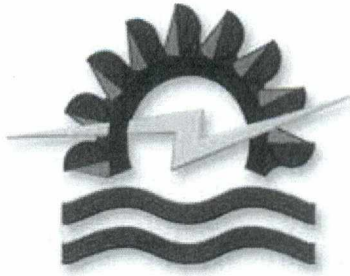


ANEXO F

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

MAYO 2014 – ABRIL 2015



**Estudio Técnico Económico para la
Fijación de Tarifas en Barra,
período mayo 2014 - abril 2015**

**Sistema Principal de Transmisión
SAN GABÁN**

Enero, 2014



NDICE

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.....	17
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.....	34
4.6.4. RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO.....	37
4.7. COSTOS DE GESTION PERSONALES.....	38
4.7.1. ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR.....	38
4.8. COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION.....	50
4.8.1. METODOLOGÍA.....	50
4.8.2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION.....	51
4.9. RESULTADOS.....	56
5. DETERMINACIÓN DEL COSTO ANUAL TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL.....	58
6. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN.....	59
7. ANEXOS.....	62



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 \$).....	25
CUADRO N° 4.5-6.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL - (US \$).....	26
CUADRO N° 4.5-7.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL – SPT US \$.....	26
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 \$).....	30
CUADRO N° 4.6-3.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES.....	32
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.....	35
CUADRO N° 4.6-6.: COSTO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL - (U. S. \$).....	37
CUADRO N° 4.6-7.: COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO – SPT - (U.S. \$).....	37
CUADRO N° 4.7-1.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA ADMINISTRATIVA COMPARTIDA.....	41
CUADRO N° 4.7-2.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA OPERATIVA EXCLUSIVA DE TRANSMISIÓN.....	42
CUADRO N° 4.7-3.: COSTO DE PERSONAL DIRECTO DE LA ORGANIZACIÓN SAN GABÁN (US \$).....	45
CUADRO N° 4.8-1.: COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN – SPT - (EN US \$).....	56
CUADRO N° 4.9-1.: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - (EN US \$).....	56
CUADRO N° 5.1-1.: DETALLE DE LOS CTT Y PEAJE ANUAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN.....	58
CUADRO N° 6.1-1.: FACTORES DE ACTUALIZACIÓN.....	61



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 2014 – abril 2015.

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 medioambientales 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 en la Regulación de Tarifas de mayo 2009, en la fijación de precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 y el 30 de abril de 2014.

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	S./mes
SPT	556 278	69 058	52,624	121,682	340,224

Tipo de Cambio	2,796
Tasa	12%
Vida Útil	30
Mensualidad	0,009488793

lunes, 30 de diciembre de 2013

Se ha utilizado el tipo de cambio de 2,796 S./US\$ de fecha 30 de diciembre de 2013, 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 OSINERMING 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 2014 – abril 2015.

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 medioambientales 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 en la Regulación de Tarifas de mayo 2009, en la fijación de precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2013 y el 30 de abril de 2014.



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 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 de Precios en Barra período entre el 01 de mayo de 2013 y el 30 de abril de 2014, correspondió actualizar el VNR de las instalaciones de transmisión, que fueron revisadas en la Regulación de Tarifas de mayo 2009, período en el cual están incluidas las instalaciones del SPT de SAN GABÁN.

En el Informe N° 0147-2013-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD, que Fijan los Precios en Barra para el período mayo 2013 – abril 2014, se establece que el VNR de las instalaciones del SPT de SAN GABÁN, asciende a US \$ 556 278 (Quinientos Cincuenta y Seis Mil Doscientos Setenta y Ocho 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:

