

ANEXO F

**PROPUESTA TARIFARIA DEL SISTEMA PRINCIPAL DE
TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN,**

PERÍODO MAYO 2012 – ABRIL 2013.



EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.

Sede Administrativa: Jr. Acora 268 - Barrio Victoria - Puno. Telf.: (051) 364401, Fax (051) 365/82
Central Hidroeléctrica: Km. 290 Carretera Puno - San Gabán, Telf.: (051) 562139, Fax (051) 562105 Anexo 2442
Web Site: <http://www.sangaban.com.pe> - Email: finanzas@sangaban.com.pe

Somos una empresa de la Corporación FONAFE

"Año del Centenario de Machu Picchu para el Mundo"

EGESG N° 698-2011-GC

Puno, 08 de noviembre de 2011

Señores
Red Eléctrica del Sur S.A. -REDESUR
Juan de la Fuente N° 453, Urb. San Antonio-Miraflores
Lima.-

Atención : Ing. Luis Velasco Bodega
Representante del Subcomité de Transmisores del COES

Asunto : Estudio Técnico Económico para la Fijación de Tarifas en Barra
periodo mayo 2012 – abril 2013.

Ref. : Carta STCOES N° 033-211 recepcionado el 30.09.2011

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a ustedes con relación a vuestra solicitud efectuada con documento de la referencia, para remitirles adjunto al presente en medio impreso y magnético (CD) el Estudio Técnico Económico para la Fijación de Tarifas en Barra periodo mayo 2012 – abril 2013 del Sistema Principal Transmisión de SAN GABÁN.

Cabe señalar que, la misma información fue remitida vía correo electrónico a la dirección mmendoza@redesur.com.pe el 02.11.2011.

Sin otro particular, nos reiteramos de ustedes.

Atentamente,


Ing. GUSTAVO GARNICA SALINAS
Gerente Comercial

COMITE DE TRANSMISORES
DEL COES

09 NOV 2011

RECIBIDO



**Estudio Técnico Económico para la
Fijación de Tarifas en Barra,
período mayo 2012 abril 2013**

**Sistema Principal de Transmisión
SAN GABÁN**

Octubre, 2011



ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO	3
1. OBJETO	3
2. BASE CONCEPTUAL	3
3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN	4
4. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJES ANUALES	4
1. ANTECEDENTES	5
1.1. OBJETO DEL ESTUDIO	5
1.2. BASE CONCEPTUAL	5
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN	7
2.1. FUNCIÓN	7
2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES	8
2.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	9
2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES	10
2.4.1. S.E. SAN GABAN II	10
2.4.2. S.E. AZÁNGARO	12
3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO	14
4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	15
4.1. COMPOSICIÓN DEL COSTO	15
4.2. PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO	16
4.3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES	17
4.4. COMPONENTES DEL COYM	18
4.4.1. COSTO DE OPERACIÓN	18
4.4.2. COSTO DE MANTENIMIENTO	18
4.4.3. COSTO DE GESTIÓN	18
4.4.4. COSTO DE SEGURIDAD	19
4.4.5. COSTO DE SEGUROS	19
4.5. COSTOS DE OPERACIÓN	20
4.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS	20
4.5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES	23
4.5.3. COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL (SALA DE CONTROL)	26
4.6. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO	27
4.6.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	28
4.6.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	31
4.6.3. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES	35
4.6.4. RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO	38
4.7. COSTOS DE GESTION PERSONALES	38
4.7.1. ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR	39
4.8. COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION	51
4.8.1. METODOLOGÍA	51
4.8.2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION	52
4.9. RESULTADOS	58
5. DETERMINACIÓN DEL COSTO ANUAL TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL	59
6. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LOS CMA, PEAJES Y COMPENSACIONES	60
7. ANEXOS	63



RELACIÓN DE CUADROS

CUADRO N° 2.3-1.: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	9
CUADRO N° 2.3-2.: CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR.....	9
CUADRO N° 2.3-3.: CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE GUARDA.....	10
CUADRO N° 4.5-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE OPERACIÓN.....	23
CUADRO N° 4.5-2.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES (US \$).....	24
CUADRO N° 4.5-3.: ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES.....	25
CUADRO N° 4.5-4.: COSTO ANUAL SAN GABÁN DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$).....	25
CUADRO N° 4.5-5.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES SPT SAN GABÁN - (US \$).....	26
CUADRO N° 4.5-6.: COSTO DE ANUAL DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL - (US \$).....	26
CUADRO N° 4.5-7.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL – SPT US \$.....	27
CUADRO N° 4.5-8.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN – SPT.....	27
CUADRO N° 4.6-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	29
CUADRO N° 4.6-2.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - (US \$).....	31
CUADRO N° 4.6-3.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES.....	33
CUADRO N° 4.6-4.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES - (U.S. \$).....	34
CUADRO N° 4.6-5.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES.....	36
CUADRO N° 4.6-6.: COSTO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL - (U. S. \$).....	38
CUADRO N° 4.6-7.: COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO – SPT - (U.S. \$).....	38
CUADRO N° 4.7-1.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA ADMINISTRATIVA COMPARTIDA.....	42
CUADRO N° 4.7-2.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA OPERATIVA EXCLUSIVA DE TRANSMISIÓN.....	43
CUADRO N° 4.7-3.: COSTO DE PERSONAL DIRECTO DE LA ORGANIZACIÓN SAN GABÁN (US \$).....	46
CUADRO N° 4.8-1.: COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN – SPT - (EN US \$).....	57
CUADRO N° 4.9-1.: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - (EN US \$).....	58
CUADRO N° 5.1-1.: DETALLE DE LOS CTT Y PEAJE ANUAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN.....	59



RESUMEN EJECUTIVO

1. OBJETO

El presente estudio contiene la propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2012 – abril 2013.

2. BASE CONCEPTUAL

La Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE") y su Reglamento establecen que la remuneración de los sistemas de transmisión corresponde a la configuración del sistema eléctrico como aquel sistema de mínimo costo y que permite brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medio ambientales vigentes.

A efecto de establecer las compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión, la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 58°) distingue dos tipos de instalaciones de transmisión el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST). El sistema de transmisión de SAN GABÁN cuenta con instalaciones del sistema de transmisión principal y secundaria.

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 77° de la LCE, que textualmente indica lo siguiente:

Artículo. 77°.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los



concesionarios. En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Por tal motivo, correspondió actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas el año 2005, en la Fijación Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010.

3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN

SUBESTACIONES

- S.E. Azángaro: Una (01) celda de línea de 138 kV (L-1006) hacia la subestación Tintaya.

Por tratarse de una sola celda de salida de línea en 138 kV, el sistema a remunerar coincide con el sistema existente.

4. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJES ANUALES

A continuación presentamos el detalle del Costo Total de Transmisión y los Peajes Anuales por el uso del SPT de SAN GABÁN.

Instalaciones	VNR	aVNR	COyM	Costo Total de Transmisión	Peaje Anual
	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	SI./mes
SPT	697 285	86 564	67 857	154 420	428 207
Tipo de Cambio	2,773	30 de septiembre de 2011			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				

Se ha utilizado el tipo de cambio de 2,773 SI./US\$ de fecha 30 de septiembre de 2011, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano, tal como lo indica el OSINERMINING en la Norma.



1. ANTECEDENTES

1.1. OBJETO DEL ESTUDIO

El presente estudio contiene la propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2012 – abril 2013.

1.2. BASE CONCEPTUAL

La Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”) y su Reglamento establecen que la remuneración de los sistemas de transmisión corresponde a la configuración del sistema eléctrico como aquel sistema de mínimo costo y que permite brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medio ambientales vigentes.

A efecto de establecer las compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión, la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 58°) distingue dos tipos de instalaciones de transmisión el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST). El sistema de transmisión de SAN GABÁN cuenta con instalaciones del sistema de transmisión principal y secundaria.

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 77° de la LCE, que textualmente indica lo siguiente:

Artículo. 77°.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios. En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de



Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Por tal motivo, correspondió actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas el año 2005, en la Fijación Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010.



2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN

2.1. FUNCIÓN

SAN GABÁN promueve el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de la cuenca del Río San Gabán, colocando energía eléctrica confiable y de calidad, al mercado del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional; con tecnología de punta y adecuados niveles de competitividad, sustentado en una organización eficiente e innovadora en permanente proceso de mejora continua, que contribuye al desarrollo regional y nacional

El Sistema de Transmisión de SAN GABÁN, se encuentra diseñado en el nivel de tensión 138 kV, está ubicado al Sur Este del país, desde San Gabán hasta San Rafael y Azángaro en la Sierra, pasando por zonas con diferentes climas y altitudes.

Asimismo, cuenta con tres líneas de transmisión en 138 kV que sirve para alimentar las cargas de Minsur (S.E. San Rafael) y del SEIN por la S.E. Azángaro.

El Sistema Secundario de Transmisión de SAN GABÁN está conformado por las siguientes instalaciones:

LÍNEA DE TRANSMISIÓN

- L.T. San Gabán II – Azángaro, denominada como L-1010.
- L.T. San Gabán II – San Rafael, denominadas L-1013.
- L.T. San Rafael – Azángaro, denominadas L-1009.



SUBESTACIONES

- S.E. San Gabán II: Equipamiento de dos (02) celdas de transformador en 138 kV de los transformadores de la Central Hidroeléctrica San Gabán II, equipamiento de dos (02) celdas de línea en 138 kV de las L-1010 y L-1013 hacia las Subestaciones Azángaro y San Rafael, respectivamente;
- S.E. Azángaro: Parte del equipamiento de una (01) celda de transformador de 138 kV, del Transformador de 138/60/22,9 kV, 12 MVA (2 Seccionadores de Barras), equipamiento de tres (03) celdas de línea en 138 kV de la L-1010, L-1009 y L-1011 hacia las Subestaciones San Gabán II, San Rafael y Juliaca, respectivamente.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

El Sistema Secundario de Transmisión comprende las instalaciones siguientes:

- L.T. 138 kV San Gabán II – Azángaro, L-1010, con una distancia total aproximada de 159,14 km.
- L.T. 138 kV San Gabán II – San Rafael, L-1013, con una longitud total aproximada de 76,46 km.
- L.T. 138 kV San Rafael - Azángaro, L-1009, con una longitud total aproximada de 89,28 km.
- S.E. San Gabán II, que comprende los siguientes equipos principales:
 - ◆ Equipamiento de sistema de barras del tipo simple barra;
 - ◆ Equipamiento de dos (02) celdas de transformador en 138 kV de los transformadores de la Central Hidroeléctrica San Gabán II;
 - ◆ Equipamiento de dos (02) celdas de línea en 138 kV hacia las Subestaciones San Rafael y Azángaro; y
 - ◆ Servicios comunes (compartido).
- S.E. Azángaro, que comprende los siguientes equipos principales:
 - ◆ Equipamiento de sistema de barras del tipo doble barra;
 - ◆ Equipamiento de una (01) celda de transformador en 138 kV del Transformador de 138/60/22,9 kV, 12 MVA (2 Seccionadores de Barras);
 - ◆ Equipamiento de cuatro (04) celdas de línea en 138 kV, hacia las Subestaciones San Gabán, San Rafael, Tintaya y Juliaca; y
 - ◆ Servicios comunes (compartido).



Se incluye también la parte correspondiente a las instalaciones comunes a todos los equipos de la subestación, tales como los servicios auxiliares, sistema de puesta a tierra profunda, instalaciones eléctricas exteriores, obras civiles del edificio de control y obras civiles generales, costo del terreno, gastos de ingeniería y supervisión, gastos financieros y gastos administrativos.

2.3. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el Cuadro N° 2.3-1 se resumen las características generales de las líneas de transmisión del Sistema Secundario de Transmisión de SAN GABÁN.

Cuadro N° 2.3-1.: Características Generales de las Líneas de Transmisión

Línea	L-1009	L-1010	L-1013
Tensión Nominal (kV)	138	138	138
Número de ternas	2	2	2
Longitud (km)	89,28	159,14	76,46
Vano Promedio (m)	490	513	531
Capacidad de Transporte (MVA)	120	120	120

CONDUCTOR

En el Cuadro N° 2.3-2 se muestra las características del conductor utilizado en las líneas de transmisión de SAN GABÁN:

Cuadro N° 2.3-2.: Características del Conductor

Línea	L-1009	L-1010	L-1013
Tipo	AAAC	AAAC	AAAC
Sección (mm ²)	300,00	300,00	300,00
Diámetro del Cable (mm)	22,61	22,61	22,61
Formación N° de hilos / Diámetro (mm)	61	61	61
Peso (kg/m)	1,0	1,0	1,0



CABLE DE GUARDA

En el Cuadro N° 2.3-3 se muestra las características del cable de guarda utilizado en las líneas de transmisión de SAN GABÁN:

Cuadro N° 2.3-3.: Características del Cable de Guarda

Línea	L-1009	L-1010	L-1013
Material	Acero Galvanizado	Fibra Óptica	Acero Galvanizado
Tipo	E.H.S. (*)	OPGW (**)	E.H.S. (*)
Sección (mm ²)	51,1	55,0	51,1
Diámetro del Cable (mm)	9,53	12	9,53
Número de Hilos	7	13	7
Peso (kg/km)	0,406	0,429	0,406

(*) E.H.S. = Extra High Strength (Alto Valor de Rotura).
(**) OPGW = Optical Power Ground Wire (Cable de Tierra Óptico)

2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES

Las características principales de los equipamientos considerados en las subestaciones son las siguientes:

2.4.1. S.E. SAN GABAN II

La S.E. San Gabán II, se encuentra ubicada en el Distrito de San Gabán, Provincia de Carabaya, Departamento de Puno, con coordenadas UTM por el Norte 8484376 y por el Este 343374, a una altitud de 1 450 m.s.n.m. y es el punto de salida para la Generación de la CH. San Gabán II.

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

- Consta de un sistema de barras en 138 kV, con disposición simple, a la intemperie.
- Dos (02) celdas de llegada en 138 kV de los transformadores principales de la C.H. San Gabán II, equipada cada una, con los siguientes elementos:
 - ◆ Un (02) seccionadores de barra;
 - ◆ Un (01) seccionador de línea;



- ◆ Un (01) interruptor Tripolar SF6;
- ◆ Un (03) transformadores de tensión capacitivo;
- ◆ Un (03) transformadores de corriente (clase 0,2); y
- ◆ Un (03) pararrayos de óxido de zinc (ZnO).
- Dos (02) celdas de salida de línea en 138 kV, hacia la S.E. Azángaro y San Rafael, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un (02) seccionadores de barra;
 - ◆ Un (01) seccionador de línea;
 - ◆ Un (01) interruptor Unipolar SF6;
 - ◆ Un (03) transformadores de tensión capacitivo;
 - ◆ Un (03) transformadores de corriente (clase 0,2); y
 - ◆ Un (03) pararrayos de óxido de zinc (ZnO).
- Servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna, equipados con los siguientes elementos:
 - ◆ Un (01) banco de baterías 110 (Vcc);
 - ◆ Un (01) banco de baterías 48 (Vcc);
 - ◆ Un (01) cargador para banco de baterías 110 (Vcc); y
 - ◆ Un (01) cargador para banco de baterías 48 (Vcc).
- Tablero de control:
 - ◆ Cuatro (04) paneles de control y protección, incluye SCU, Relés y RTU;
 - ◆ Un (01) tablero de medición de energía;
 - ◆ Un (01) tablero de teleprotección, Onda Portadora y Comunicaciones;
 - ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vac;
 - ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vac 110 V; y
 - ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vcc 48 V.
- Pórticos y soportes:
 - ◆ Pórticos de barras y líneas 138 kV; y
 - ◆ Soportes para equipos de 138 kV.
- Edificio de control de material noble con equipos de aire acondicionado.
- Sistema de iluminación perimetral con postes de concreto y luminarias tipo pastoral y reflectores de alta presión de sodio.



- Cerco perimétrico con paños de malla metálica.

2.4.2. S.E. AZÁNGARO

La S.E. Azángaro se encuentra ubicada en el Distrito de Antauta, Provincia de Melgar, Departamento de Puno, con coordenadas UTM por el Norte 8436646 y por el Este 354268, a una altitud de 4 500 m.s.n.m..

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

- Consta de un sistema de barras en 138 kV, con disposición doble, a la intemperie.
- Una (01) celdas de llegada en 138 kV del Transformador de 138/60/22,9 kV, 12 MVA, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Un (01) seccionador de barra;
 - ◆ Un (01) seccionador de línea;
- Cuatro (04) celdas de salida de línea en 138 kV, hacia las Subestaciones San Gabán, San Rafael, Tintaya y Juliaca, equipada con los siguientes elementos:
 - ◆ Dos (02) seccionador de barra;
 - ◆ Un (01) seccionador de línea;
 - ◆ Un (01) interruptor Unipolar SF6;
 - ◆ Tres (03) transformadores de tensión capacitivo;
 - ◆ Tres (03) transformadores de corriente (clase 0,2); y
 - ◆ Tres (03) pararrayos de óxido de zinc (ZnO).
- Servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna, equipados con los siguientes elementos:
 - ◆ Un (01) banco de baterías 110 (Vcc);
 - ◆ Un (01) banco de baterías 48 (Vcc);
 - ◆ Un (01) cargador para banco de baterías 110 (Vcc); y
 - ◆ Un (01) cargador para banco de baterías 48 (Vcc).
- Tablero de control:
 - ◆ Cuatro (04) paneles de control y protección, incluye SCU, Relés y RTU;
 - ◆ Un (01) tablero de medición de energía;



-
- ◆ Un (01) tablero de teleprotección, Onda Portadora y Comunicaciones;
 - ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vac;
 - ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vac 110 V; y
 - ◆ Un (01) tablero de servicios auxiliares Vcc 48 V.
 - Pórticos y soportes:
 - ◆ Pórticos de barras y líneas 138 kV; y
 - ◆ Soportes para equipos de 138 kV.
 - Edificio de control de material noble con equipos de aire acondicionado.
 - Sistema de iluminación perimetral con postes de concreto y luminarias tipo pastoral y reflectores de alta presión de sodio.
 - Cerco perimétrico con paños de malla metálica.



