

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**VALORIZACIÓN ESTÁNDAR
DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

ANGEL JHONNY PARRA PAZ

PROMOCIÓN

2001 – II

LIMA – PERÚ

2005

**VALORIZACIÓN ESTÁNDAR DE SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN**

“A ti, Dios de mis padres, te
doy gracias y te alabo, porque
me has dado sabiduría y
fuerza” (Dan. 2:23a)

SUMARIO

El diseño del marco regulatorio peruano para la actividad de transmisión, está sujeta a regulación de precios para proteger al usuario del mercado y estimular la eficiencia económica, la cual contempla criterios para la asignación de responsables y el pago por las instalaciones. El pago por las instalaciones se da por medio de un monto por inversión y otro monto por operación y mantenimiento, donde el primero representa el orden del 90% del costo total de la instalación.

Para el pago del sistema de transmisión, se valoriza según los costos vigentes del mercado utilizando los conceptos descritos en el marco regulatorio tales como: Sistema económicamente adaptado (SEA), valor nuevo de reemplazo (VNR) y costos medios, con estos conceptos se elaboran los módulos eficientes para el reconocimiento por parte de Osinerg.

En la valorización de las instalaciones de transmisión, se identifican problemas en la interpretación del marco regulatorio peruano y en el procedimiento de cálculo para la elaboración de los módulos de reconocimiento que utiliza Osinerg.

Al respecto, el presente trabajo analizará los criterios y metodología de valorización del sistema de transmisión y planteará mejoras en el procedimiento y los cálculos.

Adicionalmente, se describirá las divergencias existentes con una empresa real y se explicará como funciona el sistema de información utilizado por Osinerg que permite hacer cálculos de peajes de las empresas de transmisión a nivel nacional.

ÍNDICE

SUMARIO	4
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
REVISIÓN DEL MARCO REGULATORIO PERUANO REFERENTE A VALORIZACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	6
1.1 Alcances del marco regulatorio peruano	6
1.2 Valorización del sistema de transmisión según el marco regulatorio peruano	10
1.3 Problemática del marco regulatorio peruano referido a valorización	13
1.4 Experiencias internacionales en valorización de sistemas de transmisión	17
1.5 Propuesta de mejoras al marco regulatorio peruano referente a valorización de sistemas de transmisión	19
CAPÍTULO II	
DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PERUANO	21
2.1 Descripción y configuración del sistema de transmisión peruano	21
2.2 Evaluación del sistema de transmisión peruano existente	21
2.3 Configuraciones típicas del sistema de transmisión peruano	22
2.4 Conclusión de la descripción del sistema de transmisión peruano	23
CAPÍTULO III	
CRITERIOS Y METODOLOGÍA DE VALORIZACIÓN	24
3.1 Criterios para elaboración de módulos para valorización	24

3.2	Clasificación de los módulos para valorización	25
3.3	Metodología de elaboración de módulos para valorización	26
3.4	Metodología de valorización de las instalaciones de transmisión	36
3.5	Discusión de la valorización de una empresa real (Eteselva)	39
CAPÍTULO IV		
MEJORAS EN EL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULOS		
DE VALORIZACIÓN		47
4.1	Mejoras en el procedimiento de valorización de conductores	47
4.2	Descripción del sistema de información utilizado por Osinerg	49
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		52
ANEXOS		57
BIBLIOGRAFÍA		80

INTRODUCCIÓN

Antecedentes

El mercado eléctrico peruano se encuentra dividido en generación, transmisión y distribución, donde la transmisión es un monopolio regulado por Osinerg según lo indica el marco regulatorio peruano.

El marco regulatorio peruano, clasifica al sistema de transmisión nacional en principal y secundario de acuerdo al nivel de tensión, bidireccionalidad y la no identificación de los que utilizan la red, donde la clasificación de los sistemas de transmisión, determina la asignación de los responsables y el pago por las instalaciones.

El pago por las instalaciones, se da por medio de dos montos contenidos en el marco regulatorio peruano que son, el monto por inversión y el monto por operación y mantenimiento, donde el monto por inversión representa el orden del 90 % del monto total de la instalación.

