

**ANEXO B**

**PROPUESTA TARIFARIA DEL SISTEMA PRINCIPAL DE  
TRANSMISIÓN DE ETESELVA,**

**MAYO 2013 – ABRIL 2014**



Eteselva

Lima, 29 de enero de 2013

ETS-007-2013

Señor Ingeniero  
**Luis Velasco Bodega**  
Representante del Subcomité de Transmisores  
**SUB COMITÉ DE TRANSMISORES**  
Calle Juan de la Fuente N° 453  
Miraflores.-

ASUNTO: Observaciones al Estudio Técnico Económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC para la Regulación de Mayo 2013

REFERENCIA: Oficio Osinergmin N° 0958-2012-GART

De nuestra consideración:

En atención del oficio de la referencia y en el plazo establecido, adjunto remitimos dos informes que contienen:

1. La absolución de las observaciones indicadas en el oficio de la referencia.
2. El estudio debidamente corregido acompañado de los archivos electrónicos con los cálculos reformulados y correctamente vinculados.

Sin otro particular, quedamos de usted.

Atentamente,

  
**FERNANDO OYANGUREN RAMÍREZ**  
Representante



Se adjuntan:

1. Informe Absolución de Observaciones al Estudio Técnico-Económico presentado por el Sub Comité de Transmisores del COES –SINAC para la regulación de Mayo 2013 del Sistema Principal de ETESELVA.
2. Propuesta Tarifaria, Fijación de Tarifas en Barra Periodo Mayo 2013 – Abril 2014. Sistema Principal de Transmisión de la Empresa ETESELVA
3. Un CD que contiene el cálculo justificativo y los informes.

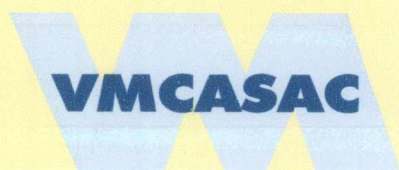
ETESSELVA S.R.L.  
Calle Dionisio Derteano 144 – Piso 19 – San Isidro, Lima 27 – Perú  
Telf.: (511) 615-4600 - Fax: (511) 615-4712



**CONSULTORES ASOCIADOS SAC**

**PROPUESTA DE TARIFARIA**  
**Fijación de Tarifas en Barra**  
**PERÍODO MAYO 2013 - ABRIL 2014**  
**SISTEMA PRINCIPAL de TRANSMISIÓN ETESELVA**

**ENERO, 2013**



## ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO .....	4
1. OBJETO .....	4
2. BASE CONCEPTUAL .....	4
3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN EXISTENTE DE ETESELVA.....	5
4. COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJES ANUALES.....	6
1. ANTECEDENTES.....	7
1.1. OBJETO DEL ESTUDIO .....	7
1.2. BASE CONCEPTUAL .....	7
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA.....	9
2.1. FUNCIÓN .....	9
2.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN .....	10
2.3. SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN .....	11
2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	12
2.5. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES.....	15
2.5.1. S.E. AGUAYTÍA .....	15
2.5.2. AMPLIACIÓN S.E. TINGO MARÍA.....	17
2.5.3. CELDAS DE LA S.E. VIZCARRA .....	20
2.5.4. AMPLIACIÓN S.E. PARAMONGA NUEVA .....	22
3. SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO.....	23
3.1. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL SEA.....	23
3.2. METODOLOGÍA.....	24
3.2.1. COSTOS DE INVERSIÓN .....	24
3.2.2. COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO .....	25
3.2.3. COSTOS DE PÉRDIDAS.....	26
3.3. ENLACE DE INTERCONEXIÓN VIZCARRA – PARAMONGA NUEVA.....	27
3.3.1. ALTERNATIVA 1.....	27
3.3.2. ALTERNATIVA 2.....	28
4. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO.....	33
5. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	35
5.1. COMPOSICIÓN DEL COSTO.....	35
5.2. PREMISAS CONSIDERADAS PARA EL ESTUDIO .....	36
5.3. ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO BASADOS EN ACTIVIDADES .....	37
5.4. COMPONENTES DEL COYM.....	38
5.4.1. COSTO DE OPERACIÓN .....	38
5.4.2. COSTO DE MANTENIMIENTO.....	38
5.4.3. COSTO DE GESTIÓN .....	39
5.4.4. COSTO DE SEGURIDAD .....	40
5.4.5. COSTO DE SEGUROS.....	40
5.5. COSTOS DE OPERACIÓN.....	40
5.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS .....	41
5.5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES.....	43
5.5.3. COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL .....	47
5.6. COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO .....	48
5.6.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	49
5.6.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES .....	53
5.6.3. COSTO DE MANTENIMIENTO DEL CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES.....	57

5.6.4.	RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO .....	61
5.7.	COSTOS DE GESTION PERSONALES .....	61
5.7.1.	ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR .....	62
5.8.	COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION .....	74
5.8.1.	METODOLOGÍA .....	74
5.8.2.	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTION NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISION.....	75
5.9.	RESULTADOS .....	81
6.	DETERMINACIÓN DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL .....	83
7.	FORMULA DE ACTUALIZACIÓN.....	85
8.	ANEXOS.....	88

## RELACIÓN DE CUADROS

CUADRO N° 2.4-1.: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA.....	12
CUADRO N° 2.4-2.: AISLADORES POR TIPOS DE ZONAS.....	14
CUADRO N° 3.2-1.: PORCENTAJES DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (%).....	25
CUADRO N° 3.2-2.: PRECIOS DE POTENCIA Y ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN.....	26
CUADRO N° 3.3-1.: COSTOS DE INVERSIÓN (MILES US\$).....	29
CUADRO N° 3.3-2.: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (MILES US\$).....	30
CUADRO N° 3.3-3.: COSTOS DE PÉRDIDAS (MILES US\$).....	31
CUADRO N° 3.3-4.: COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS (MILES US\$).....	32
CUADRO N° 4.1-1.: RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN DEL SPT DE SAN GABÁN.....	34
CUADRO N° 5.5-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE OPERACIÓN.....	44
CUADRO N° 5.5-2.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES (US \$).....	45
CUADRO N° 5.5-3.: ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES.....	45
CUADRO N° 5.5-4.: COSTO ANUAL ETESELVA DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$).....	46
CUADRO N° 5.5-5.: COSTO ANUAL ETESELVA DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES - (US \$).....	46
CUADRO N° 5.5-6.: COSTO DE ANUAL DE OPERACIÓN DEL CENTRO DE CONTROL - (US \$).....	47
CUADRO N° 5.5-7.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN DE CENTRO DE CONTROL – SPT.....	48
CUADRO N° 5.5-8.: COSTO ANUAL DE OPERACIÓN - SPT.....	48
CUADRO N° 5.6-1.: PROCESOS Y ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	51
CUADRO N° 5.6-2.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - (US \$).....	52
CUADRO N° 5.6-3.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES.....	54
CUADRO N° 5.6-4.: COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES - (U.S. \$).....	57
CUADRO N° 5.6-5.: PROCESOS Y ACTIVIDADES PARA EL MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES.....	59
CUADRO N° 5.6-6.: COSTO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES Y CENTRO DE CONTROL - (U. S. \$).....	61
CUADRO N° 5.6-7.: COSTOS DIRECTOS DE MANTENIMIENTO – SPT - (U.S. \$).....	61
CUADRO N° 5.7-1.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA ADMINISTRATIVA COMPARTIDA.....	65
CUADRO N° 5.7-2.: ESTRUCTURA DE LA ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR - ÁREA OPERATIVA EXCLUSIVA DE TRANSMISIÓN.....	66
CUADRO N° 5.7-3.: COSTO DE PERSONAL DIRECTO DE LA ORGANIZACIÓN ETESELVA (US \$).....	69
CUADRO N° 5.8-1.: COSTOS INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN – SPT - (EN US \$).....	81
CUADRO N° 5.9-1.: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - (EN US \$).....	81
CUADRO N° 6.1-1.: DETALLE DEL COSTO TOTAL DE TRANSMISIÓN Y PEAJE ANUAL DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA.....	84
CUADRO N° 7.1-1.: FACTORES DE ACTUALIZACIÓN.....	87

## RESUMEN EJECUTIVO

### 1. OBJETO

El presente estudio contiene la propuesta de Tarifas del Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2013 – abril 2014.

### 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 58º) 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 ETESELVA cuenta con instalaciones del sistema de transmisión principal y secundaria.

En el artículo 59º de la LCE establece que la configuración del sistema, sobre la cual se determinan las compensaciones corresponde al Sistema Económicamente Adaptado.

“Artículo. 59º.- Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

...”

Según lo indicado en los párrafos anteriores, el cálculo de las tarifas del SPT se determinan sobre la configuración del Sistema Económicamente Adaptado.

El SEA no necesariamente corresponde a la configuración y características de las instalaciones existentes, excepto que quede demostrado que cumpla con el principio de adaptación a la demanda

En ese sentido, dado que para la determinación del SEA no se toma en cuenta la restricción del nivel de tensión real del punto de alimentación y la configuración de los sistemas existentes que inyectan o retiran energía del sistema de transmisión; en el presente estudio se analizan alternativas de configuración técnicamente factibles y se elige al de menor costo de inversión.

### **3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN EXISTENTE DE ETESELVA**

#### **LÍNEA DE TRANSMISIÓN**

- L.T. 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva, denominada como L-2253.

#### **SUBESTACIONES**

- S.E. Tingo María: Equipamiento de una celda de transformación a 220 kV, un Autotransformador de 220/138/10,5 kV – 50/50/10 MVA – ONAF, una celda de transformación a 138 kV, una celda de compensación reactiva y un reactor de 30 MVAR a 220 kV con una bobina de 1 Henrio para conexión de neutro a tierra, todo este equipamiento instalado en terreno de la S.E. Tingo María de propiedad de Red de Energía del Perú S.A. (REP);

- S.E. Vizcarra: Equipamiento de una celda de salida de 220 kV a S.E. Paramonga Nueva, instalada en una barra en anillo; y
- S.E. Paramonga Nueva: Equipamiento de una celda de llegada de una línea de 220 kV a S.E. Vizcarra, instalada en una ampliación al terreno de la S.E. Paramonga Nueva de propiedad de REP.

Se incluye también la parte correspondiente a las instalaciones comunes a todos los equipos de la subestación, tales como los servicios auxiliares, celda de acoplamiento si existiera, sistema de comunicaciones, 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.

#### 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 ETESELVA.

Instalaciones	VNR	aVNR	COyM	Costo Total de Transmisión	Peaje Anual
	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	SI./mes
Subestaciones	6 809 986	845 417	246 979	1 092 396	2 786 701
Líneas de Transmisión	22 855 301	2 837 341	828 898	3 666 238	9 352 574
<b>TOTAL</b>	<b>29 665 287</b>	<b>3 682 757</b>	<b>1 075 877</b>	<b>4 758 634</b>	<b>12 139 275</b>
Tipo de Cambio	2,551	28 de diciembre de 2012			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				

Se ha utilizado el tipo de cambio de 2,551 SI./US\$ de fecha 28 de diciembre de 2012, 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 ETESELVA para la Fijación de Tarifas en Barra, período mayo 2013 – abril 2014.

### **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 ETESELVA cuenta con instalaciones del sistema de transmisión principal y secundaria.

En el artículo 59° de la LCE establece que la configuración del sistema, sobre la cual se determinan las compensaciones corresponde al Sistema Económicamente Adaptado.

"Artículo. 59º.- Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

..."

Según lo indicado en los párrafos anteriores, el cálculo de las tarifas del SPT se determinan sobre la configuración del Sistema Económicamente Adaptado.

El SEA no necesariamente corresponde a la configuración y características de las instalaciones existentes, excepto que quede demostrado que cumpla con el principio de adaptación a la demanda

En ese sentido, dado que para la determinación del SEA no se toma en cuenta la restricción del nivel de tensión real del punto de alimentación y la configuración de los sistemas existentes que inyectan o retiran energía del sistema de transmisión; en el presente estudio se analizan alternativas de configuración técnicamente factibles y se elige al de menor costo de inversión.

## **2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETESELVA**

### **2.1. FUNCIÓN**

El Sistema de Transmisión de ETESELVA, diseñado en los niveles de tensión 220 kV y 138 kV, está ubicado en el Centro Oriente del país, desde Paramonga en la costa hasta Aguaytía en la selva central, pasando por zonas con diferentes climas y altitudes, con una altitud máxima de 4 700 m.s.n.m.

El Sistema de Transmisión de ETESELVA está conformado por las siguientes instalaciones:

#### **LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

- Línea de Transmisión a 220 kV Aguaytía - Tingo María (L-2251);
- Línea de Transmisión a 220 KV Tingo María - Vizcarra (L-2252); y
- Línea de Transmisión a 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva (L-2253).

#### **SUBESTACIONES**

- Subestación Aguaytía 220 kV;
- Ampliación Subestación Tingo María 220 kV y 138 kV;
- Subestación Vizcarra 220 kV; y
- Ampliación Subestación Paramonga Nueva 220 kV.

Actualmente, la red se extiende desde Aguaytía, en 138 kV, hasta la ciudad de Pucallpa mediante la línea Aguaytía - Pucallpa de propiedad de la Empresa Interconexión Eléctrica ISA PERÚ S.A. y cuando la Central Térmica Aguaytía no está generando, la L-2251 también sirve para transmitir energía proveniente del SINAC hacia Aguaytía y desde allí a Pucallpa.

