

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ANÁLISIS DE COSTOS EN UNA EMPRESA DE
TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE CONFORMIDAD CON EL
MANUAL APROBADO POR RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N°197-94- EM/VME**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE :

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR :

NOSKE ALFREDO PRÍNCIPE PATILLA

**PROMOCIÓN
1995 - II**

**LIMA-PERU
2006**

**ANÁLISIS DE COSTOS EN UNA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE
CONFORMIDAD CON EL MANUAL APROBADO POR RESOLUCIÓN MINISTERIAL
Nº 197-94-EM/VME**

A MIS PADRES

SUMARIO

En el presente trabajo se identifica y cuantifica, a nivel de estimación, los costos en la "Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte" (ETECEN) del año 2001.

Los costos analizados corresponden a los gastos de transmisión (mantenimiento y operación) y de administración, no se analizan los costos financieros y de inversión, aunque en lo que respecta a la inversión se toman valores de obras ejecutadas para confeccionar índices y cuadros comparativos.

Se toma como fuente los costos elaborados por la oficina de contabilidad de ETECEN, los que se presentan siguiendo lineamientos del manual de costos RM N° 197-94-EM/VME. , lineamientos los cuales indican agrupar los costos según lugar de destino del gasto o según grupo de costo. Según este agrupamiento se analizan y se muestran los costos de mayor incidencia dentro de la empresa.

Los errores de la información contable debido principalmente a una mala asignación de costos son minimizados aplicando la estadística en los valores tomados de la contabilidad.

Como parte del trabajo se presenta índices de costos y cuadros comparativos. Se analiza además costos unitarios de líneas de transmisión y subestaciones

Se analiza la actividad de mantenimiento según zona geográfica así como la actividad de operación y la actividad administrativa.

Se presentan propuestas de optimización de los costos.

En el anexo F se muestra la incidencia de la confiabilidad en los costos.

ÍNDICE

PRÓLOGO

CAPÍTULO I

MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Fines y Ámbito de ETECEN	3
1.2 Plan Estratégico y Política de ETECEN	8
1.3 Organización de ETECEN	10
1.4 Mantenimiento	12
1.4.1 Organización del Mantenimiento	12
1.4.2 Actividades de Mantenimiento	12
1.5 Operación	18
1.5.1 Organización de la Operación	18
1.5.2 Operación de Subestaciones	18
1.5.3 Tipos de Subestaciones de ETECEN	18
1.6 Administración	20
1.6.1 Organización de la Administración	20
1.7 Descripción de la distribución de Costos de una empresa de Transmisión según el manual RM N°197-94-EM/VME	22
1.7.1 Centros y Unidades de Costos	22
1.7.2 Costo de Servicio	22
1.7.3 Elementos de Costo	23
1.7.4 Absorción de Costos Indirectos	24
1.7.5 Plan de Cuentas	25

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE COSTOS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ETECEN

2.1 Actividad de Transmisión	29
2.1.1 Centros de Costos Transmisión y Administración	29
2.1.2 Unidad de Costo Línea de Transmisión	32
2.1.3 Unidad de Costo Subestación	32
2.2 Costo de Servicio	37
2.2.1 Costos Directos	37

2.2.2 Costos Indirectos.	37
2.3 Elementos del Costo	41
2.3.1 Suministros Diversos	41
2.3.2 Gastos de personal	41
2.3.3 Servicios prestados por terceros	41
2.3.4 Tributos	41
2.3.5 Cargas Diversas de Gestión	41
2.3.6 Provisiones del Ejercicio	41
2.3.7 Elementos de Costos ETECEN del año 1996 al 2001	41
2.4 Absorción de Costos Indirectos	42
2.4.1 Gastos de Administración	42
2.4.2 Cargas Financieras	42
2.5 Costos Unitarios de Líneas y Subestaciones	44
2.6 Estructura de costos de Líneas de transmisión características	46
2.7 Estructura de costos de Subestaciones características	52
2.8 Índices de Costos ETECEN	58
2.9 Comparación de Índices ETECEN con el estudio de referenciamiento de CIER	59
2.10 Índices de Costo Inversión según zona geográfica y nivel de tensión.	63

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LOS COSTOS EN LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ETECEN.

3.1 Depreciación	71
3.2 Personal	71
3.3 Servicios	74
3.4 Cargas Diversas de Gestión	74
3.5 Tributos	74
3.6 Suministros	74

CONCLUSIONES

75

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

PRÓLOGO

El objetivo del presente trabajo es identificar y cuantificar a nivel de estimación los costos de una empresa de transmisión y desarrollar propuestas de optimización de costos.

Los costos de una empresa de transmisión se dividen en costos del sistema de transmisión (operación y mantenimiento), administrativos y financieros y su magnitud depende de factores propios de la actividad de transmisión como de factores externos para cada empresa de transmisión.

En el presente trabajo se analizan los costos del sistema de transmisión y los costos administrativos de la empresa de Transmisión ETECEN del año 2001, en base a la información contable elaborada siguiendo lineamientos del manual de costos RM N° 197-94-EM/VME.

La información contable presenta errores, introducidos mayormente en el momento de que los entes administrativos asignan costos a los diferentes agrupamientos de costos, asimismo esta afectada por factores externos, por lo que recurriremos a la estadística para minimizar dichos errores.

El alcance del presente trabajo considera presentar los costos a nivel de estimación de la empresa ETECEN del año 2001 y elaborar una propuesta de optimización de costos en base a la experiencia recogida en la gerencia de Transmisión de ETECEN por el autor del presente informe de suficiencia.

En el capítulo 1 se describe a la empresa ETECEN, sus activos, su política empresarial, su personal, la misión y visión de la empresa. Se describen las actividades de mantenimiento y operación incluyendo las frecuencias según zona geográfica. Se describe la distribución de costos de una empresa de transmisión según el manual RM N°197-94-EM/VME.

Luego en el capítulo 2 se presentan los costos de la empresa ETECEN distribuidos según el manual de costos, describiéndose los componentes de los costos, mostrándose los totales según el plan contable. Se realiza un desglose según centro de costos. Se realiza un análisis de los gastos de administración, mantenimiento y operación. Se muestran los costos unitarios por líneas y subestaciones. Se describe la estructura de costos tanto para mantenimiento y operación por zonas geográficas y por niveles de tensión. Se muestran índices de costos y se los compara con índices obtenidos en el estudio de referenciamiento del CIER "CIER 11" del año 2002

Se muestran valores de inversión y su relación con los costos

En el capítulo 3, se realiza el análisis de la sensibilidad en los costos de mayor incidencia teniendo como objetivo reducir los costos.

En el anexo 9 se presenta la influencia de la confiabilidad en los costos de ETECEN, para lo que se analiza la normativa eléctrica.

Finalmente aportaremos algunas consideraciones a tomar en cuenta en el análisis de los costos de la empresa de transmisión ETECEN a manera de conclusión.

CAPÍTULO I

MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 Fines y Ámbito de ETECEN

La Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte ETECEN quedó legalmente constituida el 26 de enero de 1994, iniciando sus operaciones el 1 de mayo del mismo año, como una empresa estatal que desarrollaba actividades de transmisión de energía eléctrica a través de sus instalaciones localizadas en el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) abarcando las ciudades más importantes de la costa y sierra del Perú.

En julio del 2002 los activos de la empresa ETECEN fueron concesionados por 30 años por la empresa Red de Energía del Perú, iniciando esta empresa a operar el 5 de Septiembre del 2002.

En el año 2001 ETECEN era una empresa de transmisión eléctrica del estado peruano que comprendía la región centro norte del país, contaba con 20 subestaciones de transmisión en 220kV, 5 subestaciones de 138kV, una subestación de 60kV, también operaba 4 subestaciones en 220kV de propiedad de terceros, contaba con una capacidad de transformación de 1502,8MVA. ETECEN tenía 32 líneas de transmisión de las cuales 26 eran en 220kV, 4 en 138kV y 2 en 60kV, las cuales en longitud representaban 3797 Km. de líneas de 220kV, 326 Km. de líneas en 138kV y 30 Km. de líneas en 60kV ubicadas en las regiones costa, sierra y selva. ETECEN también operaba cuatro líneas de transmisión de 220kV de propiedad de terceros, que tenían 314 Km. de longitud.

Para realizar la operación y el mantenimiento de las instalaciones a su cargo ETECEN contaba con 6 unidades operativas llamadas unidades de transmisión Norte, Norte medio, Lima, Sur medio, Sierra norte y Sierra Centro, las cuales junto con la Unidad de Mantenimiento Especializado formaban parte de la Gerencia de Transmisión.

ETECEN a diciembre del 2001 contaba con 331 trabajadores que conformaban su personal administrativo y técnico.

En la fig. 1.1 se muestra el ámbito de ETECEN, en la fig. 1.2 se muestra el diagrama unifilar y en los cuadros N°1.1 y N°1.2 se presentan las características técnicas de las instalaciones de ETECEN a diciembre del 2001

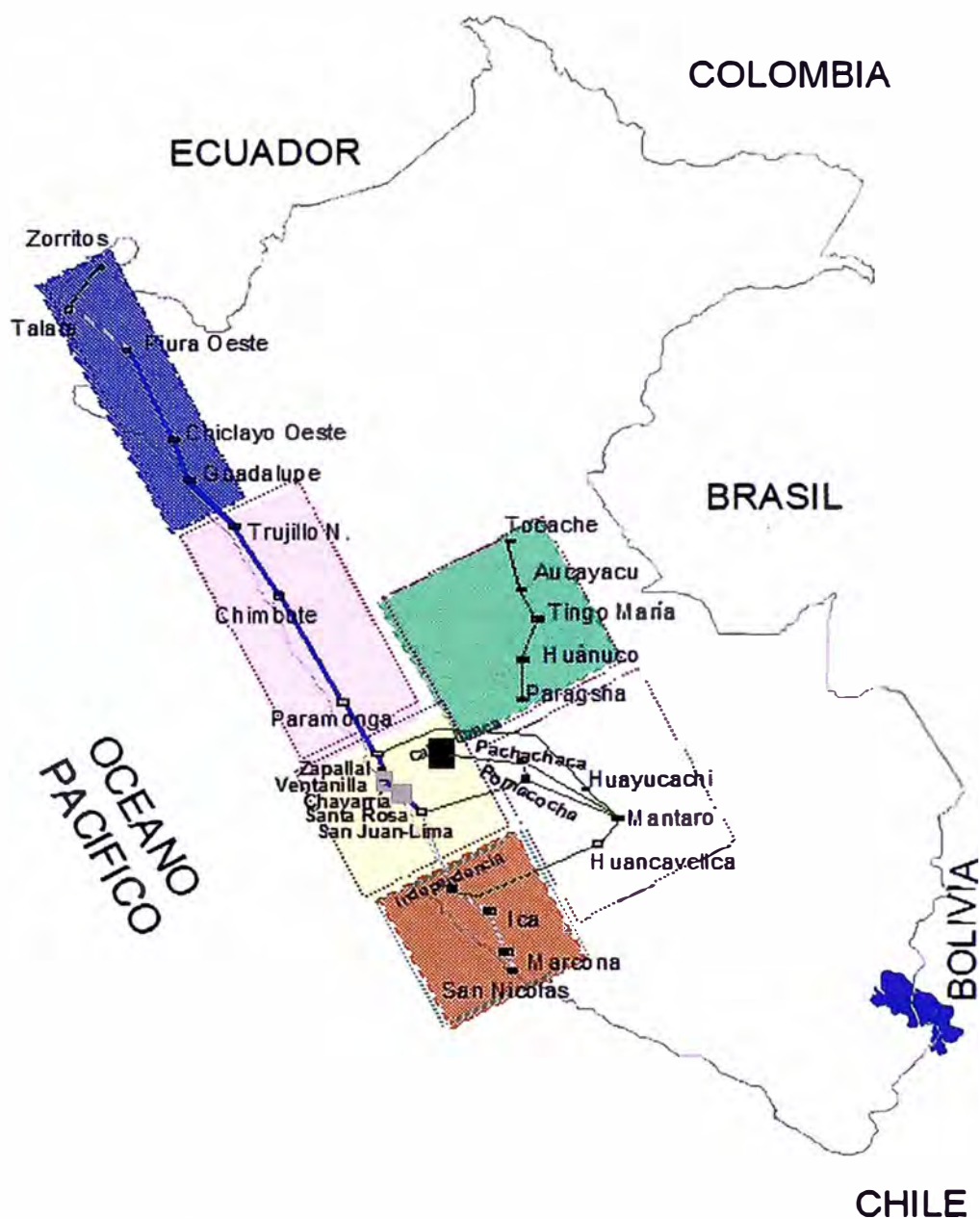


Figura 1.1: Ámbito de ETECEN año 2001

Zona azul	: Unidad de Transmisión Norte
Zona rosada	: Unidad de Transmisión Norte medio
Zona amarilla	: Unidad de Transmisión Lima
Zona canela	: Unidad de Transmisión Sur Medio
Zona verde	: Unidad de Transmisión Sierra Norte
Zona blanca	: Unidad de Transmisión Sierra Centro

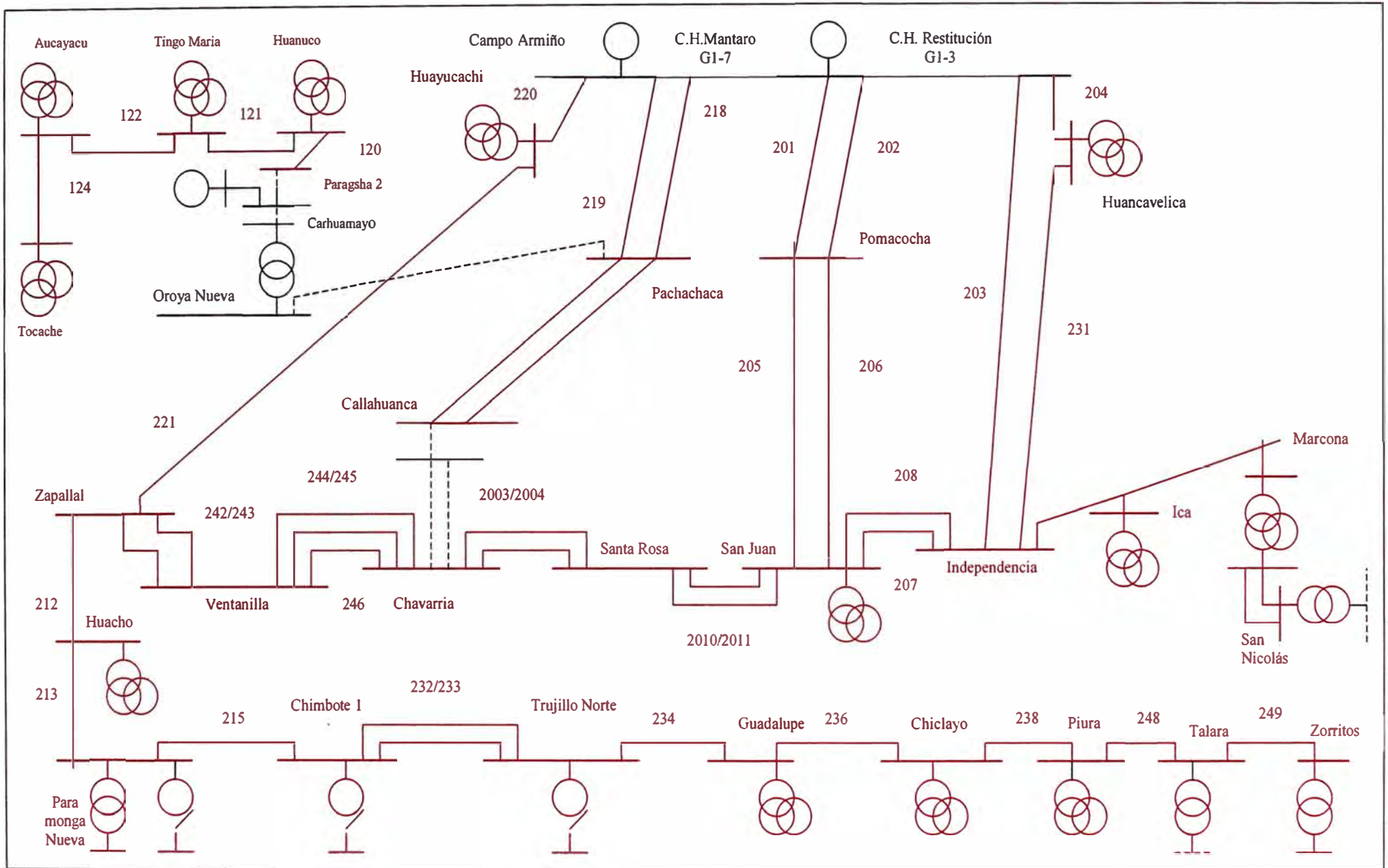


Fig. 1.2 Diagrama Unifilar Instalaciones de ETECEN año 2001

Cuadro N°1.1 Subestaciones ETECEN año 2001

IT	DESCRIPCION	TENSION (KV)	PUESTA EN SERVICIO
Propiedad de ETECEN			
En 220 kV			
1	Zapallal	220	1991
2	Ventanilla	220	1993
3	Chavarria	220	1964
4	Sta Rosa	220	1964
5	San Juan	220/60/10	1972
6	Independencia	220/60/10	1972
7	Ica	220/60/10	1973
8	Marcona	220/60/10	1976
9	Trujillo	220/138/10	1977
10	Chimbote	220/138/10	1980
11	Paramonga	220/138/60/10	1980
12	Huacho	220/60/10	1999
13	Piura	220/60/10	1992
14	Chiclayo	220/60/10	1986
15	Guadalupe	220/60/10	1986
16	Callahuanca	220	1983
17	Huayucachi	220/60/10	1977
18	Pomacocha	220	1973
19	Pachachaca	220	1983
20	Huancavelica	220/60/10	1985
En 138 kV			
1	Paragsha II	138	1988
2	Huanuco	138/24/10	1988
3	Tingo maria	220/138/10	1988
4	Aucayacu	138/10	1997
5	Tocache	138/10	2000
En 60 kV			
1	San Nicolas	60/10	1977
Propiedad de Otras Empresas			
En 220kV			
1	Talara	220/10	1997
2	Zorritos	220/60/10	1999
3	Vizcarra	220	1999
4	Oroya	220	2001

Cuadro N°1.2 Líneas de Transmisión ETECEN año 2001

IT	DESCRIPCION	TENSION (KV)	PUESTA EN SERVICIO
Propiedad de ETECEN			
En 138 kV			
1	L-120 Huanuco-Paragsha	138	1988
2	L-121 Huanuco-Tingo María	138	1988
3	L-122 Tingo María-Aucayacu	138	1997
4	L-124 Aucayacu-Tocache	138	2000
En 220 kV			
1	L-201/202 Mantaro-Pomacocha	220	1973
2	L-203/204 Mantaro-Independencia	220	1973
3	L-205-206 Pomacocha-S.Juan	220	1973
4	L-218/219 Mantaro-Pachachaca	220	1983
5	L220-Mantaro-Huayucachi	220	1991
6	L-221 Huayucachi-Zapallal	220	1983
7	L-222/223 Pachachaca-Callahuanca	220	1984
8	L-226 Pachachaca-Pomacocha	220	1991
9	L-203-231 Huancavelica-Independencia	220	1973
10	L-207 Lima-Independencia	220	1972
11	L-208 Lima-Independencia	220	1985
12	L-209 Independencia-Ica	220	1973
13	L-211 Ica-Marcona	220	1976
14	L-212/213 Zapallal-Huacho	220	1980
15	L-213 Zapallal-Paramonga	220	1980
16	L-215 Paramonga-Chimbote	220	1980
17	L-232 Chimbote-Trujillo	220	1979
18	L-233 2T Chimbote-Trujillo	220	1999
19	L-234 Trujillo-Guadalupe	220	1986
20	L-236 Guadalupe-Chiclayo	220	1986
21	L-238 Chiclayo-Piura	220	1992
22	L-242/243 Ventanilla-Zapallal	220	1991
23	L-244/245 Ventanilla-Chavarria	220	1993
24	L-246 Ventanilla-Chavarria	220	1999
25	L2003/2004 Sta Rosa-Chavarria	220	1964
26	L-2010/2011 S.Juan-Sta Rosa	220	1973
En 60 kV			
1	L-627/628 Marcona-San Nicolas	60	1978
2	L-628 Marcona-San Nicolas	60	1978
Propiedad de Otras Empresas			
En 220kV			
1	L-224 Pachachaca Oroya Nueva	220	
2	L-255 Vizcarra-Antamina	220	1999
3	L-248 Piura-Talara	220	1999
4	L-249 Talara-Zorritos	220	1999

1.2 Plan Estratégico y Política de ETECEN:

ETECEN tenía como visión “ Ser en el año 2010, la empresa líder en transmisión de energía eléctrica en América del Sur, brindando servicios de calidad que respondan a las expectativas de los clientes, en permanente innovación tecnológica, incrementando el valor de la empresa, el desarrollo de sus trabajadores y el bienestar de la sociedad”.

Su misión era: “Brindar servicios de transmisión de energía eléctrica y otros servicios relacionados, con calidad, confiabilidad, y eficiencia, potenciando el desarrollo del personal, introduciendo nuevas tecnologías y buscando la rentabilidad en las operaciones e inversiones que permitan un desarrollo sostenible, facilitando así la competencia en el sector energético y el desarrollo del país.

Es por ello que ETECEN tenía un intenso programa de mantenimiento y rehabilitación de sus instalaciones y equipos.

El programa de mantenimiento tenía la finalidad de mantener una alta confiabilidad en el servicio de transmisión de energía eléctrica, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la Norma técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE). Dicho programa comprende actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.

Los costos de esta empresa de transmisión estaban signados por la política empresarial que nos indicaba en el mantenimiento cero fallas y la buena presentación de las instalaciones.

Podemos ver el desempeño de ETECEN mediante la evolución de los siguientes indicadores de gestión (ver cuadro N°1.3)

Cuadro N°1.3 Indicadores de Gestión

Concepto	Unidad	1997	1998	1999	2000	2001
Disponibilidad de Líneas de Transmisión 220kV	%	97.82	97.76	98.16	97.19	98.17
Disponibilidad de Transformadores 220kV	%	98.76	98.98	98.07	99.46	99.04
Numero de fallas por cada 100km de línea 220kV	N°	2.72	2.62	1.95	1.44	0.82
Longitud total de líneas de transmisión	Km.	3992	3992	4272	4482	4461
Transporte de energía en el sistema ETECEN	GWh	10106	10747	10963.04	11635	12357.5
Ingresos por Peaje	Millones S/.	172.55	190.86	217.56	220.04	200.9
Utilidad Operativa	Millones S/.	61.7	73.86	101.11	96.3	71.98
Utilidad Neta	Millones S/.	47.31	52.52	56.29	66.57	46.57
Total Activo	Millones S/.	1338.35	1423.54	1515.34	1289.35	1304.15
Total Patrimonio	Millones S/.	1235.74	1235.37	1243.85	1004.8	1011.89
Total Inversiones	Millones S/.	20	33	32	25	5
Rentabilidad sobre el patrimonio	%	3.83	4.34	4.53	6.63	4.6

1.3 Organización de ETECEN

Como se observa en la figura 1.3, ETECEN estaba conformado por su Directorio, Gerencia General, Gerencia de Administración (encargada de la administración de personal, logística, control contable), Gerencia de Coordinación del Sistema (encargada de la coordinación de las operaciones de los equipos e instalaciones), Gerencia de Proyectos (encargada de desarrollar proyectos para la ampliación del sistema o su mejoramiento), Gerencia de Desarrollo Empresarial y Finanzas (encargada de elaborar y desarrollar lineamientos de política empresarial), y la Gerencia de transmisión (encargada del mantenimiento del equipamiento).

Como vemos tenemos un sector administrativo, así como sectores de operación y de mantenimiento.

El sector administrativo viene a ser conformado por el Directorio, la Gerencia General, la Gerencia de Desarrollo Empresarial, la Gerencia de Proyectos y la Gerencia de Administración y Finanzas.

El sector de operaciones se conforma por la gerencia de Coordinación del Sistema, la cual se encarga de las coordinaciones con otras empresas u organismos para establecer el plan de maniobras de ETECEN, así como evaluar su desempeño. Conforman también parte del sector operativo los operadores de subestaciones los cuales pertenecen a la Gerencia de Transmisión

El sector de mantenimiento se conforma por la Gerencia de Transmisión, gerencia la cual esta conformada por la Unidad de Mantenimiento Especializado encargada de los mantenimientos especiales y la Unidades de Transmisión encargadas de los mantenimientos rutinarios y el soporte logístico, así como de la administración de los equipos asignados a su área. Tenemos así las unidades de transmisión Norte, Norte Medio, Lima, Sur Medio, Sierra Centro y Sierra Norte.

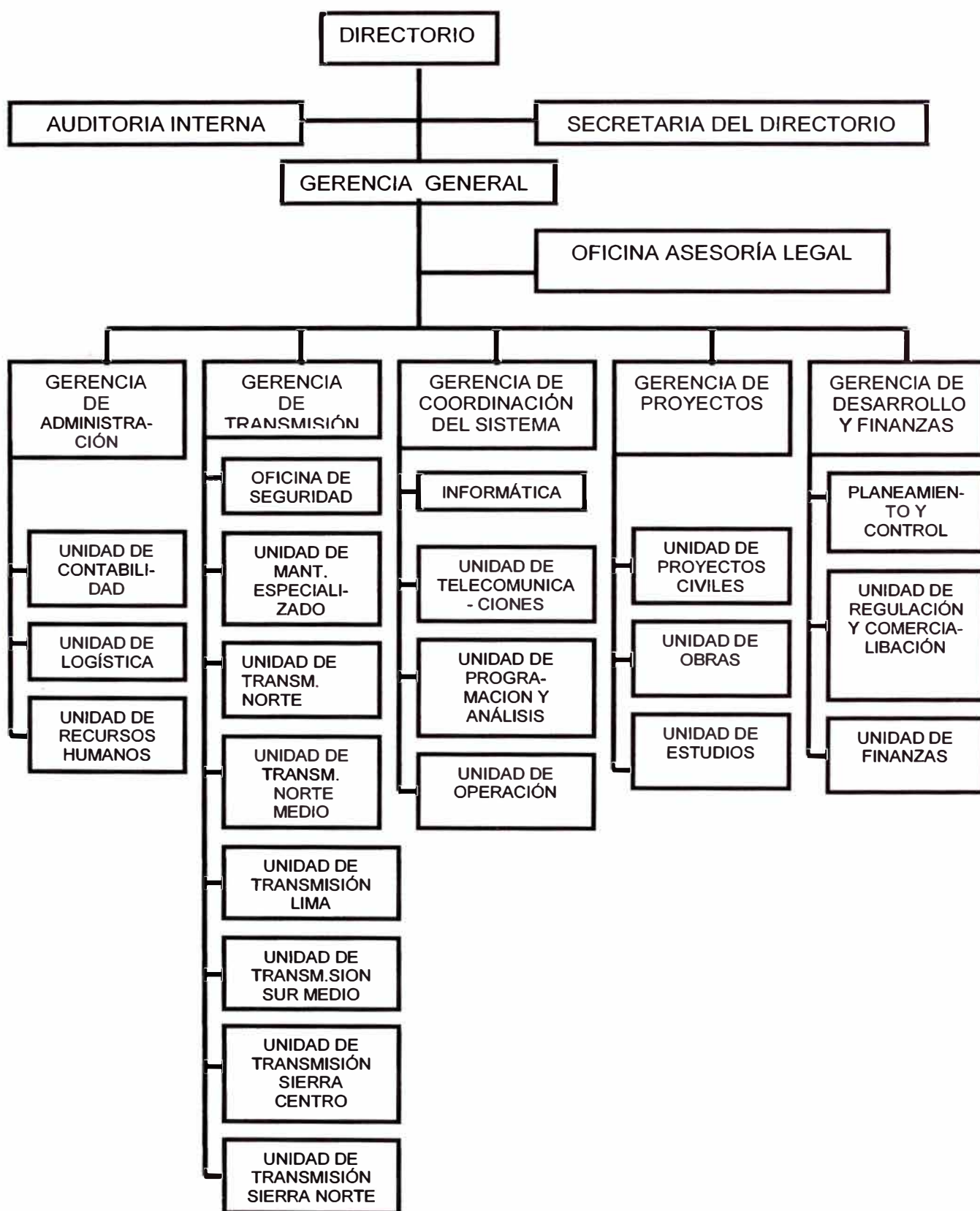


Fig. 1.3 Organigrama de ETECEN año 2001

1.4 Mantenimiento

1.4.1 Organización del Mantenimiento:

La Gerencia de Transmisión era la encargada del mantenimiento de las instalaciones, para lo cual contaba con 6 Unidades de Transmisión, entes los cuales realizaban el mantenimiento en las diferentes zonas que tenían asignadas, para lo que contaban con un área de líneas de transmisión y un área de subestaciones. Existía también la Unidad de Mantenimiento Especializado la cual realizaba los mantenimientos especiales.

1.4.2 Actividades de Mantenimiento:

El sistema de transmisión esta conformado por líneas de transmisión, y subestaciones eléctricas.

Las líneas de transmisión están conformadas por los conductores, estructuras de soporte (torres, postes), aislamiento entre conductores y soporte (aisladores), sistemas de aterramiento y protección de conductores y soportes (Sist. de puesta a tierra, cable de guarda).

Las subestaciones están conformadas por celdas de transmisión (conjunto de equipamiento que se encuentra a los extremos de una línea de transmisión y que sirven para realizar la operación de la celda), servicios auxiliares (equipamiento de soporte como el sistema de corriente continua, sistema de corriente alterna, taller, etc.)

El equipamiento de las líneas de transmisión y subestaciones para mantener sus prestaciones requieren de intervenciones de mantenimiento, las cuales se dan en mayor o menor frecuencia dependiendo entre muchos factores de la zona geográfica, antigüedad, uso y del tipo de equipamiento.

Debido a la antigüedad de muchas de las instalaciones recibidas por ETECEN en el año 1994 (transferencia de activos de Electrolima y Electroperú zona costa) y 1996 (transferencia de activos de Electroperú zona Sierra), esta empresa realizó un plan de repotenciación y reemplazo de equipos.

Actividades de Mantenimiento en Líneas de Transmisión:

En Zona Costa:

La costa peruana es una zona de alta salinidad, lo que produce la alta contaminación del aislamiento y el deterioro de las partes metálicas de las líneas de transmisión, por lo que se requiere mantenimiento periódico de dichos elementos. Además existen zonas donde

crece vegetación debajo de los conductores en las cuales se realiza un corte periódico para evitar descargas, es así que entre las principales actividades tenemos:

Inspección ligera, consistente en la inspección de aspectos críticos de estructuras de algunas zonas de la línea de transmisión, su frecuencia es tres veces al año.

Inspección minuciosa, consistente en la inspección de cada una de las estructuras de la línea de transmisión, como los conductores y faja de servidumbre, su frecuencia es una vez al año.

Inspección nocturna, consistente en la inspección visual de niveles de efluvio o descargas eléctricas en los aisladores, determinado por el color de la descarga, su frecuencia es 3 veces al año.

Lavado de Aisladores, consistente en el lavado con agua a presión de los aisladores para retirar los elementos contaminantes de su superficie, su frecuencia es de 2 o 3 veces al año

Limpieza a trapo de Aisladores, consistente en el retiro de elementos contaminantes de la superficie con un trapo, su frecuencia es de 2 o 3 veces al año

Mantenimiento de defensas de ríos y avenidas, consistente en el reemplazo de elementos de contención para avenidas de ríos, se realiza una vez al año

- Mantenimiento de faja de servidumbre, consistente en el corte de árboles, y retiro de todo elemento que represente peligro de descarga de la línea de transmisión, su frecuencia es de 2 o 3 veces al año

Mantenimiento de caminos de acceso. consistente en la reparación de los accesos a las torres, se realiza cada 5 años.

Cambio de aisladores, consistente en el reemplazo de cadenas de aisladores rotos o dañados, se realiza cuando el aislador esta dañado

Reparación y/o cambio de conductores, consistente en la reparación y/o reemplazo de conductor deteriorado, se realiza cuando el conductor esta dañado

- Mantenimiento de ferretería, consistente en el cambio o reparación de la ferretería de las cadenas de aisladores, se interviene cuando se encuentran fallas en dicha ferretería.
- Mantenimiento de bases de torres, consistente en el embreado de las bases y limpieza, su frecuencia es una vez al año
- Reparación de bases de torres, consistente en el cambio de la fundación, se realiza cuando se encuentran fallas

Pintado de estructuras, consistente en la preparación de superficie y pintado con pintura epóxica de las superficies de las estructuras metálicas se realiza cada 5 años

- Cambio de perfiles, consistente en el reemplazo de perfiles corroídos de las estructuras, se realiza cada 5 años
- Mantenimiento de cercos de protección, consistente en la reparación de cercos deteriorados, se realiza cuando se requiere
- Medición de puesta tierra, consistente en la medida con telurómetro de la puesta a tierra de las estructuras, se realiza cada tres años
- Reparación de puesta a tierra, es el mejoramiento de los valores de puesta a tierra de las estructura, reemplazando los cables de puesta a tierra deteriorados, aumentando los contrapesos, se realiza al encontrarse estructuras fuera de los valores mínimos de puesta a tierra, cada tres años
- Medición de puntos calientes, consistente en la inspección del conductor, con equipo termográfico, para detectar puntos de calentamiento, su frecuencia es de 2 o 3 veces al año

(La frecuencia esta dada para la Unidad de Transmisión Lima, en otras unidades la frecuencia es mayor o menor según sus condiciones ambientales o estado de equipos)

En Zona Sierra:

La zona sierra es una zona de poca polución y de lluvias frecuentes, por lo que no hay acumulación de elementos contaminantes sobre aisladores y conductores. En el año 2001 se realizo cambio de conductores en zonas donde se encontraban dañados. Entre las principales actividades de mantenimiento tenemos

- Inspección ligera, consistente en la inspección de aspectos críticos de estructuras de algunas zonas de la línea de transmisión, su frecuencia una vez al año.
- Inspección minuciosa, consistente en la inspección de cada una de las estructuras de la línea de transmisión, como los conductores y faja de servidumbre, su frecuencia es una vez al año.
- Inspección nocturna, consistente en la inspección visual de los niveles de efluvio o descargas en los aisladores, determinado por el color de la descarga, su frecuencia es 3 veces al año.
- Mantenimiento de defensas de ríos y avenidas, consistente en el reemplazo de elementos de contención para avenidas de ríos su frecuencia es una vez al año
- Mantenimiento de faja de servidumbre, consistente en el corte de árboles, y retiro de todo elemento que represente peligro de descarga de la línea de transmisión, su frecuencia es 2 veces al año

- Mantenimiento de caminos de acceso. consistente en la reparación de los accesos a las torres, se realiza cada 5 años.
- Cambio de aisladores, consistente en el reemplazo de cadenas de aisladores rotos o dañados, se realiza cuando el aislador esta dañado
- Cambio y/o reparación de conductores, consistente en la reparación de tramos deteriorados por atentados, en el año 2001 se realizó reparaciones de grandes tramos de líneas de transmisión en la zona sierra
- Mantenimiento de ferretería, consistente en el cambio o reparación de la ferretería de las cadenas de aisladores, se interviene cuando se encuentran desperfectos.
- Medición de puesta tierra, consistente en la medida con telurómetro de la puesta a tierra de las estructuras, se realiza cada tres años
- Medición de puntos calientes, consistente en la inspección del conductor, con equipo termográfico, para detectar puntos de calentamiento, su frecuencia es de 2 o 3 veces al año

En Zona Selva:

La zona selva es una zona de mucha lluvia, mucha vegetación, por lo que hay acumulación de algas en los aisladores y crecimiento rápido de vegetación cerca de los conductores. Entre las principales actividades tenemos:

- Inspección ligera, consistente en la inspección de aspectos críticos de estructuras de algunas zonas de la línea de transmisión, su frecuencia una vez al año.
- Inspección minuciosa, consistente en la inspección de cada una de las estructuras de la línea de transmisión, como los conductores y faja de servidumbre, su frecuencia es una vez al año.
- Inspección nocturna, consistente en la inspección visual de los niveles de efluvo o descargas en los aisladores, determinado por el color de la descarga, su frecuencia es 3 veces al año.
- Limpieza a trapo de Aisladores, consistente en el retiro de elementos contaminantes de la superficie con un trapo, su frecuencia es de 3 veces al año
- Mantenimiento de defensas de ríos y avenidas, consistente en el reemplazo de elementos de contención para avenidas de ríos, su frecuencia es 2 veces al año
- Mantenimiento de faja de servidumbre, consistente en el corte de árboles, malezas y todo elemento que represente peligro de descarga, por no cumplir las distancias de seguridad, su frecuencia es de 5 veces al año
- Mantenimiento de caminos de acceso. consistente en la reparación de los accesos a las torres, se realiza cada 6 meses.

- Mantenimiento de ferretería, consistente en el cambio o reparación de la ferretería de las cadenas de aisladores, se interviene cuando se encuentran desperfectos.

Actividades de Mantenimiento en Subestaciones de Transmisión:

En Zona Costa:

- Lavado de Aislamiento, consistente en el lavado con agua a presión de los aisladores para retirar los elementos contaminantes de su superficie, su frecuencia es de cuatro veces al año.
- Limpieza a trapo de Aislamiento, consistente en el retiro de elementos contaminantes de la superficie con un trapo, su frecuencia es de 3 veces al año.
- Mantenimiento de equipos de alta tensión, consistente en la revisión de circuitos eléctricos y mecanismos de equipamiento de alta tensión como interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de tensión, su frecuencia es de dos veces al año
- Mantenimiento de equipos de protección, control y medición, consistente en pruebas de disparo, pruebas de circuitos de apertura y cierre, su frecuencia es de una vez al año
- Mantenimiento de servicios auxiliares, consistente en revisión de estado de baterías, rectificadores, su frecuencia es de dos veces al año.
- Mantenimiento integral de interruptores, seccionadores, consistente en el reemplazo de piezas desgastadas, su frecuencia es cada 10 años
- Mantenimiento de sistema de telecomunicaciones, consistente en el mantenimiento del sistema de onda portadora, microondas, centrales telefónicas, su frecuencia es una vez al año

En Zona Sierra:

- Mantenimiento de equipos de alta tensión, consistente en la revisión de circuitos eléctricos y mecanismos de equipamiento de alta tensión como interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de tensión, su frecuencia es de dos veces al año
- Mantenimiento de equipos de protección, control y medición, consistente en pruebas de disparo, pruebas de circuitos de apertura y cierre, su frecuencia es de una vez al año
- Mantenimiento de servicios auxiliares, consistente en revisión de estado de baterías, rectificadores, su frecuencia es de dos veces al año.

- Mantenimiento integral de interruptores, seccionadores, consistente en el reemplazo de piezas desgastadas, su frecuencia es cada 10 años
- Mantenimiento de sistema de telecomunicaciones, consistente en el mantenimiento del sistema de onda portadora, microondas, centrales telefónicas, su frecuencia es una vez al año

En Zona Selva:

- Mantenimiento de equipos de alta tensión, su frecuencia es de dos veces al año
- Mantenimiento de equipos de protección, control y medición, su frecuencia es de una vez al año
- Mantenimiento de servicios auxiliares, su frecuencia es de dos veces al año
- Mantenimiento integral de interruptores, seccionadores, consistente en el reemplazo de piezas desgastadas, su frecuencia es cada 10 años
- Mantenimiento de sistema de telecomunicaciones, consistente en el mantenimiento del sistema de onda portadora, microondas, centrales telefónicas, su frecuencia es una vez al año

Los costos de mantenimiento de ETECEN se generan en la Gerencia de Transmisión la cual esta encargada de realizar las actividades de mantenimiento para la conservación del equipamiento.

1.5 Operación:

1.5.1 Organización de la Operación:

La Gerencia de Coordinación es la encargada de la operación de las instalaciones, para lo cual cuenta con la unidad de operación y la unidad de análisis, además en cada subestación se cuenta con personal operador el cual es el encargado de apoyar en la operación, este personal depende de la unidad de transmisión donde se encuentre ubicada la subestación.

1.5.2 Operación de Subestaciones

Operar una subestación consiste en realizar las maniobras de los equipos según los requerimientos del sistema de transmisión en estado normal, de falla o de mantenimiento, llevar el control de las medidas eléctricas, número de maniobras, eventos, estado de equipos de la subestación, así como otorgar permisos para realizar trabajos de mantenimiento en equipos de sus instalaciones. En ETECEN antes de 1999 para realizar dichas labores se contaba con personal llamado operadores que en la mayoría de subestaciones cubrían las 24 horas del día en turnos de 8 horas y que recibían instrucciones vía telefónica desde el Centro de Control de ETECEN para las operaciones a realizar en los equipos. En ETECEN el año 1999 se implementa en el centro de control el sistema SCADA, sistema el cual permite de manera remota realizar la operación de las subestaciones. Operación de las subestaciones que dependiendo del sistema de control y el estado de los equipos de cada subestación permite la operación parcial o total de la subestación.

1.5.3 Tipos de Subestaciones de ETECEN

Según que las operaciones de una subestación se puedan realizar de manera parcial o total tenemos subestaciones atendidas y desatendidas:

Subestaciones Atendidas: Mientras que el sistema de operación remoto de la subestación no satisfaga los requerimientos de operación de manera remota desde el centro de Control, dichas subestaciones requieren de la atención de operadores en regímenes de 24, 12 u 8 horas según los siguientes factores:

- Atención de 24 horas: Los equipos de maniobra son antiguos y pueden producirse fallas en el mando a nivel del mismo equipo, cuentan con sistemas de telemando y telemedida en base a los llamados RTU (Unidades de mando remoto) los cuales comandan los interruptores de las celdas y llevan las principales medidas y señales de la subestación.

El operador debe verificar la correcta operación de los equipos, realizar la operación a nivel de la subestación de los seccionadores y operar a nivel de subestación los interruptores si se produjera falla en su sistema de mando.

- Atención 12 u 8 horas: Subestaciones con sistemas RTU los cuales solo comandan los interruptores de las celdas y llevan solo las principales medidas y señales de la subestación. El operador debe verificar la correcta operación de los equipos y realizar la operación a nivel de la subestación de los seccionadores

Subestaciones Desatendidas: Subestaciones las cuales cuentan con sistema de control coordinado, sistema de control el cual tiene el mando de los interruptores y seccionadores, recoge y procesa información de medidas eléctricas, estados de equipos, alarmas y eventos, los cuales transmite vía el sistema SCADA al centro de Control. En este caso no es necesario un operador permanente, solo una persona que periódicamente realice una inspección minuciosa de equipos ya que tanto el mando y control de medidas, eventos y alarmas lo puede realizar el Centro de control vía el sistema SCADA.

Así las subestaciones con control coordinado como las subestaciones San Juan, Chavarría y Santa Rosa no cuentan con operadores permanentes.

Los costos de operación de ETECEN vienen dados por los operadores de las subestaciones así como por la Gerencia de Coordinación la cual esta encargada del centro del control y además tiene una unidad de análisis.

1.6 Administración

1.6.1 Organización de la administración:

Esta formada por el Directorio del cual depende la Oficina de Auditoria Interna, la Gerencia General la cual tiene como apoyo a la Oficina de Accesoría Legal, la Gerencia de Administración y Finanzas la cual cuenta con las Unidades de Recursos Humanos, Contabilidad y Logística, la Gerencia de Planeamiento y Finanzas la cual tiene las Unidades de Comercialización, Finanzas y la Gerencia de Proyectos, gerencia la cual tiene las unidades de Obras Civiles, Obras y Estudios.

En la figura 1.3 se presenta el organigrama de ETECEN y en la Fig. 1.4 se presenta la distribución de personal por área.

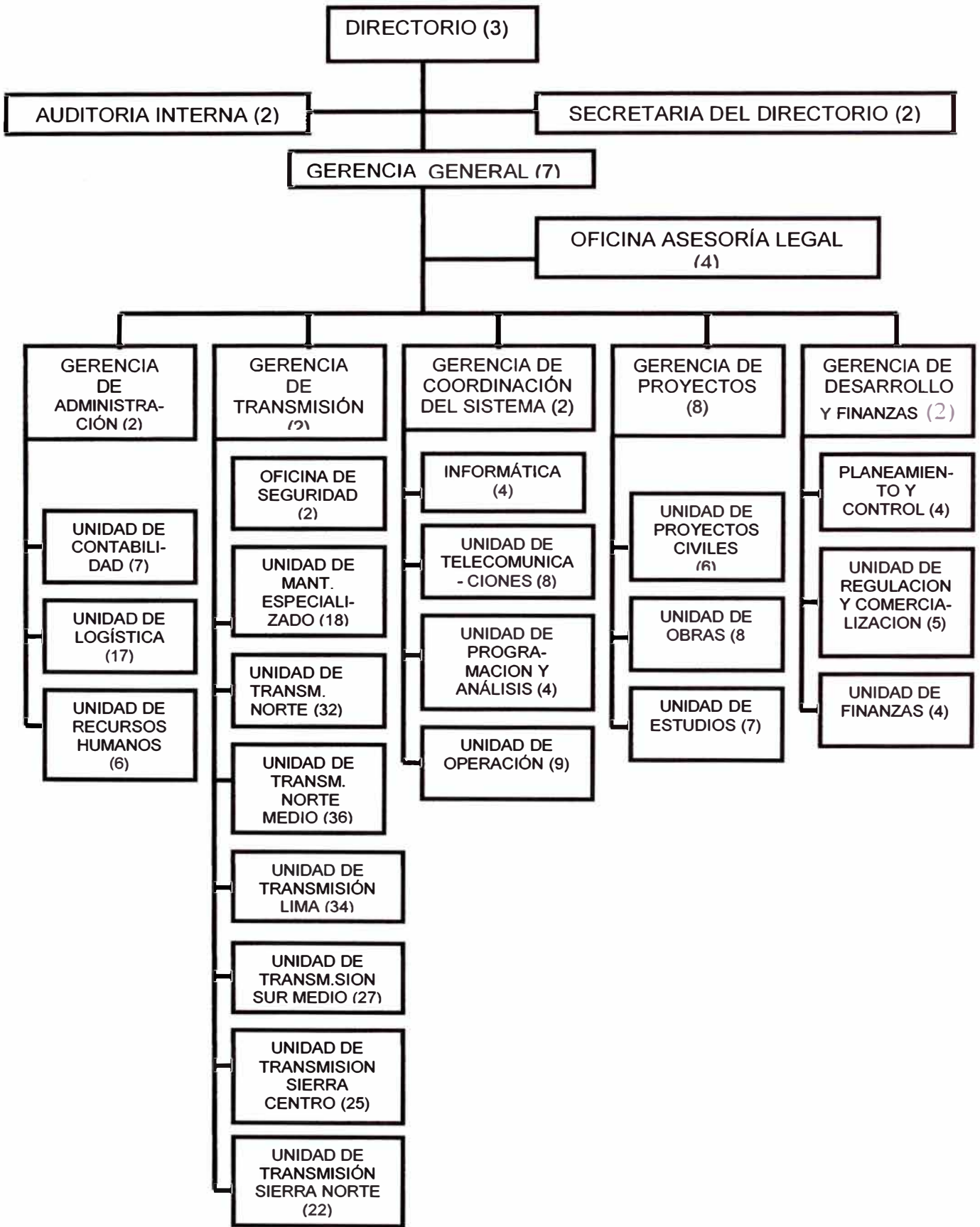


Fig. 1.4 Personal de ETECEN por área año 2001

1.7 Distribución de costos según el manual RM N°197-94-EM/VME:

El art. 31° inc. d) de la Ley de Concesiones eléctricas obliga la presentación de información técnica y económica a los organismos normativos y reguladores, el art. 59° del Reglamento señala que las empresas concesionarias y titulares de autorizaciones cuyos precios sean regulados, presentarán al OSINERG los Estados Financieros y otros que considere conveniente, estableciendo el OSINERG los formatos y los medios tecnológicos para la remisión de la información y el art. 150° del Reglamento dispone que los costos a reconocer para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno deberán ser evaluados y calificados por el OSINERG.

El manual RM N°197-94-EM/VME establece los formatos para la remisión de información de costos de las empresas eléctricas según la actividad que realizan; generación, transmisión o distribución.

1.7.1 Centros y Unidades de Costos: Para el caso de la actividad de transmisión eléctrica, se considera los gastos de las empresas distribuidos por cada unidad de costos el cual corresponde a los gastos en que incurre cada línea de transmisión y subestación que la empresa administra (unidad de costos línea de transmisión, unidad de costo subestación), estos a su vez se agrupan en dos centros de costos:

a) Centro de Costo Transmisión: Es un centro donde se acumulan los gastos de la actividad propia de la transmisión. Incluye los gastos de cada línea de transmisión y subestación de transformación, desde la barra de entrega de energía del generador hasta la barra de entrega al distribuidor y/o cliente de libre contratación. El costeo comprende los gastos incurridos en el mantenimiento de las redes y las subestaciones intermedias y/o finales de transformación.

b) Centro de Costo Administración: Es un centro donde se acumulan los gastos administrativos necesarios para desarrollar la actividad principal de la empresa. Incluye los gastos generales y de administración que son comunes a cada unidad de costos, los mismos que se distribuirán entre las líneas de transmisión y subestaciones que administre la empresa.

1.7.2 Costo de Servicio: El costo del servicio está formado por todos los gastos que tienen relación de causalidad directa o indirecta con la prestación del servicio público de electricidad, así tenemos:

a) Costos Directos: Son costos directamente relacionados con la actividad. Son aquellos gastos que se vinculan e identifican con trabajos específicos correspondientes a un centro de costo y unidad de costos en particular.

b) Costos Indirectos: costos no relacionados con la actividad. Son aquellos que no están vinculados en forma específica a un centro de costo o unidad de costos.

1.7.3 Elementos del Costo: El costo del servicio se acumula en los conceptos siguientes:

a) Combustibles y Lubricantes: Incluye los combustibles y lubricantes destinados a las centrales de generación. Los combustibles y lubricantes usados para automotores y equipo pesado se cargarán a "Suministros Diversos". No aplica para la actividad de transmisión

b) Suministros Diversos: Incluye los materiales y repuestos necesarios para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, así como para el mantenimiento de cada sistema según la actividad que desarrolle la empresa.

c) Compra de Energía: Incluye la adquisición de energía eléctrica que efectúan las empresas distribuidoras a las empresas generadoras, así como la importación de energía eléctrica o compra a terceros, de acuerdo a lo que determine la empresa, según su actividad. No aplica en la actividad de transmisión.

d) Gastos de Personal: Incluye las remuneraciones al personal tanto en efectivo como en especies, así como los aportes patronales por seguridad social, sistemas de pensiones u otros que fije la ley, asignaciones familiares, gratificaciones, compensaciones y otros.

Se excluyen los pagos por viáticos, refrigerios, gastos de viajes (registrado en cargas diversas de gestión) y compensación por tiempo de servicios (registrado en provisiones).

e) Servicios Prestados por Terceros: Incluye los gastos correspondientes a servicios recibidos de personas naturales o jurídicas siempre que tengan relación de causalidad con la prestación del servicio público de electricidad.

f) Tributos: Incluye los gastos generados por el pago de impuestos fiscales, municipales y otros, con excepción de las contribuciones sociales que se costean como cargas de personal y de aquellos tributos deducibles como crédito fiscal. Adicionalmente se ha de incluir los aportes al Organismo Supervisor de Inversión en Energía-OSINERG, Dirección General de Electricidad-DGE y al Comité de Operación Económica del Sistema-COES, establecidos por el D.L. N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento según D.S. N° 009-93-EM, al cual están obligadas las empresas de servicio público de electricidad según su actividad (generación, transmisión y distribución).

g) Cargas Diversas de Gestión: Comprende aquellos gastos diversos no incluidos en los anteriores rubros o elementos de costo y se refieren a seguros, regalías, suscripciones y cotizaciones, donaciones, gastos sindicales, viáticos, gastos de viaje y otros.

h) Provisiones del Ejercicio: Incluye las provisiones que afectan al centro de costo tales como la depreciación de activos, amortización de intangibles, compensación por tiempo de servicios, incobrables y otros.

i) Cargas Financieras: Incluye intereses, gastos bancarios, pérdidas por diferencia de cambio y otros gastos financieros incurridos por la empresa durante el ejercicio por:

- Préstamos y otras obligaciones relacionados con la compra de bienes del activo fijo en operación o con el financiamiento de proyectos de inversión.

- Préstamos y otras obligaciones para capital de trabajo.

En el presente informe no se analizarán las cargas financieras

1.7.4 Absorción de Costos Indirectos

En el cuadro N°2.6 los costos indirectos se han cargado en las líneas y subestaciones según los siguientes criterios:

a) Gastos de Administración: Los costos indirectos administrativos. La imputación de los gastos de administración a cada centro de costo o unidad de costo, se efectuó bajo el siguiente procedimiento:

- Los gastos de administración correspondientes a las áreas que realizan estudios y obras, fueron cargados directamente al costo de la inversión, por tanto en el presente trabajo no se está tomando en cuenta los gastos de la Gerencia de Proyectos

- Los gastos de administración fueron aplicados en forma proporcional a los costos directos de cada unidad de costos.

- Los gastos de los órganos de Gobierno de la empresa (Directorio, Auditoría Interna, Asesorías, Secretaría del Directorio, Gerencia General, Área de Operaciones, Comercialización, Finanzas, Administración y otras áreas equivalentes), serán aplicados en un 75% al costo del servicio y el 25% restante al costo de las inversiones en estudios y obras, siempre que este monto resultante no exceda del 7,5% del monto de la inversión analizada.

b) Cargas Financieras: No se está analizando en el presente trabajo.

1.7.5 Plan de Cuentas

- a) **Estructuras de las Cargas por Naturaleza:** A continuación se detallan las Cargas por Naturaleza que afectarán los costos de cada actividad:

Cuadro N°1.4 Cargas por Naturaleza

Cuenta	Descripción
606	Suministros Diversos
62	Cargas de Personal
63	Servicios Prestados por Terceros
64	Tributos
65	Cargas Diversas de Gestión
67	Cargas Financieras
68	Provisiones del Ejercicio

- b) **Estructura de las Cargas por Destino:** Según donde se realice el gasto los costos se acumulan en las cuentas que, por destino, se detallan a continuación en el cuadro N°1.5:

Cuadro N°1.5 Cargas por Destino

Cuenta	Descripción
912	Transmisión
912.01	Línea de Transmisión
912.01.01	Jefatura
912.01.02	Operación
912.01.03	Mantenimiento
912.01.04	Protección y Seguridad
912.01.05	Telecomunicaciones
912.01.06	Emergencia
912.01.07	Amortización Intangible
912.01.98	Otros
912.01.99	Depreciación
912.02	Subestación de Transformación
912.02.01	Jefatura
912.02.02	Operación
912.02.03	Mantenimiento
912.02.04	Protección y Seguridad
912.02.05	Telecomunicaciones
912.02.06	Emergencia
912.02.07	Amortización Intangible
912.02.98	Otros
912.02.99	Depreciación

Cuenta	Descripción
915	Administración:
915.01	Directorio
915.01.01	Directorio
915.01.02	Unidades de Asesoría y Apoyo
915.01.99	Depreciación
915.02	Gerencia General
915.02.01	Gerencia
915.02.02	Unidades de Asesoría y Apoyo
915.02.99	Depreciación
915.03	Área de Operaciones

915.03.01	Jefatura
915.03.02	Unidades de Apoyo
915.03.99	Depreciación
915.04	Sistemas Multiregionales
915.04.01	Jefatura
915.04.02	Unidades de Apoyo
915.04.99	Depreciación
915.05	Área de Comercialización
915.05.01	Jefatura
915.05.02	Unidades de Apoyo
915.05.99	Depreciación

915.06	Área de Finanzas
915.06.01	Jefatura
915.06.02	Contaduría
915.06.03	Recursos Financieros
915.06.04	Presupuesto
915.06.98	Otros
915.06.99	Depreciación
915.07	Área de Administración
915.07.01	Jefatura
915.07.02	Logística
915.07.03	Recursos Humanos
915.07.98	Otros
915.07.99	Depreciación
915.99	Otros

Para el registro de las transacciones que generan gastos, se utilizó el presente Plan de cuentas, así como las cuentas por naturaleza que igualmente dicho Plan incluye.