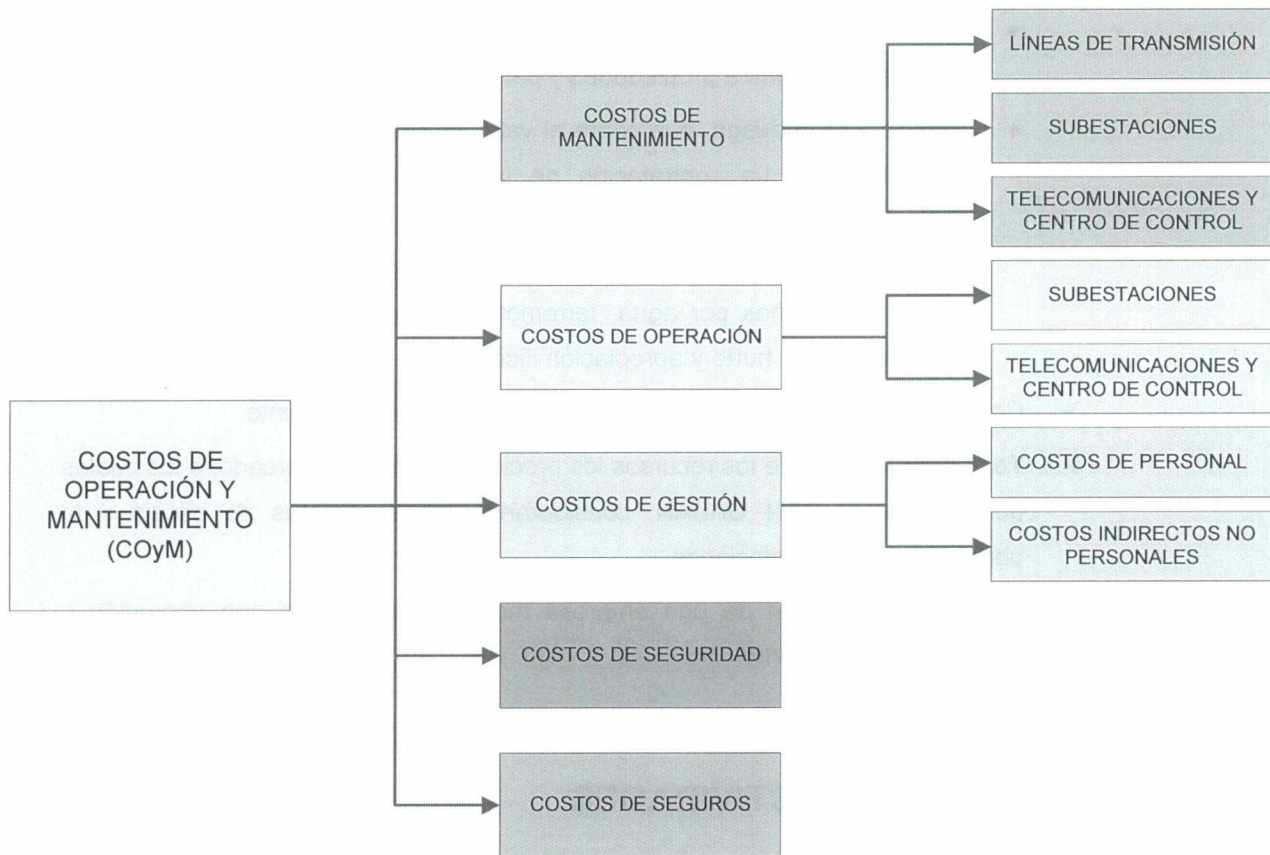
CM = Costo Directo de Mantenimiento (Mantenimiento de Líneas y Subestaciones, mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones y Centro de Control).

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,

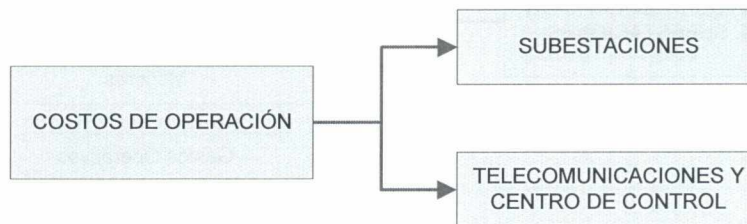


daños por agua, terremoto, incendio, terrorismo, vandalismo, conmoción civil, hurto y apropiación ilícita.