El suministro de energía a la Compañía Minera Antamina S.A. en la S.E. Vizcarra, que constituye la carga individual más importante del Sistema de Transmisión de ETESELVA, se efectúa desde la S.E. Paramonga Nueva, por la LT Paramonga Nueva – Vizcarra, L-2253 y desde la S.E. Tingo María, por la LT Tingo María – Vizcarra, L-2252. Este suministro se ha reforzado con la puesta en servicio de la L.T. 220 kV Oroya Nueva - Carhuamayo - Paragsha - Vizcarra de propiedad de la Empresa Interconexión Eléctrica ISA PERÚ S.A.

La LT 220 kV Aguaytía - Tingo María – Vizcarra – Paramonga Nueva en su conjunto tiene aproximadamente 392,00 km de longitud y en forma desagregada la longitud de cada tramo de línea es como sigue:

- Línea de Transmisión Aguaytía – Tingo María (L-2251) de 73,267 km;
- Línea de Transmisión Tingo María – Vizcarra (L-2252) de 173,476 km; y
- Línea de Transmisión Vizcarra – Paramonga Nueva (L-2253) de 145,260 km.

Para efectos de mantener una confiabilidad adecuada del sistema, las Subestaciones Aguaytía, Tingo María y Vizcarra han sido diseñadas con un sistema de barras en anillo, que permite efectuar el mantenimiento electromecánico del equipamiento sin interrupción del suministro.

En el caso de la S.E. Paramonga Nueva la configuración es de simple barra, prevista en un futuro inmediato a doble barra. La necesidad de esta segunda barra es principalmente para disminuir las interrupciones por mantenimiento debido al medio altamente contaminante y corrosivo de la zona, por su cercanía al mar.

## **2.2. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN**

El Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA comprende las instalaciones siguientes:

- L.T. 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva (L–2253), recorre zonas de sierra y costa con una longitud total aproximada de 145,26 km de los cuales 102,12 km corresponden a sierra y 43.14 km a costa. La altitud de inicio y fin de esta línea es de 3 600 y 110 m.s.n.m. respectivamente, siendo el punto más alto 4 754 m.s.n.m. La Cota para la zona de costa se ha considerado 500 m.s.n.m;
- Celdas de transformador a 220 kV y 138 kV de la S.E. Tingo María;
- Autotransformador 220/138/10 kV, de 50/50/10 MVA, de la S.E. Tingo María;
- Una celda de compensación reactiva a 220 kV con un reactor inductivo y una reactancia al neutro de 1 Henrio;
- Equipamiento electromecánico a 220 kV de ETESELVA para la L–2253 en la S.E. Vizcarra; y
- Celda de línea de llegada a 220 kV para la L-2253 de la S.E. Paramonga Nueva.

### **2.3. SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN**

El Sistema de Transmisión Secundario comprende las instalaciones siguientes:

- L.T. 220 kV Aguaytía - Tingo María, L–2251, recorre zonas de selva con abundante vegetación con una distancia total aproximada de 73,267 km, la altitud de inicio y fin de esta línea es de 300 y 673 m.s.n.m. respectivamente, sin embargo existe un punto a la altitud de 1 810 m.s.n.m.
- L.T. 220 kV Tingo María – Vizcarra, L–2252, en su primer tramo recorre zonas de selva con abundante vegetación hasta la zona de Carpish ubicada a 2 954 m.s.n.m., el segundo tramo recorre zonas de sierra hasta la S.E. Vizcarra ubicada a 3 623 m.s.n.m., la altitud máxima en el recorrido total de esta línea es de 4 173 m.s.n.m. La longitud total de esta línea es aproximadamente de 173,476 km, de los cuales 54.59 km corresponden a zona selva y 118.88 km a zona de sierra.
- S.E. Aguaytía, que comprende los siguientes equipos principales:
  - ◆ Equipamiento de sistema de barras del tipo anillo;
  - ◆ Equipamiento de dos celdas de llegada a 220 kV desde los transformadores de la Central Térmica Aguaytía; y
  - ◆ Equipamiento de una celda de salida a 220 kV a la S.E. Tingo María.
- S.E. Tingo María que comprende los siguientes equipos principales:

- ◆ Equipamiento sistema de barras del tipo anillo;
- ◆ Equipamiento de la celda de llegada a 220 kV desde la S.E. Aguaytía; y
- ◆ Equipamiento de la celda de salida a 220 kV a la S.E. Vizcarra.
- S.E. Vizcarra que comprende los siguientes equipos principales:
  - ◆ Equipamiento de la celda de llegada a 220 kV desde la S.E. Tingo María

## 2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el Cuadro N° 2.4-1 se resumen las características generales de las líneas de transmisión del Sistema de Transmisión de ETESELVA.

**Cuadro N° 2.4-1.: Características Generales de las Líneas de Transmisión de ETESELVA**

Línea	L-2251 (Selva)	L-2252 (Selva)	L-2252 (Sierra)	L-2253 (Sierra)	L-2253 (Costa)
Tensión Nominal (kV)	220	220	220	220	220
Número de ternas	1	1	1	1	1
Longitud (km )	73,267	54,59	118,88	102,12	43,14
Vano Promedio ( m )	464	492	464	429	433
Capacidad de Transporte (MVA)	190	190	190	190	190

### CONDUCTOR

A continuación se muestra las características del conductor utilizado en las líneas de transmisión de ETESELVA:

Material	:	ACSR
Tipo	:	Curlew
Sección (mm <sup>2</sup> )	:	591,5
Diámetro del Cable (mm)	:	31,65
Formación (*) N° de hilos / Diámetro (mm)	:	54 / 3,51
Peso (kg/m)	:	1,981

(\*) El alma de acero es de 7 hilos de 3,51 mm de diámetro.

## **ESTRUCTURAS**

Con el propósito de determinar el cálculo mecánico del conductor y del cable de guarda, así como el aislamiento eléctrico, las Líneas de Transmisión de ETESELVA han sido divididas en las zonas siguientes:

<b>Zonas Mecánicas</b>	<b>Elevación m.s.n.m.</b>	<b>Zonas de Aislamiento</b>	<b>Elevación m.s.n.m.</b>
Zona 1	4500 m < h	Zona 1	h < 1000 m
Zona 2	4000 m < h ≤ 4500 m	Zona 2	1000 m < h ≤ 2500 m
Zona 3	3000 m < h ≤ 4000 m	Zona 3	2500 m < h ≤ 3500 m
Zona 4	1500 m < h ≤ 3000 m	Zona 4	3500 m < h ≤ 4000 m
Zona 5	H ≤ 1500 m	Especial	4000 m < h

Las estructuras usadas en las Líneas de Transmisión de ETESELVA, corresponden a estructuras con un solo cable de guarda, sin embargo están preparadas para dos cables de guarda.

El tipo de estructuras y su correspondiente utilización es como se indica a continuación:

<b>Estructura de Suspensión</b>	<b>Utilización</b>
22 A.2TM	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 B.2T	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 A1.2T	Sobre los 4000 m.s.n.m.
22 C.2T	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 D.2T	Debajo de los 4000 m.s.n.m.
22 C1.2T	Sobre los 4000 m.s.n.m.
22 D1.2T	Sobre los 4000 m.s.n.m.

La clasificación de las estructuras y su descripción se muestra a continuación:

### **ESTRUCTURAS A UTILIZAR BAJO LOS 4 000 M.S.N.M. ZONAS 3, 4 Y 5**

<b>Tipo</b>	<b>Descripción</b>
22 A. 2TM	Torre de suspensión para vanos normales
22 B.2T	Torres de suspensión para vanos mayores y ángulos hasta 7°
22 C.2T	Torres de anclaje para ángulos iguales o menores que 30°
22 D.2T	Torres de anclaje para ángulos mayores que 30° y remate

### **ESTRUCTURAS A UTILIZAR SOBRE LOS 4000 M.S.N.M. ZONAS 1, 2, 3, 4 Y 5**

Tipo	Descripción
22 A1.2T	Torres de suspensión
22 C1.2T	Torres de anclaje para ángulos iguales o menores que 30°
22 D1.2T	Torres de anclaje para ángulos mayores que 30° hasta 50°
22DD.2TAP	Torre especial de suspensión

### **AISLADORES**

En el Cuadro N° 2.4-2 se resume la cantidad y tipo de aisladores utilizados en las torres de suspensión y anclaje, clasificados por zona.

**Cuadro N° 2.4-2.: Aisladores por Tipos de Zonas**

Zona	Torre	Aisladores			Ferretería
		Cantidad	Tipo	kN	kN
Zona 1 – Costa	Suspensión	15	Antifog	70	120
	Anclaje	15	Antifog	120	120
Zona 1 – Interior	Suspensión	15	Normal	70	120
	Anclaje	15	Normal	120	120
Zona 2	Suspensión	16	Normal	70	120
	Anclaje	16	Normal	120	120
Zona 3	Suspensión	19	Normal	120	120
	Anclaje	19	Normal	160	210
Zona 4	Suspensión	21	Normal	120	120
	Anclaje	21	Normal	160	210
Especial	Suspensión	21	Normal	160	210
	Anclaje	21	Normal	210	210

### **CABLE DE GUARDA**

Las características del cable de guarda son las siguientes:

Material	:	Acero Galvanizado
Tipo	:	E.H.S. (*)
Sección (mm <sup>2</sup> )	:	70
Diámetro del Cable (mm)	:	9,52

Peso (kg/m) : 0,0404

(\*) E.H.S. = Extra High Strength (Alto Valor de Rotura).

## 2.5. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES

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

### 2.5.1. S.E. AGUAYTÍA

La S.E. Aguaytía se encuentra ubicada en la localidad de Aguaytía, de la provincia del Padre Abad, Departamento de Ucayali, y es el punto de inicio del Sistema de Transmisión de ETESELVA que se extiende entre las subestaciones Aguaytía, Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva.

Las características fundamentales de la subestación son las siguientes:

- Consta de un sistema de barras a 220 kV con disposición en anillo, a la intemperie.
- Dos barras flexibles.
- Dos celdas de llegada a 220 kV de los transformadores principales de la CT Aguaytía, equipada cada una, con los siguientes elementos:
  - ◆ Tres seccionadores de barra;
  - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
  - ◆ Un transformador de tensión capacitivo; y
  - ◆ Tres transformadores de corriente (clase 5 y clase 0,5).
- Una celda de salida de línea a 220 kV, hacia la S.E. Tingo María, equipada con los siguientes elementos:
  - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;
  - ◆ Un seccionador de barra;
  - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
  - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo;

- ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5);
- ◆ Onda Portadora (fases S y R); y
- ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc (ZnO).
- Servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna, equipados con los siguientes elementos:
  - ◆ Un banco de baterías 110 (Vcc);
  - ◆ Un banco de baterías 48 (Vcc);
  - ◆ Un cargador para banco de baterías 110 (Vcc); y
  - ◆ Un cargador para banco de baterías 48 (Vcc).
- Tablero de control
  - ◆ Cuatro paneles de control y protección, incluye SCU, Relés y RTU;
  - ◆ Un tablero de medición de energía;
  - ◆ Un tablero de teleprotección, Onda Portadora y Comunicaciones;
  - ◆ Un tablero de servicios auxiliares Vac;
  - ◆ Un tablero de servicios auxiliares Vac 110 V; y
  - ◆ Un tablero de servicios auxiliares Vcc 48 V.
- Pórticos y soportes
  - ◆ Pórticos de barras y líneas 220 kV; y
  - ◆ Soportes para equipos de 220 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.

Ampliación de propiedad de ISA PERÚ S.A. para el suministro eléctrico a las ciudades de Pucallpa y Aguaytía, que consta de lo siguiente:

- Una celda de salida en 220 kV para el Autotransformador a 220/138/22.9 kV, equipada con los siguientes elementos:
  - ◆ Un sistema de barras flexibles y dos pórticos;
  - ◆ Dos seccionadores de barra;

- ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
- ◆ Un transformador de tensión capacitivo; y
- ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5).
- Un Autotransformador 220/138/22.9 kV, para conectar con la S.E. Parque Industrial de Pucallpa a 138 kV, equipada con los siguientes elementos:
  - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 220 kV; y
  - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 138 kV.
- Una celda de Transformador a 138 kV, equipada con los siguientes elementos:
  - ◆ Un pórtico de salida;
  - ◆ Un seccionador de barra;
  - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
  - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo;
  - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5); y
  - ◆ Dos trampas de onda portadora.
- Una celda de Transformador a 22.9 kV, equipada con los siguientes elementos:
  - ◆ Un seccionador de barra;
  - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
  - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo;
  - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5); y
  - ◆ Un transformador zig – zig.

## **2.5.2. AMPLIACIÓN S.E. TINGO MARÍA**

Con el propósito de posibilitar la interconexión del Sistema de Transmisión de ETESELVA a 220 kV con el Sistema de Transmisión de REP a 138 kV (en la Sierra Central entre Tingo María, Huánuco y Paragsha), en terrenos de la

S.E. Tingo María, propiedad de REP, ETESELVA construyó la ampliación a nivel de 220 kV.

La S.E. Tingo María se encuentra ubicada en la localidad de Tingo María, Distrito de Rupa Rupa, de la provincia de Leoncio Prado, Departamento de Huánuco.