3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

En cumplimiento a lo establecido en el Artículo 77° de la LCE, que textualmente indica lo siguiente:

Artículo. 77°.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios. En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Por tal motivo, en la Fijación Precios en Barra período entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010, correspondió actualizar el VNR de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas el año 2005, período en el cual están incluidas las instalaciones del SPT de SAN GABÁN.

En el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, denominada "Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010", se establece que el VNR de las instalaciones del SPT de SAN GABÁN, asciende a US \$ 697 285 (Seiscientos Noventa y Siete Mil Doscientos Ochenta y Cinco Dólares Americanos).



4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

4.1. COMPOSICIÓN DEL COSTO

El COyM comprende todos los costos en que incurre una empresa para la prestación del servicio eléctrico, con la calidad estipulada en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Este costo comprende las actividades necesarias para la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN, con una organización y personal idóneo, remunerado con sueldos promedio de mercado, que aseguren un servicio adecuado y la gestión sostenida en el tiempo.

El COyM se compone de la siguiente manera:

$$\text{COyM} = \text{CM} + \text{CO} + \text{CG} + \text{CS} + \text{Cs}$$

Donde:

CM = Costo Directo de Mantenimiento (Mantenimiento de Líneas y Subestaciones, mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones y Centro de Control).

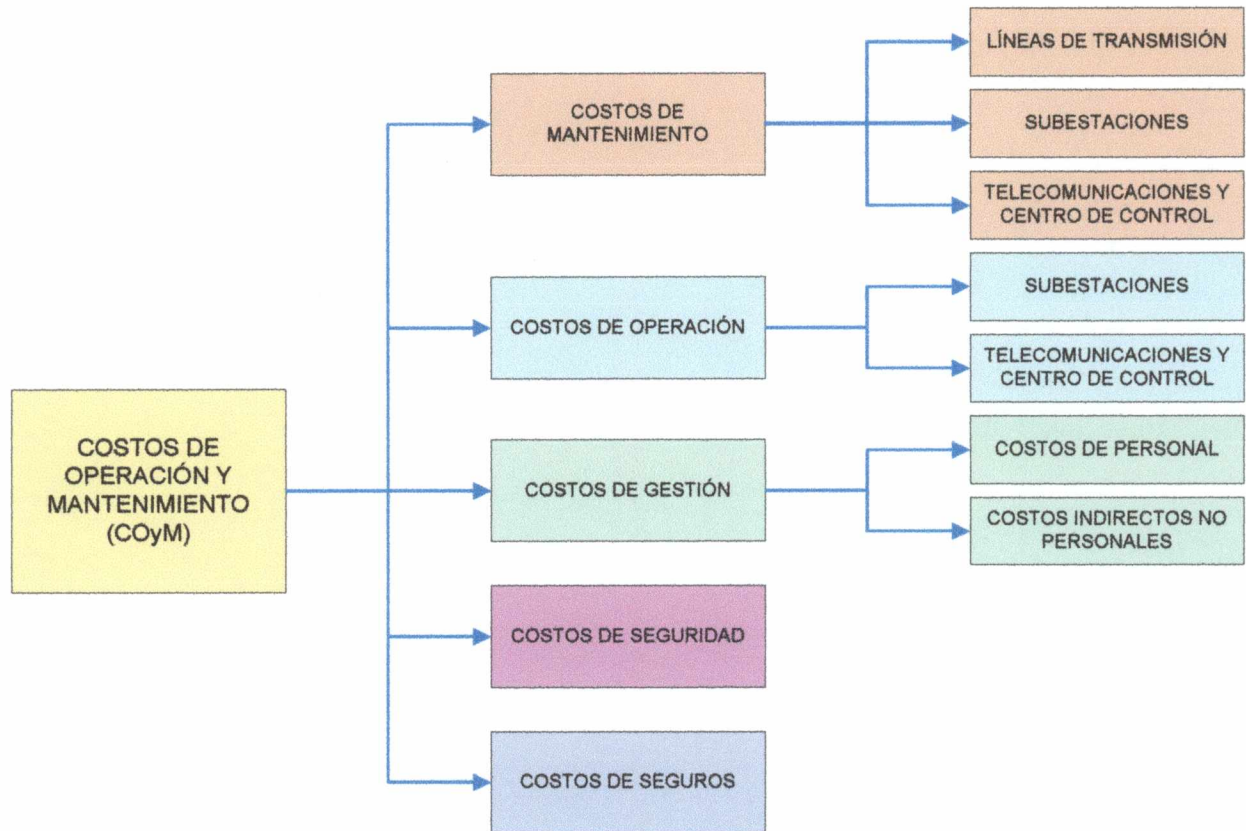
CO = Costo de Operación (Operación de Subestaciones, Telecomunicaciones y Centro de Control).

CG = Costo de Gestión (Costos de Personal y Costos Indirectos no personales)



CS = Costo de Seguridad (Protección de Instalaciones)

Cs = Costo de Seguros



4.2. PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO

Para la determinación del COyM, se consideran las siguientes premisas:

- Asegurar un servicio adecuado al cliente.
- Asegurar una gestión sostenida de la empresa.
- La retribución del COyM debe comprender cuando menos:
 - ◆ Costo de personal incluyendo todos los pagos y retenciones que correspondan a la Concesionaria bajo las Leyes Aplicables;
 - ◆ Costo de los contratos de mantenimiento;
 - ◆ Costo de combustibles, lubricantes, etc., de los vehículos;
 - ◆ Costo de seguridad;



- ◆ Costo de seguros; y
- ◆ Anualidad de capitales inmovilizados en repuestos, herramientas, vehículos y edificios.
- Como costo de seguros se considera lo siguiente:
 - ◆ Seguro de Responsabilidad Civil contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas;
 - ◆ Seguro a todo riesgo, que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la Concesionaria. La contratación de las pólizas deberá adecuarse a la naturaleza de cada bien. Las coberturas serán cuando menos las siguientes: daños parciales o totales, construcción y montaje, rotura de maquinaria, daños por agua, terremoto, incendio, terrorismo, vandalismo, conmoción civil, hurto y apropiación ilícita.
- Considerar la tecnología actual en la ejecución del mantenimiento.
- Tomar como costo de los recursos los precios actuales de mercado, a los cuales puede acceder SAN GABÁN, considerando las economías de escala y la ubicación de las instalaciones.
- Simular la operación de una empresa modelo que permita una operación y mantenimiento eficiente.

4.3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES

Se ha elaborado un estimado de los costos de mantenimiento de acuerdo a la metodología del Costeo Basado en Actividades.

Este modelo de costos obliga a determinar un programa detallado de mantenimiento, definiendo los procesos y actividades, estableciendo frecuencias, rendimientos, modo de ejecución, cantidad y tipo de recursos que se deberán utilizar en cada actividad de mantenimiento.

SAN GABÁN cuenta con información real histórica de dichas actividades,. No obstante, en este estudio se ha realizado una simulación de la operación y el mantenimiento del sistema, basado en experiencias similares en otros sistemas del país y tomando de referencia la información actual.



4.4. COMPONENTES DEL COYM

El COyM incluye todos los costos de la empresa, los mismos que se pueden agrupar de la siguiente manera:

- Costo de Operación;
- Costo de Mantenimiento;
- Costo de Gestión;
- Costo de Seguridad; y
- Costo de Seguros.

4.4.1. COSTO DE OPERACIÓN

El Costo de Operación considera el costo del personal operativo y sus costos asociados, para realizar sus funciones de operación de Subestaciones y Centro de Control.

Los costos de operación que se incurre en Subestaciones y Centro de Control, incluyen: costos de personal, infraestructura, equipos de seguridad, mantenimiento menor a cargo del operador, limpieza y otros para mantener adecuadamente la instalación del Centro de Control y Subestaciones.

4.4.2. COSTO DE MANTENIMIENTO

Se considera como costo de mantenimiento los costos que cubren el mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo de las líneas de transmisión, las subestaciones y el Centro de Control, los cuales incluyen el costo de personal supervisor, la mano de obra directa, materiales, repuestos, herramientas, equipos y vehículos necesarios para la ejecución de las actividades de mantenimiento. Se considera que los costos de supervisión del mantenimiento de las subestaciones, líneas de transmisión y centro de control es ejecutado por personal propio de la empresa y la mano de obra directa en las actividades de mantenimiento es ejecutada por terceros.

4.4.3. COSTO DE GESTIÓN

El costo de gestión es aquel en que se incurre para poder efectuar la operación y mantenimiento y se clasifica en:

- Suministros diversos;
- Personal;



- Cargas diversas de gestión;
- Servicios de terceros; y
- Tributos.

SUMINISTROS DIVERSOS

Se considera los costos de insumos, materiales, útiles de limpieza, combustible y otros necesarios para la gestión directa e indirecta de la operación y mantenimiento.

PERSONAL

El costo de personal incluye las remuneraciones de los puestos de jefatura de operación y mantenimiento, administrativos y de dirección.

CARGAS DIVERSAS DE GESTIÓN

En este rubro se considera alquileres, gastos de comunicación, gastos notariales, suscripciones, útiles de escritorio, etc.

SERVICIOS DE TERCEROS

Limpieza de edificios de las áreas correspondientes de las oficinas administrativas, servicio de agua, energía eléctrica, teléfono, transporte de personal, correos, servicio de asesorías y otros.

TRIBUTOS

Tributos a gobiernos locales, aportes para gastos del OSINERG, MEM-DGE, COES y otros tributos tales como el pago anual del Impuesto a las Transferencias Financieras.

4.4.4. COSTO DE SEGURIDAD

Como costo de seguridad se considera los costos contra atentados de terceros. Se ha considerado para subestaciones los costos de puestos de vigilancia en cada una de las subestaciones, donde SAN GABÁN cuenta con instalaciones de transmisión.

4.4.5. COSTO DE SEGUROS

Seguro de Responsabilidad Civil contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas;

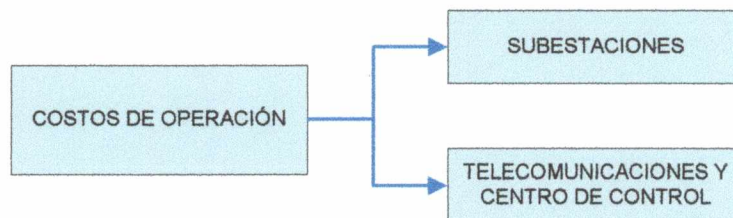


Seguro a todo riesgo, que cubra el valor de reemplazo de los bienes de la Concesionaria. La contratación de las pólizas deberá adecuarse a la naturaleza de cada bien. Las coberturas serán cuando menos las siguientes: daños parciales o totales, construcción y montaje, rotura de maquinaria, daños por agua, terremoto, incendio, terrorismo, vandalismo, conmoción civil, hurto y apropiación ilícita.

4.5. COSTOS DE OPERACIÓN

Corresponden a los costos de Operación del Centro de Control y la Operación de las Subestaciones para un correcto funcionamiento del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión de SAN GABÁN. En el siguiente diagrama se muestra la composición de los costos de operación.

Composición de los Costos de Operación

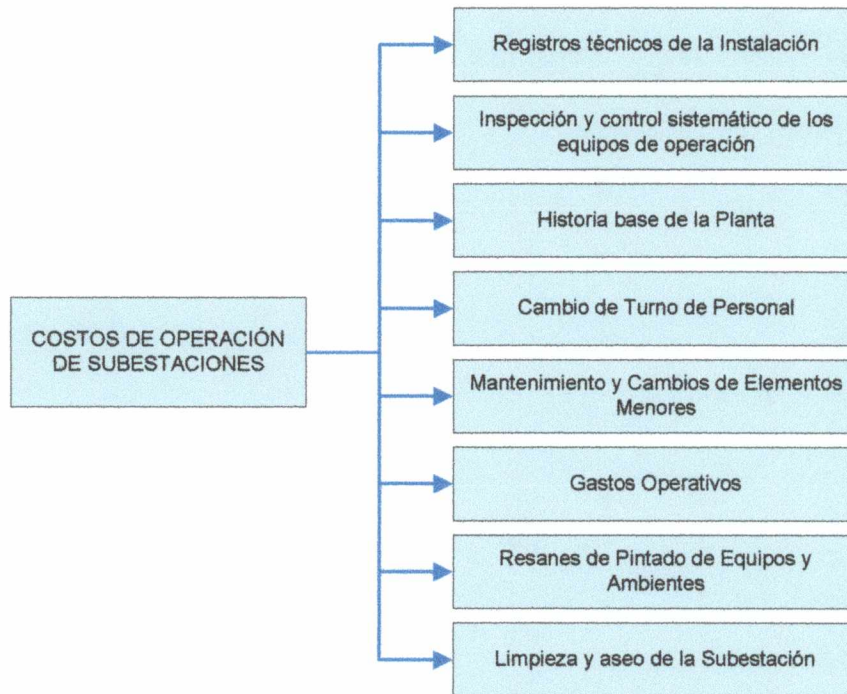


4.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Corresponden a los costos de operación del sistema referidos a la administración de la Subestación y al Centro de Control. Estos se componen en procesos y actividades básicamente a las actividades de maniobras que en forma programada o de emergencia son realizados por el personal de operación de las subestaciones del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN. Para cumplir estos objetivos el personal de operadores requiere de una infraestructura básica necesaria para el correcto funcionamiento de la instalación.



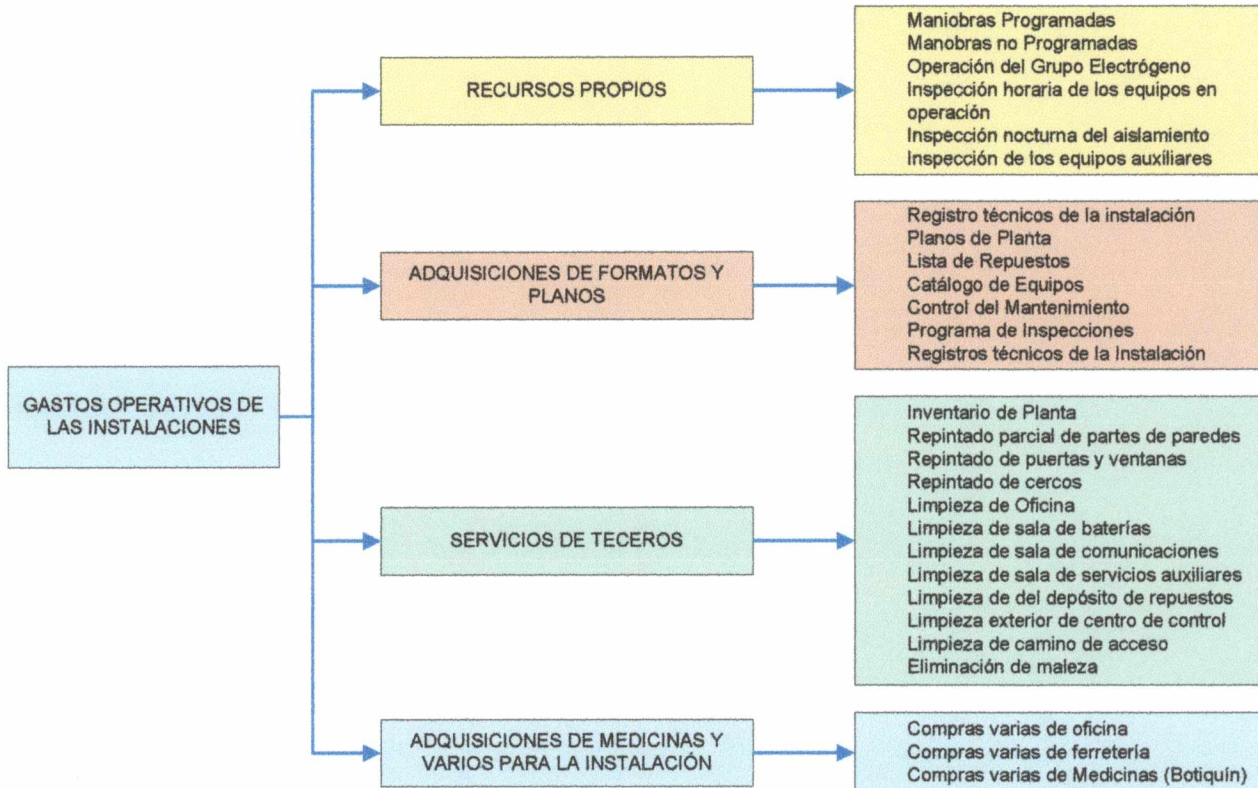
Los procesos de operación de las subestaciones se detallan en el diagrama siguiente:



Los Gastos Operativos de las Instalaciones se ha dividido en cuatro subprocesos: i) Recursos Propios, ii) Adquisición de Formatos y Planos, iii) Servicio de Terceros y iv) Adquisición de Medicinas y varios para la Instalación. Cada uno de estos subprocesos se dividen a su vez una serie de actividades como se muestran en el diagrama siguiente.



Principales Actividades para la Operación de una Instalación



Entre las principales actividades de operación, relacionadas directamente con la utilización de los equipos de protección y de telecomunicaciones se encuentran:

- Ejecución y control de las maniobras programadas y de emergencia a ejecutarse por mando local;
- Inspección y verificación del correcto funcionamiento de los equipos en subestaciones
- Registro técnicos de la instalación y análisis de parámetros de la red en condiciones de operación normal y como consecuencia de eventos ocurridos en las líneas de transmisión y subestaciones;
- Reportes del control del mantenimiento, programas, inventarios y autorizaciones de las ordenes de trabajo al área de jerarquía a fin de informar y tomar las medidas correspondientes;
- Los gastos incurridos par el mantenimiento menor, cambios de menor cuantía, resanes y limpiezas dentro de las instalaciones propias; y



- Coordinación de la ejecución de maniobras y su monitoreo dentro de las instalaciones propias así como de las otras empresas de Transmisión.