La codificación de cuentas está diseñada para efectuar por cada transacción un registro por destino y por naturaleza.

Las Empresas Concesionarias de Electricidad, elaboran los cuadros resúmenes que se indican a continuación, para su presentación al OSINERG:

Nº CC.02 Costo Combinado por Naturaleza y Destino para Empresas de Transmisión.

Nº CC.05 Costo Combinado por Destino y Naturaleza por Actividad de Transmisión.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE COSTOS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ETECEN

En el presente capítulo se presentan los costos de la empresa ETECEN del año 2001, basados en el modelo del manual de costos RM N°197-94-EM/VME, los datos tienen como fuente la unidad de contabilidad de la empresa ETECEN (anexo A, anexo B, anexo D, anexo E). A manera de comparación también se presentan los costos de los años 1996, 1997, 1998, 1999 y 2001

Es importante indicar que para el presente análisis se esta tomando en cuenta solo los costos del servicio, por tanto no se consideran los costos financieros, ni de inversión.

2.1 Actividad de Transmisión

2.1.1 Centros de Costo Transmisión y Administración

En el cuadro N°2.1 se observa que los costos de transmisión totales (líneas de transmisión, subestaciones, unidades de transmisión, gerencia de transmisión, gerencia de coordinación) son S/.118,875,673 que corresponden al 87% y los costos de administración son S/.17,105,941 que corresponden al 13%.

En el cuadro N°2.1A se observan los costos de los años 1996, 1997, 1998, 1999, 2001

En el cuadro N°2.1B se observan el porcentaje de costos de los años 1996, 1997, 1998, 1999 y 2001, los gastos administrativos oscilan entre 10% y 20%

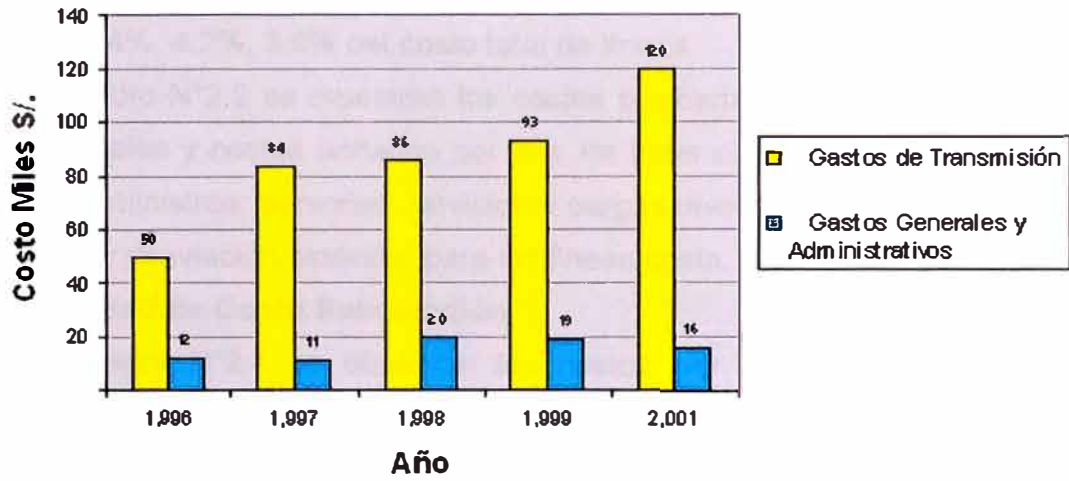
CUADRO N°2.1

RESUMEN DE COSTOS ACUMULADOS 2001

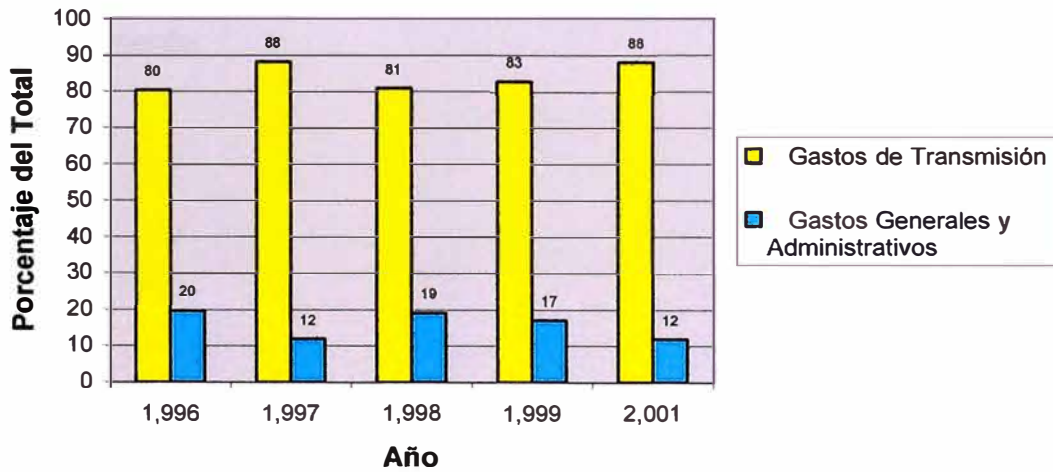
FUENTE: UNIDAD DE CONTABILIDAD ETECEN

	COSTO DEL SERVICIO								Total	%
	Suministros	Personal	Servicios	Tributos	Cargas Div.		Provisiones			
					Seguros	Otros	Depreciacion	Otros		
TRANSMISION	3,894,215.26	12,364,361.58	10,555,990.24	1,645,345.53	3,099,909.00	3,155,569.09	82,043,290.58	2,116,991.33	118,875,672.61	87%
Lineas de Transmision	2,489,593.44	1,744,012.68	3,825,831.83	107,154.46	2,140,158.08	736,730.85	48,746,967.14	0.20	59,790,448.69	44%
Subestaciones	686,626.85	5,043,603.42	4,137,163.17	807,114.72	847,669.69	714,795.66	28,758,884.46	69,572.43	41,065,430.40	30%
Unidades de Transmision	463,302.29	2,173,362.77	1,350,890.89	105,550.68	20,736.30	1,443,178.15	1,341,269.82	203,658.18	7,101,949.08	5%
Gerencia de Transmision	140,324.04	1,643,035.68	900,095.22	550,325.58	10,474.17	188,717.29	325,083.00	1,835,938.45	5,593,993.43	4%
Gerencia de Coordinación del Sistem	114,368.60	1,760,347.00	342,009.07	75,200.09	80,870.75	72,147.14	2,871,085.34	7,822.07	5,323,850.06	4%
ADMINISTRACIÓN	286,644.78	5,008,797.45	3,946,991.82	2,544,278.97	20,005.32	3,125,480.19	1,007,855.84	1,165,887.07	17,105,941.44	13%
Directorio	12,781.13	800,330.46	275,778.71	37,769.85		91,832.78	602,469.38	2,272.58	1,823,234.89	1%
G.General	29,299.87	796,330.80	170,534.34	24,504.50	20,005.32	80,312.10	40,046.26	3,663.30	1,164,696.49	1%
G.Adm.	158,856.97	2,089,622.01	2,877,926.71	2,444,045.84		497,176.46	222,085.11	1,154,528.87	9,444,241.97	7%
G.Desarr. Empresarial y Finanzas	85,706.81	1,322,514.18	622,752.06	37,958.78		2,456,158.85	143,255.09	5,422.32	4,673,768.09	3%
TOTAL	4,180,860.04	17,373,159.03	14,502,982.06	4,189,624.50	3,119,914.32	6,281,049.28	83,051,146.42	3,282,878.40	135,981,614.05	100%
%	3%	13%	11%	3%	2%	5%	61%	2%	100%	

CUADRO N°2.1A
Costos Anuales ETECEN



CUADRO N°2.1B
Costos Anuales ETECEN en Porcentaje



2.1.2 Unidad de costo Línea de Transmisión

En el cuadro N°2.1 se observan los costos por el total de las unidades de costo líneas de transmisión, los costos mayores están en los rubros de depreciación (48,746,967), servicios (3,825,832), suministros (2,489,593) y seguros (2,140,158) que corresponden al 81.5%, 6.4%, 4.2%, 3.6% del costo total de líneas.

En el cuadro N°2.2 se muestran los costos por cada línea de transmisión. Tenemos los costos totales y costos unitarios por Km. de línea con costos totales y solo tomando en cuenta suministros, personal, servicios y cargas diversas, además se muestran la media, mediana y desviación estándar para las líneas costa, sierra y selva respectivamente.

2.1.3 Unidad de Costo Subestación.

En el cuadro N°2.1 se observan los costos por el total de las unidades de costo subestaciones, los costos mayores están en los rubros depreciación (28,758,884), personal (5,043,603), servicios (4,137,163) que corresponden al 70%, 12.3% y 10% del costo total de subestaciones.

En el cuadro N°2.3 se muestran los costos por subestación de transmisión. Tenemos los costos totales y costos unitarios por celda de línea con costos totales y solo tomando en cuenta suministros, personal, servicios y cargas diversas, además se muestran la media, mediana y desviación estándar para las subestaciones costa, sierra y selva respectivamente.

CUADRO N°2.2A
GASTOS ACUMULADOS POR CADA LINEA DE TRANSMISION AÑO 2001
 FUENTE: OFICINA DE CONTABILIDAD ETECEN

	Longitud (km)/	Tensión	Zona	COSTO DEL SERVICIO							Costo Total	Costo Unitario	Valores estadísticos	
				Submateriales	Personal	Servicios	Tributos	Cargas Div.		Provisiones				Monto
								Seguros	Otros	Depreciación	Otros			
DIRECTOS														
LINEAS DE TRANSMISION				2,489,593.44	1,744,012.68	3,825,831.83	107,154.46	2,140,190.08	736,730.85	48,746,967.14	0.20	59,790,448.69		
L-120 Huanuco-Paragsha	86.21	138.00	Selva	10,514.63	22,779.49	90,188.63	1,279.73	47,256.23	16,554.71	776,970.50	-	965,543.91	11,199.91	Lineas Selva 138kV
L-121 Huanuco-Tingo Maria	88.16	138.00	Selva	15,806.63	23,296.82	142,898.40	1,387.60	40,270.51	22,000.98	785,703.96	-	1,031,324.89	11,698.33	media: 10,178.57
L-122 Tingo Maria-Aucayacu	44.42	138.00	Selva	8,567.41	11,674.27	105,138.85	693.90	20,087.05	33,324.78	390,759.94	-	570,245.81	12,837.59	mediana: 11,449.12
L-124 Aucayacu-Tocache	108.80	138.00	Selva	27,237.90	28,470.05	110,788.56	1,553.06	20,087.05	23,436.69	330,083.64	0.20	541,657.35	4,978.47	desvest: 3,533.85
L-201/202 Mantaro-Pomacocha	192.22	220.00	Sierra	498,842.78	34,909.60	379,797.12	2,430.66	92,359.98	35,265.49	4,799,977.73	-	5,843,583.36	30,400.50	Lineas Sierra 220kV
L-202 Mantaro-Pomacocha			Sierra	-	34,909.60	-	1,636.66	92,359.98	10,473.30	-	-	139,579.54	media: 22,917.30	
L-203/204 Mantaro-Independencia	66.47	220.00	Sierra	27,801.91	42,390.23	38,126.04	2,242.24	36,063.83	59,736.25	1,033,051.44	-	1,238,411.94	18,631.14	mediana: 26,890.74
L-204 Mantaro-Huancavelca				-	12,467.71	-	655.95	36,063.83	6,877.74	1,062,136.00	-	1,118,001.24	desvest: 9,862.60	
L-205-206 Pomacocha-S.Juan	112.19	220.00	Sierra	87,209.85	65,147.76	190,632.46	4,310.82	117,481.94	87,587.10	3,018,716.32	-	3,571,086.25	31,830.70	
L-206 Pomacocha-Lima				-	-	-	14.00	-	1,331.97	-	-	1,345.97		
L-218/219 Mantaro-Pachachaca	194.82	220.00	Sierra	50,661.19	64,832.12	60,555.54	3,442.95	233,983.55	15,139.66	4,181,596.68	-	4,610,211.68	23,663.95	
L220-Mantaro-Huayucachi	76.59	220.00	Sierra	21,946.04	12,467.71	19,512.14	655.95	65,427.79	4,959.75	927,366.82	-	1,052,336.20	13,739.86	
L-221 Huayucachi-Zapallal	244.11	220.00	Sierra	113,551.88	90,965.26	377,536.10	5,061.25	228,007.65	35,121.39	3,471,104.66	-	4,320,948.19	17,700.82	
L-222/223 Pachachaca-Callahuanca	72.64	220.00	Sierra	64,529.44	64,665.70	110,246.18	4,147.80	103,676.67	20,789.27	1,852,880.44	-	2,220,905.49	30,574.14	
L-224 Pachachaca Oroya Nueva			Sierra	964.51	4,987.09	109,168.20	325.38	5,032.44	1,106.58	-	-	121,574.20		
L-226 Pachachaca-Pomacocha	13.46	220.00	Sierra	174.29	2,493.54	2,144.51	177.69	11,219.09	4,881.85	384,290.86	-	405,381.83	30,117.52	
L-203-231 Huancavelca-Independencia	180.78	220.00	Sierra	75,087.14	71,752.17	83,707.82	5,082.98	205,286.42	67,403.96	5,031,603.44	-	5,539,923.94	30,644.56	
L-255 Vizcarra-AntaInna	52.07	220.00	Sierra	11,193.04	29,272.09	48,375.99	1,551.55	-	6,966.28	-	-	97,369.95	1,869.77	
L-207 Lima-Independencia	223.81	220.00	Costa	64,518.96	117,596.06	204,747.79	8,018.13	54,882.01	25,957.97	2,083,457.72	-	2,559,178.63	11,434.60	Lineas Costa 220kV
L-208 Lima-Independencia	216.60	220.00	Costa	17,415.84	117,596.06	127,893.46	7,550.63	95,119.25	14,305.06	1,935,435.02	-	2,315,315.32	10,689.36	media: 21,108.67
L-209 Independencia-Jca	55.19	220.00	Costa	1,326.62	23,145.86	46,263.89	2,010.60	16,466.24	18,319.48	522,362.74	-	629,895.42	11,413.22	mediana: 11,434.60
L-211 Ica-Marcona	155.00	220.00	Costa	3,082.90	62,493.82	94,444.58	4,781.21	44,335.29	32,070.94	1,218,944.18	-	1,460,152.92	9,420.34	desvest: 17,631.61
L-212/213 Zapallal-Huacho	106.96	220.00	Costa	474,901.49	98,444.74	273,043.18	7,071.76	37,653.73	18,047.32	1,550.67	-	910,712.90	8,514.52	
L-213 Zapallal-Paramonga	55.63	220.00	Costa	35,794.31	31,322.55	204,846.37	1,690.24	37,653.73	10,666.38	2,070,508.54	-	2,392,262.11	43,003.45	
L-215 Paramonga-Chimbote	220.31	220.00	Costa	31,906.87	124,477.08	134,462.65	6,597.85	76,897.42	20,869.55	2,114,672.02	-	2,509,883.43	11,352.51	
L-232 Chimbote-Trujillo	133.75	220.00	Costa	320,749.24	75,266.03	231,205.71	4,021.44	48,908.02	18,114.76	2,514,198.38	-	3,212,463.58	24,018.42	
L-233 2T Chimbote-Trujillo	132.89	220.00	Costa	6,310.12	74,771.09	67,635.42	3,963.21	82,759.30	3,583.84	2,369,764.60	-	2,608,797.58	19,631.26	
L-234 Trujillo-Guadalupe	103.35	220.00	Costa	121,366.44	115,206.49	173,496.21	6,483.87	46,649.36	25,092.79	801,606.94	-	1,289,892.10	12,480.61	
L-236 Guadalupe-Chiclayo	83.74	220.00	Costa	13,072.33	38,715.08	42,516.12	2,200.64	37,725.28	1,920.06	740,856.78	-	877,006.29	10,472.97	
L-238 Chiclayo-Plura	211.74	220.00	Costa	90,917.25	33,184.36	137,801.59	1,886.26	95,817.09	21,822.39	1,975,888.12	-	2,357,317.05	11,133.07	
L-242 Ventanilla-Zapallal	18.02	220.00	Costa	12,042.75	-	15,177.19	525.00	17,165.63	10,205.33	981,408.18	-	986,524.08	32,549.51	
L-243 Ventanilla-Zapallal				-	16,407.46	-	872.71	11,330.44	-	-	-	28,610.61		
L-244/245 Ventanilla-Chavarría	10.58	220.00	Costa	43,497.57	10,938.30	21,259.10	864.31	14,665.57	4,070.48	288,005.14	-	383,300.47	36,228.78	
L-246 Ventanilla-Chavarría	11.07	220.00	Costa	54,377.39	21,876.61	21,027.60	1,424.61	31,455.81	822.32	604,405.10	-	736,369.45	66,430.84	
L-248 Plura-Talara	103.80	220.00	Costa	476.67	47,011.17	18,057.25	2,672.20	3,960.41	-	-	-	72,177.70	695.35	
L-249 Talara-Zorrillos	137.00	220.00	Costa	947.98	60,837.98	20,386.59	3,458.14	5,808.86	-	-	-	91,439.11	667.44	
L2003/2004 Sta Rosa-Chavarría	8.46	220.00	Costa	28,709.20	10,938.30	34,653.46	982.81	7,752.91	26,481.61	302,647.50	-	412,165.80	48,719.36	Lineas Costa 60kV
L-2010/2011 S.Juan-Sta Rosa	26.37	220.00	Costa	139,669.66	32,814.91	31,832.32	1,909.92	19,901.90	3,782.77	618,211.08	-	848,322.56	32,169.99	media: 3,953.97
L-627/628 Marcona-San Nicolas	15.20	60.00	Costa	3,017.98	6,943.76	30,747.26	779.58	4,031.18	19,060.58	3,296.00	-	67,875.89	4,465.52	mediana: 3,953.97
L-628 Marcona-San Nicolas	15.20	60.00	Costa	11,214.13	6,943.76	25,767.55	539.58	4,323.92	-	3,536.00	-	52,324.94	3,442.43	desvest: 723.43

CUADRO N°2.2B
GASTOS ACUMULADOS POR CADA LINEA DE TRANSMISION AÑO 2001
 FUENTE: OFICINA DE CONTABILIDAD ETECEN

	Longitud (km)/ Nro Celdas	Tensión	Zona	COSTO DEL SERVICIO							Costo sin tributos ni provisiones	Costo Unitario sin tributos ni provisiones	Valores estadísticos	
				Cargas Div.				Provisiones						
				Suministros	Personal	Servicios	Tributos	Seguros	Otros	Depreciación				Otros
DIRECTOS														
LINEAS DE TRANSMISION				2,489,593.44	1,744,012.68	3,825,831.83	107,154.46	2,140,158.08	736,730.85	48,746,967.14	0.20	10,936,326.89		
L-120 Huanuco-Paragsha	86.21	138.00	Selva	10,514.63	22,779.49	90,188.63	1,279.73	47,258.23	16,554.71	776,970.50	-	187,293.69	2,172.53	Lineas Selva
L-121 Huanuco-Tingo Maria	88.16	138.00	Selva	15,806.63	23,296.82	142,858.40	1,367.60	40,270.51	22,000.98	785,703.96	-	244,233.34	2,770.34	media: 2,724.56
L-122 Tingo Maria-Aucayacu	44.42	138.00	Selva	8,567.41	11,674.27	105,138.85	693.50	20,087.05	33,324.78	390,759.94	-	178,792.36	4,025.04	mediana 2,471.44
L-124 Aucayacu-Tocache	108.80	138.00	Selva	27,237.90	28,470.05	110,788.56	1,653.06	20,087.05	23,436.89	330,083.64	0.20	210,020.45	1,930.34	desvest: 936.11
L-201/202 Mantaro-Pomacocha	192.22	220.00	Sierra	498,842.78	34,909.60	379,797.12	2,430.66	92,359.98	35,265.49	4,799,977.73	-	1,041,174.97	5,416.58	Lineas Sierra
L-202 Mantaro-Pomacocha			Sierra	-	34,909.60	-	1,836.66	92,359.98	10,473.30	-	-	137,742.88	media: 3,181.08	
L-203/204 Mantaro-Independencia	66.47	220.00	Sierra	27,801.91	42,390.23	38,126.04	2,242.24	36,063.83	58,736.25	1,033,051.44	-	203,118.26	3,055.79	mediana 2,919.74
L-204 Mantaro-Huancavelca				-	12,467.71	-	655.95	36,063.83	6,677.74	1,062,136.00	-	55,209.29	desvest: 1,466.98	
L-205-206 Pomacocha-S.Juan	112.19	220.00	Sierra	87,209.85	65,147.76	190,632.46	4,310.82	117,481.94	87,587.10	3,018,716.32	-	548,059.11	4,885.10	
L-206 Pomacocha-Llma				-	-	-	14.00	-	1,331.97	-	-	1,331.97		
L-218/219 Mantaro-Pachachaca	194.82	220.00	Sierra	50,661.19	64,832.12	60,555.54	3,442.95	233,983.55	15,139.66	4,181,596.68	-	425,172.05	2,182.38	
L-220 Mantaro-Huayucachi	76.59	220.00	Sierra	21,946.04	12,467.71	19,512.14	655.95	65,427.79	4,959.75	927,366.82	-	124,313.43	1,623.10	
L-221 Huayucachi-Zapallal	244.11	220.00	Sierra	113,551.88	90,565.26	377,536.10	5,061.25	228,007.65	35,121.39	3,471,104.66	-	844,782.28	3,460.66	
L-222/223 Pachachaca-Callahuanca	72.64	220.00	Sierra	64,529.44	64,665.70	110,246.18	4,147.80	102,676.67	20,789.27	1,852,850.44	-	363,907.26	5,009.74	
L-224 Pachachaca Oroya Nueva			Sierra	964.51	4,987.09	109,158.20	325.38	5,032.44	1,105.98	-	-	121,248.82		
L-226 Pachachaca-Pomacocha	13.46	220.00	Sierra	174.29	2,493.54	2,144.51	177.89	11,219.09	4,881.85	384,290.86	-	20,913.28	1,553.74	
L-203-231 Huancavelca-Independencia	180.78	220.00	Sierra	75,087.14	71,752.17	83,707.82	5,062.98	205,286.42	67,403.96	5,031,603.44	-	503,237.51	2,783.70	
L-255 Vizcarra-Antamina	52.07	220.00	Sierra	11,193.04	29,272.09	48,375.99	1,551.55	-	6,966.28	-	-	95,807.40	1,839.97	
L-207 Lima-Independencia	223.81	220.00	Costa	64,518.96	117,596.06	204,747.79	8,018.13	54,882.01	25,957.97	2,083,457.72	-	467,702.78	2,069.73	Lineas Costa 220kV
L-208 Lima-Independencia	216.60	220.00	Costa	17,415.84	117,596.06	127,893.46	7,550.63	95,119.25	14,305.06	1,935,435.02	-	372,329.66	1,718.97	media: 4,456.03
L-209 Independencia-Ica	55.19	220.00	Costa	1,326.62	23,145.86	46,263.89	2,010.60	16,466.24	18,319.48	522,362.74	-	105,522.09	1,911.98	mediana 2,089.73
L-211 Ica-Marcona	155.00	220.00	Costa	3,082.90	62,493.82	94,444.58	4,781.21	44,335.29	32,070.94	1,218,944.18	-	236,427.54	1,525.34	desvest: 3,852.25
L-212/213 Zapallal-Huacho	106.96	220.00	Costa	474,901.49	98,444.74	273,043.18	7,071.76	37,653.73	18,047.32	1,560.67	-	902,090.46	8,433.90	
L-213 Zapallal-Paramonga	55.63	220.00	Costa	35,794.31	31,322.55	204,646.37	1,690.24	37,653.73	10,666.38	2,070,508.54	-	320,083.34	5,753.79	
L-215 Paramonga-Chimbote	220.31	220.00	Costa	31,906.87	124,477.08	134,462.65	6,597.85	76,897.42	20,869.55	2,114,672.02	-	388,613.56	1,763.94	
L-232 Chimbote-Trujillo	133.75	220.00	Costa	320,749.24	75,266.03	231,205.71	4,021.44	48,908.02	18,114.76	2,514,198.38	-	694,243.77	5,190.61	
L-233 2T Chimbote-Trujillo	132.89	220.00	Costa	6,310.12	74,771.09	67,635.42	3,963.21	82,759.30	3,593.84	2,369,764.60	-	235,069.78	1,768.90	
L-234 Trujillo-Guadalupe	103.35	220.00	Costa	121,366.44	115,206.49	173,496.21	6,483.87	46,649.36	25,092.79	801,606.94	-	481,801.29	4,661.84	
L-236 Guadalupe-Chilclayo	83.74	220.00	Costa	13,072.33	38,715.08	42,516.12	2,200.64	37,725.28	1,920.06	740,856.78	-	133,948.87	1,599.58	
L-238 Chilclayo-Plura	211.74	220.00	Costa	90,917.25	33,184.36	137,801.59	1,886.26	95,817.09	21,822.39	1,975,888.12	-	379,542.67	1,792.49	
L-242 Ventanilla-Zapallal	18.02	220.00	Costa	12,042.75	-	15,177.19	525.00	17,165.63	10,205.33	531,408.18	-	54,590.90	3,029.46	
L-243 Ventanilla-Zapallal				-	16,407.46	-	872.71	11,330.44	-	-	-	27,737.90		
L-244/245 Ventanilla-Chavarria	10.58	220.00	Costa	43,497.57	10,938.30	21,259.10	864.31	14,665.57	4,070.48	288,005.14	-	94,431.03	8,925.43	
L-246 Ventanilla-Chavarria	11.07	220.00	Costa	54,377.39	21,876.61	21,027.60	1,424.61	31,455.81	822.32	604,405.10	-	129,559.73	11,703.68	
L-248 Plura-Talara	103.80	220.00	Costa	476.67	47,011.17	18,057.25	2,672.20	-	3,960.41	-	-	69,505.50	669.61	
L-249 Talara-Zeritos	137.00	220.00	Costa	947.98	60,837.98	20,386.59	3,458.14	-	5,808.86	-	-	87,980.96	642.20	
L2003/2004 Sta Rosa-Chavarria	8.46	220.00	Costa	28,709.20	10,938.30	34,653.46	982.81	7,752.91	26,481.61	302,647.50	-	108,535.49	12,829.25	Lineas Costa 60kV
L-2010/2011 S.Juan-Sta Rosa	26.37	220.00	Costa	139,869.66	32,814.91	31,832.32	1,909.92	19,901.90	3,782.77	618,211.08	-	228,201.56	8,653.83	media: 3,685.84
L-627/628 Marcona-San Nicolas	15.20	60.00	Costa	3,017.53	6,943.76	30,747.26	779.58	4,031.18	19,060.58	3,296.00	-	63,800.31	4,197.39	mediana 3,685.84
L-628 Marcona-San Nicolas	15.20	60.00	Costa	11,214.13	6,943.76	25,767.55	539.58	4,323.92	-	3,536.00	-	48,249.36	desvest: 723.43	

CUADRO N°2.3A
GASTOS ACUMULADOS SUBESTACIONES AÑO 2001
 FUENTE: OFICINA DE CONTABILIDAD ETECEN

	Longitud (km)/ Nro Celdas	Tensión	Zona	COSTO DEL SERVICIO								Costo Total	Costo Unitario	Valores estadísticos	
				Cargas Div.				Provisiones				Monto			
				Sanhúntos	Personal	Servicios	Tributos	Seguros	Otros	Depreciación	Otros				
DIRECTOS															
SUBESTACIONES				686,626.85	5,043,603.42	4,137,163.17	807,114.72	847,669.69	714,795.66	28,758,884.46	69,572.43	41,065,430.40			
Zapallal	4.00	220.00	Costa	13,632.97	189,290.42	165,374.20	157,485.45	36,584.01	28,480.89	638,319.17	1,016.15	1,229,393.26	307,345.61	SSEE Costa 220kV	
Ventanilla	8.00	220.00	Costa	12,855.36	61,028.80	40,284.00	6,471.46	33,485.08	2,559.50	617,583.37	-	774,267.55	96,783.45	media: 217,578.60	
Chovarrio	8.00	220.00	Costa	12,007.39	85,740.92	130,053.79	31,096.54	31,612.32	15,050.69	1,970,599.01	-	2,276,160.66	284,520.08	mediana: 205,331.34	
Sta Rosa	9.00	220.00	Costa	21,381.42	131,176.27	64,630.34	2,572.43	12,363.12	8,106.99	1,195,140.00	-	1,435,370.58	159,485.62	desvest: 87,372.64	
Son Juan	13.00	220.00	Costa	40,207.25	216,243.25	179,768.10	127,605.93	53,365.92	22,945.96	2,202,124.84	54,000.00	2,896,261.25	222,789.33		
Independencia	15.00	220.00	Costa	22,847.25	327,632.66	186,644.43	28,034.01	38,551.48	49,393.07	1,721,030.61	1,269.32	2,375,402.83	158,360.19		
Ica	4.00	220.00	Costa	28,981.12	193,304.49	118,159.25	15,496.24	13,663.28	23,565.31	634,471.59	959.44	1,028,600.73	257,150.18		
Morcona	5.00	220.00	Costa	46,482.85	245,647.82	180,487.25	20,512.90	19,536.98	49,344.59	1,072,630.70	278.90	1,635,322.00	327,064.40		
Trujillo	12.00	220.00	Costa	42,066.12	291,640.50	286,466.60	90,362.22	86,309.25	35,554.87	2,457,767.47	1,134.91	3,291,301.94	274,275.16		
Chimbote	20.00	220.00	Costa	156,841.67	365,598.82	376,151.18	46,216.71	66,148.57	40,646.99	2,510,218.08	1,379.67	3,563,201.69	178,160.08		
Paramonga	8.00	220.00	Costa	20,616.28	300,297.66	173,319.82	32,124.97	40,606.22	24,629.93	1,740,279.61	1,224.58	2,333,099.07	291,637.38		
Huacho	3.00	220.00	Costa	11,530.46	94,260.52	78,629.72	2,160.19	272.56	11,716.99	195,238.52	-	393,808.97	131,269.66		
Plura	8.00	220.00	Costa	20,747.88	190,924.82	100,627.51	34,720.53	32,668.77	44,015.53	1,218,237.92	707.74	1,642,650.71	205,331.34		
Chiclayo	7.00	220.00	Costa	72,690.92	284,938.70	180,802.75	55,410.35	82,605.16	57,307.60	2,004,858.83	1,222.06	2,739,836.38	391,405.20		
Guadalupe	8.00	220.00	Costa	23,312.95	203,593.10	94,519.51	12,349.42	37,600.49	29,816.92	1,186,567.46	990.38	1,588,950.22	198,618.78		
Talara	6.00	220.00	Costa	22,959.23	198,339.45	211,006.39	14,863.90	105.22	11,236.14	4,928.41	-	463,438.74	77,239.79		
Zorritos	2.00	220.00	Costa	7,213.03	199,387.50	47,408.57	5,265.84	76.88	11,625.99	3,821.64	-	274,799.45	137,389.72	SSEE Costa 60kV	
San Nicolas	8.00	60.00	Costa	846.00	15,044.81	15,948.00	29.00	15,617.96	4,481.58	523,889.96	-	575,857.31	71,982.16	media: 71,982.16	
Callahuanca	4.00	220.00	Sierra	13,253.61	168,544.90	82,769.89	48,065.16	22,248.05	8,455.54	569,388.35	-	902,725.49	225,681.37	SSEE Sierra 220kV	
Vizcorra	4.00	220.00	Sierra	5,609.27	134,201.20	106,728.68	3,324.57	35.49	17,408.49	1,476.82	-	268,784.52	67,196.13	media: 203,870.71	
Aritamina	3.00	220.00	Sierra	-	-	65.00	-	-	1,115.96	-	-	1,180.96	393.65	mediana: 231,069.63	
Huayucachi	5.00	220.00	Sierra	12,536.58	185,370.88	114,465.71	10,577.43	42,926.18	25,605.87	966,389.08	1,724.00	1,359,595.74	271,919.15	desvest: 122,959.28	
Pomacocha	6.00	220.00	Sierra	13,355.61	147,081.33	140,895.49	8,070.67	23,936.94	26,467.93	562,319.86	887.62	923,015.45	153,835.91		
Pachachaca	7.00	220.00	Sierra	5,817.53	179,682.25	107,840.80	12,318.16	68,962.41	20,819.81	1,937,223.45	450.88	2,333,325.29	333,332.18		
Oroya	-	-	Sierra	15,533.41	27,602.51	198.50	-	-	11,749.58	-	-	55,084.00	-		
Huancavelca	5.00	220.00	Sierra	10,549.50	175,329.17	149,916.53	13,748.06	30,144.66	32,307.64	743,352.58	-	1,155,348.14	231,069.63		
Paragsa il	2.00	220.00	Sierra	5,438.67	95,750.09	113,685.90	8,244.48	14,101.70	22,164.20	434,987.56	702.77	695,075.38	347,537.69		
Huanuco	5.00	138.00	Selva	8,684.92	111,242.16	214,175.16	4,923.29	14,663.30	18,944.51	502,687.17	919.80	876,240.31	175,248.06	SSEE Selva 138kV	
Tingo maria	7.00	138.00	Selva	10,664.44	90,747.00	191,710.67	6,758.36	19,252.59	30,158.42	630,050.60	548.80	979,890.88	139,984.41	media: 166,627.88	
Atcayacu	4.00	138.00	Selva	3,610.62	73,171.53	161,414.02	2,522.65	9,621.58	14,060.48	325,229.34	155.41	589,785.63	147,446.41	mediana: 161,347.24	
Tocache	2.00	138.00	Selva	4,152.54	89,182.38	95,611.40	5,595.30	3.53	15,057.69	198,072.46	-	407,665.30	203,832.65	desvest: 29,076.37	

CUADRO N°2.3B
GASTOS ACUMULADOS SUBESTACIONES AÑO 2001
 FUENTE: OFICINA DE CONTABILIDAD ETECEN

	Longitud (km)/	Tensión	Zona	COSTO DEL SERVICIO								Costo sin tributos ni provisiones	Costo Unitario sin tributos ni provisiones	Valores estadísticos		
				Cargas Div.				Provisiones								
				Simulstros	Personal	Servicios	Tributos	Seguros	Otros	Depreciación	Otros					
Nro Celdas																
DIRECTOS																
SUBESTACIONES				686,626.85	5,043,603.42	4,137,163.17	807,114.72	847,669.69	714,795.66	28,758,884.46	69,572.43	11,429,858.79				
Zapallal	4.00	220.00	Costa	13,832.97	188,290.42	165,374.20	157,485.45	36,584.01	28,480.89	638,319.17	1,016.15	432,562.49	108,140.62	SSEE Costa		
Ventanilla	8.00	220.00	Costa	12,855.36	61,028.80	40,284.00	6,471.46	33,485.08	2,559.50	617,583.37	-	150,212.73	18,776.59	media: 65,881.96		
Chavarría	8.00	220.00	Costa	12,007.39	85,740.92	130,053.79	31,096.54	31,612.32	15,050.69	1,970,599.01	-	274,465.11	34,308.14	mediana 61,836.44		
Sa Rosa	9.00	220.00	Costa	21,381.42	131,176.27	64,630.34	2,572.43	12,363.12	8,106.99	1,195,140.00	-	237,658.15	26,406.45	desvest: 32,453.45		
San Juan	13.00	220.00	Costa	40,207.25	216,243.25	179,768.10	127,605.93	53,365.92	22,945.96	2,202,124.84	54,000.00	512,530.48	39,425.42			
Independencia	15.00	220.00	Costa	22,847.25	327,632.66	186,644.43	28,034.01	38,551.48	49,393.07	1,721,030.61	1,269.32	625,069.89	41,671.26			
Ica	4.00	220.00	Costa	28,981.12	193,304.49	118,159.25	15,496.24	13,663.28	23,565.31	634,471.59	959.44	377,673.46	94,418.36			
Marcona	5.00	220.00	Costa	46,482.85	245,647.82	180,487.25	20,512.90	19,936.98	49,344.59	1,072,630.70	278.90	541,899.50	108,379.90			
Trujillo	12.00	220.00	Costa	42,068.12	291,640.50	286,466.60	90,362.22	86,309.25	36,554.87	2,457,767.47	1,134.91	742,037.34	61,836.44			
Chimote	20.00	220.00	Costa	156,841.67	365,598.82	376,151.18	46,216.71	66,148.57	40,646.99	2,510,218.08	1,379.67	1,005,387.23	50,269.36			
Paramonga	8.00	220.00	Costa	20,616.28	300,297.66	173,319.82	32,124.97	40,806.22	24,629.93	1,740,279.61	1,224.58	559,469.91	69,933.74			
Huacho	3.00	220.00	Costa	11,530.46	94,260.92	78,629.72	2,160.19	272.56	11,716.99	195,238.92	-	196,410.26	65,470.09			
Plura	8.00	220.00	Costa	20,747.88	190,924.82	100,627.51	34,720.53	32,688.77	44,015.53	1,218,237.92	707.74	388,984.52	48,623.06			
Chiclayo	7.00	220.00	Costa	72,690.92	284,938.70	180,802.75	55,410.35	82,605.16	57,307.60	2,004,858.83	1,222.06	678,345.14	96,906.45			
Guadalupe	8.00	220.00	Costa	23,312.95	203,593.10	94,519.51	12,349.42	37,800.49	29,816.92	1,186,567.46	990.38	389,042.96	48,630.37			
Talara	6.00	220.00	Costa	22,989.23	198,339.45	211,006.39	14,863.90	105.22	11,236.14	4,928.41	-	443,646.43	73,941.07			
Zorritos	2.00	220.00	Costa	7,213.03	199,387.50	47,408.57	5,265.84	76.88	11,625.99	3,821.64	-	265,711.97	132,855.98	SSEE Costa 60kV		
San Nicolas	8.00	60.00	Costa	846.00	15,044.81	15,948.00	29.00	15,617.96	4,481.58	523,889.96	-	51,938.35	6,492.29	media: 6,492.29		
Callahuanca	4.00	220.00	Sierra	13,253.61	168,544.90	82,769.89	48,065.16	22,248.05	8,455.54	569,388.35	-	295,271.98	73,818.00	SSEE Sierra		
Vizcarra	4.00	220.00	Sierra	5,609.27	134,201.20	106,728.68	3,324.57	35.49	17,408.49	1,476.82	-	263,983.13	65,995.78	media: 66,874.12		
Antamina	3.00	220.00	Sierra	-	-	65.00	-	-	1,115.96	-	-	1,180.96	393.65	mediana 65,995.78		
Huayucachi	5.00	220.00	Sierra	12,986.58	185,370.88	114,465.71	10,577.43	42,926.18	25,605.87	966,389.08	1,724.00	380,905.23	76,181.05	desvest: 34,596.66		
Pomacocha	6.00	220.00	Sierra	13,355.61	147,081.33	140,895.49	8,070.67	23,936.94	26,467.93	562,319.86	887.62	351,737.30	58,622.88			
Pachachaca	7.00	220.00	Sierra	5,817.53	179,892.25	107,840.80	12,318.16	68,962.41	20,819.81	1,937,223.45	450.88	383,332.60	54,761.63			
Oroya			Sierra	15,533.41	-	27,602.51	198.50	-	11,749.58	-	-	54,885.50				
Huancavelica	5.00	220.00	Sierra	10,549.50	175,329.17	149,916.53	13,748.06	30,144.66	32,307.64	743,362.58	-	398,247.50	79,649.50			
Paragsha II	2.00	220.00	Sierra	5,438.67	95,750.09	113,685.90	8,244.48	14,101.70	22,164.20	434,987.56	702.77	251,140.57	125,570.26			
Huanuco	5.00	138.00	Selva	8,684.92	111,242.16	214,175.16	4,923.29	14,663.30	18,944.51	502,687.17	919.80	367,710.05	73,542.01	SSEE Selva		
Tingo maria	7.00	138.00	Selva	10,664.44	90,747.00	191,710.67	6,758.36	19,252.59	30,158.42	630,050.60	548.80	342,533.12	48,933.30	media: 72,487.16		
Aucayacu	4.00	138.00	Selva	3,610.62	73,171.53	161,414.02	2,522.65	9,621.58	14,060.48	325,229.34	155.41	261,878.23	65,469.56	mediana 69,505.78		
Tocache	2.00	138.00	Selva	4,152.54	89,182.38	95,611.40	5,585.30	3.53	15,057.69	198,072.46	-	204,007.54	102,003.77	desvest: 22,183.88		

2.2 Costos de Servicio

En los cuadros N°2.2A, N°2.2B, N°2.3A, N°2.3B y N°2.4 se muestra el detalle de los costos por cada línea de transmisión y por cada subestación para el caso de los costos directos y por los órganos y oficinas administrativas para el caso de los costos indirectos

2.2.1 Costos Directos

En el cuadro N°2.5 se muestran los costos de servicio directos que corresponden al 74% del total, correspondiendo el 44% a líneas de transmisión y 30% a subestaciones, siendo los rubros mayores depreciación (77,505,852), servicios (7,962,995) y personal (6,787,616) que corresponden al 77%, 8% y 7% respectivamente

2.2.2 Costos Indirectos

En el cuadro N°2.4 se muestran los costos de servicio indirectos que corresponden al 26% del total, en los costos indirectos los de mayor peso son los gastos administrativos resultantes de los gastos del directorio, gerencia de administración, gerencia de desarrollo empresarial y finanzas en un total de 13%. Dentro de los costos indirectos los mayores rubros son personal (10,585,543), servicios (6,539,987) y depreciación (5,545,294) que corresponden al 30%, 19 y 16% respectivamente

CUADRO N°2.4
GASTOS ACUMULADOS INDIRECTOS 2001
 FUENTE: OFICINA DE CONTABILIDAD ETECEN

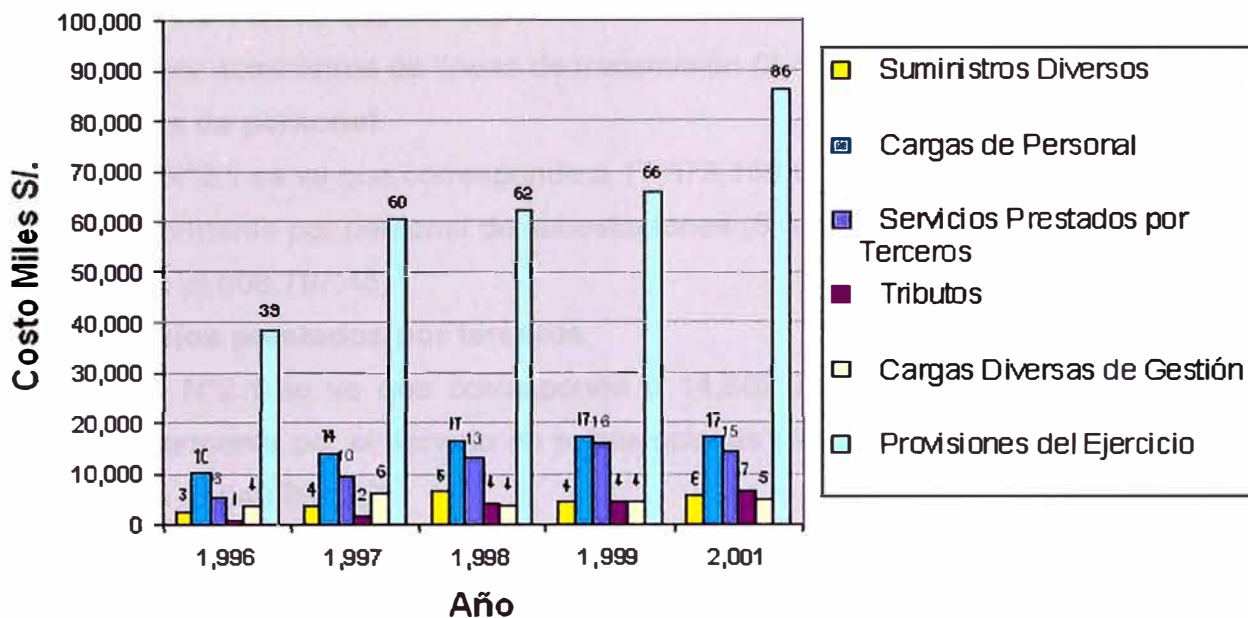
	COSTO DEL SERVICIO								Costo Total
	Cargas Div.					Provisiones			Monto
	Suministros	Personal	Servicios	Tributos	Seguros	Otros	Depreciación	Otros	
INDIRECTOS									-
G.Transmisión	140,324.04	1,643,035.68	900,095.22	550,325.58	10,474.17	188,717.29	325,083.00	1,835,938.45	5,593,993.43
Unid. Transmisión	463,302.29	2,173,362.77	1,350,890.89	105,550.68	20,736.30	1,443,178.15	1,341,269.82	203,658.18	7,101,949.08
Lima	42,177.74	339,451.26	240,850.53	11,641.64	6,966.43	168,682.94	536,580.70	8,775.89	1,355,127.13
Sur Medio	52,186.33	378,682.85	405,425.26	32,238.45	5,796.99	170,899.48	274,729.63	4,649.58	1,324,608.57
Norte Medio	67,864.64	337,311.41	252,177.00	15,083.36	2,215.09	364,928.77	122,676.50	11,432.91	1,173,689.68
Norte	70,638.25	380,910.57	111,499.90	16,981.32	2,144.62	311,142.31	142,133.26	6,535.27	1,041,985.50
Sierra Centro	201,217.20	341,133.38	228,773.68	15,288.33	2,276.86	322,256.89	183,354.41	168,955.15	1,463,255.90
Sierra Norte	29,218.13	395,873.30	112,164.52	14,317.58	1,336.30	105,267.76	81,795.32	3,309.38	743,282.29
Depreciacion									
G.COSI	114,368.60	1,760,347.00	342,009.07	75,200.09	80,870.75	72,147.14	2,871,085.34	7,822.07	5,323,850.06
G.Administracion	286,644.78	5,008,797.45	3,946,991.82	2,544,278.97	20,005.32	3,125,480.19	1,007,855.84	1,165,887.07	17,105,941.44
Directorio	12,781.13	800,330.46	275,778.71	37,769.85		91,832.78	602,469.38	2,272.58	1,823,234.89
G.General	29,299.87	796,330.80	170,534.34	24,504.50	20,005.32	80,312.10	40,046.26	3,663.30	1,164,696.49
G.Adm.	158,856.97	2,089,622.01	2,877,926.71	2,444,045.84		497,176.46	222,085.11	1,154,528.87	9,444,241.97
G.Desarr.Empresarial y Finanzas	85,706.81	1,322,514.18	622,752.06	37,958.78		2,456,158.85	143,255.09	5,422.32	4,673,768.09
	1,004,639.71	10,585,542.90	6,539,987.00	3,275,355.32	132,086.54	4,829,522.77	5,545,294.00	3,213,305.77	35,125,734.01

CUADRO N°2.5
RESUMEN DE COSTOS ACUMULADOS 2001

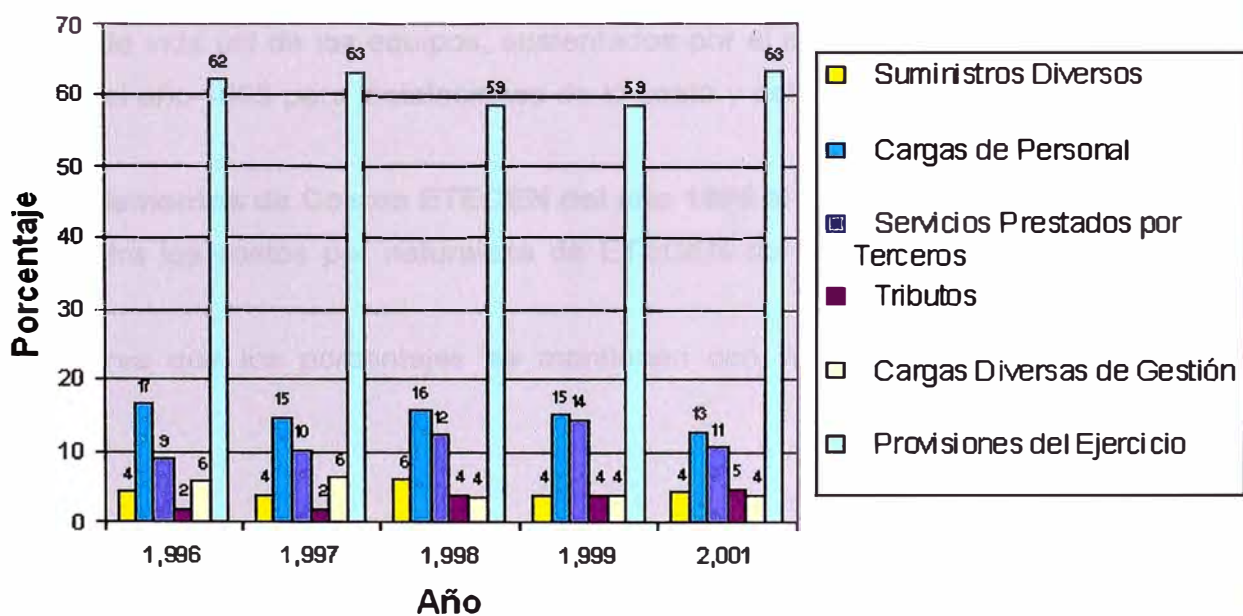
FUENTE: OFICINA DE CONTABILIDAD ETECEN

	COSTO DEL SERVICIO								Total	%
	Suministros	Personal	Servicios	Tributos	Cargas Div.		Provisiones			
					Seguros	Otros	Depreclacion	Otros		
DIRECTOS	3,176,220.33	6,787,616.13	7,962,995.06	914,269.18	2,987,827.78	1,451,526.51	77,505,852.42	69,572.63	100,855,880.04	74%
Lineas de Transmision	2,489,593.44	1,744,012.68	3,825,831.83	107,154.46	2,140,158.08	736,730.85	48,746,967.14	0.20	59,790,448.69	44%
Subestaciones	686,626.85	5,043,603.42	4,137,163.17	807,114.72	847,669.69	714,795.66	28,758,884.46	69,572.43	41,065,430.40	30%
INDIRECTOS	1,004,639.71	10,585,542.90	6,539,987.00	3,275,355.32	132,086.54	4,829,522.77	5,545,294.00	3,213,305.77	35,125,734.01	26%
Unidades de Transmision	463,302.29	2,173,362.77	1,350,890.89	105,550.68	20,736.30	1,443,178.15	1,341,269.82	203,658.18	7,101,949.08	5%
Gerencia de Transmision	140,324.04	1,643,035.68	900,095.22	550,325.58	10,474.17	188,717.29	325,083.00	1,835,938.45	5,593,993.43	4%
Gerencia de Coordinación del Sistema	114,368.60	1,760,347.00	342,009.07	75,200.09	80,870.75	72,147.14	2,871,085.34	7,822.07	5,323,850.06	4%
Gastos Administrativos	286,644.78	5,008,797.45	3,946,991.82	2,544,278.97	20,005.32	3,125,480.19	1,007,855.84	1,165,887.07	17,105,941.44	13%
TOTAL	4,180,860.04	17,373,159.03	14,502,982.06	4,189,624.50	3,119,914.32	6,281,049.28	83,051,146.42	3,282,878.40	135,981,614.05	100%
%	3%	13%	11%	3%	2%	5%	61%	2%	100%	

Cuadro N°2.5A
Costos Anuales ETECEN



CUADRO 2.5B
Costos Anuales ETECEN en Porcentaje



2.3 Elementos de Costo

Los elementos de costo de mayor porcentaje son depreciación con 61%.

Personal con un 13% y servicios con 11%

2.3.1 Suministros Diversos

En el cuadro N°2.1 se ve que corresponde a 4,180,860.04 que es el 3% del total, formado mayormente por suministros de líneas de transmisión (2,489,593.44)

2.3.2 Gastos de personal

En el cuadro N°2.1 se ve que corresponde a 17,373,159.03 que es el 13% del total, formado mayormente por personal de subestaciones (5,043,603.42) y personal del área administrativa (5,008,797.45)

2.3.3 Servicios prestados por terceros

En el cuadro N°2.1 se ve que corresponde a 14,502,982.06 que es el 11% del total, formado mayormente por el servicio en subestaciones (4,137,163.17) y servicios en área administrativa (3 946 991.82)

2.3.4 Tributos

En el cuadro N°2.1 se ve que corresponde a 4,189,624.50 que es el 3% del total, formado mayormente por tributos del área administrativa

2.3.5 Cargas Diversa de Gestión

En el cuadro N°2.1 se ve que corresponde 9,400,963.65 que es el 7% del total, donde 3,119,914 es por pagos de seguros de las instalaciones (2% del total).

2.3.6 Provisiones del Ejercicio

Corresponde a 86,334,025 (63% del total) formado principalmente por la depreciación que corresponde a 83,051,146 (61% del total), depreciación que se calcula en función de criterios de vida útil de los equipos, sustentados por el estudio de tasación de Black and Veatch del año 1995 para instalaciones de la costa y del año 1997 para instalaciones de la sierra.

2.3.7 Elementos de Costos ETECEN del año 1996 al 2001

Se muestra los costos por naturaleza de ETECEN del año 1996 al 2001 en el cuadro N°2.5A.