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

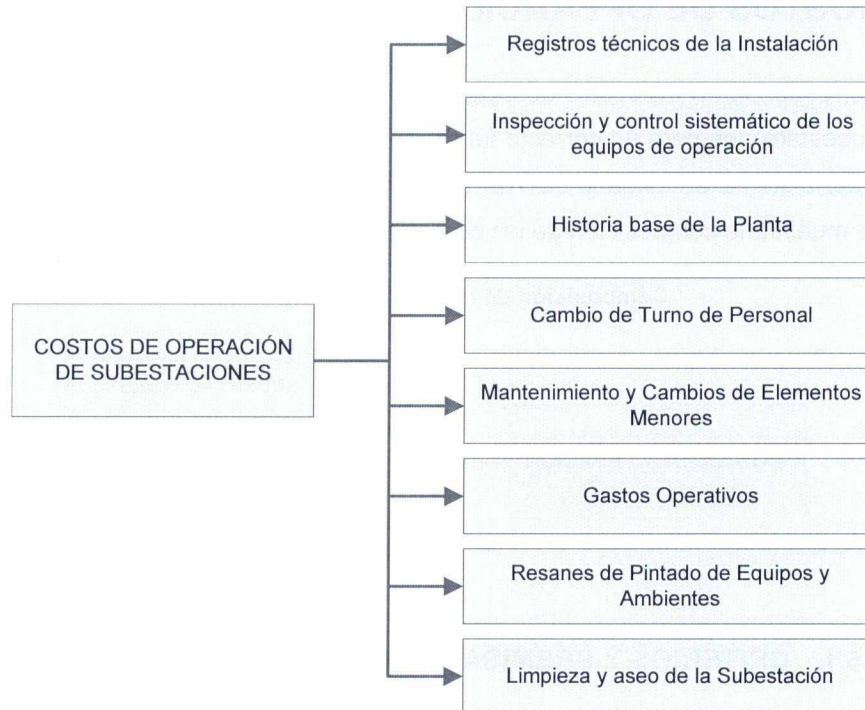


4.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

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.



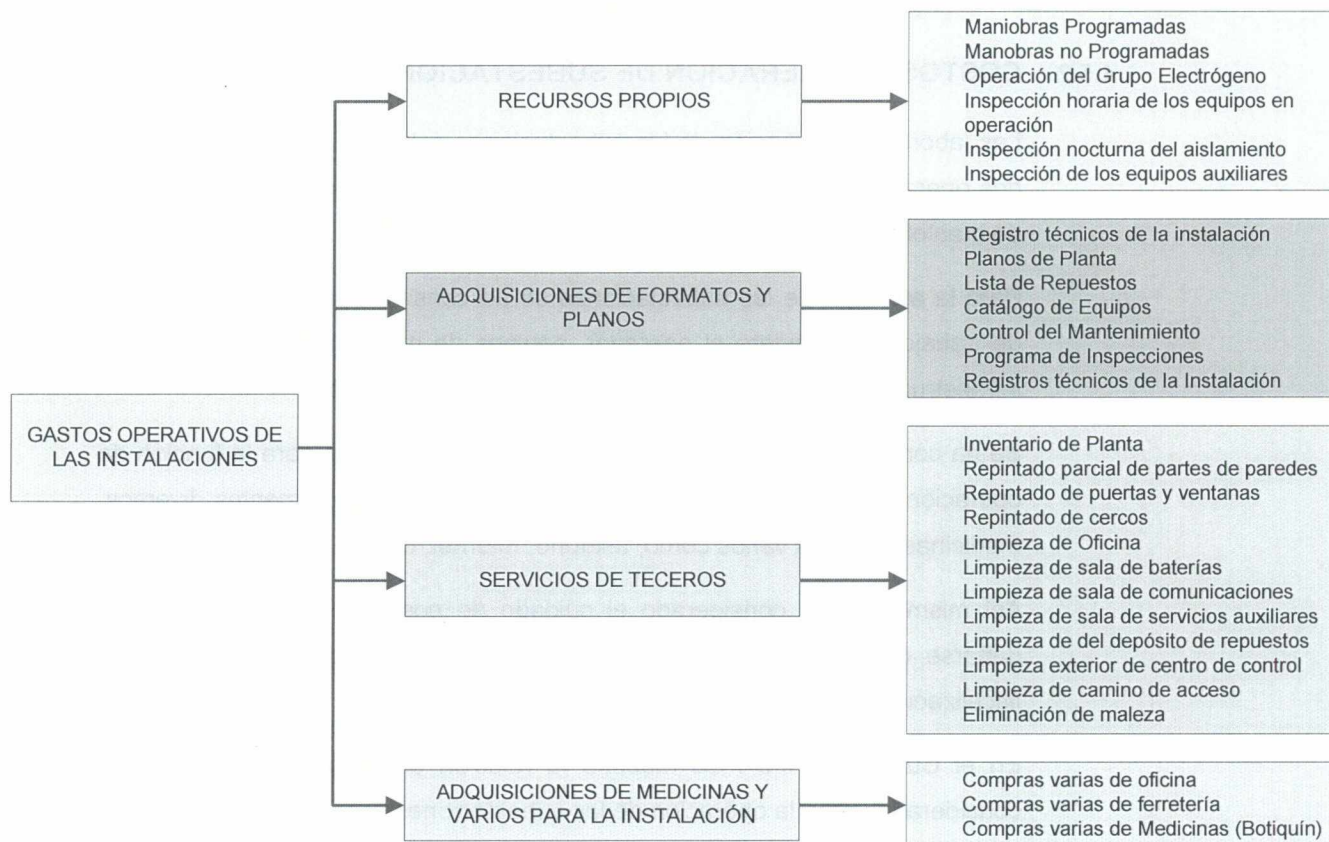
Los procesos de operación de las subestaciones se detallan en el diagrama siguiente:



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 para 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 Catálogo 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	11,686	11,686	23,371
Inspección y control sistemático equipos operación	10,424	10,424	20,849
Registros técnicos de la instalación	10,434	10,434	20,868
Historia base de la planta	10,784	10,784	21,568
Gastos operativos	9,090	9,090	18,180
Total US\$	52,418	52,418	104,836



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	26%
	Otros	74%

De acuerdo a la metodología empleada se tiene un costo total de operación de Subestaciones de US \$ 89 245; correspondiendo a SAN GABÁN, US \$ 56 309. 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	2,322	738	11,686	14,746
Inspección y control sistemático equipos operación	2,072	658	10,424	13,154
Registros técnicos de la instalación	2,074	659	10,434	13,167
Historia base de la planta	2,143	681	10,784	13,608
Gastos operativos	1,806	574	9,090	11,471
Total US\$	10,417	3,311	52,418	66,146

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 las suma de US \$ 3 311, 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 \$)
S.E. Azángaro	52,418	100%	52,418	6.32%	3,311
Costo Total					3,311



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	62 256

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 7 969 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	62,256	100%	62,256	12.80%	7,969



El costo total de Operación para el SPT asciende a 11 280 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.5-8.

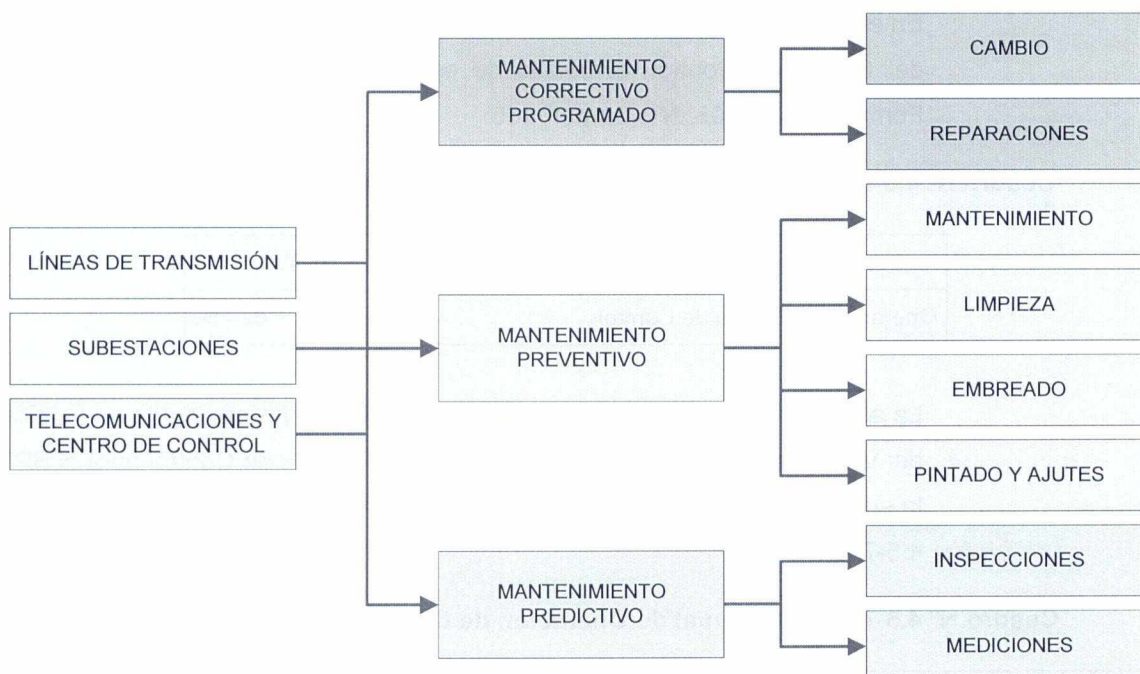
Cuadro N° 4.5-8.: Costo Anual de Operación – SPT

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	52,418	100%	52,418	6.32%	3,311
Centro de Control	62,256	100%	62,256	12.80%	7,969
Costo Total de Operaciones					11 280

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 2013 – abril 2014 y en la Actualización de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos 2012 (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
Mantenimiento de Defensas y Servidumbre	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Defensas, Ríos y Avenidas
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Costa)
		Mantenimiento Faja de Servidumbre (Selva)
Mantenimiento Caminos de Accesos	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Faja de Servidumbre (Sierra)
		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)



Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
	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 íntegro 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	133 110	100%
Total Costo Directo		133 110	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 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 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 2013 – abril 2014 y en la Actualización de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión con Costos 2012 (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 Electromecánico Celda Línea	
	Mantenimiento Predictivo	Medición Puntos Calientes
		Pruebas de Interruptores
Pruebas de Seccionadores		



Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
	Mantenimiento Correctivo Programado	Prueba de Transformador de Medida
		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
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 metrandó 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	11 315	11%
	Sub Total	11 315	11%
SST	S.E. Azángaro	49 010	49%
	S.E. San Gabán	40 091	40%
	Sub Total	89 100	89%
Total Costo Directo Mantenimiento		100 415	100%

El costo directo de mantenimiento de subestaciones del Sistema Principal de Transmisión representa el 11 % y del Sistema Secundario de Transmisión representa el 89 % 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 presente informe se ha empleado la información de costos empleados por el OSINERGMIN en la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2013 – abril 2014 y en la fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, período 2013 - 2017 (ver Formularios N° 001 y N° 002).

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



Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
	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	Mantenimiento Predictivo	Mediciones y pruebas de estaciones de operación
		Mediciones y pruebas de servidores
		Mediciones y Pruebas de cablería Red LAN, Router y UPS
		Mediciones y Pruebas de Impresoras
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
Mantenimiento de Centro de Control	Mantenimiento Predictivo	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 metrando 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	VNR	% de Asignación	CC y TEL
SST	3 006 607,65	87.20%	30 166,35
SPT	441 380,24	12.80%	4 428,52
TOTAL	3 447 987,88	100.00%	34 594,88

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	11,315
Telecomunicaciones y Centro de Control	4,429
Total Costo de Mantenimiento	15,744



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 consideró 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.

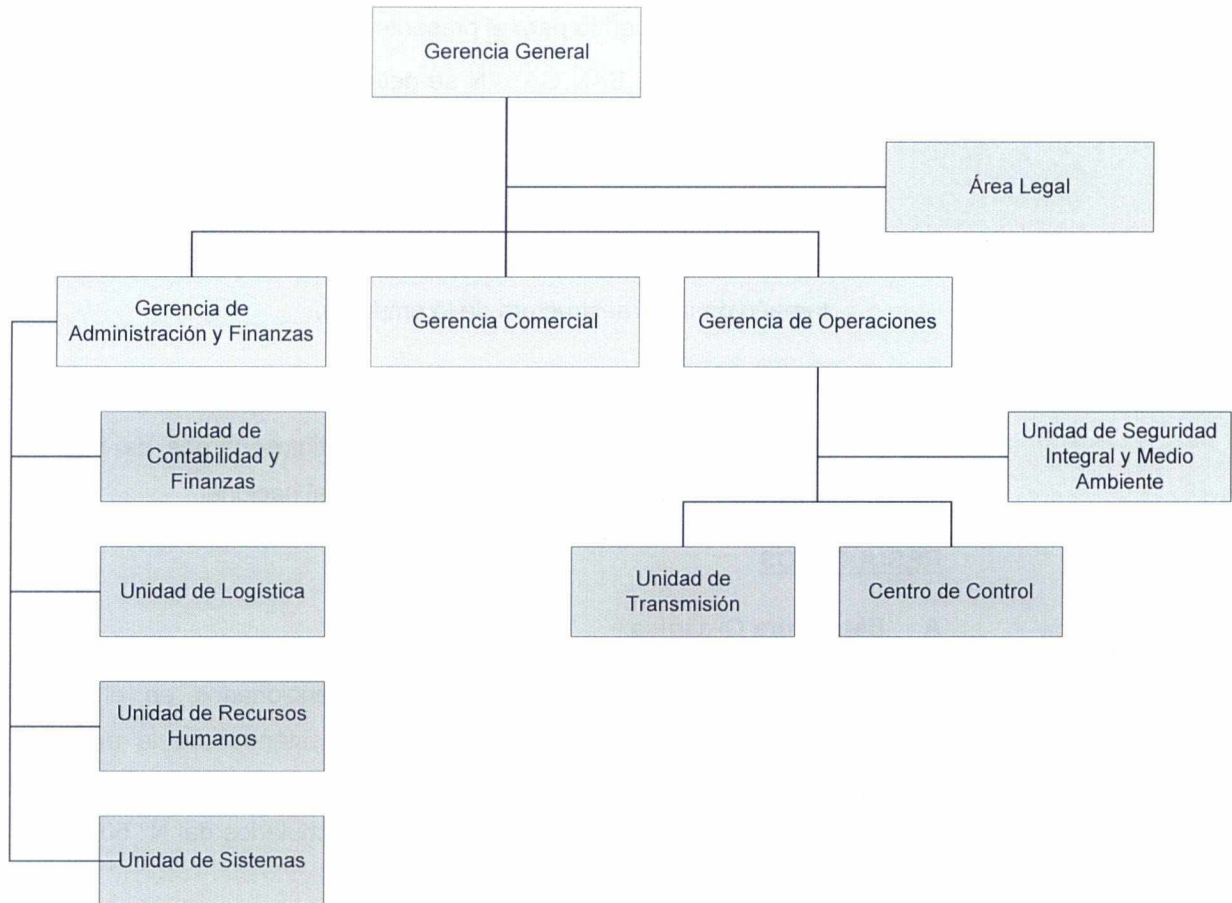
RESULTADOS

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
Secretaria GG	1
AREA: LEGAL	
Asesor Legal	1
AREA: GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	
Gerente de Administración y Finanzas	1
Secretaria de Gerencia	1
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS	
Contador	1



