPEZ DE ROMAÑA JAIME ALBERTO	DIRECTOR	23/10/1962	07/01/2008	-
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 08235549	Dirección AV. JUAN DE ALIAGA 180	Ubigeo LIMA LIMA SAN ISIDRO	Teléfono - - 5120440	Correo jramirez@southernperu.com.pe	
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
	CHIRINOS FANO JOSE NAZARIO	DIRECTOR EJECUTIVO	18/09/1941	01/01/2001	-
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 08751288	Dirección URB. CHACARILLA DEL ESTANQUE AV. CAMINOS DEL INCA 171(UNIDAD ECONOMICO ADMINISTRATIVA LIMA)	Ubigeo LIMA LIMA SANTIAGO DE SURCO	Teléfono - - 5120440	Correo JCHIRINOS@SOUTHERNPERU.COM.PE	
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
	VIZCARRA MONTANI PERCY EDGARD	SUPERINTENDENTE	23/06/1947	01/01/2000	-
DOC. NACIONAL DE IDENTIDAD - 09157052	Dirección	Ubigeo - - -	Teléfono - - 5120440	Correo -	
Tipo y Número de Documento	Apellidos y Nombres	Cargo	Fecha de Nacimiento	Fecha Desde	Nro. Orden de Representación
	GONZALES ROCHA OSCAR	PRESIDENTE DIRECTORIO	10/04/1938	01/01/2001	-
	Dirección	Ubigeo	Teléfono	Correo	

CARNET DE EXTRANJERIA -N108568	URB. CHACARILLA DEL ESTANQUE AV. CAMINOS DEL INCA 171(UNIDAD ECONOMICO ADMINISTRATIVA LIMA)	LIMA LIMA SANTIAGO DE SURCO	- - 5120440	OGONZALES@SOUTHERNPERU.COM.PE
--------------------------------------	---	-----------------------------------	-------------	-------------------------------

Establecimientos Anexos						
Código	Tipo	Denominación	Ubigeo	Domicilio	Otras Referencias	Cond.Legal
0001	DEPOSITO	DEPOSITO	LIMA LIMA ATE	AV. NICOLAS AYLLON 1942	-	PROPIO
0002	OF.ADMINIST.	-	AREQUIPA AREQUIPA AREQUIPA	CAL. LUNA PIZARRO 208	-	PROPIO
0004	S.PRODUCTIVA	-	TACNA JORGE BASADRE ILABAYA	VILLA TOQUEPALA SN	UNIDAD MINERA	PROPIO
0005	S.PRODUCTIVA	-	MOQUEGUA ILO PACCOCHA	PUNTA TABLON SN	CONCESION DE BENEFICIO	PROPIO
0006	OF.ADMINIST.	OF. ADMINIST.	MOQUEGUA ILO ILO	PATIO PUERTO PATIO PUERTO SN	ZONA MUELLE SPCC ILO	CESION EN USO.
0007	OF.ADMINIST.	-	MOQUEGUA MARISCAL NIETO MOQUEGUA	JR. MOQUEGUA 474	-	PROPIO
0008	S.PRODUCTIVA	-	MOQUEGUA MARISCAL NIETO TORATA	VILLA BOTIFLACA SN	UNIDAD MINERA	PROPIO
0009	S.PRODUCTIVA	ZONA REFINERIA	MOQUEGUA ILO PACCOCHA	PAMPA CALICHE CAR. FUNDICION 9	-	CESION EN USO.
0010	S.PRODUCTIVA	PLANTA COQUINA	MOQUEGUA ILO ILO	PAMPA CALIENTANEGROS CAR. VARIANTE PANAMERICANA 41	-	CESION EN USO.
0011	DEPOSITO	DEP.CHORRILLOS	LIMA LIMA CHORRILLOS	URB. LA VILLA AV. PRODUCCION NACIONAL 278	-	ALQUILADO
0013	DEPOSITO	DEPOSITO CALLAO	PROV. CONST. DEL CALLAO PROV. CONST. DEL CALLAO CALLAO	URB. BASE NAVAL DEL CALLAO AV. CONTRALMIRANTE MORA SN	PROVINCIA CONSTITUCIONAL DEL CALLAO	ALQUILADO
0014	DEPOSITO	-	TACNA TACNA POCOLLAY	AV. CELESTINO VARGAS 248	-	PROPIO