Se observa que los porcentajes se mantienen con ligeras variaciones en el cuadro N°2.5B

2.4 Absorción de Costos Indirectos

2.4.1 Gastos de Administración, los costos indirectos se distribuyen sobre la base del costo directo de cada línea de transmisión y subestación. Se presentan los costos en el cuadro N°2.6

2.4.2 Cargas Financieras, en el presente informe no se consideran las cargas financieras

CUADRO N°2.6

GASTOS ACUMULADOS A DICIEMBRE 2001
FUENTE: OFICINA DE CONTABILIDAD ETECEN

	Longitud/ Caldos	Tensión	Zona	COSTO DE TRANSMISIÓN + COSTO DE ADMINISTRACIÓN								Costo Total			Total	
				Santhiaba	Paracatal	Servicios	Trincheras	Cortas Div.	Provisiones	Despreciables	Monto	Costo/km Costo/celda	Costo/km Costo/celda Promedio	Sin Tributos, ni prev. ni depreciación	Costo/km Costo/celda	Costo/km Costo/celda Promedio
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				3,129,261.25	8,102,600.30	7,818,888.90	2,054,240.42	5,879,774.93	1,942,671.58	62,185,526.73	81,112,854.11	24,930,415.38				
L-120 Huancu-Paragsha	86.21	138.00	Selva	20,766.47	171,993.33	159,326.99	34,109.80	115,708.56	29,387.04	831,408.22	1,362,701.41	15,806.77	138kV selva	467,795.35	5,426.23	
L-121 Huancu-Tingo Maria	88.16	138.00	Selva	26,531.34	179,625.46	215,841.11	36,343.99	116,882.00	31,363.69	843,220.02	1,449,807.51	16,445.19	14,203.72	538,879.91	6,112.52	
L-122 Tingo Maria-Aucayacu	44.42	138.00	Selva	14,398.05	95,752.35	145,111.54	19,972.60	83,315.89	17,330.48	422,283.97	799,164.86	17,991.10	5,169.92	339,577.82	7,644.71	
L-124 Aucayacu-Tocache	108.80	138.00	Selva	31,039.29	85,761.10	142,089.39	19,014.91	65,678.36	16,265.10	355,164.74	715,012.89	6,571.81	220kV	324,568.13	2,983.16	
L-201/202 Montaro-Pomococha	192.22	220.00	Sierra	565,239.75	581,713.77	720,262.52	188,751.17	386,538.40	203,793.89	5,075,480.63	7,721,800.14	40,171.68	29,244.23	2,253,774.45	11,724.97	
L-202 Montaro-Pomococha			Sierra	1,654.66	48,098.74	8,210.93	6,292.85	109,275.86	4,925.50	6,643.26	185,101.81			167,240.20		
L-203/204 Montaro-Independencia	66.47	220.00	Sierra	35,777.04	147,919.54	103,352.99	41,264.65	140,027.05	38,070.64	1,085,882.90	1,592,294.73	23,955.09		427,076.63	6,425.10	
L-204 Montaro-Huancavelca				21,031.72	131,203.22	74,611.24	36,936.63	105,738.38	45,963.31	1,122,434.76	1,537,938.45			332,584.55		
L-205-206 Pomococha-S.Juan	112.19	220.00	Sierra	136,695.22	450,408.75	434,762.10	119,983.98	391,623.81	128,441.53	3,252,148.99	4,924,064.37	43,890.40		1,413,469.87	12,699.07	
L-206 Pomococha-Lima				7.22	125.89	69.25	56.91	1,378.65	40.17	55.10	1,734.20			1,581.02		
L-218/219 Montaro-Pachocaca	194.82	220.00	Sierra	107,299.13	803,413.09	334,014.35	150,759.97	460,235.45	164,363.05	4,402,828.03	6,122,903.07	31,428.51	220kV Sierra	1,404,962.02	7,211.59	
L220-Montaro-Huayucachi	76.59	220.00	Sierra	34,737.60	112,360.01	81,776.94	34,273.01	118,474.60	37,400.75	977,740.94	1,396,763.85	18,236.90	13,498.77	347,349.15	4,535.18	
L-221 Huayucachi-Zapallal	244.11	220.00	Sierra	170,820.74	548,197.09	667,722.07	144,727.61	482,977.77	153,532.01	3,757,488.41	5,926,465.60	24,277.85		1,870,717.67	7,853.42	
L-222/223 Pachachaca-Collohuancu	72.64	220.00	Sierra	95,205.16	306,765.03	263,794.30	76,185.53	242,506.29	80,538.98	2,006,865.37	3,072,860.64	42,302.60		909,270.77	12,517.49	
L-224 Pachachaca Oroya Nueva				2,281.07	16,252.42	116,168.22	4,196.76	11,418.68	4,185.46	56,727.71	160,175.31			146,120.38		
L-226 Pachachaca-Pomococha	13.46	220.00	Sierra	5,187.31	41,108.70	26,227.36	13,133.71	34,855.24	14,479.30	403,773.88	538,765.51	40,027.16		107,378.62	7,977.61	
L-203-231 Huancavelca-Independencia	180.78	220.00	Sierra	121,360.17	653,822.75	497,219.53	189,413.26	519,125.49	166,790.72	5,349,588.58	7,497,320.51	41,472.07		1,791,527.95	9,909.99	
L-255 Vizcarra-Antamina	52.07	220.00	Sierra	12,000.64	38,806.91	54,444.31	4,674.70	11,875.40	2,953.31	4,573.50	129,328.77			117,127.26	2,249.42	
L-207 Lima-Independencia	223.81	220.00	Costa	89,959.98	419,203.16	419,016.62	94,298.40	211,846.63	77,880.21	2,281,947.78	3,594,165.78	22,069.90	220kV Costa	1,140,026.39	5,093.72	
L-208 Lima-Independencia	216.80	220.00	Costa	40,623.03	391,884.11	323,098.43	85,705.63	228,709.54	70,495.03	1,116,468.95	3,256,964.72	15,036.86	28,412.45	984,315.12	4,544.39	
L-209 Independencia-Ica	55.19	220.00	Costa	6,575.81	89,251.38	93,186.62	22,962.63	63,328.47	18,963.42	568,454.30	852,722.42	15,460.67	23,377.49	252,342.28	4,572.25	
L-211 Ica-Marcana	155.00	220.00	Costa	15,136.83	214,865.56	202,328.69	53,276.09	141,432.90	43,948.22	1,302,006.59	1,972,994.88	12,729.00		573,763.99	3,701.70	
L-212/213 Zapallal-Huacho	106.96	220.00	Costa	486,277.71	212,582.25	347,853.07	37,240.03	119,516.71	28,346.00	71,277.95	1,524,093.73	12,923.35		1,165,228.75	10,933.42	
L-213 Zapallal-Paramonga	55.63	220.00	Costa	60,853.65	303,238.99	380,680.63	79,796.74	192,432.18	73,696.57	2,233,807.17	3,324,205.92	59,755.63		937,205.44	16,847.12	
L-215 Paramonga-Chimbote	220.31	220.00	Costa	54,241.63	377,888.13	296,531.99	87,451.62	232,715.87	76,390.75	2,235,314.25	3,360,534.24	15,253.66		961,377.62	4,353.75	
L-232 Chimbote-Trujillo	133.75	220.00	Costa	349,087.60	398,347.48	437,719.85	107,451.63	298,343.41	97,732.64	2,588,162.65	4,236,845.46	32,125.95		1,423,498.54	10,542.98	
L-233 2T Chimbote-Trujillo	132.89	220.00	Costa	21,045.61	296,018.80	204,583.15	86,118.60	181,013.93	77,972.79	2,479,833.27	3,345,586.16	25,183.13		702,661.49	5,287.54	
L-234 Trujillo-Guadalupe	103.35	220.00	Costa	141,856.28	233,962.65	271,648.77	60,199.99	181,592.43	40,115.63	881,700.91	1,851,076.66	18,007.52		689,060.13	8,622.42	
L-236 Guadalupe-Chiclayo	83.74	220.00	Costa	24,045.22	145,648.41	97,528.67	31,270.23	98,015.79	26,750.49	790,020.68	1,213,279.48	14,488.65		366,238.08	4,261.57	
L-238 Chiclayo-Plura	211.74	220.00	Costa	119,181.05	313,979.79	263,728.46	79,727.16	269,511.42	71,789.16	2,105,580.75	3,242,477.60	15,513.49		985,400.73	4,653.92	
L-242 Ventanillo-Zapallal	18.02	220.00	Costa	16,853.48	56,193.57	50,508.41	19,208.32	51,731.30	17,690.31	587,338.37	778,764.77			474,216.69	9,695.17	
L-243 Ventanillo-Zapallal				199.96	19,142.54	1,736.97	1,783.87	12,918.00	863.42	1,762.63	38,427.60			33,997.47		
L-244/245 Ventanillo-Chavarría	10.58	220.00	Costa	46,073.70	47,086.70	43,942.60	13,054.33	34,513.55	11,546.04	310,582.38	506,798.31	47,901.54		171,615.55	16,220.75	
L-246 Ventanillo-Chavarría	11.87	220.00	Costa	59,378.99	91,702.45	64,885.10	24,828.33	62,408.40	22,164.21	648,473.21	973,840.68	87,971.15		276,374.94	25,145.79	
L-248 Plura-Talara	103.80	220.00	Costa	1,265.72	55,191.95	22,406.39	5,037.00	8,237.05	2,191.11	3,818.78	98,148.99			94,555	839.13	
L-249 Talara-Zorritos	137.00	220.00	Costa	2,010.49	71,563.49	25,994.34	6,470.13	11,500.23	2,781.58	4,962.78	125,283.04			111,068.55	810.72	
L2003/2004 Sto Rosa-Chavarría	8.46	220.00	Costa	31,569.36	90,430.09	59,496.48	14,112.17	51,485.38	12,431.99	327,930.37	547,444.84	64,709.91		192,970.31	22,809.73	
L-2010/2011 S.Juan-Sto Rosa	26.37	220.00	Costa	145,625.04	113,249.59	82,343.27	28,903.80	58,321.86	25,984.97	688,864.67	1,122,873.19	42,581.46	60kV Costa	399,539.75	15,151.30	
L-627/628 Marcona-San Nicolas	15.20	60.00	Costa	3,512.32	13,652.25	35,253.08	2,993.48	25,452.66	2,037.11	6,812.13	90,613.02			5,961.38	78,770.30	
L-628 Marcona-San Nicolas	15.20	60.00	Costa	11,615.01	12,189.82	29,392.18	2,289.17	7,111.33	1,572.13	6,348.96	70,489.59			60,308.33	3,967.65	
SUBESTACIONES				1,051,808.75	9,270,658.70	6,684,083.10	2,135,384.08	3,521,188.67	1,340,206.82	30,885,618.87	54,868,798.99	20,527,548.22				
Zapallal	4.00	220.00	Costa	22,063.88	303,967.11	237,947.63	196,574.32	114,637.89	39,041.89	710,328.82	1,623,562.54	405,880.63	220kV	678,616.51	189,654.13	
Ventanillo	8.00	220.00	Costa	18,204.82	135,228.85	86,936.61	31,135.88	68,079.79	23,263.33	665,042.77	1,027,982.05	128,497.76		308,450.07	38,595.26	
Chavarría	8.00	220.00	Costa	26,037.23	250,584.29	257,857.40	103,151.06	133,499.66	68,312.72	2,968,884.07	3,711,110.51			86,514.85	109,917.63	
Sto Rosa	9.00	220.00	Costa	29,591.81	254,964.80	141,371.23	47,824.25	72,882.94	42,938.31	1,261,410.21	1,850,783.55	205,642.62	220kV Costa	488,610.78	55,401.20	
San Juan	13.00	220.00	Costa	57,198.37	474,291.22	340,463.75	219,197.75	185,345.50	140,853.17	2,348,875.26	3,766,825.02	290,434.31		81,376.63	220kV Costa	
Independencia	15.00	220.00	Costa	41,833.34	571,023.63	357,308.66	106,544.09	191,326.01	72,709.51	1,952,875.66	3,193,621.11	212,908.07		1,161,491.64	77,432.78	
Ica	4.00	220.00	Costa	36,539.17	296,785.07	190,014.74	49,329.94	81,461.30	31,871.12	690,177.12	1,376,578.48			605,200.28	151,300.07	
Marcana	5.00	220.00	Costa	59,617.89	413,661.27	298,478.57	74,600.97	140,844.56	49,486.90	1,163,736.54	2,200,406.70	440,081.34		1,012,602.29	182,520.46	
Trujillo	12.00	220.00	Costa	69,531.62	614,868.62	492,220.44	195,982.74	288,948.73	101,001.80	2,612,674.88	4,375,228.84	364,602.40		1,465,569.41	122,130.78	
Chimbote	20.00	220.00	Costa	186,832.05	116,792.11	599,853.60	160,619.18	288,039.07	109,639.84	2,678,386.24	4,741,061.09	237,053.05		1,792,516.63	89,625.84	
Paramonga	8.00	220.00	Costa	39,932.29	528,669.39	318,602.10										

2.5 Costos Unitarios de Líneas y Subestaciones

La comparación de costos entre líneas de transmisión y subestaciones requiere de unidades similares, por lo que se usan índices tales como costo/Km. de línea y costo/celda. Se comparan los costos entre equipos de zonas geográficas similares y de la misma tensión.

Al tener que comparar equipos de la misma tensión en donde hay equipos de más de dos niveles de tensión los equipos de menor tensión se representan por celdas equivalentes del tipo de equipos de mayor tensión, según la siguiente regla arbitraria:

Cuadro N°2.7: Equivalencias de Celdas de Subestaciones

Nivel de tensión de Celda	Celda Equivalente en 220 kV	Observaciones
Celda 220Kv	1 Celda	Celdas de línea, de acoplamiento y de transformadores
Celda 138 kV	0.6 Celda	
Celda 60 kV	0.3 Celda	
Celda 10 kV	0.1 Celda	

Nota: Celda conjunto de equipamientos necesarios para la operación, protección, medición en cada uno de los extremos de una línea de transmisión

Con los valores medios tomados por nivel de tensión y zona, de los cuadros N°2.2A y N°2.2B obtenemos el cuadro N°2.8, donde se tienen los costos directos por Km. de cada instalación, así como los costos sin incluir depreciación y tributos por km.

Cuadro N° 2.8: Costos Anuales por Km. de línea

Instalación	Costo total por Km. S/.	Costo sin provisiones ni tributos por Km. S/.	Costo sin provisiones ni tributos por Km. US\$ (Cambio 3.45 por dólar)
Línea de Transmisión Zona Costa en 220kV	21 109	4 456	1 292
Línea de Transmisión Zona Costa en 60kV	3 954	3 686	1 068
Línea de Transmisión Zona Sierra en 220kV	22 917	3 181	922
Línea de Transmisión Zona Selva en 138 kV	10 178	2 725	790

En el cuadro anterior se ve que cuando se considera las provisiones (depreciación) y los tributos los costos no tienen relación entre sí, esto se explica porque tanto la depreciación y los tributos son fijados externamente

Además en general el costo de servicio anual (sin considerar provisiones ni tributos) en líneas de costa de 220kV es US\$1 300 por Km., en líneas sierra de 220kV es US\$900 por Km. y en líneas selva de 138kV es US\$ 800 por km.

De los cuadros N°2.3A y N°2.3B se obtiene el cuadro N°2.9 donde se presentan los costos totales por celdas de cada instalación, así como los costos sin incluir depreciación y tributos por celda.

Cuadro N°2.9: Costos Anuales por Celda de Subestación

Instalación	Costo total por celda S/.	Costo sin depreciación e impuestos por celda S/.	Costo sin depreciación e impuestos por celda US\$ (Cambio 3.45 por dólar)
Subestación de Transmisión Zona Costa en 220kV	217 579	65 882	19 096
Subestación de Transmisión Zona Costa en 60kV	71 982	6 492	1 882
Subestación de Transmisión Zona Sierra en 220kV	203 871	66 874	19 384
Subestación de Transmisión Zona Selva en 138 kV	166 628	72 487	21 115

Del cuadro anterior se observa que los costos de mantenimiento y operación de una celda de 220kV están en el orden de los 20 000 dólares al año

2.6 Estructura de Costos de líneas de Transmisión Características

En los cuadros N°2.2A y N°2.2B se muestran los costos de cada uno de los elementos de costos para cada línea de transmisión, en el cuadro N°2.10 se muestran los costos unitarios por Km. de cada uno de los elementos de costos para cada línea de transmisión, además se muestra los valores de la media, mediana y desviación estándar de cada uno de los elementos de costo según zona geográfica y nivel de tensión; son de estos cuadros que se elaboran los cuadros 2.11, 2.12, 2.13 y 2.14

CUADRO N°2.10
GASTOS ACUMULADOS POR CADA LINEA DE TRANSMISION AÑO 2001
 FUENTE: OFI CINADE CONTABILIDAD ETECEN

	Longitud (km)	Tensión	Zona	COSTOS UNITARIOS Soles/km															
				Cargas Div.								Provisiones							
				Simbólicos	mediana desv estándar	Personal	mediana desv estándar	Servicios	mediana desv estándar	Tributos	mediana desv estándar	Seguros	mediana desv estándar	Otras Carg. Diversas	mediana desv estándar	Depreciación	mediana desv estándar	Otras Provisiones	mediana desv estándar
DIRECTOS																			
LINEAS DE TRANSMISION	3577.61			695.88		487.48		1,069.38		29.95		598.21		205.93		13,625.57	0.00		
L-120 Huanuco-Paragsha	86.21	138.00	Selva	121.97	LT Selva 138kV	264.23	LT Selva 138kV	1,046.15	LT Selva 138kV	14.84	LT Selva 138kV	548.15	LT Selva 138kV	192.027723	LT Selva 138kV	9,012.53	LT Selva 138kV	-	LT Selva 138kV
L-121 Huanuco-Tingo Maria	88.16	138.00	Selva	179.29	186.12	264.26	263.24	1,620.44	1,612.95	15.74	15.12	456.79	410.44	249.58	351.80	8,912.25	7,438.89	-	0.00
L-122 Tingo Maria-Aucayacu	44.42	138.00	Selva	192.87	186.08	262.82	263.52	2,366.93	1,333.30	15.61	15.23	452.21	454.50	750.22	232.48	8,796.94	8,854.69	-	-
L-124 Aucayacu.Tocacha	108.80	138.00	Selva	250.36	52.70	261.67	1.25	1,018.28	633.36	14.27	0.69	184.62	158.90	215.41	266.66	3,033.86	2,938.01	0.00	0.00
L-201/202 Mantaro-Pomacocha	192.22	220.00	Sierra	2,595.17	LT Sierra 220kV	181.61	LT Sierra 220kV	1,975.85	LT Sierra 220kV	12.65	LT Sierra 220kV	480.49	LT Sierra 220kV	183.46	LT Sierra 220kV	24,971.27	LT Sierra 220kV	-	LT Sierra 220kV
L-202 Mantaro-Pomacocha			Sierra	633.41		430.12		942.99		26.00		845.59		328.97		19,710.22		-	-
L-203/204 Mantaro-Independencia	66.47	220.00	Sierra	418.26	416.81	637.73	383.95	573.56	751.32	33.73	24.43	542.56	894.15	883.65	234.83	15,541.62	23,217.88	-	-
L-204 Mantaro-Huancavelica				764.98		245.66		723.49		15.52		304.78		295.97		6,348.57		-	-
L-205-206 Pomacocha-S.Juan	112.19	220.00	Sierra	777.34		590.69		1,699.19		38.42		1,047.17		780.70		26,907.18		-	-
L-206 Pomacocha-Llmo																		-	-
L-218/219 Mantaro-Pachachaca	194.82	220.00	Sierra	260.04		332.78		310.83		17.67		1,201.02		77.71		21,463.90		-	-
L-220 Mantaro-Huayucachi	76.59	220.00	Sierra	286.54		162.79		254.76		8.56		854.26		64.76		12,108.20		-	-
L-221 Huayucachi-Zapallal	244.11	220.00	Sierra	465.17		371.00		1,546.98		20.73		934.04		143.88		14,219.43		-	-
L-222/223 Pachachaca-Callahuanca	72.64	220.00	Sierra	889.35		690.22		1,517.71		57.10		1,427.27		286.20		25,507.30		-	-
L-224 Pachachaca Oroya Nueva			220.00															-	-
L-226 Pachachaca-Pomacocha	13.46	220.00	Sierra	12.95		185.26		199.32		13.20		833.51		362.89		28,550.98		-	-
L-203-231 Huancavelica-Independencia	180.78	220.00	Sierra	415.35		396.90		463.04		28.12		1,135.58		372.85		27,832.74		-	-
L-255 Vizcarra-Antamina	52.07	220.00	Sierra	214.96		562.17		929.06		29.80				133.79				-	-
L-207 Lima-Independencia	223.81	220.00	Costa	289.28	LT Costa 220kV	525.43	LT Costa 220kV	914.83	LT Costa 220kV	35.83	LT Costa 220kV	245.22	LT Costa 220kV	115.9821724	LT Costa 220kV	9,309.05	LT Costa 220kV	-	LT Costa 220kV
L-208 Lima-Independencia	216.60	220.00	Costa	80.41	1,486.69	542.92	697.00	990.46	1,328.77	34.86	47.44	439.15	623.21	66.04	320.36	8,936.53	16,805.21	-	-
L-209 Independencia-Jca	55.19	220.00	Costa	24.04	429.38	419.39	562.65	839.27	842.24	36.43	30.85	298.36	450.50	331.93	135.44	9,464.81	9,464.81	-	-
L-211 Ica-Marcona	155.00	220.00	Costa	19.89	1,925.18	403.19	463.88	609.32	1,118.63	30.85	32.35	286.03	632.19	206.91	694.44	7,864.16	14,671.07	-	-
L-212/213 Zapallal-Huacho	106.96	220.00	Costa	4,439.99		920.39		2,552.76		66.12		352.04		168.73		14.50		-	-
L-213 Zapallal-Paramonga	55.63	220.00	Costa	643.44		563.05		3,678.71		30.38		676.86		191.74		37,219.28		-	-
L-215 Paramonga-Chimbote	220.31	220.00	Costa	144.83		565.01		610.33		29.95		349.04		94.73		9,598.62		-	-
L-232 Chimbote-Trujillo	133.75	220.00	Costa	2,398.13		562.74		1,728.64		30.07		366.67		135.44		18,797.74		-	-
L-233 2T Chimbote-Trujillo	132.89	220.00	Costa	47.48		562.65		508.96		29.82		622.77		27.04		17,832.53		-	-
L-234 Trujillo-Guadalupe	103.35	220.00	Costa	1,174.23		1,114.72		1,678.72		62.74		451.37		242.79		7,756.24		-	-
L-236 Guadalupe-Chilayo	83.74	220.00	Costa	156.11		462.32		907.72		26.28		450.50		22.93		8,847.11		-	-
L-238 Chilayo-Plura	211.74	220.00	Costa	429.38		156.72		650.81		8.91		462.52		103.06		9,331.67		-	-
L-242 Ventanilla-Zapallal	18.02	220.00	Costa	658.30				842.24		29.13		998.59		555.33		29,489.91		-	-
L-243 Ventanilla-Zapallal																		-	-
L-244/245 Ventanilla-Chavarría	10.58	220.00	Costa	4,111.30		1,033.87		2,009.37		81.69		1,386.16		384.73		27,221.66		-	-
L-246 Ventanilla-Chavarría	11.07	220.00	Costa	4,912.14		1,976.21		1,899.51		128.69		2,841.54		74.28		54,698.47		-	-
L-248 Plura-Talara	103.80	220.00	Costa	4.59		452.90		173.96		25.74				38.15				-	-
L-249 Talara-Zorritos	137.00	220.00	Costa	6.92		444.07		146.81		25.24				42.40				-	-
L2003/2004 Sta Rosa-Chavarría	8.46	220.00	Costa	3,393.52	LT Coste 60kV	1,292.94	LT Coste 60kV	4,096.15	LT Coste 60kV	116.17	LT Coste 60kV	916.42	LT Coste 60kV	3130.213948	LT Coste 60kV	35,773.94	LT Coste 60kV	-	LT Coste 60kV
L-2010/2011 S.Juan-Sta Rosa	26.37	220.00	Costa	5,304.12		468.15	1,244.40	456.83	1,207.14	72.43	43.39	754.72	274.84	143.45	626.99	23,443.73	224.74	-	-
L-627/628 Marcona-San Nicolas	15.20	60.00	Costa	198.52		456.83		2,022.85	1,859.04	51.29	43.39	265.21	274.84	1,253.99	626.99	216.84	224.74	-	-
L-628 Marcona-San Nicolas	15.20	60.00	Costa	737.77		381.31		456.83		1,695.23	231.66	35.90	11.16	284.47	13.62	866.70	232.53	11.16	-

Zona Selva: Nivel de tensión: 138kV, Media: S/ 2725 por Km. (sin considerar tributos, ni provisiones)

Línea de Transmisión Característica:

L-121 Huanuco Tingo Maria, Longitud: 88.16km costo unitario (sin tributos, ni depreciación) S/.2770 por Km.

Cuadro N°2.11 Valores Medios de Elementos de Costo líneas Selva 138kV

	Suministros	Personal	Servicios	Tributos	Cargas de gestión (seguros)	Otras cargas de gestión	Provisiones (depreciación)
Total L-121 S/.	15 807	23 297	142 858	1 388	40 271	22 000	785 704
S/. / km L-121	179	264	1 620	16	457	250	8 912
Media LT Selva S/. / km	186	263	1 513	16	410	352	7 439

La cuantificación de las actividades de mantenimiento en total para todas las actividades indicadas en el punto 1.4.2 por Km. y al año es:

Suministros: S/.186/Km.

Personal S/.263/Km. equivalente a 1.5días liniero de ETECEN por Km.

Servicios: S/.1513/Km. equivalente a 19 linieros terceros al año por Km.

Cargas Diversas de gestión (seguros) S/. 410/Km.

Otras Cargas de gestión (viáticos) S/352/Km.

Zona Costa: Nivel de tensión: 220kV, Media: S/ 4456 por Km. (sin considerar tributos, ni provisiones)

Línea de Transmisión Característica:

L-234 Trujillo Guadalupe, Longitud: 103.35km, costo unitario (sin considerar tributos, ni provisiones) S/ 4 662 por Km.

Cuadro N°2.12 Valores Medios de Elementos de Costo líneas Costa 220kV

	Suministros	Personal	Servicios	Tributos	Cargas de gestión (seguros)	Otras cargas de gestión	Provisiones (depreciación)
Total L-234 S/.	121 356	115 206	173 496	6 484	46 649	25 093	801 607
S/./ Km. L-234	1 174	1 115	1 679	63	451	243	7 756
Media LT Costa S/./ Km.	1 487	697	1 329	47	623	320	16 605

La cuantificación de las actividades de mantenimiento en total para todas las actividades indicadas en el punto 1.4.2 por Km. es:

Suministros: S/.1 487/Km. viene dado mayormente por el reemplazo de conductores

Personal S/.697/Km. equivalente a 4dias liniero de ETECEN por Km.

Servicios: S/.1 329/Km. equivalente a 15 linieros terceros al año por Km.

Cargas Diversas de gestión (seguros) S/. 623/Km.

Otras Cargas de gestión (viáticos) S/320/Km.

Zona Costa: Nivel de tensión: 60kV, Media: S/ 3 685 por Km. (sin considerar tributos, ni provisiones)

Línea de Transmisión Característica:

L-628 Marcona San Nicolás, Longitud: 15.20km, costo unitario (sin considerar tributos, ni provisiones) S/ 3 174 por Km.

Cuadro N°2.13 Valores Medios de Elementos de Costo líneas Costa 60kV

	Suministros	Personal	Servicios	Tributos	Cargas de gestión (seguros)	Otras cargas de gestión	Provisiones (depreciación)
Total L-628 S/.	11 214	6 944	25 768	540	4 324		3 556
S/./ km L-628	737	457	1 695	36	284		233
Media LT Cst 60kV S/./ km	468	457	1 859	43	275	627	225

La cuantificación de las actividades de mantenimiento en total para todas las actividades indicadas en el punto 1.4.2 por Km. es:

Suministros: S/. 468/Km.

Personal S/.457/Km. equivalente a 3días liniero de ETECEN por Km.

Servicios: S/.1 859/Km. equivalente a 20 linieros terceros al año por Km.

Cargas Diversas de gestión (seguros) S/. 275/Km.

Otras Cargas de gestión (viáticos) S/627/Km.

Zona Sierra: Nivel de tensión: 220kV, Media: S/ 3 181 por Km. (sin considerar tributos, ni provisiones)

Línea de Transmisión Característica:

L-218 Mantaro Pachachaca, Longitud: 194.82km, costo unitario (sin considerar tributos, ni provisiones) S/ 2182 por Km.

Cuadro N°2.14 Valores Medios de Elementos de Costo líneas Sierra 220kV

	Sumin.	Personal	Servicios	Tributos	Cargas de gestión (seguros)	Otras cargas de gestión	Provisiones (depreciación)
Total L-218 S/.	50 661	64 832	60 556	3 443	233 984	15 140	4 181 597
S/./ Km. L-218	260	333	311	18	1 201	78	21 464
Media LT Sie 220kV S/./ Km.	633	430	943	26	846	329	19 710

La cuantificación de las actividades de mantenimiento en total para todas las actividades indicadas en el punto 1.4.2 por Km. es:

Suministros: S/. 633/Km. mayormente por cambio de conductores

Personal S/.430/Km. equivalente a 2.5días liniero de ETECEN por Km.

Servicios: S/. 943/Km. equivalente a 10 linieros terceros al año por Km.

Cargas Diversas de gestión (seguros) S/. 846/Km.

Otras Cargas de gestión (viáticos) S/329/Km.

2.7 Estructura de Costos de Subestaciones de Transmisión Características

En los cuadros N°2.3A y N°2.3B se muestran los costos de cada uno de los elementos de costos para subestación, en el cuadro N°2.15 se muestran los costos unitarios por celda de cada uno de los elementos de costos para cada subestación, además se muestra los valores de la media, mediana y desviación estándar de cada uno de los elementos de costo según zona geográfica y nivel de tensión; son de estos cuadros que se elaboran los cuadros 2.16, 2.17, 2.18 y 2.19

Hay costos que no dependen del número de celdas, los cuales son:

Suministro: materiales de oficina S/1000

Personal: 2, 3 o 4 operadores a año S/.48 000 por operador

Servicios: Agua potable, Luz, vigilancia, limpieza promedio de S/120 000

Tributos: Impuesto predial promedio de S/20 000

CUADRO Nº2.15
GASTOS ACUMULADOS SUBESTACIONES AÑO 2001
FUENTE: OFICINA DE CONTABILIDAD ETECEN

	Longitud (km)/ Nro Celdas	Tensión	Zona	COSTOS UNITARIOS Soles/km															
				media mediana			media mediana			media mediana			Cargas Div. media mediana			Provisiones media mediana			
				Suministros desv. estándar	Personal desv. estándar	Servicios desv. estándar	Tributos desv. estándar	Seguros desv. estándar	Otros Carg. Diversas desv. estándar	Depreciación desv. estándar	Otras Provision. desv. estándar								
DIRECTOS				3,399.14	24,968.33	20,481.01	3,995.62	4,196.38	3,538.59	142,370.72	344.42								
SUBESTACIONES	202.00			3,458.24	24,072.80	20,481.01	3,995.62	4,196.38	3,538.59	142,370.72	344.42								
Zapallal	4.00	220.00	Costa	3,458.24	24,072.80	20,481.01	3,995.62	4,196.38	3,538.59	142,370.72	344.42								
Ventanilla	8.00	220.00	Costa	1,606.92	4,187.81	7,628.60	32,366.90	5,035.50	21,257.32	808.93	5,735.36	4,185.63	4,062.77	319.94	4,007.16	77,197.92	145,638.25	-	323.04
Chavarría	8.00	220.00	Costa	1,500.92	3,458.24	10,717.62	25,449.14	16,266.72	21,664.98	3,887.07	3,874.06	3,951.54	3,987.40	1,881.34	3,292.87	246,324.88	152,279.74	-	84.62
Sta Rosa	9.00	220.00	Costa	2,375.71	2,750.07	14,575.14	21,681.77	7,181.15	10,409.92	285.83	9,062.51	1,373.68	3,120.44	900.78	2,673.54	132,793.33	78,532.37	-	990.69
San Juan	13.00	220.00	Costa	3,092.87	16,634.10	21,842.18	12,442.96	1,868.93	2,570.10	3,292.87	2,570.10	1,765.07	1,765.07	169,384.22		4,153.85			
Independencia	15.00	220.00	Costa	1,523.15	21,842.18	12,442.96	1,868.93	2,570.10	3,292.87	2,570.10	1,765.07	1,765.07	169,384.22		4,153.85				
Ica	4.00	220.00	Costa	7,245.28	48,326.12	29,539.81	3,874.06	3,415.82	5,891.33	158,617.90	239.86								
Marcona	5.00	220.00	Costa	9,296.57	49,129.56	36,097.45	4,102.68	3,987.40	9,868.92	214,526.14	55.78								
Trujillo	12.00	220.00	Costa	3,505.51	24,303.37	23,872.22	7,530.19	7,192.44	2,962.91	204,813.96	94.58								
Chimbote	20.00	220.00	Costa	7,842.08	18,279.94	18,807.56	2,310.84	3,307.43	2,032.35	125,510.90	68.98								
Paramonga	8.00	220.00	Costa	2,577.04	37,537.21	21,664.98	4,015.62	5,075.78	3,078.74	217,534.95	153.07								
Huacho	3.00	220.00	Costa	3,843.49	31,420.17	26,209.91	720.06	90.85	3,905.66	65,079.51	-								
Piura	8.00	220.00	Costa	2,593.49	23,865.60	12,578.44	4,340.07	4,083.60	5,501.94	152,279.74	88.47								
Chiclayo	7.00	220.00	Costa	10,384.42	40,705.53	25,828.96	7,915.76	11,800.74	8,186.80	285,408.40	174.58								
Guadalupe	8.00	220.00	Costa	2,914.12	25,449.14	11,814.94	1,543.68	4,725.06	3,727.12	148,320.93	123.80								
Talara	6.00	220.00	Costa	3,826.54	33,026.58	35,167.73	2,477.32	17.54	1,872.69	821.40	-								
Zorritos	2.00	220.00	Costa	3,606.52	99,693.75	23,704.29	2,632.92	38.44	5,813.00	1,910.82	Costa 60kV								
San Nicolas	8.00	60.00	Costa	105.75	1,880.60	1,880.60	1,993.50	3.63	3,625	1,952.25	560.20	560.20	65,486.25	65,486.25	-	Costa 60kV	-	Costa 60kV	
Callahuanca	4.00	220.00	Sierra	3,313.40	42,136.22	20,692.47	12,016.29	5,562.01	2,113.89	139,847.09	Sierra 220kV								
Vizcarra	4.00	220.00	Sierra	1,402.32	1,888.66	33,550.30	30,739.25	26,682.17	24,500.51	631.14	3,117.45	8.87	5,134.65	4,352.12	4,611.05	369.21	133,765.57	-	113.57
Antamina	3.00	220.00	Sierra	-	2,167.92	-	34,308.07	21.67	23,187.86	-	1,937.61	-	5,795.47	371.99	4,381.72	-	144,258.80	-	32.21
Hirayucachi	5.00	220.00	Sierra	2,507.32	1,081.49	37,074.18	14,635.31	22,893.14	15,950.38	2,115.49	3,803.54	8,585.24	3,640.28	5,121.17	3,219.37	193,277.82	98,956.12	344.80	153.63
Pomacocha	6.00	220.00	Sierra	2,225.94	24,513.56	23,482.58	1,345.11	3,989.49	1,345.11	93,719.98	147.94								
Pachachaca	7.00	220.00	Sierra	831.08	25,698.89	15,405.83	1,759.74	9,851.77	2,974.26	276,746.21	64.41								
Oroya			Sierra																
Huancavelica	5.00	220.00	Sierra	2,109.90	35,065.83	29,983.31	2,749.51	6,028.93	6,461.53	148,670.52	-								
Paragsa II	2.00	220.00	Sierra	2,719.34	47,875.05	56,842.95	4,122.24	7,050.85	11,082.10	217,493.78	351.38								
Huanuco	5.00	138.00	Selva	1,736.98	22,248.43	22,248.43	42,835.03	984.66	2,932.66	3,788.90	Selva 138kV								
Tingo maria	7.00	138.00	Selva	1,523.49	1,569.85	12,963.86	24,524.09	27,387.24	39,595.37	965.48	1,343.36	2,750.37	2,022.55	4,308.35	4,785.30	90,007.23	92,722.06	78.40	75.30
Aucayacu	4.00	138.00	Selva	902.66	1,630.24	18,292.88	20,270.66	40,353.51	41,694.27	630.66	975.07	2,405.40	2,577.88	3,515.12	4,048.62	81,307.34	94,521.73	38.85	58.63
Toocache	2.00	138.00	Selva	2,076.27	493.73	44,591.19	13,908.44	47,805.70	6,708.58	2,792.65	979.77	1.77	1,364.82	7,528.85	1,868.38	99,036.23	8,918.43	-	79.19

Zona Costa: Nivel de tensión: 220kV, Media: S/ 65 882 por celda (sin considerar tributos, ni provisiones)

Subestación Característica:

Trujillo, Número de Celdas: 12 Costo unitario S/.61 834 por celda (sin considerar tributos, ni provisiones)

Cuadro N°2.16 Valores Medios de Elementos de Costo Subest. Costa 220kV

	Sumin.	Personal	Servicios	Tributos	Cargas de gestión (seguros)	Otras cargas de gestión	Provisiones (depreciación)
Total Trujillo S/.	42 066	291 641	286 467	90 362	86 309	35 555	2 457 767
S/./ celda Trujillo	3 506	24 303	23 872	7 530	7 192	2 963	204 814
Media SE Costa S/./ celda	4 187	32 367	21 257	5 735	4 063	4 007	145 638

La cuantificación de las actividades de mantenimiento en total para todas las actividades indicadas en el punto 1.4.2 por celda es:

Suministros: S/.4 187 por celda

Personal S/.32 367/celda

Servicios: S/.21 257/Km.

Cargas Diversas de gestión (seguros) S/. 4 063/celda

Otras Cargas de gestión (viáticos) S/ 4 007/celda

Zona Costa: Nivel de tensión: 60kV, Media: S/ 6 492 por celda (sin considerar tributos, ni provisiones)

Subestación Característica:

San Nicolás, Número de Celdas: 8, costo unitario S/ 6 492 por celda

Cuadro N°2.17 Valores Medios de Elementos de Costo Subest Costa 60kV

	Suministros	Personal	Servicios	Tributos	Cargas de gestión (seguros)	Otras cargas de gestión	Provisiones (depreciación)
Total San Nicolás S/.	846	15 045	15 948	29	15 618	4 482	523 890
S/./ celda San Nicolás	106	1881	1994	4	1952	560	65 486
Media SE Cst 60kV S/./ celda	106	1881	1994	4	1952	560	65 486

La cuantificación de las actividades de mantenimiento en total para todas las actividades indicadas en el punto 1.4.2 por Km. al año es:

Suministros: S/. 106/celda

Personal S/.1 881/celda

Servicios: S/.1 994/celda

Cargas Diversas de gestión (seguros) S/. 1 952/celda

Otras Cargas de gestión (viáticos) S/ 560/celda

Zona Sierra: Nivel de tensión: 220kV, Media: S/ 66 874 por celda (sin considerar tributos, ni provisiones)

Subestación Característica:

Pomacocha, Numero celdas: 6, costo unitario S/ 58 623 por celda (sin considerar tributos, ni provisiones)

Cuadro N°2.18 Valores Medios de Elementos de Costo Sub.Sierra 220kV

	Sumin.	Personal	Servicios	Tributos	Cargas de gestión (seguros)	Otras cargas de gestión	Provisiones (depreciación)
Total SE Pomacocha S/.	13 356	147 081	140 895	8 071	23 937	26 468	562 320
S/./ celda Poma cocha	2 226	24 514	23 483	1 345	3 990	4 411	93 720
Media SE Sie 220kV S/./ celda	1 889	30 739	24 501	3 117	5 135	4 611	133 766

La cuantificación de las actividades de mantenimiento en total para todas las actividades indicadas en el punto 1.4.2 por Km. es:

Suministros: S/. 1 889/celda

Personal S/.30 739/celda

Servicios: S/. 24 501/celda

Cargas Diversas de gestión (seguros) S/. 5 135/celda

Otras Cargas de gestión (viáticos) S/4 611/celda

Zona Selva: Nivel de tensión: 138kV, Media: S/ 72 487 por celda (sin considerar tributos, ni provisiones)

Subestación Característica:

Huanuco, Numero de Celdas: 5, costo unitario S/ 73 542 por celda (sin considerar tributos, ni provisiones)

Cuadro N°2.19 Valores Medios de Elementos de Costo Subest Selva 138kV

	Suministros	Personal	Servicios	Tributos	Cargas de gestión (seguros)	Otras cargas de gestión	Provisiones (depreciación)
Total Huanuco S/.	8 685	111 242	214 175	4 923	14 663	18 945	502 687
S/./ celda Huanuco	1 737	22 248	42 835	985	2 933	3789	100 537
Media SE Selva S/./ celda	1 560	24 524	39 595	1 343	2 023	4 785	92 722

La cuantificación de las actividades de mantenimiento en total para todas las actividades indicadas en el punto 1.4.2 por celda es:

Suministros: S/.1 560/celda

Personal S/.24 524/celda

Servicios: S/.39 595/celda

Cargas Diversas de gestión (seguros) S/. 1 343/celda

Otras Cargas de gestión (viáticos) S/ 2 023/celda

2.8 Índices de Costos ETECEN

Costo de mantenimiento/ Personal de mantenimiento

Según el cuadro 3.2 el costo de un técnico de líneas o subestaciones de ETECEN es S/.48 000 al año, el técnico trabaja 270 días al año, por tanto su costo es S/.178 al día

Costo de personal ETECEN/ Km. de líneas

De los cuadros 2.10, 2.11, 2.12 y 2.13 se tiene:

Zona costa 220kV: S/. 697 por Km.

Zona costa 60kV: S/. 457 por Km.

Zona Sierra 220kV: S/ 430 por Km.

Zona Selva 138kV: S/. 263 por Km.

Personal de mantenimiento de líneas/ Km. de líneas

De los cuadros 2.10, 2.11, 2.12 y 2.13 se tiene:

Zona costa 220kV: 1 liniero por cada 69 Km.

Zona costa 60kV: 1 liniero por cada 105 Km.

Zona Sierra 220kV: 1 liniero por cada 112 Km.

Zona Selva 138kV: 1 liniero por cada 183 Km.

Costo de Técnicos de subestaciones y operadores /celda de subestación

De los cuadros 2.14, 2.15, 2.16 y 2.17 se tiene:

Zona costa 220kV: S/. 32 367 por celda

Zona costa 60kV: S/. 1 881 por celda

Zona Sierra 220kV: S/ 30 703 por celda

Zona Selva 138kV: S/. 24 524 por celda

Personal mantenimiento subestaciones/celdas de subestaciones

De los cuadros 2.14, 2.15, 2.16 y 2.17 y restando el costo de los operadores:

Zona costa 220kV: 1 técnico por cada 6 celdas

Zona costa 60kV: 1 técnico por cada 8 celdas

Zona Sierra 220kV: 1 técnico por cada 6 celdas

Zona Selva 138kV: 1 técnico por cada 12 celdas

Personal operador subestaciones/subestaciones

Actualmente según la subestación hay 4, 3, ó 0 operadores por cada subestación estos no dependen del numero de celdas sino del estado de los equipos así como el nivel de automatismo de la subestación según lo indicado en el punto 1.5.3

Costos de administración, operación y mantenimiento frente al valor de inmuebles, maquinaria y equipos de ETECEN

El costo de administración, operación y mantenimiento de ETECEN en el año 2001 de 135,981,614 representó el 9% del valor de inmuebles, maquinarias y equipos de ETECEN que fue S/1,517,054,000

Ganancias de operación frente al valor de inmuebles, maquinaria y equipos de ETECEN

Las ganancias de operación de ETECEN en el año 2001 fueron 74 005 290 que representan el 5% del valor indicado.

2.9 Comparación de Índices ETECEN con del estudio de referenciamiento de CIER

En julio del 2002 el Comité de Integración Eléctrica Regional CIER publico el informe CIER 11 "Estudio de Referenciamiento Estructura y Remuneración de Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento de Empresas de Transmisión de Energía" (ver anexo E), informe el cual entre sus conclusiones presenta índices de costos los cuales serán comparados con los obtenidos en el presente informe.

Para la obtención de los índices del CIER no se tomaron en cuenta la depreciación y los tributos, por lo que del cuadro N°2.20 se obtiene el cuadro N°2.21

CUADRO 2.20

RESUMEN DE COSTOS ACUMULADOS 2001 (SIN CONSIDERAR TRIBUTOS, NI PROVISIONES)

FUENTE: UNIDAD DE CONTABILIDAD ETECEN

	COSTO DEL SERVICIO								Total	%
	Suministros	Personal	Servicios	Tributos	Cargas Div.		Provisiones			
					Seguros	Otros	Depreciacion	Otros		
TRANSMISION	3,894,215.26	12,364,361.58	10,555,990.24	-	3,099,909.00	3,155,569.09	-	-	33,070,045.17	73%
Lineas de Transmision	2,489,593.44	1,744,012.68	3,825,831.83		2,140,158.08	736,730.85			10,936,326.89	24%
Subestaciones	686,626.85	5,043,603.42	4,137,163.17		847,669.89	714,795.66			11,429,858.79	25%
Unidades de Transmision	463,302.29	2,173,362.77	1,350,890.89		20,736.30	1,443,178.15			5,451,470.40	12%
Gerencia de Transmision	140,324.04	1,643,035.68	900,095.22		10,474.17	188,717.29			2,882,646.40	6%
Gerencia de Coordinación del Sistema	114,368.60	1,760,347.00	342,009.07		80,870.75	72,147.14			2,369,742.56	5%
ADMINISTRACIÓN	286,644.78	5,008,797.45	3,946,991.82	-	20,005.32	3,125,480.19	-	-	12,387,919.56	27%
Directorio	12,781.13	800,330.46	275,778.71			91,832.78			1,180,723.08	3%
G.General	29,299.87	796,330.80	170,534.34		20,005.32	80,312.10			1,096,482.43	2%
G.Adm.	158,856.97	2,088,622.01	2,877,926.71			497,176.46			5,623,582.15	12%
G.Desarr.Empresarial y Finanzas	85,706.81	1,322,514.18	822,752.06			2,456,158.85			4,487,131.90	10%
TOTAL	4,180,860.04	17,373,159.03	14,502,982.06	-	3,119,914.32	6,281,049.28	-	-	45,457,964.73	100%
%	9%	38%	32%	0%	7%	14%	0%	0%	100%	

Cuadro N°2.21 Costos de Transmisión y Administración

Costos	CIER *	ETECEN	OBSERVACIÓN
Transmisión (costos propios de la actividad)	68% a 90%	73%	Valores dentro del rango de CIER
Administración (costos de actividades de soporte)	10% a 34%	27%	

*Sección 7.3.3 de informe CIER 11

Cuadro N°2.22 Costos Unitarios de Líneas de Transmisión

Instalación	ETECEN Costo sin depreciación ni impuestos por Km. US\$ (Cambio 3.45 por dólar)	CIER Costo sin depreciación ni tributos por Km. US\$ (Cambio 3.45 por dólar)	OBSERVACIÓN
Línea de Transmisión Zona Costa en 220kV	1 292	1370 a 2972	
Línea de Transmisión Zona Costa en 60kV	1 068		
Línea de Transmisión Zona Sierra en 220kV	922		
Línea de Transmisión Zona Selva en 138 kV	790		

Cuadro N°2.23 Costos Unitarios de Subestaciones

Instalación	REP Costo sin depreciación e impuestos por celda US\$ (Cambio 3.45 por dólar)	CIER Costo sin depreciación e impuestos por celda US\$ (Cambio 3.45 por dólar)	OBSERVACIÓN
Subestación de Transmisión Zona Costa en 220kV	19 096		
Subestación de Transmisión Zona Costa en 60kV	1 882		
Subestación de Transmisión Zona Sierra en 220kV	19 384		
Subestación de Transmisión Zona Selva en 138 kV	21 115		

2.10 Índices de Costo Inversión según Zona geográfica y nivel de tensión.

VNR de ETECEN (Año 2001)

Cuadro N°2.24 VNR líneas de la Costa

Instalaciones	Km.	VNR Reajustado US\$	VNR Reajustado US\$/km o celda
L-238 Piura Oeste-Chiclayo Oeste	211.74	17 342 457	81 904
L-236 Chiclayo Oeste-Guadalupe	83.74	7 804 220	93 196
L-234 Guadalupe-Trujillo Norte	103.35	9 274 816	89 742
L-232 Trujillo Norte-Chimbote 1	133.75	11 119 148	83 134
L-215 Chimbote1-Paramonga Nueva	220.31	21 473 492	97 469
L-213 Paramonga Nueva-Zapallal	162.59	17 198 930	105 781
L-242/243 Zapallal-Ventanilla	18.02	2 619 951	145 391
L-244/5 Ventanilla-Chavarría	10.58	1 980 520	187 195
L-246 Ventanilla-Chavarría	11.07	2 459 885	222 212
L-2003/4 Chavarría-Santa Rosa	8.46	1 647 350	194 722
L-201/11 Santa Rosa San Juan	26.37	5 473 734	207 574
Sub-Total Líneas		98 394 503	
Piura Oeste	8	2 274 300	284 288
Chiclayo Oeste	7	4 989 440	712 777
Guadalupe	8	4 003 400	500 425
Trujillo Norte	12	4 783 630	398 636
Chimbote 1	20	3 801 980	190 099
Paramonga Nueva	8	3 679 380	459 923
Zapallal	4	4 614 320	1 153 580
Ventanilla	8	4 219 470	527 434
Cavaría	8	5 383 690	672 961
Santa Rosa	9	4 618 530	513 170
San Juan	13	5 839 190	449 168
Sub-Total Subestaciones		48 207 326	
Total Líneas y SS.EE. del SPT		146 601 829	

Líneas de la Sierra US\$ 262 895 209

Total VNR US\$ 409 497 038

S/. 1 412 764 782

Índice costos / VNR = 9.6%

Índice de costos (sin tributos, seguros, ni provisiones)/ VNR = 3%

Gastos frente a la inversión**Inversión en líneas de transmisión por Km.**

Zona costa 220kV

Cuadro N°2.25 Inversión en líneas de transmisión por Km. zona costa

It	Descripción	Materiales	Montaje Electromecánico	Obra civil	Total
01	2.5 Torres de 3Ton	36 500	10 000	10 000	56 500
02	3km de conductor ACAR	12 000	3 000	0	15 000
03	08 aisladores y accesorios	4 000	500	0	4 500
04	Puesta a tierra	3 000	3 000		3 000
05	Servidumbre			4 000	4 000
06	Ingeniería y Pruebas		1000	1000	2000
07	Supervision		1000	1000	2000
				Sub Total	87 000
				Gastos Generales y Utilidad (20%)	17 400
				Total US\$	104 400

Gastos por Km. (del cuadro N°2.12):

S/. 4 662 o US\$ 1 351 que representa el 1.3% de la inversión

Zona sierra 220kV

Cuadro N°2.26 Inversión en líneas de transmisión por Km. zona sierra

It	Descripción	Materiales	Montaje Electromecánico	Obra civil	Total
01	2 Torre de 6Ton	60 000	15 000	16 000	91 000
02	3km de conductor ACSR	15000	2000	0	17 000
03	6 aisladores y accesorios	3 000	500	0	3 500
04	Puesta a tierra	3 000	3 000	0	6 000
05	Servidumbre			4 000	4 000
06	Ingeniería y Pruebas		1000	1000	2000
07	Supervision		1000	1000	2000
				Sub Total	125 500
				Gastos Generales y Utilidad (20%)	25 100
				Total US\$	150 600

Gastos por Km. (del cuadro N°2.14):

S/. 2 182 o US\$ 632 que representa el 0.4% de la inversión

Zona selva 138kV

Cuadro N°2.24 Inversión en líneas de transmisión por Km. zona selva

It	Descripción	Materiales	Montaje Electromecánico	Obra civil	Total
01	02 Torre de 2Ton	20 000	1 000	8 000	29 000
02	3km de conductor ACAR y accesorios	12 000	1 000	0	13 000
03	6 cadenas de aisladores y accesorios	3 000	500	0	3 500
04	Puesta a tierra	3 000	3 000	0	6 000
05	Servidumbre			4 000	4 000
06	Ingeniería y Pruebas		1000	1000	2000
07	Supervision		1000	1000	2000
				Sub Total	56 500
				Gastos Generales y Utilidad (20%)	11 300
				Total US\$	67 800

Gastos por Km. (del cuadro 2.11):

S/. 2 770 o US\$ 803 que representa el 1.2% de la inversión

Inversión en Subestaciones

Celda Zona costa 220KV

Cuadro N°2.25 Inversión en celda 220kV zona costa

It	Descripción	Materiales	Montaje Electromecánico	Obra civil	Total
01	01 Interruptor	85 000	5 000	3 000	93 000
02	03 Transf. Corriente	30 000	4 000	2 000	36 000
03	03 Trasf. tensión	21 000	4 000	2 000	27 000
04	03 Seccionadores	60 000	4 000	2 000	66 000
05	Sistema de barras	14 000	2 000		16 000
06	Reles de protección	12 000	2 000	1 000	15 000
07	01 Sist control	10 000	2 000	1 000	13 000
08	01 Sist medic ion	4 000	2 000	1 000	7 000
09	Pórticos	10 000	2 000	6 000	18 000
10	Cadenas de aisladores y accesorios	9 600	3 000		12 600
11	Iluminación exterior	2 500	600		3 100
12	Red de tierra	7 200	2 000		9 200
13	Canaletas			2 000	2 000
14	Ingeniería y pruebas		5 000		5 000
15	Supervision		10 000		10 000
Sub Total					332 900
Gastos generales y utilidades 20%					66 580
Total US\$					399 480

Sistemas auxiliares y edificaciones de una subestación

Cuadro N°2.26 Inversión en servicios auxiliares de una subestación

It	Descripción	Materiales	Montaje Electromecánico	Obra civil	Total
01	01 Banco de baterías 220Vcc	12 000	1 000	2 000	15 000
02	01 Rectificador 220Vcc	7 000	1 000	1000	9 000
03	01 Banco de baterías 48Vcc	4 000	1 000	2 000	7 000
04	01 Rectificador 48Vcc	7 000	1 000	1 000	9 000
05	01 Trafo 10 kV	2 000	1 000	2 000	5 000
06	01 Inter 10kV	10 000	1 000	1000	12 000
07	Sist. agua potable	2 000	1 000	2 000	5 000
08	Sist. iluminación	2 000	1 000	2 000	5 000
09	Edificio de control y Taller	3 000	2 000	10 000	16 000
10	Cerco	2 000	0	6 000	8 000
Sub Total					90 000
Gastos generales y utilidades 20%					18 000
Total US\$					108 000

Celda Zona sierra 220KV

Cuadro N°2.27 Inversión en celda 220kV zona sierra

It	Descripción	Materiales	Montaje Electromecánico	Obra civil	Total
01	01 Interruptor	90 000	6 000	3 000	99 000
02	03 Transf. Corriente	33 000	4 000	2 000	39 000
03	03 Trasn. tensión	24 000	4 000	2 000	30 000
04	03 Seccionadores	63 000	4 000	2 000	69 000
05	Sistema de barras	14 000	2 000		16 000
06	Reles de protección	12 000	2 000	1 000	15 000
07	01 Sist control	10 000	2 000	1 000	13 000
08	01 Sist. medición	4 000	2 000	1 000	7 000
09	Pórticos	10 000	2 000	6 000	18 000
10	Cadenas de aisladores y accesorios	9 600	3 000		12 600
11	Iluminación exterior	2 500	600		3 100
12	Red de tierra	7 200	2 000		9 200
13	Canaletas			2 000	2 000
14	Ingeniería y pruebas		5 000		5 000
15	Supervision		10 000		10 000
				Sub Total	347 900
				Gastos generales y utilidades 20%	69 580
				Total US\$	417 480

Zona selva 138kV

Cuadro N°2.28 Inversión en celda 138kV zona selva

It	Descripción	Materiales	Montaje Electromecánico	Obra civil	Total
01	01 Interruptor	60 000	4 000	2 000	66 000
02	03 Transf. Corriente	27 000	2 000	1 500	30 500
03	03 Trasn. Tensión	18 000	2 000	1 500	21 500
04	03 Seccionadores	45 000	2 000	1 500	48 500
05	Sistema de barras	9 000	1 500		10 500
06	Reles de protección	12 000	2 000	1 000	15 000
07	01 Sist control	10 000	2 000	1 000	13 000
08	01 Sist medic ion	4 000	2 000	1 000	7 000
09	01 Pórticos	6 000	1 000	3 000	10 000
10	Cadenas de aisladores y accesorios	6 000	2 000		8 000
11	Iluminación exterior	2500	600		3 100
12	Red de tierra	6 000	1 500		7 500
13	Canaletas			1 500	1 500
14	Ingeniería y pruebas		4 000		4 000
15	Supervision		8 000		8 000
Sub Total					254 100
Gastos generales y utilidades 20%					50 820
Total US\$					304 920

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE COSTOS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ETECEN

En el presente capítulo realizaremos un análisis de sensibilidad de los costos que más inciden en la empresa ETECEN en el año 2001.