4.5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES

Las labores de operación de las subestaciones estarán a cargo cada una de dos operadores para la ejecución de las labores de operación de los equipos de maniobra y servicios de sus respectivas instalaciones.

Para la atención de las subestaciones se ha considerado: Las herramientas de trabajo que requiere el operador, equipos de maniobras y de seguridad, infraestructura necesaria para la atención de la Subestación.

Se ha considerado las adquisiciones de diversos formatos para la función de operación y control del mantenimiento, útiles de oficina, elementos diversos, medicinas y gastos varios como; teléfono, Internet, copias.

Así mismo, se ha considerado el cuidado de posibles partes que puedan dañarse, desyerbado del patio y aseo de la instalación según exigencias de la fiscalización del OSINERGMIN.

En el Cuadro N° 4.5-1 se muestra la relación de procesos y actividades considerados para la operación de las subestaciones.

Cuadro N° 4.5-1.: Procesos y Actividades de Operación

Procesos	Actividades
Maniobra de equipos electromecánicos	Maniobras Programadas Maniobras de emergencias Operación del Grupo Electrónico
Inspección y control sistemático de los equipos en operación	Inspección horaria de los equipos en operación Inspección nocturna del aislamiento Inspección de los equipos auxiliares
Registros técnicos de la instalación	Registros técnicos de la Instalación Planos de Planta Lista de Repuestos Catalogo de Equipos
Historia base de la planta	Control del Mantenimiento Programa de Inspecciones Inventario de Planta Autorizaciones de Ordenes de Trabajo en la Instalación



Procesos	Actividades
Mantenimiento y Cambios de Elementos Menores	Mantenimientos de Servicios Higiénicos Mantenimiento de Avisos Mantenimiento Menores Varios
Gastos Operativos	Gastos de Movilidad Varios Compras varios de oficina Compras varios de ferreterías Compras varios de Medicinas (Botiquín)
Resanes de Pintado de Equipos y Ambientes	Repintado parcial de partes de paredes Repintado de puertas y ventanas Repintado de cercos
Limpieza y aseo de la subestación	Limpieza de oficina Limpieza de sala de baterías Limpieza de sala de comunicaciones Limpieza de sala de servicios auxiliares Limpieza de almacén Limpieza exterior de centro de control Limpieza de camino de acceso Deshierbado del patio de llaves

Los resultados obtenidos de los costos operativos de cada una de las subestaciones con instalaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión de SAN GABÁN, se muestran en el Cuadro N° 4.5-2. El detalle del costeo se muestra en los Formularios N° 401, N° 402 y N° 405.

Cuadro N° 4.5-2.: Costo Anual de Operación de Subestaciones (US \$)

Procesos	S.E. Azángaro	S.E. San Gabán	Total
Maniobra de equipos electromecánicos	8 866	8 866	17 731
Inspección y control sistemático equipos operación	7 604	7 604	15 209
Registros técnicos de la instalación	7 614	7 614	15 228
Historia base de la planta	7 964	7 964	15 928
Mantenimiento y cambios de elementos menores	608	608	1 217
Gastos operativos	9 090	9 090	18 180
Resanes de pintado de equipos y ambientes	686	686	1 372
Limpieza y aseo de la sub estación	2 190	2 190	4 381
Total US\$	44 623	44 623	89 245



Para la asignación de los costos de operación de las subestaciones se ha asignado el costo total de operación de acuerdo al VNR de las empresas involucradas. En el Cuadro N° 4.5-3 mostramos los porcentajes de asignación de los costos de las subestaciones entre las empresas que utilizan estas estaciones.

Cuadro N° 4.5-3.: Asignación de Costos de Operación de Subestaciones

Subestación	Empresas	Porcentajes
San Gabán	San Gabán	100%
	Otros	0%
Azángaro	San Gabán	43%
	Otros	57%

De acuerdo a la metodología empleada se tiene un costo total de operación de Subestaciones de US \$ 89 245; correspondiendo a SAN GABÁN, US \$ 63 908. El Cuadro N° 4.5-4 se ha cuantificado todos los costos vinculados a la operación de las subestaciones de SAN GABÁN.

Cuadro N° 4.5-4.: Costo Anual SAN GABÁN de Operación de Subestaciones - (US \$)

Procesos	S.E. Azángaro		S.E. San Gabán	Total
	SST	SPT		
Maniobra de equipos electromecánicos	2 907	925	8 866	12 697
Inspección y control sistemático equipos operación	2 493	793	7 604	10 891
Registros técnicos de la instalación	2 497	794	7 614	10 905
Historia base de la planta	2 611	831	7 964	11 406
Cambio de turno del personal	-	-	-	-
Mantenimiento y cambios de elementos menores	199	63	608	871
Gastos operativos	2 980	948	9 090	13 019
Resanes de pintado de equipos y ambientes	225	72	686	983
Limpieza y aseo de la sub estación	718	228	2 190	3 137
Total US\$	14 631	4 654	44 623	63 908

Asignando los Costos de Operación entre el SPT y SST según el VNR perteneciente a cada sistema, corresponde como costo total de operación de las subestaciones para el SPT la suma de US \$ 4 654, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-5.



Cuadro N° 4.5-5.: Costo Anual de Operación de Subestaciones SPT SAN GABÁN - (US \$)

Tipo de Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado a Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US \$)
Operación Subestaciones					
S.E. Azángaro	44 623	100%	44 623	10,43%	4 654
Costo Total					4 654

4.5.3. COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL (SALA DE CONTROL)

Estos costos corresponden a las labores de control del sistema eléctrico, operación de los equipos de maniobra, protección y servicios auxiliares de las instalaciones de las subestaciones del Sistema de Transmisión.

Las actividades de control del sistema están a cargo del personal de operación del Centro de Control (Sala de control) quienes son los que coordinan con los operadores de cada subestación para la recopilación de las lecturas horarias de los parámetros eléctricos a fin de registrarlos y al final de la jornada entregarlos al encargado del análisis.

El personal de operadores estará a cargo de un Jefe del Centro de Control quien planificará las operaciones y coordinará éstas con la Unidad de Transmisión y será también el especialista en análisis de sistemas eléctricos, quien evaluará las condiciones de operación de la red y analizará las perturbaciones y/o fallas que se hayan presentado en el sistema.

Contará además con personal de apoyo técnico que se encargará de la operación de las telecomunicaciones y protecciones del sistema.

En el Cuadro N° 4.5-6 se muestra el resultado final de los costos de operación del Centro de Control, el detalle de estos cálculos se aprecian en el los Formularios N° 403, N° 404 y N° 405.

Cuadro N° 4.5-6.: Costo de Anual de Operación del Centro de Control - (US \$)

PROCESOS	TOTAL
Operación de Centro de Control	61 413



La asignación de los costos de operación al SPT se ha efectuado en función del VNR. Resultando el costo de operación del Centro de Control para el SPT la suma de 8 068 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-7.

Cuadro N° 4.5-7.: Costo Anual de Operación de Centro de Control – SPT US \$

Tipo De Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado A Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado Al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US\$)
Centro de Control	61 413	100%	61 413	13,14%	8 068

El costo total de Operación para el SPT asciende a 12 722 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-8.

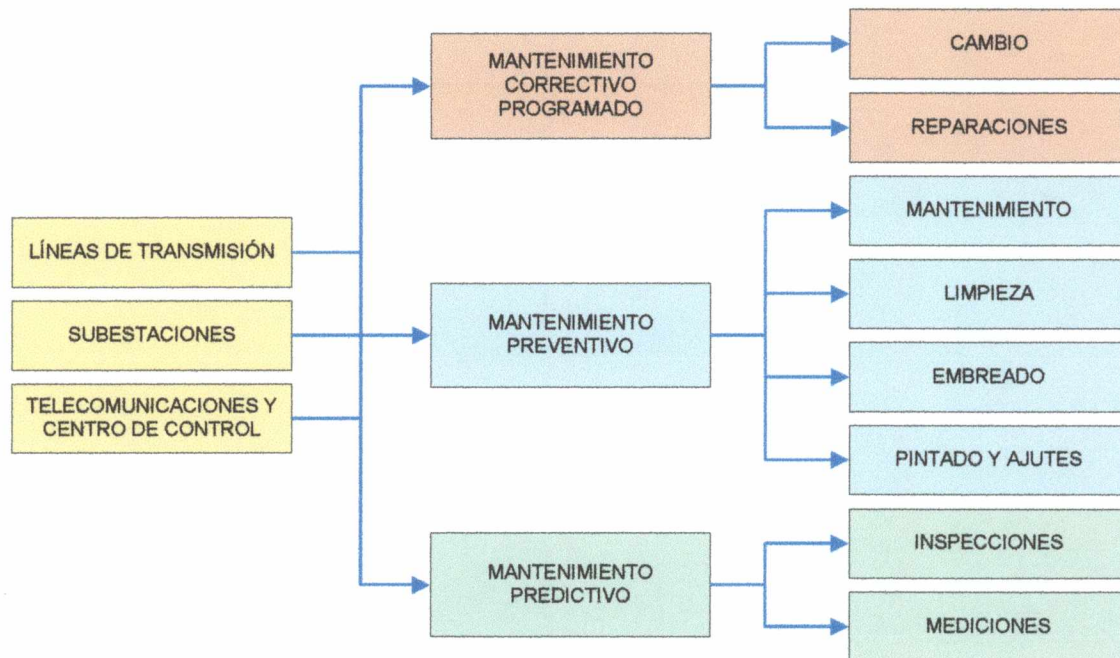
Cuadro N° 4.5-8.: Costo Anual de Operación – SPT

Tipo de Costo	Costo Total Anual (US \$)	Porcentaje Dedicado a Transmisión (%)	Costo Anual Transmisión (US \$)	Porcentaje Dedicado al SPT (%)	Costo Total Anual SPT (US \$)
S.E. Azángaro	44 623	100%	44 623	10,43%	4 654
Centro de Control	61 413	100%	61 413	13,14%	8 068
Costo Total de Operaciones					12 722

4.6. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO

El costo directo de mantenimiento comprende:

- Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión;
- Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones;
- Costo Directo de Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones.
- Costo Directo de Supervisión de Mantenimiento de Líneas de Transmisión, Subestaciones, Centro de Control y Telecomunicaciones.



4.6.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN son:

Sistema Secundario de Transmisión

- Línea de transmisión a 138 kV entre la S.E. San Gabán II y la S.E. Azángaro, denominada L-1010.
- Línea de transmisión a 138 kV entre la S.E. San Gabán II y la S.E. San Rafael, denominada L-1013.
- Línea de transmisión a 138 kV entre la S.E. San Rafael y la S.E. Azángaro, denominada L-1009.

Las instalaciones son de tecnología actual, que requieren un mínimo de mantenimiento por lo que sus respectivas frecuencias de mantenimiento son mínimas.

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de mercado de proveedores y contratistas. Para el presente informe se ha empleado la información de costos empleados por el OSINERGMIN en la



fijación de Precios en Barra para el período mayo 2011 – abril 2012 y en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009 - 2013 (ver Formularios N° 001 y N° 002).

La definición de las frecuencias de mantenimiento toma en cuenta tres aspectos:

- El tipo de material del equipamiento de las instalaciones;
- La ubicación geográfica de las instalaciones; y
- El grado de contaminación que rodea a dicha instalación.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

De acuerdo a la metodología de costeo, se definen los procesos y actividades los cuales consumen recursos de mano de obra, materiales e insumos y el uso de equipos y herramientas de distinta naturaleza cuyo destino es el mantenimiento de las instalaciones.

Los procesos definidos involucran los tipos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo programado:

- Mantenimiento Predictivo: involucra actividades de Inspección y Medición;
- Mantenimiento Preventivo: involucra actividades de Mantenimiento, Limpieza, Embreado, Pintado y Ajustes; y
- Mantenimiento Correctivo Programado: involucra actividades de Cambios y Reparaciones.

En el Cuadro N° 4.6-1 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Líneas de Transmisión:

Cuadro N° 4.6-1.: Procesos y Actividades de Mantenimiento de Líneas de Transmisión

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Inspección Ocular de Líneas Aéreas	Mantenimiento Predictivo	Inspección Ligera
		Inspección Minuciosa
		Inspección Nocturna
Mantenimiento Aisladores de Líneas Aéreas	Mantenimiento Preventivo	Limpieza Manual
		Cambio Manual de Silicona de Aisladores
		Ajuste de Grapas Bifilares en Cuellos Muertos



Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento de Defensas y Servidumbre	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Defensas, Ríos y Avenidas
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Costa)
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Selva)
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Sierra)
Mantenimiento Caminos de Accesos	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de Trochas Carrozables
		Mantenimiento de Caminos Peatonales
Mantenimiento Electromecánico de Líneas Aéreas	Mantenimiento Correctivo Programado	Cambio de Aisladores
		Cambio de Conductores
		Cambio de Ferretería
		Reparación de Conductores
		Cambio de Cable de Guarda
Mantenimiento Estructuras de Líneas Aéreas	Mantenimiento Preventivo	Pintado de Estructuras
		Pintado de Fases y Rótulos
		Embreado de Patas (Torres)
	Mantenimiento Correctivo Programado	Cambio de Perfiles
		Reparación de bases de torres
Mantenimiento Sistema de Puesta a Tierra	Mantenimiento Predictivo	Medición Puesta a Tierra
	Mantenimiento Correctivo Programado	Reparación de Puesta a Tierra
Revisión y Mediciones Eléctricas	Mantenimiento Predictivo	Medición Puntos Calientes
		Medición de Distribución de Potencial

Una vez definidas las actividades se valorizan, mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de cada actividad.

Enseguida se define la frecuencia anual por actividad sobre la base del plan anual de mantenimiento elaborado.

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión parten de la valorización de los módulos respectivos, el cual toma en cuenta lo siguiente: La unidad a la que se aplica una actividad, el alcance de la



actividad o cantidad de unidades, el costo unitario por actividad y la frecuencia de ejecución de una actividad. Dicha valorización se muestra en los Formularios N° 003, N° 101 y N° 102.

La sumatoria de los costos parciales por cada tipo de línea, nos da el costo total de mantenimiento en este rubro.

En el Cuadro N° 4.6-2 se muestran los resultados de los costos de mantenimiento de las líneas de transmisión, el SPT de no cuenta con Líneas de Transmisión, el integro de la Línea de Transmisión pertenece al Sistema Secundario de Transmisión.

Cuadro N° 4.6-2.: Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión - (US \$)

Sistema de Transmisión	Línea de Transmisión	Monto Anual (US\$)	Porcentaje Respecto al Total
SST	L.T. 138kV SAN GABAN - AZANGARO	136 536	100%
	Sub Total	136 536	100%
Total Costo Directo		135 098	100%

El costo directo de mantenimiento de las Líneas de Transmisión para el SST representa el 100 % del costo directo total de mantenimiento de las líneas de transmisión.

4.6.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN son:

Sistema Principal de Transmisión

- S.E. Azángaro: Una (01) celda de salida de línea en 138 kV, hacia las hacia las Subestaciones Tintaya.

Sistema Secundario de Transmisión

- S.E. San Gabán: Dos (02) celdas de llegada en 138 kV de los transformadores principales de la C.H. San Gabán II.
- S.E. San Gabán: Dos (02) celdas de salida de línea en 138 kV, hacia la S.E. Azángaro y San Rafael.



- S.E Azángaro: Una (01) celdas de llegada en 138 kV del Transformador de 138/60/22,9 kV, 12 MVA (1 Seccionador de Barra y 1 de Línea).
- S.E. Azángaro: Tres (03) celdas de salida de línea en 138 kV, hacia las hacia las Subestaciones San Gabán, San Rafael y Juliaca.

Las instalaciones se consideran de tecnología actual, que requieren un mínimo de mantenimiento por lo que sus respectivas frecuencias de mantenimiento son mínimas.

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de proveedores y contratistas nacionales, Para el presente informe se ha empleado la información de costos empleados por el OSINERGMIN en la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2011 – abril 2012 y en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009 - 2013 (ver Formularios N° 001 y N° 002).

La definición de las frecuencias de mantenimiento toma en cuenta dos aspectos:

- El tipo de material del equipamiento de las instalaciones y
- El grado de contaminación que rodea a dicha instalación.

Para asignación del mantenimiento de sistema de servicios auxiliares y instalaciones comunes se ha realizado en función del VNR total de las instalaciones de la subestación, para ello se ha empleado la información empleada por el OSINERGMIN en el proceso de fijación tarifaria anterior.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

De acuerdo a la metodología de costeo, se definen los procesos y actividades los cuales consumen recursos de mano de obra, materiales e insumos y el uso de equipos y herramientas de distinta naturaleza cuyo destino es el mantenimiento de las instalaciones.

Los procesos definidos involucran los tipos de mantenimiento Predictivo, preventivo y correctivo programado:

- Mantenimiento Predictivo: involucra actividades de Inspección, Medición, Análisis y Pruebas;



- Mantenimiento Preventivo: involucra actividades de Mantenimiento, Limpieza, Fumigación, Pintado y Ajustes; y
- Mantenimiento Correctivo Programado: involucra actividades de Mantenimiento Integral y Mayor.