Importante
 Documento emitido a través de SOL - SUNAT Operaciones en Línea, que tiene validez para realizar trámites Administrativos, Judiciales y demás

DEPENDENCIA SUNAT
 Fecha:21/02/2011
 Hora:14:35

ANEXO 1-B

ANEXO 1-C



NUMERO: 6334

MINUTA: 6070

KARDEX: 87872

DELEGACIÓN DE PODER

QUE OTORGA:

"SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, SUCURSAL DEL PERÚ"

EN FAVOR DE:

JOSE LUIS ACUÑA ESQUIVIAS Y OTROS

EN LA CIUDAD DE LIMA, A LOS SIETE DIAS DEL MES DE ENERO DEL AÑO DOS MIL OCHO, YO: RICARDO FERNANDINI BARREDA, ABOGADO NOTARIO DE ESTA CAPITAL, EXTIENDO LA PRESENTE ESCRITURA, EN LA QUE INTERVIENEN, DE CONFORMIDAD CON LO DISPUESTO POR EL ARTICULO 54, INCISO H DE LA LEY 26002.-

C O M P A R E C E: OSCAR GONZÁLEZ ROCHA, DE NACIONALIDAD MEXICANA, DEBIDAMENTE IDENTIFICADO CON CARNE DE EXTRANJERÍA N° 0000-73949, QUIEN MANIFIESTA SER DE ESTADO CIVIL: CASADO, INGENIERO CIVIL.

QUIEN PROCEDE EN NOMBRE Y REPRESENTACIÓN DE "SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, SUCURSAL DEL PERU" CON RUC N° 20100147514, DEBIDAMENTE FACULTADO AL EFECTO SEGUN PODER INSCRITO EN EL ASIENTO N° A-00057 DE LA PARTIDA ELECTRÓNICA N° 03025091 DEL REGISTRO DE PERSONAS JURÍDICAS, ZONA REGISTRAL N° IX, SEDE LIMA, DE LA OFICINA REGISTRAL DE LIMA Y CALLAO; CON DOMICILIO LEGAL EN AV. CAMINOS DEL INCA 171, DISTRITO DE SANTIAGO DE SURCO, PROVINCIA Y DEPARTAMENTO DE LIMA.

EL OTORGANTE ES MAYOR DE EDAD, QUIEN HE IDENTIFICADO CON EL DOCUMENTO DE IDENTIDAD QUE EXHIBIO; PROCEDE CON CAPACIDAD LEGAL, LIBERTAD Y CONOCIMIENTO DEL ACTO QUE REALIZA Y ME HA HECHO LLEGAR UNA MINUTA FIRMADA Y AUTORIZADA PARA QUE SU CONTENIDO LO ELEVE A ESCRITURA PUBLICA, LA MISMA QUE ARCHIVO EN EL MINUTARIO, CON EL NUMERO DE ORDEN CORRESPONDIENTE Y CUYO TENOR LITERAL ES COMO SIGUE:

MINUTA: SEÑOR NOTARIO DOCTOR RICARDO FERNANDINI BARREDA: =====

Sírvase usted extender en su Registro de Escrituras Públicas una de Delegación de Poder que otorgo yo, Oscar González Rocha, con Carné de Extranjería N° 0000-73949, en representación de SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, Sucursal del Perú, con RUC N° 20100147514; debidamente facultado al efecto según poder inscrito en el asiento N° A-00057 de la Partida Electrónica N° 03025091 del Registro de Personas Jurídicas, Zona Registral N° IX, Sede Lima, de la Oficina Registral de Lima y Callao; con domicilio legal en Av. Caminos del Inca 171, Distrito de Santiago de Surco, Lima, en adelante la CORPORACIÓN, en favor de las personas que se detallan a continuación, en adelante denominado(s) el (los) MANDATARIO(S), en los términos y condiciones siguientes: =====