3.1 Depreciación

La depreciación representa el 61% del costo, este representa la anualidad del capital inmovilizado en los activos.

El control de la depreciación del activo fijo se realiza anualmente. Esto se hace considerando que durante el proceso productivo anual del bien, este se desgasta permanentemente; de tal forma que anualmente se separa un porcentaje para depositarlo en un fondo para depreciación. Este fondo debe servir para que posteriormente y una vez que se considera que el activo fijo no está en condiciones de seguir operando, se toma el fondo de depreciación y se compra otro activo igual para reemplazar el existente.

Los inmuebles, maquinarias y equipos transferidos por R.S. N°164-93 EM-VME (líneas y subestaciones de la costa), están contabilizadas de acuerdo a sus valores de tasación. Los inmuebles, maquinarias y equipos transferidos según R.M.279-96 del 29 de junio (líneas y subestaciones de la sierra) están contabilizadas de acuerdo a sus valores de tasación.

Los activos adquiridos directamente por ETECEN han sido contabilizados a su costo de adquisición.

La tasa de depreciación es la establecida por el tasador de acuerdo a su vida útil, por tanto no es aplicable el análisis de sensibilidad.

3.2 Personal

El personal representa el 13% del costo de la empresa, principalmente son el costo en personal de subestaciones (5 043 603.42) y el costo de personal administrativo (5 008 797.45).

El personal de subestaciones está formado por los operadores y personal de mantenimiento, la automatización de subestaciones reducirá el personal operador de 3 o 4 que hay en cada subestación a 1 (2 o 3 en subestaciones especiales), por tanto se realiza el análisis de sensibilidad:

Cuadro N°3.1 Reducción en costo de personal operador

Personal de subestaciones (técnicos y operadores)	Año 2001		Reduciéndose a 1 por subestación (2 o 3 en subestaciones especiales) y 1 volante por unidad de transmisión		
	Numero de personal	Costo de personal	Numero de personal	Costo de personal	Variación
Unidad de Transmisión Norte (5 subestaciones)	16 operadores	869 568	6	325 713	542 855
Unidad de Transmisión Norte Medio (6 subestaciones)	19 operadores	950 314	10	500 165	450 149
Unidad de Transmisión Lima (6 subestaciones)	10 operadores	529 820	5	264 910	264 910
Unidad de Transmisión Sur Medio (4 subestaciones)	11 operadores	530 883	4	193 048	337 835
Unidad de Transmisión Sierra Norte (5 subestaciones)	10 operadores	377 254	5	188 627	188 627
Unidad de Transmisión Sierra Centro (5 subestaciones)	10 operadores	457 500	5	228 750	228 750
	76	3 714 440	35	1 701 214	2 013 125

Por tanto hay una reducción de S/.2 013 125 lo que representa una disminución del 1.5% del costo total.

Costo promedio de cada operador 48 000 al año que mensualmente esta compuesto de:

Cuadro N°3.2 Costo Promedio Operador o Técnico ETECEN

Descripción	Monto
Sueldo mensual	2200.0
65% beneficios	1430.0
Doceavos gratificación de Julio	183.3
Doceavos gratificación de Diciembre	183.3
Costo mensual	3996.7
Costo anual	47960.0

Mediante la unión de dos unidades de transmisión el personal administrativo por Unidad de Transmisión se reduce en 1 jefe, 1 administrador, 1 ingeniero, 1 asistente administrativo en una de cada dos Unidades de transmisión.

Cuadro N°3.3 Reducción de Costo Personal Administrativo Unidades de Transmisión

Personal Administrativo de U.T. (01 jefe, 02 ingenieros manten., 01 administrador, 01 secretaria, 01 asist. Administrativo)	Año 2001		Uniéndose dos U.T.		Variación
	Numero de personal	Costo de personal	Numero de personal	Costo de personal	
Unidad de Transmisión Norte	6	380 911	6	380 910	0
Unidad de Transmisión Norte Medio	6	337 311	2	66 911	270 400
Unidad de Transmisión Lima	6	339 451	6	339 451	0
Unidad de Transmisión Sur Medio	6	378 683	2	108 282	270 400
Unidad de Transmisión Sierra Norte	6	395 873	6	395 873	0
Unidad de Transmisión Sierra Centro	6	341 133	2	70 733	270 400
	36	2 173 363	24	1 362 163	811 200

Por tanto hay una reducción de S/.811 200 lo que representa una disminución del 0.6% del costo total.

Cuadro N°3.4 Costo Anual Promedio Pers.Adm. Unidad de Transmisión

Descripción	Monto S/.
Jefe Unidad de Transmisión	104 000
02 Ingenieros de Mantenimiento	124 800
Administrador Unidad de Transmisión	62 400
Asistente Administrativo Unidad de Transmisión	41 600
Secretaria	31 200
Total	364 000

3.3 Servicios

Los servicios con S/. 14,502,982 representan el 11% del costo de la empresa, principalmente son el costo en subestaciones (4 ,137,163) y líneas de transmisión (3,825,832).

Los costos de los servicios se pueden reducir aplicando nuevas formas de mantenimiento como el mantenimiento centrado en la confiabilidad.

El mantenimiento centrado en la confiabilidad realiza un análisis de los equipos, identificando las funciones que realizan y que inciden en el servicio de transmisión, luego de identificar dichas funciones indica tareas de mantenimiento predictivo, preventivo, búsqueda de fallas o cambio de diseño para preservar dichas funciones, por lo que muchas de las tareas actuales de mantenimiento dejan de realizarse o se amplían los periodos entre mantenimientos produciéndose una disminución en los costos del mantenimiento.

Un costo de servicio significativo representa el servicio de vigilancia que era en promedio S/.36000 al año por subestación

3.4 Cargas Diversas de gestión

Los cargas diversa de gestión son S/.9 400 964 que representan el 7% del costo de la empresa, principalmente son el costo en líneas de transmisión (2 876 889). El costo de gestión esta conformado principalmente por el costo de los seguros, este valor es fijado por las aseguradoras dependiendo del grado de siniestralidad de la empresa.

3.5 Tributos

Los tributos son 4 189 625 que representan el 3%, son de origen externo por tanto no pueden modificarse

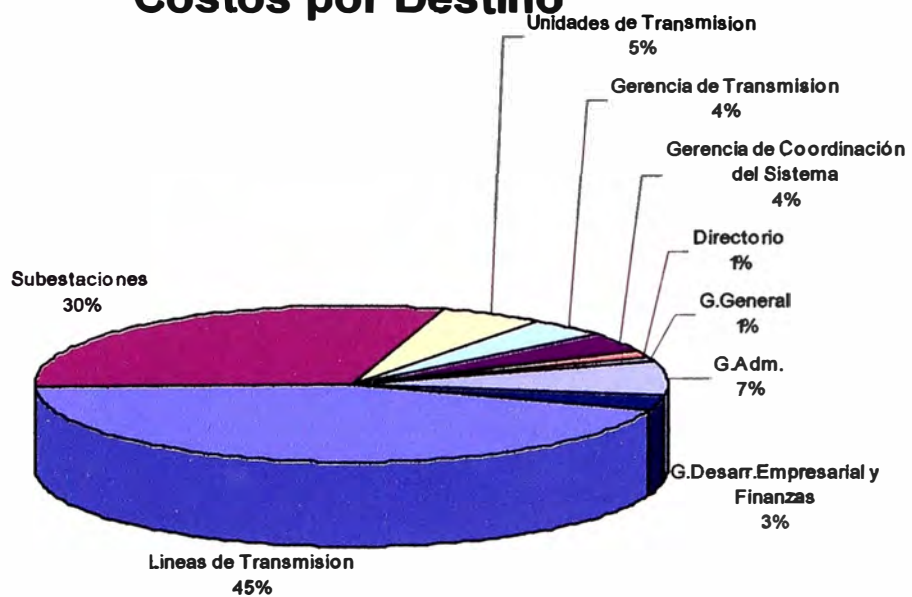
3.6 Suministros

Los suministros son 4 180 860 que representan el 3%, porcentualmente no es alto por lo que no realizaremos un análisis de sensibilidad.

CONCLUSIONES

- 1 Los costos de la empresa de transmisión ETECEN del año 2001 sin incluir costos financieros, ni inversiones fueron S/.135,981,614, este monto representa el 9.6% del VNR y el 9% del valor de las instalaciones de ETECEN**
- 2 En los costos de operación y mantenimiento reportados a Osinerg (formulario COYM transmisión) no se toma en cuenta los tributos y las provisiones por lo que sin estos rubros el costo de la empresa ETECEN del año 2001 fue S/45 457 965 que corresponde al 3% del VNR y al 2.9% del valor de las instalaciones de la empresa**
- 3 Según el manual de costos los costos en una empresa de transmisión se pueden dividir según “destino” en costos de transmisión o costos de administración o según “naturaleza” en los elementos de costo: suministros, personal, servicios, tributos, cargas diversas (seguros, etc.), provisiones (depreciación, etc.)**
- 4 Los costos en una empresa de transmisión según “destino” se dividen en costos propios de la actividad de transmisión que corresponden a los costos de operación y mantenimiento y los costos administrativos, para el caso de ETECEN del año 2001 están en la relación de 87% para los primeros y 13% para los segundos**
- 5 Los costos por “destino” de la actividad de transmisión de ETECEN del año 2001 se dividen en costos en subestaciones, líneas de transmisión, unidades de transmisión, gerencia de transmisión, gerencia de coordinación del sistema**
Los costos por destino de la actividad de administración de ETECEN del año 2001 se dividen en costos del directorio, gerencia general, gerencia de administración, gerencia de desarrollo y finanzas. Los montos de los costos se muestran en el siguiente grafico:

Costos por Destino



- 6 Si no se toma en cuenta los costos de tributos y de depreciación los costos de transmisión y administrativos están en la relación de 73% a 27%, lo cual esta dentro del rango obtenido en el proyecto CIER 11. El valor de 27% para los gastos administrativos esta dentro del rango pero cerca del valor máximo por lo que una mejora es la disminución de estos. Los montos de los costos se muestran en el siguiente grafico:



- 7 El elemento de costo de mayor incidencia en ETECEN es la depreciación que es S/.83 051 146.42 (61% del total)
- Este costo depende del método aplicado para el cálculo de dicha depreciación.
- En el caso de ETECEN, la depreciación de los inmuebles, maquinarias y equipos, unidades de transporte muebles y enseres ha sido calculada aplicando el método de línea recta y a las tasas de depreciación establecidas principalmente por una tasación efectuada por un perito independiente. Estas tasas son como sigue:

Clase	Tasa %	
	Mínima	Máxima
Edificios y construcciones	2.56	14.28
Maquinaria y equipo	3.45	25.00
Muebles y enseres	10.00	10.00

Una variación de dicho costo podría darse variando el método de cálculo de la depreciación

- 8 El segundo costo de mayor incidencia son los gastos de personal que le corresponde S/.17 373 159 que son el 13% del total, formado mayormente por personal de subestaciones (5 043 603) y personal del área administrativa (5 008 797).

Una probable reducción viene dada por la disminución del personal operador, por la automatización de las subestaciones, de 3 o 4 en cada subestación a 1 o 2 lo cual reduciría el costo de personal de subestaciones en 54% que representa en dinero S/.2 013 125 lo que representa una disminución del 1.5% del costo total.

- 9 El tercer costo de mayor incidencia son los Servicios prestados por terceros que corresponde 14 502 982.06 que es el 11% del total, formado mayormente por el servicio en subestaciones (4 137 163.17) y servicios en área administrativa (3 946 991.82). Dentro de los servicios prestados por terceros en subestaciones se tiene el servicio de vigilancia que en 23 de las 26 subestaciones que contaba ETECEN que representa un monto anual de S/.828 000 (promedio de S/.36 000 por subestación)

Una probable reducción se daría aplicando el mantenimiento centrado e la confiabilidad, el cual se centra en mantener la función que el equipo tiene para el sistema de transmisión por lo que se realiza tareas de mantenimiento predictivo, preventivo, búsqueda de fallas o cambio de diseño para preservar dichas funciones, por lo que muchas de las tareas actuales de mantenimiento dejan de realizarse o se amplían los periodos entre mantenimientos produciéndose una disminución en los costos del mantenimiento.

- 10 Los costos en una empresa de transmisión están afectados por el entorno regulatorio, configuración de la red, condiciones ambientales, condiciones topográficas condiciones atmosféricas, propiedad y modelo del negocio, condiciones y exigencias de calidad y de seguridad en la prestación del servicio.

- 11 El entorno regulatorio, según la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico obliga a ETECEN a:

No provocar interrupciones por más de 4 horas ponderadas por semestre (4 horas de falla u 8 de mantenimiento)

No provocar más de 1 corte al semestre en instalaciones que provocan cortes de suministro.

12 La configuración de la RED en el caso de las líneas costeras es un sistema radial por lo que obliga a realizar el mantenimiento en varias líneas a la vez y en fines de semana lo que implica mayor costo de personal (horas extras)

13 Las condiciones atmosféricas obligan a una mayor frecuencia de mantenimiento en las instalaciones costeras por ser esta zona de alta salinidad y polución, en el caso de la selva obliga a un mantenimiento permanente de la servidumbre para evitar posibles descargas.

14 Tenemos los siguientes índices de costos con respecto al VNR:

Costo de servicio/ VNR:

$$100 * 135\,981\,614 / 1\,412\,764\,782 = 9.6\%$$

Costo (sin tributos, seguros, ni provisiones)/ VNR:

$$100 * 43\,338\,050 / 1\,412\,764\,782 = 3.0\%$$

15 Los valores de los inmuebles, equipos y maquinarias de ETECEN a diciembre del 2001 fueron:

Clase	Miles S/.
Terrenos	21 235
Edificios y construcciones	40 801
Maquinaria y equipo	1 109 103
Unidades de transporte	7 045
Muebles y enseres	4 984
Equipos diversos	15 183
Unidades de reemplazo	2 354
Unidades por recibir	28 805
Obras en curso	40 005

Miles S/. 1517 054

16 Se tienen los siguientes índices de costos con respecto a la inversión:

Costo de servicio/ Inmuebles, materiales equipos:

$$100 * 135\,981\,614 / 1\,517\,054\,000 = 9\%$$

Costo (sin tributos ni provisiones)/ Inmuebles, materiales. y equipos:

$$100 * 45\,457\,965 / 1\,517\,054\,000 = 2.9\%$$

Costo por Km. (sin tributos, ni provisiones.)/ Inversión por Km. en líneas

Líneas costa 220kV

$$100 * 1\,292 / 104\,400 = 1.2\%$$

Líneas sierra 220kV

$$100 * 922 / 150\,600 = 0.6\%$$

Líneas selva 138kV

$$100 * 790 / 67\ 800 = 1.2\%$$

Costo por celda (sin trib., ni prev.) / Inversión por celda subest.

Subestaciones costa 220kV

$$100 * 19\ 096 / 400\ 000 = 4.7\%$$

Subestaciones sierra 220kV

$$100 * 19\ 384 / 417\ 480 = 4.6\%$$

Subestaciones selva 138kV

$$100 * 21\ 115 / 304\ 920 = 6.9\%$$

Se observa que los índices de costo/ inversión de las líneas de transmisión son menores a los de las subestaciones

- 17 Los ingresos por las instalaciones del sistema de transmisión están directamente relacionados con el valor de las instalaciones (VNR para el sistema principal), por tanto de la conclusión anterior se puede afirmar que las líneas de transmisión son más rentables que las subestaciones, lo que se corrobora en el análisis realizado de los ingresos y egresos de ETECEN (anexo B)
- 18 La confiabilidad es la aptitud de un equipo de realizar una función determinada en condiciones dadas, durante un intervalo de tiempo, se supone que el equipo estaba en las condiciones de realizar la función dada en el inicio del intervalo determinado. Para el caso del sistema de transmisión los equipos deben tener la aptitud de realizar la función que incide en el servicio de transmisión durante su periodo de vida útil. Por tanto debe aplicarse un programa de mantenimiento adecuado que conserve dichas funciones.

Así un seccionador tiene las funciones:

- Apertura de un circuito sin carga cuando se requiera por operación o mantenimiento
- Conducir la energía eléctrica

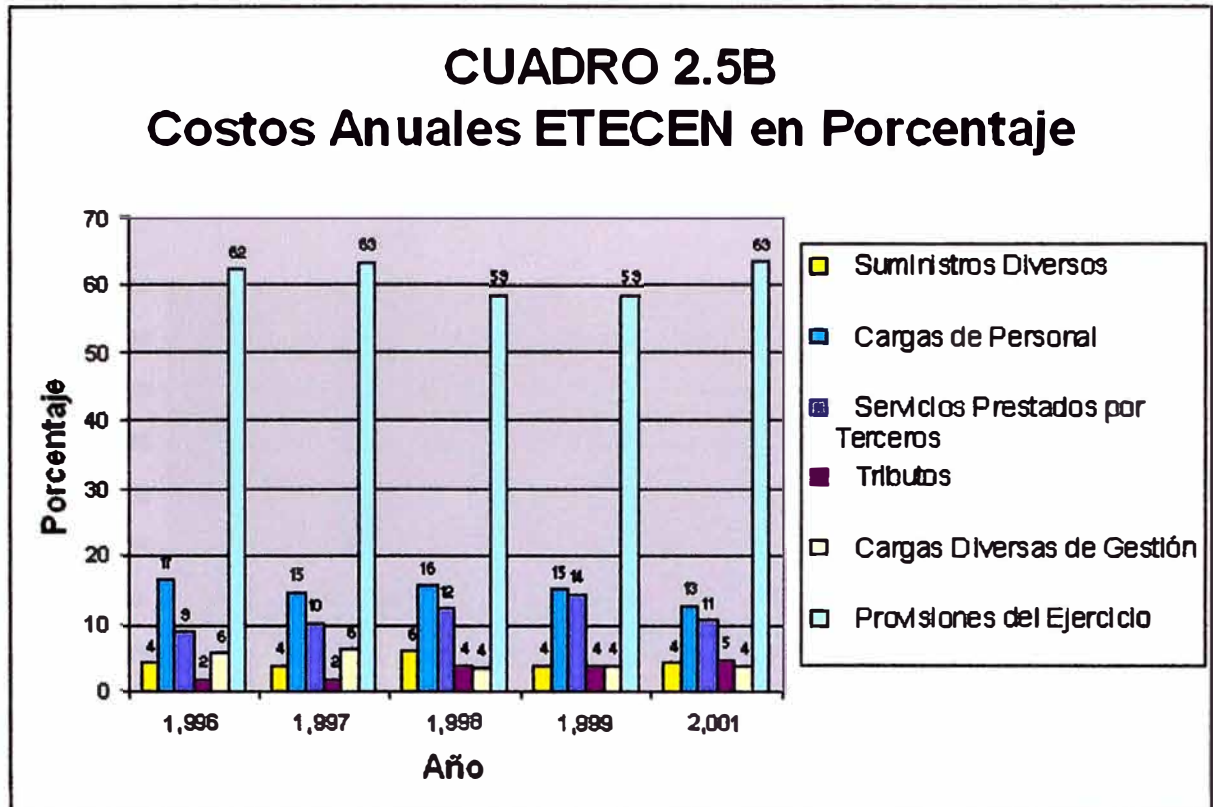
El mantenimiento por tanto debe centrarse en conservar dichas funciones, cualquier otra función no es necesaria para la transmisión y por tanto no requieren mantenimiento

El mantenimiento que evalúa las funciones de los equipos y en base a estos aplica un plan de mantenimiento se llama mantenimiento centrado en la confiabilidad.

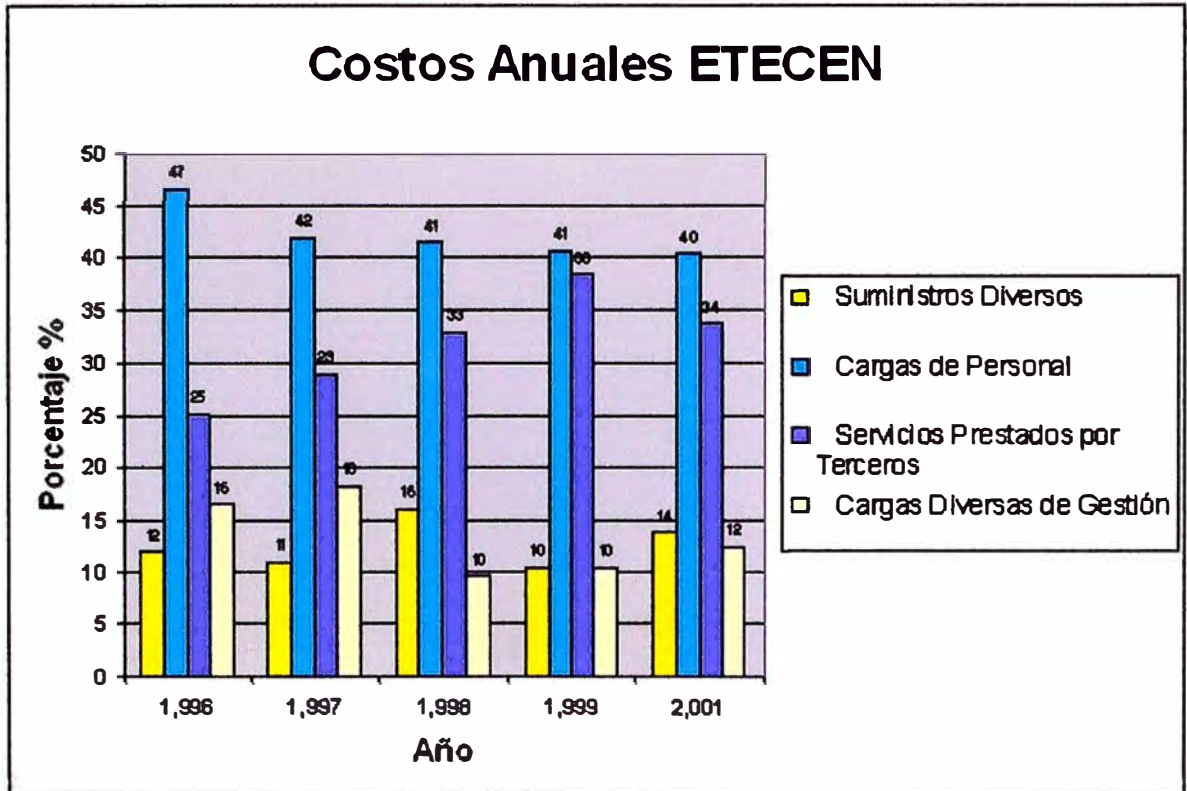
Este tipo de mantenimiento reduce el costo del mantenimiento.

Una mayor confiabilidad no corresponde a un mayor costo, sino a un mejor plan de mantenimiento el cual no requiere mayores costos sino mayor análisis.

19 Se observa que se mantiene el porcentaje de participación de las provisiones del ejercicio (depreciación) en los costos de servicio desde el año 1996 al 2001



20 Se observa que el porcentaje de costo de personal dentro de los componentes de costo (sin tomar en cuenta los tributos ni las provisiones) se mantiene en el tiempo (1996 al 2001).



Anexo A

INGRESOS y COSTOS POR LINEA DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES

Introducción

A través del presente documento se informa acerca de la distribución de los ingresos y costos por cada Línea de Transmisión y Subestación; este trabajo permite apreciar la rentabilidad de cada una de ellas. Los datos utilizados corresponden al 31.12.2001.

Herramienta Utilizada

Se utilizó una hoja de cálculo excel para realizar la distribución de los costos indirectos y poder atribuir de forma proporcional estos costos a las Líneas de Transmisión y Subestaciones.

Metodología

Se refiere, a las simplificaciones y criterios asumidos que se han realizado a la información disponible de ingresos y costos, para poder llegar a los resultados que se presentan en el *Anexo 2 "Rentabilidad de cada Línea de Transmisión y Subestación"*.

En primer lugar, esta metodología comienza por definir a la unidad de activo fijo que genera los ingresos y los costos como las Líneas de Transmisión y las Subestaciones. Esto es importante porque a este nivel vamos a comparar los ingresos y los costos.

El concepto de Línea de Transmisión, considera las estructuras (torres), los cables, aisladores, hasta la cadena de anclaje en el pórtico de la Subestación. Por tanto, no considera las celdas de llegada ni de salida en ninguna de las subestaciones.

El concepto de Subestaciones, considera las celdas que corresponden a cada Línea de Transmisión, así como a equipos de uso común instalados dentro de las subestaciones.

Las celdas de una Línea de Transmisión incluye sus respectivos Transformadores de corriente, Transformadores de Tensión, Seccionadores, Interruptores, Pararrayos, Equipos de Compensación Reactiva (SVC, Reactor, Capacitores), todos estos equipos en sus tres Fases: R, S y T.

En Relación a los Ingresos.-

Se tomo como base la información proporcionada por la Gerencia de Transmisión que muestra de forma consolidada los ingresos que han generado las Lineas de Transmisión y las Subestaciones..

La Gerencia de Transmisión tomó como base, la información proporcionada por la Unidad de Comercialización donde presento de forma detallada los ingresos por cada Linea de Transmisión mensualizada y distribuida por cada Unidad de Transmisión.

En Relación a los Costos.-

Se tomó en cuenta el total de costos y gastos al 31.12.2001 expuestos en los Estados Financieros y que ascienden a S/.135,981,615.

Se trabajó sobre la base de la información proporcionada por el SIGA, distribuida por centro de costos al 31.12.2001.

Se utilizó el método de costeo tradicional, que implica que los costos indirectos sean prorrateados sobre una base razonable.

En este sentido, los costos indirectos fueron distribuidos sobre la base del costo directo de cada línea de Transmisión y Subestación.

Para el presente informe, se consideran costos indirectos a los siguientes:

- Costos Gerencia de Transmisión,
- Costos de las Unidades de Transmisión.
- Depreciación,
- Gastos Administrativos

Los costos incurridos en la Gerencia de Coordinación se presentan por separado.

Reportes

El *Anexo 1 "Resumen de los Costos Acumulados a Diciembre 2001"*, permite apreciar la participación porcentual de cada componente de los costos, donde la depreciación representa 61%. Asimismo, permite apreciar en forma resumida la clasificación de los costos directos e indirectos.

El *Anexo 2 "Rentabilidad por Línea de Transmisión y Subestación"*, permite apreciar la utilidad que se obtiene por cada unidad de activo generadora de ingresos y costos.

Asimismo, se presenta en orden ascendente clasificada por LLTT y SSEE de la más rentable a la menos rentable.

Análisis

La información procesada permite observar lo siguiente:

- Tres Líneas de Transmisión y todas las Subestaciones de la Unidad de Transmisión Sierra Norte no son rentables. Permite apreciar que están trabajando bajo un enfoque de contenido social o que están sobredimensionadas. Son las siguientes:
 - LT-120 Huánuco-Paragsha
 - LT-122 Tingo María-Aucayacu
 - LT-124 Aucayacu-Tocache
 - SSEE Huánuco
 - SSEE Tingo María
 - SSEE Aucayacu
 - SSEE Tocache
- La Línea de Transmisión 233 Chimbote Trujillo presenta pérdida en el año 2001, al respecto, es importante mencionar que en los primeros meses del año 2001 no generaba ingresos.
- 12 Líneas de Transmisión generan cerca del 80% de la utilidad que genera el rubro Líneas de Transmisión.

Conclusiones

- Se aprecia en detalle la contribución a las utilidades que genera cada instalación de ETECEN.
- Se muestra en detalle los subsidios cruzados que existen entre las instalaciones rentables y las no rentables.
- Esta información permite priorizar y orientar los recursos de una forma más eficiente a aquellas Líneas de Transmisión más rentables.

ANEXO 1

INGRESOS Y COSTOS POR LINEAS DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES

RESUMEN DE COSTOS ACUMULADOS AL 31.12.2001

	COSTO DEL SERVICIO									Total	%
	Suministros	Personal	Servicios	Tributos	IES/Peaje	Cargas Div.	Seguros	Provisiones	Depreciacion		
DIRECTOS	3,639,522.62	8,960,978.90	9,313,885.95	923,530.24	96,289.62	2,894,704.67	3,008,564.11	273,230.81	78,847,122.24	107,957,828.17	79.39%
Lineas de Transmision	2,409,593.41	1,744,012.68	3,025,031.03	10,864.04	96,289.62	736,730.85	2,140,158.00	0.20	48,748,987.14	59,790,448.69	43.97%
Subestaciones	606,626.05	5,043,603.42	4,137,163.17	807,114.72	-	714,795.66	847,669.69	69,572.43	28,758,884.46	41,065,430.40	30.20%
Unidades de Transmision	463,302.29	2,173,362.77	1,350,890.89	105,550.60	-	1,443,178.15	20,736.30	203,658.18	1,341,269.02	7,101,949.08	5.22%
INDIRECTOS	541,337.42	8,412,180.13	5,189,098.11	3,169,804.64	-	3,386,344.62	111,350.24	2,954,631.59	4,259,040.18	28,023,784.93	20.61%
Lineas de Transmision	140,324.04	1,643,035.60	900,095.22	550,325.58	-	188,717.29	10,474.17	1,035,938.45	325,083.00	5,593,993.43	4.11%
Centros de Coordinación del Sistema	114,360.60	1,760,347.00	342,009.07	75,200.09	-	72,147.14	80,870.75	7,822.07	2,871,085.34	5,323,850.06	3.92%
Costos Administrativos	206,641.78	5,008,797.45	3,946,991.82	2,544,278.97	-	3,125,480.19	20,005.32	1,110,871.07	1,062,871.84	17,105,941.44	12.58%
TOTAL	4,180,860.04	17,373,159.03	14,502,982.06	4,093,334.88	96,289.62	6,281,049.29	3,119,914.36	3,227,862.40	83,106,162.42	135,981,613.10	100.00%
%	3%	13%	11%	3%	0%	5%	2%	2%	61%	100%	

ANEXO 2

RENTABILIDAD POR LLTT Y SSEE
AL 31.12.2001

		INGRESOS	COSTOS	UTILIDAD	% UII / Ingt	Contribuc.	Contribuc.
9	Piura	2,506,485.64	2,139,588.49	366,897.15	14.64%	90%	1497%
10	Huayucachi	2,079,540.21	1,733,113.35	346,426.86	16.66%	85%	1582%
11	Huancavelica	1,754,855.08	1,468,704.18	286,150.90	16.31%	70%	1652%
12	Chiclayo	3,814,578.20	3,596,315.02	218,263.18	5.72%	53%	1705%
13	Oroya	238,244.54	70,857.80	167,386.73	70.25%	41%	1746%
14	Zoallal	1,676,185.08	1,558,667.44	117,517.64	7.01%	29%	1774%
15	Huacho	608,726.54	494,614.39	114,112.15	18.75%	28%	1802%
16	Paramonga	2,931,140.83	2,975,735.64	(44,594.81)	-1.52%	-11%	1791%
17	Ica	1,207,002.26	1,322,282.03	(115,279.77)	-9.55%	-25%	1763%
18	San Juan	3,464,104.46	3,613,940.92	(149,836.46)	-4.33%	-37%	1727%
19	San Nicolas	557,960.49	745,722.68	(187,762.19)	-33.65%	-46%	1681%
20	Zorritos	147,476.37	362,353.74	(214,877.37)	-145.70%	-52%	1628%
21	Talara	313,735.17	615,256.37	(301,521.20)	-96.11%	-74%	1555%
22	Tocache	123,165.42	525,277.35	(402,111.92)	-326.49%	-98%	1457%
23	Chimbote	4,135,818.30	4,552,971.39	(417,153.09)	-10.09%	-102%	1355%
24	Huanuco	668,337.67	1,181,776.56	(513,438.89)	-76.82%	-125%	1230%
25	Chavarría	2,218,141.39	2,848,733.03	(630,591.64)	-28.43%	-154%	1076%
26	Paragsha II	264,135.85	934,317.99	(670,182.14)	-253.73%	-164%	912%
27	Pachachaca	2,254,730.62	2,967,773.29	(713,042.67)	-31.62%	-174%	738%
28	Aucayacu	37,212.20	780,325.60	(743,113.40)	-1996.96%	-181%	557%
29	Marcona	1,188,273.74	2,114,083.43	(925,809.69)	-77.91%	-226%	331%
30	Tingo maria	368,249.62	1,314,837.02	(946,587.39)	-257.05%	-231%	100%
	Centro de Control	0.00	5,323,850.06	(5,323,850.06)			
	Centro de Control		5,323,850.06	(5,323,850.06)	0.00%		
	Otros Servicios	0.00					
	Otros Servicios			-	0.00%		
	TOTAL	209,803,953.19	135,981,513.10	73,822,340.09			

Anexo B



ETEGEN
Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A.

Otros destinatario
Cc :

Arch.

MEMORÁNDUM

San Juan de Miraflores Fecha 22 de marzo 2002

T- 133 -2002

Para Ing. Iván La Rosa Alzamora
 Gerente General

De Ing. José Villegas García
 Gerente de Transmisión

Asunto INFORME DE INGRESOS Y EGRESOS EN LAS UNIDADES DE
 TRANSMISION

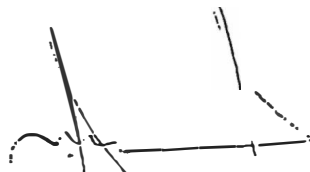
Ref. Pedido N° 02-201/2001
 Sesión 201 del 25.10.2001

Adjunto al presente el Informe Ejecutivo N° T-04-2002, sobre el balance de Ingresos y Egresos por línea de transmisión y subestaciones año 2001, elaborado por las Unidades de Transmisión.

El criterio utilizado para la distribución de costos fue coordinado con la Unidad de Contabilidad y los resultados lo encontramos adecuados para controlar los egresos en las Unidades de Transmisión.

Agradeceré, de encontrarlo conforme, se sirva elevarlo al Directorio.

Atentamente,


Ing. JOSE VILLEGAS GARCIA
Gerente de Transmisión
ETEGEN

INFORME EJECUTIVO

N° T- 04 - 2002

INGRESOS Y EGRESOS POR LINEA DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES AÑO 2001 ETECEN

1. OBJETIVO

Elaborar la distribución de ingresos, egresos y utilidades de las líneas de transmisión y subestaciones, por Unidad de Transmisión y evaluar si el criterio utilizado por la Unidad de Contabilidad es adecuado.

2. CONSIDERACIONES:

2.1. Los datos de Ingresos los ha proporcionado la Unidad de Regulación y Comercialización.

2.2. Los datos de Egresos los proporciona el área de Contabilidad, quien efectúa la distribución de los costos de acuerdo a los siguientes criterios :

Los costos directos los toma del sistema SIGA.

Los costos indirectos propios de una Unidad de Transmisión los distribuye entre las líneas y subestaciones de esa Unidad, en función a sus costos directos.

Los costos indirectos de la organización los distribuye entre todas las líneas y subestaciones, en forma proporcional a sus costos directos.

La depreciación forma parte de los costos directos y lo calcula en función a criterios de vida útil de los equipos, sustentados con estudios externos. A la fecha se realiza con el estudio de tasación de Black & Veatch del año 1995 para instalaciones de la costa y del año 1997 para instalaciones de la sierra.

2.3. De la información de Egresos, cada Unidad de Transmisión ha distribuido los costos directos de personal de acuerdo a la ubicación y uso real de este recurso.

2.4. Los ingresos y egresos de las líneas de responsabilidad compartida por dos Unidades de Transmisión, han sido distribuidos proporcionalmente a la longitud de responsabilidad.

2.5. En la depreciación han sido incluidos los equipos nuevos del Proyecto de Telecomunicaciones.

3. ALCANCE

Determinar los ingresos, egresos y utilidades de las líneas y subestaciones en el periodo 2001.

4. ANTECEDENTES

La Unidad de Contabilidad elaboró la distribución de ingresos, costos y utilidades de enero a julio 2001, por línea de transmisión y subestaciones.

Se revisó esta información y se coordinó con dicha Unidad para definir criterios para una adecuada distribución de costos directos de personal y todos los costos indirectos, los cuales se han empleado para los cálculos del periodo enero – diciembre 2001.

5. RESULTADOS OBTENIDOS

- 5.1. Los ingresos y egresos totales de ETECEN el año 2001 ascendieron a S/. 209.825 millones y S/. 130.657 millones respectivamente. La utilidad fue S/. 79.168 millones y equivale al 37.73 % de los ingresos.
- 5.2. Del total de egresos S/. 77.956 millones corresponde a las líneas de transmisión y S/. 52.701 millones a las subestaciones. Las Líneas de transmisión generan el 99.48 % de las utilidades totales, y las Subestaciones el 0.51 %. Esto se debe al mayor VNR de las líneas que representa mayores ingresos. En el siguiente cuadro se muestra un resumen.

INGRESOS Y EGRESOS AÑO 2001 (miles de nuevos soles)

INSTALACIONES	INGRESOS	EGRESOS	UTILIDADES
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	156.714	77.956	78.758
SUBESTACIONES	53.111	52.701	0.410
TOTAL	209.825	130.657	79.168

- 5.3. Las Unidades de Transmisión Sierra Centro y Lima generan las mayores utilidades, como puede observarse en siguiente cuadro.

INGRESOS Y EGRESOS POR UNIDADES DE TRANSMISIÓN AÑO 2001 (miles de nuevos soles)

UNIDAD DE TRANSMISIÓN	INGRESOS	EGRESOS	UTILIDAD	UTILIDAD / EGRESOS
Sierra Centro	62.677	32.335	30.291	0.94
Lima	55.940	29.883	26.056	0.87
Norte Medio	36.517	27.031	9.485	0.35
Norte	25.207	14.514	11.209	0.77
Sur Medio	24.803	17.943	6.859	0.38
Sierra Norte	4.680	8.899	-4.218	-0.47
TOTAL	209.825	130.657	79.168	0.61

Por cada unidad de egreso se obtiene una utilidad el 61%.

- 5.4. Las instalaciones con mayores utilidades y su comparación con el total de Utilidades son:

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE GENERAN MAYORES UTILIDADES AÑO 2001 (miles de nuevos soles)

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	UTILIDAD	% DE UTILIDAD TOTAL
L-218/219 Mantaro - Pachachaca	7.605	9.61%
L-201/202 Mantaro - Pomacocha	7.286	9.20%
L-203-231 Huancavelica - Independencia	7.273	9.19%
L-215 Paramonga - Chimbote	6.550	8.27%
L-208 Lima - Independencia	6.268	7.92%
L-221 Huayucachi - Zapallal	6.074	7.67%
L-205-206 Pomacocha - S. Juan	4.651	5.88%
L-212 Zapallal - Huacho	4.017	5.07%
L-238 Chiclayo - Piura	3.879	4.90%

- 5.5. Las instalaciones con mayores déficits en el año 2001, y su comparación con los egresos totales son

INSTALACIONES CON MAYORES DEFICITS AÑO 2001
(miles de nuevos soles)

INSTALACION	DEFICIT (EGRESOS - INGRESOS)	% DE TOTAL EGRESOS
S.E. Tingo María	947	0.72%
S.E. Marcona	926	0.71%
S.E. Aucayacu	743	0.57%
L-122 Tingo María - Aucayacu	719	0.55%
S.E. Pachachaca	713	0.55%
S.E. Paragsha II	670	0.51%
S.E. Chavarria	631	0.48%
L-124 Aucayacu - Tocache	549	0.42%
L-120 Huánuco - Paragsha	517	0.40%
S.E. Huánuco	513	0.39%

- 5.6. La composición de los egresos se muestra en el siguiente cuadro:

EGRESOS POR UNIDADES DE TRANSMISION AÑO 2001
(miles de nuevos soles)

UNIDAD DE TRANSMISION	SUMINISTROS	PERSONAL	SERVICIOS	TRIBUTOS	IES / PEAJE	CARGAS DIVERSAS	SEGUROS	PROVISIONES	DEPRECIACION	TOTAL EGRESOS
SIERRA CENTRO	1,045.03	3,000.86	2,896.08	837.82	16.43	1,423.40	974.68	888.46	21,303.05	32,385.86
LIMA	1,275.65	3,264.48	3,103.17	1,106.23	26.10	1,289.07	712.32	787.25	18,318.74	29,883.05
NORTE MEDIO	837.35	3,292.49	3,025.64	836.28	19.83	1,242.35	463.48	642.47	16,671.86	27,031.77
SUR MEDIO	303.91	2,231.82	1,860.12	514.00	14.85	852.28	375.83	416.40	11,374.50	17,943.74
NORTE	452.44	2,441.88	1,618.25	476.69	14.62	882.04	324.01	336.68	7,967.56	14,514.21
SIERRA NORTE	152.08	1,381.27	1,657.68	247.10	4.43	519.73	188.69	203.78	4,544.32	8,899.11
TOTAL :	4,066.49	15,612.81	14,160.97	4,018.13	96.29	6,208.90	3,039.04	3,275.05	80,180.05	130,657.76
% DEL TOTAL	3.11	11.95	10.84	3.08	0.07	4.75	2.33	2.51	61.37	100.00

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 6.1. El procedimiento usado para la determinación de las utilidades de las líneas de transmisión y subestaciones es adecuado. Los resultados se deben utilizar como una herramienta de gestión para controlar los egresos en las Unidades de Transmisión.
- 6.2. En las Unidades de Transmisión se desconoce la composición de los gastos indirectos ajenos a la Unidad.
- 6.2. La mayor incidencia en el valor de egresos corresponde al rubro Depreciación con 61.37% del total de egresos.

- 6.3. Los gastos totales de personal representan el 11.95% (S/. 15.612 Millones) de los egresos. Los servicios de terceros representan el 10.95% (S/. 14.488 Millones) de los egresos.
- 6.4. Los rubros de Personal, Cargas Diversas de Gestión y provisiones presentan costos indirectos mayores a los costos directos.
- 6.5. Las Líneas y Subestaciones, se valonzan y deprecian sobre un valor tasado, sin embargo los ingresos son calculados en función del VNR.

**INGRESOS Y EGRESOS POR UNIDAD DE
TRANSMISIÓN ENERO – DICIEMBRE 2001**

**INGRESOS Y EGRESOS POR UNIDAD DE TRANSMISION
ENERO - DICIEMBRE 2001 ETECEN**

POR INSTALACIONES DE TERCEROS

UNIDAD DE TRANSMISION	COSTOS DEL SERVICIO									EGRESOS	% EGR.	INGRESOS	% ING.	UTILIDAD	% UTIL.	Utilidad / Egresos
	SUMINISTROS	PERSONAL	SERVICIOS	TRIBUTOS	IES/PEAJE	CARGAS DIVERSAS	SEGUROS	PROVISIONES	DEPRECIACION							
SERV. A TERCEROS TN (NORTE)	41,382.18	507,141.50	349,580.83	49,232.11	6,130.34	68,485.19	454.84	27,392.85	32,836.83	1,192,405.35	64.84%	2,327,782.82	49.24%	1,651,775.84	48.80%	1.39
SERV. A TERCEROS TM (MEDIOS)	19,538.21	193,575.87	177,210.99	14,858.10	1,551.55	43,911.04	146.48	11,131.80	6,486.05	470,390.11	25.50%	1,739,238.88	36.79%	1,268,848.77	37.33%	2.70
SERV. A TERCEROS TSC (SUD)	2,281.07	16,252.42	118,168.22	3,934.38	262.38	8,252.01	5,168.87	4,185.46	5,672.71	160,175.32	0.49%	834,951.10	1.01%	474,775.78	1.52%	2.96
SERV. A TERCEROS TS (SUD)	284.55	3,884.13	2,430.43	724.65		1,017.40	284.01	494.57	12,603.38	21,723.14	0.12%	25,252.00	0.10%	3,528.86	0.05%	0.16
TOTAL SERVICIOS	60,900.37	790,717.46	528,800.82	64,090.21	7,681.90	132,378.23	801.14	38,524.44	41,102.88	1,844,893.92	100.00%	4,727,224.60	100.00%	3,398,929.25	100.00%	1.84

ACUMULADOS : INSTALACIONES DE TERCEROS Y PROPIAS

UNIDAD DE TRANSMISION	COSTOS DEL SERVICIO									EGRESOS	% EGR.	INGRESOS	% ING.	UTILIDAD	% UTIL.	Utilidad / Egresos
	SUMINISTROS	PERSONAL	SERVICIOS	TRIBUTOS	IES/PEAJE	CARGAS DIVERSAS	SEGUROS	PROVISIONES	DEPRECIACION							
NORTE - CHICLAYO	414,177.90	1,008,641.93	1,316,511.17	432,712.10	148,108.88	813,020.79	323,614.04	314,248.42	793,905.89	1,451,421.11	0.11	25,207,493.80	0.12	11,209,680.06	0.14	0.77
NORTE MEDIO CHIMBOTE	837,354.46	3,292,489.54	3,025,643.00	838,280.38	10,837.71	1,242,355.75	483,480.80	842,471.50	16,671,859.97	27,031,773.10	20.69%	36,517,289.32	17.40%	9,485,516.22	11.90%	0.35
LIMA	1,275,058.56	3,214,481.95	3,103,175.70	1,100,234.85	78,107.56	1,280,072.33	712,325.59	787,252.47	18,318,746.87	29,883,055.54	22.87%	55,939,772.78	26.66%	28,058,717.21	32.70%	0.87
SUR MEDIO - PISCO	303,918.73	2,231,820.61	1,890,120.87	513,908.54	14,857.82	652,261.63	375,838.65	416,400.59	11,374,502.54	17,943,740.99	13.73%	24,803,214.66	11.82%	6,659,473.87	8.61%	0.38
SIERRA CENTRO - HUANCAYO	1,045,031.44	3,000,865.86	2,898,089.09	837,829.27	16,429.96	1,423,407.66	974,687.52	588,465.84	21,303,055.30	32,385,861.94	24.79%	62,877,233.83	29.87%	30,291,371.89	38.01%	0.94
SIERRA NORTE - HUANUCO	152,079.82	1,381,270.17	1,657,689.10	247,101.45	4,438.89	519,738.39	168,891.77	203,784.86	4,544,326.90	8,699,119.35	8.81%	4,680,434.00	2.23%	-4,218,685.35	-5.29%	-0.47

TOTAL:

4,028,220.91	15,138,370.07	13,658,228.99	3,974,157.47	94,269.62	8,139,678.55	3,036,638.37	3,252,823.64	80,151,547.27	130,857,783.04	100.00%	209,825,438.37	100.00%	78,444,973.90	100.00%	0.61
--------------	---------------	---------------	--------------	-----------	--------------	--------------	--------------	---------------	----------------	---------	----------------	---------	---------------	---------	------

**INGRESOS Y EGRESOS POR INSTALACION
ENERO - DICIEMBRE 2001
TRANSMISION NORTE**

INSTALACIONES PROPIAS

INSTALACION	COSTOS DEL SERVICIO									EGRESOS	% EGR.	INGRESOS	% ING.	UTILIDAD	% UTIL.	Utilidad / Egresos	
	SUMINISTROS	PERSONAL	SERVICIOS	TRIBUTOS	IES / PEAJE	CARGAS DIVERSAS	SEGUROS	PROVISIONES	DEPRECIACION								
L-238 Chiclayo-Piura	116,507.90	272,834.98	275,734.84	76,063.24	1,888.26	188,047.99	99,886.93	71,606.34	2,036,454.52	3,118,042.70	21.48%	8,997,359.04	27.76%	3,879,318.25	34.61%	1.24	
L-236 Guadalupe-Chiclayo	23,050.71	130,341.07	94,554.88	28,415.68	2,200.64	58,337.45	38,347.78	28,882.47	785,054.75	1,168,985.20	8.04%	3,977,688.87	15.78%	2,810,903.87	25.08%	2.41	
L-234 Trujillo-Guadalupe. (*) TM (70 Km de 103 km)	95,413.10	164,479.75	181,642.97	29,060.44	4,402.44	69,703.77	32,378.56	27,195.20	574,259.12	1,218,535.33	8.40%	3,131,283.95	12.42%	1,912,748.82	17.08%	1.57	
(*) En la compañía la línea de Transmisión TM Transmisión Norte Mocho										LLTT	5,503,563.32	37.92%	14,108,531.86	55.96%	8,802,968.54	78.75%	1.58

S. E. Piura	38,319.83	345,738.34	193,175.53	87,194.58	0.00	135,953.59	33,522.63	50,398.10	1,257,267.90	2,139,588.49	14.74%	2,508,485.64	9.94%	366,897.15	3.27%	0.17	
S. E. Chiclayo	100,557.88	553,348.58	338,156.45	143,387.99	0.00	218,996.88	83,790.60	84,274.30	2,073,602.55	3,598,315.02	24.78%	3,814,578.20	15.13%	218,283.18	1.95%	0.08	
S. E. Guadalupe	39,238.80	357,999.58	185,401.01	83,315.48	0.00	122,541.71	38,838.12	49,134.02	1,228,073.21	2,082,339.93	14.35%	2,452,115.28	9.73%	389,775.35	3.30%	0.18	
										SSEE	7,816,243.44	53.87%	8,773,179.12	34.80%	954,935.68	8.52%	0.12
										PROPIO	13,321,806.76	91.78%	22,879,710.98	90.77%	9,557,904.22	85.26%	0.72

INSTALACIONES DE TERCEROS

L-749 Talara-Zurillus Y SSEE ZURILLUS	1,908.80	60,967.50	29,884.28	2,943.81	3,458.14	11,333.87	27.83	2,774.48	2,359.78	120,456.27	0.83%	984,588.08	3.91%	864,131.81	7.71%	7.17										
L-248 Piura-Talara Y SSEE Talara	1,184.97	53,932.15	22,161.83	2,310.96	2,672.20	8,105.73	21.81	2,165.51	1,784.08	94,338.97	0.65%	881,983.00	3.50%	787,644.03	7.03%	8.35										
Talara	28,149.35	248,302.44	238,374.59	29,859.38	0.00	40,684.28	245.28	14,092.23	17,548.83	815,256.37	4.24%	313,735.17	1.24%	-301,521.20	-2.69%	-0.49										
Zorritos	10,121.15	228,939.49	83,369.35	14,117.93	0.00	28,341.31	159.92	8,340.42	10,984.18	382,353.74	2.50%	147,478.37	0.59%	-214,877.37	-1.92%	-0.59										
	41,362.16	597,141.59	349,589.83	49,232.11	6,130.34	88,465.19	454.84	27,392.65	32,838.83	1,192,405.35	8.22%	2,327,782.62	9.23%	1,651,775.84	14.74%	1.29										
											414,177.90	1,968,641.93	1,316,511.17	432,712.19	14,819.88	813,020.79	323,814.04	314,248.42	7,939,055.89	14,514,212.11	100.00%	25,207,493.60	100.00%	11,209,680.06	100.00%	0.77

INGRESOS Y EGRESOS POR INSTALACION
ENERO - DICIEMBRE 2001
TRANSMISION NORTE MEDIO

INSTALACIONES PROPIAS

INSTALACION	COSTOS DEL SERVICIO									EGRESOS	% EGR.	INGRESOS	% ING.	UTILIDAD	% UTIL.	Utilidad / Egresos
	SUMINISTROS	PERSONAL	SERVICIOS	TRIBUTOS	IES / PEAJE	CARGAS DIVERSAS	SEGUROS	PROVISIONES	DEPRECIACION							
L-234 Trujillo-Guadalupe (*) (33 km de 103 km)	44,980.48	86,969.02	85,631.69	13,699.92	2,075.43	42,288.92	15,264.18	12,820.59	270,722.18	574,452.37	2.13%	1,449,299.15	3.97%	874,846.78	9.22%	1.52
L-233 2T Chimbote-Trujillo	16,067.29	250,484.63	195,736.54	80,210.23	3,963.21	93,282.06	83,793.83	77,770.48	2,405,566.09	3,208,878.32	11.87%	3,025,905.30	8.48%	-112,971.02	-1.19%	-0.04
L-232 Chimbote-Trujillo	345,444.93	342,276.87	426,826.17	101,086.92	3,969.44	183,344.50	50,124.96	97,483.49	2,576,712.78	4,127,270.08	15.27%	5,009,659.64	13.72%	882,389.76	9.30%	0.21
L-215 Paramonga-Chimbote	51,395.47	334,060.41	286,020.61	78,982.35	6,597.65	151,005.64	77,902.05	78,196.09	2,183,644.88	3,228,045.75	11.94%	9,778,266.25	28.78%	6,550,240.50	69.06%	2.03
L-213 Huacho - Paramonga	56,140.85	261,463.69	372,586.24	78,352.77	1,880.24	149,770.01	39,032.61	73,411.03	2,185,505.57	3,197,925.22	11.83%	2,700,263.26	7.39%	-497,661.94	-5.25%	-0.16
LLTT										14,336,569.73	53.04%	22,033,413.82	60.34%	7,696,844.09	81.14%	0.54

(*) Línea compartida con otra Unidad de Transmisión. TN Transmisión Norte

S. E. Trujillo	65,799.35	557,421.96	481,059.41	193,528.88	0.00	196,405.18	87,550.03	100,746.54	2,518,980.70	4,201,491.83	15.54%	5,068,950.95	13.86%	667,459.12	9.15%	0.21
S. E. Paramonga	37,286.80	487,947.28	310,690.40	105,222.85	0.00	137,828.83	41,557.42	71,810.24	1,783,394.40	2,975,735.64	11.01%	2,931,140.83	8.03%	-44,594.81	-0.47%	-0.01
S. E. Chimbote	182,791.45	654,599.68	587,770.55	157,982.39	0.00	216,161.48	87,471.52	109,283.49	2,578,950.83	4,552,971.39	16.84%	4,135,818.30	11.33%	-417,153.09	-4.40%	-0.09
S. E. Huacho	13,689.85	123,649.91	100,126.20	14,396.36	0.00	26,380.11	637.70	11,637.75	201,694.51	494,614.39	1.83%	608,726.54	1.67%	114,112.15	1.20%	0.23
SSEE										12,224,813.28	45.22%	12,744,636.62	34.90%	519,823.36	5.48%	0.04

INSTALACIONES DE TERCEROS

L-255 Vicosca-Atacama	11,690.24	37,107.59	54,114.16	3,050.55	1,551.55	11,698.27	29.42	2,945.76	1,801.96	124,189.51	0.46%	607,618.71	1.66%	483,429.20	5.10%	3.89									
S. E. Vicosca	7,842.97	156,366.65	122,975.08	11,771.15	0.00	31,056.00	116.71	8,150.69	6,848.48	344,749.93	1.28%	1,131,620.17	3.10%	786,870.24	8.30%	2.28									
Atacama	5.00	81.83	121.76	36.40	0.00	1,154.77	0.36	35.15	15.61	1,450.67	0.01%			-1,450.67	-0.02%	-1.00									
SSEE										195,821	103,575.87	177,210.09	14,858.10	1,551.55	43,911.04	148.49	11,131.80	8,468.05	470,360.11	1.74%	1,739,236.68	4.78%	1,268,848.77	13.38%	2.70
SSEE										837,354.46	3,292,469.54	3,025,643.00	836,280.36	19,837.71	1,242,355.75	463,460.80	642,471.50	16,671,659.97	27,031,773.10	100.00%	36,517,269.32	100.00%	9,485,516.22	100.00%	0.35