El monto por inversión, para el sistema principal de transmisión se llama valor nuevo de reemplazo (VNR) y el monto por inversión, para el sistema secundario de transmisión, se llama costo medio de inversión en condiciones de eficiencia (CMICE), donde el procedimiento para calcular el VNR y el CMICE, es similar, siendo la diferencia según la calificación que le otorgue osinerg, donde VNR es para un sistema principal y CMICE es para un sistema secundario.

El sistema secundario de transmisión, se valoriza calculando el CMICE que corresponde a los costos promedios vigentes en el mercado, donde, para determinar

el CMICE se debe de diseñar un SEA eficiente que corresponde al equilibrio entre la oferta y la demanda y para determinar el SEA se proyecta la demanda del sistema empleando un horizonte de 15 años y con esto se plantean alternativas, siendo el SEA la alternativa que presenta mejores condiciones óptimas y económicas.

Luego de determinar el SEA, se agrupa las componentes en módulos eficientes reconocidos por Osinerg, existiendo módulos para líneas de transmisión y para subestaciones, donde cada módulo está compuesto por la suma de costos directos e indirectos, conteniendo los costos directos una parte electromecánica y una parte civil, los costos indirectos representan un porcentaje de los costos directos.

Los módulos eficientes de líneas de transmisión, corresponden a costos por kilómetro de líneas clasificadas según el nivel de tensión, ubicación geográfica, altura de instalación, tipo y sección de conductor, tipo de estructura y número de circuitos. Los módulos eficientes de celdas de subestaciones corresponden a agrupaciones de equipos, por ejemplo una celda de línea contiene un seccionador de línea, un interruptor, un transformador de corriente, un seccionador de barra y un transformador de tensión capacitivo.

La valorización total de una instalación de transmisión utilizada para el cálculo de peajes, corresponde a la suma de valorizaciones de los módulos eficientes de la línea y de las celdas de salida y llegada, donde los módulos eficientes fueron calculados por especialistas en la construcción de líneas y subestaciones.

En la valorización de las instalaciones de transmisión, se identifican problemas según el marco regulatorio peruano y problemas de cálculo para la elaboración de los módulos.

Los problemas según el marco regulatorio¹, se dan por la generalidad de conceptos descritos por él, siendo los conceptos problema la definición del SEA y

del costo de inversión, donde solo se indica que las instalaciones deberán permitir atención eficiente a la demanda cumpliendo los estándares de calidad correspondientes.

Los problemas de cálculo, se dan debido a los criterios de diseño para la elaboración de los módulos eficientes, obtenidos mediante 2 estudios realizados por la consultora CESEL el año 1999 [5] y el año 2001 [9] y por el procedimiento de cálculo descrito en la resolución N° 001-2003 CD/OS[17]. Siendo los problemas los criterios de diseño debido a que cada especialista tiene una forma particular de construir una instalación. Los problemas de procedimiento son por valorizar después de construidas a las instalaciones a través de un sistema ficticio.

El mercado eléctrico está compuesto por una serie de agentes, donde Osinerg es un organismo neutro que se encuentra entre el usuario, gobierno y las empresas, donde las empresas por su parte desean obtener por parte Osinerg una valorización acorde a sus consideraciones de diseño y Osinerg por su parte desea proteger al usuario del mercado y estimular la eficiencia económica según las consideraciones descritas en el marco regulatorio peruano.

En los procesos de compensaciones a los sistemas secundarios de transmisión, existe un caso en particular que es la empresa Eteselva, quién solicita desde el año 2001 una valorización por sus instalaciones de 50 millones, mientras que Osinerg lo valorizó en 28 millones.

Objetivo

Este trabajo tiene como propósito el realizar un análisis de los criterios y metodología de valorización del sistema de transmisión con respecto al marco regulatorio peruano, planteando mejoras en el procedimiento y en los cálculos. Como complemento se explicará como funciona el sistema de información utilizado por Osinerg, que permite hacer cálculos de peajes de las empresas de transmisión a nivel nacional.