PRIMERO: Poder amplio y general en favor de los señores: =====

APELLIDOS Y NOMBRES	Documento:
1. ACUÑA ESQUIVIAS, José Luis	07907509

Ricardo Fernandini Barreda
Notario de Lima

Ricardo Fernandini Barreda
Notario de Lima

2.	BÖCCHIO CARBAJAL, Guido Marcelo	10477267
3.	DE OLAZÁVAL Y OVIEDO, Juan Bernardo	07278259
4.	MALDONADO PINTO, Misael Martín	04742406
5.	QUEZADA MARQUEZ, Boris Eduardo	09647733
6.	VALLE CASTRO, José Luis	00456632

para que en nombre y representación de la **CORPORACIÓN**, cualesquiera uno de ellos actuando en forma individual, pueda: =====

1.1) Representar a la **CORPORACIÓN** ante todas las entidades e instancias de la Administración Pública, sean éstas nacionales, regionales o locales, para la tramitación de cualquier documento, pronunciamiento o autorización administrativa y en general para intervenir en actos administrativos destinados a producir efectos jurídicos sobre los intereses, obligaciones o derechos de esta, que sean requeridos por la legislación de la República o conforme a lo dispuesto por la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, para la realización de las actividades de la **CORPORACIÓN** en el país. =====

1.2) Representar a la **CORPORACIÓN** ante toda Autoridad Administrativa de la República para los efectos de la tramitación de los documentos, licencias, permisos, etc., requeridos por las leyes nacionales para la realización de las actividades de la **CORPORACIÓN** en el país, pudiendo para estos efectos suscribir toda clase de solicitudes, recursos, apelaciones, etc., que sean necesarios para la obtención de lo solicitado. =====

1.3) Representar a la **CORPORACIÓN** ante el Ministerio de Energía y Minas, las Direcciones Regionales de Minería de la República del Perú, Ministerio de Agricultura, Administraciones Técnicas de Distrito de Riego, etc., para los efectos de formular y tramitar toda clase de denuncias mineras, licencias, permisos, autorizaciones de uso de agua y otros, en nombre y para la **CORPORACIÓN**. ==

1.4) Representar a la **CORPORACIÓN** especialmente ante el Ministerio de Energía y Minas, las Direcciones y/o Gerencias Regionales de Minería de la República del Perú, el Ministerio de Agricultura, Direcciones y/o Gerencias Regionales de Agricultura, EL INSTITUTO NACIONAL DE RECURSOS NATURALES (INRENA), el INSTITUTO DE GEOLÓGICO, MINERO Y METALÚRGICO (INGEMMET); el ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (OSINERGMIN); Administraciones Técnicas de Riego y/u toda otra autoridad administrativa responsables del otorgamiento de permisos, licencias, permisos y/o la supervisión y fiscalización de las actividades en los sub-sectores electricidad, hidrocarburos y minería., para los efectos de formular y tramitar toda clase de denuncias mineras, de agua, y otros, en nombre y para la **CORPORACIÓN**, pudiendo suscribir toda clase de documentos; no pudiendo tacharse este poder de insuficiente, puesto que queda premunido de todas las facultades y atribuciones que fueran necesarias al respecto. =====

1.5) Representar a la **CORPORACIÓN** ante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) y/u otras autoridades administrativas responsables de la supervisión y fiscalización de las actividades en los sub-sectores electricidad, hidrocarburos y minería pudiendo para este efecto, suscribir toda clase de documentos, recursos administrativos, reclamos, nulidades, quejas, entre otros, no pudiendo tacharse este Poder de insuficiente, puesto que los **MANDATARIOS** se encuentran premunidos de todas las facultades que fueran necesarias al respecto. =====