En el Cuadro N° 4.6-3 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Subestaciones:

Cuadro N° 4.6-3.: Procesos y Actividades para el Mantenimiento de Subestaciones

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Celda Línea y Transformadores 138 kV	Mantenimiento Preventivo	Ajuste de Grapas y Conectores
		Limpieza Manual de Aislamiento
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema de Control y Señalización
		Mantenimiento Tablero de Control, Medición y Protección
	Mantenimiento Predictivo	Medición Puntos Calientes
		Pruebas de Interruptores
		Pruebas de Seccionadores
		Prueba de Transformador de Medida
Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Integral de Interruptores	
	Mantenimiento Integral de Seccionadores	
Mantenimiento de Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Banco de Baterías
		Mantenimiento Cargador de Baterías
		Mantenimiento Tablero de Servicio Auxiliares
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Integral Transformador SSAA
Mantenimiento de Edificios	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Cerco Perimetral
		Mantenimiento Ductos y Canaletas
		Mantenimiento Edificios de Control
		Mantenimiento Sistema Suministro de Agua
		Mantenimiento Sistemas de Iluminación
		Pintado de Estructuras y Pórticos
		Fumigación de Canaletas y Cajas de Interconexión



Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Seguridad	Mantenimiento Preventivo	Fumigación de Ambientes
		Seguridad e Higiene Industrial
Mantenimiento Sistema Puesta a tierra	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Sistema Puesta a Tierra
	Mantenimiento Predictivo	Medición de Puesta a Tierra

La valorización de las actividades se realiza mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de cada actividad.

Luego se define la frecuencia anual por actividad.

La cantidad de unidades por actividad en subestaciones se define metrande el equipamiento que tiene cada una de ellas, tal como número de interruptores, seccionadores, grapas, y otros para los cuales se les asigna una actividad de mantenimiento.

Teniendo estas consideraciones planteadas se valoriza el mantenimiento, determinándose el costo unitario del mismo.

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones toman en cuenta: la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y frecuencia de ejecución de una actividad. Dicha valorización se muestra en los Formularios N° 003, N° 201, N° 202 y N° 203.

La sumatoria de los costos parciales por cada subestación del Sistema de Transmisión Principal y Sistema de Transmisión Secundario, nos da el costo directo total en este rubro, el cual se muestra a continuación.

En el Cuadro N° 4.6-4 se muestran los valores del costo directo de mantenimiento de las subestaciones.

Cuadro N° 4.6-4.: Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones - (U.S. \$)

Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SPT	S.E. Azángaro	11 458	12%
	Sub Total	11 458	12%



Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SST	S.E. Azángaro	47 031	48%
	S.E. San Gabán	40 451	41%
	Sub Total	87 482	88%
Total Costo Directo Mantenimiento		98 940	100%

El costo directo de mantenimiento de subestaciones del Sistema Principal de Transmisión representa el 12 % y del Sistema Secundario de Transmisión representa el 88 % del costo total del mantenimiento.

4.6.3. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Corresponde al mantenimiento de los equipos de telecomunicaciones (onda portadora PLC's y radio móvil) Corresponde al mantenimiento de los equipos de telecomunicaciones (onda portadora, PLC's y radio móvil) y centro de control (Sistema SCADA, RTU y servidores) definidas para el Sistema de Transmisión de de SAN GABÁN.

Para asignación de los costos de telecomunicaciones y centro de control se ha realizado en función de los costos de inversión.

Las instalaciones se consideran de tecnología actual, que requieren un mínimo de mantenimiento por lo que sus respectivas frecuencias de mantenimiento son mínimas.

Los costos de mano de obra, materiales, equipos y herramientas utilizados en la valorización de las actividades de mantenimiento corresponden a costos reales de proveedores y contratistas nacionales, para el informe se ha empleado la información de costos del boletín de octubre de 2008 de CAPECO.

PROCESOS Y ACTIVIDADES

De acuerdo a la metodología de costeo, se definen procesos y actividades los cuales consumen recursos de mano de obra, materiales e insumos y el uso de equipos y herramientas de distinta naturaleza cuyo destino es el mantenimiento de las instalaciones.



Los procesos definidos involucra mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo programado:

- Mantenimiento Predictivo: involucra actividades de Inspección, Medición, Análisis y Pruebas;
- Mantenimiento Preventivo: involucra actividades de Mantenimiento y Limpieza.
- No se considera Mantenimiento Correctivo

En el Cuadro N° 4.6-5 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones:

Cuadro N° 4.6-5.: Procesos y Actividades para el Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones	Mantenimiento Preventivo	Pruebas equipo Transmisor Receptor de Onda portadora
		Pruebas al Acoplador de señal
		Pruebas equipo Transmisor Receptor de Teleprotección
		Pruebas a Antena Parabólica, cable coaxial y accesorios
		Pruebas equipo Transmisor Receptor de Radio digital
		Mediciones de puesta a Tierra
		Pruebas a la central Teléfono Digital, aparatos telefónico y armario
		Pruebas de Radios móviles, estación repetidora y accesorios
	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Onda portadora
		Mantenimiento del Acoplador de señal
		Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Teleprotección
		Mantenimiento a Antena Parabólica, cable coaxial y accesorios
		Mantenimiento equipo Transmisor Receptor de Radio digital
		Mantenimiento de puesta a Tierra
		Mantenimiento a la central Teléfono Digital, aparatos telefónico y armario
		Mantenimiento de Radios móviles, estación repetidora y accesorios
		Mantenimiento Equipos PLCs
		Mantenimiento de Centro de Control
Mediciones y pruebas de servidores		
Mediciones y Pruebas de cablería Red LAN, Router y UPS		
Mediciones y Pruebas de Impresoras		



Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento de Centro de Control	Mantenimiento Predictivo	Mediciones y Pruebas de RTU
		Pruebas al Sistema Scada
		Mediciones y Pruebas de Switch
		Mediciones y Pruebas de Estabilizadores
		Mediciones y Pruebas de Grupo Electrónico
		Mediciones y Pruebas del Aire acondicionado
Mantenimiento de Centro de Control	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento de estaciones de operación
		Mantenimiento de servidores
		Mantenimiento de cablería Red LAN, Router y UPS
		Mantenimiento de Impresoras
		Mantenimiento de RTU
		Mantenimiento de Switch
		Mantenimiento de Estabilizadores
		Mantenimiento del Grupo Electrónico
		Mantenimiento del Aire acondicionado
		Seguridad de la RED

La valorización de las actividades se realiza mediante análisis de costos unitarios por actividad, el mismo que consiste en la asignación de recursos y rendimientos para la realización de dicha actividad.

Luego se define la frecuencia anual por actividad.

La cantidad de unidades por actividad en telecomunicaciones y centro de control se define metrandó el equipamiento que tiene cada una de ellas, tal como número de trampas de onda, radio bases, radios en vehículos y portátiles, y tableros, para los cuales se les asigna una actividad de mantenimiento.

Teniendo estas consideraciones planteadas se valoriza la instalación de telecomunicaciones, determinándose el costo de mantenimiento.

RESULTADOS

Los resultados del Costo Directo de Mantenimiento de Telecomunicaciones y Centro de Control toman en cuenta la unidad a la que se aplica una actividad, alcance de la actividad o cantidad de unidades, costo unitario por actividad y



la frecuencia de ejecución de una actividad. Dicha valorización se muestra en los Formularios N° 003, N° 301, N° 302 y N° 303.

En el Cuadro N° 4.6-6 se muestran los valores del costo directo de mantenimiento de telecomunicaciones y centro de control.

Cuadro N° 4.6-6.: Costo de Mantenimiento de Telecomunicaciones y Centro de Control - (U. S. \$)

Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SPT	Centro de Control	2 996	6%
	Telecomunicaciones	3 086	7%
	Subtotal	6 083	13%
SST	Centro de Control	19 812	43%
	Telecomunicaciones	20 406	44%
	Subtotal	40 218	87%
Total		46 301	100%

4.6.4. RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO

En el Cuadro N° 4.6-7 se muestra el resumen de los costos directos de mantenimiento para el SPT.

Cuadro N° 4.6-7.: Costos Directos de Mantenimiento – SPT - (U.S. \$)

Concepto	SPT
Líneas de Transmisión	
Subestaciones	11 458
Telecomunicaciones y Centro de Control	6 083
Total Costo de Mantenimiento	17 540

4.7. COSTOS DE GESTION PERSONALES

Se determinó la organización modelo y el costo del personal asignado para una gestión eficiente en cuanto a la administración, a la operación y mantenimiento del Sistema de Transmisión de SAN GABÁN.



4.7.1. ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR

PREMISAS Y/O CRITERIOS

A Estructura Orgánica

Para el caso de SAN GABÁN, se ha considerado una estructura orgánica basada en una empresa dedicada a la transmisión eléctrica. Para el organigrama propuesto, se ha dividido la organización en una parte administrativa, cuyas labores están involucradas y dan soporte a la gestión de las actividades de transmisión, además de la generación; y una parte operativa exclusivamente dedicada a la transmisión. Este estudio nos permitirá determinar la estructura orgánica necesaria para una empresa del tipo de SAN GABÁN, con el objetivo de gestionar eficientemente las actividades de transmisión, para lo cual, se han considerado las siguientes premisas:

- ◆ Diseñar una organización que incluya el soporte administrativo necesario para las actividades de transmisión, considerando que las áreas involucradas no están a dedicación exclusiva de la transmisión, sino que comparten sus labores dando soporte a las actividades de generación eléctrica.
- ◆ Diseñar una organización que considere un área operativa dedicada exclusivamente a las actividades de transmisión, con el objeto de administrar la infraestructura de SAN GABÁN consistente en las Líneas en 138 kV San Gabán – Azángaro, denominada como L-1010, San Gabán – San Rafael denominada como L-1013 y Azángaro – San Rafael, denominada como L-1009, así como sus instalaciones en las Subestaciones de San Gabán y Azángaro.
- ◆ Que la organización tenga el personal en número y en funciones claves y específicas que permitan ofrecer una gestión de la infraestructura en forma eficiente, rentable y con un servicio de calidad.

B Remuneraciones

La asignación de las remuneraciones para el estudio se tomó como base:



- ◆ Remuneraciones reconocidas a SAN GABÁN en la última fijación de Precios en Barra para el período mayo 2011 – abril 2012.
- ◆ En cada puesto, con sus respectivas funciones competentes, se considero una remuneración promedio de las fuentes citadas.

METODOLOGÍA

A Estructura Orgánica

Para definir la estructura de la empresa de transmisión, se tomó una serie de lineamientos como los siguientes:

- ◆ Que para SAN GABÁN, se ha considerado un área administrativa, correspondiente a la totalidad de la Empresa, considerando solamente aquellas áreas que dan soporte a la transmisión.
- ◆ Que la asignación de las áreas administrativas involucradas con la transmisión, sean asignadas en función de su porcentaje de dedicación a dichas actividades
- ◆ Que el área operativa considerada, este a dedicación exclusiva de la transmisión.
- ◆ Que la empresa sea homogénea en lo referente a niveles jerárquicos, número de áreas y puestos.
- ◆ Efectuar una constante capacitación a fin de mantener o incrementar el nivel del personal, para que la empresa tenga los puestos necesarios con una máxima rentabilidad.
- ◆ Cumplir eficientemente con la operación y mantenimiento de un sistema de transmisión.

B Determinación de Remuneraciones

La metodología para la determinación de las remuneraciones a ser consideradas para la empresa modelo de transmisión, tiene como base:

- ◆ Que SAN GABÁN es una empresa de carácter público, por lo que las remuneraciones a considerarse deberán estar enmarcadas bajo ese contexto.
- ◆ Los estudios utilizados como base para el cálculo de las remuneraciones, por ser de carácter específico, tienen el grado de credibilidad requerido para el presente trabajo.



- ◆ Para el caso de SAN GABÁN se determinó la organización óptima para una empresa de las características de SAN GABÁN, que comparte un área administrativa dedicada a las labores de generación y transmisión eléctrica; considerando solamente aquellas áreas que dan soporte a la transmisión y acondicionada al tamaño de la infraestructura de la empresa.

C Homologación de puestos

- ◆ Se homologaran los sueldos de los distintos cargos de nuestra organización de acuerdo al mercado salarial nacional.

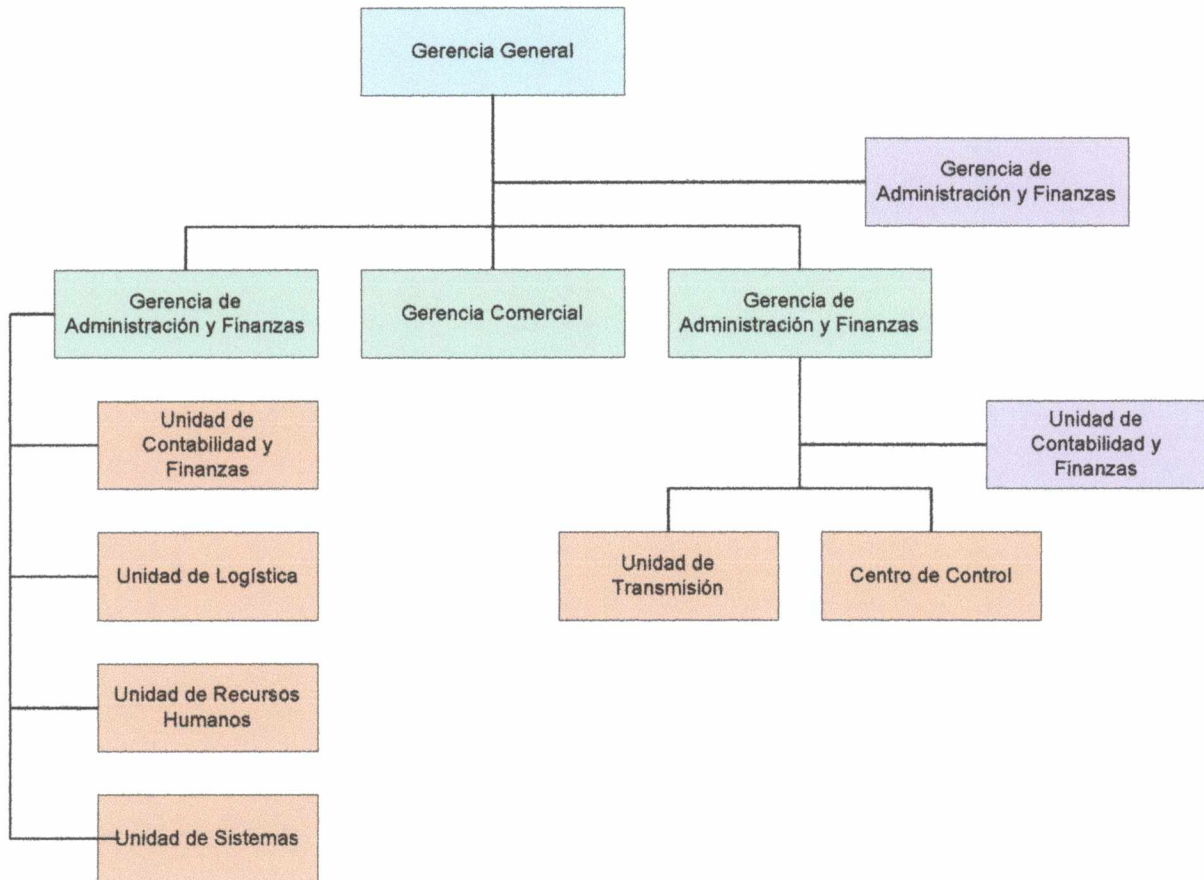
RESULTADOS

A Estructura Orgánica

Tomándose en cuenta los lineamientos mencionados en el punto Metodología ítem A) la estructura orgánica estándar de la empresa considera las siguientes áreas que se pueden ver en el Gráfico N° 4.7-1 y en los Cuadros N° 4.7-1 y N° 4.7-2, (Ver Formularios del N° 501 al N° 510).



Gráfico N° 4.7-1
ORGANIGRAMA DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN SAN GABÁN S.A.



Cuadro N° 4.7-1.: Estructura de la Organización Estándar - Área Administrativa Compartida

Cargo	Número de Personal
AREA: GERENCIA GENERAL	
Gerente General	1
Secretaría GG	1
AREA: LEGAL	
Asesor Legal	1
AREA: GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	
Gerente de Administración y Finanzas	1
Secretaría de Gerencia	1
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS	



Cargo	Número de Personal
Contador	1
Asistente de Contabilidad	1
Cajero	1
UNIDAD DE LOGISTICA	
Jefe de Logística	1
Recepcionista de Sede	1
Analista de Compras	1
Responsable de Almacén	1
Responsable de Servicios Generales	1
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS	
Jefe de Recursos Humanos	1
Asistente de RR.HH.	1
UNIDAD DE SISTEMAS	
Jefe de Sistemas	1
Analista de sistemas	1
UNIDAD COMERCIAL	
Jefe de Unidad Comercial	1
Analista Comercial	1

Cuadro N° 4.7-2.: Estructura de la Organización Estándar - Área Operativa Exclusiva de Transmisión

Cargo	Número de Personal
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES	
Gerente de Operaciones	1
Secretaria de Gerencia	1
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE	
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	1
UNIDAD DE TRANSMISIÓN	
Jefe de Unidad de Transmisión	1
Secretaria	1
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	1
Técnico Mantenimiento LL.TT.	1
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	1
Técnico Mantenimiento SS.EE	1
CENTRO DE CONTROL	



Jefe de Centro de Control	1
Especialista en Análisis	1

B Determinación de Remuneraciones

Obtención Remuneraciones del Mercado

Para determinar los sueldos y salarios del presente estudio se promedió las remuneraciones del mercado nacional obtenido de las fuentes mencionadas en el acápite de premisas, bajo las siguientes consideraciones:

- ◆ Tal como se sabe, los estudios sobre remuneraciones promedio que proporcionan las diversas consultoras y el Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, contienen valores correspondientes al promedio, mediana, valores máximos y mínimos. Para el caso de SAN GABÁN, se han considerado remuneraciones para una empresa de tamaño grande, considerando que las áreas administrativas dan soporte no solo a las actividades de transmisión, sino también a la generación.
- ◆ Los valores consignados en el estudio de remuneraciones del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, consideran montos brutos antes de descuentos de ley y sin incluir beneficios sociales.
- ◆ Los costos laborales conformados por los beneficios sociales y los descuentos de ley, que se utilizaron para el cálculo de las remuneraciones totales, son los siguientes:

Costos Laborales	Tasa %
Vacaciones	9,00%
CTS (1,17 sueldos anuales)	9,75%
Gratificaciones	16,67%
Seguros	10,24%
Essalud	9,00%
SCRT	1,24%



Composición del Costo de Personal

La empresa SAN GABÁN presenta la siguiente composición de costos directos de personal, considerando el promedio de remuneraciones de mercado, considerando beneficios sociales y descuentos de ley.