Alcances

Los alcances de la tesis son los siguientes:

- En el primer capítulo se diagnostica el marco regulatorio peruano referido a la valorización del sistema de transmisión, a partir de la problemática percibida por los agentes del mercado nacional;
- En el segundo capítulo se describe y clasifica los sistemas de transmisión a nivel nacional, así como la elaboración de una estadística de los principales componentes en las instalaciones reales existentes;
- En el tercer capítulo se describe los criterios de diseño que se emplearon para elaborar los módulos de valorización, también se describe la metodología de elaboración y valorización de módulos estándares para instalaciones de transmisión, así como la discusión del procedimiento en una empresa real peruana; y
- En el cuarto capítulo se plantea mejoras en los cálculos. Como complemento, se explica como funciona el sistema de información utilizado por Osinerg que permite hacer cálculos de peajes de las Empresas de transmisión a nivel nacional.

Metodología

La metodología utilizada para el desarrollo del presente trabajo consta analizar los criterios y procedimientos de valorización según el marco regulatorio peruano identificando los problemas existentes y los principios que debe cumplir un sistema de transmisión.

En este sentido se recopiló información y estudios analizados acerca de valorización de instalaciones de transmisión.

Se analizó también el caso particular de la empresa Eteselva con la información obtenida en la página Web de Osinerg de los procesos de compensaciones del sistema secundario de transmisión.

Finalmente basándose en el trabajo realizado, se plantea mejoras a los criterios y procedimiento de valorización.

CAPÍTULO I

REVISIÓN DEL MARCO REGULATORIO PERUANO REFERENTE A VALORIZACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

1.1 Alcances del marco regulatorio peruano

A. Descripción del sistema de transmisión según el marco regulatorio peruano

El mercado eléctrico peruano se encuentra dividido en generación, transmisión y distribución²; donde la transmisión es un monopolio regulado por Osinerg según el marco regulatorio peruano^{3 y 4};

El marco regulatorio peruano indica que el ministerio de Energía y Minas a propuesta de Osinerg, clasifica al sistema de transmisión en principal y secundario^{5 y 6};

En la Figura 1.1-a, se muestra la clasificación del sistema de transmisión, según el marco regulatorio peruano;

La clasificación de los sistemas de transmisión, determina la asignación de los responsables y el pago por las instalaciones⁷.

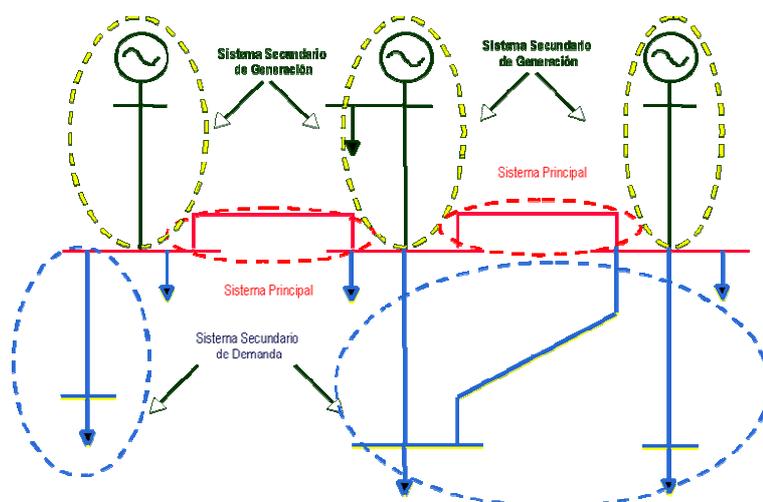


Figura 1.1-a Clasificación de sistemas de transmisión [4]

B. Remuneración del sistema de transmisión según el marco regulatorio peruano

La remuneración de las instalaciones se da por medio de dos montos contenidos en el marco regulatorio peruano indicados en la Ecuación 1, que son el monto por inversión y el monto por operación y mantenimiento⁸, donde el monto por inversión representa aproximadamente el 90 % del monto total de la instalación⁹, como se aprecia en la Figura 1.1-b;

$$\text{Peaje} = \text{AVNR} + \text{COyM} - \text{IT}$$

Ecuación 1

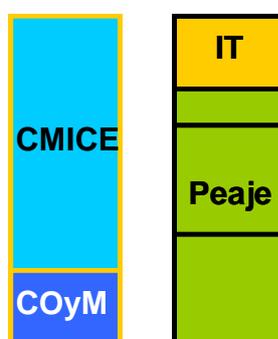


Figura 1.1-b Porcentaje del costo de inversión sobre el costo total [18]

El monto por inversión para el sistema principal de transmisión, se llama valor nuevo de reemplazo (VNR)^{10 y 11} y el monto por inversión para el sistema secundario de transmisión, se llama costo medio de inversión en condiciones de eficiencia (CMICE)¹².