INGRESOS Y EGRESOS POR INSTALACION
ENERO - DICIEMBRE 2001
TRANSMISION LIMA

INSTALACIONES PROPIAS

INSTALACION	COSTOS DEL SERVICIO									EGRESOS	% EGR.	INGRESOS	% ING.	UTILIDAD	% UTIL.	Utilidad / Egresos
	SUMINISTROS	PERSONAL	SERVICIOS	TRIBUTOS	IES / PEAJE	CARGAS DIVERSAS	SEGUROS	PROVISIONES	DEPRECIACION							
L-2010/2011 S.Juan-Sta Rosa	144,883.06	98,442.89	79,486.55	26,525.85	1,745.42	38,466.73	20,568.06	25,499.17	644,715.29	1,078,093.03	3.61%	2,958,379.51	5.29%	1,881,286.48	7.22%	1.75
L-244/245 Ventanilla-Chavarría	45,839.04	40,395.55	42,642.81	12,188.73	581.81	18,740.81	15,191.20	11,518.31	299,870.88	468,565.14	1.83%	1,931,221.29	3.45%	1,444,656.15	5.54%	2.97
L-242 Ventanilla-Zapallar	15,428.38	45,958.33	48,519.47	18,771.00	0.00	33,088.75	17,752.88	17,644.82	550,642.87	747,804.09	2.50%	928,202.19	1.66%	178,398.09	0.68%	0.24
L2003/2004 Sta Rosa-Chavarría	31,090.97	43,238.11	58,098.80	13,223.04	581.81	42,572.79	8,287.28	12,400.02	316,197.18	525,687.97	1.78%	1,305,037.48	2.49%	869,349.49	3.34%	1.65
L-248 Ventanilla-Chavarría	58,545.07	78,868.90	62,391.34	23,118.39	1,183.61	29,204.83	32,087.84	22,107.17	827,538.73	935,021.89	3.13%	1,570,846.58	2.81%	635,824.67	2.44%	0.68
L-243 Ventanilla-Zapallar	187.52	18,643.16	1,639.95	889.83	872.71	1,125.72	11,748.88	881.21	888.36	38,917.34	0.12%	928,202.19	1.66%	889,284.85	3.41%	24.09
L-212-Huacho - Zapallar	485,244.98	198,686.59	344,764.79	31,324.72	5,238.26	80,208.03	37,928.95	28,275.37	48,352.50	1,258,020.20	4.20%	5,273,148.47	9.43%	4,017,128.27	15.42%	3.20
L-208 Lima-Independencia (*)TS (138.4 km de 216 km)	24,346.55	225,202.89	201,991.62	49,581.72	4,247.23	82,263.83	82,029.11	45,053.98	1,313,876.30	2,008,572.83	8.72%	8,001,647.55	10.73%	3,993,074.72	15.32%	1.99
L-207 Lima-Independencia (*)TS (137.7 km de 215km)	55,757.56	239,878.83	262,807.35	54,827.31	4,245.41	98,914.51	38,279.08	49,760.77	1,414,648.35	2,215,418.97	7.41%	4,027,650.00	7.20%	1,812,233.03	6.95%	0.82
L-205-206 Pomacocha-S.Juan (*)TSC (100.25 de 112 km)	118,734.83	347,458.75	378,369.45	101,964.80	3,099.09	240,294.99	108,625.84	114,754.59	2,828,936.78	4,240,238.32	14.19%	8,389,341.65	15.00%	4,149,105.33	15.92%	0.98
L-221 Huayucachi-Zapallar (*)TSC (107.4 de 244 km.)	73,032.38	208,540.38	287,457.82	60,171.72	2,114.00	108,701.47	101,002.34	67,431.75	1,599,788.37	2,508,220.02	8.30%	5,147,699.16	9.20%	2,639,479.14	10.13%	1.05
L-222/223 Pachachaca-Callahuanca (*)TSC (47.2 de 73 km)	80,575.51	173,282.94	165,893.37	45,968.78	2,220.21	88,788.07	87,831.85	51,983.15	1,258,711.24	1,911,035.12	6.40%	3,945,569.01	7.05%	2,034,533.89	7.81%	1.08
(*) Línea compartida con otra Unidad de Transmisión. TS Transmisión Sur Medio, TSC Transmisión Sierra Centro.									LLTT	17,949,590.91	60.07%	42,493,943.04	75.96%	24,544,352.12	94.20%	1.37

S. E. Zapallar	20,869.79	282,509.35	233,778.71	195,857.67	0.00	75,407.35	37,365.33	37,948.54	875,332.71	1,558,687.44	5.22%	1,878,185.00	3.00%	117,517.56	0.45%	0.08
S. E. Sta Rosa	27,984.13	229,911.72	138,503.79	46,754.01	0.00	57,298.51	13,208.88	42,828.99	1,220,549.22	1,775,015.08	5.94%	2,462,441.44	4.40%	687,428.38	2.64%	0.39
S. E. San Juan	54,514.06	423,739.83	330,642.33	217,038.25	0.00	128,300.33	54,850.98	140,628.55	2,268,426.78	3,613,940.92	12.09%	3,464,104.46	8.19%	-149,836.48	-0.58%	-0.04
S. E. Ventanilla	17,328.82	121,714.72	84,311.01	30,558.57	0.00	32,778.22	34,128.66	23,293.28	643,001.54	887,111.02	3.30%	1,814,061.43	3.24%	828,950.42	3.17%	0.84
S. E. Chavarría	23,518.11	250,935.99	250,138.79	101,453.92	0.00	97,336.51	32,709.98	68,138.19	2,024,505.55	2,848,733.03	9.53%	2,218,141.39	3.97%	-630,591.64	-2.42%	-0.22
S. E. Callahuanca	18,441.82	239,063.60	133,958.02	78,141.14	0.00	43,565.08	22,930.65	27,152.82	588,704.23	1,149,997.16	3.85%	1,810,896.00	3.24%	660,898.84	2.54%	0.57
									SSEE	11,933,464.83	39.93%	13,445,829.72	24.04%	1,512,365.09	5.80%	0.13

1,275,856.56	3,264,481.95	1,103,175.78	1,106,234.85	28,107.56	1,289,072.33	712,325.59	787,252.47	18,318,746.87	29,883,055.54	100.00%	55,839,772.76	100.00%	26,056,717.21	100.00%	0.87
--------------	--------------	--------------	--------------	-----------	--------------	------------	------------	---------------	---------------	---------	---------------	---------	---------------	---------	------

INGRESOS Y EGRESOS POR INSTALACION
ENERO - DICIEMBRE 2001
TRANSMISION SUR

INSTALACIONES PROPIAS

INSTALACION	COSTOS DEL SERVICIO									EGRESOS	% EGR.	INGRESOS	% ING.	UTILIDAD	% UTIL.	Utilidad / Egresos		
	SUMINISTROS	PERSONAL	SERVICIOS	TRIBUTOS	IES / PEAJE	CARGAS DIVERSAS	SEGUROS	PROVISIONES	DEPRECIACION									
L-211 Ica-Marcona	13,461.05	189,379.93	197,377.22	48,087.16	4,100.21	93,861.30	45,356.26	43,834.97	1,260,440.11	1,895,918.22	10.57%	3,308,044.19	13.34%	1,412,125.98	20.59%	0.74		
L-209 Independencia-Ica	5,861.52	78,257.13	91,050.60	20,974.36	1,518.60	45,136.50	17,236.30	18,914.36	540,522.93	819,472.31	4.57%	1,537,310.61	8.20%	717,836.49	10.48%	0.88		
L-208 Lima-Independencia (*) TL (77.6 km de 216 km)	13,650.96	126,269.71	113,255.42	27,766.94	2,361.40	46,124.69	34,779.33	25,261.46	736,682.09	1,128,194.01	6.28%	3,400,948.10	13.71%	2,274,754.09	33.16%	2.02		
L-207 Lima-Independencia (*) TL (77.3 km de 215 km)	31,300.36	134,658.41	147,530.82	30,834.26	2,363.22	54,404.44	20,365.82	27,933.97	794,246.75	1,243,656.18	6.93%	2,281,620.57	9.20%	1,037,962.38	15.13%	0.63		
L-203-231 Huancavelica-Independencia. (*) TSC (137 de 161 km)	67,103.24	421,693.81	362,129.05	136,676.27	3,563.24	229,602.69	156,764.65	125,919.70	3,929,767.35	5,453,422.11	30.30%	7,281,999.15	29.36%	1,828,577.04	26.66%	0.34		
L-627/628 Marcona-San Nicolas	14,991.02	23,644.07	64,237.65	4,251.87	911.16	23,830.78	0,550.83	3,599.92	9,739.31	154,758.81	0.86%	327,651.40	1.32%	172,894.60	2.52%	1.12		
										LLTT		10,693,421.45	59.59%	18,137,574.22	73.13%	7,444,152.78	108.52%	0.70

(*) Línea compartida con otra Unidad de Transmisión. TL Transmisión Lima, TSC Transmisión Sierra Centro.

S. E. Independencia	39,139.66	529,563.15	349,253.51	104,772.95	0.00	147,673.02	39,849.04	72,525.26	1,765,254.77	3,068,231.41	17.10%	3,712,404.15	14.97%	644,172.74	9.39%	0.21		
S. E. ICA	35,772.76	276,631.79	186,526.69	46,563.00	0.00	65,346.66	14,553.64	31,791.35	660,895.73	1,322,282.03	7.37%	1,207,002.26	4.87%	-115,279.77	-1.66%	-0.09		
S. E. San Nicolas	4,854.87	64,404.26	55,626.74	16,667.05	0.00	26,548.74	16,371.69	17,279.49	539,770.01	745,722.66	4.16%	557,960.49	2.25%	-187,762.19	-2.74%	-0.25		
S. E. Marcona	57,763.47	365,116.22	292,933.06	73,361.64	0.00	117,352.57	21,010.89	49,340.07	1,117,163.49	2,114,063.43	11.78%	1,188,273.74	4.79%	-925,809.69	-13.50%	-0.44		
										SSEE		7,250,319.54	40.41%	6,665,640.64	28.87%	-584,678.91	-8.52%	-0.08

303,918.73	2,231,620.61	1,860,120.67	513,999.54	14,857.82	652,281.63	375,838.65	416,400.59	11,374,502.54	17,943,740.99	100.00%	24,303,214.86	100.00%	6,859,473.67	100.00%	0.38
------------	--------------	--------------	------------	-----------	------------	------------	------------	---------------	---------------	---------	---------------	---------	--------------	---------	------

INGRESOS Y EGRESOS POR INSTALACION
ENERO - DICIEMBRE 2001
TRANSMISION SIERRA CENTRO

INSTALACIONES PROPIAS

INSTALACION	COSTOS DEL SERVICIO									EGRESOS	% EGR.	INGRESOS	% ING.	UTILIDAD	% UTIL.	Utilidad / Egresos
	SUMINISTROS	PERSONAL	SERVICIOS	TRIBUTOS	IES / PEAJE	CARGAS DIVERSAS	SEGUROS	PROVISIONES	DEPRECIACION							
L-201/202 Mantaro-Pomacocha	560,109.82	525,361.69	706,204.15	166,909.53	3,673.33	299,904.95	166,631.70	206,255.35	4,911,799.94	7,591,070.46	23.44%	14,877,117.38	23.74%	7,286,046.92	24.05%	0.96
L-216/219 Mantaro-Pachachaca	102,071.24	422,946.07	318,340.82	143,911.56	3,410.95	217,712.26	235,526.56	163,995.50	4,271,566.17	5,879,545.17	16.15%	13,484,458.88	21.51%	7,604,911.71	25.11%	1.29
L-203/204 Mantaro-Independencia	54,136.84	237,993.73	169,973.47	73,557.23	2,666.19	169,046.92	73,143.37	63,671.19	2,141,237.15	3,005,845.67	9.28%	4,802,464.75	7.34%	1,598,618.88	5.27%	0.53
L-205-206 Pomacocha-S. Juan (*) TL (11.75 de 112 km)	13,916.55	40,724.36	44,347.54	11,950.69	363.23	26,164.25	12,497.29	13,450.04	331,571.14	496,985.30	1.53%	599,189.42	1.59%	502,204.12	1.66%	1.01
L-221 Huayucachi-Zapallar (*) TL (136.6 de 24)	92,866.49	265,238.52	365,611.63	76,531.26	2,668.75	136,255.31	126,462.93	65,765.15	2,034,714.71	3,190,156.94	9.85%	6,624,877.59	10.57%	3,434,720.65	11.34%	1.08
L-220-Mantaro-Huayucachi	33,544.27	93,992.44	76,206.40	32,832.42	655.95	50,980.40	65,697.60	37,319.13	947,763.66	1,341,214.48	4.14%	3,627,286.25	5.79%	2,286,073.78	7.55%	1.70
L-222/223 Pachachaca-Callahuana (*) TL (25.8 de 73 km)	33,111.19	94,716.22	90,568.68	25,127.00	1,213.59	47,439.24	37,077.56	26,403.58	666,931.15	1,044,591.23	3.23%	2,125,309.27	3.39%	1,080,718.04	3.57%	1.03
L-224 Pachachaca Oroya Nueva	2,143.21	14,130.45	115,755.95	3,643.74	262.38	6,165.04	5,069.16	4,176.03	2,211.63	153,757.81	0.47%	459,454.47	0.73%	305,896.66	1.01%	1.96
L-226 Pachachaca-Pomacocha	4,727.62	34,033.13	24,652.66	12,700.26	131.19	22,746.61	11,493.39	14,447.66	392,233.79	517,366.74	1.60%	253,910.00	0.41%	-263,456.74	-0.87%	-0.51
L-203-231 Huancavelica-Independencia	27,974.76	135,434.54	116,304.22	43,696.67	1,144.40	73,805.24	50,347.77	40,441.36	1,262,115.06	1,751,464.04	5.41%	7,195,508.46	11.48%	5,444,044.44	17.97%	3.11
LLTT										24,971,998.03	77.11%	54,249,576.46	86.55%	29,277,576.45	96.65%	1.17

(*) Línea compartida con otra Unidad de Transmisión. TL Transmisión Lima, TS Transmisión Sur Medio.

S. E. Pomacocha	23,116.57	217,672.96	191,912.50	36,836.32	0.00	66,176.56	24,367.67	33,276.40	579,654.30	1,173,415.29	3.62%	2,100,286.00	3.35%	926,631.61	3.06%	0.79
S. E. Huancavelica	22,164.92	263,933.59	213,769.39	49,754.04	0.00	62,003.37	30,645.80	40,537.19	765,296.08	1,466,704.18	4.54%	1,754,855.08	2.80%	286,150.90	0.94%	0.19
S. E. Huayucachi	27,566.46	290,773.82	190,353.72	52,999.56	0.00	65,139.22	43,466.66	49,979.18	992,610.51	1,733,113.35	5.35%	2,079,540.21	3.32%	346,426.66	1.14%	0.20
S. E. Oroya	16,229.41	4,432.57	30,776.00	1,924.50	0.00	14,300.67	16.65	2,026.09	1,149.72	70,657.80	0.22%	238,244.54	0.36%	167,386.74	0.55%	2.36
S. E. Pachachaca	30,726.46	359,259.56	237,066.73	65,054.31	0.00	121,567.16	69,619.35	82,519.79	1,961,757.66	2,967,773.29	9.16%	2,254,730.62	3.60%	-713,042.67	-2.35%	-0.24
SSEE										7,413,863.91	22.89%	8,427,657.35	13.45%	1,013,793.44	3.35%	0.14

1,045,031.44	3,000,665.66	2,696,069.09	637,629.27	16,429.96	1,423,407.66	974,667.52	886,465.84	21,303,055.30	32,365,661.94	100.00%	62,677,233.63	100.00%	30,291,371.69	100.00%	0.94
--------------	--------------	--------------	------------	-----------	--------------	------------	------------	---------------	---------------	---------	---------------	---------	---------------	---------	------

INGRESOS Y EGRESOS POR INSTALACION
ENERO - DICIEMBRE 2001
TRANSMISION SIERRA NORTE

INSTALACIONES PROPIAS

INSTALACION	COSTOS DEL SERVICIO									EGRESOS	% EGR.	INGRESOS	% ING.	UTILIZADO	% UTIL.	Utilidad / Egresos
	SUMINISTROS	PERSONAL	SERVICIOS	TRIBUTOS	IES / PEAJE	CARGAS DIVERSAS	SEGUROS	PROVISIONES	DEPRECIACION							
L-121 Huanuco-Tingo Maria	25,361.84	161,624.63	212,343.82	34,376.17	1,198.85	74,566.62	40,730.66	31,283.80	613,881.08	1,305,387.26	15.68%	2,238,158.00	47.82%	842,790.74	-19.98%	0.60
L-124 Aucayacu-Tocache	30,425.06	76,306.96	140,252.60	17,145.98	1,465.04	44,457.34	20,399.22	16,223.09	339,745.27	686,420.58	7.71%	137,095.00	2.93%	-549,325.58	13.02%	-0.60
L-120 Huanuco-Paragsha	19,671.56	155,140.64	156,052.77	32,217.65	1,172.23	66,547.14	47,696.50	29,312.16	803,922.88	1,311,733.53	14.74%	784,251.00	16.97%	-517,482.53	12.27%	-0.39
L-122 Tingo Maria-Aucayacu	13,751.40	86,799.23	143,177.60	16,946.66	600.75	62,042.66	20,407.66	17,266.25	406,050.66	769,063.46	8.64%	49,830.00	1.06%	-719,233.46	17.05%	-0.94
									LLT	4,162,584.63	46.78%	3,219,334.00	68.78%	-943,250.63	22.36%	-0.23

S. E. Tocache	8,889.32	129,803.16	119,084.50	18,590.58	0.00	32,096.13	275.21	12,248.08	206,290.39	525,277.35	5.90%	123,166.00	2.63%	-402,111.35	9.53%	-0.77
S. E. Huanuco	16,654.45	226,746.13	272,640.45	33,896.64	0.00	63,066.44	15,076.59	27,482.30	526,193.56	1,181,776.56	13.28%	668,336.00	14.28%	-513,440.56	12.17%	-0.43
S. E. Aucayacu	8,377.70	142,827.07	196,474.03	21,731.66	0.00	41,620.57	9,948.30	17,966.64	339,379.60	780,325.60	8.77%	37,213.00	0.80%	-743,112.60	17.61%	-0.55
S. E. Paragsha II	11,636.14	185,691.98	159,366.03	31,186.71	0.00	56,731.71	14,460.24	21,759.32	453,285.88	934,317.90	10.50%	284,135.00	5.64%	-670,182.90	15.89%	-0.72
S. E. Tingo Maria	19,312.36	216,330.36	256,077.11	39,029.37	0.00	78,569.58	19,697.20	30,223.44	655,597.56	1,314,837.02	14.77%	788,250.00	7.87%	-546,587.02	22.44%	-1.12
									SSEE	4,736,534.52	53.22%	1,461,100.00	31.22%	-3,275,434.52	77.64%	-0.69

152,079.82	1,381,270.17	1,657,689.10	247,101.45	4,436.89	519,738.39	188,691.77	203,784.86	4,544,326.90	8,899,119.35	100.00%	4,680,434.00	100.00%	-4,218,645.35	100.00%	-0.47
------------	--------------	--------------	------------	----------	------------	------------	------------	--------------	--------------	---------	--------------	---------	---------------	---------	-------

**EVALUACIÓN INGRESOS Y EGRESOS POR
INSTALACIÓN ETECEN 2001**

EVALUACION INGRESOS Y EGRESOS POR INSTALACION ETECEN 2001

(En Nuevos Soles. Fuentes : Contabilidad AC , Regulación y Comercialización FC)

INSTALACION	INGRESOS	EGRESOS							TOTAL EGRESOS	UTILIDADES
		EGRESOS DIRECTOS		SUBTOTAL	EGRESOS INDIRECTOS			SUBTOTAL		
		PROPIO	DEPRECIACION		UT'S	TRANSMISION	ADMINISTRACION			
S.E. Pomacocha	2,100,207	360,696	579,051	940,550	37,310	40,220	147,327	232,065	1,173,415	926,072
S.E. Trujillo	5,060,951	833,534	2,510,901	3,352,515	151,692	171,944	525,340	849,977	4,201,492	867,459
S.E. Ventanilla	1,914,061	156,604	643,002	799,686	23,392	40,449	123,585	187,425	987,111	826,950
S.E. Vizcarra	1,131,020	267,300	6,648	273,956	13,050	14,042	42,902	70,794	344,750	786,870
S.E. Sta Rosa	2,402,441	240,231	1,220,549	1,460,700	10,142	74,907	229,100	314,235	1,775,015	687,426
S.E. Callahuanca	1,010,096	343,337	500,704	932,041	26,707	47,160	144,000	217,956	1,149,997	660,099
S.E. Independencia	3,712,404	654,372	1,705,255	2,439,627	125,359	124,096	379,149	628,604	3,068,231	644,173
S.E. Guadalupe	2,452,115	402,303	1,226,073	1,628,456	117,254	83,010	253,620	453,884	2,002,340	369,775
S.E. Piura	2,506,408	424,413	1,257,200	1,681,701	109,001	85,015	262,191	457,808	2,139,586	366,897
S.E. Huaycachi	2,079,540	393,207	992,011	1,386,017	59,057	71,020	217,012	347,096	1,733,113	346,427
S.E. Huancavelica	1,754,055	411,998	765,296	1,177,292	46,644	60,350	104,411	291,413	1,468,704	286,151
S.E. Chiclayo	3,014,570	734,970	2,073,803	2,808,700	207,002	143,134	437,310	787,535	3,596,315	218,203
S.E. Oroya	230,245	55,004	1,150	56,234	2,954	2,070	0,792	14,624	70,050	167,387
S.E. Zapallal	1,670,105	591,064	675,333	1,266,397	31,010	64,225	196,220	292,271	1,550,667	117,510
S.E. Huacho	600,727	190,570	201,695	400,265	10,910	20,573	62,050	94,349	494,614	114,112
Antamina		1,101	16	1,197	4	62	100	254	1,451	-1,451
S.E. Paramonga	2,931,141	592,019	1,703,394	2,376,214	105,239	121,006	372,397	599,522	2,975,736	-44,595
S.E. Ica	1,207,002	394,129	660,896	1,055,025	49,341	53,736	164,100	267,257	1,322,282	-115,280
S.E. San Juan	3,464,104	694,136	2,266,427	2,960,563	39,705	151,306	462,206	653,378	3,613,941	-149,836
S.E. San Nicolas	557,960	51,967	539,770	591,737	31,906	30,004	91,915	153,905	745,723	-187,762
S.E. Zorritos	147,476	270,970	10,964	281,942	22,194	14,356	43,062	80,412	362,354	-214,877
S.E. Talara	313,735	450,510	17,540	470,059	41,015	24,211	73,972	139,197	615,256	-301,521
S.E. Tocache	123,105	209,593	206,290	415,803	23,027	21,297	65,069	109,394	525,277	-402,112
S.E. Chimbote	4,135,010	1,052,984	2,576,951	3,629,934	160,149	106,149	560,740	923,037	4,552,971	-417,153
S.E. Huánuco	660,330	373,553	520,194	899,747	96,392	45,777	139,061	282,030	1,181,777	-513,439
S.E. Chavarría	2,210,141	305,502	2,024,500	2,330,067	36,440	110,911	363,309	510,660	2,040,733	-630,592
S.E. Paraysha II	264,136	260,000	453,206	713,374	73,608	36,312	110,944	220,944	934,310	-670,182
S.E. Pachacaca	2,254,731	396,102	1,901,750	2,377,060	95,503	121,090	372,433	589,914	2,967,773	-713,043
S.E. Aucayacu	37,212	264,556	339,300	603,936	51,440	30,012	94,138	176,390	780,326	-743,113
S.E. Marcón	1,100,274	562,691	1,117,103	1,679,075	87,755	85,432	261,022	434,209	2,114,083	-925,810
S.E. Tingo María	360,250	349,040	655,590	1,005,438	101,003	51,191	156,405	309,399	1,314,037	-946,587
TOTAL SUBEFASIONES	53,110,076	12,306,546	29,696,601	42,003,147	1,997,916	2,145,339	8,554,640	10,697,903	52,701,050	409,826
TOTAL ETECEN	209,825,435	23,350,027	80,180,060	103,530,080	5,760,679	5,260,910	16,098,086	27,127,675	130,657,763	79,167,671.84

EVALUACION INGRESOS Y EGRESOS POR INSTALACION ETECEN 2001

(En Nuevos Soles. Fuentes : Contabilidad AC , Regulación y Comercialización FC)

INSTALACION	INGRESOS	EGRESOS							TOTAL EGRESOS	UTILIDADES
		EGRESOS DIRECTOS			EGRESOS INDIRECTOS					
		PROPIO	DEPRECIACION	SUBTOTAL	UT'S	TRANSMISION	ADMINISTRACION	SUBTOTAL		
L-218/219 Mantaro-Pachachaca	13,484,457	428,815	4,271,588	4,700,203	202,838	240,847	735,858	1,179,342	5,879,545	7,804,912
L-201/202 Mantaro-Pomacocha	14,877,117	1,183,185	4,911,800	6,094,985	228,512	312,572	955,001	1,408,085	7,501,070	7,288,047
L-203-231 Huancavelca-Independencia	14,477,508	508,320	5,191,882	5,700,203	331,013	289,417	884,254	1,504,883	7,204,888	7,272,822
L-215 Paramonga-Chimbote	9,778,287	395,211	2,183,885	2,559,078	137,234	131,121	400,814	888,989	3,228,048	8,550,241
L-208 Lima-Independencia	9,402,598	379,880	2,050,558	2,430,439	213,813	120,957	389,558	704,328	3,134,787	8,287,829
L-221 Huayucachi-Zapallal	11,772,577	849,844	3,834,483	4,484,327	298,828	225,735	889,887	1,214,050	5,808,377	8,074,200
L-205-206 Pomacocha-S.Juan	9,388,531	553,718	3,180,508	3,714,224	286,154	188,831	570,213	1,022,908	4,737,222	4,851,309
L-212 Zapallal-Huacho	5,273,148	909,182	48,352	955,515	107,585	47,577	145,383	300,505	1,258,020	4,017,128
L-238 Chiclayo-Plura	8,997,359	381,429	2,038,455	2,419,883	198,748	123,151	378,283	898,159	3,118,043	3,879,318
L-222/223 Pachachaca-Callahuanca	8,070,878	388,055	1,943,842	2,311,897	173,415	118,024	354,489	843,929	2,955,828	3,115,251
L-207 Lima-Independencia	8,309,271	475,721	2,209,005	2,884,818	232,080	133,897	408,483	774,259	3,459,075	2,850,198
L-236 Guadalupe-Chiclayo	3,977,889	138,150	785,055	901,204	79,981	45,817	139,983	285,781	1,188,985	2,810,904
L-234 Trujillo-Guadalupe	4,580,683	488,285	844,981	1,333,268	188,449	87,387	205,888	459,721	1,792,988	2,787,595
L220-Mantaro-Huayucachi	3,827,288	124,989	947,784	1,072,753	45,517	54,978	187,988	288,481	1,341,214	2,288,074
L-2010/2011 S.Juan-Sta Rosa	2,959,380	230,111	844,715	874,827	23,543	44,318	135,405	203,288	1,078,003	1,881,287
L-203/204 Mantaro-Independencia	4,802,485	281,228	2,141,237	2,402,483	104,181	123,104	378,118	803,383	3,005,848	1,598,819
L-244/245 Ventanilla-Chavarria	1,931,221	95,295	299,871	394,986	10,394	20,024	61,180	91,589	488,585	1,444,857
L-211 Ica-Marcona	3,308,044	241,209	1,280,440	1,501,849	84,928	78,281	233,082	394,289	1,895,918	1,412,128
L-243 Ventanilla-Zapallal	928,202	28,811	988	29,579	1,277	1,495	4,587	7,338	36,917	889,285
L-232 Chimbote-Trujillo	5,009,880	898,285	2,578,713	3,274,978	171,710	187,825	512,757	852,292	4,127,270	882,390
L2003/2004 Sta Rosa-Chavarria	1,395,037	109,518	318,197	425,715	12,852	21,532	85,788	99,973	525,888	889,349
L-249 Talara-Zorritos	984,588	91,439	2,380	93,799	7,285	4,777	14,595	28,857	120,458	884,132
L-121 Huanuco-Tingo Maria	2,238,155	245,821	813,881	1,059,482	117,392	53,878	184,815	335,885	1,305,387	842,788
L-248 Piura-Talara	881,983	72,178	1,784	73,942	5,108	3,771	11,521	20,397	94,339	787,644
L-209 Independencia-Ica	1,537,311	107,533	540,523	848,058	37,989	32,907	100,541	171,417	819,472	717,838
L-246 Ventanilla-Chavarria	1,570,847	130,984	827,539	758,523	20,702	38,418	117,379	178,499	935,022	835,825
L-255 Vizcarra-Antamina	807,819	97,359	1,802	99,181	4,402	5,088	15,540	25,029	124,190	483,429
L-224 Pachachaca Oroya Nueva	459,454	121,574	2,212	123,786	4,215	6,351	19,405	29,972	153,758	305,897
L-242 Ventanilla-Zapallal	928,202	55,118	550,843	805,759	17,788	30,841	93,818	142,048	747,804	178,398
L-627/628 Marcona-San Nicolas	327,851	113,389	9,739	123,108	8,183	8,280	19,188	31,848	154,757	172,805
L-233 2T Chimbote-Trujillo	3,095,905	239,033	2,405,588	2,844,801	11,584	138,289	416,403	584,275	3,208,878	-112,871
L-226 Pachachaca-Pomacocha	253,910	21,091	392,234	413,325	18,159	21,178	84,705	104,042	517,387	-283,457
L-213 Zapallal-Paramonga	2,700,283	321,774	2,185,508	2,487,279	203,825	124,978	381,844	710,848	3,197,925	-497,802
L-120 Huanuco-Paragsha	794,250	188,573	803,923	992,498	114,880	50,442	154,115	319,237	1,311,734	-517,483
L-124 Aucayacu-Tocache	137,093	211,574	339,745	551,319	20,348	28,297	88,457	135,102	888,421	-540,328
L-122 Tingo Maria-Aucayacu	49,829	179,488	408,051	585,537	62,717	29,791	91,020	183,527	789,083	-719,234
TOTAL LINEAS DE TRANSMISION	158,714,559	11,043,482	50,483,480	81,528,941	3,782,763	3,123,571	9,543,437	18,429,772	77,958,713	78,757,848

Anexo C

MEMORANDUM INTERNO

San Juan de Miraflores Fecha 14 de marzo del 2002

FF
Archivo

F - 030 - 2002

Para Ing. Iván La Rosa Alzamora
 Gerente General

 Ing. José Villegas García
 Gerente de Transmisión

 Ing. Alberto Muñante Aquije
 Gerente de Operación del Sistema

 Ing. Luis Parra López
 Gerente de Administración

 Ing. Cristian Navarro Bonnet
 Gerente de Proyectos

De Ing. Alberto Muñante Aquije
 Gerente de Planeamiento y Finanzas (e)

Asunto **EVALUACIÓN DE LA EJECUCIÓN PRESUPUESTAL POR
GERENCIAS AL MES DE DICIEMBRE 2001**

Adjunto al presente, sírvanse encontrar la Evaluación Presupuestal al mes de diciembre 2001, conteniendo información referida a los Gastos Operativos, Gastos de Capital y la ejecución de los Activos Fijos por Gerencias.

Para la elaboración de la referida evaluación, se ha considerado el Presupuesto Modificado 2001, aprobado por FONAFE y los últimos EE.FF. auditados, por tanto, este documento reemplaza al anterior enviado con memorándum F-030-2002 del 24 de enero del presente.

Cualquier información adicional podrá requerirla a la Unidad de Finanzas.

Atentamente,



Ing. Alberto Muñante Aquije
Gerente de Planeamiento y Finanzas (e)

INDICE GENERAL

1 | GASTOS OPERATIVOS

1.1 EJECUCION POR GERENCIAS

1.2 EJECUCION POR PARTIDAS

1.3 DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL POR PARTIDAS

2 | GASTOS DE CAPITAL

2.1 PROYECTOS DE INVERSIÓN

2.2 ACTIVOS FIJOS

CUADROS:

CUADRO N°1 RESUMEN EJECUCION PRESUPUESTAL POR GERENCIAS

CUADRO N°2 RESUMEN EJECUCION PRESUPUESTAL POR PARTIDAS

CUADRO N° 2-A EJECUCIÓN DE GASTOS DEL PERSONAL POR AREAS

CUADRO N°3 SALDO DISPONIBLE POR PARTIDAS

CUADRO N°4 RESUMEN DE LA EJECUCION PROYECTOS POR GERENCIAS

CUADRO N°5 GERENCIA PROYECTOS EJECUCION ACUMULADA PROYECTOS

CUADRO N°6 GERENCIA TRANSMISION EJECUCION ACUMULADA PROYECTOS

CUADRO N°7 AFECTACION DE ACTIVOS POR GERENCIAS

ANEXO:

EJECUCION DE GASTOS POR CENTRO DE COSTOS – GERENCIAS

EJECUCION PRESUPUESTAL POR GERENCIAS AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001

1. GASTOS OPERATIVOS

Al mes de diciembre, se muestra en el cuadro N° 1 una ejecución real acumulada ascendente a S/.50,838,900, lo cual representa el 91% del presupuesto previsto para el periodo por S/. 56'003,937.

CUADRO N° 1

RESUMEN EJECUCION PRESUPUESTAL AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001
EXPRESADO EN NUEVOS SOLES
PRESUPUESTO OPERATIVO

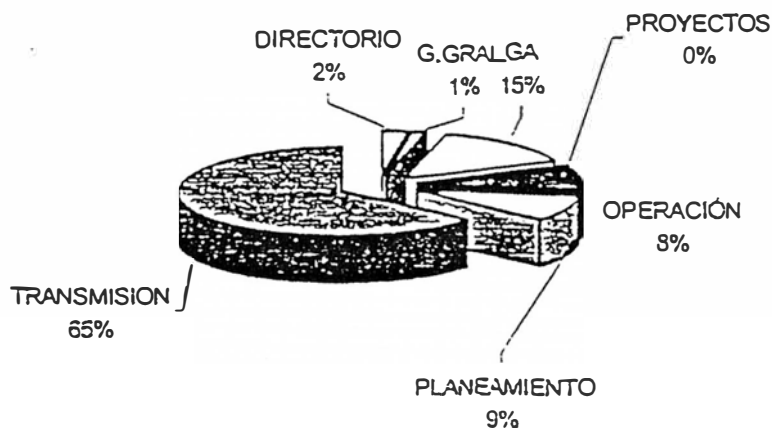
DIRECTORIO Y GERENCIAS	Presupuesto AL 31.12.01	Ejecución AL 31.12.01	%
PRESIDENCIA DIRECTORIO	1,206,204	1,221,120	101%
GERENCIA GENERAL	1,157,882	751,085	65%
GERENCIA ADMINISTRACION	7,821,239	7,487,525	96%
GERENCIA DE PROYECTOS	47,593	218,984	
GERENCIA OPERACION DEL SISTEMA	5,055,092	4,089,615	81%
GERENCIA PLANEAMIENTO Y FINANZAS	5,622,121	4,532,533	81%
GERENCIA TRANSMISION	35,093,806	32,538,038	93%
TOTAL S/.	56.003.937	50.838.900	91%

(1) No considera el Impuesto a la Renta de Tercera Categoría, Gastos Financieros, Egresos Extraordinarios ni Participación de Trabajadores.

1.1 EJECUCION PRESUPUESTAL POR GERENCIAS

El gráfico muestra la ejecución acumulada porcentual de los gastos por Gerencias al mes de Diciembre del presente año, en el cual se puede apreciar que la Gerencia de Administración y la Gerencia de Transmisión registran la mayor ejecución de Gasto Operativo.

PARTICIPACION % DE LAS GERENCIAS EN LA EJECUCION
PRESUPUESTAL AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001

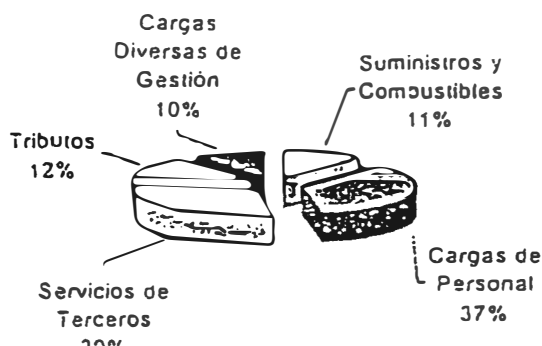


1.2 EJECUCION PRESUPUESTAL POR PARTIDAS

La distribución de las partidas que componen la ejecución por Gerencia, la podemos apreciar en el cuadro N° 2 (anexo).

A continuación se describe el comportamiento de la ejecución presupuestal de cada partida, respecto al presupuesto elaborado por cada Gerencia al mes de Diciembre del 2001.

EJECUCION PRESUPUESTAL POR PARTIDAS AL
MES DE DICIEMBRE 2001



Suministros y Combustibles

Al mes de Diciembre, las Gerencias registran un gasto en promedio del 89% de lo presupuestado, representado principalmente por la Gerencia de Operación del Sistema con una ejecución del 96%.

Cargas de Personal

Al mes de Diciembre se registra una ejecución del 95%; sin embargo, en los rubros Asignaciones y CTS se registran mayores valores con relación a lo presupuestado, según se observa en el cuadro N° 2-A

Servicios Prestados por Terceros

Las Medidas de Austeridad dictadas por FONAFE han generado restricciones de egresos en este rubro, registrando una ejecución del 87% respecto a lo presupuestado al presente mes.

Así mismo se puede apreciar que los gastos de la Gerencia General, Gerencia de Planeamiento y Finanzas y Gerencia de Operación del Sistema registran una menor ejecución, representadas en un 36%, 48% y 60% respectivamente, con relación a lo presupuestado, además, se puede observar que el Directorio registra una ejecución de S/.275,779 alcanzando el 67% para el mismo periodo.

Tributos

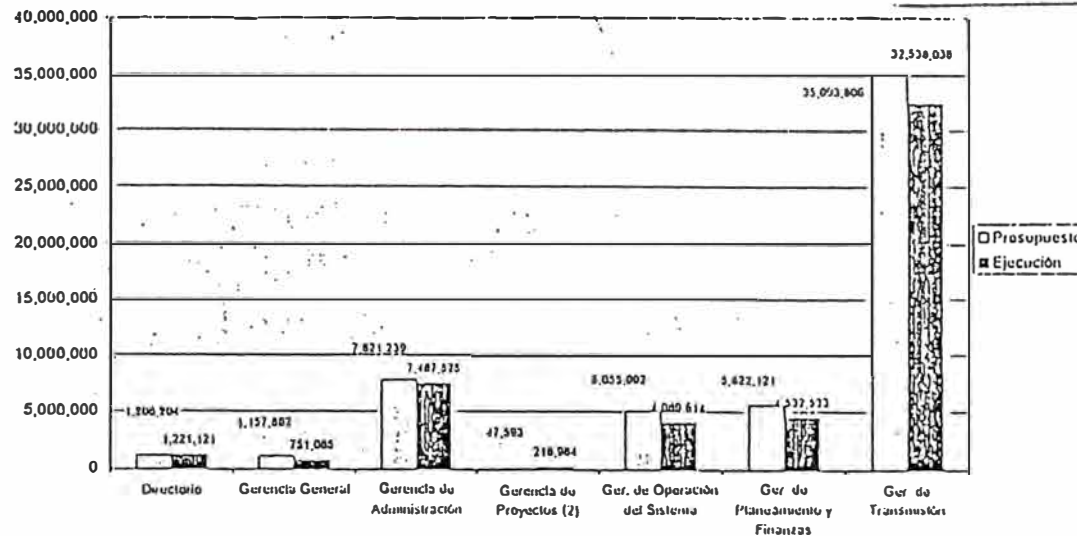
Se registra una ejecución de 99% de lo presupuestado, resaltándose la sobrejecución en el Directorio y Gerencia de Transmisión.

CUADRO N°2
Resumen de la Evaluación Ejecución Presupuestal al Mes de Diciembre del 2001
Expresado en Nuevos Soles
Presupuesto Operativo por Partidas

DIRECTORIO Y GERENCIAS	Suministros y Combustibles			Cargas de Personal			Servicios de Terceros			Trámites			Cargas Diversas de Gestión			TOTAL	
	Presupuesto	Ejecución	%	Presupuesto (t)	Ejecución	%	Presupuesto	Ejecución	%	Presupuesto	Ejecución	%	Presupuesto	Ejecución	%	Presupuesto	Ejecución
Directorio	36,002	20,926	57%	611,260	802,002	131%	413,002	275,779	67%	26,062	37,770	141%	117,319	83,011	71%	1,206,204	1,221,121
Gerencia General	35,140	20,350	58%	840,609	601,943	72%	109,022	68,046	36%	19,951	10,979	65%	72,279	40,967	57%	1,157,882	751,085
Gerencia de Administración	463,908	352,030	76%	2,002,102	2,080,170	104%	2,591,299	2,410,605	93%	2,472,320	2,432,653	98%	291,530	204,067	70%	7,821,239	7,487,525
Gerencia de Proyectos (2)	6,583	11		0	13,013		35,474	202,827		5,536	500		0	1,740		47,593	218,984
Gerencia de Operación del Sistema	221,191	213,353	96%	2,802,040	2,463,305	85%	1,112,049	666,009	60%	596,774	507,612	85%	241,438	150,375	66%	5,055,092	4,089,614
Gerencia de Planeamiento y Finanzas	89,939	51,261	57%	1,613,630	1,423,054	88%	1,105,593	571,953	48%	2,630,170	2,431,611	92%	102,700	54,653	53%	5,622,121	4,532,533
Gerencia de Transmisión	5,812,105	5,243,700	90%	11,531,000	11,171,301	97%	11,170,211	10,306,004	92%	914,960	1,071,245	117%	5,664,649	4,745,700	84%	35,093,806	32,538,038
AL SI.	6,665,748	5,901,640	89%	19,482,481	18,564,468	95%	16,699,131	14,502,983	87%	6,666,581	6,580,458	99%	6,489,996	5,289,351	82%	56,003,937	50,838,900

Para el período 2001 no se presupuestó a nivel de Centro de Responsabilidad Presupuestal corresponden a desembolsos en Proyectos que han sido derivados a gastos.

EJECUCION PRESUPUESTAL POR GERENCIAS



Cuadro N° 2-A.
EJECUCION CARGAS DE PERSONAL AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001

RUBRO	PRESUPUESTO AL 31.12.2001	EJECUCION AL 31 DE DICIEMBRE 2001							TOTAL EJECUCION	%
		DIRECTORIO	GERENCIA GENERAL	GERENCIA ADMINISTRACIÓN	GERENCIA OPERACIÓN	GERENCIA PROYECTOS	GERENCIA PLANEAMIENTO Y FINANZAS	GERENCIA TRANSMISIÓN		
BÁSICA	11,466,459	407,349	409,636	1,036,157	1,636,064	11,631	965,693	6,390,792	10,937,323	95
BONIFICACIONES	86,916			15,075	6,054		4,204	55,279	82,292	95
B.U.P.	1,045,194	42,477	32,946	97,276	140,074		83,051	539,889	936,512	90
GRATIFICACIONES	1,072,771	79,641	60,809	116,810	266,601		165,127	1,136,707	1,825,695	97
ASIGNACIONES	156,506	254	2,522	7,353	11,721	02	4,443	132,667	159,042	102
HORAS EXTRAS	462,784		4,256	2,702	45,490			322,611	375,146	81
C.T.S.	1,027,845	2,472	2,320	326,671	10,930		6,980	841,923	1,191,310	116
SEGURIDAD Y PREV. SOCIAL	978,017	39,966	35,359	80,279	137,375	791	77,656	553,837	933,264	95
ASISTENCIA MEDICA	1,320,045	21,471	29,331	110,869	136,012	1,240	75,611	916,960	1,299,502	98
SEGURO COMPLEMENTARIO	85,350	3,909	2,012	-3,002	11,550	69	6,694	47,771	69,012	81
INDENIZACION CESE LABORAL	100,000			13,013				44,332	58,145	58
DIETAS DEL DIRECTORIO	120,000	114,000							114,000	95
CAPACITACION	300,000	644	726	172,500	19,763			3,325	196,959	66
UNIFORMES	76,776	3,699	1,746	26,117	5,241		6,147	9,054	52,804	69
OTROS (GIP)	382,930	6,921	19,472	69,470	34,007		27,360	175,346	333,463	87
TOTAL SI	19,482,481	802,802	601,943	2,080,170	2,463,385	13,013	1,423,054	11,171,301	18,564,460	95

En la Gerencia de Planeamiento y Finanzas, se registran gastos efectuados en la Unidad de Regulación y Comercialización a fin de atender los pagos efectuados a OSINERG, CTE, DGE.

Cargas Diversas de Gestión

Se registran gastos por un total del 81% de lo presupuestado, cuya incidencia general la podemos apreciar en la ejecución que muestran las Gerencias de Transmisión y Administración alcanzando el 84% y 70% respectivamente.

3.3 DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL POR PARTIDAS

Al mes de Diciembre del 2001, se registra un saldo disponible en el presupuesto operativo de S/. 5,165,336 distribuido en las partidas, según se detalla en el cuadro N° 3.

CUADRO N° 3

DISPONIBILIDAD POR PARTIDAS (1) EXPRESADO EN NUEVOS SOLES

Concepto	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Saldo Disponible	% Saldo
Suministros y Materiales	6,665,748	5,901,640	764,108	11%
Gastos de Personal	19,482,491	18,564,468	918,013	5%
Servicios de Terceros	16,699,431	14,502,982	2,196,449	13%
Tributos	6,666,581	6,580,456	86,125	1%
Cargas Diversas de Gestión	6,489,995	5,289,354	1,200,641	18%
TOTAL S/.	56.004.236	50.838.900	5.165.336	9%

(1) No considera el Impuesto a la Renta de Tercera Categoría, Gastos Financieros, Egresos Extraordinarios ni Participación de Trabajadores.

2. GASTOS DE CAPITAL

El siguiente informe contiene cifras basadas en la ejecución contable al 31 de Diciembre del año 2001, comparadas para el mismo período con el presupuesto modificado aprobado por FONAFE, mediante Acuerdo de Directorio N° 007-2001/018-FONAFE del mes de Noviembre.

El total de Gastos de Capital que tuvo previsto ejecutar la Empresa para el ejercicio 2001 asciendió a S/. 39,083,721 correspondiendo a S/. 34,337,397 a Proyectos de Inversión con Recursos Propios y S/. 4,746,324 a Activos No Ligados a Proyectos.

2.1 PROYECTOS DE INVERSION

De S/.34,337,397 presupuestados en el año 2001, a la Gerencia de Proyectos le corresponden S/.30,308,853 lo cual representa el 88% del monto total.

La ejecución de proyectos de inversión al mes de Diciembre fue S/.17,466,438 que representa el 51% de lo presupuestado en el año.

Esta menor ejecución, se debe principalmente a que ETECEN se encuentra en el proceso de Promoción de la Inversión Privada (referida en el D.L. N° 674) originando que proyectos a ejecutarse en el 2001 se evalúen y sean priorizados con la finalidad de que generen valor agregado y sean reconocidos por el futuro inversionista. Otro aspecto que motivó la baja ejecución se debió a que el presupuesto modificado de inversiones fue aprobado por FONAFE a fines del mes de noviembre del 2001.

CUADRO N° 4

RESUMEN EJECUCION PRESUPUESTO PROYECTO DE INVERSIONES EXPRESADO EN NUEVOS SOLES

GERENCIAS	PRESUPUESTO ANUAL	EJECUCION A DICIEMBRE	% ANUAL
GERENCIA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA	1,111.664		
GERENCIA PROYECTOS	30,308,853	16,852,016	56%
GERENCIA TRANSMISION	2.916.880	614.422	21%
TOTAL S/.	34.337.397	17.466.438	51%

A continuación se detalla la ejecución de proyectos registrados por Gerencias:

2.1.1 GERENCIA PROYECTOS

Al mes de Diciembre la Gerencia de Proyectos registra una ejecución de S/.16,852,016 que representa el 56% de su presupuesto anual, ver detalle en el cuadro N°5.

La ejecución de los proyectos civiles alcanzó 86% de su presupuesto anual.

CUADRO Nº 5

GERENCIA PROYECTOS
CARTERA DE INVERSION
EXPRESADO EN NUEVOS SOLES

PROYECTOS	PRESUPUESTO ANUAL	EJECUCION A DICIEMBRE	% ANUAL
Reemplazo de conductores en LLTT costeras Lima-Chimbote	8,579,830	2,559,248	29.8%
Rehabilitación LLTT Costeras en 220KV	6,227,670	6,221,812	99.9%
Automatización SE Lima	2,592,000	16,510	0.6%
Ampliación SE Marcona	1,758,000	1,028,113	58.5%
Modernización equipos patio llaves SSEE costeras	1,683,500		0.0%
Ampliación Celda SE Huacho	1,345,500	1,345,389	100.0%
Automatiz. Equipos SSEE San Juan-Sta. Rosa-Chavarria	984,334	884,331	89.8%
Reconstrucción LLTT Lima-Chimote	922,849	172,858	18.7%
Implementación Datos Centro Control	842,614	543,234	64.5%
Ampliación de Celdas de 220 KV SE Ica	336,670	5,905	0.7%
Reemplazo Equipos San Juan-Sta. Rosa-Chavarria	538,260	377,341	70.1%
Centro de Control	514,480	376,944	73.3%
2da. Tema Ventanilla-Zapallal	446,430	322,757	72.3%
Estación de pruebas de la Costa 2da. Etapa	288,010	275,703	95.7%
Actualización Plan de Desarrollo	250,000		
Variante LLTT Paragsha-Huánuco-Tingo Maria	180,000	189,551	105.3%
Modernización Sist. Protección del SINC	100,000	37,791	37.8%
Protecc. De torres con pintura	93,784	96,474	102.9%
Nueva SE Huacho	73,146	52,144	71.3%
2da. Tema LT Paramonga-Chimbote 1		495,000	
Suministro Eléctrico Ciudad Moquegua		86,470	
OBRAS CIVILES			
Const. cercos perimet. p/ casetas estaciones repetid.	572,712	572,584	100.0%
Const Almac.ves/SSHH comedor PNP SE Chavarria	363,715	342,288	94.1%
Const. Ofic.Supervisor, almacen, lineas y const. SE Piura Oeste	211,303	212,949	100.8%
Const.1 pozo septico Pisco y 2 oroyas SE Independ.	203,507	170,669	83.9%
Construc. Estructura proteccion LT 122	198,850	183,732	92.4%
Construcción muro San Juan-Independencia	120,000	73,064	60.9%
Construcción de losa para Almacen Central	140,594	106,298	75.6%
Const.SSHH Tendido 270m. Red desagüe SETrujillo N.	120,930	102,967	85.1%
Estudios y Proyectos Año 2002	120,164		0.0%
TOTAL SI.	30,308,353	18,852,016	56%

La Gerencia de Transmisión presenta al mes de Diciembre una ejecución de sus proyectos de inversión de S/. 614,422 que representa el 21.06% de lo presupuestado para el mismo período.

CUADRO N° 6

GERENCIA TRANSMISION
CARTERA DE INVERSIONES
EXPRESADO EN NUEVOS SOLES

PROYECTOS	PRESUPUESTO ANUAL	EJECUCION DICIEMBRE	% ANUAL
Obras complementarias y pintado de torres	650.880		
Mantenimiento mayor interruptores Toshiba	450.000		
Mantenimiento mayor de 2 transf. de potencia	370.000	139.364	38%
Adquisición reactor 20 Mvar de Piura	370.000	320.466	87%
Asociación y mejoram. Smas medicion	320.000		
Adq. y montaje radiadores para autotransformadores	250.000		
Adq. y montaje radiadores para banco condensadores	150.000		
Variante LLTT Guadalupe-Chiclayo	130.000	114.193	88%
Mantenimiento mayor 02 celdas Pacnachaca	120.000		
Obras civiles grupo de emergencia SE Tocache	30.000	20.799	69%
Obras civiles grupo de emergencia SE Aucayacu	30.000	19.600	65%
Implementación protección smas. Distribución	26.000		
Base de datos, equipos y requerimientos del sistema	20.000		
Total S/.	2,916,880	614,422	21.06%

2.1.3 GERENCIA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

La Gerencia de Operación del Sistema no ha realizado gastos con cargo a los proyectos. El proyecto "Sistema de Back up y Restore para los servidores Sede y UUTT", se desarrolló con recursos operativos de la empresa y los otros proyectos fueron desestimados por no ser prioritarios para la empresa.

2.2 ACTIVOS FIJOS

Al cuarto trimestre, las compras de los principales activos de la empresa alcanzan la suma de S/. 3,099,768, los cuales representan el 65% del total presupuestado en el año. A continuación se presenta el resumen de activos adquiridos al mes de Diciembre, por Gerencia.