Esta subestación se conecta a la S.E. Aguaytía mediante la L.T. 220 kV Aguaytía – Tingo María, L-2251; y se enlaza con la S.E. Vizcarra mediante la L.T. 220 kV Tingo María – Vizcarra, L-2252.

Las características fundamentales de la ampliación de la S.E. Tingo María son las siguientes:

- Consta de un sistema de barras a 220 kV con disposición en anillo a la intemperie.
- Dos barras flexibles.
- Dos celda de línea a 220 kV, una de llegada de la S.E. Aguaytía mediante la L-2251 y una de salida hacia la S.E. Vizcarra mediante la L-2252, equipadas con los siguientes elementos:
  - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;
  - ◆ Un seccionador de barra;
  - ◆ Un interruptor uni-tripolar SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
  - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo (Fases S, R y T);
  - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5);
  - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc;
  - ◆ Dos trampas de Onda Portadora (Fases S y T);
  - ◆ Dos trampas de Onda Portadora (Fases S y R); y
  - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc.
- Una celda de Transformador a 220kV, equipada con los siguientes elementos:
  - ◆ Dos seccionadores tripolares de barra;

- ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
  - ◆ Un transformador de tensión capacitivo (S); y
  - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5).
- Un Autotransformador 50 MVA - 220/138/10 kV, para conectar con la S.E. Tingo María a 138 kV de propiedad de REP, equipada con los siguientes elementos:
- ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 220 kV;
  - ◆ Un Autotransformador 220/138/10 kV; y
  - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 138 kV.
- Una celda de Transformador a 138 kV, equipada con los siguientes elementos:
- ◆ Un seccionador de barra;
  - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
  - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo; y
  - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5).
- Una celda de Reactor a 220 kV, equipada con los siguientes elementos:
- ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
  - ◆ Un seccionador con tripular de barra;
  - ◆ Un seccionador tripular con cuchillas de puesta a tierra; y
  - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 220 kV.
- Un reactor de 30 MVAR con transformadores de corriente incorporados y los siguientes equipos:
- ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc 220 kV;
  - ◆ Una inductancia al neutro de 1 Henrio; y
  - ◆ Cinco pararrayos al neutro.
- Servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna, equipados con los siguientes elementos:

- ◆ Un banco de baterías 110 VAC;
  - ◆ Un banco de baterías 48 VCC;
  - ◆ Un cargador para banco de baterías 110 VAC;
  - ◆ Un cargador para banco de baterías 48 VCC; y
  - ◆ Un transformador de servicios auxiliares trifásico 200 kVA, 10/0,4 – 0,23 kV.
- Tablero de control
    - ◆ Ocho paneles de control y protección, incluye SCU, relés y RTU;
    - ◆ Un tablero de medición de energía activa;
    - ◆ Dos tableros de teleprotección, onda portadora y comunicaciones;
    - ◆ Un tablero de servicios auxiliares VAC;
    - ◆ Un tablero de servicios auxiliares VAC 110 V; y
    - ◆ Un tablero de servicios auxiliares VCC 48 V.
  - Pórticos y soportes.
    - ◆ Pórticos de barras y líneas 220 kV; y
    - ◆ Soportes para equipos de 220 kV.
  - Edificio de control compartido con REP;
  - Dos ambientes de almacenaje techados al costado del patio de llaves, uno cerrado y otro abierto.
  - Cerco perimétrico de ladrillo, tarrajado y pintado.
  - Sistema de iluminación perimetral con postes de concreto y luminarias tipo pastoral y reflectores de alta presión de sodio.

### **2.5.3. CELDAS DE LA S.E. VIZCARRA**

La S.E. Vizcarra, de propiedad de la Compañía Minera Antamina S.A., ubicada en el distrito de Huallanca, Provincia Dos de Mayo, Departamento de Huánuco, se conecta a la S.E. Tingo María mediante la L.T. Tingo María – Vizcarra, L-2252 y se enlaza con la S.E. Paramonga Nueva mediante la L. T. Vizcarra – Paramonga Nueva, L-2253.

De acuerdo al Contrato de Interconexión firmado entre ETESELVA y la Compañía Minera Antamina S.A., ésta última transfirió en propiedad al Sistema de Transmisión ETESELVA, dentro del sistema de barra tipo anillo ubicados en la S.E. Vizcarra, los equipos de maniobra y de medida correspondientes a la línea de salida hacia la S.E. Paramonga Nueva, L-2523.

En cuanto a los equipos de maniobra y de medida correspondientes a la línea de llegada de la subestación Tingo María L-2252, éstos son de propiedad de la Compañía Minera Antamina S.A.

Las características fundamentales de la S.E. Vizcarra, en la parte de propiedad de ETESELVA, son las siguientes:

- Dos celdas de línea a 220 kV, una de llegada mediante la L-2252, de la S.E. Tingo María y una celda de salida mediante la L-2253, hacia la S.E. Paramonga Nueva, equipadas con los siguientes elementos:
  - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;
  - ◆ Un interruptor de potencia con transformador de corriente toroidales incorporados;
  - ◆ Cuatro transformadores de tensión capacitivo;
  - ◆ Dos trampas de Onda Portadora (Fases S y R) doble juego;
  - ◆ Dos seccionadores de barra; y
  - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc (ZnO).
- Servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna, de uso compartido con la Compañía Minera Antamina; y
- Tableros de control y protección de ETESELVA, ubicados en el edificio de control de propiedad de la Compañía Minera Antamina.

Ampliación de propiedad de ISA PERÚ S.A. para la línea de llegada a 220 kV Paragsha - Vizcarra, que consta de lo siguiente:

- Una celda de llegada de línea a 220 kV equipada con los siguientes elementos:
  - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;

- ◆ Un seccionador de barra;
- ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
- ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo (Fases S y R);
- ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5);
- ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc; y
- ◆ Onda Portadora (Fases S y R).

#### **2.5.4. AMPLIACIÓN S.E. PARAMONGA NUEVA**

La S.E. Paramonga Nueva se encuentra ubicada en la localidad de Paramonga, Provincia de Barranca, Departamento de Lima, la ampliación de esta subestación por parte de ETESELVA está ubicada dentro del terreno de la S.E. Paramonga Nueva de propiedad de REP.

Esta Subestación se conecta con la S.E. Vizcarra mediante la L.T. Vizcarra - Paramonga Nueva, L-2253 y consta de las siguientes instalaciones principales:

- Una celda de llegada de línea a 220 kV, L-2253, equipada con los siguientes elementos:
  - ◆ Un seccionador de línea con seccionador de puesta a tierra;
  - ◆ Un seccionador de barra;
  - ◆ Un interruptor SF6 con una bobina de cierre y dos bobinas de disparo;
  - ◆ Tres transformadores de tensión capacitivo (Fases S y R);
  - ◆ Tres transformadores de corriente (Clase 5 y Clase 0,5);
  - ◆ Tres pararrayos de óxido de zinc; y
  - ◆ Onda Portadora (Fases S y R).
- Ampliación del sistema de barras de REP.
- Pórticos y soportes.
  - ◆ Pórticos de barras y líneas a 220 kV; y
  - ◆ Soportes para equipos a 220 kV.

### **3. SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO**

#### **3.1. CRITERIOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL SEA**

A continuación se describen los criterios a emplear para determinación del SEA establecidos en la Norma Tarifas.

- Las tensiones, normalizadas para los efectos de los estudios son: MAT = 220 y 138 kV.
- Se consideran fijas las ubicaciones de las S.E. en el horizonte de análisis.
- Se mantiene la configuración del sistema de barras en las S.E. existentes, en las cuales se encuentra inmerso ETESELVA.
- Para determinar los costos de inversión se considerarán la actualización de “Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión”, según la ubicación geográfica de las instalaciones.
- Para determinar los costos de operación y mantenimiento, se utilizan los “Porcentajes para Determinar el Costo anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión”.
- Para el desarrollo del SEA se toma en cuenta lo establecido en cuenta el Código Nacional de Electricidad y, complementariamente, otras normativas técnicas peruanas e internacionales, vigentes.
- Para el desarrollo del SEA, cumplir con lo indicado en la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE); es decir, no se debe exceder las

tolerancias establecidas en dos aspectos: Niveles de tensión (calidad del producto) e Interrupciones (calidad de suministro).

- El SEA debe determinarse a partir de la evaluación de distintas alternativas y debe corresponder a la alternativa que constituya la solución de mínimo costo total para el horizonte de evaluación, teniendo en cuenta lo establecido en la presente Norma y la siguiente expresión:

$$\text{Costo Total} = \text{Valor presente de (Inversión + Operación + Mantenimiento + Pérdidas)}$$

Donde las Pérdidas corresponden a: Pérdidas físicas de Potencia y Energía valorizadas a los precios vigentes de las Barras de Referencia de Generación.

- Para el dimensionamiento de los elementos de un sistema de transmisión se emplearán los máximos valores de potencia, a través de cada componente, resultantes del análisis de flujo de potencia considerando distintas condiciones de operación.

## 3.2. METODOLOGÍA

Para determinar el SEA correspondiente de la línea de transmisión Vizacarra – Paramonga Nueva, se plantean alternativas de conexión (técnicamente factibles) y se elige a la de menor costo total en valor presente. El Valor Presente Neto (VPN) se determina considerando una tasa de retorno del 12% anual y un horizonte de 30 años.

SEA ==> Menor VPN (Costo Total)

Costo Total = Costo (Inversión + Operación y Mantenimiento + Pérdidas)

### 3.2.1. COSTOS DE INVERSIÓN

Para determinar los costos de inversión se utiliza la Base de Datos de Costos Modulares actualizados por OSINERGMIN en la Resolución N° 050-2012.OS/CD.

A continuación se describen los criterios utilizados:

- Para cada tipo de sistema de transmisión, excepto para los SSTD, el costo de inversión se determina por única vez aplicando los Costos Estándares de Inversión aprobados por OSINERGMIN.
- Los Módulos Estándares deben aplicarse en forma eficiente según las características climáticas, altitud, tipo de terreno, disponibilidad de espacio y zona de ubicación (urbana o rural).
- Los costos de las obras comunes se proratean entre dichos Elementos, teniendo en cuenta lo siguiente:
  - ◆ Los costos de las obras comunes y servicios auxiliares se proratean entre los Elementos de la respectiva subestación, en proporción a sus costos de inversión.
  - ◆ El costo de inversión de las celdas de acoplamiento se proratea entre las demás celdas del mismo nivel de tensión de la subestación, en proporción a sus costos de inversión.
  - ◆ El costo de inversión incremental del centro de control y de las telecomunicaciones por la puesta en operación de nuevos Elementos se proratea entre los respectivos nuevos Elementos de subestaciones.
- Los costos de inversión deberán desagregarse por costos de procedencia nacional, costos de procedencia extranjera, costos del Aluminio y costos del Cobre.

### 3.2.2. COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Calculados, en base a los porcentajes aprobados por OSINERGMIN en la Resolución N° 635-2007-OS/CD (Artículo 1°) y que se muestran en el Cuadros N° 3.2-1.

**Cuadro N° 3.2-1.: Porcentajes de Costos de Operación y Mantenimiento (%)**

Código	Ubicación	Nivel de Tensión	% COyM
COMAT	Costa	Igual o Mayor a 138 kV	3.41%
COAT		Mayor que 30 kV y menor a 138 kV	3.32%
COMT		Mayor que 1 kV y menor o igual a 30 kV	3.71%
SIMAT	Sierra	Igual o Mayor a 138 kV	2.95%
SIAT		Mayor que 30 kV y menor a 138 kV	3.19%

Código	Ubicación	Nivel de Tensión	% COyM
SIMT	Sierra	Mayor que 1 kV y menor o igual a 30 kV	4.48%
SEMAT	Selva	Igual o Mayor a 138 kV	3.26%
SEAT		Mayor que 30 kV y menor a 138 kV	3.23%
SEMT		Mayor que 1 kV y menor o igual a 30 kV	4.69%

A continuación se describen los criterios utilizados:

- El COyM de cada Elemento de un sistema de transmisión, excepto los SSTD, se determina multiplicando el porcentaje respecto de los costos de inversión aprobados por el OSINERGMIN por el respectivo costo de inversión.
- Los porcentajes para la determinación del COyM, que se empleen, deberán ser los que correspondan a las características de ubicación geográfica y nivel de tensión de cada Elemento. Para el caso de transformadores, se considera el porcentaje correspondiente al nivel de mayor tensión.
- El total de COyM se considera como costo de procedencia nacional.

### 3.2.3. COSTOS DE PÉRDIDAS

Para determinar el costo de las pérdidas se utilizan los precios en barra a nivel generación vigente al 04 de enero de 2013 publicados en la página web de OSINERGMIN, archivo "TF04012013.xlsm". Los precios correspondientes a las barras 220 kV Aguaytía, Tingo María y Vizcarra se muestran en el Cuadro N° 6.2-2.