1.6) De manera especial y como consecuencia de las disposiciones precedentes, se encuentra facultado para representar a la **CORPORACIÓN** ante todas las autoridades del Poder Ejecutivo, ante



Cualquier registro público, el Gobierno Nacional, los Gobiernos Regionales y/o Gobiernos Locales y Municipales, las Instituciones y otras Organizaciones de los sectores público o privado y otras, y en particular ante todas las autoridades del agua, tierras, recursos naturales y otros, para los efectos de formular y tramitar toda clase de solicitudes, petitorios, denuncias mineras, consultas, licencias, autorizaciones, permisos, concesiones, reservas, servidumbres, y otros, en nombre y para la **CORPORACIÓN**, no pudiendo tacharse este poder de insuficiente puesto que quedan premunidos de todas las facultades y atribuciones que fueran necesarias al respecto. =====

1.7) En el ejercicio de la facultades otorgadas que los **MANDATARIOS**, podrán: =====

1.6.1) Suscribir toda clase de documentos, solicitudes, recursos administrativos, formular e interponer reclamaciones administrativas, apelaciones, observaciones, quejas, nulidades, etc. =====

1.6.2) Presentar y/o firmar todo tipo de declaraciones juradas, comunicaciones y, en general, cualquier otro documento requerido al efecto por las leyes que regulan las actividades mineras en el país. =====

1.6.3) Realizar pagos, solicitar, gestionar y cobrar la devolución de tributos, derechos o dineros, otorgando las cancelaciones correspondientes. =====

1.8) Para tal efecto, se le otorga el poder general y especial a que se refieren los artículos 53° y 115° de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, pudiendo, para dichos efectos suscribir toda clase de comunicaciones, documentos, escritos, solicitudes, petitorios, recursos administrativos, oposiciones, contestación, contradicción de actos administrativos, así como reclamos, quejas, y cualquier otro documento relacionado o no con el derecho de petición reconocido en el artículo 2° inciso 20) de la Constitución, no pudiendo tacharse este poder de insuficiente, puesto que los **MANDATARIOS** se encuentran premunidos de todas las facultades que fueren necesarias al respecto. =====

SEGUNDO: Queda expresamente prohibido a los **MANDATARIOS:** =====

2.1) Sustituir el presente poder en todo o en parte, así como nombrar sustitutos para el mismo; y/o,

2.2) Desistirse o renunciar a cualquier derecho que le corresponda a la **CORPORACIÓN**; =====

TERCERO: Para los efectos legales pertinentes, cumplimos con señalar que todos los **MANDATARIOS** tienen domicilio común en Av. Caminos del Inca N° 171, Urbanización Chacarilla del Estanque, Distrito de Santiago de Surco, Provincia y Departamento de Lima y que todos los **MANDATARIOS** son de nacionalidad peruana. =====

CUARTO: El presente poder entrará en vigencia a partir de la fecha de la presente minuta, y será vigente con respecto a cada **MANDATARIO** hasta que este cese en sus labores para la **CORPORACIÓN**, o en la fecha que sea revocado, lo que ocurra antes. =====

Usted, señor Notario, se servirá agregar lo que fuere de Ley y pasar los partes correspondientes al Registro de Personas Jurídicas, Zona Registral N° IX, Sede Lima, de la Oficina Registral de Lima y Callao, para su inscripción. =====

Lima, 04 de Diciembre del 2007 =====

FIRMADO: (P. "SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, SUCURSAL DEL PERÚ") EL SEÑOR OSCAR GONZÁLEZ ROCHA. =====