El Cuadro N° 4.7-3 nos muestra la composición del costo de Personal de la empresa SAN GABÁN, sin incluir el costo del Personal asignado a la operación de subestaciones, estos costos de personal están considerados dentro de los costos de operación.



Cuadro N° 4.7-3.: Costo de Personal Directo de la Organización SAN GABÁN (US \$)

Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$	Seguros	Gratificación	Total Anual US\$
AREA: GERENCIA GENERAL							
Gerente General	13 328	1 200	1 299	15 827	1 424	2 638	238 671
Secretaria GG	1 533	138	149	1 820	164	303	27 452
AREA: LEGAL							
Asesor Legal	5 608	505	547	6 660	599	1 110	100 425
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS							
Gerente de Administración y Finanzas	7 235	651	705	8 592	773	1 432	129 561
Secretaria de Gerencia	1 533	138	149	1 820	164	303	27 452
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS							
Contador	3 956	356	386	4 698	423	783	70 842
Asistente de Contabilidad	1 039	94	101	1 234	111	206	18 606
Cajero	3 083	277	301	3 661	329	610	55 209
UNIDAD DE LOGISTICA							
Jefe de Logística	2 580	232	252	3 064	314	511	46 657
Recepcionista de Sede	647	58	63	768	69	128	11 586
Analista de Compras	1 039	94	101	1 234	126	206	18 789
Responsable de Almacén	2 294	206	224	2 724	279	454	41 485
Responsable de Servicios Generales	2 294	206	224	2 724	279	454	41 485
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS							
Jefe de Recursos Humanos	3 092	278	301	3 672	330	612	55 370
Asistente de RR.HH.	1 039	94	101	1 234	111	206	18 606



Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$	Seguros	Gratificación	Total Anual US\$
UNIDAD DE SISTEMAS							
Jefe de Sistemas	3 094	278	302	3 674	331	612	55 406
Analista de sistemas	1 781	160	174	2 115	190	352	31 893
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES							
Gerente de Operaciones	6 716	604	655	7 975	817	1 329	121 453
Secretaria de Gerencia	1 533	138	149	1 820	164	303	27 452
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE							
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	2 981	268	291	3 540	362	590	53 909
UNIDAD DE TRANSMISIÓN							
Jefe de Unidad de Transmisión	2 499	225	244	2 968	304	495	45 192
Secretaria	1 175	106	115	1 395	126	233	21 041
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	1 694	152	165	2 012	206	335	30 635
Técnico Mantenimiento LL.TT.	1 139	103	111	1 353	139	225	20 598
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	1 942	175	189	2 306	236	384	35 120
Técnico Mantenimiento SS.EE	1 139	103	111	1 353	139	225	20 598
CENTRO DE CONTROL							
Jefe de Centro de Control	3 771	339	368	4 478	459	746	68 196
Especialista en Análisis	1 942	175	189	2 306	236	384	35 120
UNIDAD COMERCIAL							
Jefe de Unidad Comercial	6 823	614	665	8 102	729	1 350	122 183
Analista Comercial	1 854	167	181	2 202	198	367	33 201
SUBTOTAL DE REMUNERACION AL PERSONAL							1 624 193



Inductores de asignación

El inductor de asignación de costos que se utilizó para determinar el costo de remuneración de personal correspondiente a la transmisión eléctrica, está basado en los valores de la infraestructura de cada empresa simulados:

está basado en los valores totales de la infraestructura perteneciente al grupo, tal como figura en los estados financieros al 31 de diciembre de 2008 publicados en la Memoria Anual 2009 (Ver Anexo N° 03) y según el VNR publicado en el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, "Resolución que fija los Precios en Barra período desde el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010", el cual asciende a US \$ 697 285 (Seiscientos Noventa y Siete Mil Doscientos Ochenta y Cinco Dólares Americanos) y el CMI del SST se tomó del establecido en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2009-2013 aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 184-2009-OS/CD, el cual asciende a US \$ 14 964 783 (Catorce Millones Novecientos Sesenta y Cuatro Mil Setecientos Ochenta y Tres Dólares Americanos).

Instalaciones	(US \$)	Factor
Planta de Generación	128 726 725	89,2%
Sistema de Transmisión	15 662 068	10,8%
Total	144 388 793	100,0%

Una vez determinado el costo de remuneración de personal correspondiente a la transmisión, se determinó el porcentaje de dedicación al SPT. Se tomo como premisa, que dicho porcentaje estaba en relación directa al tamaño de la infraestructura, por lo tanto, se utilizó el VNR como un indicador para distribuir dicho monto, siendo los porcentajes de asignación los siguientes:

Sistema	VNR (US \$)	%
SPT	697 285	4,45%
SST	14 964 783	95,55%
Total SAN GABÁN	15 662 068	100,00%



Con este criterio, el costo de remuneración de personal correspondiente al Sistema de Transmisión Principal, es el siguiente:

Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
AREA: GERENCIA GENERAL			
Gerente General	238 671	0.48%	1 153
Secretaria GG	27 452	0.48%	133
AREA: LEGAL			
Asesor Legal	100 425	0.48%	485
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS			
Gerente de Administración y Finanzas	129 561	0.48%	626
Secretaria de Gerencia	27 452	0.48%	133
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS			
Contador	70 842	0.48%	342
Asistente de Contabilidad	18 606	0.48%	90
Cajero	55 209	0.48%	267
UNIDAD DE LOGISTICA			
Jefe de Logística	46 657	0.48%	225
Recepcionista de Sede	11 586	0.48%	56
Analista de Compras	18 789	0.48%	91
Responsable de Almacén	41 485	0.48%	200
Responsable de Servicios Generales	41 485	0.48%	200
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS			
Jefe de Recursos Humanos	55,370	0.48%	267
Asistente de RR.HH.	18,606	0.48%	90
UNIDAD DE SISTEMAS			
Jefe de Sistemas	55 406	0.48%	268
Analista de sistemas	31 893	0.48%	154
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES			
Gerente de Operaciones	121 453	4.45%	5 407
Secretaria de Gerencia	27 452	4.45%	1 222
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE			
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	53 909	4.45%	2 400
UNIDAD DE TRANSMISIÓN			
Jefe de Unidad de Transmisión	45 192	4.45%	2 012
Secretaria	21 041	4.45%	937
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	30 635	4.45%	1 364



Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
Técnico Mantenimiento LL.TT.	20 598	4.45%	917
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	35 120	4.45%	1 564
Técnico Mantenimiento SS.EE	20 598	4.45%	917
CENTRO DE CONTROL			
Jefe de Centro de Control	68 196	4.45%	3 036
Especialista en Análisis	35 120	4.45%	1 564
UNIDAD COMERCIAL			
Jefe de Unidad Comercial	122 183	0.48%	590
Analista Comercial	33 201	0.48%	160
TOTAL	1 624 193		26 868

Dietas del Directorio

Acorde con la empresa modelo de transmisión planteada, se contempla la figura de un directorio, cuyas dietas se han calculado en base a estándares manejados en las diferentes empresas de transmisión. Dicho directorio tiene la siguiente estructura de costos.

Dietas de Directorio	
Número de Directores	5
Dietas por Mes	1
Número de Meses	12
Valor de Dieta (US \$)	649
	38 947
Total Asignado a la Transmisión	10,85%
	4 225
Total Asignado al Transmisión del SPT	4,45%
	188

Total de Gastos de Personal

Considerando tanto los Gastos de Personal y las dietas de Directorio, los gastos de personal total de la empresa son como sigue:

Costo Total de Personal SPT	
Remuneraciones SPT	26 868
Directorio	188
Costo Personal SPT	27 056



4.8. COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION

Se determinó los gastos de gestión no personales y los costos indirectos asociados al manejo de la infraestructura de transmisión de una Empresa de Transmisión Optimizada bajo el criterio de un Sistema Económicamente Adaptado.

4.8.1. METODOLOGÍA

ANTECEDENTES

SAN GABÁN es una empresa que se dedica exclusivamente a la transmisión de energía eléctrica. Bajo estas circunstancias, con el objetivo de operar la empresa de manera eficiente y bajo el criterio de un sistema Económicamente Adaptado, se costearon los gastos en que incurre para gestionar la infraestructura de transmisión.

PROCEDIMIENTO

En la determinación de los costos de gestión no personales y de los costos indirectos de transmisión, se ha seguido el siguiente procedimiento:

- Analizar la organización de SAN GABÁN y los respectivos centros de costos.
- Obtener la información contable y presupuestal de las áreas de gestión y administración de SAN GABÁN, considerando únicamente los costos relacionados directamente a la Transmisión.
- Proceder al análisis de la información y determinar la clase de gastos y montos que requieren ser desagregados a fin de eliminar las incongruencias contables, los gastos no reconocidos bajo el sistema económicamente adaptado y los que tienen carácter excepcional.
- Establecer los gastos estándar de gestión y administración por áreas.
- Calcular las contribuciones a los Organismos de Supervisión (OSINERGMIN y otros) y COES.
- Determinar los costos de seguridad y seguros de la infraestructura del sistema Eléctrico.



4.8.2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION

ORGANIZACIÓN

La organización planteada para la empresa de transmisión y las respectivas funciones fue vista en el punto 4.7 de este informe.

COSTOS DE GESTIÓN NO PERSONALES

Son los costos asociados a los distintos órganos de gestión que componen SAN GABÁN, requeridos para la realización de sus funciones. Se debe considerar que conforme al manejo contable de la empresa, se ha podido distinguir únicamente aquellos costos generados por SAN GABÁN, por lo que no corresponde el criterio de asignación de dichos costos en función de ningún inductor, criterio que si correspondería en caso de partir de la información correspondiente al SAN GABÁN para determinar los costos que corresponden a la Transmisión.

Cabe resaltar que estos costos no personales no incluyen aquellos asociados a las áreas operativas de la empresa, dichos costos están considerados en el análisis de los costos de operación y mantenimiento. Los tipos de costos considerados dentro del rubro de no personales, son los siguientes:

- Suministros Diversos, que considera los costos de materiales y suministros de oficina, muebles y accesorios, licencias de software y otros necesarios para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.
- Servicios de Terceros, que considera los alquileres (si los hubiera), servicios de agua, luz, teléfono, internet, gastos de auditoría, servicios legales y técnicos, servicios contables, servicios de limpieza y cafetería, y otros servicios justificables para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.
- Cargas diversas de Gestión, que comprende los gastos de representación, gastos de viaje, suscripciones y otros gastos justificables para la Gestión de la empresa modelo de transmisión.
- Tributos, que comprende todos los tributos, inclusive los aportes a los organismos reguladores establecidos por el Decreto Ley N° 25844 y que tengan incidencia directa o por asignación en la empresa modelo de transmisión. De acuerdo a este dispositivo, todas las empresas del



subsector electricidad deben efectuar una aportación, para solventar los gastos de los organismos de supervisión como OSINERGMIN, MEM, de hasta el 1% de sus ingresos por ventas de energía eléctrica. Así mismo, todas las empresas que conforman el COES deben contribuir a financiar el presupuesto de este organismo, en función también a sus ingresos por ventas. La Empresa de Transmisión SAN GABÁN, forma parte del COES por tener instalaciones en el sistema principal de transmisión, por lo tanto contribuye en este rubro. (Ver Anexo N° 01).

➤ Los costos asociados a estos rubros son los siguientes:

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Suministros Diversos			
Material de oficina	512	12	6 140
Material de limpieza	3	12	33
Bienes activos menores a 1/4 UIT	52	12	627
Software y mantenimiento de equipos de computo	132	13	1 714
Suministros diversos	210	14	2 943
Servicios de Terceros			
Combustibles/lubricantes de vehículos	92	12	1 106
Movilidad local/peajes	57	12	688
Correos-Courier	43	12	518
Telefonía fija/celular	516	12	6 190
Servicio satelital	586	12	7 031
Honorarios consultorías	448	12	5 381
Servicios legales	1 260	12	15 114
Servicios de auditoria	566	12	6 794
Honorarios diversos	295	12	3 542
Agua	12	12	139
Luz	6	12	74
Servicios de limpieza	242	12	2 902
Otros servicios de terceros	1 304	12	15 652
Tributos			
Tributos	46	12	547
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	2 915	12	34 612
Impuesto a las Transacciones Financieras - ITF (1)	239	12	302
Cargas Diversas de Gestión			
Publicidad, publicaciones	184	12	2 211



Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Periódicos, revistas y libros	89	12	1 063
Pasajes aéreos/terrestres	470	12	5 640
Alojamiento y alimentación	1 812	2	3 625
Viáticos de terceros	107	12	1 288
Gastos diversos de gestión	103	12	1 241
TOTAL GASTOS DE GESTION NO PERSONAL			127 115

- La asignación de estos costos al SPT, se realizó considerando como inductor de costos el porcentaje de VNR de dicho sistema respecto del VNR total, obteniéndose lo siguiente:

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Suministros Diversos			
Material de oficina	23	12	273
Material de limpieza	0	12	1
Bienes activos menores a 1/4 UIT	2	12	28
Software y mantenimiento de equipos de computo	6	13	76
Suministros diversos	9	14	131
Servicios de Terceros			
Combustibles/lubricantes de vehículos	4	12	49
Movilidad local/peajes	3	12	31
Correos-Courier	2	12	23
Telefonía fija/celular	23	12	276
Servicio satelital	26	12	313
Honorarios consultorías	20	12	240
Servicios legales	56	12	673
Servicios de auditoria	25	12	302
Honorarios diversos	13	12	158
Agua	1	12	6
Luz	0	12	3
Servicios de limpieza	11	12	129
Otros servicios de terceros	58	12	697
Tributos			
Tributos	2	12	24



Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	130	12	1 541
Impuesto a las Transacciones Financieras - ITF (1)	11	12	13
Cargas Diversas de Gestión			
Publicidad, publicaciones	8	12	98
Periódicos, revistas y libros	4	12	47
Pasajes aéreos/terrestres	21	12	251
Alojamiento y alimentación	81	2	161
Viáticos de terceros	5	12	57
Gastos diversos de gestión	5	12	55
TOTAL GASTOS DE GESTION NO PERSONAL			5 659

COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN

Los costos indirectos de transmisión, corresponden a aquellos costos que no tienen relación directa con la operación y mantenimiento de la infraestructura.

Son ejemplos típicos los gastos en seguridad y los seguros de la infraestructura eléctrica.

A Seguro de la Infraestructura del Sistema de Transmisión

En este rubro se tomó en cuenta copia de la Póliza Multiriesgo N° 1301-515503, que mantiene el Grupo Aguaytia con la empresa Rímac Internacional Compañía de Seguros y Reaseguros. (Ver Anexo N° 02).

Los montos asegurados y los valores de las primas correspondientes son las siguientes:

Tipo de Seguro	Monto Asegurado (A)	Prima (US\$) (B)	(%) (A/B)
Poliza Multiriesgo N° 1301 - 515503	246 587 500,00	847 752,51	0,34%

Por lo tanto, el monto determinado corresponde a los costos de seguros asociados al VNR total y representa el 0.314 % de dicho monto, tratándose solo del VNR del SPT, el costo de seguros queda como sigue:



Conceptos	US\$
COSTO DE INVERSION	697 285
Prima de Seguros (% de Inversión SPT)	0,344%
TOTAL COSTOS DE SEGUROS	2 397

B Servicios de Vigilancia

SAN GABÁN tiene instalaciones en las Subestaciones de San Gabán y Vizcarra; en las cuales comparte dichas Subestaciones con diferentes empresas. Para el tema de vigilancia, se considera que ésta será prorrateada considerando el valor del equipamiento involucrado de cada propietario en cada una de las Subestaciones.

Con esta premisa y los precios por puesto de vigilancia, se ha calculado los gastos anuales correspondientes al SPT, que por este concepto debe asumir SAN GABÁN, los cuales ascienden a US \$ 5 176. El detalle del costeo de cada puesto de vigilancia de 24 horas, es como se muestra a continuación:

Concepto	12 hrs. Día	12 hrs noche	24 hrs.
REMUNERACION BASICA			
Salario Básico (Rmv)	216	216	433
Asignación Familiar (10 % Rmv)	22	22	43
Sub Total Remuneración Básica	238	238	476
Horas Extras (1.25 dos 1ras. Hr. Y 1.35 sigui.)	141	141	281
Bonificación Nocturna (30 %Rmv)		65	65
Sub Total Ingreso Mensual	379	444	822
Por Días Feriados	19	22	41
Por Días de Descanso Físico	66	78	144
TOTAL REMUNERACIONES (A)	464	543	1 007
DERECHOS SOCIALES			
Vacaciones (B) 8.33% de (A)	39	45	84
Gratificación (C) 16.67% de (A)	77	91	168
CTS (D) 8.33% de (A) + (C)	45	53	98
CARGAS SOCIALES			
Essalud 9,00 % de (A)+(B)+(C)	52	61	113
Seguro - SCTR 1,24 % de (A)+(B)+(C)	7	8	16



Concepto	12 hrs. Día	12 hrs noche	24 hrs.
Total Derechos y Cargas Sociales	220	258	479
TOTAL COSTO DIRECTO MENSUAL	684	802	1 486
Gastos Operativos Radio y Arma (6% CD)	41	48	89
Gastos Generales (10% CD)	68	80	149
TOTAL COSTOS	794	930	1 724
UTILIDAD (15%)	119	139	259
VALOR VENTA SERVICIO (US \$)	913	1 069	1 982

El porcentaje de asignación correspondiente al SPT, son los siguientes:

SUBESTACION	%
AZÁNGARO	10,43%

Considerando el número de propietarios en cada Subestación, y el valor de la infraestructura que pertenecen al SPT, el monto por concepto de seguridad asignado a SAN GABÁN es el siguiente:

Subestación	Tipo Operación	Turno		Precio Unitario Mensual		Costo	
		12 H	24 H	12 H	24 H	Mensual	Anual (US \$)
Azángaro	1		2		1 982	207	2 481
TOTAL							2 481

Como ya expresamos, la consolidación de estos 2 gastos constituyen los costos indirectos de transmisión que asciende a US \$ 4 878 tal como se observa en el Cuadro N° 4.8-1.