El procedimiento para calcular el VNR y el CMICE, es similar, siendo la diferencia según la calificación que le otorgue el Ministerio de Energía y Minas a propuesta de Osinerg, donde el concepto VNR se utiliza para un sistema principal y CMICE se utiliza para un sistema secundario.

Con el cálculo del CMICE a partir de la definición del SEA, se determinan las tarifas, mediante un procedimiento indicado en la resolución Osinerg N° 0001-2003/Anexo B, resumido en la Figura 1.1-c.

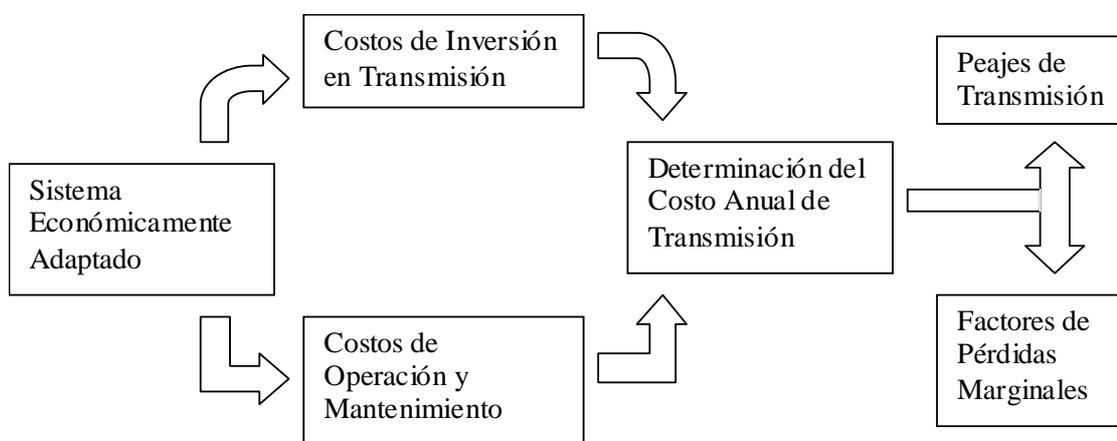


Figura 1.1-c Procedimiento de fijación de tarifas de subtransmisión [19]

En este procedimiento se detalla cada uno de los pasos para la determinación de los peajes, a partir de la propuesta de valorización de las instalaciones como se indica en la Figura 1.1-d.