**Cuadro N° 3.2-2.: Precios de Potencia y Energía a Nivel Generación**

	Potencia S/./kW-mes	Energía ctm. S/./kW.h	Promedio ctm. S/./kW.h
Vizcarra	26.81	11.82	16.55
Paramonga Nueva	25.92	11.88	16.49

### 3.3. ENLACE DE INTERCONEXIÓN VIZCARRA – PARAMONGA NUEVA

Para determinar el SEA correspondiente a la LT Vizcarra – Paramonga Nueva, se plantean dos (2) alternativas de configuración:

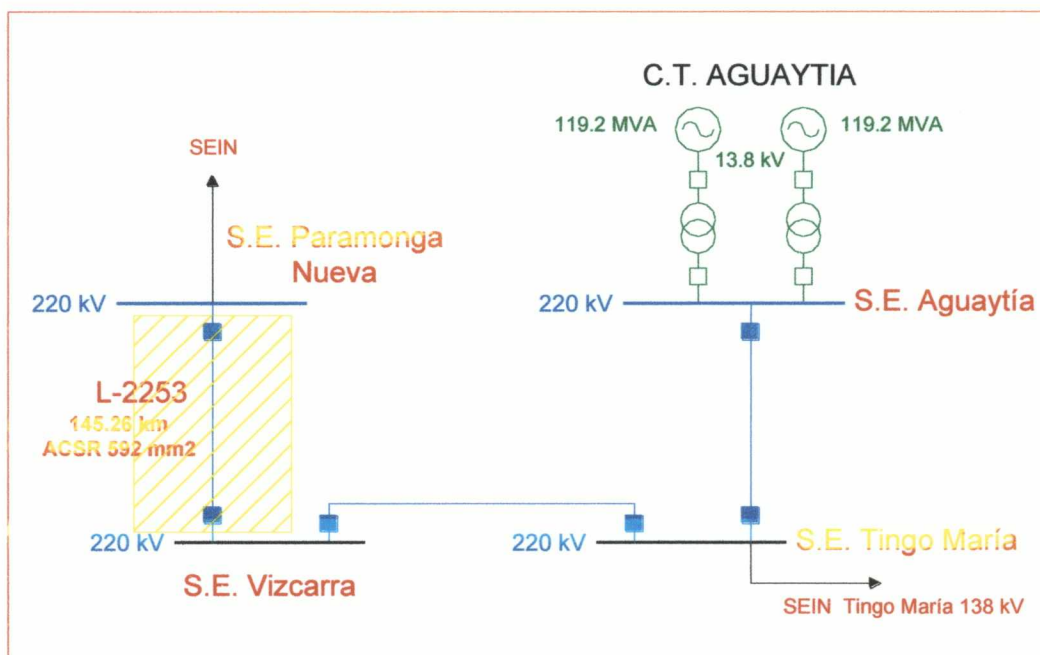
- Alternativa 1: Desarrollo de la transmisión en 220 kV hasta el punto de conexión al SEIN, a través de una línea de transmisión en simple terna.
- Alternativa 2: Desarrollo de la transmisión en 220 kV hasta el punto de conexión al SEIN, a través de una línea de transmisión en doble terna.

#### 3.3.1. ALTERNATIVA 1

Esta alternativa considera lo siguiente: (Esquema N° 3.3-1)

- Un enlace simple terna 220 kV entre las subestaciones Vizcarra y Paramonga Nueva (145,26 km)
- Una celda de línea 220 kV en la SET Vizcarra
- Una celda de línea 220 kV en la SET Paramonga Nueva

Esquema N° 3.3-1.: Configuración de Alternativa N° 1



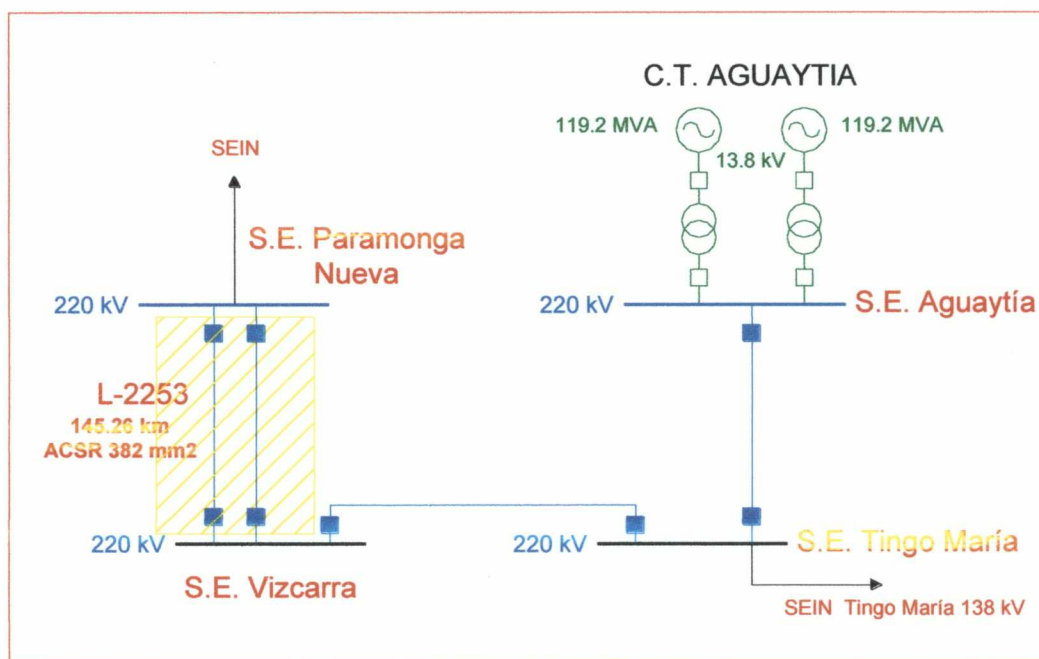
Para esta alternativa, la sección óptima del conductor resultante es de 592 mm<sup>2</sup>. El detalle del cálculo se muestra en el Anexo N° 07.

### 3.3.2. ALTERNATIVA 2

Esta alternativa considera lo siguiente: (Esquema N° 3.3-2)

- Un enlace doble terna 220 kV entre las subestaciones Vizcarra y Paramonga Nueva (145,26 km)
- Dos celdas de línea 220 kV en la SET Vizcarra
- Dos celdas de línea 220 kV en la SET Paramonga Nueva

Esquema N° 3.3-2.: Configuración de Alternativa N° 2



Para esta alternativa, la sección óptima del conductor resultante es de 382 mm<sup>2</sup>. El detalle del cálculo se muestra en el Anexo N° 07.

Sin embargo, dado que dicho módulo (conductor de 382 mm<sup>2</sup>) no está definido por el OSINERGMIN, para el presente análisis se ha estimado el módulo correspondiente.

## EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

La definición del SEA (alternativa de mínimo costo), resulta de un análisis que consiste en comparar técnica y económicamente las tres alternativas planteadas. Para tal propósito, para cada una de las alternativas, se determina:

- Costo de Inversión,
- Costo de operación y mantenimiento y,
- Costo de Pérdidas.

### **A Costos de inversión**

Para determinar los costos de inversión se utiliza la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión publicados por OSINERGMIN.

En el Cuadro N° 3.3-1 se muestran las inversiones en cada una de las alternativas planteadas.

**Cuadro N° 3.3-1.: Costos de Inversión (Miles US\$)**

#### **Alternativa 1:**

Ítem.	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (Miles US\$)	
				Unitario	Parcial
Subestaciones					
S.E. Tingo María					
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	447.1	447.1
S.E. Paramonga Nueva					
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	447.1	447.1
Líneas de Transmisión					
3	Vizcarra - Paramonga Nueva 220 kV - ST	km	144	139.1	20 030.0
<b>Costo Total</b>					<b>20 924.1</b>

**Alternativa 2:**

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (Miles US\$)	
				Unitario	Parcial
Subestaciones					
	S.E. Tingo María				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	447.1	894.1
	S.E. Paramonga Nueva				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	447.1	894.1
Líneas de Transmisión					
3	Vizcarra - Paramonga Nueva 220 kV - DT	km	144	215.9	31 088.1
<b>Costo Total</b>					<b>32 876.4</b>

**B Costos de Operación y Mantenimiento**

Calculado según los porcentajes aprobados en Resolución OSINERMIN N° 0635-2007-OS/CD. En el Cuadro N° 3.3-2 se muestran los costos de operación y mantenimiento de cada una de las alternativas planteadas.

**Cuadro N° 3.3-2.: Costos de Operación y Mantenimiento (Miles US\$)**

**Alternativa 1:**

Item.	Descripción	Unidad	Cantidad	COyM
				(Miles US\$)
Subestaciones				
	S.E. Tingo María			
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	14.6
	S.E. Paramonga Nueva			
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	1	14.6
Líneas de Transmisión				
3	Vizcarra - Paramonga Nueva 220 kV - ST	km	144	653.0
<b>Costo Total</b>				<b>682.1</b>

### Alternativa 2:

Ítem.	Descripción	Unidad	Cantidad	COyM (Miles US\$)
Subestaciones				
S.E. Tingo María				
1	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	29.1
S.E. Paramonga Nueva				
2	Celda de línea 220 kV	Cjto.	2	29.1
Líneas de Transmisión				
3	Vizcarra - Paramonga Nueva 220 kV - DT	km	144	1 013.5
<b>Costo Total</b>				<b>1 071.8</b>

### C Costos de Pérdidas

Las pérdidas obtenidas en cada una de las alternativas planteadas se muestran en el Cuadro N° 3.3-3.

**Cuadro N° 3.3-3.: Costos de Pérdidas (Miles US\$)**

Año	Alternativa 1	Alternativa 2
1	2 481.0	1 463.6
2	2 481.0	1 463.6
3	2 481.0	1 463.6
4	2 481.0	1 463.6
5	2 481.0	1 463.6
10	2 481.0	1 463.6
15	2 481.0	1 463.6
20	2 481.0	1 463.6
25	2 481.0	1 463.6
30	2 481.0	1 463.6
VNA (12%)	19 984.9	11 789.3

### COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

En el Cuadro N° 3.3-4 se muestra la comparación económica de las dos alternativas. De dicho cuadro se observa que la alternativa 1 en Simple Terna 220 kV es la más conveniente.

**Cuadro N° 3.3-4.: Comparación de Alternativas (Miles US\$)**

Alternativa	CI	COyM	Pérdidas	Costo Total
1	20 924.1	5 494.6	19 984.9	46 403.6
2	32 876.4	8 633.3	11 789.3	53 298.9

El detalle de cada alternativa se muestra en el Anexo N° 7.

## 4. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

ETESSELVA procedió al cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo utilizando la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión”, actualizada mediante Resolución OSINERGMIN N° 050-2012-OS/CD, aplicándose de forma eficiente según las características climáticas, altitud, tipo de terreno, disponibilidad de espacio y zona de ubicación (urbana o rural). Considerando en el horizonte del análisis, las instalaciones de transmisión como nuevas.

Para la valorización de cada subestación se ha tomado en cuenta lo siguiente:

- Los costos de las obras comunes y servicios auxiliares se proratean entre los Elementos de la respectiva subestación, en proporción a sus costos de inversión.
- El costo de inversión de las celdas de acoplamiento se proratea entre las demás celdas del mismo nivel de tensión de la subestación, en proporción a sus costos de inversión.
- Los costos de inversión deberán desagregarse por costos de procedencia nacional, costos de procedencia extranjera, costos del Aluminio y costos del Cobre.

En el Cuadro N° 4.1-1, se presenta el resumen de los Costos de Inversión desagregado por zonas de estudio.

**Cuadro N° 4.1-1.: Resumen de los Costos de Inversión del SPT de SAN GABÁN**

<b>Instalaciones</b>	<b>Moneda Nacional</b>	<b>Moneda Extranjera</b>	<b>Aluminio</b>	<b>Cobre</b>	<b>Total US \$</b>
Subestaciones	2 406 764	4 166 876	-	236 346	6 809 986
Líneas de Transmisión	8 417 138	11 480 780	2 957 384	-	22 855 301
<b>Total</b>	<b>10 823 902</b>	<b>15 647 656</b>	<b>2 957 384</b>	<b>236 346</b>	<b>29 665 287</b>

## 5. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

### 5.1. 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 ETESELVA, 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:

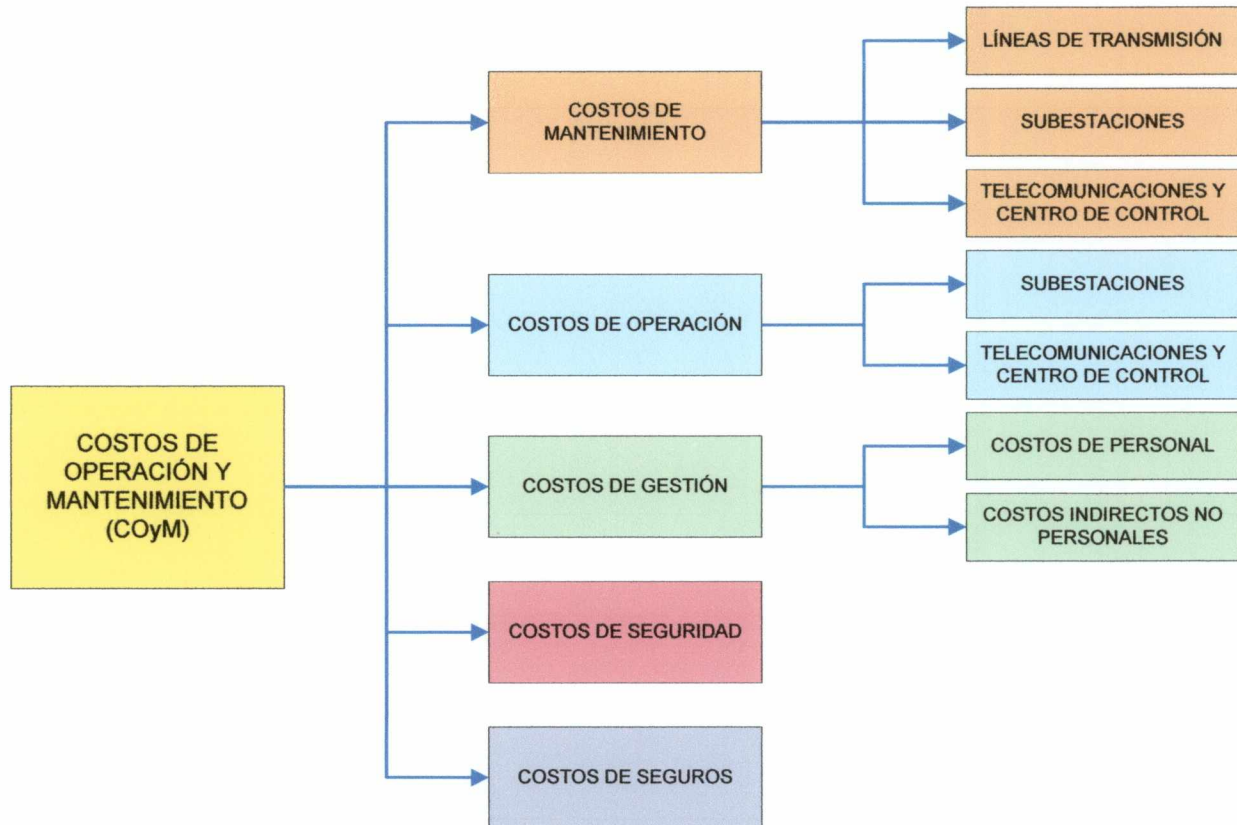
CM = Costo Directo de Mantenimiento (Mantenimiento de Líneas y Subestaciones, mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones y Centro de Control).

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



## 5.2. 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 ETESELVA, 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.

### **5.3. 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.

ETESSELVA cuenta con información real histórica de dichas actividades, debido a que la empresa inició la operación comercial de la C.T. Aguaytía el 20 de Julio de 1998. 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.

## **5.4. 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.

### **5.4.1. 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.

### **5.4.2. 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.

### **5.4.3. 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.

### 5.4.4. 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 ETESELVA cuenta con instalaciones de transmisión.

### 5.4.5. COSTO DE SEGUROS

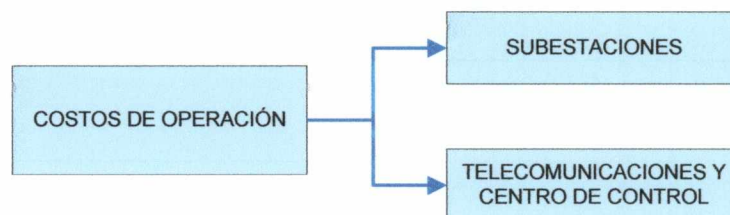
Seguro de Responsabilidad Civil contra cualquier daño, pérdida o lesión que pudiera sobrevenir a propiedades y personas;

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.

## 5.5. 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 ETESELVA. En el siguiente diagrama se muestra la composición de los costos de operación.

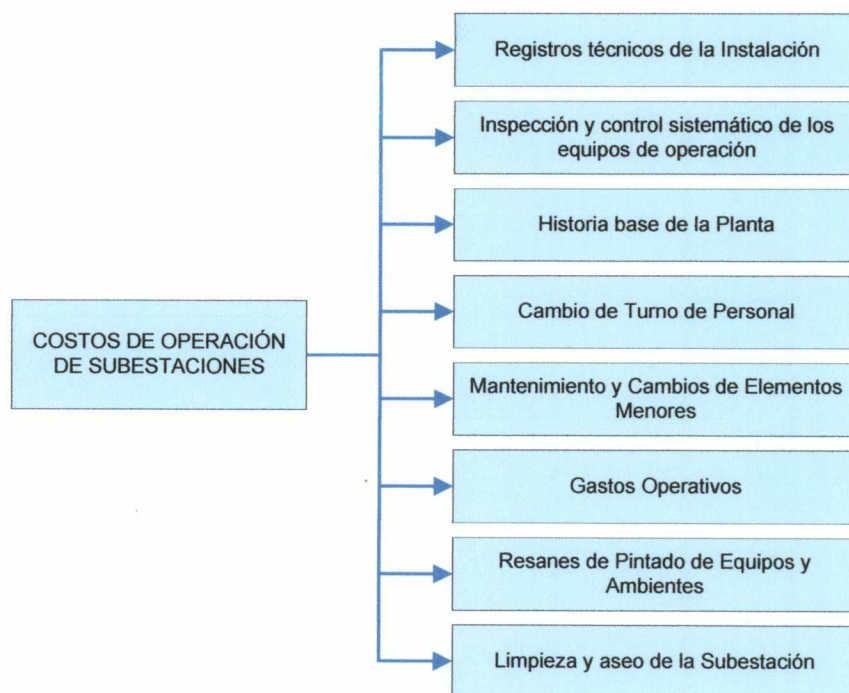
Composición de los Costos de Operación



### 5.5.1. CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

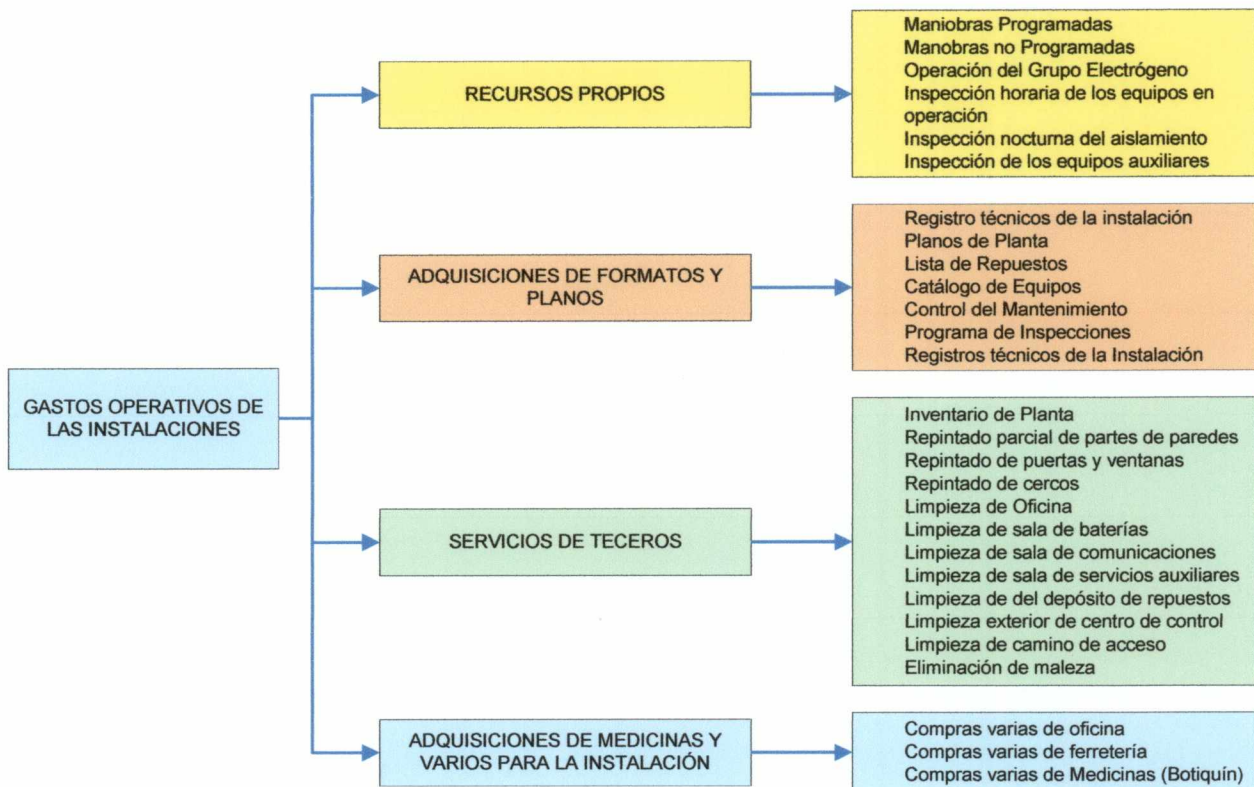
Corresponden a los costos de operación del sistema referidos a la administración de la Subestación y al Centro de Control. Estos se componen en procesos y actividades básicamente a las actividades de maniobras que en forma programada o de emergencia son realizados por el personal de operación de las subestaciones del Sistema Principal de Transmisión Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva y del Sistema Secundario de Transmisión de las subestaciones de Aguaytía, Tingo María y Vizcarra. 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.

### **5.5.2. COSTOS DE OPERACIÓN DE SUBESTACIONES**

Las labores de operación de las subestaciones de Aguaytía, Tingo María, Paramonga Nueva y Vizcarra estarán a cargo cada una de un Jefe de Turno, quien contará con tres operadores para la ejecución de las labores de operación de los equipos de maniobra y servicios de sus respectivas instalaciones.

Se considera que el Jefe de Turno cubrirá las labores de operación en las oportunidades que los operadores se encuentren de vacaciones.

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 SE, camioneta permanente de emergencia para recurrir con prontitud a una urgencia operativa y/o humana. Es conveniente anotar que la conducción del vehículo es realizado por el personal propio de turno.

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

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.

Por último, se ha considerado el transporte del personal que consiste en el traslado del personal de turno (3 cambios de turno por día) y en casos de emergencia.

En el Cuadro N° 5.5-1 se muestra la relación de procesos y actividades considerados para la operación de las subestaciones.

**Cuadro N° 5.5-1.: Procesos y Actividades de Operación**

Procesos	Actividades
Maniobra de equipos electromecánicos	Maniobras Programadas Maniobras de emergencias Operación del Grupo Electrógeno
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
Cambio de Turno del Personal	Cambio de turnos
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 ETESELVA, se muestran en el Cuadro N° 5.5-2. El detalle del costeo se muestra en los Formularios N° 401, N° 402 y N° 405.

**Cuadro N° 5.5-2.: Costo Anual de Operación de Subestaciones (US \$)**

Procesos	S.E. Aguaytia	S.E. Vizcarra	S.E. Tingo María	S.E. Paramonga Nueva	Total
Maniobra de equipos electromecánicos	17 763	33 783	23 163	33 620	108 329
Inspección y control sistemático equipos operación	11 183	11 165	11 183	11 165	44 697
Registros técnicos de la instalación	11 198	11 108	11 198	11 054	44 560
Historia base de la planta	11 964	12 202	12 730	12 148	49 044
Cambio de turno del personal	12 000	12 000	12 000	8 400	44 400
Mantenimiento y cambios de elementos menores	842	608	842	468	2 761
Gastos operativos	5 577	7 890	14 340	6 900	34 707
Resanes de pintado de equipos y ambientes	950	686	950	528	3 114
Limpieza y aseo de la sub estación	1 926	1 926	1 926	1 926	7 706
<b>Total US\$</b>	<b>73 404</b>	<b>91 370</b>	<b>88 333</b>	<b>86 211</b>	<b>339 317</b>

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° 5.5-3 mostramos los porcentajes de asignación de los costos de las subestaciones entre las empresas que utilizan estas estaciones.

**Cuadro N° 5.5-3.: Asignación de Costos de Operación de Subestaciones**

Subestación	Empresas	Porcentajes
Paramonga Nueva	ETESELVA	5%
	OTROS	95%
Vizcarra	ETESELVA	19%
	OTROS	81%
Tingo María	ETESELVA	74%
	OTROS	26%
Aguaytia	ETESELVA	100%
	OTROS	%

De acuerdo a la metodología empleada se tiene un costo total de operación de Subestaciones de US \$ 339 317; correspondiendo a ETESELVA, US \$ 159 318. El Cuadro N° 5.5-4 se ha cuantificado todos los costos vinculados a la operación de las subestaciones de ETESELVA.

**Cuadro N° 5.5-4.: Costo Anual ETESELVA de Operación de Subestaciones - (US \$)**

Procesos	S.E. Aguaytia	S.E. Vizcarra	S.E. Tingo María	S.E. Paramonga Nueva	Total
Maniobra de equipos electromecánicos	17 763	6 303	17 031	1 527	<b>42 625</b>
Inspección y control sistemático equipos operación	11 183	2 083	8 223	507	<b>21 996</b>
Registros técnicos de la instalación	11 198	2 073	8 234	502	<b>22 007</b>
Historia base de la planta	11 964	2 277	9 360	552	<b>24 152</b>
Cambio de turno del personal	12 000	2 239	8 823	382	<b>23 444</b>
Mantenimiento y cambios de elementos menores	842	114	619	21	<b>1 597</b>
Gastos operativos	5 577	1 472	10 544	313	<b>17 907</b>
Resanes de pintado de equipos y ambientes	950	128	699	24	<b>1 801</b>
Limpieza y aseo de la sub estación	1 926	359	1 416	88	<b>3 790</b>
<b>Total US\$</b>	<b>73 404</b>	<b>17 048</b>	<b>64 949</b>	<b>3 917</b>	<b>159 318</b>

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 54 977 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 5.5-5.