Cuadro N° 4.8-1.: Costos Indirectos de Transmisión – SPT - (En US \$)

Concepto	Monto US \$
Servicios de Seguridad	2 481
Seguros de Infraestructura	2 397
Total	4 878



4.9. RESULTADOS

En el Cuadro N° 4.9-1 se muestran los resultados de la asignación de costos al Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN.

Cuadro N° 4.9-1.: Costo de Operación y Mantenimiento - (En US \$)

Descripción	COyM SPT
OPERACIÓN	12 722
Operación de CC	8 068
Operación de Subestaciones	4 654
MANTENIMIENTO	17 540
Líneas de Transmisión	-
Subestaciones	11 458
Centro de Control y Telecomunicación	6 083
GESTIÓN	31 161
Personales	27 056
No Personales	4 105
APORTES D.L.N° 25844	1 541
ITF	13
SEGURIDAD	2 481
SEGUROS	2 397
TOTAL COyM	67 857

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de SAN GABÁN ascienden a US \$ 67 857 (Sesenta y Siete Mil Ochocientos Cincuenta y Siete Dólares Americanos).



5. DETERMINACIÓN DEL COSTO ANUAL TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL

El CTT se calcula sumando la anualidad de los Costos de Inversión (@VNR) y los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM).

El @VNR calcula para una vida útil de 30 años y una tasa de actualización anual del 12 %.

Tasa de actualización mensual se calcula con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:

$$TAM = \sqrt[12]{1+12\%} - 1$$

En el Cuadro N° 5.1-1, se presenta el detalle de los CTT y Peajes Anuales.

Cuadro N° 5.1-1.: Detalle de los CTT y Peaje Anual del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN

Instalaciones	VNR	aVNR	COyM	Costo Total de Transmisión	Peaje Anual
	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	\$/mes
SPT	697 285	86 564	67 857	154 420	428 207
Tipo de Cambio	2,773	30 de septiembre de 2011			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				



6. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LOS CMA, PEAJES Y COMPENSACIONES

Las fórmulas de actualización se determinan sobre la base de los porcentajes de participación en el CMA de los recursos provenientes del extranjero (moneda extranjera), los recursos de procedencia local (moneda nacional), los costos del Aluminio y los costos del Cobre.

A partir de estas las fórmulas se determina el Factor de Actualización (FA), los cuales se aplican a los valores fijados en cada Resolución de acuerdo con las condiciones de aplicación señaladas en la misma. La fórmula para determinar el FA es la siguiente:

$$FA = \left(a \frac{Tc}{Tc_o} + b \frac{IPM}{IPM_o} + c \frac{Pc}{Pc_o} + d \frac{Pal}{Pal_o} \right)$$

Donde:

FA : Factor de actualización

TC : Tipo de cambio para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio promedio ponderado, valor venta correspondiente al último día hábil del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano, o el que lo reemplace.

TC_o : Tipo de cambio inicial, calculado por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú, cotización de oferta y demanda, tipo de cambio promedio ponderado, correspondiente al valor de venta del último día hábil



del mes de marzo del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, publicado en el Diario Oficial El Peruano, o el que lo reemplace.

IPM : Índice General al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del mes anterior al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPM₀ : Índice General al Por Mayor inicial, el cual corresponde al mes de marzo del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

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

Pc₀ = Índice inicial del Precio del Cobre, se calcula de manera similar al Pc pero con los últimos 12 meses anteriores al mes de abril del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones.

Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del tercer mes anterior a aquel en que los CMA serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

Pal₀ = Índice inicial del precio del Aluminio, se calcula de manera similar al Pal pero con los datos de las últimas cincuenta y dos (52) semanas anteriores al mes de abril del año de entrada en vigencia de los peajes y compensaciones.

a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).



- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Aluminio
- d : Porcentaje de participación de costos del Cobre

En el Cuadro N° 6.1-1, se presentan los coeficientes a, b, c y d, de la fórmula de actualización, los que resultan del cociente del valor de cada componente entre el valor total.

Cuadro N° 6.1-1.: Factores de Actualización

INSTALACION	VALOR PRESENTE				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
	US \$	US \$	US \$	US \$	Mil S/.
Líneas de Transmisión					
Subestaciones	334 527,87	428 819,49	-	1 794,37	765 141,73
TOTAL	334 527,87	428 819,49	-	1 794,37	765 141,73
INSTALACION	COEFICIENTES				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
Líneas de Transmisión					
Subestaciones	0,4372	0,5604	-	0,0023	1,0000
TOTAL	0,4372	0,5604	-	0,0023	1,0000



7. ANEXOS

ANEXO Nº 1 : APORTES PARA CUBRIR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES SINAC PARA EL EJERCICIO 2010.

ANEXO Nº 2 : COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO Nº 1301-515503.

ANEXO Nº 3 : MEMORIA ANUAL 2009.

ANEXO Nº 4 : FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

**ANEXO N° 01: APORTES PARA CUBRIR EL
PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES
SINAC PARA EL EJERCICIO 2011**



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 03 de agosto de 2011

COES/D- 360 - 2011

Señor Representante
Alberto Pérez Morón
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.
Presente.-

Asunto: Tercera cuota para cubrir el Presupuesto de Gastos Operativos del COES-SINAC 2011.

De nuestra consideración:

Es grato dirigimos a usted con relación al asunto indicado para remitirle nuestro Recibo N° 2200 por el importe de S/. 57 867,00 correspondiente a la tercera cuota del Presupuesto de Gastos Operativos del COES-SINAC 2011. En dicho monto se han considerado los intereses compensatorios y moratorios correspondientes a los aportes pagados con retrasos del año 2010 y 2011 (Anexo N°1), calculados de acuerdo al Artículo N° 176 del Reglamento de la Ley de Concesiones, por mandato del artículo 35° del Reglamento del COES.

Los porcentajes de participación anual fueron calculados de acuerdo a lo establecido en el Art. 19° de la Ley N° 28832, el Art. 34° del Reglamento aprobado por D.S. N° 027-2008-EM y el Procedimiento Administrativo N° 8A del COES-SINAC, según se detalla en el Cuadro N° 1, con los cuales se han determinado los aportes de las empresas integrantes para solventar la Ejecución Presupuestal 2011, considerando a las empresas integrantes del COES que se han incorporado en el segundo trimestre del 2011.

Agradeceremos cancelar el recibo adjunto dentro de los (15) quince días hábiles siguientes a la recepción de la presente, con cheque a la orden de COES-SINAC o efectuando el depósito correspondiente en nuestra cuenta corriente en moneda nacional N° 100-0008112977 del Interbank o en la cuenta interbancaria de la Cta. Cte. en soles es N° 003-100-000008112977 -57 del mismo banco.

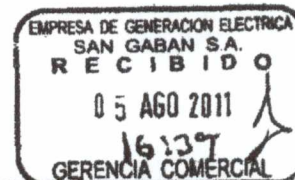
Sin otro particular, hacemos propicia la ocasión para reiterarle nuestros cordiales saludos.

Atentamente,

Ing. JAIMÉ GUERRA MONTES DE OCA
DIRECTOR EJECUTIVO (a)
COES

Adj.: Lo indicado

Manuel Rosal y Paz Soldán N° 364
San Isidro, Lima - Perú
Telf.: (51-1) 611-8585 - Fax: (51-1) 705-3076
www.coes.org.pe



**APORTES NO REEMBOLSABLES DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES
PARA FINANCIAR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES-SINAC 2011**
(Cifras en Nuevos Soles)

Cuadro N° 1

N°	EMPRESAS	PARTICIPACION ANUAL	PRIMERA CUOTA	SEGUNDA CUOTA	TERCERA CUOTA	CUARTA CUOTA	APORTE TOTAL
GENERADORAS							
1	ELECTROPERU S.A.	10.250953%	711 911	705 481	704 145	704 145	2825 683
2	EDEGEL S.A.A.	11.538904%	825 381	785 111	784 808	784 808	3180 708
3	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. POR A.	3.318300%	227 363	228 490	229 057	229 057	914 968
4	SN POWER PERU S.A.	2.490085%	170 808	172 078	171 752	171 752	696 388
5	SHOUGANG GENERACION ELÉCTRICA S.A.A.	0.058896%	3 921	4 119	4 111	4 111	16 262
6	EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A.	1.237855%	83 136	85 134	85 973	85 973	341 216
7	TERMOSELVA S.R.L.	1.292941%	82 154	88 194	88 026	88 026	356 400
8	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	1.002283%	69 871	68 957	68 826	68 826	276 280
9	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A.	1.543972%	104 958	107 014	106 813	106 813	425 597
10	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0.232578%	15 748	16 141	16 111	16 111	64 110
11	ENERSUR S.A.	7.286204%	481 437	509 848	508 895	508 895	2008 473
12	EMPRESA DE GENERACION ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.	0.848888%	60 279	57 878	57 867	57 867	233 980
13	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	0.210127%	14 862	14 371	14 344	14 344	57 922
14	KALLPA GENERACION S.A.	5.034574%	340 911	349 395	348 798	348 798	1387 784
15	GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A.	0.024511%	1 868	1 825	1 822	1 822	7 356
16	SDF ENERGIA S.A.C.	0.294972%	19 534	20 517	20 579	20 579	81 309
17	HIDROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	0.077306%	5 398	5 321	5 311	5 311	21 310
18	ESCO CIA. DE SERVICIOS DE ENERGIA S.A.C.	0.037606%	2 598	2 583	2 588	2 588	10 267
19	COMPANIA ELÉCTRICA EL PLATANAL S.A.	1.263183%	91 890	85 618	85 451	85 451	348 197
20	CHINANGO S.A.C.	1.534820%	109 463	104 870	104 470	104 470	423 674
21	MAJA ENERGIA S.A.C.	0.020901%	1 569	1 399	1 397	1 397	5 761
22	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA S.A.A.	0.109078%	6 626	7 271	7 258	7 258	28 413
23	SINDICATO EMERGETICO S.A.	0.067922%	6 182	4 186	4 177	4 177	18 723
24	ELÉCTRICA SANTA ROSA S.A.C.	0.011476%	862	1 056	1 054	1 054	3 163
25	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	0.087583%	6 054	6 040	6 040	6 040	24 134
26	ADINELSA	0.010554%	782	1 455	1 455	1 455	2 909
TRANSMISORAS							
1	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	4.222860%	292 913	290 753	290 203	290 203	1164 072
2	ETESSELVA S.R.L.	0.371121%	27 787	24 870	24 821	24 821	102 300
3	INTERCONEXION ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	0.531862%	36 955	36 524	36 454	36 454	146 388
4	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	1.776006%	123 711	122 103	121 872	121 872	489 558
5	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCÁVELICA S.A.	0.152964%	17 154	8 353	8 333	8 333	42 173
6	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0.858051%	45 898	45 105	45 020	45 020	180 841
7	COMPANIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L.	0.029009%	2 050	1 990	1 986	1 986	8 013
8	ABENGOA TRANSMISION NORTE S.A.	0.230027%	16 023	15 815	15 785	15 785	63 407
DISTRIBUIDORAS							
1	EDELNOR S.A.	8.714910%	595 637	602 988	601 833	601 833	2402 272
2	ELECTROCENTRO S.A.	1.155804%	71 320	82 518	82 365	82 365	318 565
3	ELECTRONOROESTE S.A.	1.889428%	129 525	112 202	111 982	111 982	469 691
4	ELECTRONORTE S.A.	0.979080%	68 753	67 793	67 685	67 685	269 879
5	ELECTROSUR S.A.	0.598546%	41 771	41 125	41 047	41 047	164 989
6	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	0.876082%	50 424	45 372	45 284	45 284	186 363
7	ELECTRO DUNAS S.A.A.	1.091328%	73 448	75 887	75 745	75 745	300 825
8	HIDRANDINA	2.600725%	175 538	180 338	180 338	180 338	716 562
9	LUZ DEL SUR S.A.A.	9.898694%	678 497	683 729	682 441	682 441	2725 109
10	SEAL S.A.	1.455510%	98 955	100 879	100 889	100 889	401 213
CLIENTES LIBRES							
1	CEMENTO ANDINO S.A.	0.210756%	14 380	14 590	14 562	14 562	58 095
2	CEMENTOS LIMA S.A.	0.373051%	26 242	25 582	25 514	25 514	102 832
3	CEMENTOS PACASMAYO S.A.A.	0.283997%	18 897	19 850	19 813	19 813	78 174
4	CERAMICA LIMA S.A.	0.098854%	6 868	6 893	6 882	6 882	27 525
5	CERAMICA SAN LORENZO S.A.C.	0.046374%	3 177	3 119	3 107	3 107	12 507
6	COMPANIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	0.330639%	23 015	22 748	22 690	22 690	91 141
7	COMPANIA INDUSTRIAL TEXTIL CREDISA - TRUTEX S.A.A.	0.119582%	8 370	8 208	8 192	8 192	32 963
8	COMPANIA MINERA ANTIMINA S.A.	1.008282%	67 703	70 012	69 881	69 881	277 478
9	COMPANIA MINERA ARES S.A.C.	0.258619%	17 819	17 638	17 503	17 503	70 461
10	COMPANIA MINERA CONDESTABLE S.A.	0.130221%	8 918	9 004	8 987	8 987	35 895
11	COMPANIA MINERA MILPO S.A.A.	0.247515%	16 885	17 202	17 170	17 170	69 228
12	CORPORACION ACEROS AREQUIPA S.A.	0.674119%	45 970	46 488	46 682	46 682	186 821
13	DOE RUN PERU S.R.L.	0.189835%	10 759	13 816	13 848	13 848	55 273
14	EMPRESA MINERA LOS QUENUALES S.A.	0.188278%	11 566	11 821	11 600	11 600	46 386
15	EXSA S.A.	0.014537%	1 037	1 003	983	983	4 007
16	FUNDICION CALLAO S.A.	0.018345%	1 295	1 256	1 253	1 253	5 057
17	GLORIA S.A.	0.109235%	7 487	7 551	7 537	7 537	30 111
18	GOLD FIELDS LA CIMBA S.A.A.	0.211400%	14 922	14 468	14 441	14 441	58 273
19	MESSER GASES DEL PERU S.A.	0.000000%	0	0	0	0	0
20	METALURGICA PERUANA S.A.	0.070229%	4 422	4 895	4 878	4 878	19 359
21	MINERA COLQUIBURI S.A.	0.031845%	2 175	2 183	2 182	2 182	8 723
22	MINERA YANACOCCHA S.R.L.	0.798444%	54 700	55 020	54 917	54 917	219 554
23	MINSUR S.A.	0.152222%	10 063	10 839	10 819	10 819	41 980
24	PAPELERA NACIONAL S.A.	0.097108%	6 170	6 874	6 862	6 862	26 798
25	PERUBAR S.A.	0.003984%	180	302	302	302	1 101
26	PRODUCTOS TISSUE DEL PERU S.A.	0.130612%	6 946	8 935	10 061	10 061	36 003
27	QUIMPAC S.A.	0.482755%	31 511	32 056	31 998	31 998	127 559
28	SHOUGANG HIERRO PERU S.A.A.	0.554948%	38 132	38 328	38 255	38 255	152 971
29	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	1.872058%	135 345	136 258	135 999	135 999	543 599
30	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	2.388554%	164 384	165 883	165 581	165 581	661 438
31	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	0.019104%	1 188	1 318	1 380	1 380	5 266
32	UNION DE CERVECERIAS PERUANAS BACKUS Y JOHNSTON	0.159834%	10 882	11 013	11 040	11 040	43 978
33	VOLCAN COMPANIA MINERA S.A.A.	0.584115%	43 575	39 199	39 120	39 120	191 012
34	XSTRATA TINTAYA S.A.	0.381054%	26 040	24 858	24 812	24 812	99 525
35	YURA S.A.	0.199090%	11 783	14 383	14 357	14 357	54 876
36	MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	0.181090%	12 499	12 489	12 465	12 465	49 917
37	INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.C.	0.192182%	13 271	13 251	13 226	13 226	52 975
38	EMPRESA SIDERURGICA DEL PERU S.A.A.	0.298800%	19 759	21 003	20 904	20 904	82 690
39	COMPANIA MINERA NISKI MAYO S.R.L.	0.073362%	4 691	5 086	5 223	5 223	20 222
40	COMPANIA MINERA CASAPALCA S.A.	0.072204%	5 086	5 086	5 086	5 086	19 903
84	TOTAL	100.00%	6 891 269	6 891 269	6 891 269	6 891 269	27 685 076



**APORTES NO REEMBOLSABLES DE LAS EMPRESAS INTEGRANTES
PARA FINANCIAR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES-SINAC 2011**
(Cifras en Nuevos Soles)