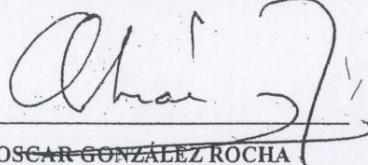
AUTORIZA LA MINUTA EL DOCTOR HANS A. FLURY, CON C.A.L. N° 7024. =====

Ricardo Fernandini Barreda
Notario de Lima

Firma del Notario Ricardo Fernandini Barreda

CONCLUSION: HABIENDO LEIDO EL OTORGANTE TODO EL INSTRUMENTO, SE RATIFICO DECLARANDO HABERLO CONFRONTADO CON LA MINUTA CUYO TEXTO CORRE INSERTO, FIRMANDOLO; DE LO QUE DOY FE.- ESTE INSTRUMENTO SE EXTIENDE EN FOJAS DE SERIE B N°: 1475976 A LA SERIE B N° 1475977 VUELTA

(P. "SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, SUCURSAL DEL PERU")

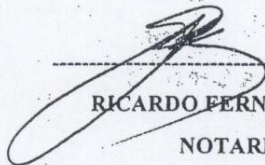


OSCAR GONZÁLEZ ROCHA

FIRME EL DIA: 07-01-08



CONCLUYE EL PROCESO DE FIRMA EL: DIA SIETE DE ENERO DEL AÑO DOS MIL OCHO



RICARDO FERNANDINI BARREDA

NOTARIO DE LIMA

RCR.

CERTIFICO: Que la presente copia fotostática es igual al Testimonio original que he tenido a la vista y que consta de 04 Fjs. útiles las que sello y rubrico de acuerdo a ley. y no de la Escritura Matriz de lo que doy fe.

11 ENE. 2011

Lima,



Ricardo Fernandini Barreda

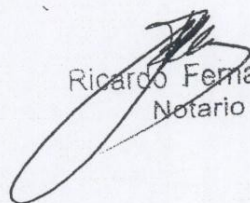
Notario de Lima

Es copia Fotostática de la Escritura Pública que corre en mi Registro con fecha 07 de de del a fojas 35 376 y a solicitud de parte interesada expido el presente TESTIMONIO de acuerdo a Ley el que rubrico en cada una de sus hojas, sello, signo y firmo.
En Lima,



08 ENE. 2008

Ricardo Fernandini Barreda
Notario de Lima





SUNARP
SUPERINTENDENCIA NACIONAL
DE LOS REGISTROS PUBLICOS

ANOTACION DE INSCRIPCION

ZONA REGISTRAL N° IX. SEDE LIMA
OFICINA REGISTRAL LIMA

TITULO N°	:	2008-00015182
Fecha de Presentación	:	08/01/2008

Se deja constancia que se ha registrado lo siguiente :

ACTO	PARTIDA N°	ASIENTO
OTORGAMIENTO DE PODER DE SUCURSAL	03025091	A0066
EXTRANJERA		

Derechos S/.300.00 con Recibo(s) Numero(s) 00001602-27 00003046-29. LIMA,
16 de Enero de 2008.

MARIA YOLANDA ZAFLANA BRICEÑO
Registrador Público
ZONA REGISTRAL N° IX - SEDE LIMA

SUNARP
SUPERINTENDENCIA NACIONAL
DE LOS REGISTROS PUBLICOS
Zona Registral N° IX - Sede Lima
Sub Gerencia de Diario y
Mesa de Partes



CERTIFICO: Que es fotocopia Del Original
Inscripción devuelta por Registros Públicos
Lima, **17 ENE. 2008**

RICARDO FERNANDINI BARREDA
NOTARIO DE LIMA

CERTIFICO: Que la presente copia fotostática es igual al
documento que he tenido a la vista.