Cargo	Número de Personal
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



Cargo	Número de Personal
Especialista en Análisis	1

B Determinación de Remuneraciones

Obtención Remuneraciones del Mercado

Para determinar los sueldos y salarios del presente estudio se promedio 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

Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$
AREA: GERENCIA GENERAL				
Gerente General	12,341	1,111	1,203	14,655
Secretaria GG	1,420	128	138	1,686
AREA: LEGAL				
Asesor Legal	5,193	467	506	6,166
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS				
Gerente de Administración y Finanzas	6,699	603	653	7,955
Secretaria de Gerencia	1,420	128	138	1,686
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS				
Contador	3,663	330	357	4,350
Asistente de Contabilidad	962	87	94	1,142
Cajero	2,855	257	278	3,390
UNIDAD DE LOGISTICA				
Jefe de Logística	2,389	215	233	2,837
Recepcionista de Sede	599	54	58	711
Analista de Compras	962	87	94	1,142
Responsable de Almacén	2,124	191	207	2,522
Responsable de Servicios Generales	2,124	191	207	2,522
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS				
Jefe de Recursos Humanos	2,863	258	279	3,400
Asistente de RR.HH.	962	87	94	1,142

Propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN
 Período mayo 2014 – abril 2015



Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$
UNIDAD DE SISTEMAS				
Jefe de Sistemas	2,865	258	279	3,402
Analista de sistemas	1,649	148	161	1,958
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES				
Gerente de Operaciones	6,219	560	606	7,385
Secretaria de Gerencia	1,420	128	138	1,686
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE				
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	2,760	248	269	3,278
UNIDAD DE TRANSMISIÓN				
Jefe de Unidad de Transmisión	2,314	208	226	2,748
Secretaria	1,088	98	106	1,292
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	1,569	141	153	1,863
Técnico Mantenimiento LL.TT.	1,055	95	103	1,252
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	1,798	162	175	2,135
Técnico Mantenimiento SS.EE	1,055	95	103	1,252
CENTRO DE CONTROL				
Jefe de Centro de Control	3,492	314	340	4,147
Especialista en Análisis	1,798	162	175	2,135
UNIDAD COMERCIAL				
Jefe de Unidad Comercial	6,318	569	616	7,502
Analista Comercial	1,717	155	167	2,039
SUBTOTAL DE REMUNERACION AL PERSONAL				

Propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de SAN GABÁN
 Período mayo 2014 – abril 2015



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 2012 publicados en la Memoria Anual 2012 (Ver Anexo N° 02) y según el VNR publicado en el Informe N° 0147-2013-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2013-OS/CD, "Resolución que fija los Precios en Barra período desde el 01 de mayo de 2014 y el 30 de abril de 2014", el cual asciende a US \$ 556 278 (Quinientos Cincuenta y Seis Mil Doscientos Setenta y Ocho 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° 054-2013-OS/CD, el cual asciende a US \$ 17 498 159 (Diecisiete Millones Cuatrocientos Noventa y Ocho Mil Ciento Cincuenta y Nueve Dólares Americanos).

Instalaciones	(US \$)	Factor
Planta de Generación	141 255 637	88.67%
Sistema de Transmisión	18 054 437	11.33%
Total	159 310 074	100.00%

Una vez determinado el costo de remuneración de personal correspondiente a la transmisión, se determinó el porcentaje de dedicación al SPT. Se tomó como premisa, que dicho porcentaje estaba en relación directa al tamaño de la infraestructura, por lo tanto, se utilizó el VNR calculado en el Capítulo N° 3 como un indicador para distribuir dicho monto, siendo los porcentajes de asignación los siguientes:

Sistema	VNR (US \$)	%
SPT	556 278	3,08%
SST	17 498 159	96,92%
Total SAN GABÁN	18 054 437	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	221,001	0.35%	772
Secretaria GG	25,420	0.35%	89
AREA: LEGAL			
Asesor Legal	92,990	0.35%	325
AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS			
Gerente de Administración y Finanzas	119,969	0.35%	419
Secretaria de Gerencia	25,420	0.35%	89
UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS			
Contador	65,597	0.35%	229
Asistente de Contabilidad	17,228	0.35%	60
Cajero	51,121	0.35%	179
UNIDAD DE LOGISTICA			
Jefe de Logística	43,203	0.35%	151
Recepcionista de Sede	10,728	0.35%	37
Analista de Compras	17,398	0.35%	61
Responsable de Almacén	38,414	0.35%	134
Responsable de Servicios Generales	38,414	0.35%	134
UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS			
Jefe de Recursos Humanos	51,271	0.35%	179
Asistente de RR.HH.	17,228	0.35%	60
UNIDAD DE SISTEMAS			
Jefe de Sistemas	51,304	0.35%	179
Analista de sistemas	29,532	0.35%	103
AREA: GERENCIA DE OPERACIONES			
Gerente de Operaciones	112,462	3.08%	3,465
Secretaria de Gerencia	25,420	3.08%	783
UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE			
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	49,918	3.08%	1,538
UNIDAD DE TRANSMISIÓN			
Jefe de Unidad de Transmisión	41,847	3.08%	1,289
Secretaria	19,484	3.08%	600
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	28,367	3.08%	874
Técnico Mantenimiento LL.TT.	19,073	3.08%	588



Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	32,519	3.08%	1,002
Técnico Mantenimiento SS.EE	19,073	3.08%	588
CENTRO DE CONTROL			
Jefe de Centro de Control	63,147	3.08%	1,946
Especialista en Análisis	32,519	3.08%	1,002
UNIDAD COMERCIAL			
Jefe de Unidad Comercial	113,137	0.35%	395
Analista Comercial	30,743	0.35%	107
TOTAL	1,503,947		17,377

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 \$)	644
	38,627
Total Asignado a la Transmisión	11.33%
	4,378
Total Asignado al Transmisión del SPT	3.08%
	135

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	17,377
Directorio	135
Costo Personal SPT	17,511



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	631	12	7,571
Material de limpieza	3	12	41
Bienes activos menores a 1/4 UIT	64	12	773
Software y mantenimiento de equipos de computo	176	12	2,113
Suministros diversos	302	12	3,629
Servicios de Terceros			
Combustibles/lubricantes de vehículos	114	12	1,364
Movilidad local/peajes	71	12	849
Correos-Courier	53	12	639
Telefonía fija/celular	636	12	7,633
Servicio satelital	722	12	8,670
Honorarios consultorías	553	12	6,635
Servicios legales	1,553	12	18,637
Servicios de auditoria	698	12	8,378
Honorarios diversos	364	12	4,367
Agua	14	12	171
Luz	8	12	92
Servicios de limpieza	298	12	3,578
Otros servicios de terceros	1,608	12	19,300
Tributos			
Tributos	56	12	675
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	3,195	12	38,342
Impuesto a las Transacciones Financieras - ITF (1)	25	12	302
Cargas Diversas de Gestión			
Publicidad publicaciones	227	12	2,727
Periódicos revistas y libros	109	12	1,311



Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Pasajes aéreos/terrestres	580	12	6,954
Alojamiento y alimentación	2,235	2	4,470
Viáticos de terceros	132	12	1,588
Gastos diversos de gestión	128	12	1,531
TOTAL GASTOS DE GESTION NO PERSONAL			152,338

- 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	19	12	233
Material de limpieza	0	12	1
Bienes activos menores a 1/4 UIT	2	12	24
Software y mantenimiento de equipos de computo	5	12	65
Suministros diversos	8	12	112
Servicios de Terceros			
Combustibles/lubricantes de vehículos	4	12	42
Movilidad local/peajes	2	12	26
Correos-Courier	2	12	20
Telefonía fija/celular	20	12	235
Servicio satelital	22	12	267
Honorarios consultorías	17	12	204
Servicios legales	48	12	574
Servicios de auditoria	22	12	258
Honorarios diversos	11	12	135
Agua	0	12	5
Luz	0	12	3
Servicios de limpieza	9	12	110
Otros servicios de terceros	50	12	595
Tributos			
Tributos	2	12	21
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	98	12	1,181



Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Impuesto a las Transacciones Financieras - ITF (1)	1	12	9
Cargas Diversas de Gestión			
Publicidad publicaciones	7	12	84
Periódicos revistas y libros	3	12	40
Pasajes aéreos/terrestres	18	12	214
Alojamiento y alimentación	69	2	138
Viáticos de terceros	4	12	49
Gastos diversos de gestión	4	12	47
TOTAL GASTOS DE GESTION NO PERSONAL			4,694

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

SAN GABÁN, ha considerado el porcentaje promedio de mercado calculado por el OSINERGMIN en la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2013 – abril 2014, que corresponde a 0.246%.