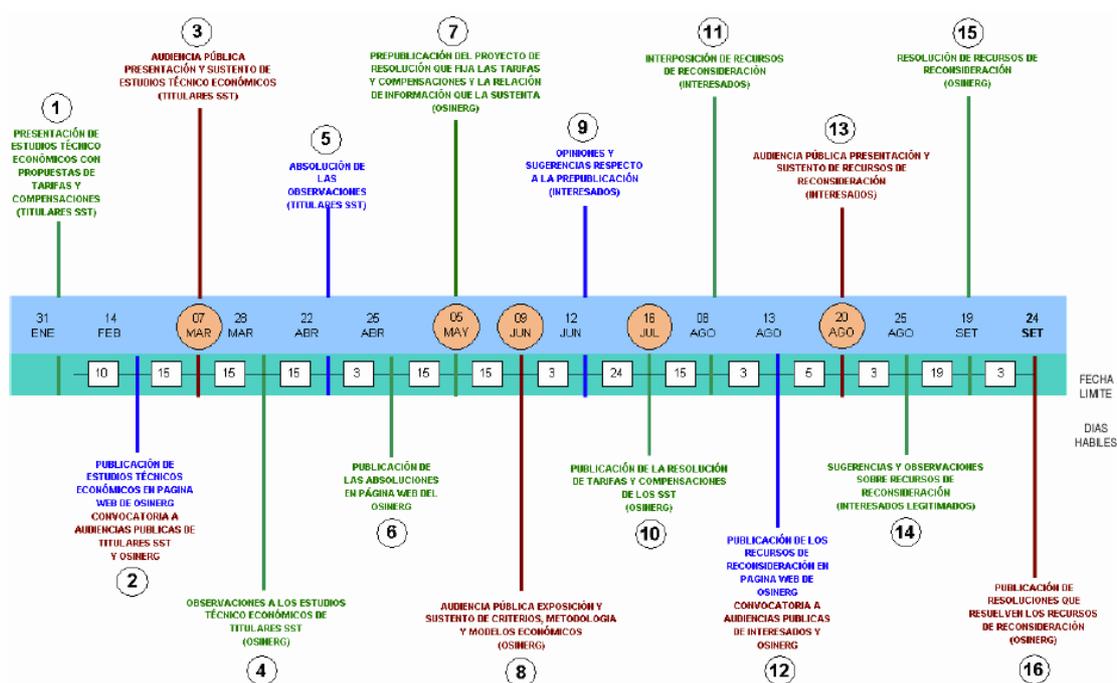


Figura 1.1-d Resolución Osinerg N° 0001-2003/Anexo B [19]

Los pasos descritos en la Figura 1.1-d, para la determinación de las compensaciones de subtransmisión [19] comprenden:

- La presentación de estudios por parte de las empresas dueñas de las instalaciones, donde se proyecta la demanda, se determina el SEA, se calcula el costo de inversión, se calcula los costos de operación y mantenimiento, se calcula el costo de transmisión anual, y finalmente se propone los peajes a sus instalaciones.
- Las observaciones por parte de Osinerg, donde se analiza y aprueba el SEA propuesto por las empresas inversoras y con ello se valoriza las instalaciones en función a costos vigentes del mercado que dispone Osinerg.
- La absolución de observaciones por parte de las empresas inversoras, donde se presenta todo el sustento para el sostenimiento propuestas iniciales.
- La prepublicación y publicación de las resoluciones, por parte de las empresas y Osinerg, donde se fija el peaje final reconocido.

1.2 Valorización del sistema de transmisión según el marco regulatorio peruano

El sistema secundario de transmisión, se valoriza calculando el CMICE considerando los costos promedios vigentes en el mercado.

Para determinar el CMICE, se debe de determinar un SEA¹³ eficiente que corresponde al equilibrio entre la oferta y la demanda.

A. Diseño del sistema económicamente adaptado (SEA)

Para determinar el SEA, las empresas proyectan la demanda de sus instalaciones empleando un horizonte de 15 años y un periodo de vida útil de 30 años¹⁴, como se muestra en la Figura 1.2-a, donde Edecañete presentó esta curva en la regulación de 2003[18].



Figura 1.2-a Proyección de la demanda de Edecañete [18]

Luego las empresas evalúan alternativas óptimas para satisfacer dicha demanda para un horizonte de 15 años, y con esto determinan su SEA como se muestra en la Figura 1.2-b, donde Edecañete presentó 2 alternativas de SEA en la regulación de 2003[18].

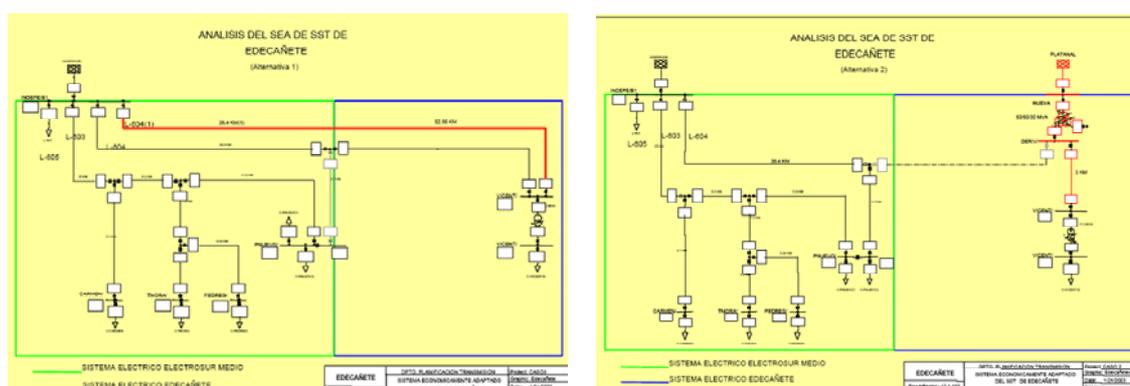


Figura 1.2-b Proyección de la demanda de Edecañete [18]

Osinerg por su parte, evalúa y determina el SEA cada 4 años o cuando las condiciones varíen significativamente.