N°	EMPRESAS	PARTICIPACION ANUAL	TERCERA CUOTA	INTERESES MORATORIOS Y COMPENSATORIOS				TOTAL APORTES
				3RA.CUOTA 2010	4TA.CUOTA 2010	1RA.CUOTA 2011	2DA.CUOTA 2011	
GENERADORAS								
1	ELECTROPERU S.A.	10.250853%	704 145					704 145.00
2	EDOGEL S.A.A.	11.538804%	784 608					784 608.00
3	DUKE ENERGY EGENOR S. EN C. P.O.R.A.	3.318300%	229 057					229 057.00
4	SN POWER PERU S.A.	2.490065%	171 752					171 752.00
5	SHOUKANG GENERACION ELÉCTRICA S.A.A.	0.058980%	4 111					4 111.00
6	EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A.	1.237855%	85 873					85 873.00
7	TERMOSELVA S.R.L.	1.282941%	88 028					88 028.00
8	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	1.002283%	68 826					68 826.00
9	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A.	1.543872%	106 813					106 813.00
10	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0.232579%	15 111				3.78	18 114.78
11	ENERSUR S.A.	7.296294%	508 895					508 895.00
12	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	0.848888%	57 867					57 867.00
13	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	0.210127%	14 344					14 344.00
14	KALLPA GENERACION S.A.	5.034574%	348 739					348 739.00
15	GENERADORA DE ENERGIA DEL PERU S.A.	0.024511%	1 822					1 822.00
16	SOF ENERGIA S.A.C.	0.294872%	20 579					20 579.00
17	HIROELECTRICA SANTA CRUZ S.A.C.	0.077308%	5 311				1.08	5 312.08
18	ESCO CIA. DE SERVICIOS DE ENERGIA S.A.C.	0.037608%	2 588					2 588.00
19	COMPANIA ELÉCTRICA EL PLATANAL S.A.	1.283183%	85 451					85 451.00
20	CHINANGO S.A.C.	1.534820%	104 470					104 470.00
21	MAJA ENERGIA S.A.C.	0.020901%	1 397					1 397.00
22	AGROINDUSTRIAL PARAMONGA S.A.A.	0.103078%	7 258					7 258.00
23	SINDICATO ENERGETICO S.A.	0.087822%	4 177					4 177.00
24	ELECTRICA SANTA ROSA S.A.C.	0.011478%	1 054					1 054.00
25	AGUAS Y ENERGIA PERU S.A.	0.087553%	8 040					8 040.00
26	ADINELSA	0.010564%	1 455					1 455.00
TRANSMISORAS								
1	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	4.222998%	290 203					290 203.00
2	ETESSELVA S.R.L.	0.371121%	24 821					24 821.00
3	INTERCONEXION ELÉCTRICA ISA PERU S.A.	0.831062%	36 454					36 454.00
4	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.	1.776008%	121 872					121 872.00
5	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCABELICA S.A.	0.152994%	8 333					8 333.00
6	RED ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	0.858051%	46 020					46 020.00
7	COMPANIA TRANSMISORA NORPERUANA S.R.L.	0.029068%	1 988					1 988.00
8	ABENGOA TRANSMISION NORTE S.A.	0.230027%	15 786			635.25		16 421.25
DISTRIBUIDORAS								
1	EDELNOR S.A.	8.714910%	601 833					601 833.00
2	ELECTROCENTRO S.A.	1.185884%	82 365				163.82	82 528.82
3	ELECTRONOROESTE S.A.	1.689420%	111 982					111 982.00
4	ELECTRONORTE S.A.	0.978080%	67 885				448.71	68 113.71
5	ELECTROSUR S.A.	0.598545%	41 047					41 047.00
6	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	0.878082%	45 284					45 284.00
7	ELECTRO DUNAS S.A.A.	1.091328%	75 745					75 745.00
8	HIDRANDINA	2.600725%	180 338				118.08	180 456.08
9	LUZ DEL SUR S.A.A.	9.886084%	682 441					682 441.00
10	SEAL S.A.	1.455510%	100 989				37.32	100 728.32
CLIENTES LIBRES								
1	CEMENTO ANDINO S.A.	0.210758%	14 582					14 582.00
2	CEMENTOS LIMA S.A.	0.373051%	25 514					25 514.00
3	CEMENTOS PACASMAYO S.A.A.	0.293897%	19 813		1058.94	475.94		21 348.88
4	CERAMICA LIMA S.A.	0.099854%	6 882					6 882.00
5	CERAMICA SAN LORENZO S.A.C.	0.048374%	3 107					3 107.00
6	COMPANIA DE MINAS BUENAVENTURA S.A.A.	0.330839%	22 990					22 990.00
7	COMPANIA INDUSTRIAL TEXTIL CREDISA - TRUTEX S.A.A.	0.119882%	8 192				281.10	8 443.10
8	COMPANIA MINERA ANTIMINA S.A.	1.006829%	69 881					69 881.00
9	COMPANIA MINERA ARGES S.A.C.	0.255819%	17 503					17 503.00
10	COMPANIA MINERA CONDESTABLE S.A.	0.130221%	8 987					8 987.00
11	COMPANIA MINERA MILPO S.A.A.	0.247515%	17 170					17 170.00
12	CORPORACION ACEROS AREQUIPA S.A.	0.674119%	46 982					46 982.00
13	DOE RUN PERU S.R.L.	0.189635%	13 848				143.70	13 992.70
14	EMPRESA MINERA LOS QUENUALES S.A.	0.188278%	11 800					11 800.00
15	EXSA S.A.	0.014637%	983					983.00
16	FUNDICION CALLAO S.A.	0.018345%	1 283					1 283.00
17	GLORIA S.A.	0.108235%	7 537				10.57	7 547.57
18	GOLD FIELDS LA CIMA S.A.A.	0.211400%	14 441					14 441.00
19	MESSER GASES DEL PERU S.A.	0.000000%	0					0.00
20	METALLURGICA PERUANA S.A.	0.070228%	4 978					4 978.00
21	MINERA COLQUISIRI S.A.	0.031848%	2 182					2 182.00
22	MINERA YANACOCCHA S.R.L.	0.786494%	54 917			1148.65		56 065.65
23	MINSUR S.A.	0.152222%	10 619					10 619.00
24	PAPELERA NACIONAL S.A.	0.087108%	8 882	486.80	350.53	227.87		7 827.93
25	PERUBAR S.A.	0.003984%	302				8.90	310.90
26	PRODUCTOS TISSUE DEL PERU S.A.	0.130812%	10 081					10 078.67
27	QUIMPAC S.A.	0.482755%	31 888				15.97	33 280.83
28	SHOUKANG HIERRO PERU S.A.A.	0.554845%	38 285				239.90	38 255.00
29	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.A.	1.872058%	135 999					135 999.00
30	SOUTHERN PERU COPPER CORPORATION	2.399543%	165 581					165 581.00
31	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	0.019104%	1 380					1 380.00
32	UNION DE CERVECERIAS PERUANAS BACKUS Y JOHNSTON	0.198834%	11 040					11 040.00
33	YOLCAN COMPANIA MINERA S.A.A.	0.584115%	39 120					39 120.00
34	XSTRATA TINTAYA S.A.	0.381064%	24 812					24 812.00
35	YURA S.A.	0.189090%	14 357				27.78	14 384.78
36	MINERA BARRICK MISQUICHILCA S.A.	0.181080%	12 485				29.13	12 494.13
37	INDUSTRIAS CACHIMAYO S.A.C.	0.182182%	13 226				14.73	13 240.73
38	EMPRESA SIDERURGICA DEL PERU S.A.A.	0.289880%	20 984					20 984.00
39	COMPANIA MINERA MISKI MAYO S.R.L.	0.073382%	5 223					5 223.00
40	COMPANIA MINERA GASAPALCA S.A.	0.072204%	9 852					9 852.00
64	TOTAL	100.00%	6 891 269	486.80	1 407.47	3 763.54	1 283.16	6 898 208.97



RELACION DE EMPRESAS CON PAGO DE APORTES CON RETRASO

N° REGISTRO	FECHA REGISTRO	EMPRESA	MONTED E APORTES	FECHA RECEPCION	FECHA DE INICIO DE PAGO	FECHA DE PAGOS	DIAS DE RETRASO	TASA DE INTERES	FACTORES DIARIO	INTERES CAPITALIZADO	INTERES TOTAL	INTERES TOTAL
Tercera Cuota Pagada 2010												
1753	26.07.2010	Papelera Nacional S.A.	4 790.00	04.08.2010	25-ago-10	24-jun-11	303	10.55%	0.000292917	425.13	61.66	486.80
Cuarta Cuota Pagada 2010												
1816	21.10.2010	Cementos Pacasmayo S.A.A.	18 125.00	26.10.2010	17-nov-10	13-may-11	177	10.39%	0.000288611	925.90	131.04	1,056.94
1836	21.10.2010	Papelera Nacional S.A.	4 780.00	26.10.2010	17-nov-10	24-jun-11	219	10.55%	0.000292917	306.63	43.89	350.53
TOTAL PENDIENTES 2010										1,657.66	236.60	1,894.26
Primera Cuota Pagada 2011												
2052	01.02.2011	Abengoa Transmisión Norte S.A.	16 023.00	02.02.2011	23-feb-11	22-jun-11	119	10.55%	0.000292917	558.52	76.74	635.25
2065	01.02.2011	Cementos Pacasmayo S.A.A.	18 697.00	03.02.2011	24-feb-11	13-may-11	78	10.39%	0.000288611	420.90	55.04	475.94
2069	01.02.2011	Compañía Industrial Textil Credisa - Trutex S.A.A.	8 370.00	03.02.2011	24-feb-11	26-may-11	91	10.47%	0.000290833	221.52	29.58	251.10
2083	01.02.2011	Minera Yanacocha S.R.L.	54 700.00	02.02.2011	23-feb-11	28-abr-11	64	10.49%	0.000291250	1,019.61	129.04	1,148.65
2085	01.02.2011	Papelera Nacional S.A.	6 170.00	03.02.2011	24-feb-11	15-jun-11	111	10.53%	0.000292500	200.32	27.34	227.67
2088	01.02.2011	Quimpac S.A.	31 511.00	03.02.2011	24-feb-11	2-jun-11	98	10.53%	0.000292500	903.26	121.66	1,024.93
Segunda Cuota Pagada 2011												
2115	16.05.2011	Emp de Generación Eléctrica del Sur S.A.	13 008.00	18.05.2011	8-jun-11	9-jun-11	1	10.48%	0.000290972	3.78		3.78
2122	16.05.2011	Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C.	3 838.00	17.05.2011	7-jun-11	8-jun-11	1	10.48%	0.000291111	1.06		1.06
2140	16.05.2011	Electrocentro S.A.	90 036.00	16.05.2011	6-jun-11	13-jun-11	7	10.50%	0.000291667	183.82		183.82
2142	16.05.2011	Electronorte S.A.	58 005.00	16.05.2011	6-jun-11	30-jun-11	24	10.67%	0.000296389	412.61	36.10	448.71
2146	16.05.2011	Hidrandina S.A.	202 821.00	16.05.2011	6-jun-11	8-jun-11	2	10.48%	0.000291111	118.09		118.09
2148	16.05.2011	Seaf S.A.	64 122.00	17.05.2011	7-jun-11	9-jun-11	2	10.48%	0.000290972	37.32		37.32
2161	16.05.2011	Doe Run Perú S.R.L.	29 029.00	16.05.2011	6-jun-11	22-jun-11	16	10.55%	0.000292917	138.05	7.65	143.70
2165	16.05.2011	Gloria S.A.	6 039.00	17.05.2011	7-jun-11	13-jun-11	6	10.50%	0.000291667	10.57		10.57
2172	16.05.2011	Peruber S.A.	1 203.00	17.05.2011	7-jun-11	30-jun-11	23	10.67%	0.000296389	8.20	0.70	8.90
2173	16.05.2011	Productos Tissue del Perú S.A.	7 675.00	17.05.2011	7-jun-11	14-jun-11	7	10.50%	0.000291667	15.67		15.67
2174	16.05.2011	Quimpac S.A.	24 470.00	17.05.2011	7-jun-11	7-jul-11	30	10.70%	0.000297083	218.09	21.81	239.90
2182	16.05.2011	Yura S.A.	11 871.00	17.05.2011	7-jun-11	15-jun-11	8	10.53%	0.000292500	27.78		27.78
2183	16.05.2011	Minera Berrick Misquichilca S.A.	16 646.00	17.05.2011	7-jun-11	13-jun-11	6	10.50%	0.000291667	29.13		29.13
2184	16.05.2011	Industrias Cachimayo	16 894.00	17.05.2011	7-jun-11	10-jun-11	3	10.47%	0.000290694	14.73		14.73
TOTAL PENDIENTES 2011										4,541.03	505.66	5,046.69

TOTAL S/.	6,940.95
------------------	-----------------



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

R.U.C. 20261159733

Manuel Roaud y Paz Soldán 364 - San Isidro
Telf.: 611-8585 Fax 705-3076

RECIBO DE INGRESOS

N° 0002200

POR:

S/ 57 867,00

R.U.C. N° 20262221335

Recibimos de:
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.

La cantidad de:
CINCIENTISIETE MIL OCHOCIENTOS SESENTISIETE Y 00/100 NUEVOS SOLES

Efectivo:

Banco:

Cheque:

Concepto:

Tercera cuota para cubrir el Presupuesto de Gastos Operativos del COES SINAC 2011, determinado de acuerdo al Art. 19° de la Ley N° 28832, el Art. 34° del Reglamento aprobado por D.S.N°027-2008-EM y al Procedimiento N°8A del COES SINAC; Presupuesto aprobado en S.D.N°369 del 16.12.2010.

Plazo a pagar: Dentro de los 15 días hábiles siguientes a la recepción del recibo.

Cta Cte. Soles N° 100-0008112977 (Interbank)
Cta. Interbancaria Soles N° 003-100-000008112977-57 (Interbank)

Documento

RECIBIDOR

Fecha: 1 de Agosto de 2011

Firma y Sello del Recibidor

V°B°
V°B°
SELO DEL DEPARTAMENTO DE ADMINISTRACIÓN
& Gobierno Paises
COES - SINAC

**ANEXO N° 02: COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO N°
1301-515503**



400854658

POLIZA MULTIRIESGO Nro. 1301 - 515503

Condiciones Particulares

Contratante : AGUAYTIA ENERGY DEL PERU S.R.L.

**** ENDOSO ****

Objeto Social: C1110 EXTRAC.DE PETROLEO CRUDO Y GAS NATURAL

Dirección : AV VICTOR ANDRES BELAUNDE 147 802

Tramite Nro : SI827946-01

Distrito : SAN ISIDRO

LIMA

Teléfono: 6115000

RUC : 20297660536

Los representantes y Directores, figuran debidamente registrados en nuestros archivos.

Operación : 400854658

Moneda : US\$ DÓLAR AMERICANO

Anexo de Póliza

SECTION I - DOWNSTREAM

TYPE:

All Risks of Direct Physical Loss or Damage including Machinery Breakdown, Earthquake, Flood and Windstorm including Business Interruption and Contingent Business Interruption as original.

ORIGINAL INSURED:

Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.L.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú SAA; BWS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Perupetro S.A.; Orus S.A.; Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energía del Perú S.A.; Export Import; Servicios Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing Insurance

PERIOD:

31st July 2009 to 31st December 2009 15.00 hrs Local Standard Time at the address of the Original Insured, as original and/or all as original.

SITUATION:

Peru as original.

INTEREST:

SECTION I - PROPERTY

All real and personal property of every kind and description but not limited to property of the Assured and/or property of others held by the Assured in trust or in commission or in consignment and/or in the Assured's care custody and Control and/or for which the Assured may be held legally liable and/or in course of construction, installation, erection, assembly and/or improvements and betterments and/or documents and models and any other property for which the Assured is responsible for or has agreed to insure. Excluding Transmission and Distribution lines only.

SECTION II - BUSINESS INTERRUPTION / CONTINGENT BUSINESS INTERRUPTION

Loss of Profit and Contingent Loss of Profit

DECLARED VALUES SECTION I

US\$ 246,587,500

SECTION II

US\$ 69,000,000 (Annual Gross Profit) Indemnity period 15 months.

LIMITS (100%): SECTIONS I and II

100,000,000 each and every loss. In respect of Earthquake (Shock and Fire Following) and Flood separately and in the annual regate.

with the following sub limits:

US\$ 50,000,000 Combined Single Limit each and every loss for Boiler & Machinery Breakdown including Business Interruption.

US\$ 25,000,000 each and every loss and in the annual aggregate in respect of Strikes, Riots Civil Commotion, Malicious Damage including Business Interruption.

US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of in respect of Expediting Expenses Newly Acquired Property, Architects / Engineers and Surveyors Fees and First party Clean-Up.

US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of Fire Fighting, Rewriting of Records and Expenses incurred through measures taken by Authorities or the Insured to prevent, avoid, cut-off or extinguish or impede the spreading of Fire or other peril insured against.

US\$ 12,000,000 each and every loss in respect of Minor Works.

US\$ 7,500,000 each and every in respect of Debris Removal /Clean Up Costs.

US\$ 7,500,000 each and every loss in respect of care, custody or control.

US\$ 12,000,000 Combined Single Limit each and every loss in respect of Customers' and Suppliers' and Power and Public Utilities Extension.

US\$ 12,000,000 Combined Single Limit each and every loss in respect of Prevention/Denial of Access, Rental Value Extension and Extra Expense Extension Clause.

Agencia San Isidro, 11 de Agosto de 2009

RIMAC INTERNACIONAL
Cia de Seguros y Reaseguros

MAX DE FREITAS URBAINAGA
GERENTE DE RIESGOS
RIMAC SEGUROS

CONTRATANTE / ASEGURADO

JACMONTVO

De Acuerdo con el Art. 341 de la ley 26702, acordaremos devolver una copia de la presente a la Compañía debidamente firmada por el Asegurado.
Registro S.B.S. J0045 C : 553468

DEDUCTIBLES:

SECTION I

US\$ 250,000 each and every loss, but US\$ 500,000 each and every loss in respect of the Power Plant.

In respect of Earthquake, 5% of the location value (noting that pipelines constitute a separate location for the purpose of this Excess), subject to a minimum of US\$ 500,000 each and every loss.

SECTION II

45 days waiting period each and every loss

CONDITIONS:

Terms and conditions as per expiring wording

Agree waive Rights of Subrogation against Contractors/Sub-Contractors

Demolition Clause as original

Average Clause

It is noted that parts and spares of the turbines may be re-conditioned for a second time by the manufacturer, Alsthom. Provided that Alsthom guarantees this work in writing to the Insured, these parts and spares are deemed insured under this policy.

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:

Peruvian Law and jurisdiction.