Por lo tanto, el monto determinado corresponde a los costos de seguros asociados al VNR del SPT, el cual asciende a US \$ 53 239.

Conceptos	US\$
COSTO DE INVERSION	556,278
Prima de Seguros (% de Inversión SPT)	0.246%
TOTAL COSTOS DE SEGUROS	1,368
MONTO CAPITALIZADO	1,533

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



prorrataada 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 costo 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)	268	268	536
Asignación Familiar (10 % Rmv)	27	27	54
Sub Total Remuneración Básica	295	295	590
Horas Extras (1.25 dos 1ras. Hr. Y 1.35 sigui.)	174	174	349
Bonificación Nocturna (30 %Rmv)		80	80
Sub Total Ingreso Mensual	469	550	1,019
Por Días Feriados	23	27	51
Por Días de Descanso Físico	82	96	178
TOTAL REMUNERACIONES (A)	575	674	1,249
DERECHOS SOCIALES			
Vacaciones (B) 8.33% de (A)	48	56	104
Gratificación (C) 16.67% de (A)	96	112	208
CTS (D) 8.33% de (A) + (C)	56	65	121
CARGAS SOCIALES			
Essalud 9 00 % de (A)+(B)+(C)	65	76	140
Seguro - SCTR 1 24 % de (A)+(B)+(C)	9	10	19
Total Derechos y Cargas Sociales	273	320	593
TOTAL COSTO DIRECTO MENSUAL	848	994	1,842
Gastos Operativos Radio y Arma (6% CD)	51	60	111
Gastos Generales (10% CD)	85	99	184
TOTAL COSTOS	984	1,153	2,137
UTILIDAD (15%)	148	173	321
VALOR VENTA SERVICIO (US \$)	1,132	1,326	2,457

El porcentaje de asignación correspondiente al SPT es el siguiente:



SUBESTACION	%
AZÁNGARO	6,32%

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		1		2,457	155	1,862
TOTAL							1,862

Como ya expresamos la consolidación de estos 2 gastos constituyen los costos indirectos de transmisión que asciende a US \$ 3 416 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	1,862
Seguros de Infraestructura	1,368
Total	3,231

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	11,280
Operación de CC	7,969
Operación de Subestaciones	3,311
MANTENIMIENTO	15 744
Líneas de Transmisión	-
Subestaciones	11 315
Centro de Control y Telecomunicación	4 429



Descripción	COyM SPT
GESTIÓN	20 644
Personales	17,511
No Personales	3,503
APORTES D.L.N° 25844	1,181
ITF	9
SEGURIDAD	1,862
SEGUROS	1,533
TOTAL COyM	52,624

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de SAN GABÁN ascienden a US \$ 52 624 (Cincuenta y Dos Mil Seiscientos Veinticuatro 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° 6.1-1 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	556 278	69 058	52,624	121,682	340,224

Tipo de Cambio	2,796
Tasa	12%
Vida Útil	30
Mensualidad	0,009488793

lunes, 30 de diciembre de 2013



6. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN

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 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:

$$FA = \left(a \frac{Tc}{Tc_0} + b \frac{IPM}{IPM_0} + c \frac{Pc}{Pc_0} + d \frac{Pal}{Pal_0} \right)$$

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.

TC₀ : 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.

P_c = 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)".

P_{c0} = Índice inicial del Precio del Cobre se calcula de manera similar al P_c 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° 7.1-1 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 Mil US \$	Procedencia Nacional Mil US \$	Aluminio Mil US \$	Cobre Mil US \$	TOTAL Mil US \$
Líneas de Transmisión					
Subestaciones	276	332	-	1	609
TOTAL	276	332	-	1	609
INSTALACION	COEFICIENTES				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
Líneas de Transmisión					
Subestaciones	0.4532	0.5452	-	0.0016	1.0000
TOTAL	0.4532	0.5452	-	0.0016	1.0000



7. ANEXOS

ANEXO N° 01: APORTES PARA CUBRIR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES SINAC PARA EL EJERCICIO 2013.

ANEXO N° 02: ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012.

ANEXO N° 03: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.



**ANEXO N° 01: APORTES PARA CUBRIR EL
PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES
SINAC PARA EL EJERCICIO 2013**



**ANEXO N° 02: ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE
DICIEMBRE DE 2012**

ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\SAN GABÁN\SPT 2014\INFORME\ANEXO 2



ANEXO N° 03: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

ARCHIVOS NO IMPRESOS

UBICADOS EN:

\\SAN GABAN\SPT 2014\COYM