Estas instalaciones deben estar diseñadas para satisfacer la demanda del sistema, considerando un mínimo costo garantizando condiciones de calidad.

En el caso de Edecañete por ejemplo el inversionista proyectó su demanda y concluyó que requería cubrir una mayor potencia en la barra San Vicente y para ello propuso aumentar una línea en paralelo ó conectarse a otra subestación cercana, donde resultó lo más óptimo la segunda opción, alternativa que fue ratificada por Osinerg en el cálculo de sus compensaciones, según lo indicado en el proceso de fijación de tarifas del año 2003 [18].

B. Determinación del costo medio en condiciones de eficiencia (CMICE)

Una vez determinado el SEA óptimo eficiente, se valoriza cada una de sus instalaciones componentes por medio de un CMICE.

Según el marco regulatorio, el CMICE representa los costos de inversión con la tecnología vigente¹⁰ y ¹¹ y según los últimos procesos regulatorios para el cálculo de las compensaciones del sistema secundario de transmisión [18] y [29], corresponde a los costos vigentes del mercado.

Estos costos vigentes del mercado se determinan recopilando las órdenes de compra y facturas de los últimos proyectos construidos.

Una de las empresas constructoras de la mayor cantidad de líneas de transmisión y subestaciones existentes en el Perú es CESEL Ingenieros, quién por encargo de Osinerg, elaboró un estudio en el año 1999 denominado “Estudio del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema de Transmisión” [5] y en elaboró otro estudio en el año 2001 denominado “Valorización Estándar de los Sistemas de Transmisión” [9].

Estos estudios, comprendieron la elaboración de módulos eficientes para las líneas de transmisión y subestaciones, tomando como referencia instalaciones con similares características.

Los módulos eficientes sirven para valorizar las instalaciones de transmisión y se encuentran clasificados en módulos para líneas de transmisión y módulos para celdas de subestaciones.

C. Valorización de las instalaciones de transmisión

Los módulos eficientes de líneas de transmisión, corresponden a costos por kilómetro de líneas clasificadas según el nivel de tensión, ubicación geográfica, altura de instalación, tipo y sección de conductor, tipo de estructura y número de circuitos.

Los módulos eficientes para subestaciones, corresponden a agrupaciones de equipos, por ejemplo una celda de línea contiene un seccionador de línea, un interruptor, un transformador de corriente, un seccionador de barra y un transformador de tensión capacitivo.

La valorización de los módulos eficientes, se realiza elaborando hojas de cálculo, conformadas por los costos directos y los costos indirectos para la construcción de una instalación de transmisión.

La determinación de los costos directos se calcula como la suma de costos de la parte civil y costos de la parte electromecánica.

La determinación de los costos indirectos se calcula como un porcentaje de los costos directos y son el estudio de ingeniería, la supervisión, administración, gastos financieros, gastos generales y utilidades.

Las instalaciones de transmisión, para el cálculo del peaje se encuentran conformadas por la línea de transmisión, la celda de salida y la celda de llegada.

1.3 Problemática del marco regulatorio peruano referido a valorización

A. Participantes involucrados en el mercado eléctrico peruano

El mercado eléctrico peruano, se encuentra compuesto por una serie de participantes involucrados identificados como el normalizador, el fiscalizador, el regulador, los usuarios y las empresas, como se indica en la Figura 1.3-a, que se encuentra en la publicación de Osinerg acerca de la situación tarifaria [4], en la cual se incorporó la absorción de la Comisión de Tarifas de Energía por parte de Osinerg.