CUADRO N° 7

RESUMEN DE LOS ACTIVOS FIJOS
AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001
EXPRESADO EN NUEVOS SOLES

	PRESUPUESTO ANUAL	EJECUCION A DICIEMBRE	%
GERENCIA ADMINIST. Y FINANZAS	24,238	16,124	67%
GER. PLANTEAMIENTO Y FINANZAS	1,003	142	14%
GERENCIA COORDINACION SISTEMA	596,368	138,120	23%
GERENCIA TRANSMISION	4,124,715	2,945,382	71%
TOTAL ACTIVOS S/.	4,746,324	3,099,768	65%

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001

Centro de Responsabilidad Presupuestal	61 - SUMINISTROS Y MATERIALES		63 - SERVICIOS DE TERCEROS		64 - TRIBUTOS		65 - CARGAS DIVERSAS DE GESTION		TOTALES	
	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada
PRESIDENCIA DE DIRECTORIO										
11110 PRESIDENCIA	25,105	9,337	161,967	57,020	15,200	22,000	100,569	70,560	302,922	168,918
11212 OFICINA DE AUDITORIA INTERNA	11,776	11,590	251,914	210,759	11,502	15,770	16,750	5,281	292,022	251,402
TOTALES SI.	36,882	20,926	413,882	275,779	26,862	37,770	117,319	83,841	594,944	418,318

OTA: No se ha incluido el rubro 62: Gastos de Personal

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001

Centro de Responsabilidad Presupuestal	61 - SUMINISTROS Y MATERIALES		63 - SERVICIOS DE TERCEROS		64 - TRIBUTOS		65 - CARGAS DIVERSAS DE GESTION		TOTALES	
	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada
GERENCIA GENERAL										
12110 OFICINA DEL GERENTE GENERAL	29,457	15,651	130,645	30,059	0,524	7,550	40,932	21,502	217,550	75,642
12210 OFICINA DE ASESORIA LEGAL	5,603	4,699	59,177	37,907	11,427	11,429	23,347	19,386	99,634	73,500
TOTALES SI.	35,140	20,350	189,822	68,846	19,951	18,979	72,279	40,967	317,192	149,142

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001

Centro de Responsabilidad Presupuestal	81 - SUMINISTROS Y MATERIALES		83 - SERVICIOS DE TERCEROS		64 - TRIBUTOS		65 - CARGAS DIVERSAS DE GESTION		TOTALES	
	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada
GERENCIA DE ADMINISTRACION										
Gerencia de Administración										
13010 OFICINA DEL GERENTE DE ADMINISTRACION	10,901	12,577	37,940	10,767	5,700	5,100	42,109	7,027	104,658	43,471
13090 COSTOS POR DISTRIBUIR ADMINISTRATIVOS	0	0	0	349,925	0	2,238,005	3,305	16,723	3,305	2,604,652
Subtotal	18,901	12,577	37,940	368,692	5,700	2,243,105	45,414	23,750	107,963	2,648,123
Unidad de Recursos Humanos										
13110 OF. RECURSOS HUMANOS	10,740	10,225	237,307	175,058	4,082	4,002	10,695	9,362	262,021	199,547
13114 OF. PERSONAL	5,200	4,021	6,130	2,036	3,106	3,000	0,574	1,172	21,010	10,200
13710 OFICINA SERVICIO SOCIAL	81,572	23,926	70,379	47,400	2,637	47,060	19,250	19,306	173,846	137,780
13711 OFICINA CAPACITACION	3,720	2,359	6,192	1,657	1,722	6,536	12,263	9,144	23,898	19,696
Subtotal	101,232	40,531	320,014	227,131	11,547	60,676	48,790	38,983	481,583	367,322
Unidad de Contabilidad										
13310 JEFATURA DE CONTABILIDAD	6,719	4,959	7,668	4,057	538	761	7,400	1,660	22,325	12,237
13312 CONTABILIDAD	7,830	7,184	190,206	115,073	0,029	0,683	20,456	17,227	243,409	148,168
13314 CONTROL PATRIMONIAL	4,007	3,007	119,204	71,695	43,946	25,766	12,050	5,560	179,207	106,029
Subtotal	18,644	15,151	325,157	191,626	53,313	35,210	47,906	24,447	445,020	266,434
Unidad de Logística y Servicios Generales										
13510 LOGISTICA	25,331	19,187	103,407	149,759	12,080	11,454	12,017	3,457	232,842	183,656
13511 ALMACEN	7,419	4,297	70,610	38,440	3,482	3,384	3,031	2,412	84,522	
13512 ADQUISICIONES	0	156	0	0	0	790	0	60	0	1,006
13115 SERVICIOS GENERALES	8,771	22,203	246,708	281,309	3,435	3,197	34,063	70,061	292,977	376,770
13113 TALLER DE VEHICULOS SEDE PRINCIPAL	230,535	218,291	421,424	413,610	10,135	8,247	47,214	4,304	717,307	644,450
13610 SEDE PRINCIPAL GASTOS GENERALES DE ADMINISTRACION	21,112	-3,370	609,200	670,306	2,372,639	49,709	47,425	33,456	3,050,376	750,261
13621 SEDE PRINCIPAL MANTENIMIENTO DE EDIFICACIONES Y OF	23,963	23,000	376,832	69,654	0	0	5,671	3,137	406,466	95,799
13712 SEDE PRINCIPAL / FESTIVIDADES	0	0	0	0	0	16,801	0	0	0	16,801
Subtotal	325,130	283,771	1,908,181	1,623,157	2,401,759	93,662	149,421	116,887	4,784,491	2,117,477
TOTALES SI,	463,908	352,030	2,591,299	2,410,605	2,472,320	2,432,653	291,530	204,067	5,819,057	5,399,355

No se ha incluido el rubro 62: Gastos de Personal

(*) : No representa a un Área organizacional, pero es un centro de acumulación de costos.

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001

Centro de Responsabilidad Presupuestal	61 - SUMINISTROS Y MATERIALES		63 - SERVICIOS DE TERCEROS		64 - TRIBUTOS		65 - CARGAS DIVERSAS DE GESTION		TOTALES	
	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada
GERENCIA DE PROYECTOS										
15010 OFICINA DEL GERENTE DE PROYECTOS	6,583	0	17,635	69,233	5,117	0	0	0	29,335	69,233
15110 UNIDAD DE ESTUDIOS	0	0	0	0	236	0	0	0	236	0
15310 UNIDAD DE PROYECTOS CIVILES	0	11	17,839	17,905	104	164	0	654	18,022	18,734
COSTO POR DISTRIBUIR	0	0	0	115,690	0	422	0	1,093	0	117,205
TOTALES SI.	6,583	11	35,474	202,827	5,536	586	0	1,748	47,593	205,171

1. No se ha incluido el rubro 62: Gastos de Personal

(*) : No representa a un área organizacional, pero es un centro de acumulación de costos.

Los gastos por concepto de Cargas de Personal de la Ger. de Proyectos son presupuestados en los proyectos de Inversión.

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001

Centro de Responsabilidad Presupuestal	61 - SUMINISTROS Y MATERIALES		63 - SERVICIOS DE TERCEROS		64 - TRIBUTOS		65 - CARGAS DIVERSAS DE GESTION		TOTALES	
	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada
GERENCIA PLANEAMIENTO Y FINANZAS										
17010 GERENCIA DE PLANEAMIENTO Y FINANZAS	22,640	8,762	356,805	240,872	8,497	7,882	35,075	21,315	423,017	286,061
17330 OF. DE PLANEAMIENTO Y CONTROL	42,937	16,143	532,462	127,088	10,109	8,883	22,559	7,181	608,067	159,595
12710 IMAGEN INSTITUCIONAL	0	6,967	0	57,101	0	937	0	1,218	0	66,225
17410 UNIDAD DE REGULACION Y COMERCIALIZACION	7,158	5,197	222,498	79,877	2,598,467	2,400,772	17,501	3,200	2,815,625	2,489,126
17510 UNIDAD DE FINANZAS	0	1,206	0	1,568	0	474	0	4,212	0	7,461
17511 PRESUPUESTOS	6,056	3,980	36,716	35,147	7,633	7,578	14,742	10,111	65,147	57,119
17512 TESORERIA	11,148	9,007	37,112	22,296	5,471	5,085	12,903	6,700	66,631	43,088
TOTALES SI.	89,939	51,261	1,185,593	571,953	2,630,178	2,431,611	102,780	51,653	4,008,491	3,109,479

No se ha incluido el rubro 62: Gastos de Personal

(*): No representa a un área organizacional, pero es un centro de acumulación de costos.

UNIDAD DE FINANZAS

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001

Centro de Responsabilidad Presupuestal.	01 - SUMINISTROS Y MATERIALES		03 - SERVICIOS DE TERCEROS		64 - TRIBUTOS		65 - CARGAS DIVERAS DE GESTION		TOTALES	
	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada
GERENCIA DE OPERACION DEL SISTEMA										
16010 OFICINA DEL GERENTE DE COORDINACION DEL SISTEMA	72,905	16,973	163,179	20,373	10,746	11,022	41,390	20,065	200,300	76,433
16110 UNIDAD OPERACION Y DESPACHO	4,670	14,350	95,023	77,247	24,330	23,502	12,023	1,609	136,054	116,716
16210 UNIDAD PLANIFICACION Y ANALISIS	13,077	9,572	130,227	105,163	45,575	35,671	23,044	9,372	220,723	159,778
16810 OF. DE INFORMATICA	100,535	125,642	300,854	193,113	10,859	10,106	17,110	7,126	517,653	335,937
16910 UNIDAD DE TELECOMUNICACIONES	29,125	23,929	327,565	260,600	505,257	505,711	147,571	112,103	1,009,510	902,432
16310 UNIDAD DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA	0	20,790	0	2,041	0	0	0	0	0	22,831
16410 UNIDAD DE COORDINACION EN TIEMPO REAL	0	0	0	44	0	0	0	0	0	44
16510 UNIDAD DE CONTROL DE OPERACIONES	0	2,089	0	0	0	1,601	0	20	0	3,710
16610 UNIDAD DE CONTROL DE OPEACION ECONOMICA	0	0	0	8,300	0	0	0	0	0	8,300
TOTALES SI.	221,191	213,353	1,112,849	666,889	596,774	587,612	241,438	158,375	2,172,253	1,626,230

No se ha incluido el rubro 62: Gastos de Personal

(*) : No representa a un área organizacional, pero es un centro de acumulación de costos.

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL AL MES DE DICIEMBRE DEL 2001

Centro de Responsabilidad Presupuestal	61 - SUMINISTROS Y MATERIALES		63 - SERVICIOS DE TERCEROS		64 - TRIBUTOS		65 - CARGAS DIVERSAS DE GESTION		TOTALES	
	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada	Presupuesto Anual	Ejecución Acumulada
GERENCIA DE TRANSMISION										
4010 OFICINA DEL GERENTE DE TRANSMISION	50,026	10,359	279,413	76,002	9,710	7,532	744,266	5,075	1,003,422	109,647
4020 COSTO OPERATIVO POR DISTRIBUIR	0	-7,990	0	260,673	0	0	0	0	0	260,673
4050 FONDO DE CONTINGENCIA GOP	0	85,107	226,201	51,463	0	10,319	0	9,070	226,201	156,039
4090 COSTO POR DISTRIBUIR	0	1,219	0	590	0	12	2,532,736	3,119,914	2,532,736	3,121,738
4110 UNIDAD DE MANTENIMIENTO ESPECIALIZADO	101,197	55,400	592,506	38,209	29,595	20,405	153,323	40,567	876,621	170,663
4610 OF. DE SEGURIDAD INTEGRAL	26,021	17,760	52,915	332,902	5,360	5,152	40,217	26,060	132,520	381,882
4740 SEDE PRINCIPAL/SEGURIDAD	36,200	31,340	257,874	224,069	0	0	33	63	291,115	255,472
70110 UT LIMA/OFICINA DE LA JEFATURA	1,261,175	1,297,525	2,009,070	2,279,062	236,334	420,966	364,401	291,113	3,071,779	4,208,666
70110 UT SUR MEDIO/OFICINA DE LA JEFATURA	612,856	519,170	1,401,041	1,280,933	106,070	113,049	203,032	223,865	2,401,599	2,145,816
70110 UT NORTE MEDIO/OFICINA DE LA JEFATURA	1,306,300	1,070,939	1,725,631	1,054,060	212,903	200,073	333,093	244,500	3,570,015	3,410,378
70110 UT NORTE/OFICINA DE LA JEFATURA	707,260	600,125	1,067,529	1,057,757	102,606	155,316	406,206	319,213	2,363,601	2,132,411
70110 UT SIERRA CENTRO/OFICINA DE LA JEFATURA	1,430,590	1,274,437	1,909,102	1,454,941	79,223	74,356	617,051	312,743	4,121,854	3,116,470
70110 UT SIERRA NORTE/COSTOS COMUNITES	272,377	200,157	1,407,250	1,337,736	53,143	47,266	100,692	141,709	1,993,461	1,809,860
TOTALES SI.	5,812,105	5,241,708	11,170,211	10,306,084	914,960	1,071,245	5,664,649	4,745,700	23,561,926	21,366,737

No se ha incluido el rubro 62: Gastos de Personal

(*): No representa a un área organizacional, pero es un centro de acumulación de costos.

Anexo D

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Balances Generales

31 de diciembre de 2001 y 2000

(Expresados en miles de nuevos soles constantes al 31 de diciembre de 2001)

<u>Activos</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>Pasivos y Patrimonio Neto</u>	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Activos corrientes:			Pasivos corrientes:		
Caja y bancos	46,585	28,327	Cuentas por pagar:		
	-----	-----	Comerciales	11,430	20,157
Inversiones en valores temporales, neto (nota 4)	28,147	37,369	Impuestos y contribuciones sociales	2,147	4,189
	-----	-----	Remuneraciones y participaciones	5,931	6,968
Cuentas por cobrar:			Diversas (nota 11)	47,501	26,480
Comerciales, neto (nota 5)	18,237	21,220	Vinculadas (nota 12)	3,115	3,046
Intereses por cobrar	794	226	Parte corriente de la deuda a largo		
Anticipos a proveedores	1,645	7,224	plazo (nota 13)	14,782	13,187
Otras (nota 14a)	36,375	1,741		-----	-----
	-----	-----	Total pasivos corrientes	84,906	74,027
Total cuentas por cobrar	57,011	30,411			
	-----	-----	Deuda a largo plazo (nota 13)	158,539	160,441
Existencias, neto (nota 6)	13,230	14,941	Ingresos diferidos (nota 7)	8,354	1,308
Gastos pagados por anticipado	7,244	3,916	Impuesto a la renta y participaciones		
	-----	-----	diferidas, pasivos (nota 23)	40,465	48,776
Total activos corrientes	152,267	114,964		-----	-----
			Total pasivos	292,264	284,552
Cuentas por cobrar a largo plazo, neto (nota 7)	12,367	5,485			
Inversiones en valores, neto (nota 8)	54,296	43,443	Patrimonio neto (nota 14):		
Inmuebles, maquinaria y equipo,			Capital social	896,680	940,145
neto (nota 9)	1,072,843	1,110,898	Capital adicional	28,805	-
Intangibles, neto (nota 10)	11,973	14,109	Reserva legal	24,869	21,740
Otros activos	403	450	Resultados acumulados	61,531	42,912
	-----	-----		-----	-----
Total activos	1,304,149	1,289,349	Total patrimonio neto	1,011,885	1,004,797
	=====	=====			
			Compromisos y contingencias (notas 24 y 25)		
				-----	-----
			Total pasivos y patrimonio neto	1,304,149	1,289,349
				=====	=====

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Años terminados el 31 de diciembre de 2001 y 2000

(Expresados en miles de nuevos soles constantes al 31 de diciembre de 2001)

	Capital social (nota 14a)	Capital adicional (nota 14b)	Reserva legal (nota 14c)	Resultados acumulados (nota 14d)	Total patrimonio neto
Saldos al 1 de enero de 2000	1,151,000	16,286	16,111	60,454	1,243,851
Reducción de capital (nota 14 (a))	(229,137)	-	-	-	(229,137)
Transferencia de activos (Sierra)	1,996	-	-	-	1,996
Capitalización de capital adicional	16,286	(16,286)	-	-	-
Ajuste de resultados acumulados	-	-	-	(28,459)	(28,459)
Transferencia a reserva legal	-	-	5,629	(5,629)	-
Distribución de utilidades 1999	-	-	-	(50,025)	(50,025)
Utilidad neta del año	-	-	-	66,571	66,571
Saldos al 31 de diciembre de 2000	940,145	-	21,740	42,912	1,004,797
Reducción de capital (nota 14 (a))	(39,120)	-	-	-	(39,120)
Transferencia de activos	-	28,805	-	-	28,805
Ajuste de resultados acumulados corrección monetaria años anteriores	(4,345)	-	-	4,345	-
Transferencia a reserva legal	-	-	3,129	(3,129)	-
Distribución de utilidades 2000	-	-	-	(29,166)	(29,166)
Utilidad neta del año	-	-	-	46,569	46,569
Saldos al 31 de diciembre de 2001	896,680	28,805	24,869	61,531	1,011,885

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros

MEMORANDUM INTERNO

San Juan de Miraflores, 28 de Febrero del 2002

OAI-060-2002

Para *Ing. Luis Lazo Velarde*
Gerente de Planeamiento y Finanzas

De *CPC Bernardo Osoros Ormeño*
Auditor Interno

Asunto *Remisión de Informe de Auditoría Financiera (Informe Córto)*
de Auditores Externos

Referencia *Estados Financieros al 31 de Diciembre del 2001*

En anillado anexo al presente, cumplo con remitir a su Despacho el Informe de Auditoría Financiera, referido a los Estados Financieros al 31 de Diciembre del 2001, preparado por KPMG Caipo y Asociados, auditores externos designados por la Contraloría General de la República.

Sin otro particular, de momento y agradeciendo la atención que se sirva dispensar al presente, me es grato hacerle llegar mis sentimientos de especial consideración y estima personal.

Atentamente,



CPC BERNARDO OSORES ORMEÑO
Auditor Interno
ETECEN

**EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA
CENTRO NORTE S.A.
ETECEN**

Estados Financieros

31 de diciembre de 2001 y 2000

(Con el Dictamen de los Auditores Independientes)

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Accionistas y Directores
Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. – ETECEN:

Hemos auditado los balances generales adjuntos de Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - ETECEN al 31 de diciembre de 2001 y 2000, y los correspondientes estados de ganancias y pérdidas, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros es responsabilidad de la gerencia de la Compañía. Nuestra responsabilidad es emitir una opinión sobre dichos estados financieros basada en nuestra auditoría.

Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Perú. Estas normas requieren que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que respalda los montos y las revelaciones en los estados financieros. Una auditoría incluye evaluar tanto los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la gerencia, así como la presentación en conjunto de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera de Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - ETECEN al 31 de diciembre de 2001 y 2000, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú.

Febrero 22, 2002

Refrendado por:



Juan José Córdova (Socio)
Contador Público Colegiado
Matrícula N° 18869

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Accionistas y Directores
Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. – ETECEN:

Hemos auditado los balances generales adjuntos de Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - ETECEN al 31 de diciembre de 2001 y 2000, y los correspondientes estados de ganancias y pérdidas, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros es responsabilidad de la gerencia de la Compañía. Nuestra responsabilidad es emitir una opinión sobre dichos estados financieros basada en nuestra auditoría.

Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Perú. Estas normas requieren que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de errores significativos. Una auditoría incluye examinar, sobre una base selectiva, la evidencia que respalda los montos y las revelaciones en los estados financieros. Una auditoría incluye evaluar tanto los principios de contabilidad utilizados y las estimaciones significativas hechas por la gerencia, así como la presentación en conjunto de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para nuestra opinión.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera de Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - ETECEN al 31 de diciembre de 2001 y 2000, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de conformidad con principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú.

Febrero 22, 2002

Refrendado por:



Juan José Córdova (Socio)
Contador Público Colegiado
Matrícula N° 18869

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Estados de Ganancias y Pérdidas

Años terminados el 31 de diciembre de 2001 y 2000

(Expresados en miles de nuevos soles constantes al 31 de diciembre de 2001)

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Ingresos por servicios de peaje	200,897	220,034
Ingresos por servicios complementarios	4,587	5,929
Total ingresos (nota 15)	<u>205,484</u>	<u>225,963</u>
Gastos del sistema de transmisión (nota 16)	(117,549)	(112,957)
Utilidad bruta	<u>87,935</u>	<u>113,006</u>
Gastos generales y de administración (nota 17)	(15,960)	(16,711)
Utilidad de operaciones	<u>71,975</u>	<u>96,295</u>
Otros ingresos (egresos):		
Ingresos financieros (nota 18)	3,985	18,389
Gastos financieros (nota 18)	(8,460)	(10,319)
Provisión por comparación con el límite de actualización	-	(536)
Varios, neto	507	986
Resultado por exposición a la inflación (nota 26)	227	(237)
	<u>(3,741)</u>	<u>8,283</u>
Utilidad antes de ingresos extraordinarios, participaciones e impuesto a la renta	68,234	104,578
Impuesto a la renta corriente (nota 22)	(27,986)	(33,046)
Impuesto a la renta diferido (nota 23)	7,064	6,627
Participación de los trabajadores corriente (nota 21)	(4,910)	(5,797)
Participación de los trabajadores diferida (nota 23)	1,247	1,170
	<u>43,649</u>	<u>73,532</u>
Ingresos excepcionales (nota 19)	19,544	5,003
Gastos excepcionales (nota 20)	(16,624)	(11,964)
Utilidad neta del año	<u><u>46,569</u></u>	<u><u>66,571</u></u>

Véanse las notas que se acompañan a los estados financieros.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Estados de Flujos de Efectivo

Años terminados el 31 de diciembre de 2001 y 2000

(Expresados en miles de nuevos soles constantes al 31 de diciembre de 2001)

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
Flujos de efectivo de las actividades de operación:		
Utilidad neta del año	46.569	66.571
Depreciación de inmuebles, maquinaria y equipo	82.298	79.427
Provisión por comparación con el límite de actualización	244	(498)
Provisiones diversas, neto	12.347	7.974
Utilidad en transferencia y venta de activo fijo	(9.150)	170
Impuesto a la renta diferido	(8.311)	(7.796)
Aumento (disminución) de los flujos de las actividades de operación por variaciones netas de activos y pasivos:		
Cuentas por cobrar comerciales	2.933	1.827
Cuentas por cobrar diversas	(29.534)	12.707
Gastos pagados por anticipado	(3.328)	2.359
Existencias	1.492	1.301
Otros depósitos por cobrar	27.564	(34.153)
Cuentas por pagar comerciales	(8.727)	(26.908)
Impuestos y contribuciones sociales por pagar	(2.042)	(4.623)
Cuentas por pagar diversas	(19.247)	22.539
	-----	-----
Efectivo neto provisto por las actividades de operación	93.108	120.897
	-----	-----
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Compra de inmuebles, maquinaria y equipo	(17.537)	(93.709)
Inversiones en valores	-	(7.301)
Intangibles	-	(660)
	-----	-----
Efectivo neto utilizado por las actividades de inversión	(17.537)	(101.670)
	-----	-----
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:		
Deuda a largo plazo	-	360
Pago de dividendos	(29.166)	(50.025)
Reducción de capital	-	(229.137)
	-----	-----
Efectivo neto utilizado por las actividades de financiamiento	(29.166)	(278.802)
	-----	-----
Aumento (disminución) neto del efectivo	46.405	(259.575)
Saldo del efectivo al inicio del año	28.327	287.902
	-----	-----
Saldo del efectivo al final del año	74.732	28.327
	=====	=====

Véanse las notas que se acompañan a los estados financieros

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

31 de diciembre de 2001 y 2000

(Expresados en nuevos soles constantes al 31 de diciembre de 2001)

(1) Actividad Económica

Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. – ETECEN es una empresa estatal de derecho privado perteneciente al Sector de Energía y Minas, que fue creada por Resolución Suprema N° 165-93-PCM de fecha 11 de mayo de 1993, en la que autoriza la constitución de la Compañía sobre la base de los activos transferidos por ELECTROPERU S.A. y ELECTROLIMA S.A.

Su actividad principal es la transmisión de energía eléctrica proveniente de las empresas generadoras, pudiendo realizar todos los actos y operaciones civiles, industriales y comerciales relacionados con la actividad principal, así como asociarse con otras entidades para constituir nuevas empresas con fines específicos de interés mutuo. La sede principal está en Lima, pudiendo establecer sucursales.

Al 31 de diciembre de 2001 y 2000, el número de trabajadores de la Compañía es de 324 y 333, respectivamente.

En cumplimiento al Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas se creó el Comité Económico del Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN), en el cual participan ciertas empresas de generación eléctrica y ETECEN. Dicho Comité tiene por finalidad coordinar la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Los precios de venta por el servicio de peaje por Kilovatio – Hora (Kwh) son establecidos por la Comisión de Tarifas de Energía, sobre la base del valor nuevo de reemplazo (VNR). La Comisión es un organismo técnico descentralizado del Sector Energía y Minas con autonomía funcional, económica, técnica y administrativa.

El Decreto Legislativo N° 674 Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado del 25 de setiembre de 1991, modificada por el Decreto Ley N° 26120 del 24 de diciembre de 1992, declaró de interés general la promoción de inversiones privadas en las empresas que conforman la actividad empresarial del Estado. Esta disposición indica, entre otros, las modalidades por las que se promoverán dichas inversiones y crea la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI), quien se encarga de diseñar y conducir el referido proceso.

En enero de 1995, mediante Resolución Suprema N° 010-95-PCM, se acordó la inclusión de ETECEN en el referido proceso. Mediante Resolución Suprema N° 025-2001-EF de fecha 17 de enero de 2001, se ratificó el acuerdo de la COPRI conforme el cual se incluye a Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - ETECEN y Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. – ETESUR, en el proceso de promoción de la inversión privada a que se refiere el Decreto Legislativo N° 674. Asimismo, se constituyó el Comité Especial de las Empresas de Transmisión de Energía Eléctrica, que llevará a cabo el proceso respectivo de promoción a la inversión privada.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

Adicionalmente, el 21 de agosto de 1996, mediante Decreto Legislativo N° 829, se aprobó la Ley de Promoción de la Inversión Privada en Obras de Infraestructura y de Servicios Públicos, la misma que establece que las entidades del Estado deben adoptar los acuerdos o realizar las gestiones o los actos necesarios para ejecutar las decisiones de la Comisión de Concesiones Privadas – PROMCEPRI y de los Comités Especiales – CEPRI. A la fecha la Compañía ha participado en tres procesos de promoción de concesiones privadas: Consorcio Transmantaro S.A., Red Eléctrica del Sur S.A. – REDESUR e Interconexión Eléctrica S.A. – ISA (nota 8).

De acuerdo con lo establecido por la CEPRI Proyectos de Infraestructura y Servicios Públicos – Empresas de Transmisión Eléctrica, en la Circular N° 1 de fecha 21 de enero de 2002, referida a la Licitación Pública Internacional para la entrega en Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica del Estado (ETECEN-ETESUR), en donde se modifica el cronograma de la licitación; la venta de las bases se realizó hasta el 6 de febrero de 2002, la notificación del resultado de precalificación de los postores se realizará el 22 de febrero de 2002, el envío de la versión final del Contrato de Concesión y comunicación del monto base se realizará el 4 de abril de 2002. Asimismo, la apertura de sobres N° 1 y 2 y anuncio público de la Buena Pro se realizará el 23 de abril de 2002 y la fecha de cierre y entrada en vigencia del Contrato de Concesión se llevará a cabo a partir del 23 de mayo de 2002.

(2) Principales Principios y Prácticas Contables

Los estados financieros están preparados y presentados de acuerdo a principios de contabilidad generalmente aceptados en Perú, los cuales comprenden a las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) emitidas por el Comité de Normas Internacionales de Contabilidad (IASC por sus siglas en inglés) y oficializadas por el Consejo Normativo de Contabilidad (CNC) para su vigencia y aplicación en Perú.

Las normas vigentes y oficializadas por el Consejo al 31 de diciembre de 2001 son las Normas Internacionales de Contabilidad de la N° 1 a la N° 38 (notas 27 y 28).

Las principales políticas de contabilidad aplicadas para el registro de las operaciones y la preparación de estados financieros, son como sigue:

(a) Reclasificaciones

Ciertas partidas tales como cuentas por pagar diversas e ingresos diferidos han sido reclasificados en los estados financieros de 2000 para permitir su comparación con los estados financieros al 31 de diciembre de 2001.

(b) Bases de Preparación de los Estados Financieros

Los estados financieros, incluyen un ajuste integral para reflejar el efecto de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda peruana (nuevo sol = S/.) (nota 2o).

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

- La ganancia en el poder adquisitivo de la moneda peruana en el año 2001, según el índice de precios al por mayor a nivel nacional publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática ha sido de 2.2%. Asimismo, la pérdida correspondiente en los años 2000 y 1999 ha sido de 3.8% y 5.5%, respectivamente.
- La presentación de los estados financieros de conformidad con los principios de contabilidad generalmente aceptados, requiere que la gerencia efectúe estimaciones para reportar las cifras de los activos y pasivos y las revelaciones de hechos significativos incluidos en las notas a los estados financieros; así como las cifras reportadas de ingresos y gastos durante el período. Los resultados finales podrían diferir de dichas estimaciones. Las estimaciones más significativas con relación a los estados financieros corresponden a la provisión para cuentas de cobranza dudosa, la provisión por límite de actualización de las inversiones, la depreciación de inmuebles, maquinaria y equipo, la amortización de intangibles y la provisión para beneficios sociales.
- (c) Inversiones en Valores Temporales
Las inversiones en valores temporales se registran a su costo o valor de mercado el menor. La reducción del costo al valor de mercado, se reconoce como gasto en el estado de ganancias y pérdidas.
- (d) Provisión para Cuentas de Cobranza Dudosa
Los saldos de las cuentas por cobrar se muestran netos de la correspondiente provisión para cuentas de cobranza dudosa, la cual está basada en la evaluación efectuada por la gerencia, de potenciales pérdidas en la cartera de clientes. El saldo de esta provisión es revisado periódicamente para ajustarlo a los niveles que se consideren necesarios para cubrir las pérdidas potenciales.
- (e) Existencias
Las existencias están valorizadas sustancialmente al costo de adquisición y a un valor estimado al costo de la transferencia de suministros asignada por ELECTROPERU S.A. Las existencias adquiridas y asignadas en ambos casos incluyen el correspondiente ajuste por efecto de la inflación, que es menor que el valor de mercado. El costo se ha determinado utilizando el método promedio. Las existencias por recibir están registradas al costo de adquisición.
- (f) Inversiones en Valores
Las inversiones en valores en las que la Compañía mantiene un interés menor del 20% de los derechos de voto y otras inversiones de poca importancia relativa, se registran al costo menos cualquier ajuste a su valor de realización. La reducción del costo al valor de participación patrimonial, se reconoce como gasto en el estado de ganancias y pérdidas.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

(g) Inmuebles, Maquinaria y Equipo

Los inmuebles, maquinaria y equipo ubicados en la Costa y Sierra, recibidos por R.M. N° 164-93 EM-VME y R.M. N° 279-96-EM-VME del 22 de julio de 1993 y 26 de junio de 1996, respectivamente, se encuentran valuados con base en tasaciones efectuadas en los años 1995 y 1996, y el resto de los activos fijos a su costo histórico, ajustados en ambos casos por efecto de la inflación (nota 2o).

La depreciación se calcula, uniformemente, por el método de línea recta a tasas que se consideran suficientes para absorber el valor de los activos en el plazo de vida útil, que en el caso de los activos transferidos fueron determinados con base en una tasación.

Las vidas útiles estimadas son las siguientes:

	<u>Años</u>
Edificios y construcciones	Entre 7 y 39
Maquinaria y equipo	Entre 4 y 29
Unidades de transporte	5
Muebles y enseres	10
Equipos diversos	Entre 3 y 14

Los gastos de mantenimiento y reparación son cargados a los costos de transmisión de energía del ejercicio en que se incurren y las renovaciones y mejoras, cuando son de importancia son activadas. El costo y depreciación acumulada de los bienes retirados o vendidos se eliminan de las cuentas respectivas y la utilidad o pérdida resultante se afecta a los resultados del ejercicio.

Los intereses financieros de pasivos relacionados con bienes del activo fijo en proceso de construcción, son adicionados al costo de dichos activos hasta la fecha en que las actividades para lograr su puesta en marcha han sido sustancialmente concluidas.

(h) Intangibles

Los intangibles están referidos a estudios, los cuales están valuados al costo incurrido en el desarrollo de proyectos para la implementación de nuevas líneas de transmisión y reducción de pérdidas en transmisión de energía, los cuales son amortizados por el método de línea recta en un período de diez años.

(i) Compensación por Tiempo de Servicios

La compensación por tiempo de servicios del personal (CTS) se calcula, de acuerdo con la legislación vigente.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

(j) Impuesto a la Renta y Participación de los Trabajadores Diferidos

El impuesto a la renta y la participación de los trabajadores diferidos son determinados y registrados de acuerdo con las disposiciones legales aplicables.

A partir del año 2000, la Compañía reconoció en los estados financieros el impuesto a la renta y la participación de los trabajadores diferidos, que resulta de las diferencias temporales originadas en el distinto tratamiento contable y tributario de ciertas partidas del balance general y son reconocidas con base en las tasas vigentes del impuesto a la renta (nota 23).

El activo y pasivo diferido se reconoce sin tener en cuenta el momento en que se estiman que las diferencias temporales se anulan. Impuestos diferidos activos sólo se reconocen en la medida que sea probable que se dispondrá de beneficios tributarios futuros, para que el activo diferido pueda utilizarse.

(k) Ingresos por Transmisión

Los ingresos por transmisión de energía se reconocen de conformidad con la prestación del servicio, el cual se factura mensualmente con base en la lectura de los medidores. El servicio de transmisión prestado y no facturado, por el último mes del año, es provisionado de acuerdo con estimaciones de la transmisión de energía devengada (nota 5).

(l) Saldos en Moneda Extranjera y Ganancias y Pérdidas en Cambio

Los saldos en moneda extranjera (nota 3) están expresados en nuevos soles (S/.) a los tipos de cambio vigentes al cierre del año. Las diferencias de cambio que generan estos saldos se incluyen en los resultados del ejercicio en que se devengan y se incluye en la cuenta Resultado por Exposición a la Inflación - REI.

(m) Efectivo y Equivalentes de Efectivo

La Compañía considera como efectivo los saldos de caja y bancos. Al 31 de diciembre de 2001 y 2000, la Compañía considera como equivalente de efectivo las inversiones en valores temporales.

Las principales transacciones no monetarias relacionadas, según se presenta a continuación, han sido eliminadas para efectos de preparación del estado de flujos de efectivo:

- La Compañía ha efectuado un desaporte de capital por S/. 39,120,000, importe que ha sido transferido al 31 de diciembre de 2001, a una cuenta por pagar a favor de FONAFE y se encuentra incluido en el rubro cuentas por pagar diversas (nota 11).
- Durante el año 2001, la Compañía recibió S/. 28,805,449 como aporte de capital por la transferencia de líneas de transmisión y subestaciones (nota 9).

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

- La Compañía ha efectuado un desaporte de capital por S/. 229,136,598, importe que ha sido transferido al 31 de diciembre de 2000, a una cuenta por pagar a favor de FONAFE.
- En el mes de marzo de 2001, la Compañía recibió acciones de Interconexión Eléctrica S.A. por S/. 11,097,569 (US\$ 3,229,887), relacionadas con el aporte de la línea de transmisión de 220kV Pachachaca (Arapa) - Oroya Nueva (nota 8).
- En octubre de 2000, la Compañía recibió S/. 1,994,951 como aporte de capital por la transferencia de la línea de transmisión de 220kV Pachachaca (Arapa) - Oroya Nueva (nota 9).

(n) Instrumentos Financieros

Se conoce como instrumentos financieros a cualquier contrato que origine un activo financiero en una empresa y a la vez un pasivo financiero o instrumento patrimonial en otra empresa. Los instrumentos financieros incluyen lo que se denomina instrumentos primarios: cuentas por cobrar, cuentas por pagar y títulos de inversión en otra empresa; y aquellos que se denominan instrumentos derivados: Opciones, futuros y contratos financieros a plazo (forwards) y swaps.

Al 31 de diciembre de 2001 y 2000, en opinión de la gerencia, los saldos presentados a esas fechas de caja y bancos, cuentas por cobrar y pagar, inversiones en valores y deudas a largo plazo no difieren significativamente de sus correspondientes valores razonables de mercado. En las correspondientes notas sobre políticas contables se revela el reconocimiento y valuación de estas cuentas.

(ñ) Provisiones y Contingencias

Las provisiones son reconocidas por la Compañía cuando se tiene una obligación presente legal como resultado de hechos pasados y es probable que se requieran recursos para cancelar la obligación. Las provisiones son revisadas y ajustadas en cada período para reflejar la mayor estimación.

Los pasivos contingentes no se reconocen en los estados financieros. Estos se revelan en notas a los estados financieros, a menos que su ocurrencia sea remota. Un activo contingente no se reconoce en los estados financieros pero se revela cuando su grado de contingencia es probable.

(o) Base para el Ajuste de los Estados Financieros por Efectos de la Inflación

Los estados financieros han sido ajustados para dar efecto a las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda peruana y permitir que las diversas transacciones que reflejan, se expresen en unidades monetarias constantes. Los saldos ajustados representan la actualización de los saldos históricos. El principio contable de costo histórico prevalece en los saldos ajustados.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

Los factores de ajuste se basan en los índices de precios al por mayor a nivel nacional publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática.

Los saldos no monetarios han sido actualizados utilizando los factores de ajuste determinados de acuerdo a la antigüedad de cada uno de los componentes que los integran. Los saldos monetarios no se han actualizado debido a que representan moneda de poder adquisitivo a la fecha del balance general. Al efectuar la actualización se consideró que el costo ajustado de los activos no excediera el costo de reposición.

Los estados financieros del año 2000 han sido reexpresados en moneda de poder adquisitivo del 31 de diciembre de 2001, a fin de permitir su comparación.

(3) Base para la Conversión de Moneda Extranjera

Los saldos en dólares estadounidenses (US\$) al 31 de diciembre, se resumen como sigue:

	En miles de US\$	
	2001	2000
Activos		
Caja y bancos	901	1,098
Valores negociables	10,182	8,000
Cuentas por cobrar comerciales	621	1,205
Cuentas por cobrar diversas	1,940	2,042
Cargas diferidas	34	216
Anticipos otorgados a proveedores	437	1,383
	<u>14,115</u>	<u>13,944</u>
Pasivos		
Cuentas por pagar comerciales	2,288	4,467
Cuentas por pagar diversas	4,411	1,513
Préstamos a largo plazo	49,897	50,061
	<u>(56,596)</u>	<u>(56,041)</u>
Pasivo neto, expuesto al riesgo de cambio	<u>(42,481)</u>	<u>(42,097)</u>
Equivalente en miles de nuevos soles	<u>(146,460)</u>	<u>(145,264)</u>

Dichos saldos han sido expresados en nuevos soles (S/.) a los siguientes tipos de cambio:

	En S/.	
	2001	2000
1 US\$ - Compra (activos)	3.441	3.523
1 US\$ - Venta (pasivos)	3.446	3.527

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

(4) Inversiones en Valores Temporales, Neto
Comprende lo siguiente:

Al 31 de diciembre de 2001:

Clase de valores	Cantidad	Valor nominal	En miles		Provisión por fluctuación en S/.
			Valor en libros en S/.	Valor de mercado en US\$.	
Certificados bancarios:					
Banco de Crédito	1	US\$ 2,000	6.882	2,000	-
Banco de Crédito	1	US\$ 2,254	7,756	2.254	-
Banco Interamericano de Finanzas	1	US\$ 480	1,652	480	-
Interbank	1	US\$ 1,100	3,785	1,100	-
Banco Sudamericano	1	US\$ 896	3,083	896	-
Banco Wiese Sudameris	1	US\$ 610	2,099	610	-
Banco Wiese Sudameris	1	US\$ 840	2,890	840	-
			28,147	8,180	-
Fondo de Fideicomiso de Garantía:					
Certificados de participación	73,788	S/ 15.49	2,584	-	2,584
Certificados de participación	28,229	US\$ 89.33	9,609	-	9,609
			12,193	-	12,193
			40,340	-	12,193

Al 31 de diciembre de 2000:

Clase de valores	Cantidad	Valor nominal	En miles		Provisión por fluctuación en S/.
			Valor en libros en S/.	Valor de mercado en US\$.	
Certificados bancarios:					
Banco Continental	1	US\$ 4,000	13,782	4,000	-
Banco Continental	1	US\$ 4,000	13,782	4,000	-
			27,564	8,000	-

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

Clase de valores	Cantidad	Valor nominal	En miles		
			Valor en libros en S/.	Valor de mercado en US\$	Provisión por fluctuación en S/.
Fondo de Fideicomiso de Garantía:					
Certificados de participación	73,788	S/ 15.49	2,537	1,118	1,419
Certificados de participación	28,229	US\$ 89.33	9,387	8,687	700
			-----	-----	-----
			11,924	9,805	2,119
			-----	=====	-----
			39,488		2,119
			=====		=====

(a) Certificados Bancarios

Los certificados bancarios en moneda extranjera ascienden al 31 de diciembre de 2001, a US\$ 8,180,000 (US\$ 8,000,000 en 2000). Estos certificados bancarios presentan vencimientos entre 60 y 180 días y devengan una tasa de interés que fluctúa entre 1.6% y 4.5% (vencimiento no mayor a 60 días y entre 6.8% y 7.0% en 2000).

Con fecha 25 de mayo de 2000, se suscribió con un banco local un contrato de afectación irrevocable de los depósitos a plazo y/o certificados a favor de dicho banco hasta por la suma de US\$ 8,000,000 por su participación de 15% en el Consorcio Transmataro S.A. La restricción sobre dichos certificados fue liberada por el mencionado banco el 2 de febrero de 2001 (nota 24b).

(b) Fondo de Fideicomiso de Garantía

Mediante Decreto de Urgencia N° 0056-99 de fecha 24 de setiembre de 1999, se creó el Fondo de Fideicomiso de Garantía con aportes de las entidades del sector público comprendidas en el Decreto de Urgencia N° 052-98 y normas reglamentarias, que cuenten con depósitos subastados. El patrimonio fideicometido ha sido creado con la finalidad de cubrir dichos depósitos subastados en caso de que una entidad financiera sea sometida al régimen de intervención por la Superintendencia de Banca y Seguros. La Corporación Financiera de Desarrollo S.A.- COFIDE es la que actúa como fideicomisario para tales efectos. Asimismo, mediante Resolución Ministerial N° 207-99-EF/15 del 1 de octubre de 1999, se aprobó el Reglamento respectivo y el 12 de octubre de 1999, se firmó el Contrato de Fideicomiso de Garantía entre COFIDE y la Compañía.

Durante el año 2001, no hubo depósitos subastados bajo esta modalidad debido a que la vigencia del fondo fideicometido cesó el 31 de diciembre de 2000. Al 31 de diciembre de 2000, los depósitos subastados comprendieron certificados bancarios por US\$ 77,980,000 equivalente a S/ 268,679,094 y depósitos a plazo por S/ 129,487,200.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

Los recursos del fideicomiso de garantía estuvieron constituidos principalmente por aportes iniciales del 2.5% de los depósitos subastados y aportes mensuales calculados aplicando una tasa de 0.0068% sobre el saldo diario de los depósitos subastados hasta un máximo del 5% de los depósitos subastados. Estos recursos se encuentran representados por certificados de participación, los cuales son negociables únicamente entre las entidades depositantes y tuvieron una vigencia máxima hasta el 31 de diciembre de 2000.

A la fecha no se ha emitido regulación alguna que establezca la finalización definitiva de dicho fondo, ni la devolución de los aportes efectuados.

En el año 2001, la Compañía ha registrado conservadoramente una provisión por fluctuación de valores de S/. 10,026,958, para reflejar la imposibilidad de recupero del efectivo invertido como participación del Fondo de Fideicomiso de Garantía. Dicha provisión se presenta en el rubro de gastos extraordinarios en el estado de ganancias y pérdidas (nota 20).

(5) Cuentas por Cobrar Comerciales
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	2001	2000
Facturas por cobrar	659	2,035
Letras por cobrar	774	243
Provisión de servicios no facturados	6,777	6,656
Vinculadas:		
Provisión de servicios no facturados a ELECTROPERU S.A.	10,077	12,286
	<u>18,287</u>	<u>21,220</u>

La provisión de servicios no facturados corresponde principalmente a servicios prestados en el mes de diciembre, los cuales se facturan en enero del siguiente año.

Por otro lado, la Compañía ha registrado ingresos correspondientes a servicios por el uso de instalaciones del sistema secundario por parte de las empresas distribuidoras y generadoras correspondientes al año 2001 por S/. 86,810 y de años anteriores por S/. 3,004,247 (S/. 150,612 del año 2000 y de años anteriores por S/. 3,007,112 registrados en 2000), los cuales se encuentran incluidos en el rubro de servicios de peaje e ingresos excepcionales, respectivamente, en el estado de ganancias y pérdidas.

En 2001, la Compañía ha facturado a su principal cliente ELECTROPERU, aproximadamente S/. 130,660,617 (S/. 152,230,590 en 2000).

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

- (6) Existencias
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	2001	2000
Suministros y repuestos	13,595	15,087
Menos:		
Provisión por desvalorización de existencias	315	146
	<u>13,280</u>	<u>14,941</u>

El movimiento de la provisión por desvalorización de existencias fue el siguiente:

	En miles de S/.	
	2001	2000
Saldo inicial	146	133
Adiciones	169	14
Recupero	-	(1)
	<u>315</u>	<u>146</u>

- (7) Cuentas por Cobrar a Largo Plazo
Comprende lo siguiente:

Concepto	En miles de S/.				
	Saldos al 31.12.2000	Adiciones	Deducciones	Corrección monetaria	Saldos al 31.12.2001
Préstamo a terceros	5,485	-	8	-	5,477
Depósitos en el sistema financiero	13,834	6,890	6,588	60	14,196
	19,319	6,890	6,596	60	19,673
Menos:					
Provisión por depósitos bancarios de dudosa cobrabilidad	13,834	-	6,588	60	7,306
Valor neto	<u>5,485</u>				<u>12,367</u>

Los préstamos a terceros corresponden a financiamientos otorgados principalmente a las empresas eléctricas regionales del norte para contribuir al desarrollo de sus proyectos con fondos obtenidos por el Programa de Transmisión y Apoyo a la Reestructuración del Subsector Eléctrico PE – 0018 – BID (nota 13). Estas cuentas de acuerdo con lo estipulado en el contrato de financiamiento serán pagadas en las mismas condiciones económicas y financieras que la Compañía le paga al BID, y devengan una tasa de interés del 7% y no tienen garantías específicas.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2001, los depósitos en el sistema financiero corresponden a depósitos a plazo por S/. 1,800,000 y US\$ 2,002,149; y certificados bancarios por US\$ 1,600,000 en dos entidades financieras locales, una de las cuales se encuentra en proceso de liquidación (depósitos a plazo S/. 1,826,904 y US\$ 1,912,000 y certificados bancarios por US\$ 1,600,000 en 2000, respectivamente, en dos entidades en proceso de liquidación).

Los depósitos del año 1999, se efectuaron de acuerdo con lo establecido en el Decreto de Urgencia N° 52-98 del 1 de octubre de 1998 y el Decreto Legislativo N° 101-98-EF emitidos por el Ministerio de Economía y Finanzas.

El movimiento de la provisión por depósitos bancarios de dudosa cobrabilidad fue el siguiente:

	En miles de S/.	
	2001	2000
Saldo inicial	13,834	13,834
Corrección monetaria	60	-
Recuperos	(6,588)	-
	<u>7,306</u>	<u>13,834</u>

Durante el año 2001, en cumplimiento del Decreto de Urgencia N°108-2000 Programa de Consolidación del Sistema Financiero, las obligaciones de uno de los bancos que se encuentra en proceso de liquidación han sido asumidas por un banco local distinto, razón por la cual se realizó un recuperos de la provisión de cobranza dudosa por S/. 6,588,000 (US\$ 1,912,000), el cual se registró como una ganancia diferida al 31 de diciembre de 2001. La devolución de este depósito a plazo por parte de la entidad financiera que ha asumido dicha obligación se realizará en un plazo de hasta 36 meses.

(8) Inversiones en Valores
Comprende lo siguiente:

Al 31 de diciembre de 2001:

<u>Nombre del emisor</u>	<u>Clase de inversión</u>	<u>Porcentaje participación</u>	<u>Valor nominal</u>	En miles de S/.		
				<u>Valor en libros</u>	<u>Valor patrimonial porcentual</u>	<u>Provisión fluctuación</u>
Consorcio Transmantaro S.A.	Acciones	15.00%	31.645	30,977	33,139	-
REDESUR	Acciones	15.00%	12.500	26,016	13,232	13,550
Interconexión Eléctrica S.A.	Acciones	17.94%	11.305	11,097	8,994	244
				<u>68,090</u>		
Menos:						
Provisión por el límite de actualización de las inversiones				<u>13,794</u>		
				<u>54,296</u>		

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2000:

Nombre del emisor	Clase de inversión	Porcentaje participación	Valor nominal	En miles de S/.		
				Valor en libros	Valor patrimonial porcentual	Provisión fluctuación
Consortio Transmantaro S.A.	Acciones	15%	28.539	30.977	30.842	
REDESUR	Acciones	15%	9.948	26.016	12.466	13.550

				56.993		
Menos:						
Provisión por el límite de actualización de las inversiones				13.550		

				43.443		
				=====		

(a) Consortio Transmantaro S.A.

Con fecha 15 de enero de 1998, el Comité Especial de Concesión de la Línea de Transmisión Mantaro – Socabaya adjudicó la Buena Pro de la concesión de dicha línea al Consortio integrado por Hydro Quebec International Inc. y Graña y Montero S.A. constituyendo de esta forma el Consortio Transmantaro S.A. con la participación de la Compañía.

La participación de la Compañía fue aprobada mediante el acuerdo CELT-231/97 del Comité Especial de Concesión de la Línea de Transmisión Mantaro – Socabaya. Adicionalmente, con fecha 3 de octubre de 1997, el Ministerio de Energía y Minas y ETECEN suscribieron el Contrato de Concesión Eléctrica para la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica a través del Sistema de Transmisión Mantaro – Socabaya.

El aporte de capital inicial fue acordado en moneda extranjera por un importe ascendente a US\$ 7,500,000 y al 31 de diciembre de 1999, dicho aporte se encuentra totalmente pagado. Asimismo, mediante Junta General de Accionistas del 6 de setiembre de 1999, se aprobó el aumento de capital por US\$ 12,000,000 de los cuales la Compañía participa en un 15% equivalente a US\$ 1,800,000 habiendo cancelado en setiembre de 1999 US\$ 900,000 y el saldo ascendente a S/. 3,192,285 (US\$ 900,000) fue pagado en enero del año 2000.

Asimismo, la Compañía avaló al Consortio Transmantaro S.A. ante terceros por un importe de US\$ 14,953,000 (nota 24 b) para la obtención de capital de trabajo, así como para garantizar las líneas de crédito otorgadas por bancos locales.

(b) Red Eléctrica del Sur S.A. – REDESUR

En Junta General de Accionistas del 5 de febrero de 1999, se aprobó la transferencia de la línea de transmisión Socabaya – Moquegua, valorizada por un perito independiente en US\$ 7,206,000 a Red Eléctrica del Sur S.A. – REDESUR. Por dicha transferencia se suscribieron acciones por US\$ 3,000,000 y por el saldo se constituyó una prima de capital adicional.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2000, como resultado de la comparación del valor registrado en libros y el valor patrimonial de REDESUR, según estados financieros auditados, la Compañía registró una provisión por comparación con el límite de actualización de esta inversión por S/. 16,626, la cual se muestra en el estado de ganancias y pérdidas.

(c) Interconexión Eléctrica S.A. – ISA

En Junta General de Accionistas del 28 de marzo de 2001, se aprobó la transferencia de la línea de transmisión de 220kV Pachachaca (Arapa) - Oroya Nueva (nota 9) valorizada por un perito independiente en US\$ 3,229,887 (S/. 11,097,569) a Interconexión Eléctrica S.A. - ISA. Por dicha transferencia se suscribieron acciones por US\$ 3,229,887.

Asimismo, la Compañía ha avalado a Interconexión Eléctrica S.A. – ISA ante terceros por un importe de US\$ 2,153,258 (nota 24a) para garantizar el fiel cumplimiento del contrato de concesión de las líneas eléctricas, con vencimiento en octubre de 2003.

Al 31 de diciembre de 2001, como resultado de la comparación del valor registrado en libros y el valor patrimonial de ISA, según estados financieros no auditados, la Compañía registró una provisión por comparación con el límite de actualización de esta inversión por S/. 244,222, la cual se muestra en el estado de ganancias y pérdidas. Dicha comparación y posterior registro de la provisión se hizo considerando el íntegro del capital suscrito en ISA.

(9) Inmuebles, Maquinaria y Equipo

Comprende lo siguiente:

Activo

Clase	En miles de S/.				Saldos al 31.12.2001
	Saldos al 31.12.2000	Adiciones al costo	Retiros	Transferencias	
Terrenos	21,058	177	-	-	21,235
Edificios y construcciones	36,413	-	-	4,388	40,801
Maquinaria y equipo	1,074,999	1,352	1,995	34,747	1,109,103
Unidades de transporte	5,718	1,327	-	-	7,045
Muebles y enseres	4,856	128	-	-	4,984
Equipos diversos	14,578	779	174	-	15,183
Unidades de reemplazo	2,545	57	-	(248)	2,354
Activos transferidos	-	28,805	-	-	28,805
Unidades por recibir	36,276	3,729	-	-	40,005
Obras en curso	276,509	9,988	-	(38,887)	247,610
Menos:					
Provisión por comparación con el límite de actualización	71	-	-	-	71
	<u>1,472,881</u>	<u>46,342</u>	<u>2,169</u>	<u>-</u>	<u>1,517,054</u>

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

Depreciación

Clase	En miles de S/.				Saldos al 31.12.2001
	Saldos al 31.12.2000	Adiciones al costo	Retiros	Transferencias	
Edificios y construcciones	9,584	2,556	-	-	12,140
Maquinaria y equipo	331,104	67,619	47	-	398,676
Unidades de transporte	2,646	1,153	-	-	3,799
Muebles y enseres	2,629	832	-	-	3,461
Equipos diversos	5,831	1,377	22	-	7,186
Obras en curso	10,189	8,760	-	-	18,949
	-----	-----	-----	-----	-----
	361,983	82,297	69	-	444,211
	-----	=====	=====	=====	-----
Valor neto	1,110,898				1,072,843
	=====				=====

La depreciación de los inmuebles, maquinaria y equipo, unidades de transporte, muebles y enseres y equipos diversos ha sido calculada aplicando el método de la línea recta y a las tasas de depreciación establecidas principalmente por una tasación efectuada por un perito independiente. Estas tasas son como sigue:

Clase	Tasa %	
	Mínima	Máxima
Edificios y construcciones	2.56	14.28
Maquinaria y equipo	3.45	25.00
Unidades de transporte	20.00	20.00
Muebles y enseres	10.00	10.00
Equipos diversos	7.14	33.33

Al 31 de diciembre de 2001, los activos fijos recibidos y ubicados en la zona de la costa incluyen una revaluación voluntaria realizada en 1995 por S/. 68,467,661 (S/. 76,002,734 en 2000) sobre la base de una tasación técnica practicada por un perito independiente.

En el año 2001, como parte de una revisión de la liquidación de obras (centro de control, sistema de telecomunicaciones, entre otros) principalmente por el Proyecto PE-0018, la Compañía efectuó un ajuste por un importe aproximado de S/. 8,760,000 (S/. 10,187,826 en 2000) referido principalmente a la depreciación de obras liquidadas que se incluían en obras en curso.

De acuerdo con las Resoluciones Ministeriales N° 115-2001-EM/DEP; 214-2001-EM/DEP y 344-2001-EM/DEP de fechas 13 de marzo de 2001, 18 de mayo de 2001 y 24 de julio de 2001, respectivamente, se aprobó el aporte de líneas de transmisión y subestaciones a favor de la Compañía relacionadas con Subestación Huacho Nueva 220/66/10 kV; Sistema Eléctrico Humay- Pámpano y Línea de Transmisión en 138 kV Aucayacu-Tocache, y PSE Tocache Eje Tocache – Santa Lucía por S/. 2,399,335; S/. 215,750 y S/. 26,190,364, respectivamente. El importe total aportado es de S/. 28,805,449. A la fecha de emisión del presente informe se encuentra pendiente la formalización de dicho aporte mediante la aprobación en actas de accionistas de la Compañía (nota 14b).

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

Mediante Junta Universal de Accionistas de fecha 26 de octubre de 2000, se aprobó el incremento de capital por S/. 1,994,951 por el aporte de activos correspondientes a la línea de transmisión de 220 kV Pachachaca (Arapa) – Oroya Nueva (nota 14a). El valor de transferencia al que fueron registrados dichos activos fijos es el presentado en registros contables de la cedente.