**Cuadro N° 5.5-5.: Costo Anual ETESELVA de Operación de Subestaciones - (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. Paramonga Nueva	86 211	100%	86 211	<b>4.54%</b>	3 917
S.E. Vizcarra	91 370	100%	91 370	<b>3.96%</b>	3 618
S.E. Tingo María	88 333	100%	88 333	<b>53.71%</b>	47 442
<b>Costo Total</b>					<b>54 977</b>

### 5.5.3. COSTOS DE OPERACIÓN DEL CENTRO 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 Principal de Transmisión (Subestaciones Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva) y del Sistema de Transmisión Secundario (Subestaciones Aguaytía, Tingo María y Vizcarra).

Las actividades de control del sistema están a cargo del personal de operación del Centro 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.

En el Centro de Control se ha considerado la presencia de un ingeniero electricista, 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° 5.5-6 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° 5.5-6.: Costo de Anual de Operación del Centro de Control - (US \$)**

PROCESOS	TOTAL
Operación de Centro de Control	83 164

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 44 886 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 5.5-7.

**Cuadro N° 5.5-7.: Costo Anual de Operación de Centro de Control – 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\$)
Centro de Control	83 164	100%	83 164	53.97%	44 886

El costo total de Operación para el SPT asciende a 99 863 dólares americanos, tal como se muestra en el Cuadro N° 5.5-8.

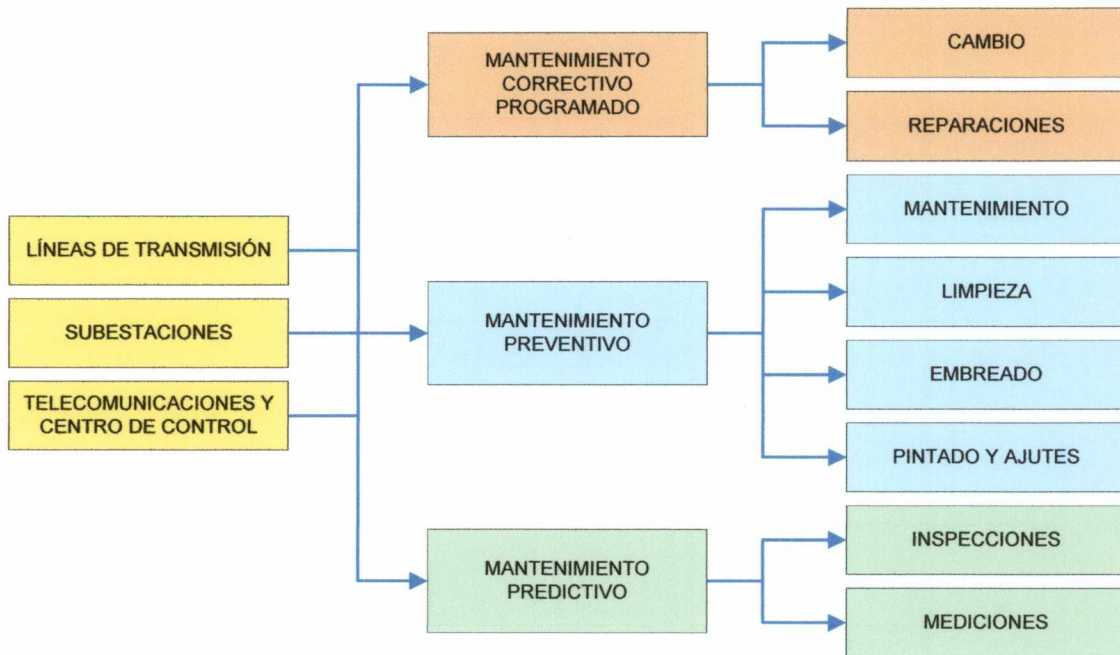
**Cuadro N° 5.5-8.: Costo Anual de Operación - SPT**

TIPO DE COSTO	COSTO TOTAL ANUAL (US \$)	PORCENTAJE DEDICADO A TRANSMISIÓN (%)	COSTO ANUAL TRANSMISIÓN (US \$)	PORCENTAJE DEDICADO AL SPT (%)	COSTO TOTAL ANUAL SPT (US\$)
Operación Subestaciones					
S.E. Vizcarra	86 211	100%	86 211	<b>4.54%</b>	3 917
S.E. Tingo María	91 370	100%	91 370	<b>3.96%</b>	3 618
S.E. Aguaytía	88 333	100%	88 333	<b>53.71%</b>	47 442
Centro de Control	83 164	100%	83 164	53.87%	44 886
Costo total de Operaciones					<b>99 863</b>

## 5.6. 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.



### 5.6.1. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

#### CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de ETESELVA son:

#### Sistema Principal de Transmisión

- Línea de transmisión a 220 kV entre la S.E. Vizcarra y la S.E. Paramonga Nueva (L-2253)

#### Sistema Secundario de Transmisión

- Línea de transmisión a 220 kV entre la S.E. Aguaytía y la S.E. Tingo María (L-2251)
- Línea de transmisión a 220 kV entre la S.E. Tingo María y la S.E. Vizcarra (L-2252)

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. En 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° 5.6-1 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Líneas de Transmisión:

**Cuadro N° 5.6-1.: 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 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° 5.6-2 se muestran los resultados de los costos de mantenimiento de las líneas de transmisión, desagregado para el Sistema Principal de Transmisión y para el Sistema Secundario de Transmisión.

**Cuadro N° 5.6-2.: Costo Directo de Mantenimiento de Líneas de Transmisión - (US \$)**

<b>Sistema de Transmisión</b>	<b>Línea de Transmisión</b>	<b>Monto Anual (US\$)</b>	<b>% Respecto al total</b>
SPT	L.T. 220 kV Vizcarra - Paramonga Nueva	131 164	38%
	<b>Sub Total</b>	<b>130 114</b>	<b>38%</b>
SST	L.T. 220 kV Tingo María - Vizcarra	156 305	46%
	L.T. 220 kV Aguaytía - Tingo María	57 106	17%
	<b>Sub Total</b>	<b>213 411</b>	<b>62%</b>
<b>Total Costo Directo</b>		<b>343 525</b>	<b>100%</b>

El costo directo de mantenimiento de las Líneas de Transmisión del SPT representa el 38 % mientras que para el SST representa el 62 % del costo directo total de mantenimiento de las líneas de transmisión.

## 5.6.2. COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

### CRITERIOS Y PREMISAS ADOPTADAS

Las instalaciones del Sistema de Transmisión de ETESELVA son:

#### **Sistema Principal de Transmisión**

- Celdas de transformación en 220 y 138KV, autotransformador de 220/138/10.5KV – 50/50/10MVA – ONAF, celda de compensación y reactor de 30 MVAR de la S.E. Tingo María.
- Celda de salida de línea de la S.E. Vizcarra (L-2253).
- Celda de llegada de línea S.E. Paramonga Nueva (L-2253).

#### **Sistema Secundario de Transmisión**

- Celda de salida de línea de la S.E. Aguaytía (L-2251).
- Celda de salida de línea de la S.E. Vizcarra (L-2252). (Sin Interruptor de potencia).
- Celda de llegada de línea de la S.E. Tingo María (L-2251).
- Celda de salida de línea de la S.E. Tingo María (L-2252).

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).

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° 5.6-3 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Subestaciones:

**Cuadro N° 5.6-3.: Procesos y Actividades para el Mantenimiento de Subestaciones**

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Celda Línea 220 kV y Transformadores 138 y 220 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

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento Celda Línea 220 kV y Transformadores 138 y 220 kV	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 Transformador de Potencia	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Electromecánico Transformador
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema Control y Señalización
		Pintado del Transformador
	Mantenimiento Predictivo	Análisis Físico, Químico y Cromatográfico de aceites
		Pruebas Eléctricas del Transformador
	Mantenimiento Correctivo Programado	Regeneración de Aceite Aislante
		Mantenimiento Integral del Transformador
		Mantenimiento Mayor Conmutador Bajo Carga
Mantenimiento Celda Compensación 220 kV	Mantenimiento Preventivo	Ajuste de Grapas y Conectores
		Limpieza Manual de Aislamiento
		Mantenimiento Equipos de Medición
		Mantenimiento Equipos de Protección
		Mantenimiento Sistema Control y Señalización.
		Mantenimiento Electromecánico Celda de Compensación
		Mantenimiento. Tablero de Control, Medición y Protección
		Pintado del Reactor
	Mantenimiento Predictivo	Medición Puntos Calientes
		Pruebas de Interruptores
		Pruebas de Seccionadores
		Pruebas Eléctricas del Reactor
		Análisis Físico Químico y Cromatográfico de aceites
		Prueba de Transformador de Medida
	Mantenimiento Correctivo Programado	Mantenimiento Integral de Interruptores
		Mantenimiento Integral de Seccionadores
		Mantenimiento Integral del Reactor
Regeneración de Aceite Aislante		
Mantenimiento de Servicios Auxiliares	Mantenimiento Preventivo	Mantenimiento Banco de Baterías
		Mantenimiento Cargador de Baterías
		Mantenimiento Tablero de Servicio Auxiliares

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
	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 metrandone 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° 5.6-4 se muestran los valores del costo directo de mantenimiento de las subestaciones.

**Cuadro N° 5.6-4.: Costo Directo de Mantenimiento de Subestaciones - (U.S. \$)**

Sistema de Transmisión	Instalación	Monto Anual US \$	% Respecto al total
SPT	S.E. Paramonga Nueva	10 244	7%
	S.E. Vizcarra	10 790	7%
	S.E. Tingo María	52 868	35%
	<b>Sub Total</b>	<b>73 902</b>	<b>49%</b>
SST	S.E. Aguaytía	44 552	29%
	S.E. Vizcarra	10 790	7%
	S.E. Tingo María	22 339	15%
	<b>Sub Total</b>	<b>77 680</b>	<b>51%</b>
<b>Total Costo Directo Mantenimiento</b>		<b>151 722</b>	<b>100%</b>

El costo directo de mantenimiento de subestaciones del Sistema Principal de Transmisión representa el 49 % y del Sistema Secundario de Transmisión representa el 51 % del costo total del mantenimiento.

### 5.6.3. 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) y centro de control (Sistema SCADA, RTU y servidores) definidas para el Sistema de Transmisión de ETESELVA.

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 2007 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° 5.6-5 se muestran los procesos y actividades definidos para el Mantenimiento de Centro de Control y Telecomunicaciones:

**Cuadro N° 5.6-5.: 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
Mantenimiento del Sistema de Telecomunicaciones	Mantenimiento Preventivo	Mediciones de puesta a Tierra
		Pruebas a la central Teléfono Digital, aparatos telefónico y armario
		Pruebas de Radios móviles, estación repetidora y accesorios
		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
		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

Procesos	Tipo de Mantenimiento	Actividades
Mantenimiento de Centro de Control	Mantenimiento Predictivo	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 de Centro de Control	Mantenimiento Preventivo	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° 5.6-6 se muestran los valores del costo directo de mantenimiento de telecomunicaciones y centro de control.

**Cuadro N° 5.6-6.: 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	25 558	16%
	Telecomunicaciones	38 045	24%
	<b>Subtotal</b>	<b>63 603</b>	<b>40%</b>
SST	Centro de Control	39 014	24%
	Telecomunicaciones	58 077	36%
	<b>Subtotal</b>	<b>97 091</b>	<b>60%</b>
<b>Total</b>		<b>160 694</b>	<b>100%</b>

#### 5.6.4. RESULTADOS DEL COSTO DIRECTO DE MANTENIMIENTO

En el Cuadro N° 5.6-7 se muestra el resumen de los costos directos de mantenimiento para el SPT.

**Cuadro N° 5.6-7.: Costos Directos de Mantenimiento – SPT - (U.S. \$)**

Concepto	SPT
Líneas de Transmisión	130 114
Subestaciones	73 902
Telecomunicaciones y Centro de Control	63 603
<b>Total Costo de Mantenimiento</b>	<b>267 619</b>

#### 5.7. 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 ETESELVA.

## 5.7.1. ORGANIZACIÓN ESTÁNDAR

### PREMISAS Y/O CRITERIOS

#### **A Estructura Orgánica**

Para el caso del Grupo Aguaytía Energy, se ha considerado una estructura orgánica basada en una empresa dedicada a la explotación de gas, generación y 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; y una parte operativa exclusivamente dedicada a la transmisión. Este estudio nos permitirá determinar la estructura orgánica necesaria para una empresa del tipo de ETESELVA, 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 explotación de gas y 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 ETESELVA consistente en las Líneas en 220 kV Aguaytía – Tingo María - Vizcarra – Paramonga Nueva, así como sus instalaciones en las Subestaciones de Aguaytía , Tingo María, Vizcarra y Paramonga Nueva.
- ◆ 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:

- ◆ Las Remuneraciones reconocidas a ETESELVA 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 ETESELVA, se ha considerado un área administrativa, correspondiente a la del Grupo Aguaytía, 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 ETESELVA es una empresa de carácter privado, 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 ETESELVA se determinó la organización óptima para una empresa de las características de ETESELVA, que comparte un área administrativa dedicada a las labores de explotación de gas, generación y transmisión eléctrica; acondicionada al tamaño de la infraestructura de la empresa.