Lima, **11 ENE. 2011**

Ricardo Fernandini Barreda
Notario de Lima

**SUNARP**SUPERINTENDENCIA NACIONAL
DE LOS REGISTROS PÚBLICOS

ZONA REGISTRAL N° IX. SEDE LIMA

OFICINA REGISTRAL LIMA

N° Partida: 03025091

**INSCRIPCIÓN DE SOCIEDADES MERCANTILES/SUCURSALES
SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION SUCURSAL DEL PERU**

REGISTRO DE PERSONAS JURÍDICAS

RUBRO : GENERALES

A00066

Por **Escritura Pública del 07/01/2008** (Kardex: 87872) extendida ante RICARDO FERNANDINI BARREDA, notario de Lima; OSCAR GONZALEZ ROCHA, en nombre y representación de SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION, SUCURSAL DEL PERU (A00057), en adelante la CORPORACION, otorga una delegación de poder en favor de las personas que se detallan a continuación, en los términos y condiciones siguientes:

1° Poder amplio y general en favor de los señores:

APPELLIDOS Y NOMBRES	DOCUMENTO
ACUÑA ESQUIVIAS, JOSE LUIS	07907509
BOCCHIO CARBAJAL, GUIDO MARCELO	10477267
DE OLAZAVAL Y OVIEDO, JUAN BERNARDO	07278259
MALDONADO PINTO, MISAEL MARTIN	04742406
QUEZADA MARQUEZ, BORIS EDUARDO	09647733
VALLE CASTRO, JOSE LUIS	00456632

para que en nombre y representación de la CORPORACION, cualesquiera uno de ellos actuando en forma individual, pueda: 1.1) Representar a la CORPORACION ante todas las entidades e instancias de la Administración Pública, sean éstas nacionales, regionales o locales, para la tramitación de cualquier documento, pronunciamiento o autorización administrativa y en general para intervenir en actos administrativos destinados a producir efectos jurídicos sobre los intereses, obligaciones o derechos de esta, que sean requeridos por la legislación de la República o conforme a lo dispuesto por la ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, para la realización de las actividades de la CORPORACION en el país. 1.2) Representar a la CORPORACION ante toda autoridad administrativa de la República para los efectos de la tramitación de los documentos, licencias, permisos, etc., requeridos por las leyes nacionales para la realización de las actividades de la CORPORACION en el país, pudiendo para estos efectos suscribir toda clase de solicitudes, recursos, apelaciones, etc., que sean necesarios para la obtención de lo solicitado. 1.3) Representar a la CORPORACION ante el Ministerio de Energía y Minas, las Direcciones Regionales de Minería de la República del Perú, Ministerio de Agricultura, Administraciones Técnicas de Distrito de Riego, etc., para los efectos de formular y tramitar toda clase de denuncias mineras, licencias, permisos, autorizaciones de uso de agua, y otros, en nombre y para la CORPORACION. 1.4) Representar a la CORPORACION especialmente ante el Ministerio de Energía y Minas, las Direcciones y/o Gerencias Regionales de Minería de la República del Perú, el Ministerio de Agricultura, Direcciones y/o Gerencias Regionales de Agricultura, el Instituto Nacional de Recursos Naturales (INRENA), el Instituto de Geológico, Minero y Metalúrgico (INGEMMET); el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), Administraciones Técnicas de Riego y/u toda otra autoridad administrativa responsables del otorgamiento de permisos, licencias, permisos y/o la supervisión y fiscalización de las actividades en los sub-sectores electricidad, hidrocarburos y minería, para los

Página Número 1



**INSCRIPCIÓN DE SOCIEDADES MERCANTILES/SUCURSALES
SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION SUCURSAL DEL PERU**

efectos de formular y tramitar toda clase de petitorios o denuncios mineros, de agua, y otros, en nombre y para la CORPORACION, pudiendo suscribir toda clase de documentos; no pudiendo tacharse este poder de insuficiente, puesto que queda premunido de todas las facultades y atribuciones que fueran necesarias al respecto.