(10) Activos Intangibles
Comprende lo siguiente:

Activo

Clase	En miles de S/.				Saldos al 31.12.2001
	Saldos al 31.12.2000	Adiciones	Deducciones	Corrección monetaria	
Estudios	15,977	-	312	-	15,665
Menos: Amortización	1,868	1,855	-	(31)	3,692
	<u>14,109</u>				<u>11,973</u>

La Compañía registra como intangible todos aquellos desembolsos que se originan con ocasión del desarrollo de un estudio definitivo, los cuales forman parte de su presupuesto de inversión. Para registrar dichas erogaciones como activo intangible se tiene en consideración la cantidad de años que va a generar ingresos o beneficios futuros para establecer que la amortización se efectúe durante la misma cantidad de años. Dicha amortización está referida a aquellos estudios que han sido concluidos.

Los principales estudios están relacionados con el plan de desarrollo del sistema de transmisión, sistema de información de ETECEN, evaluación del estado físico de las líneas de transmisión en la costa, rehabilitación de las líneas de transmisión de la costa, entre otras.

(11) Cuentas por Pagar Diversas
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	2001	2000
Reducción de capital - FONAFE (nota 14a)	40,000	21,125
Cuentas por pagar diversas	6,923	4,784
Provisión para beneficios sociales	177	159
Provisiones diversas	401	412
	<u>47,501</u>	<u>26,480</u>

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

(12) Cuentas por Pagar a Vinculadas
Comprende lo siguiente:

Acreedor	En miles de S/.				Saldo al 31.12.2001
	Saldo al 31.12.2000	Adiciones	Deducciones	Corrección monetaria	
ELECTROPERU S.A.	3,046	-	-	69	3,115

El saldo por pagar a dicha entidad corresponde a una conciliación de cuentas efectuada el 15 de diciembre de 1995, en la cual se establecieron los importes definitivos adeudados a ELECTROPERU S.A. por pagos efectuados por ésta en nombre de la Compañía en el año 1994. Dicha deuda no presenta garantías, ni vencimientos específicos.

(13) Deudas a Largo Plazo
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	2001	2000
Préstamo por US\$ 34,544,160 (US\$ 34,379,660 en 2000) otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo – BID, que devenga una tasa de interés anual del 7%, con vencimiento hasta el 10 de abril de 2014. La línea de crédito es por US\$ 34,090,366 (hasta octubre de 2000 US\$ 45,000,000).	119,039	119,134
Préstamo por US\$ 15,752,255, (US\$ 15,680,849 en 2000) otorgado por el Japan Bank for International Cooperation – JBIC (antes Banco de Exportación e Importación de Japón – EXIMBANK), que devenga una tasa de interés anual del 3.5%, con vencimiento hasta el 27 de marzo de 2014. La línea de crédito es por US\$ 15,567,665 (hasta octubre de 2000 US\$ 22,500,000).	54,282	54,494
	173,321	173,628
Menos:		
Parte corriente de la deuda a largo plazo	14,782	13,187
	158,539	160,441

Los préstamos suscritos entre el Gobierno Peruano, el Banco Interamericano de Desarrollo – BID y el Japan Bank for International Cooperation - JBIC (antes Banco de Exportación e Importación de Japón – EXIMBANK), fueron suscritos a través del Ministerio de Energía y Minas, siendo el organismo ejecutor el Programa de Transmisión y Apoyo a la reestructuración del subsector eléctrico – PE-0018- BID.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

De acuerdo con el Oficio N° 681-2000 –EF del Ministerio de Economía y Finanzas de fecha 13 de octubre de 2000, se hizo uso de la facultad contenida en el Artículo 3.16 del Capítulo III de las Normas Generales del Contrato de Préstamo con el Banco Interamericano de Desarrollo - BID, renunciando previo acuerdo, a recibir una parte de la suma total autorizada (US\$ 45,000,000) que no ha sido desembolsada aún, importe que asciende a US\$ 10,909,635. Esta solicitud fue aceptada por el BID, modificándose la suma total autorizada a US\$ 34,090,365. De acuerdo con el referido contrato, el préstamo deberá ser amortizado hasta su vencimiento (10 de abril de 2014) en cuotas semestrales, debiendo pagarse la primera cuota en la primera fecha en que deban pagarse los intereses, luego de transcurridos seis (6) meses contados a partir de la fecha de finalización de los desembolsos del préstamo, es decir a partir de abril de 2002, de acuerdo con el cronograma de pagos proporcionado por el BID de fecha 2 de julio de 2001.

De acuerdo con el Oficio N° 761-2000 –EF del Ministerio de Economía y Finanzas de fecha 17 de noviembre de 2000, dirigida al Japan Bank for International Cooperation - JBIC, se puso en conocimiento de dicho banco la aceptación por parte del BID de la cancelación del préstamo, renunciando la Compañía a recibir una parte de la suma total autorizada que no fue desembolsada a partir del 13 de octubre de 2000. En ese sentido se solicita al JBIC que de conformidad con la Cláusula II (4) del contrato de préstamo, efectúe la cancelación del préstamo utilizando como fecha efectiva de cancelación la correspondiente al préstamo con el BID (13 de octubre de 2000). De esta forma la suma autorizada se modificaría a US\$ 15,567,665. De acuerdo con el referido contrato, el préstamo deberá ser amortizado hasta su vencimiento (10 de enero de 2014) en cuotas semestrales, debiendo pagarse la primera cuota en el mes de enero de 2002, de acuerdo con el cronograma de pagos proporcionado por el JBIC de fecha 29 de agosto de 2001.

Al 31 de diciembre de 2001 y 2000, como consecuencia de la transferencia de la línea de transmisión Socabaya – Moquegua realizada en 1998, el saldo de estos préstamos incluye pasivos con el BID y JBIC incurridos inicialmente por la Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. – ETESUR por US\$ 11,492,763 y US\$ 7,859,698, respectivamente.

Hasta el año 1999, la ejecución del programa y la utilización de los recursos del financiamiento de ambos préstamos fueron llevadas a cabo por el Ministerio de Energía y Minas a través de la Unidad Ejecutora del Programa de Transmisión y Apoyo a la reestructuración del subsector eléctrico PE-0018. Asimismo, de acuerdo al Decreto Supremo N° 174-99-EF del 26 de noviembre de 1999, se aprobó que la Compañía sea el Organismo Ejecutor de las operaciones de endeudamiento externo a partir de enero del año 2000.

(14) Patrimonio Neto

(a) Capital Social

El capital social autorizado, suscrito y pagado de Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - ETECEN al 31 de diciembre de 2001 y 2000 está representado por 921,292,945 y 921,886,253 acciones, respectivamente, de un valor nominal de S/. 1 cada una, como sigue:

- 921,272,945 (921,866,253 en 2000) Acciones Clase "A".
- 20,000 Acciones Clase "C".

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

El capital social autorizado, suscrito y pagado de acuerdo con los estatutos de la Compañía al 31 de diciembre de 1999, está representado por 978,791,247 acciones comunes de Clase "A" y 20,000 acciones de Clase "C" de un valor nominal de S/. 1 cada una.

Las acciones de Clase "C", de acuerdo con los estatutos de la Compañía y con el Decreto Ley 26844 del 19 de julio de 1997, son acciones de propiedad del Estado Peruano las cuales no podrán ser transferidas sin previa autorización otorgada por Decreto Supremo. Asimismo, estas acciones Clase "C" otorgan derechos especiales como voto determinante en decisiones como el cierre de la Compañía, incorporación de nuevos accionistas, reducción de capital e inscripción de cualquier serie de acciones en la Bolsa de Valores.

A la fecha, se encuentra pendiente el canje de las acciones correspondientes a la reexpresión del capital, para alcanzar la suma de S/. 896,679,969.

De acuerdo con la Ley N° 27170, del 9 de setiembre de 1999, se establece que las entidades y empresas del Estado deben transferir al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE las acciones de las empresas en que participen como accionistas dentro de un plazo máximo de 90 días. En cumplimiento de la mencionada Ley, la Compañía transfirió en noviembre de 1999 las acciones de la Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur S.A. – ETESUR por S/. 18,061,704, reduciendo el capital de la Compañía. Esta reducción de capital fue aprobada por Junta Obligatoria Anual de Accionistas de fecha 10 de abril de 2000.

Por Junta General de Accionistas de fecha 4 de agosto de 2000, se aprobó la disminución de capital en S/. 229,136,598 importe que fue transferido a favor de FONAFE. Con el objeto de cumplir con el compromiso asumido se estableció, en la misma Junta, un cronograma de pagos con vencimientos mensuales a partir del mes de setiembre de 2000 hasta el mes de marzo de 2001. Al 31 de diciembre de 2000, se encontraba pendiente de pago, de acuerdo con dicho cronograma, S/. 21,125,000, los cuales se presentan dentro del rubro Cuentas por Pagar Diversas del balance general.

Por Junta General de Accionistas de fecha 12 de noviembre de 2001, se aprobó efectuar un pago a cuenta de dividendos por S/. 35,000,000 a favor de FONAFE. Al 31 de diciembre de 2001, se presenta dentro del rubro Otras Cuentas por Cobrar del balance general, los cuales se compensarán contra la distribución de utilidades a efectuarse en el año 2002.

Por Junta General de Accionistas de fecha 12 de noviembre de 2001, se aprobó la disminución de capital en S/. 39,120,000, importe que será transferido a favor de FONAFE. Con el objeto de cumplir con el compromiso asumido se estableció, un cronograma de pagos con vencimientos trimestrales a partir del mes de enero de 2002 hasta el mes de junio de 2002. Al 31 de diciembre de 2001, se encuentra pendiente de pago, el íntegro del importe mencionado el cual se presenta dentro del rubro Cuentas por Pagar Diversas del balance general (nota 11).

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

En acuerdo de Directorio N° 136-2000/015 - FONAFE, se estableció transferir en calidad de aporte de capital a la Compañía activos correspondientes a la línea de transmisión de 220 kV Pachachaca (Arapa) – Oroya Nueva, los cuales fueron transferidos a su valor contable ascendente a S/. 1,994,951. Asimismo, por Junta Universal de Accionistas de fecha 26 de octubre de 2000, se aprobó el incremento del capital por dicho importe (nota 9).

Las modificaciones a los estatutos de la Compañía por incrementos o reducciones de capital se encuentran pendientes de inscripción en registros públicos.

(b) Capital Adicional

El saldo al 31 de diciembre de 1999, constituye el resultado neto de capitalizaciones y de otras transferencias de activos y existencias de la Compañía, así como el registro de las disminuciones patrimoniales surgidas por las transferencias al capital.

En el 2000, el capital adicional fue capitalizado de acuerdo con la decisión tomada en la Junta Obligatoria Anual de Accionistas de fecha 10 de abril de 2000.

De acuerdo con las Resoluciones Ministeriales N° 115-2001-EM/DEP; 214-2001-EM/DEP y 344-2001-EM/DEP de fechas 13 de marzo de 2001, 18 de mayo de 2001 y 24 de julio de 2001, respectivamente, se aprobó el aporte de líneas de transmisión y sub-estaciones a favor de la Compañía relacionadas con Subestación Huacho Nueva 220/66/10 kV; Sistema Eléctrico Humay- Pámpano y Línea de Transmisión en 138 kV Aucayacu-Tocache, y PSE Tocache Eje Tocache – Santa Lucía por S/. 2,399,335; S/. 215,750 y S/. 26,190,364, respectivamente. El importe total aportado es de S/. 28,805,449. A la fecha de emisión del presente informe se encuentra pendiente la formalización de dicho aporte mediante la aprobación en actas de accionistas de la Compañía (nota 9).

(c) Reserva Legal

De acuerdo con lo establecido por la Ley General de Sociedades, la Compañía debe asignar como mínimo el 10% de su utilidad anual para una reserva especial, hasta que alcance el 20% del capital pagado. Esta reserva sólo puede utilizarse para compensar pérdidas futuras.

La detracción para la reserva legal sobre las utilidades netas del año 2001 será aprobada en Junta de Accionistas, efectuándose su registro en el año 2002.

(d) Resultados Acumulados

De conformidad con el Decreto Supremo N° 394-86-EF-Reglamento del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE, son recursos de este fondo el 100% de las utilidades distribuibles que corresponda directa o indirectamente al Estado, en proporción al número de acciones que posee en las empresas estatales de derecho público o privado, así como de las empresas de economía mixta y con accionariado del Estado. Asimismo, de acuerdo con la Ley N° 27170 Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado, las empresas anteriormente mencionadas deberán transferir automáticamente al FONAFE, antes del 30 de abril de cada año, el total de las utilidades distribuibles obtenidas en el ejercicio anterior.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

De esta manera, la Compañía ha pagado en el año 2001 dividendos a FONAFE por S/. 29,166,000, aproximadamente por las utilidades de 2000 (S/. 50,025,000 por las utilidades de 1999, en 2000)

Los dividendos y cualquier otra forma de distribución de utilidades, no constituye renta gravable para efectos del impuesto a la renta.

El resultado acumulado disminuyó en el año 2000 en S/. 28,459,000 debido al registro del impuesto a la renta diferido por la diferencia temporal originada por los activos fijos revaluados en 1995, en cumplimiento con la aplicación de la Norma Internacional de Contabilidad NIC N° 12.- Impuesto a la Renta vigente a partir del 1 de enero de 2000.

(15) Ingresos Operacionales
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	2001	2000
Ingresos por servicios de peaje a terceros	72,520	67,804
Ingresos por servicios de peaje a vinculadas	128,377	152,231
Ingresos por servicios complementarios a terceros	2,304	3,546
Ingresos por servicios complementarios a vinculadas	2,283	2,382
	<u>205,484</u>	<u>225,963</u>
	<u>=====</u>	<u>=====</u>

(16) Gastos del Sistema de Transmisión
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	2001	2000
Consumo de suministros	5,187	6,179
Cargas de personal	12,023	10,598
Mantenimiento y reparación de activos	6,058	7,828
Otros servicios prestados por terceros	4,463	4,206
Tributos	3,929	1,400
Depreciación de inmuebles, maquinaria y equipos	81,219	78,503
Compensación por tiempo de servicios	845	628
Otros gastos indirectos	3,825	3,615
	<u>117,549</u>	<u>112,957</u>
	<u>=====</u>	<u>=====</u>

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

(17) Gastos Generales y de Administración
Comprende lo siguiente:

	En miles de S/.	
	2001	2000
Consumo de suministros	597	764
Cargas de personal	4,996	6,374
Servicios prestados por terceros	3,742	4,924
Tributos	2,481	2,877
Cargas diversas de gestión	2,650	565
Depreciación de inmuebles, maquinaria y equipos	419	173
Compensación por tiempo de servicios	324	424
Otras provisiones	751	610
	<u>15,960</u>	<u>16,711</u>

(18) Ingresos y Gastos Financieros

Los ingresos financieros están conformados principalmente por intereses sobre depósitos a plazo y certificados bancarios, así como por intereses sobre cuentas por cobrar, y otros ingresos. Este rubro ha disminuido principalmente porque en el año 2001 la Compañía ha tenido un menor nivel de liquidez producto de la disminución de capital (nota 14a) y posterior transferencia de efectivo a favor de FONAFE. Asimismo, la disminución se debe a menores tasas de interés que han mantenido en el sistema financiero local.

Los gastos financieros están conformados principalmente por los intereses y comisiones que se pagan al BID y al JBIC (antes EXIMBANK) por los préstamos a largo plazo recibidos.

(19) Ingresos Excepcionales

El incremento de los ingresos excepcionales se debe principalmente a la ganancia obtenida por S/. 9,147,004 originada por el aporte de la Línea de Transmisión Pachachaca – Oroya Nueva – Arapa a la empresa Interconexión Eléctrica S.A. – ISA. La Línea de Transmisión (L.T.) se transfirió al valor tasado por peritos independientes, dicho valor fue mayor al importe registrado en libros contables de ETECEN por dicha L.T., originándose de esta forma los ingresos excepcionales. Producto de esta transferencia se recibieron acciones por un valor de S/. 11,097,569, equivalentes al 17.9% de las acciones de ISA (nota 8c). Además, el incremento se debe al reembolso, según la cláusula 6.1.10 del Contrato de Concesión de las Líneas de Transmisión, por S/. 3,361,647 efectuado por Interconexión Eléctrica S.A. – ISA originada por los gastos incurridos por la Compañía para la instalación y proceso de privatización de la CEPRI por las líneas de transmisión Pachachaca – Oroya – Derivación Antamina y Aguaytía - Pucallpa.

Los ingresos excepcionales también incluyen las recuperaciones por recálculo de servicio de peaje secundario prestado en años anteriores por S/. 3,004,247 (S/. 3,007,112 en 2000), entre otros rubros de menor cuantía. Asimismo, se tiene registrado en el año 2000 como un ingreso excepcional el extorno de una deuda asumida en exceso de ETESUR por S/. 723,000 (US\$ 209,754) correspondientes al Programa de Transmisión y Apoyo a la reestructuración del sub sector eléctrico PE-0018 (nota 13).

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

(20) Gastos Excepcionales

El incremento en los gastos excepcionales se debe principalmente al registro en mayo de 2001 de la provisión de cobranza dudosa del Fondo de Fideicomiso de Garantía del COFIDE por S/. 10,026,958 (nota 4b). Los gastos excepcionales también incluyen las pérdidas por recálculo de servicio de peaje secundario prestado en años anteriores por S/. 1,990,978 con empresas generadoras (ELECTROPERU, EDEGEL). Además incluye el registro de gastos relacionados con el proceso de promoción de la inversión privada (COPRI) para la entrega en concesión de las líneas de transmisión Antamina-Huallanca-Carhuaquero-Cajamarca y Zorritos-Zarumilla por S/. 1,145,685, así como el registro de la provisión de fluctuación de las inversiones en Interconexión Eléctrica S.A. por S/. 244,222, entre otros menores.

En el año 2000, incluye principalmente el registro en octubre de 2000 de la transferencia a favor del Tesoro Público de S/. 1,924,474. De acuerdo con el Decreto de Urgencia N° 089-2000, las empresas cuyo capital pertenece íntegramente al Estado, y que ejerzan la titularidad de acciones o participaciones en el capital de otras sociedades y empresas establecidas en el país, deben transferir al Tesoro Público un monto equivalente al 5% del valor de la totalidad de su participación en dichas empresas. El porcentaje fue aplicado sobre el valor en libros al 31 de diciembre de 1999 de las acciones. Asimismo, contiene en el año 2000 el registro de gastos de ejercicios anteriores por S/. 1,987,202, los cuales están conformados, principalmente, por la depreciación de proyectos activados en el año anterior y cuya liquidación final no estaba concluida por S/. 894,000 y penalidades de años anteriores por regularización de liquidaciones con contratistas por S/. 672,686. Adicionalmente, se ha registrado el pago de derechos de servidumbre de REDESUR y Consorcio Transmantaro por S/. 1,190,821, entre otros rubros de menor cuantía.

(21) Participación de los Trabajadores

De conformidad con el Decreto Legislativo N° 677, los trabajadores deben participar en las utilidades de las empresas, equivalente al 5% de la renta imponible anual, para el caso de las empresas de servicios. Esta disposición legal establece que los trabajadores participarán de la gestión, a través de Comités destinados a mejorar la producción y productividad de la Empresa.

(22) Aspectos Tributarios

Los años 1997 a 2001, inclusive, se encuentran pendientes de revisión por las autoridades tributarias. Cualquier mayor gasto que exceda las provisiones efectuadas para cubrir obligaciones tributarias será cargado a los resultados de los ejercicios en que las mismas queden finalmente determinadas.

De acuerdo con la legislación tributaria vigente, el Impuesto a la Renta de las personas jurídicas se calcula con una tasa del 30% sobre la utilidad neta imponible ajustada por efectos de la inflación, según la metodología establecida en el Decreto Legislativo N° 797.

La Legislación Tributaria establece que sólo para el año 2001 la tasa de Impuesto a la Renta será de 30% sobre la utilidad neta imponible; en caso de que la compañía decida reinvertir sus utilidades en cualquier actividad económica, la tasa será del 20% sobre la utilidad neta reinvertida. El importe de la utilidad neta imponible no reinvertida estará sujeta a la tasa del 30%.

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

A partir del año 2002, la tasa del impuesto a la renta se ha establecido en 27%. Adicionalmente, la distribución total o parcial de las utilidades se encontrará gravada con el impuesto a la renta con una tasa adicional del 4.1%. No está comprendida la distribución de utilidades que se efectúe en favor de personas jurídicas domiciliadas.

La Compañía ha determinado su impuesto a la renta para el año 2001 por miles de S/. 27,986 sobre su utilidad neta imponible.

A partir del año 2001, para los efectos del impuesto a la renta e impuesto general a las ventas, los precios de transferencia por transacciones con empresas vinculadas económicamente y con empresas con residencia en territorio de baja o nula deberán estar sustentados con documentación e información sobre los métodos de valoración utilizados y los criterios considerados para su determinación. La gerencia considera que para propósitos del impuesto a la renta e impuesto general a la ventas se ha tomado en cuenta lo establecido en la legislación tributaria sobre precios de transferencia para las transacciones entre empresas vinculadas económicamente y con empresas con residencia en territorio de baja o nula imposición, por lo que no surgirán pasivos de importancia al 31 de diciembre de 2001.

(23) Impuesto a la Renta y Participación de los Trabajadores Diferidos

De acuerdo con lo establecido en la Norma Internacional de Contabilidad N° 12 modificada, la Compañía aplicó la metodología del pasivo, para la determinación del impuesto a la renta y la participación de los trabajadores diferidos al 31 de diciembre de 2001.

La Compañía ha registrado el impuesto a la renta y la participación de los trabajadores diferido al 31 de diciembre de 2001, correspondiente a las diferencias temporales de activos y pasivos originados por las partidas que tienen distinto tratamiento para efectos contables y tributarios, como sigue:

	<u>En miles de S/.</u>	
	<u>Participación de los trabajadores</u>	<u>Impuesto a la renta</u>
Diferencias temporales activas (pasivas):		
Provisión para vacaciones	39	219
Provisiones genéricas para obras en curso	947	5,401
Provisión por desvalorización de existencias	16	91
Provisión fluctuación de valores	689	3,931
Provisión para cuentas de cobranza dudosa	46	266
Mayor depreciación tributaria de activos fijos	(4,354)	(24,820)
Excedente de revaluación	(3,423)	(19,513)
Neto	<u>(6,040)</u>	<u>(34,424)</u>

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

El impuesto a la renta y la participación de los trabajadores que se presentan en el Estado de Ganancias y Pérdidas, son como sigue:

	<u>En miles de S/.</u>	
	<u>Participación de los trabajadores</u>	<u>Impuesto a la renta</u>
Corriente	4,910	27,986
Diferido	(1,247)	(7,064)
Total	<u>3,663</u>	<u>20,922</u>

(24) Compromisos

(a) Al 31 de diciembre de 2001, la Compañía mantiene cartas fianza y créditos documentarios de importación en entidades bancarias locales para garantizar el fiel cumplimiento de los contratos de concesión de líneas de transmisión por aproximadamente US\$ 2,428,307 (US\$ 15,410,515 y S/. 1,450,000 en 2000) y US\$ 2,507,141 (S/. 11,450,000 en 2000) los vencimientos de los mismos fluctúan entre enero de 2002 y diciembre de 2002. Estos compromisos incluyen una fianza solidaria por US\$ 2,153,258 que garantiza a Interconexión Eléctrica S.A. - ISA ante el Ministerio de Energía y Minas. El vencimiento de esta carta fianza es en octubre de 2003 (incluyó en el año 2000 una fianza solidaria de US\$ 14,953,000 que garantizó al Consorcio Transmantaro S.A. ante el Ministerio de Energía y Minas).

(b) Con fecha 25 de mayo de 2000, se suscribió con un banco local un contrato de afectación irrevocable de los depósitos a plazo y/o certificados a favor de dicho banco hasta por la suma de US\$ 8,000,000 por su participación de 15% en el Consorcio Transmantaro S.A. La restricción sobre dichos certificados fue liberada por el mencionado banco el 2 de febrero de 2001 (nota 4).

(25) Contingencias

Al 31 de diciembre de 2001 y a la fecha de emisión del presente informe, existen juicios en contra de la Compañía por S/. 1,200,000 (S/. 713,940 en 2000), aproximadamente, entablados por terceros y ex -trabajadores, estos últimos sobre supuestos adeudos de remuneraciones y otros. Al respecto, la opinión de la gerencia y de los asesores legales de la Compañía, es que las demandas en su contra, serán declaradas infundadas o no prosperarán por el íntegro de lo demandado.

(26) Resultado por Exposición a la Inflación

Al 31 de diciembre de 2001 y 2000 la posición monetaria expuesta a la variación en el poder adquisitivo de la moneda peruana que sirve de base para la determinación del resultado por exposición a la inflación, se resume como sigue:

EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

	En miles de S/.	
	2001	2000
Activos monetarios	142,465	84,562
Pasivos monetarios	(283,910)	(283,244)
Pasivo monetario, neto	(141,445)	(198.682)

La posición monetaria de la Compañía en 2001 generó utilidad por exposición a la inflación de S/. 226,896 y en 2000 pérdida por exposición a la inflación de S/. 237,003.

- (27) Normas Internacionales de Contabilidad
Mediante Resolución N° 023-2001-EF/93.01 de la Contaduría Pública de la Nación, publicada el 14 de mayo de 2001, ha oficializado diversas Normas Internacionales de Contabilidad cuya vigencia se inicia a partir del 1 de enero del año 2001.

A continuación detallamos las Normas oficializadas:

NIC 14 (modificada en 1997)	:	Información por Segmentos
NIC 16 (modificada en 1998)	:	Inmuebles, maquinaria y equipo
NIC 19 (modificada en 1998)	:	Beneficios a los Trabajadores
NIC 31 (modificada en 1998)	:	Información financiera sobre participación en asociaciones en participación
NIC 32 (modificada en 1998)	:	Instrumentos (títulos) financieros: Revelaciones y presentación
NIC 36 (original)	:	Desvalorización de Activos
NIC 38 (original)	:	Activos Intangibles

- (28) Nuevos Pronunciamientos Contables
A la fecha de este informe, el Comité de Normas Internacionales de Contabilidad (IASC, por sus siglas en inglés), ha emitido diversas Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) oficializadas en Perú por el Consejo Normativo de Contabilidad durante el año 2001, como sigue:

- (a) NIC 39 Instrumentos Financieros : Reconocimiento v Medición
Bajo esta NIC, todos los activos y pasivos financieros se reconocen en el balance, incluyendo todos los instrumentos financieros derivados. Estos inicialmente se miden al costo que es el valor realizable o cualquier valor que se haya pagado o recibido para adquirir el activo o pasivo financiero. La gerencia considera que la presente norma no tendrá un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

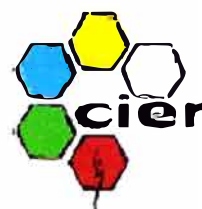
EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA CENTRO NORTE S.A. - ETECEN

Notas a los Estados Financieros

(b) NIC 40 Inversiones Inmobiliarias

Esta norma reemplaza a la NIC 25 "Contabilización de Inversiones". Esta norma establece el tratamiento contable de las inversiones inmobiliarias y requerimientos de divulgación relacionados, debiendo ser aplicada en el reconocimiento, medición y revelación de dichas inversiones. La gerencia considera que la presente norma no tendrá un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

Anexo E



INFORME PROYECTO CIER 11

Estudio de Referenciación de la Estructura y Remuneración de los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de Empresas de Transporte de Energía

SECCIÓN -7

Tabla de Contenido

7 Estructura de costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) del referenciamiento	312
7.1 Estructura de costos reales de las empresas a referenciar	312
7.1.1 Información contable.....	312
7.1.2 Grupos de recursos de la estructura de costos y gastos	312
7.1.3 Revisión de la información contable por centro de costo.....	314
7.1.4 Redistribución de recursos a los centros de costo	314
7.1.5 Procesos incluidos en la estructura de costos	315
7.1.6 Asignación de recursos a los procesos	315
7.1.7 Costos y gastos no comparables.....	316
7.2 Análisis de direccionadores de costos	317
7.3 Referenciamiento.....	318
7.3.1 Supuestos Básicos	318
7.3.2 Referenciamiento de costos y gastos AOM.....	319
7.3.3 Comparación de la Estructura Real de las Empresas en AOM vs la Genérica Homologada Típica	325
7.3.4 Referenciamiento de indicadores.....	325
7.3.5 Análisis de la estructura de los recursos.....	327
7.3 Referenciamiento de los Costos y Gastos Reales de AOM de las Empresas vs la Genérica Homologada Típica	327

7 ESTRUCTURA DE COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (AOM) DEL REFERENCIAMIENTO

Con el propósito de establecer el valor típico de los costos y gastos de administración (A), operación (O) y mantenimiento (M) de la actividad de transmisión se ha definido como mecanismo de comparación de estos costos la asignación de los mismos en los (macro)procesos de la cadena de valor genérica homologada del sector, en este capítulo se describen la estructura de costos reales, el referenciamiento, el análisis y resultados pertinentes.

Asimismo, a fin de mejorar la caracterización de la muestra de empresas, se han estimado una serie de parámetros estadísticos, a saber, media, mediana y sus respectivas dispersiones.

7.1 Estructura de costos reales de las empresas a referenciar

Partiendo del análisis de información contable de cada una de las empresas del grupo de referencia y teniendo presente la cadena de valor genérica se elaboró la estructura de costos AOM para el referenciamiento.

7.1.1 Información contable¹

Es pertinente aclarar que en cada empresa se trabajó con su estructura de centros de costos agrupando los costos reflejados en las cuentas contables de cada Empresa de acuerdo con los grupos o pool de recursos descritos en el siguiente numeral.

Estas asignaciones fueron realizadas por cada empresa, con lo cual podrían existir diferencias de criterio en la forma de asignar los costos y gastos a los diferentes macroprocesos. En tal sentido, no hemos auditado ni validado la homogeneidad de la información presentada y de haberse aplicado otros procedimientos de asignación, los resultados podrían ser diferentes.

7.1.2 Grupos de recursos de la estructura de costos y gastos

Los costos y gastos fueron divididos sobre la base de las características de los mismos y de su asignación a los diferentes macroprocesos.

¹ Las agrupaciones / modificaciones de la información contable de acuerdo con los grupos de recursos definidos para la estructura de costos del presente estudio fue realizada por personal de las empresas. La tarea de PricewaterhouseCoopers consistió en coordinar y analizar la distribución desde un punto de vista conceptual.

La estructura está dividida en los siguientes grupos o pool de recursos:

Gastos de personal

Los rubros que hacen parte de este grupo son los siguientes:

- Remuneración de los empleados y demás personas, temporales y/o supernumerarios, que desarrollan funciones administrativas, operativas y de mantenimiento, como retribución por la prestación de sus servicios.
- Prestaciones proporcionadas por los empleadores directamente a los asalariados o a quienes dependen de ellos, con cargo a sus propios recursos, tales como: subsidio familiar, sueldos y salarios pagados, parcialmente o en su totalidad, a los trabajadores, ausentes del trabajo por causa de enfermedad, accidente de trabajo, licencia de maternidad y pensiones. No se ha tomado como parte de este grupo, los ítems relacionados con costos y gastos extraordinarios de personal tales como indemnizaciones por reestructuraciones y cálculos actuariales relacionados con provisiones no hechas durante años anteriores.
- Contribuciones o aportes sociales que los empleadores realizan, en beneficio de sus asalariados, a los fondos de seguridad social, a las compañías de seguros y a otras entidades responsables de la administración y gestión de los sistemas de seguridad social, a las cajas de compensación familiar y a los sindicatos, entre otros.

Gastos de viajes y viáticos

Incluye los gastos por viáticos y otros gastos que origina la comisión de servicios fuera de su sede o lugar de trabajo.

Materiales y suministros

Representa el valor de los elementos o bienes que han sido adquiridos para la producción y prestación del servicio en desarrollo de su objeto social. Incluye materiales, elementos y repuestos empleados en el mantenimiento de los equipos que se encuentran en el proceso productivo.

Combustibles y lubricantes

Comprende la compra de combustibles y lubricantes, tales como: gasolina, petróleo, diesel, aceites lubricantes, aditivos, grasas, entre otros.

Mantenimiento y reparaciones

Representa los gastos efectuados con la finalidad de mantener en buen estado los bienes fijos tangibles de la empresa.

Honorarios

Representa el valor de los costos ocasionados por concepto de honorarios por servicios recibidos (asesoría, consultoría y otros similares, en calidad de independiente).

Seguros

Representa el valor de las primas de seguros y franquicias de las pólizas de seguros de automóviles, sustracción, personal de manejo, transporte de valores y en general cualquier tipo de seguros para proteger un bien mueble o inmueble propiedad de la empresa

Servicios públicos

Representa el valor de los gastos originados en el pago de servicios públicos.

Vigilancia y seguridad

Representa los gastos efectuados por vigilancia y seguridad en la empresa.

Publicidad, propaganda, impresos y publicaciones

Representa los gastos efectuados por publicidad, propaganda, impresos y publicaciones en la empresa.

Otros

Incluye los demás conceptos que no han sido incluidos en los grupos anteriormente mencionados tal es como gastos legales, notarias, registro mercantil, adecuaciones, servicios de telecomunicaciones, donaciones, suscripciones y afiliaciones, aseo, correo, portes y telegramas, entre otros.

7.1.3 Revisión de la información contable por centro de costo

Los grupos descritos han sido revisados desde un punto de vista conceptual entre PricewaterhouseCoopers y cada Empresa a fin de validar la consistencia de las cifras registradas en cada centro de costo. El objetivo de esta actividad es redistribuir recursos que puedan estar asignados a un solo centro de costo y en la práctica son consumidos por más centros de costo.

7.1.4 Redistribución de recursos a los centros de costo

Una vez detectado aquellos costos que no podían ser asignados en forma clara y directa a cada macroproceso, como consecuencia de la falta de un plan de cuentas homogéneo o de información extracontable, se procedió a distribuir la información hacia los grupos de recursos sobre la base de premisas e hipótesis de distribución de costos elaborados

conceptualmente en forma conjunta entre cada Empresa y los consultores de PricewaterhouseCoopers a fin de obtener una estimación para cada grupo de procesos.

A fin de lograr que las estimaciones sean comparables los consultores han homogeneizado los diversos enfoques propuestos por las Empresas a fin de lograr una medición comparable desde el punto de vista económico y financiero.

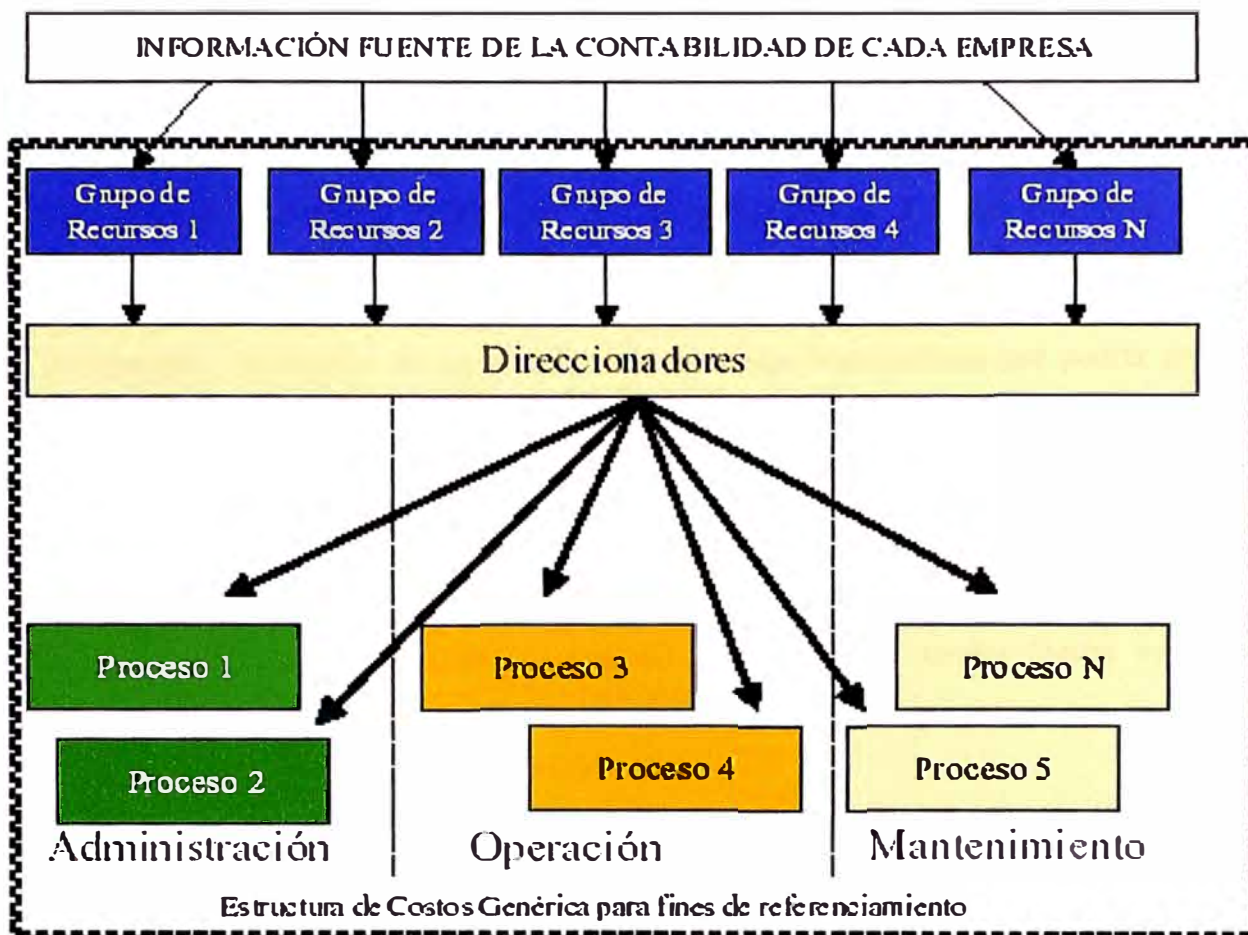
7.1.5 Procesos incluidos en la estructura de costos

Los (macro)procesos a costear en la presente estructura son los que conforman la cadena de valor genérica (ver sección 6.2).

7.1.6 Asignación de recursos a los procesos

La asignación de recursos a cada uno de los procesos se realizó mediante la definición de direccionadores de recursos o variables independientes.

En la siguiente figura se muestra la “estructura de costos genérica” para el estudio de referenciamiento, en el cual se exponen los resultados alcanzados anteriormente. Es importante observar que la estructura genérica inicia desde la asignación de las cuentas contables de las empresas a los diferentes grupos de recursos. De ahí, se asigna los recursos a través de estos parámetros o direccionadores a los diferentes procesos de AOM utilizando los criterios de cada una de las empresas.



7.1.7 Costos y gastos no comparables

Para efectos del estudio, hemos definido que los siguientes rubros de costos y gastos no deben ser incluidos dentro del estudio de referenciamiento, por las razones que se indican a continuación:

- **Infraestructura:** los costos de capital no se han incluido dado que los mismos corresponden a momentos diferentes de inversión y dado los criterios contables reflejan los precios relativos del momento de su construcción. Asimismo, en los casos de las empresas privatizadas en Argentina, los mismos reflejan el precio ofertado neto de los activos y pasivos monetarios transferidos y no el valor de construcción de la red.
- **Depreciaciones:** son similares a los costos de infraestructura dado que representan su contrapartida en resultados.
- **Amortizaciones:** son similares a los costos de infraestructura dado que representan su contrapartida en resultados.
- **Impuestos:** son costos no controlables por parte de la empresa de transmisión y reflejan los costos de los Gobiernos de cada país, desde un punto de vista regulatorio, estos

costos deberían ser trasladados al usuario. En algunos casos como el colombiano, los impuestos, excepto el de renta, forman parte de los costos y gastos de AOM, sin embargo no fueron incluidos en el estudio de referenciamiento para hacer comparable los AOM a nivel internacional.

- **Financiación:** los costos AOM son costos operacionales y deben detraerse de los mismos todos los componentes financieros o efectos sobre los mismos relacionados en su estructura de financiamiento.
- **Provisiones:** estimación de un gasto futuro para una eventualidad que podría generar gastos, pero que aún no se ha materializada.
- **Eventos extraordinarios:** son costos registrados en relación con eventos no usuales en naturaleza ni en frecuencia de ocurrir y que normalmente no se generan en los procesos normales del negocio.

En los casos en que la información fue suministrada por las empresas incluyendo estos costos y gastos, hemos realizado los respectivos ajustes, los cuales fueron validados posteriormente por los emisores de la información.

7.2 Análisis de direccionadores de costos

Uno de los factores claves de un sistema de costos es la correcta definición de la asignación de costos a través de direccionadores o variables independientes.

Dado que los modelos de estimación y contabilización de costos utilizados en cada uno de las empresas son diferentes, la revisión de los direccionadores fue solamente posible para las empresas con un sistema detallado de costos, como por ejemplo un sistema basado en actividades (ABC).

Basados en la información suministrada por las empresas participantes en el estudio de referenciamiento con sistemas detallados de costos, los direccionadores más importantes para asignar aquellos gastos y costos a los (macro)procesos que forman parte de dichos procesos que no podían ser asignados en forma directa, fueron los siguientes:

- No. de horas o porcentaje de tiempo de cada persona y/o grupo de personas dedicadas al (macro)proceso;
- No. de personas involucradas en el (macro)proceso;
- Materiales utilizados en cada (macro)proceso;
- No. de equipos de cómputo dedicados al (macro)proceso;
- No. de licencias de software dedicados al (macro)proceso;
- Metros cuadrados del área utilizada en el (macro)proceso; y
- Vehículos asignados al (macro)proceso.

El direccionador de costos más utilizado para distribuir los costos y gastos que no tengan una asignación directa es el tiempo dedicado al (macro)proceso y/o las actividades que forman parte de dicho proceso.

El alcance de este informe no incluye una revisión de cada uno de los modelos de costos en detalle y por eso asumimos que los direccionadores fueron razonablemente definidos. Adicionalmente, no hemos verificado la consistencia de la información de base de cada uno de los direccionadores utilizados para la asignación de costos hacia los diferentes objetos de costos, que en este caso son los (macro)procesos.

7.3 Referenciamiento

En la sección 2, fue descrita la metodología utilizada para el estudio de referenciamiento. A continuación se describen, los supuestos básicos y los ajustes realizados.

7.3.1 Supuestos Básicos

El negocio del transporte de energía eléctrica posee economías de escala respecto a los costos de operación. A los efectos prácticos se define economía de escala a la reducción de costos unitarios totales con respecto a incrementos en la extensión de la red.

Esta economía de escala respecto a la extensión de la red se da en los AOM, debido a que: (i) aunque el incremento de la red aumenta los costos de mantenimiento, dicho aumento proporcionalmente es inferior que el incremento de la red (p.e. un incremento de un 10% en la longitud de circuitos, implica un incremento en costos de mantenimiento inferior a tal 10%); (ii) los costos de operación poseen una menor correlación con la longitud de la red que los costos de mantenimiento, y (iii) los gastos de administración no necesariamente dependen de la longitud de la red.

De otra parte, se ha supuesto que los estadísticos obtenidos (media, mediana y dispersión) representen parámetros indicativos del mercado de transmisión en que participan estas empresas, y que el espacio que tiene las empresas transportadoras para modificar unilateral y autónomamente de manera importante estos parámetros es limitado.

Otro de los aspectos que deben ser considerados es que las Empresas operan en entornos geográficos, socio-políticos, macroeconómicos, regulatorios, ambientales y atmosféricas diferentes. Sin embargo, tales situaciones específicas de cada Empresa son eliminadas con el uso de estadísticos como la media y la mediana que eliminan las particularidades de cada dato. En este contexto, el estudio de referenciamiento asume que los estadísticos de la muestra son comparables en sus estructuras de costos con todas las empresas, tanto las que operan a nivel nacional como regional. Las diferencias encontradas, de acuerdo con los datos obtenidos de la dispersión, indican que estos estadísticos pueden ser considerados representativos, dado el tamaño de la muestra, y pueden ser utilizados como datos comparables con la estructura de costos de cada Empresa.

A efectos de hacer comparable los datos suministrados por las empresas de Argentina, Chile, Colombia, Ecuador, Perú, Nueva Zelanda y Venezuela, eliminado el efecto de la diferencia en la capacidad de compra de cada moneda hemos procedido a homogeneizar

estos valores ajustando los costos y gastos obtenidos por (macro)proceso para el estudio de referenciamiento mediante la aplicación de:

- Conversión de los valores asignados a los (macro)procesos en moneda de cada país a una sola moneda extranjera: el Dólar de los Estados Unidos (US\$)²; y
- Aplicar el índice de la paridad del poder de compra (Purchasing Power Parity o PPP) para cada país participante en el estudio³ para considerar las diferencias en niveles de precios que pueden existir.

En este caso, las cifras fueron homologados al nivel de costos y productividad basado en los valores de PPP⁴ del año 2000. Los valores del año 2001 ajustados por el PPP, adicionalmente fueron ajustados por la inflación⁵ de Estados Unidos para su comparación con el año 2000. A continuación se presente la tabla con los valores utilizados:

Pais	Purchasing Power Index (International Dollars)	Conversión al Dólar (Dic. 2000)	Conversión al Dólar (Dic. 2001)
Nueva Zelanda	18.780	2.22	2.40
Argentina	12.090	1.00	1.00
Chile	9.110	541.85	638.15
Colombia	5.890	2.104.82	2.297.89
Venezuela	5.750	699.75	763.00
Peru	4.720	3.47	3.50
Ecuador	2.920	1.00	1.00

Fuente: Banco Mundial

7.3.2 Referenciamiento de costos y gastos AOM

En los siguientes cuadros presentamos, la estructura de costos y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento definido en los macroprocesos de Negocio y de Soporte de la cadena de valor genérica estimada sobre la base de la información suministrada por las empresas de la muestra.

Adicionalmente, es importante mencionar que la información de los cuadros está basada en los promedios de los valores del año 2000 y 2001, excepto para aquellas empresas que no

² Se utilizó la tasa de cambio oficial promedio del año para cada país. Fuente: Banco Mundial

³ Dado que los movimientos de las tasas de cambio, en general, son más volátiles que los cambios en los niveles de precios nacionales, la Paridad en el Poder de Compra provee la base adecuada para comparar estándares de vivir y examinar niveles de productividad en el tiempo. Fuente: Monthly Labor Review, 1099, International Price Comparisons based on Purchasing Power Parity, M.A. Vachris y J. Thomas.

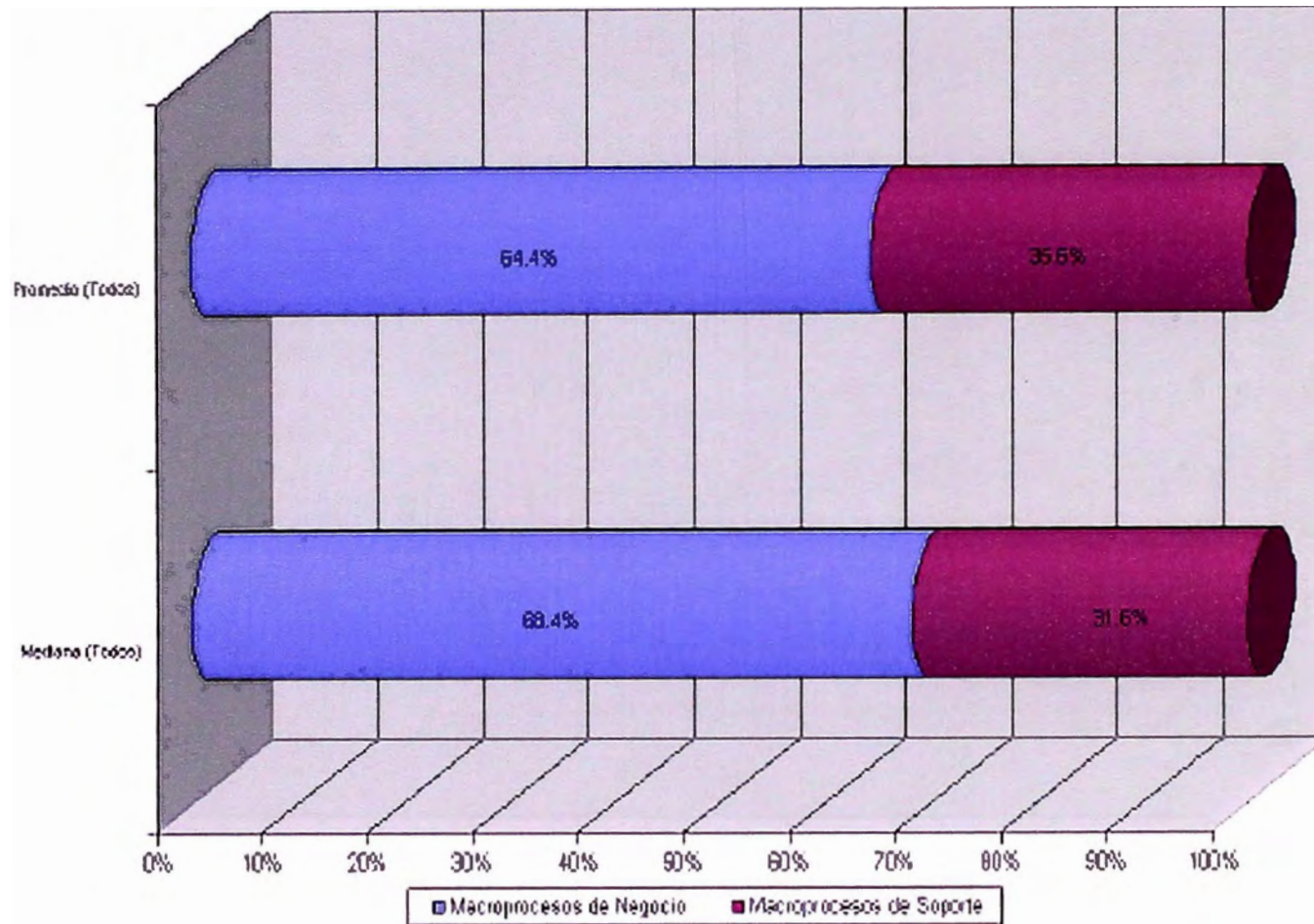
⁴ World Development Indicators database, World Bank, 16/7/01

⁵ Inflación promedio de Estados Unidos del año 2001 fue 2.83%

presentaron información para uno de estos años o indicaron que la información de uno de estos años no representa bien la estructura del negocio actual, en cuyo caso, utilizamos solamente la información de un año.

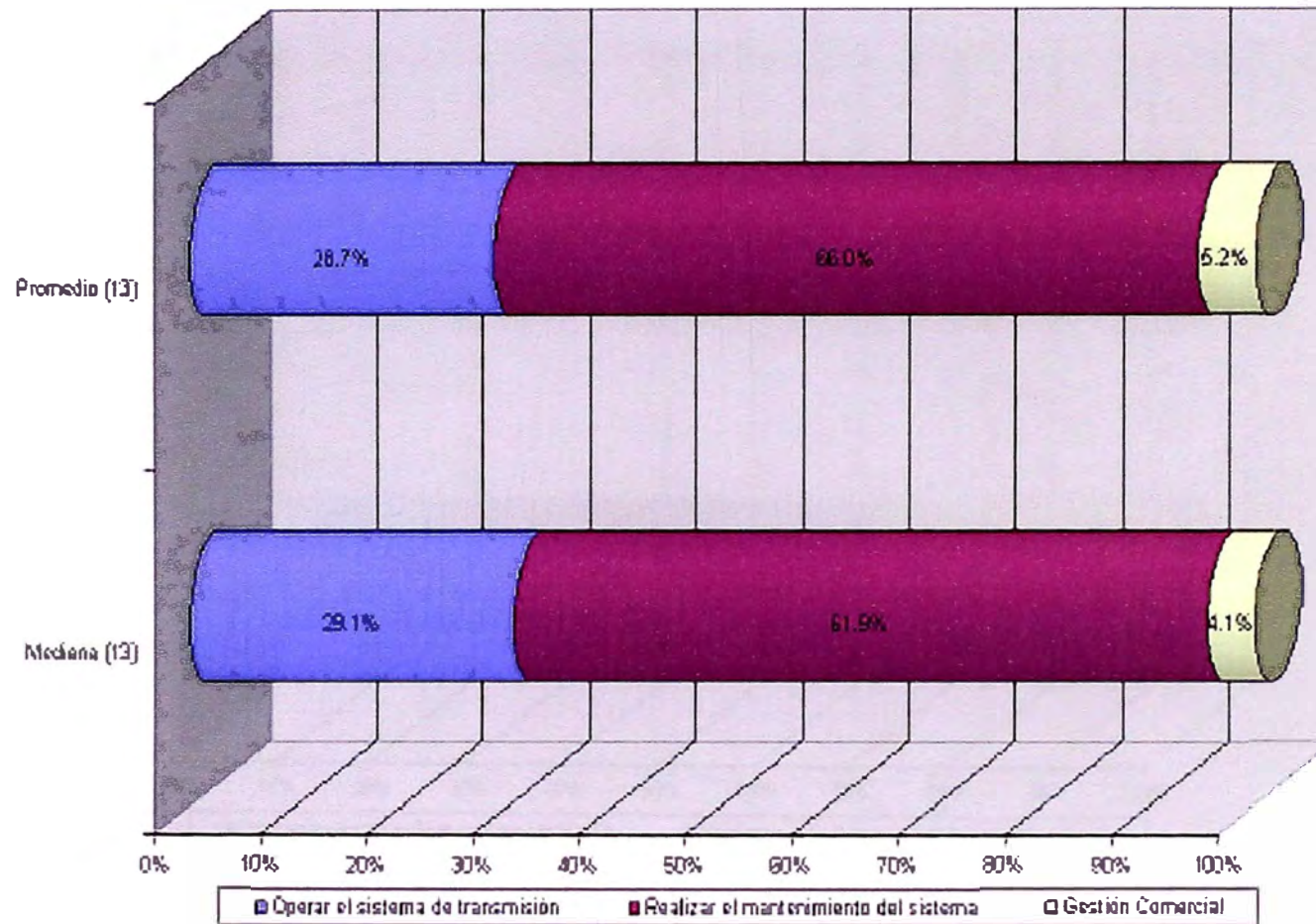
Para la muestra obtuvimos dos datos básicos, el promedio (media) y la mediana. Estos datos fueron comparados con el promedio (media) y la mediana de las cuatro empresas de referenciamiento. A continuación, se presentan los cuadros que resultan de nuestro estudio basado en la información suministrada por las empresas:

Cuadro 1 – Estructura de Costos como % de Macroprocesos de Negocio y de Soporte

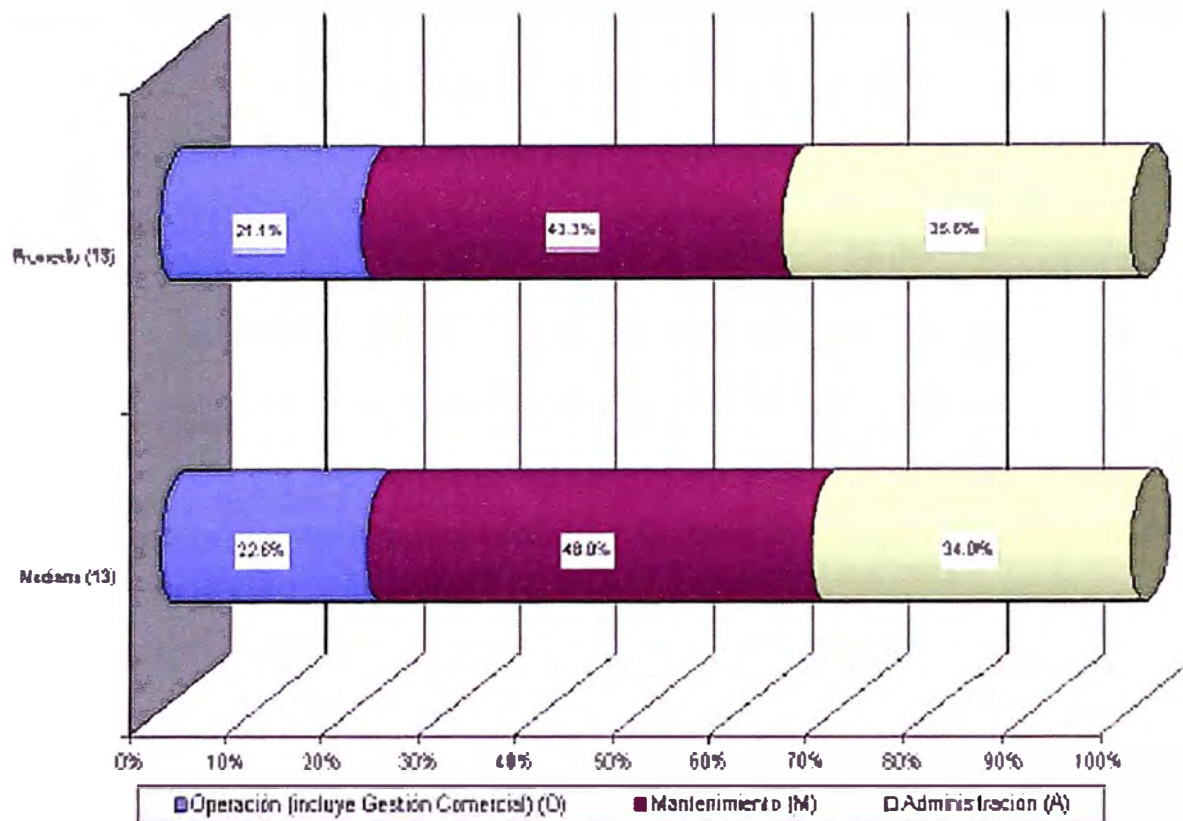


Como se puede observar en este cuadro, en promedio, las empresas de la muestra tienen la siguiente estructura de costos: 64.4% relacionado con los macroprocesos de negocio y 35.6% con los macroprocesos de soporte.