### **C Homologación de puestos**

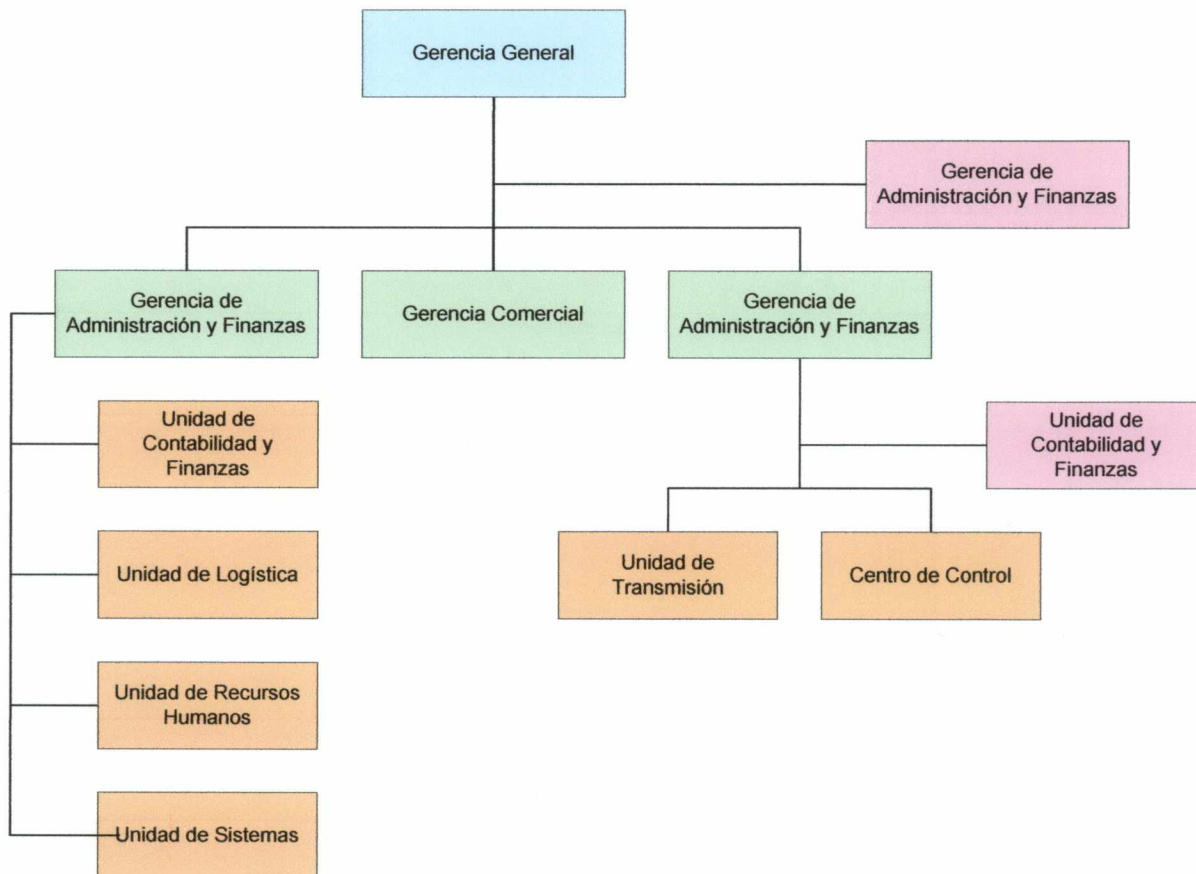
- ◆ Se homologaran los sueldos de los distintos cargos de nuestra organización de acuerdo al mercado salarial nacional.

## **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° 5.7-1 y N° 5.7-2, (Ver Formularios del N° 501 al N° 510). (Anexo N° 02 - Funciones de la Organización Propuesta).

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



Cuadro N° 5.7-1.: Estructura de la Organización Estándar - Área Administrativa Compartida

Cargo	Número de Personal
<b>AREA: GERENCIA GENERAL</b>	
Gerente General	1
Secretaria GG	1
<b>AREA: LEGAL</b>	
Asesor Legal	1
<b>AREA: GERENCIA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS</b>	
Gerente de Administración y Finanzas	1
Secretaria de Gerencia	1

Cargo	Número de Personal
<b>UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS</b>	
Contador General	1
Asistente de Contabilidad	1
Tesorero	1
<b>UNIDAD DE LOGISTICA</b>	
Jefe de Logística	1
Recepcionista de Sede	1
Analista de Compras	1
Responsable de Almacén	1
Responsable de Servicios Generales	1
<b>UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS</b>	
Jefe de Recursos Humanos	1
Asistente de RR.HH.	1
<b>UNIDAD DE SISTEMAS</b>	
Jefe de Sistemas	1
Analista de sistemas	1
<b>UNIDAD COMERCIAL</b>	
Jefe de Unidad Comercial	1
Analista Comercial	1

**Cuadro N° 5.7-2.: Estructura de la Organización Estándar - Área Operativa Exclusiva de Transmisión**

Cargo	Número de Personal
<b>AREA: GERENCIA DE OPERACIONES</b>	
Gerente de Operaciones	1
Secretaria de Gerencia	1
<b>UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE</b>	
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	1
<b>UNIDAD DE TRANSMISIÓN</b>	
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

Cargo	Número de Personal
<b>CENTRO DE CONTROL</b>	
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 ETESELVA, se han considerado remuneraciones para una empresa de tamaño grande tal como es el caso del Grupo Aguaytia, considerando que las áreas administrativas dan soporte no solo a las actividades de transmisión, sino a las de explotación de gas y 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 ETESELVA 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° 5.7-3 nos muestra la composición del costo de Personal de la empresa ETESELVA, 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° 5.7-3.: Costo de Personal Directo de la Organización ETESELVA (US \$)

Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$	Seguros	Gratificación	Total Anual US\$
<b>AREA: GERENCIA GENERAL</b>							
Gerente General	16 612	1 495	1 620	19 727	1 775	3 288	297 479
Secretaria GG	1 888	170	184	2 242	202	374	33 809
<b>AREA: LEGAL</b>							
Asesor Legal	7 068	636	689	8 393	755	1 399	126 570
<b>AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS</b>							
Gerente de Administración y Finanzas	8 877	799	866	10 541	949	1 757	158 965
Secretaria de Gerencia	1 888	170	184	2 242	202	374	33 809
<b>UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS</b>							
Contador General	5 223	470	509	6 202	558	1 034	93 531
Asistente de Contabilidad	1 236	111	121	1 468	132	245	22 134
Tesorero	3 935	354	384	4 673	421	779	70 466
<b>UNIDAD DE LOGISTICA</b>							
Jefe de Logística	3 068	276	299	3 643	373	607	55 482
Recepcionista de Sede	831	75	81	987	89	164	14 881
Analista de Compras	1 236	111	121	1 468	150	245	22 352
Responsable de Almacén	2 857	257	279	3 393	347	565	51 667
Responsable de Servicios Generales	2 857	257	279	3 393	347	565	51 667
<b>UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS</b>							
Jefe de Recursos Humanos	3 795	342	370	4 507	406	751	67 959
Asistente de RR.HH.	1 236	111	121	1 468	132	245	22 134



Cargo	Haber Mensual	Beneficios Sociales	CTS	Total Mensual US \$	Seguros	Gratificación	Total Anual US\$
<b>UNIDAD DE SISTEMAS</b>							
Jefe de Sistemas	3 699	333	361	4 393	395	732	66 240
Analista de sistemas	2 107	190	205	2 502	225	417	37 731
<b>AREA: GERENCIA DE OPERACIONES</b>							
Gerente de Operaciones	7 848	706	765	9 320	954	1 553	141 925
Secretaria de Gerencia	1 888	170	184	2 242	202	374	33 809
<b>UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE</b>							
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	3 496	315	341	4 152	425	692	63 222
<b>UNIDAD DE TRANSMISIÓN</b>							
Jefe de Unidad de Transmisión	3 069	276	299	3 644	373	607	55 500
Secretaria	1 423	128	139	1 690	152	282	25 482
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	2 053	185	200	2 438	250	406	37 127
Técnico Mantenimiento LL.TT.	1 422	128	139	1 689	173	281	25 716
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	2 415	217	235	2 868	294	478	43 673
Técnico Mantenimiento SS.EE	1 422	128	139	1 689	173	281	25 716
<b>CENTRO DE CONTROL</b>							
Jefe de Centro de Control	3 771	339	368	4 478	459	746	68 196
Especialista en Análisis	2 415	217	235	2 868	294	478	43 673
<b>UNIDAD COMERCIAL</b>							
Jefe de Unidad Comercial	8 741	787	852	10 380	934	1 730	156 529
Analista Comercial	2 248	202	219	2,670	240	445	40 256
<b>SUBTOTAL DE REMUNERACION AL PERSONAL</b>							<b>1 987 701</b>

### 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 perteneciente al grupo, tal como figura en los estados financieros al 31 de diciembre de 2008 (Ver Anexo N° 05):

Proporcional al Valor de Inmuebles, Equipos y Maquinarias	Datos obtenidos de: EE.FF 2008	
	(Miles US \$)	Factor
Planta de gas	62 363	35,2%
Planta de Generación	60 756	34,2%
Sistema de Transmisión	54 283	30,6%
<b>Total</b>	<b>177 402</b>	<b>100,0%</b>

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 como un indicador para distribuir dicho monto, siendo los porcentajes de asignación los siguientes:

Sistema	%
SPT	39.58%
SST	60.42%
<b>Total ETESELVA</b>	<b>100.00%</b>

El VNR del SPT se tomó del establecido en la fijación de los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2009 y el 30 de abril de 2010, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD y 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.

Con este criterio, el costo de remuneración de personal correspondiente al sistema de transmisión secundaria, es el siguiente:

Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
<b>AREA: GERENCIA GENERAL</b>			
Gerente General	297 479	12,11%	36 028
Secretaria GG	33 809	12,11%	4 095
<b>AREA: LEGAL</b>			
Asesor Legal	126 570	12,11%	15 329
<b>AREA: ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS</b>			
Gerente de Administración y Finanzas	158 965	12,11%	19 252
Secretaria de Gerencia	33 809	12,11%	4 095
<b>UNIDAD DE CONTABILIDAD Y FINANZAS</b>			
Contador	93 531	12,11%	11 328
Asistente de Contabilidad	22 134	12,11%	2 681
Cajero	70 466	12,11%	8 534
<b>UNIDAD DE LOGISTICA</b>			
Jefe de Logística	55 482	12,11%	6 720
Recepcionista de Sede	14 881	12,11%	1 802
Analista de Compras	22 352	12,11%	2 707
Responsable de Almacén	51 667	12,11%	6 257
Responsable de Servicios Generales	51 667	12,11%	6 257
<b>UNIDAD DE RECURSOS HUMANOS</b>			
Jefe de Recursos Humanos	67 959	12,11%	8 231
Asistente de RR.HH.	22 134	12,11%	2 681
<b>UNIDAD DE SISTEMAS</b>			
Jefe de Sistemas	66 240	12,11%	8 022
Analista de sistemas	37 731	12,11%	4 570
<b>AREA: GERENCIA DE OPERACIONES</b>			
Gerente de Operaciones	141 925	39,58%	56 174
Secretaria de Gerencia	33 809	39,58%	13 382
<b>UNIDAD DE SEGURIDAD INTEGRAL Y MEDIO AMBIENTE</b>			
Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	63 222	39,58%	25 024
<b>UNIDAD DE TRANSMISIÓN</b>			
Jefe de Unidad de Transmisión	55 500	39,58%	21 967
Secretaria	25 482	39,58%	10 086
Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	37 127	39,58%	14 695
Técnico Mantenimiento LL.TT.	25 716	39,58%	10 178
Supervisores de Mantenimiento SS.EE	43 673	39,58%	17 286

Cargo	Remuneración Anual	% Dedicación	Monto Transmisión Principal
Técnico Mantenimiento SS.EE	25 716	39,58%	10 178
<b>CENTRO DE CONTROL</b>			
Jefe de Centro de Control	68 196	39,58%	26 992
Especialista en Análisis	43 673	39,58%	17 286
<b>UNIDAD COMERCIAL</b>			
Jefe de Unidad Comercial	156 529	12,11%	18 957
Analista Comercial	40 256	12,11%	4 875
<b>TOTAL</b>	<b>1 987 701</b>		<b>395 669</b>

### 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.

<b>Dietas de Directorio</b>	
Número de Directores	5.00
Dietas por Mes	1.00
Número de Meses	12.00
Valor de Dieta (US \$)	705.61
	42 336.34
<b>Total Asignado a la Transmisión</b>	<b>30.60%</b>
	<b>12 954.44</b>
<b>Total Asignado al Transmisión del SPT</b>	<b>39.58%</b>
	<b>5 127.39</b>

### 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:

<b>Costo Total de Personal SPT</b>	
Remuneraciones SPT	395 669
Directorio	5 127
<b>Costo Personal SPT</b>	<b>400 796</b>

## **5.8. 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.

### **5.8.1. METODOLOGÍA**

#### **ANTECEDENTES**

ETESSELVA 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 ETESSELVA y los respectivos centros de costos.
- Obtener la información contable y presupuestal de las áreas de gestión y administración del Grupo Aguaytía Energy, considerando únicamente los costos relacionados directamente a ETESSELVA.
- 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.