1.5) Representar a la CORPORACION ante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) y/u otras autoridades administrativas responsables de la supervisión y fiscalización de las actividades en los sub-sectores electricidad, hidrocarburos y minería pudiendo para este efecto, suscribir toda clase de documentos, recursos administrativos, reclamos, nulidades, quejas, entre otros, no pudiendo tacharse este poder de insuficiente, puesto que los MANDATARIOS se encuentran premunidos de todas las facultades que fueran necesarias al respecto.

1.6) De manera especial y como consecuencia de las disposiciones precedentes, se encuentra facultado para representar a la CORPORACION ante todas las autoridades del Poder Ejecutivo, ante cualquier registro público, el gobierno nacional, los gobiernos regionales y/o gobiernos locales y municipales, las instituciones y otras organizaciones de los sectores público o privado y otras, y en particular ante todas las autoridades del agua, tierras, recursos naturales y otros, para los efectos de formular y tramitar toda clase de solicitudes, petitorios, denuncios mineros, consultas, licencias, autorizaciones, permisos, concesiones, reservas, servidumbres, y otros, en nombre y para la CORPORACION, no pudiendo tacharse este poder de insuficiente puesto que quedan premunidos de todas las facultades y atribuciones que fueran necesarias al respecto.

1.7) En el ejercicio de las facultades otorgadas que los MANDATARIOS, podrán:

1.6.1) Suscribir toda clase de documentos, solicitudes, recursos administrativos, formular e interponer reclamaciones administrativas, apelaciones, observaciones, quejas, nulidades, etc.

1.6.2) Presentar y/o firmar todo tipo de declaraciones juradas, comunicaciones y, en general, cualquier otro documento requerido al efecto por las leyes que regulan las actividades mineras en el país.

1.6.3) Realizar pagos, solicitar, gestionar y cobrar la devolución de tributos, derechos o dineros, otorgando las cancelaciones correspondientes.

1.8) Para tal efecto, se le otorga el poder general y especial a que se refieren los artículos 53° y 115° de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, pudiendo, para dichos efectos suscribir toda clase de comunicaciones, documentos, escritos, solicitudes, petitorios, recursos administrativos, oposiciones, contestación o contradicción de actos administrativos, así como reclamos, quejas, y cualquier otro documento relacionado o no con el derecho de petición reconocido en el artículo 2° inciso 20) de la Constitución, no pudiendo tacharse este poder de insuficiente, puesto que los MANDATARIOS se encuentran premunidos de todas las facultades que fueran necesarias al respecto.

2° Queda expresamente PROHIBIDO a los MANDATARIOS:

- 2.1) Sustituir el presente poder en todo o en parte, así como nombrar sustitutos para el mismo y/o ;
- 2.2) Desistirse o renunciar a cualquier derecho que le corresponda a la CORPORACION.

...



SUNARP

SUPERINTENDENCIA NACIONAL
DE LOS REGISTROS PÚBLICOS

ZONA REGISTRAL N° IX. SEDE LIMA
OFICINA REGISTRAL LIMA
N° Partida: 03025091

**INSCRIPCION DE SOCIEDADES MERCANTILES/SUCURSALES
SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION SUCURSAL DEL PERU**

4° El presente poder ... será vigente con respecto a cada MANDATARIO hasta que este cese en sus labores para la CORPORACION, o en la fecha que sea revocado, lo que ocurra antes.

El título fue presentado el 08/01/2008 a las 02:41:23 PM horas, bajo el N°2008-00015182 del Tomo Diario 0492. Derechos S/.300.00 con Recibos N°00001602-27 y 00003046-29.- LIMA, 16 de Enero de 2008.

MARIAYOLANDA ZAPLANA BRICEÑO
Registrador Público
ZONA REGISTRAL N° IX - SEDE LIMA

CERTIFICO: Que la presente copia fotostática es igual al Documento
que he tenido a la vista y que consta de..... 03Fjs.
útiles las que sello y rubrico de acuerdo a ley.

Lima,..... 11 ENE. 2011



Ricardo Fernandini Barreda
Notario de Lima