NET PREMIUM:

US\$ 847,752.51 annual

US\$ 355,359.23 for period

PAYMENT TERMS:

45 days from inception

Policy includes but is not limited to:

- Increased Cost of Construction Clause.
- Notification of Loss Clause.
- Arbitration Clause.
- Permits and Use Extension Clause.
- Partial Payment Clause.
- Demolition Clause.
- Testing and Commissioning Clause.
- Service of Suit Clause.
- Seepage, Pollution and Contamination Exclusion Clause NMA 1999b.
- Loss Payees and Mortgagees as applicable.
- War and Terrorism Exclusion Clause NMA 2918.
- Replacement Cost basis
- Omissions Clause
- Expediting Expenses Clause, sublimit to USD 10,000,000 each and every loss
- Immediate Repairs Clause.
- Fees Clause.
- Expenses to Minimise a Loss Clause, sublimit to USD 1,000,000 each and every loss
- New Properties Clause Architects', Engineers' and Surveyors' Fees.
- Electronic Date Recognition Clause EDRC B NMA 2801 Clause.
- Cyber Exclusion Clause NMA 2915.
- Records and Documents Clause.
- Public Authorities Clause, sublimit to USD 25,000,000 each and every loss
- Seventy Two Hour Clause.
- Temporary Removal Clause.
- Waivers of Rights of Recourse Clause.
- Notice of Cancellation Clause as attached.
- Excluding Control of Well / Oil and Gas Wells / Associated Coverages and Business Interruption following therefrom.
- All Political Risk exclusion

INFORMATION

Loss record, since plant operations commenced

1998 No losses

1999 No losses

2000 No losses

2001 No losses

2002 No losses

2003 GT11 - US\$ 200,000 - Paid

2004 GT12 - US\$ 5'929,863 - Paid

2005 No losses

2006 No losses
2007 No losses
2008 No losses

AGUAYTIA ENERGY / TERMOSELVA / ETESELVA
SCHEDULE OF VALUES (USD)

A) POWER PLANT		US\$100'000,000
B) TRANSMISSION		US\$ 21'320,800
- Aguaytia Substation	US\$ 4'923,600	
- Tingo Maria Substation	US\$ 10'289,000	
- Vizcarra Substation	US\$ 3'729,300	
- Paramonga Substation	US\$ 2'378,900	
C) OIL & GAS		US\$108'308,000
- Gas Plant	US\$ 34'627,000	
- Pipelines	US\$ 48'165,000	
- Fractionation Plant	US\$ 23'029,000	
- LNG Transfer Site	US\$ 2'487,000	
D) OTHERS		
- Buildings	US\$ 2'398,700	
- Inventories	US\$ 14'560,500	
TOTAL		US\$246'587,500
BUSINESS INTERRUPTION (Gross Profit Basis)		US\$ 69'000,000

NOTICE OF CANCELLATION CLAUSE

Notwithstanding that this insurance is for a period of 12 months, it may be cancelled by either the Insurers or the Insured giving 60 days notice to take effect from the time of the anniversary of the inception of this insurance.

The Insurers may agree however to continue this insurance subject to agreement between the Insurers and the Insured prior to the expiry of such notice of cancellation as to rate of premium and/or conditions and/or warranties.

In the event of cancellation of this insurance by reason of the operation of this clause, a net return of any premium paid to the Insurers in respect of the period subsequent to such cancellation shall be payable to the Insured.

SECTION II - UPSTREAM

TYPE:
Package Insurance (Upstream)

ORIGINAL INSURED:
Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú SAA; BWS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Perupetro S.A.; Orus Selva S.A.; Compass Selva Cathering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energía del Perú S.A.; Export Import; Servicios Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing Insurance.

PERIOD:
From: 31st July, 2009
To: 31st December, 2009
Both days at 15.00 hours Local Standard Time.

INTEREST:

Section I
All Real and Personal Property, as scheduled of the Original Insured relating to Oil and Gas activities at various locations in the Republic of Peru.

Section II

Cost of Control of Well, limited Cost of Redrilling / Extra Expenses, Seepage and Pollution, Deliberate Well Firing, Making Wells Safe, Evacuation Expenses, Care, Custody and Control, Underground Blowout, Contingent Joint Venture, Turnkey Well Endorsement as attached.

LIMIT / SUM INSURED:

Section I

US\$ 5'455,000 Well, Well Head equipment and flowlines

Section II

US\$ 12'000,000 Combined Single Limit any one accident or occurrence in respect of drilling wells.

US\$ 7'500,000 Combined Single Limit any one accident or occurrence all other wells.

Subject to an annual aggregate limit of USD 12,000,000 for Insured's Interest, with reinstatement at 100% additional premium, as wording attached.

US\$ 1'000,000 any one accident or occurrence in respect of Care, Custody or Control.

EXCESS / DEDUCTIBLES:

Section I

US\$ 100,000 any one accident or occurrence on items valued over USD 500,000.

US\$ 50,000 any one accident or occurrence on items valued between USD 100,000 and USD 500,000 inclusive.

US\$ 25,000 any one accident or occurrence on items valued under USD 100,000.

Section II

US\$ 200,000 any one accident or occurrence in respect of each section, in respect of drilling, work-over and producing wells.

US\$ 50,000 (100%) any one accident or occurrence in respect of Care, Custody and Control.

SITUATION:

Various throughout Perú and Latin America and/or elsewhere as original.

CONDITIONS:

Full original wording based on the attached:

Section I

Oil and Gas Wells Drilling Floater Form (All Risks) including downhole equipment as per form.
Including Earthquake

Section II

Energy Exploration and Development including endorsements as per INTEREST with Earthquake Exclusion 4.e. deleted
Turnkey Well Endorsement as attached.

General Conditions

Arbitration Clause as attached.

Including Underground Blow Out

Nuclear Exclusion Clause NMA 1256

Toxic Mould Exclusion Clause per Micro Organism Clause (MAP) (Absolute) 2791MAP0001.

IT Hazards Exclusion Clause NMA 2928

Excluding Sabotage and Terrorism absolutely

Subject to 10% No Claims Bonus allowable at expiry (on net) subject to renewal with Rimac Seguros.

CL 370 Institute Radioactive Contamination, Chemical, Biological, Bio-Chemical and Electromagnetic Weapons Exclusion Clause

CL 380 Institute Cyber Attack Exclusion Clause

NMA 464 War and Civil War Exclusion Clause

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:

Peruvian Law and Jurisdiction

NET ANNUAL PREMIUM/RATE:

Section I :

Inception premium US\$ 44,107.35 calculated at 0.8080% per annum or pro rata, apart from workover / drilling rig at 3.1780% per annum and pro rata. No stacked credit.

Section II :

US\$ 23,969.40 Minimum and deposit based on 100% producing and 50% drilling / workover estimated premium adjustable at expiry at the following rates :

Drilling : US\$ 3.8688 per foot drilled
NIL x 3.8688 p.f.d = NIL

Producing: US\$ 0.3414 per foot drilled
70,219 x 0.3414 p.f.d = US\$ 23,969.40

Workover : NIL

US\$ 28,536.28

PAYMENT TERMS: 45 days from inception.

FORMATION

Loss record, since plant operations commenced 12th December 1997:

4/9/98	Blowout, net adjusted claim US\$ 744,314.2
1999	No losses
2000	No losses
2001	No losses
2002	No losses
2003	No losses
2004	No losses
2005	No losses
2006	No losses
2007	No losses
2008	No losses

AGUAYTIA CONTROL OF WELL SCHEDULE

Aguaytia (Aguaytia)
Drilling

Depth	Footage
0 - 5,000'	-----
5,001' - 7,500'	-----
7,501' - 10,000'	-----

Workover

Depth	Footage
0 - 5,000'	-----
5,001' - 7,500'	-----
7,501' - 10,000'	-----

Producing/shut-in / abandoned / water injection

Depth	Footage
0 - 5,000'	-----
5,001' - 7,500'	-----
7,501' - 10,000'	70,218

SECTION III - SABOTAGE & TERRORISM

TYPE:

Political Risks including Riots, Strikes, Civil Commotion, Malicious Damage, Sabotaje, Terrorism including Business Interruption

ORIGINAL INSURED:

Aguaytia Energy del Perú S.R.ltda., Termoselva S.R.L., Eteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú SAA; BWS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Perupetro S.A.; Orus Selva S.A.; Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energia del Perú S.A.; Export Import; Servicios Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or may hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing Insurance.

PERIOD:

From: 31st July, 2009

To: 31st December, 2009
Both days at 15.00 hours Local Standard Time

INTEREST:

Section I - Property

This policy covers all real and personal property of every kind and description but not limited to property of the Assured and/or property of others held by the Assured in trust or in commission or in consignment and/or in the Assured's care custody and Control and/or for which the Assured may be held legally liable and or in course of construction, installation, erection, assembly And or improvements and betterments and or documents and models and any other property for which the Assured is responsible for or has agreed to insure.

Section II - Business Interruption

Business Interruption including, but not limited to service interruption, extra expenses, rental income.

STATED VALUES

Section I

US\$ 246'587,500 (Downstream)

US\$ 5'455,000 (Upstream)

Section II

US\$ 69'000,000 (Annual Gross Profit) Indemnity period 15 months.

LIMIT OF LIABILITY:

Section I & II

Layer I - Sabotaje and Terrorism only including Business Interruption; based on T3 / T3A wording as expiring

US\$ 30'000,000 Combined Single Limit each and every loss and in the annual aggregate.

Layer II - Riots, Strikes, Civil Commotion, Malicious Damage, Sabotaje, Terrorism including Business Interruption; based on LPO 437 plus BI as expiring

US\$ 30,000,000 Combined Single Limit each and every loss and in the annual aggregate in excess of US\$ 30,000,000 in the annual aggregate.

DEDUCTIBLES:

Section I

US\$ 100,000 per occurrence.

Section II

30 days waiting period per occurrence.

SITUATION:

Various throughout Peru and Latin America and/or elsewhere as original.

CONDITIONS:

Excluding Transmission and Distribution Lines and pipelines.

Excluding Chemical / Biological / Cyber Terrorism, Hoaxes and Threats.

Multiple Assured Clause.

Includes Downstream and Upstream Coverage

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:

Law: Peruvian

Jurisdiction: Peruvian

NET ANNUAL PREMIUM:

Layer I : US\$ 56,863.74

Layer II : US\$ 20,057.13

US\$ 76,920.87 annual

Layer I : US\$ 23,836.03

Layer II : US\$ 8,407.51

US\$ 32,243.54 annual

PAYMENT TERMS:

45 days from inception

REMARKS

Strikes, Riots Civil Commotion, Malicious Damage including Business Interruption For Option I is covered under Downstream section.

A) POWER PLANT		US\$100'000,000
B) TRANSMISSION		US\$ 21'320,800
- Aguaytia Substation	US\$ 4'923,600	
- Tingo Maria Substation	US\$ 10'289,000	
- Vizcarra Substation	US\$ 3'729,300	
- Paramonga Substation	US\$ 2'378,900	
JIL & GAS		US\$108'308,000
- Gas Plant	US\$ 34'627,000	
- Pipelines	US\$ 48'165,000	
- Fractionation Plant	US\$ 23'029,000	
- LPG Transfer Site	US\$ 2'487,000	
D) OTHERS		
- Buildings (****)	US\$ 2'398,700	
- Inventories	US\$ 14'560,000	
Total Downstream		US\$246'587,500
Total Upstream		US\$ 5'455,000
		US\$252'042,500
BUSINESS INTERRUPTION (Gross Profit Basis)	US	69'000,000

SECTION IV - LIABILITY

TYPE:

Public and Products Liability Insurance as original.

ORIGINAL INSURED:

Aguaytia Energy del Perú S.R.Ltda., Termoselva S.R.L., Kteselva S.R.L., Gas Integral S.R.L.; Aguaytia Energy L.L.C., Peru Energy Holdings, L.L.C., Maple Gas Development Corporation, P.I.D.C. Aguaytia L.L.C., IGC Aguaytia Partners L.L.C., Conduit Capital Partner, L.L.C.; Citibank del Perú S.A.; Scotiabank Perú SAA; BWS Sociedad Titulizadora S.A.; Petroperú S.A.; Perupetto S.A.; Orus Selva S.A.; Compass Selva Catering y Servicios Perú S.A.; PIC del Perú S.A.; Red de Energía del Perú S.A.; Export Import; Servicios Señor de Sipán; Valper S.R.L.; Transportes Comerciales Fradera EIRL and their divisions or subsidiaries as were, are or hereafter be constituted and any entity for which they had or have responsibility for placing insurance.

PERIOD:

31st July 2009 to 31st December 2009 15.00 hrs Local Standard Time at the address of the Original Insured, as original and/or all as original. Agree to extend up to one calendar month on agreement leading Reinsurer only irrespective of individual anniversary notices of cancellation if any.

INTEREST:

In respect of the Original Insured's oil, gas and power (generation, transmission, distribution) business activities as original.

SITUATION:

Peru but worldwide in respect of Products excluding USA / Canada, as original.

LIMIT (100%):

US\$ 25,000,000 any one occurrence and in the annual aggregate separately in respect of Products /Completed Operations Liability and Pollution Liability. US\$ 1'000,000 for Employers Liability any one occurrence.

DEDUCTIBLE:

US\$ 25,000 only material damages, any one occurrence and in the annual aggregate separately in respect of products, completed operations and pollution.

CONDITIONS:

- Electronic Date Recognition Clause EDRC (B) NMA 2801.
- Cancellation Clause as original NMA 464 unless War and Civil War Exclusion Clause contained in original policy, but in respect of the exclusion of Terrorism, NMA 2952 to apply.
- Special Cancellation Provisions as attached.

- DAC Asbestos Exclusion
- Toxic Mould Exclusion

CHOICE OF LAW & JURISDICTION:
Peruvian Law and jurisdiction.

NET ANNUAL PREMIUM:
US\$ 63,575.40 annual

US\$ 26,649.41 for period

PAYMENT TERMS:
45 days from inception.

INFORMATION

Final conditions based on:

- MWP Oil and Gas Industry Conditions (1989) as attached.
- Including Loading and Unloading.
- Including Loads Liability.
- Including Excess Automobile Liability, excess of USD 100,000 each and every claim, and including passenger liability.
- Including Employer's Liability with a sub-limit of USD 1,000,000 any one occurrence, but excluding Occupational Disease / Illness.
- Excluding Workmen's Compensation.
- Excluding Aviation and Marine Liabilities but including non-owned operated inland waterway vessels.
- Jurisdiction: Peru
- Wording based on PCA 94.
- Electro Magnetic Field (EMF) cover is on a Claims Made basis with the Loss limit in the aggregate. Retroactive date: 12th December 1997; Costs inclusive for claims in respect of Electro Magnetic Field (EMF)
- Excluding diminution of property values.

Loss record this policy since inception: 12/12/97

1997 NIL
1998 NIL
1999 NIL
2000 NIL
2001 NIL
2002 NIL
2003 NIL
2004 NIL
2005 NIL
2006 NIL
2007 NIL
2008 NIL

Mytia Energy
Payroll 2007 / 2008 - US\$ 3,300,000
Revenues 2007 / 2008 - US\$ 131,800,000

OIL/ GAS CONDITIONS (1989)

The following additional Conditions are applicable to this policy.

- 1) Liability for Pollution or Contamination is excluded unless arising directly from operations on land.
- 2) NMA 1683 (amended) is applicable to operations on land:-
"This insurance does not cover any liability for:-
 - (1) Removal of, loss of or damage to sub-surface oil, gas or any other substance, the property of others, provided always that this paragraph 81) shall not apply to any liability which would otherwise be covered under this Insurance for such removal, loss or damage directly attributable to blow-out, cratering or fire of an oil or gas well owned or operated by, or under control of the Assured.
 - (2) Loss of, damage to or loss of use of property directly or indirectly resulting from the subsidence caused by sub-surface operations of the Assured.
 - (3) Personal Injury or Bodily Injury or loss of, damage to or loss of use of property directly or indirectly caused by seepage, pollution or contamination, provided always that this paragraph (3) shall not apply to liability for Personal Injury or Bodily Injury or loss of or physical damage to or destruction of tangible property, or loss of use of such property damaged or destroyed where such seepage, pollution or contamination is caused by a sudden, unintended and unexpected happening during the period of this Insurance and was not the direct result of the Assured failing to take reasonable precautions to prevent such happening.
 - (4) The cost of removing, nullifying or cleaning-up seeping, polluting or contaminating substances unless the seepage, pollution, or contamination is caused by a sudden, unintended and unexpected happening during the period of this Insurance and was not the direct result of the Assured failing to take reasonable precautions to prevent such happening.
 - (5) Fines, penalties, punitive or exemplary damages.

This clause shall not extend this Insurance to cover any liability which would not have been covered under this Insurance had this Clause been attached.

3) Liability for the following is excluded:-

- a) Loss of, destruction of or loss of use of any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss arising therefrom.
- b) Loss of destruction of or loss of use of any equipment in any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss arising therefrom.
- c) The cost of controlling/preventing any escape of any substance from any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss therefrom.
- d) The cost of controlling/preventing any fire arising in connection with any exploration or production bore and/or hole and/or well and any consequential loss therefrom.
- e) The cost of destruction and/or removal of debris arising from damage to any exploration and/or production vessel, platform or rig.

MEN DE CÁLCULO DE PRIMA DE TODAS LAS SECCIONES :

US\$ 1'056,325.43 anual
US\$ 442,788.47 por el periodo

COASEGURO:

La presente póliza es un contrato de Coaseguro entre las siguientes compañías y en los porcentajes indicados a continuación:

Rimac Internacional
Compañía de Seguros y Reaseguros 60%

El Pacífico Peruano Suiza
Compañía de Seguros y Reaseguros 40%

Según Cláusula de Coaseguro que forma parte integrante de la póliza.

ANEXO N° 03: MEMORIA ANUAL 2009

ARCHIVO NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\SAN GABAN\SPT 2012\COYM2012\INFORME\ANEXO3

ANEXO N° 04: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

ARCHIVO NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\SAN GABAN\SPT 2012\COYM 2012