## **5.8.2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GESTIÓN NO PERSONALES E INDIRECTOS DE TRANSMISIÓN**

### **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 ETESELVA, 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 ETESELVA, 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 Grupo Aguaytía para determinar los costos que corresponden a ETESELVA.

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 ETESELVA, forma parte del COES por tener instalaciones en el sistema principal de transmisión, por lo tanto contribuye en este rubro. (Ver Anexo N° 03).
- Los costos asociados a estos rubros son los siguientes:

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
<b>Suministros Diversos</b>			
Software y mantenimiento de equipos de computo	988	12	11 855
Suministros de oficina	209	12	2 510
Mantenimiento de oficinas	138	12	1 660
<b>Servicios de Terceros</b>			
Fotocopias	394	12	4 729
Alquiler de vehículos	240	12	2 882
Gastos de capacitación	389	12	4 667
Correos y Courier	203	12	2 435
Telefonía y comunicaciones	2 020	12	24 241
Consultorías internacionales	2 147	12	25 767
Servicios de auditoria	833	12	10 000
Consultorías nacionales	4 752	12	57 024
Servicios legales	345	12	4 137
Servicios de traducciones	20	12	242
Alquiler de oficinas	821	12	9 848
Electricidad	111	12	1 326

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Gastos legales asociados a la servidumbre	2 708	12	32 495
Servicios de ingeniería local	3 011	12	36 137
Otros gastos	2 435	12	29 220
<b>Tributos</b>			
Tributos	689	12	8 272
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	9 811	12	117 734
ITF (1)	79	12	950
<b>Cargas Diversas de Gestión</b>			
Transporte local	240	12	2 880
Membrecías y suscripciones	943	12	11 314
Viajes nacionales	492	12	5 908
Viajes internacionales	1 161	2	2 322
Gastos de representación	442	12	5 302
Otros gastos	2 078	12	24 931
<b>Total Gastos de Gestión No Personal</b>			<b>440 789</b>

- 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 \$)
<b>Suministros Diversos</b>			
Software y mantenimiento de equipos de computo	391	12	4 692
Suministros de oficina	83	12	993
Mantenimiento de oficinas	55	12	657
<b>Servicios de Terceros</b>			
Fotocopias	156	12	1 872
Alquiler de vehículos	95	12	1 141
Gastos de capacitación	154	12	1 847
Correos y courier	80	12	964
Telefonía y comunicaciones	800	12	9 594
Consultorías internacionales	850	12	10 199
Servicios de auditoría	330	12	3 958
Consultorías nacionales	1 881	12	22 570

Conceptos	Monto Mensual (US \$)	Veces al Año	Total Anual (US \$)
Servicios legales	136	12	1 638
Servicios de traducciones	8	12	96
Alquiler de oficinas	325	12	3 898
Electricidad	44	12	525
Gastos legales asociados a la servidumbre	1 072	12	12 862
Servicios de ingeniería local	1 192	12	14 303
Otros gastos	964	12	11 565
<b>Tributos</b>			
Tributos	273	12	3 274
Pagos al Organismo Regulador (D.L. 25844)	3 883	12	46 599
ITF (1)	31	12	376
<b>Cargas Diversas de Gestión</b>			
Transporte local	95	12	1 140
Membrecías y suscripciones	373	12	4 478
Viajes nacionales	195	12	2 339
Viajes internacionales	459	2	919
Gastos de representación	175	12	2 099
Otros gastos	822	12	9 868
<b>Total Gastos de Gestión No Personal</b>			<b>174 465</b>

### **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**

El Grupo Aguaytia Energy mantiene la Póliza Multirisgo N° 1301-515503 suscrita con la empresa Rímac Internacional Compañía de Seguros y Reaseguros. (Ver Anexo N° 04).

Los valores de las primas correspondientes son las siguientes:

Tipo de Seguro	Monto Asegurado (A)	Prima (US\$) (B)	(%) (A/B)
Póliza Multiriesgo N° 1301 - 515503	246 587 500,00	847 752,51	0,344%

Por lo tanto, el monto determinado corresponde a los costos de seguros asociados al VNR total y representa el 0.344% de dicho monto, tratándose solo del VNR del SPT, el costo de seguros queda como sigue:

Conceptos	US\$
COSTO DE INVERSION	29 665 287
Prima de Seguros (% de Inversión SPT)	0.344%
<b>TOTAL COSTOS DE SEGUROS</b>	<b>101 987</b>

#### A Servicios de Vigilancia

ETESELVA tiene instalaciones en las Subestaciones de Tingo María, Vizcarra, Paramonga Nueva y Aguaytía; en las cuales comparte dichas Subestaciones con diferentes empresas. Para el tema de vigilancia, se considera que ésta será prorrateada en partes iguales por las empresas que comparten instalaciones en cada una de las Subestaciones. Independientemente del valor del equipamiento involucrado de cada propietario, la seguridad se realiza para la totalidad de la Subestación y es asumida en forma solidaria por todos los propietarios de la misma.

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 la Empresa de Transmisión ETESELVA, los cuales ascienden a US \$ 23 518. 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.
<b>REMUNERACION BASICA</b>			
Salario Básico (Rmv)	235	235	470
Asignación Familiar (10 % Rmv)	24	24	47
<b>Sub Total Remuneración Básica</b>	259	259	517
Horas Extras (1.25 dos 1ras. Hr. Y 1.35 sigui.)	153	153	306
Bonificación Nocturna (30 % Rmv)		71	71

Concepto	12 hrs. Día	12 hrs noche	24 hrs.
<b>Sub Total Ingreso Mensual</b>	412	482	894
Por Días Feriados	21	24	45
Por Días de Descanso Físico	72	84	156
<b>TOTAL REMUNERACIONES (A)</b>	<b>504</b>	<b>591</b>	<b>1 095</b>
<b>DERECHOS SOCIALES</b>			
Vacaciones (B) 8.33% de (A)	42	49	91
Gratificación (C) 16.67% de (A)	84	98	182
CTS (D) 8.33% de (A) + (C)	49	57	106
<b>CARGAS SOCIALES</b>			
Essalud 9,00 % de (A)+(B)+(C)	57	66	123
Seguro - SCTR 1,24 % de (A)+(B)+(C)	8	9	17
<b>Total Derechos y Cargas Sociales</b>	<b>240</b>	<b>281</b>	<b>520</b>
<b>TOTAL COSTO DIRECTO MENSUAL</b>	<b>744</b>	<b>871</b>	<b>1 615</b>
Gastos Operativos Radio y Arma (6% CD)	45	52	97
Gastos Generales (10% CD)	74	87	162
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>863</b>	<b>1 011</b>	<b>1 874</b>
<b>UTILIDAD (15%)</b>	129	152	281
<b>VALOR VENTA SERVICIO (US \$)</b>	<b>992</b>	<b>1 162</b>	<b>2 155</b>

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

SUBESTACION	%
TINGO MARIA	73.04%
VIZCARRA	21.22%
PARAMONGA NUEVA	100.00%

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 ETESELVA es el siguiente:

Subestación	Tipo Operación	Turno		Precio Unitario Mensual		Costos (US \$)	
		12 H	24 H	12 H	24 H	Mensual	Anual
Tingo María	1		2		2 155	2 314	27 773
Vizcarra	1		1		2 155	85	1 024
Paramonga Nueva	1		1		2 155	196	2 349
<b>TOTAL</b>							<b>31 146</b>

Como ya expresamos, la consolidación de estos 2 gastos constituyen los costos indirectos de transmisión que asciende a US \$ 133 134 tal como se observa en el Cuadro N° 5.8-1

**Cuadro N° 5.8-1.: Costos Indirectos de Transmisión – SPT - (En US \$)**

Concepto	Monto US \$
Servicios de Seguridad	31 146
Seguros de Infraestructura	101 987
<b>Total</b>	<b>133 134</b>

## 5.9. RESULTADOS

En el Cuadro N° 5.9-1 se muestran los resultados de la asignación de costos al Sistema Principal de Transmisión de ETESELVA.

**Cuadro N° 5.9-1.: Costo de Operación y Mantenimiento - (En US \$)**

Descripción	COyM SPT
<b>OPERACIÓN</b>	<b>99 863</b>
Operación de CC	44 886
Operación de Subestaciones	54 977
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>267 619</b>
Líneas de Transmisión	130 114
Subestaciones	73 902
Centro de Control y Telecomunicación	63 603
<b>GESTIÓN</b>	<b>528 286</b>
Personales	400 796
No Personales	127 490
<b>APORTES D.L.N° 25844</b>	<b>46 599</b>
ITF	376
<b>SEGURIDAD</b>	<b>31 146</b>
<b>SEGUROS</b>	<b>101 987</b>
<b>TOTAL COyM</b>	<b>1 075 877</b>

Los Costos de Operación y Mantenimiento del SPT de ETESELVA ascienden a US \$ 1 075 877 (Un Millón Setenta y Cinco Mil Ochocientos Setenta y Siete Dólares Americanos).

## 6. DETERMINACIÓN DEL COSTO 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, se ha utilizado el tipo de cambio de 2,551 S./US\$ de fecha 28 de diciembre de 2012, 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.

**Cuadro N° 6.1-1.: Detalle del Costo Total de Transmisión y Peaje Anual del Sistema  
Principal de Transmisión de ETESELVA**

Instalaciones	VNR	aVNR	COyM	Costo Total de Transmisión	Peaje Anual
	US\$	US\$/Año	US\$/Año	US\$/Año	\$/mes
Subestaciones	6 809 986	845 417	246 979	1 092 396	2 786 701
Líneas de Transmisión	22 855 301	2 837 341	828 898	3 666 238	9 352 574
<b>TOTAL</b>	<b>29 665 287</b>	<b>3 682 757</b>	<b>1 075 877</b>	<b>4 758 634</b>	<b>12 139 275</b>
Tipo de Cambio	2,551	28 de diciembre de 2012			
Tasa	12%				
Vida Útil	30				
Mensualidad	0,009488793				

## 7. FORMULA DE ACTUALIZACIÓN

Las fórmulas de actualización se determinan sobre la base de los porcentajes de participación en el CTT 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.

- $TC_0$  : 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.
- $IPM_0$  : 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)”.
- $P_{c_0}$  = 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.

$Pal_0$  = 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° 7.1-1.: Factores de Actualización**

	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
	Mil US \$	Mil US \$	Mil US \$	Mil US \$	Mil US \$
Líneas de Transmisión	2 407	4 414	-	236	7 057
Subestaciones	8 417	12 310	2 957	-	23 684
<b>TOTAL</b>	<b>10 824</b>	<b>16 724</b>	<b>2 957</b>	<b>236</b>	<b>30 741</b>
<b>INSTALACION</b>	<b>COEFICIENTES</b>				
	Procedencia Extranjera	Procedencia Nacional	Aluminio	Cobre	TOTAL
Líneas de Transmisión	0.3410	0.6255	-	0.0335	1.0000
Subestaciones	0.3554	0.5197	0.1249	-	1.0000
<b>TOTAL</b>	<b>0.3521</b>	<b>0.5440</b>	<b>0.0962</b>	<b>0.0077</b>	<b>1.0000</b>

## 8. ANEXOS

ANEXO N° 01: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL VNR.

ANEXO N° 02: FUNCIONES DE LA ORGANIZACIÓN PROPUESTA.

ANEXO N° 03: APORTES PARA CUBRIR EL PRESUPUESTO DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES SINAC PARA EL EJERCICIO 2010.

ANEXO N° 04: COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO N° 1301-515503.

ANEXO N° 05: ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008

ANEXO N° 5A : AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL

ANEXO N° 5B : TERMOSELVA SRL

ANEXO N° 5C : ETESELVA SRL.

ANEXO N° 06: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.

ANEXO N° 07: DEFINICIÓN DEL SISTEMA ECONÓMICAMENTE ADAPTADO.

**ANEXO N° 01: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL VNR.**

**ARCHIVOS NO IMPRESOS**

**UBICADOS EN:**

**\\SPT 2013\VNR\**

**ANEXO N° 02: FUNCIONES DEL LA ORGANIZACIÓN  
PROPUESTA**

**ANEXO N° 03: APORTES PARA CUBRIR EL PRESUPUESTO  
DE GASTOS OPERATIVOS DEL COES SINAC PARA EL  
EJERCICIO 2011**

**ANEXO N° 04: COPIA DE POLIZA MULTIRIESGO N° 1301-  
515503**

**ANEXO N° 05: ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE  
DICIEMBRE DE 2008**

**ANEXO N° 05A: AGUAYTIA ENERGY DEL PERU SRL**

**ANEXO N° 05B: TERMOSELVA SRL**

**ANEXO N° 05C: ETESELVA SRL**

**ARCHIVOS NO IMPRESOS**

**UBICADOS EN:**

**\\SPT\INFORME\ANEXO 4\**

**ANEXO N° 06: FORMULARIOS CÁLCULOS DEL COYM.**

**ARCHIVOS NO IMPRESOS**

**UBICADOS EN:**

**\\SPT 2013\COYM\**

**ANEXO N° 07: DEFINICIÓN DEL SISTEMA  
ECONÓMICAMENTE ADAPTADO**

**ARCHIVOS NO IMPRESOS**

**UBICADOS EN:**

**\\SPT 2013\SEA\**