Cuadro 2 – Estructura de Costos por Macroprocesos de Negocio



Las empresas gastan un importante porcentaje (66%) en el mantenimiento del sistema de transmisión, el cual es consistente con el negocio de transmisión.



En la estructura AOM, se puede observar claramente la estructura de los costos y gastos de Administración (A), Operación (O) y Mantenimiento (M). En promedio, todas las 13 empresas, gastan 35.6% en Administración, 21.1% en Operación y 43.3% en Mantenimiento.

7.3.3 Comparación de la Estructura Real de las Empresas en AOM vs la Genérica Homologada Típica

Como resultado de nuestro análisis, hemos llegado a la conclusión de que la estructura genérica homologada típica de los costos y gastos de AOM es la siguiente:

	Costos y Gastos de Administración (A)	Costos y Gastos de Operación (O)	Costos y Gastos de Mantenimiento (M)
Estructura Genérica Homologada Típica ⁶	21.9%	23.8%	54.3%
Rango Superior ⁷	34.2%	36.0%	67.9%
Rango Inferior	9.6%	11.6%	40.6%

7.3.4 Referenciamiento de indicadores

En la sección anterior solamente analizamos la estructura de costos de los macroprocesos de negocio y de soporte. Dicha información da una impresión sobre el balance entre los diferentes procesos y en donde las empresas están gastando su recursos. En esta sección, vamos a mostrar los resultados obtenidos de los indicadores de AOM (promedio y mediana).

⁶ Corresponde al valor de la mediana.

⁷ El rango superior e inferior han sido definidos por una desviación estándar más y menos respectivamente

Tabla 1 – Indicadores de Administración –

Empresa	Costos administrativos en US\$ / longitud de circuitos en km (incluye todos los niveles de tensión)	Costos administrativos en US\$ / MVA de capacidad de transformación	Costos administrativos en US\$ / número de subestaciones	Costos administrativos en US\$ / Personas administrativas	Personas administrativas (empleados) / longitud de circuitos en km (por cada 100km)	Personas administrativas (empleados) / número de subestaciones	% Personas administrativas / Total Personal	Costos administrativos / costos totales de AOM
Promedio (13)	2.067	1.520	268.298	75.904	3,73	4,23	37,4%	35,6%
Mediana (13)	1.982	1.046	196.846	63.607	2,80	2,75	39,0%	31,6%

Tabla 2 Indicadores de Operación

Empresa	Costos de operación en US\$ / longitud de circuitos en km (incluye todos los niveles de tensión)	Costos de operación en US\$ / número de subestaciones (incluye todos los niveles de tensión)	Costos de operación en US\$ / No. de personas de operación (empleados)	No. personas de operación (empleados) / No. Personas de ACM	Costos operativos / costos totales de AOM
Promedio (13)	1.168	12.402	70.773	32,1%	21,1%
Mediana (13)	1.060	8.764	36.266	33,3%	21,0%

Tabla 3 Indicadores de Mantenimiento

Empresa	Costo de mantenimiento en US\$ / longitud de circuitos en km	Costo de mantenimiento en US\$ / número de torres	Costo de mantenimiento en US\$ / MVA de capacidad de transformación	Costo de mantenimiento en US\$ / número de subestaciones	Costo de mantenimiento en US\$ / número de transformadores	Costo de mantenimiento en US\$ / Personas de mantenimiento	Personas de mantenimiento (empleados) / longitud de circuitos en km (100km)	Personas de mantenimiento (empleados) / número de subestaciones	Personas de mantenimiento (empleados) / No. de Personas ACM
Promedio (13)	2.502	1.411	1.672	397.175	163.113	97.635	3,58	3,67	30,5%
Mediana (13)	1.320	1.150	1.452	190.653	110.220	68.006	2,50	3,16	27,2%

De los datos de las empresas se puede observar que existe dispersión en los indicadores calculados de administración (A), operación (O) y mantenimiento (M), proveniente de las diferencias existentes en variables como la longitud de los sistemas, las configuraciones de las redes, las prácticas de “outsourcing”, etc. Estas dispersiones son problemáticas en los estudios de referenciamiento y exigen análisis estadísticos más elaborados como es el caso de la regresión no lineal.

Después de analizar con la herramienta estadística de la regresión todos los indicadores disponibles, encontramos que la longitud de la red explica mejor el comportamiento de los costos y gastos de AOM como un todo. Esto no quiere decir que las otras variables físicas como No. de subestaciones, capacidad de transformación, No. de empleados entre otras no ayudan a explicar los niveles de costos y

gastos de una empresa de transmisión, sino que las configuraciones de los sistemas de las empresas analizadas y la definición de la transmisión de cada país generan distorsiones que con la información disponible no fue posible eliminar hasta un nivel aceptable.

7.3.5 Análisis de la estructura de los recursos

En la siguiente tabla se puede observar que la estructura de los diferentes grupos de recursos, los cuales forman la base de asignación de los diferentes procesos de negocio y de soporte.

Tabla 4 – Estructura de los Recursos

Empresa	Gastos de personal	Gastos de viajes y viajes	Materiales y suministros	Combustibles y lubricantes	Mantenimiento y reparaciones	Honorarios	Seguros	Servicios públicos	Vigilancia y seguridad	Impuestos, Contribuciones y Tasa	Publicidad, propaganda, imprenta y publicaciones	Otros	Total
Perpetuo (Total)	31.9%	1.4%	4.6%	0.9%	16.2%	4.3%	5.8%	7.7%	7.1%	6.0%	1.2%	17.8%	100.0%
Moravia (Total)	41.3%	3.3%	2.4%	0.6%	9.4%	3.0%	3.4%	2.0%	2.4%	7.4%	0.4%	13.8%	100.0%

Como se puede observar, la estructura de los recursos está en un gran porcentaje definida por el grupo de recursos “Gastos de Personal”, “Mantenimiento y Reparaciones” y “Otros”.

7.3 Referenciación de los Costos y Gastos Reales de AOM de las Empresas vs la Genérica Homologada Típica

El objetivo de esta sección es establecer un valor de costos y gastos AOM genérico homologada que puede servir como referencia de las empresas participantes en el estudio para entender su posición frente a esta estructura “óptima”. Dadas las particularidades de cada empresa, no podemos hablar de una estructura óptima, sino de una estructura típica es decir aquella que es representativa de las actividades promedio del sector.

En efecto son múltiples los factores que pueden influir en el nivel de los costos y gastos AOM. Tales factores son los siguientes:

- Entorno macroeconómico
- Entorno socio-político

- Entorno regulatorio
- Configuración de la red
- Condiciones ambientales
- Condiciones topográficas
- Condiciones atmosféricas
- Propiedad y modelo de negocio
- Condiciones y/o exigencias de calidad y de seguridad en la prestación del servicio

Para establecer el impacto de cada uno de estos factores se requiere información que de manera directa o indirecta relacione el factor con el nivel de costos. Como se verá no se contó con información para todos los factores debido a la dificultad de registrar este tipo de información, sin embargo el conjunto de factores en combinación con los indicadores físicos que pudo ser tenido en cuenta permite llegar a conclusiones globales útiles para determinar el grado de eficiencia de las empresas.

A continuación, se describe la manera como fueron tenidos en cuenta cada uno de los factores para los cuales se contó con información:

- El entorno macroeconómico se reflejó aplicando dos correcciones, el Purchase Power Parity (PPP) y la tasa de cambio de la moneda local frente al Dólar Americano. Estas dos correcciones fueron mencionadas anteriormente y aunque no consideran todos los elementos macroeconómicos sí reflejan las principales diferencias entre los diferentes países de la muestra.
- El entorno socio-político de cada país está reflejado en parte en las correcciones realizadas por entorno macroeconómico descritas en el punto anterior. Sin embargo para evitar distorsiones, no se incluyeron costos directos relacionados con la situación de orden público como por ejemplo en el caso de los atentados al sistema de transmisión en Colombia.

- La configuración de la red se consideró haciendo correcciones en el costo de mantenimiento para los diferentes niveles de tensión, y teniendo en cuenta los kilómetros de circuitos en dichos niveles para obtener un ajuste ponderado. En la siguiente tabla, se puede observar el factor de ajuste aplicado:

	Factor de Ajuste por Nivel de Tensión ⁸
Cada km de línea > 500 kV	2.63
Cada km de línea de 500 kV	1.75
Cada km de línea de 220/230 kV	1.00
Cada km de línea < de 220 kV	0.71

- Las condiciones ambientales específicas de los corredores de las líneas de transmisión se tuvieron en cuenta mediante un factor de ajuste por salinidad. El factor de ajuste en costos de mantenimiento fue establecido en 2.5⁹
- Las condiciones topográficas específicas de los corredores de las líneas de transmisión no se tuvieron en cuenta en este estudio dado que no fue posible encontrar una relación lógica con los datos disponibles en este momento.

Los otros factores, regulatorios, atmosféricos, propiedad y modelo de negocios no pudieron ser considerados en razón de la inexistencia de información que facilitará medir su impacto sobre los costos y gastos AOM.

Una estructura óptima en términos relativos podría surgir de la Empresa más eficiente del Grupo. En tal situación las demás empresas deberían emular su estructura de producción a fin de lograr el mismo nivel de eficiencia. Sin embargo, las características geográficas de las redes de transmisión, la extensión de las mismas y la economía de escala del sector hace no recomendable indicar un óptimo como referenciamiento.

⁸ Basado en información suministrada por parte de ISA, Edelca y PwC

⁹ Este factor fue obtenido de un informe de consultoría de Coopers & Lybrand (hoy en día PricewaterhouseCoopers) en donde se analizaron los costos de mantenimiento bajo condiciones normales frente a condiciones de contaminación. Dicho análisis fue basado en información disponible en las empresas de transmisión, experiencia internacional de los consultores y en consultas realizadas con empresas de ingeniería especializadas.

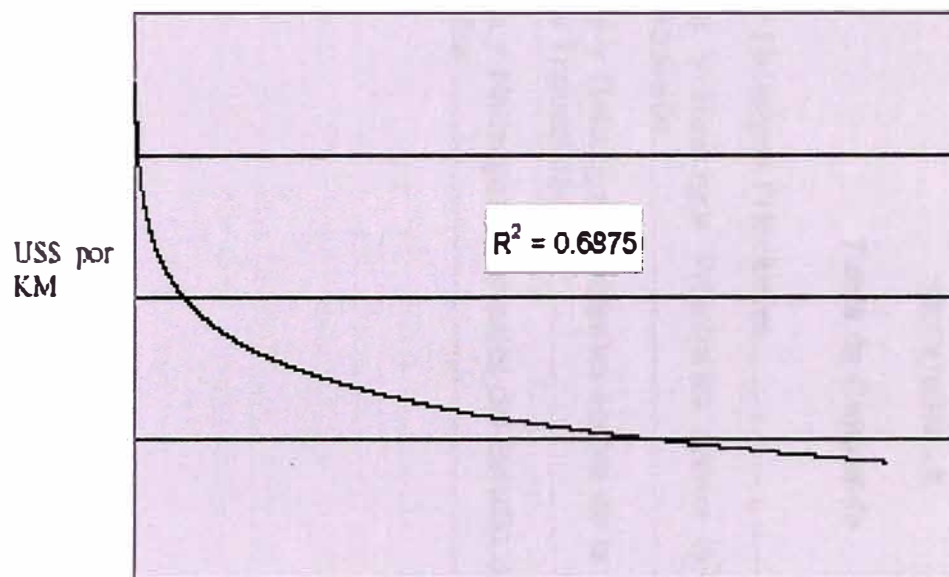
A continuación resumimos los pasos básicos realizados para alcanzar el objetivo. Es importante mencionar la metodología utilizada para elaborar la separación de los costos entre A, O y M, es decir, en base a criterio de las empresas de transmisión y bajo la revisión conceptual de PricewaterhouseCoopers, es necesario comparar los datos con base en valores agregados de AOM que eliminen los errores de asignación originados en las diferencias de apreciaciones de las personas que realizaron las tareas de asignación de los costos a cada macroproceso, eliminando el impacto de los errores de asignación entre macroprocesos.

Como primer paso de nuestra metodología para establecer el valor genérico homologado típico, analizamos los datos originales suministrados por las empresas de los costos y gastos AOM y los indicadores ligados a variables físicas. En el segundo paso exploramos estadísticamente y gráficamente los datos y analizamos las particularidades tales como la diferencia en niveles de tensión y salobridad. En el tercer paso se llevó a cabo la corrección de las particularidades evidentes y descritas anteriormente.

En el cuarto paso graficamos nuevamente la relación entre los costos de AOM por Km de circuito de red y la longitud de la red en km de circuitos. El quinto paso fue estimar una regresión en donde eliminamos "outliers", con base en la apreciación de los datos suministrados por las Empresas y sobre la base del criterio gráfico y estadístico, que implica extraer de la muestra aquellos datos que se muestran extrañamente distantes de los demás pares ordenados que son utilizados para estimar la regresión. Este enfoque permite mejorar el factor de correlación R^2 ¹⁰ de la regresión estimada.

¹⁰ R^2 es un valor que indica qué porcentaje de la variación del resultado es explicado por la variable considerada, en este caso, la longitud de circuitos de la red y qué porcentaje por otros factores tales como la eficiencia y demás condiciones no consideradas.

Cuadro 4 – Relación Costos de AOM por km en US\$ vs longitud de la red en km (eliminando el ruido blanco)



KM

El sexto y último paso fue calcular, a través de la regresión obtenida y la corrección por particularidades, el valor de referencia genérica homologada típica de AOM para cada una de las empresas. El AOM obtenido fue distribuido en Administración, Operación y Mantenimiento basado en la estructura de costos genérica homologada típica definida anteriormente para cada grupo.

Cabe destacar que el resultado obtenido implica que la longitud de la red explica el 68.75% de la variación de los costos de estas empresas y que la diferencia se origina en otras variables o parámetros del negocio. Por último, ésta es una estimación estocástica por lo tanto posee un factor no explicado del 31.25% que incluye todas aquellas variables que no han sido consideradas explícitamente en este modelo.



INFORME PROYECTO CIER II

Estudio de Referenciamiento de la Estructura y Remuneración de los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de Empresas de Transporte de Energía

SECCIÓN - 8

Tabla de Contenido

S	Conclusiones y Hallazgos Principales.....	333
	S.1 Conclusiones y Hallazgos Principales acerca de la Regulación Técnica de la Actividad de Transmisión.....	333
	S.2 Conclusiones y Hallazgos Principales acerca de la Regulación de la Remuneración de la Actividad de Transmisión.....	335
	8.3 Conclusiones y Hallazgos Principales del Estudio de Referenciamiento acerca de la Estructura de Costos	337

8 CONCLUSIONES Y HALLAZGOS PRINCIPALES

Aunque en cada sección del informe hemos mencionado algunas de las conclusiones, a continuación se presenta una síntesis de las principales conclusiones de este estudio:

8.1 Conclusiones y Hallazgos Principales acerca de la Regulación Técnica de la Actividad de Transmisión

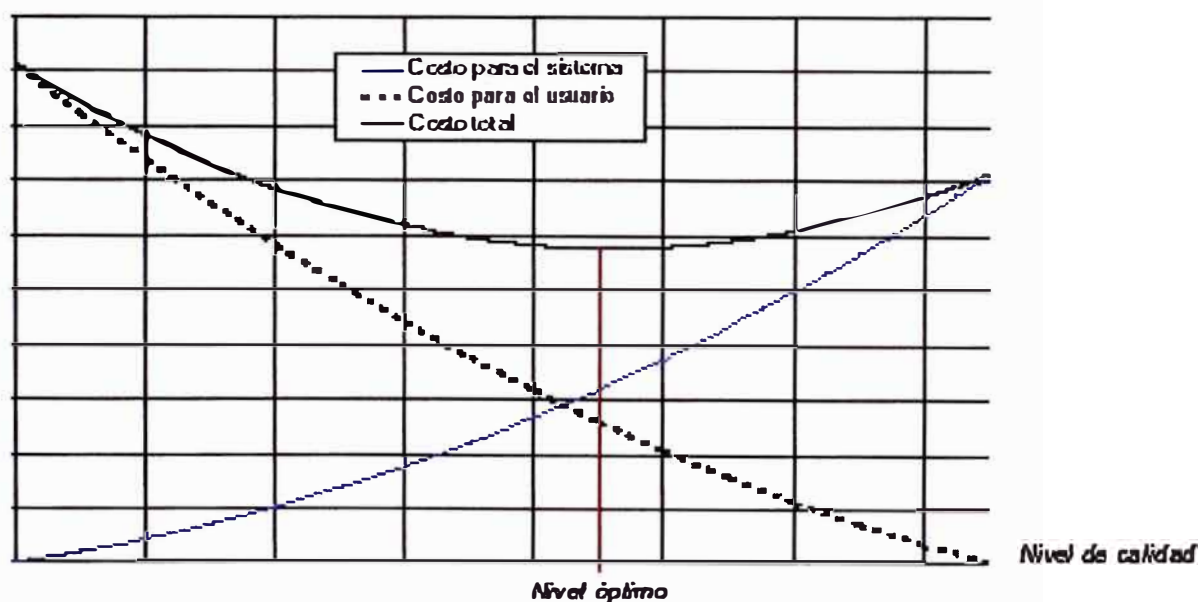
- 1) Existen tres elementos que definen la calidad del servicio a los consumidores finales de la electricidad, a saber:
 - Calidad del producto (regulación de frecuencia, regulación de voltaje, seguridad y estabilidad de la operación del sistema eléctrico). Principalmente participan el Centro de Despacho, los generadores y, en menor medida, los transportadores y distribuidores.
 - Calidad técnica del servicio (continuidad medida por los cortes del servicio: duración, frecuencia, magnitud y costos). Participa toda la cadena productiva de la electricidad: generadores, transportadores y distribuidores.
 - Calidad comercial del servicio. Cubre aspectos directamente relacionados con los clientes (tarifas, facturación, atención de solicitudes). No es corriente que se regule esta componente a nivel de transmisión, en razón de que los clientes del sistema de transmisión son pocos y tienen la capacidad de exigir de manera directa una calidad comercial satisfactoria.
- 2) Desde el punto de vista de la actividad de transmisión, y para los países analizados, la definición de la calidad del producto y de la calidad técnica del servicio se ubica dentro de los siguientes dos grandes enfoques, o una mezcla de ellos:
 - Enfoque 1: Regulación centralizada, definida por la autoridad reguladora estatal, con los siguientes mecanismos: (i) vía contratos de concesión y (ii) vía normas de carácter general
 - Enfoque 2: Autorregulación centralizada para los elementos comunes de la calidad y regulación descentralizada para los elementos no comunes.

Para elementos comunes como frecuencia, voltaje y condiciones de seguridad y estabilidad, la autorregulación posee mecanismo democrático: Participan generadores, transportadores, distribuidores, comercializadores y consumidores

Para elementos no comunes, es decir aquellos en que se identifica el agente que produce las deficiencias de calidad (p.e. el propietario de una línea específica) y el que se ve afectado (por ejemplo, un distribuidor o un gran consumidor), el mecanismo regulatorio es de tipo contractual.

- 3) El primer enfoque es más simple y por lo tanto más práctico y más común. Sin embargo, tiene el inconveniente de que no consulta de manera explícita la función de demanda de los usuarios del sistema (disponibilidad a pagar por calidad)¹, ni la curva de oferta de los proveedores del servicio (costos marginales de proveer calidad)².
- 4) El segundo enfoque es más racional en el sentido económico, pero complejo y en algunos casos no viable. Este enfoque es más costoso en su administración, dado que requiere del acuerdo de todos los actores específicos: agentes económicos, políticos y usuarios.
- 5) Un buen enfoque de regulación de la calidad técnica del servicio de transmisión, debe considerar de manera explícita tanto los costos para las empresas de suministrarla, como los beneficios para los consumidores de tenerla (ver Figura). La calidad óptima desde el punto de vista económico corresponde a aquella para la cual el costo marginal de suministrarla (para las empresas) iguala el beneficio marginal de tenerla (para los consumidores).

Costo de la calidad



- 6) Dado que los costos marginales de la calidad son crecientes a escala, las exigencias de calidad deben tener un reflejo directo en la remuneración.
- 7) Los sistemas de premios y sanciones por calidad, si no están basados en información confiable de costos tanto para las empresas como para los usuarios, pueden conducir

¹ Los reguladores de Argentina y Chile suelen realizar encuestas para lograr reemplazar eficientemente al mercado o mediante reuniones periódicas con los principales actores del mercado.

² Los mercados eléctricos mayoristas requieren de información sobre los costos marginales de las empresas, por lo cual en Argentina y Chile la información sobre oferta es producida en forma periódica.

a incentivar la sobre o sub inversión en la red, pudiendo generar deseconomías e inversiones ineficientes. Un buen sistema de premios y castigos debería estar diseñado para alcanzar el nivel óptimo (económico) de calidad. Cabe destacar que esta optimalidad es de difícil estimación para el mercado y el regulador, dado que el óptimo en la inversión no sólo incluye el óptimo de corto plazo tal cual se grafica en el cuadro superior, sino también el óptimo de largo plazo que tiene en cuenta el comportamiento futuro de la demanda y la oferta.

- 8) Los atributos para medir la calidad técnica del servicio de transmisión utilizados en los países de la muestra son:
- Número o frecuencia de salidas de servicio
 - Duración de la indisponibilidad
 - Energía no suministrada
 - Costos para los usuarios o sobre costos de generación
- 9) Los países de la muestra que han desarrollado (o han venido desarrollando) el marco regulatorio, han implantado sanciones por incumplimiento de estándares. Solamente Argentina (en virtud del mecanismo de la concesión) tiene establecido un sistema de premios por calidad implantado por el regulador. En la definición de tales premios se ha dado un proceso de negociación entre la empresa y los usuarios del sistema, asistiendo el regulador como una especie de juez que definió un sistema intermedio.
- 10) En Nueva Zelanda no hay estándares, sino metas de TRANSPower. El proceso de desarrollar sus acuerdos en virtud del esquema de autorregulación democrático centralizado, para elementos comunes de calidad está en su fase final. Para elementos no comunes el establecimiento de los compromisos es decisión de las partes.
- 11) Solamente Argentina³ y Perú tienen en cuenta el costo de racionamiento para los clientes originado por las indisponibilidades.

8.2 Conclusiones y Hallazgos Principales acerca de la Regulación de la Remuneración de la Actividad de Transmisión

- 1) Los objetivos regulatorios globales de la remuneración de la actividad de transmisión en los países de la muestra coinciden aproximadamente: eficiencia económica y suficiencia financiera. Sin embargo, su implantación difiere en alguna medida. La eficiencia económica significa que el funcionamiento de las empresas de transporte sería equivalente al que tendrían si operaran en un mercado perfectamente competido. Y la suficiencia financiera significa que solamente las

³ Los estudios de costos del racionamiento han sido actualizados por la Secretaría de Energía de la Nación Argentina en el año 2001 y los mismos no difieren de los utilizados en la elaboración de los actuales cuadros tarifarios.

empresas transportadoras eicientes recuperarían los costos incurridos para prestar el servicio, más una rentabilidad razonable equivalente a la que obtendría una empresa eficiente en un mercado de riesgo comparable.

- 2) Los procesos de definición tarifaria con mecanismos tipo audiencia pública (Argentina, Chile y Perú) con participación de los diferentes interesados (reguladores, agentes económicos de la industria, gremios, usuarios) premian la transparencia. Sin embargo, implican altos costos en tiempo y dinero para todos los actores.
- 3) Nueva Zelanda cuenta con un mecanismo de autorregulación. Sigue reglas definidas por el gobierno para valorar los activos cada año y para calcular el costo de capital.
- 4) En el esquema colombiano de regulación del ingreso, en condiciones de óptima inversión todas las economías de escala en la inversión del sistema de transmisión se trasladan a los consumidores, dado que entre más demanda de energía se atiende, el precio que éstos pagan por dicho servicio es inferior. Algo similar ocurre con las economías de escala operacionales al trasladarlas vía la reducción del porcentaje de AOM.
- 5) En todos los casos, con excepción de Colombia (y Venezuela por estar la ley apenas en proceso de reglamentación), el cálculo de los costos AOM que se remuneran se basa en un análisis del flujo de dichos costos, el cual es propuesto por la empresa y analizado y aprobado por el regulador. Solo en Colombia la remuneración se realiza aplicando porcentajes sobre el valor de reposición de los activos eléctricos de red.
- 6) En Colombia, al aplicar la metodología con los mismos parámetros para todas las empresas (unidades productivas estándar, costos unitarios estándar, tasa de descuento estándar y porcentajes de AOM estándar), supone que todas tienen características similares (de tamaño, integración de negocios y configuración del sistema), lo cual no es realista, pues coexisten empresas con tamaños y características significativamente diferentes y podría conducir a tratamientos no equitativos por parte del regulador.
- 7) Si bien en Ecuador las tarifas de transmisión incluyen el plan de expansión para un horizonte de 10 años, es posible que las restricciones actuales y las que surjan durante el horizonte no sean eliminadas hasta los niveles económicos con las inversiones aprobadas. Por lo tanto, conviene examinar la disposición que exige al transmisor el pago de las restricciones operativas, identificando cuáles restricciones actuales y futuras han sido remuneradas en las tarifas y cuáles no. Las que no hayan sido remuneradas no deberían ser pagadas por el transportador, ya que lo podría colocar en situación financiera desfavorable.
- 8) Se observa que existen importantes economías de escala en los costos y gastos AOM dependiendo del tamaño de las empresas.
- 9) El enfoque tipo “cap” somete a las empresas a mayores riesgos que el enfoque “plus”, en razón de que el primero establece un techo (de precio o de ingreso) para la empresa que impide remunerar costos por encima de dicho techo, en tanto que el

segundo remunera todos los costos aprobados por el regulador. Este hecho debería ser considerado por el regulador cuando defina el valor esperado del costo de capital que se aplica para el cálculo de los cargos.

- 10) Con excepción de Argentina y Nueva Zelanda, en donde la regulación del costo de capital se hace para cada revisión tarifaria, los otros países de la muestra utilizan tasas predeterminadas, lo cual no refleja adecuadamente los riesgos que enfrentan los inversionistas en cada momento, generando una señal subóptima que podría otorgar rentas monopolísticas o planes de inversión subóptimos que podría desembocar en una disminución de la calidad de servicio.
- 11) Aunque es conveniente que el regulador defina con mayor precisión los conceptos que remunera y la forma en que los remunera, en especial en los costos AO&M, es más importante que el regulador tenga en cuenta los aspectos específicos de cada empresa así los remunera globalmente.

8.3 Conclusiones y Hallazgos Principales del Estudio de Referenciamiento acerca de la Estructura de Costos

- 1) No todas las empresas cuentan con una definición de la cadena de valor y de los (macro)procesos. La cadena de valor genérica se diseñó con base en la información suministrada por las empresas del grupo de trabajo y con información obtenida de la Guía “International Business Language - Section Utilities” desarrollada por PricewaterhouseCoopers. La cadena de valor genérica resultante es relativamente sencilla debido a que el negocio de transmisión es bastante claro y permite delimitar con precisión las fronteras de los macroprocesos. Esta simplicidad contrasta con la complejidad de algunas cadenas de valor de las empresas participantes en la definición de sus procesos de negocios y de soporte.
- 2) Un número de empresas no cuenta con un sistema de costos detallado que permita obtener fácilmente información gerencial a nivel de los procesos definidos para el referenciamiento, lo cual dificultó obtener los datos requeridos para el estudio de referenciamiento al nivel deseado. Como resultado de esta situación, se puede concluir que no es factible realizar un referenciamiento con información de costos y gastos detallados con una muestra significativa, sin que las empresas participantes realicen un importante esfuerzo y cuenten con conocimientos técnicos y de costos adecuados para lograr obtener dicha información. A pesar de esta dificultad, los resultados obtenidos son valiosos para que las empresas tengan una referencia sobre la dirección en que deben orientar sus esfuerzos de mejoramiento técnico y administrativo.
- 3) Las empresas presentan una estructura de costos esperada y lógica para la naturaleza del negocio de transmisión, dado que se muestra un alto porcentaje de los recursos asignados al proceso de mantenimiento, actividad principal de una empresa de transmisión.
- 4) Existen importantes economías de escala de las empresas de transmisión que definen en gran parte el valor de AOM. Esta situación está capturada por la regresión

obtenida que muestra una relación inversa entre los costos unitarios (US\$ por km) y la longitud de circuitos de las redes de las empresas de la muestra.

- 5) Uno de los objetivos principales del estudio de referenciamiento fue establecer la ubicación de cada empresa en la muestra, lo cual se logró para cada una de las empresas a partir de la estructura homologada.

Anexo F

COSTOS RELACIONADOS CON LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISION DE ETECEN

1 Confiabilidad

Según la Norma DGE de terminología en Electricidad, la confiabilidad del servicio es “la capacidad de un sistema de energía para cumplir con su función de abastecimiento bajo condiciones fijas en un periodo específico de tiempo”.

Según esta dicha norma la seguridad del servicio es “la capacidad de un sistema de energía en un momento dado de tiempo para cumplir su función de abastecimiento en el caso de una falla”.

El reglamento de la ley de concesiones trata los conceptos de seguridad y confiabilidad como aspectos independientes.

Según el análisis comparativo realizado en la memoria “Evaluación de la Confiabilidad en el marco Reestructurado de los Sistemas Eléctricos Competitivos” de la Universidad católica de Chile y cuyo cuadro resumen se muestra en la cuadro F.1 la confiabilidad tiene como componentes a la seguridad y calidad. La seguridad entendida como la capacidad de respuesta del sistema frente a determinada contingencia y la calidad como calidad de onda y continuidad del suministro

Cuadro F.1: Comparativo de Confiabilidad a nivel internacional

	EEUU	España	Colombia	Reino Unido
Definicion	Marco conceptual generico: Suficiencia y seguridad	No explicita: Seguridad y calidad	No explicita: asociada a frecuencia y numero de interrupciones	No explicita: seguridad y calidad
Definicion Explicita	Si	No	No	No
Aspectos de la Confiabilidad	Seguridad y suficiencia como parte de la confiabilidad	Seguridad y calidad	Confiabilidad, calidad y seguridad como aspectos independientes	Seguridad y Calidad
Confiabilidad	- Criterio N-1 -Contingencias mas severas incorporadas al analisis	-Criterios N-1 y N-2	- Criterio N-1	- Criterio N-1 y N-2

Nota: El criterio N-1 es la verificación de que el sistema puede transportar toda la energía hasta los puntos de carga ante la perdida de un componente de red (línea o transformador)

2 Estándares de Confiabilidad

La confiabilidad es medida por la duración y frecuencia de los efectos adversos en el suministro eléctrico.

La Norma técnica de Calidad nos da estándares mínimos para el suministro

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio, para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas.

El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega.

Las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del Suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas.

Para efectos de la Norma, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

La Calidad de Suministro se evalúa utilizando los siguientes dos (2) indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre.

a) Número Total de Interrupciones por por Semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$N =$ Número de Interrupciones; (expresada en: interrupciones/semestre).

El número de interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

Las interrupciones por semestre en alta tensión son máximo 2

b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$$D = \sum(K_i \cdot d_i); \text{ (expresada en: horas)}$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

K_i : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

- Interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento: $K_i = 0.25$
- Interrupciones programadas* por mantenimiento: $K_i = 0.50$
- Otras: $K_i = 1.00$

*El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de

Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo (Δ):

$K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada

$K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada

La tolerancia de duración ponderada en alta tensión es de 4 horas por semestre.

3 Costos de Trasmisión (Operación y Mantenimiento) de ETECEN relacionados con la Confiabilidad del Sistema de Transmisión

El programa de mantenimiento de ETECEN tenía la finalidad de mantener una alta confiabilidad en el servicio de transmisión de energía eléctrica, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la Norma técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE). Dicho programa comprende actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.

Dichas actividades debían ser adecuadas para mantener la confiabilidad del sistema.

Así se tiene:

Adecuación del programa de mantenimiento para no pasar los límites establecidos de interrupciones en la norma técnica de calidad para lo cual se usan técnicas y materiales que permiten reducir los tiempos de intervención así como la frecuencia:

Siliconado de equipos de subestaciones y líneas de transmisión.

Lavado en caliente del aislamiento.

En estas actividades tiene un costo equivalente en el tiempo (3 años) a la actividad tradicional de limpieza a trazo.

Intervención en varias actividades cuando sale de servicio la instalación.

Monitoreo permanente mediante las inspecciones minuciosa, ligeras y termográficas de instalaciones críticas, cuya falla produciría interrupción de servicio (líneas de transmisión, subestaciones).

Uso de nuevos sistemas de análisis y pruebas de equipos para determinar su estado (pruebas de factor de potencia, aislamiento)

Conservación de repuestos críticos de equipos de subestaciones y líneas de transmisión para atención de contingencias.

4 Costos Administrativos de ETECEN relacionados con la Confiabilidad del Sistema de Transmisión

Los costos de administración no están relacionados con la confiabilidad del sistema.

5 Costos de Inversiones en ETECEN relacionados a la Confiabilidad del Sistema de Transmisión.

ETECEN ha desarrollado un programa de inversiones para mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión así tenemos los proyectos:

Cambio de Equipos de las Subestaciones san Juan, Chavarria, Santa Rosa, los cuales se realizaron principalmente por que la corriente de cortocircuito de la subestación había sobrepasado la corriente de cortocircuito de los interruptores, por lo que se podía producir en caso de fallas desconexiones de toda la subestación por falla en barras.

Tendido de Línea de Transmisión L-233 Trujillo - Chimbote para mejorar la confiabilidad de servicio en la región norte.

Cambio de sistemas de protección en diferentes subestaciones, debido a la mala actuación de las existentes para mejorar la confiabilidad del sistema.

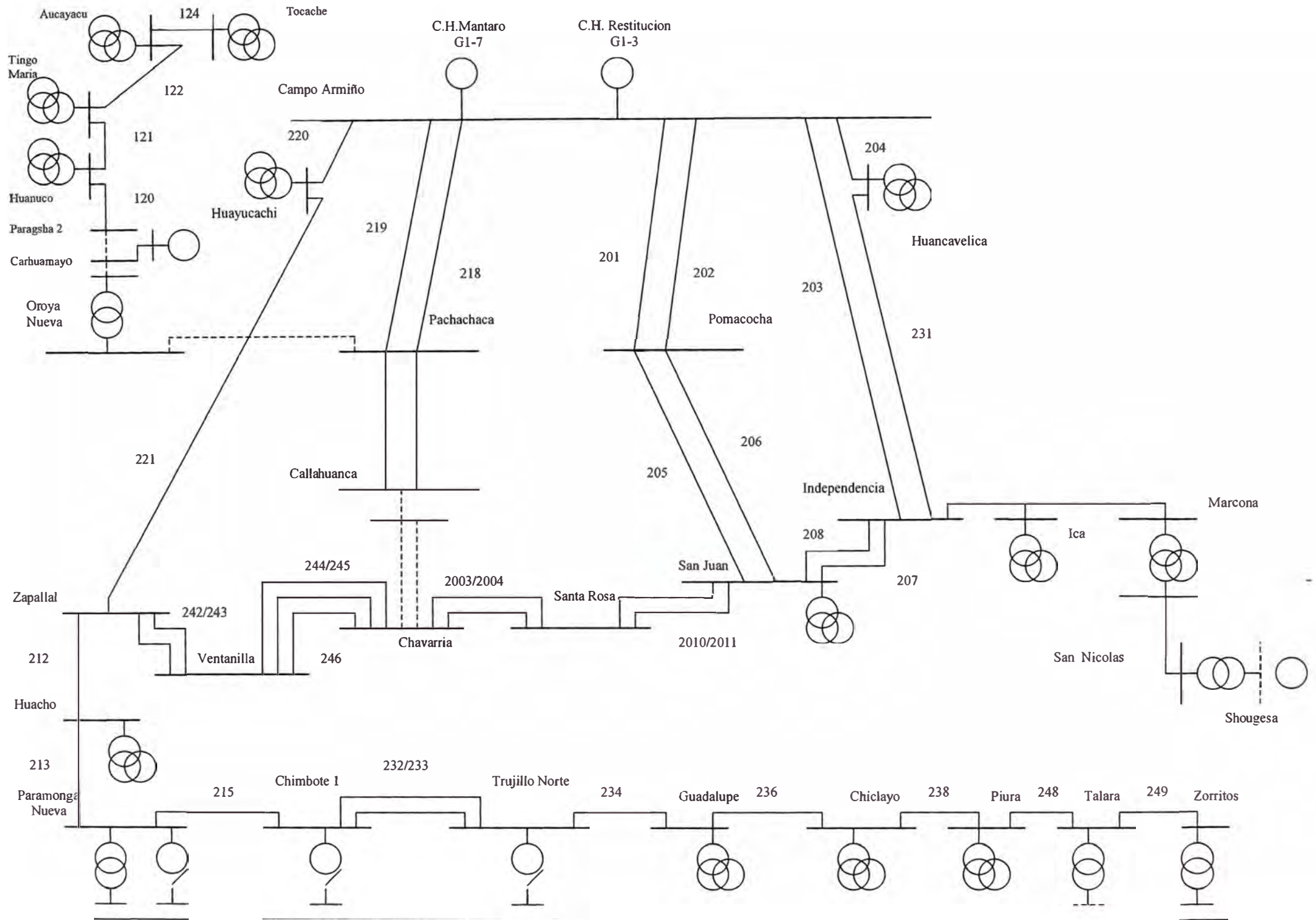
Implementación del sistema SCADA por medio del cual se tiene centralizada la operación disminuyendo los tiempos de respuesta en caso de contingencia, teniendo valores históricos de variables para realizar estudios.

Reconstrucción de líneas de transmisión costera L-213, L-212

6 Costos de Inversiones en ETECEN provenientes de estudios de confiabilidad y seguridad del Sistema de Transmisión.

Para mejorar la confiabilidad y seguridad que garantice el cumplimiento de las normas técnicas de calidad se realizan estudios de confiabilidad y seguridad del sistema, tomándose los casos de fallas donde se pierde la alimentación de cargas, para lo cual se estudia cada una de las instalaciones.

Así al analizarse SE Zorritos, se encuentran como puntos críticos de confiabilidad la línea 249, ya que si esta sale de servicio se pierde toda la carga, otra es la barra de la subestación ya que si esta sale se pierde toda la carga, otra es el transformador ya que si se malogra se pierde toda la carga
Así en general se analiza cada subestación



**PROYECTO RECONSTRUCCIÓN LÍNEA DE TRANSMISIÓN COSTERA LIMA-
CHIMBOTE, SECCIÓN L-213 ZAPALLAL-PARAMONGA**

RESUMEN DEL COSTO DE LA OBRA EN US\$

ITEM	DESCRIPCIÓN	PRECIO TOTAL
A	BIENES	
A.1	BIENES IMPORTADOS	
A.1.1	Precio FOB/FCA de suministros en Puerto/Aeropuerto de Exportación (INCOTERMS 1990)	265,626.09
A.1.2	Fletes y Seguros hasta Puertos/Aeropuerto Peruano.	16,469.85
A.1.3	SUB TOTAL CIF/CIP (A.1.1 + A.1.2)	282,095.94
A.1.4	Ad-valorem (*) (12% x A.1.3)	11,001.23
A.1.5	Gestión de desaduanaje	7,898.69
A.1.6	Supervisión de importación	2,656.26
A.1.7	COSTO DIRECTO BIENES IMPORTADOS (A.1.3 + A.1.4 + A.1.5 + A.1.6)	303,652.11
A.1.8	Impuesto general a las ventas para desaduanaje 0,18 x (A.1.3 + A.1.4)	52,757.49
A.1.9	Impuesto general a las ventas de gestión y supervisión 0,18 x (A.1.5 + A.1.6)	1,421.76
A.1.10	TOTAL BIENES IMPORTADOS (A.1.7 + A.1.8 + A.1.9)	357,831.37
A.2	BIENES LOCALES	
A.2.1	Total de Bienes Locales	9,209.60
A.3	SERVICIOS LOCALES	
A.3.1	Flete y Seguro local hasta destino final	4,308.85
A.4	I.G.V. DE BIENES Y SERVICIOS LOCALES	
A.4.1	Imp. General a las Ventas y Servicios Locales 0,18 x (A.2.1 + A.3.1)	2,433.32
A.5	TOTAL BIENES (IMPORTADOS + LOCALES) = (A.1.10 + A.2.1 + A.3.1 + A.4.1)	373,783.14
B	DESMONTAJE Y MONTAJE ELECTROMECHANICO	392,431.35
C	INGENIERÍA DE DETALLE	44,737.40
D	OBRAS CIVILES (TRABAJOS MENORES)	8,766.00
E	TOTAL COSTO DIRECTO (A.1.7 + A.2.1 + A.3.1 + B + C + D)	763,105.32
F	GASTOS GENERALES (21,77% E)	166,114.91
G	UTILIDADES (12,2% E)	93,098.85
H	TOTAL COSTO PROYECTO (E + F + G)	1,022,319.08
I	IMPUESTO GENERAL A LAS VENTAS (*)	183,539.31
J	TOTAL COSTO DEL PROYECTO (H + I)	1,205,858.39

(*) No incluye el impuesto correspondiente a supervisión de importación porque no se consideró en la propuesta inicial

ANEXO N° 11

RESUMEN DE PAGOS Y RETENCIONES EFECTUADAS

ETECEN S.A.
GERENCIA DE PROYECTOS
OFICINA DE CONTROL DE PROYECTOS

Codigo
Objeto : "Adquisición de Materiales Menores y Prestación de Servicios de Montaje para la Ampliación de la Capacidad de Transformación de las Subestaciones 220 KV Trujillo Norte y Piura Oeste".
Contratista : ASOCIACION ARSA - FERTECNICA
RUC : 10036470
CONTRATO : N° CS3MN-078- 98
Moneda : EN DOLARES AMERICANOS (US\$)
T.C. : VARIABLE, SEGUN FECHA DE PAGO

N° de Contrato : CS3MN-078-98
Plazo : Contractual 210 Días
Ampliaciones de Plazo : 156 días; total 366 Días
Fecha de Término : Contractual, 06-Jul-99
Fecha de Término : Ampliaciones, 09-Dic-99
Asignación : Recursos Propios
Fecha de Reporte : Enero del 2000
Elaboración : S&Z Consultores Asociados S.A.

N°	Fecha de Trámite	N° de Documento	Detalle	Valorización Bruta	Amortización	Valorización Neta	IGV	Importe de Factura	Fondo de Garantía	Pago Neto	Observaciones
			Adelanto En Efectivo	177,524.98							
1	08-Abr-99	SZC-0905	Valorización N° 1	61,695.48	18,508.64	43,186.84	7,773.63	50,960.47	5,219.49	45,740.98	
2	07-May-99	SZC-1229	Valorización N° 2	177,503.71	53,251.11	124,252.60	22,365.47	146,618.07	20,458.39	126,159.68	
3	04-Jun-99	SZC-1542	Valorización N° 3	46,810.28	14,043.08	32,767.20	5,898.10	38,665.30	3,463.04	35,202.26	
4	07-Jul-99	SZC-1817	Valorización N° 4	107,450.13	32,235.04	75,215.09	13,538.72	88,753.81	11,705.03	77,048.78	
5	18-Ago-99	SZC-2187	Valorización N° 5	107,956.59	32,386.98	75,569.61	13,802.53	89,172.14	12,626.48	76,545.66	
6	6-Set-99	SZC-2438	Valorización N° 6	43,581.36	13,074.41	30,506.95	5,491.25	35,998.20	5,142.60	30,855.60	
7	26-Oct-99	SZC-1542	Valorización N° 7	25,162.30	7,548.69	17,613.61	3,170.45	20,784.06	2,969.15	17,814.91	
8	-	-	Valorización N° 8	21,590.00	6,477.00	15,113.00	2,720.34	17,833.34	0.00	17,833.34	No fue tramitado por la Supervision
9	Adicional - Suministros		Valorización N° 9	66,816.00	0.00	66,816.00	12,026.88	78,842.88	7,884.28	70,958.60	No fue tramitado por la Supervision
10	Adicional - Montaje		Valorización N° 10	13,716.00	0.00	13,716.00	2,468.88	16,184.88	1,618.49	14,566.39	No fue tramitado por la Supervision
			Totales	672,281.85	177,524.95	494,756.90	89,056.24	583,813.14	71,086.95	512,726.19	

**CONTRATO IBERSA
CS3N-04-97**

		US \$			US \$		
DESCRIPCION	CONTRACTUAL Monto	1er Pago 30%	2do Pago(60%) PAGADO	3er Pago 10%	Monto final suministros		
BIENES EXTRANJEROS; Suministros y Flete	Transformador SOMVA componentes Geca Eng componentes Usa componentes Geca Fran Repuestos transformador Repuestos Geca Fran Repuestos Geca Eng	644,253.00 14,140.12 22,643.00 23,836.88 17,274.00 341.63 2,517.37	193,275.90 4,242.04 6,792.90 7,151.06 5,182.20 102.49 755.21	386,191.71 8,484.07 13,585.80 14,302.13 10,940.49 251.74 1,510.42	64,425.30 1,414.01 2,264.30 2,383.69 1,727.40 34.16 251.74	643,892.91 14,140.12 22,643.00 23,836.88 17,850.09 136.65 2,517.37 0.00 3,868.20 -11.02 -3,868.20	
PAGO EN EXCESO			3,868.20		0.00	3,868.20	
DEBITO POR EXCESO					-11.02	-11.02	
DEBITO POR EXCESO					-3,868.20	-3,868.20	
TOTAL EFECTUADO	725,006.00	221,370.00	435,014.62	68,621.38	725,006.00		
AD-VALOREM.	CONSIDERANDO 15%		435,003.60	0.00			
	Transformador+accesorios 1er despacho medidor +software Set de instrumentos Repuestos Paneles	96,637.95 2,121.02 3,396.45 3,575.53 0.00		80,511.97 2,718.03 2,774.38 1,702.35 254.77		80,511.97 2,718.03 2,774.38 1,702.35 254.77	
EXCESO		1,934.10					
TOTAL EFECTUADO	110,685.00	0.00	87,961.50		87,961.50		
IGV BIENES EXTRANJ	(737,900+110,685)*18%	152,745.00		147,733.49		147,733.49	
TOTAL BIENEXTRANJERO	988,436.00	221,370.00	670,709.61	68,621.38	960,700.99		

DESCRIPCION	CONTRACTUAL Monto	1er Pago 40%	2do Pago(50%) PAGADO	3er Pago 10%	Pago Final	Monto final suministros
BIENES LOCALES	Tablero de protecc y medic Tablero de control y mand	46,060.00 15,360.00	18,424.00 6,144.00	23,030.00 7,680.00	4,606.00 1,536.00	46,060.00 15,360.00 0.00
TOTAL EFECTUADO	61,420.00	24,568.00	30,710.00	0.00	6,142.00	61,420.00
DESADUANAJE.		4,862.00	1,944.80	1,115.51 1,650.72	-	3,060.31 1,650.72
TOTAL EFECTUADO	4,862.00	1,944.80	2,766.23	0.00	0.00	4,711.03
FLETE Y SEG.	Transformador tablero de protecc y medic tablero de control y manda set de instrumentos	26,500.00 1,900.00 450.00 150.00	10,600.00 760.00 180.00 60.00	15,900.00 1,140.00 270.00 90.00		26,500.00 1,900.00 450.00 150.00
Addendum fletes	16,000.00	16,000.00	16,000.00			16,000.00
TOTAL EFECTUADO	45,000.00	11,600.00	33,400.00	0.00	0.00	45,000.00
Supervisión Montaje	US\$ 800/dia adicional	5,500.00			7,100.00	7,100.00
Pruebas en fábrica		8,000.00		8,000.00		8,000.00
Supervisión Importación		6,900.00		6,900.00		6,900.00
IGV BIENES LOCALES		20,030.76	6,860.30	12,037.72	0.00	20,003.59
TOTAL BIEN LOCAL	151,712.76	44,973.10	93,813.95	0.00	7,247.56	153,134.62

	CONTRACTUAL Monto	TOTAL REAL
BIENES LOCALES + BIENES EXTRANJEROS	1,140,148.76	1,113,835.61
CONTRATO INICIAL SIN CONSIDERAR ADDENDUM	1,121,269.00	

**TECCOM
CS3N-09-97
AMPLIACION S.E. PIURA OESTE**

	DESCRIPCION	CONTRACTUAL Monto(INICIO)	2do Pago		Total Pagado	total por pagar
			1er Pago 90%	10% Pagado 10% Pendiente		
1 BIENES EXTRANJEROS Suministros y Flete	BOWTHORPE	17,132.00	15,418.80	1,713.20	17,132.00	0.00
	HAEFEL Y TRENCH	16,200.00	16,200.00		16,200.00	0.00
	AEG (secc,Interrupt)	101,920.60	91,728.54	10,192.06	101,920.60	0.00
	TOTAL EFECTUADO CIF	135,252.60	123,347.34	11,905.26	0.00	135,252.60
2 AD-VALOREN	CONSIDERANDO 15%					
	BOWTHORPE	2,569.80	2,061.39		2,061.39	
	HAEFEL Y TRENCH	2,430.00	1,949.54		1,949.54	
	AEG	15,288.09	12,236.01		12,236.01	
TOTAL EFECTUADO	20,287.89	16,246.93			16,246.93	
3 Supervisión de Importación	BOWTHORPE	160.11				
	HAEFEL Y TRENCH	152.25	250.00		250.00	
	AEG	979.73	979.73		979.73	
	TOTAL EFECTUADO	1,292.09	1,229.73			1,229.73
4 IGV BIENES EXTRANJEROS TOTAL BIEN EXTRANJERO	27,997.29 164,829.67	27,266.92 168,090.93	11,905.26 11,905.26	0.00 0.00	27,266.92 179,996.18	0.00 0.00

	DESCRIPCION	CONTRACTUAL Monto(INICIO)	1er Pago 40%	2do Pago (50%)		3er Pago 10%	Total Pagado	Total por pagar
				PAGADO	POR PAGAR			
1 BIENES LOCALES	Estructura soporte	1,962.60	785.04	981.30		196.26	1,962.60	0.00
	Estructura soporte	1,863.90	745.56	931.95		186.39	1,863.90	0.00
	Estructura soporte	13,021.46	5,209.58	6,510.73		1,302.15	13,021.46	0.00
	Dedución					-720.00	-720.00	
	CABLES	65,171.00	26,068.40	32,585.50		6,517.10	65,171.00	0.00
	CELDA METAL CLAD	33,384.00	13,353.60	16,692.00		3,338.40	33,384.00	0.00
TOTAL EFECTUADO	115,402.96	46,161.18	57,701.48	0.00	10,820.30	114,682.96	0.00	
2 SERVICIOS DESADUANAJE	BOWTHORPE	256.98		256.98			256.98	0
	HAEFEL Y TRENCH	243.00		243			243	0
	AEG	1,533.48		1533.48			1533.48	0
	TOTAL EFECTUADO	2,033.46		2033.46			2033.46	0
3 FLETE Y SEG LOCAL	Estructura soporte	429.00		429			429	0
	Estructura soporte	272.10		272.1			272.1	0
	Estructura soporte	1,900.94		1900.94			1900.94	0
	CABLES	841.00		0.00	841.00		0.00	841.00
	CELDA METAL CLAD	450.30		0.00	450.30		0.00	450.30
	TOTAL EFECTUADO	3,893.34		2,602.04	1,291.30		2,602.04	1,291.30
4 Capacitación	AEG	5,150.00		5,150.00			5,150.00	0.00
5 Supervisión Montaje		2,500.00		0.00		2,500.00	2,500.00	0.00
6 Pruebas		2,450.00		2,450.00			2,450.00	0.00
7 IGV BIENES LOCALES		23,657.35	8,309.01	12,588.66	232.43	2,397.65	23,295.32	232.43
TOTAL BIEN LOCAL		155,087.11	54,470.20	82,525.64	1,528.73	15,717.95	152,719.78	1,528.73

	TOTAL CONTRACTUAL (INICIO)	TOTAL PAGADO	F
BIENES LOCALES + BIENES EXTRANJEROS	339,916.98	332,709.96	

FECHA DE REPORTE

02/11/2005

BIBLIOGRAFÍA

- 1. Oficina de Imagen Institucional ETECEN, "Memoria Anual 2001 ETECEN",
Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte – Peru 2001**
- 2. Oficina de Contabilidad ETECEN: "Modelo de Ingresos y Costos ETECEN dic.
2001"
Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte – Peru 2001**
- 3. Gerencia de Transmisión ETECEN "Presupuesto Anual 2001"
Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte – Peru 2001**
- 4. Gerencia de Proyectos ETECEN "Costos proyecto cambio de equipos
Subestaciones San Juan, Santa Rosa, Chavarría" 1999
Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte – Peru 1999**
- 5. Gerencia de Proyectos ETECEN "Expediente Ampliación de Subestaciones Trujillo
Norte y Piura Oeste" 1999
Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte – Peru 1999**