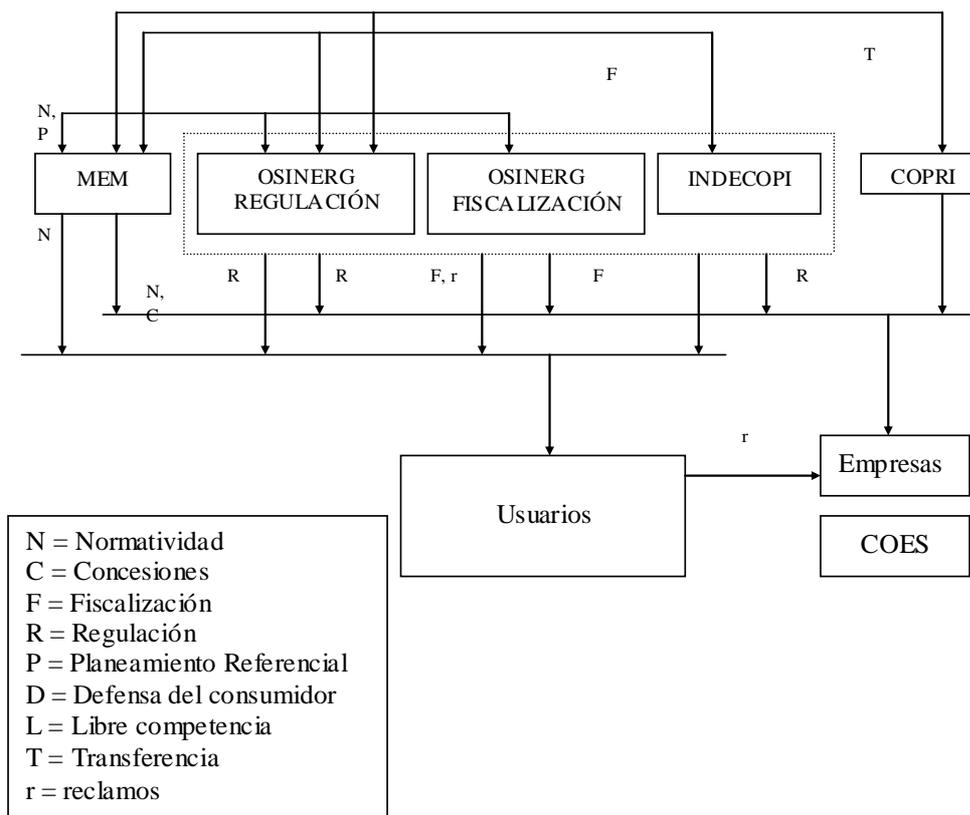


Figura 1.3-a Participantes involucrados del mercado eléctrico peruano [4]

Respecto a las empresas, podemos identificar a la generación, considerando un negocio económicamente eficiente. Sin embargo, no siendo posible esto en la transmisión y distribución, quienes están sujetas a regulación de precios.

Para la regulación de la transmisión, se requiere valorizarla en primera instancia por los dueños de las instalaciones y en segunda instancia por Osinerg.

La valorización efectuada por los dueños de las instalaciones, se realiza considerando todos los costos incurridos en la construcción y se presenta en la propuesta de compensaciones del sistema secundario de transmisión [18] y [29].

La valorización efectuada por Osinerg, se realiza considerando los costos de mercados con los que cuentan y se utiliza para comparar con la propuesta de compensaciones de las empresas, quién finalmente fija las compensaciones del sistema secundario de transmisión [18] y [29].

B. Posición de los participantes involucrados en la valorización del sistema de transmisión

Para el proceso de valorización de las instalaciones de transmisión, existen dos principales participantes involucrados que son el regulador y las empresas inversoras, teniendo posiciones discrepantes en vista que ambos tienen diferente enfoque del marco regulatorio peruano, como se observa en la publicación de la sección de economía del diario oficial el peruano el 9 de Mayo de 2002¹⁵, donde se aprecia la posición del regulador y de una de las empresas inversoras, en este caso DUKE que es una de las propietarias de Eteselva¹⁶.

La posición de una de las empresas inversoras, es que el regulador tiene “falta de credibilidad”, en vista que en los procesos de fijación de tarifas desde el año 2001 al 2005¹⁷, la valorización para las instalaciones de Eteselva calculada por el regulador, no estuvo acorde a la propuesta de valorización presentada por la empresa inversora, donde se apreció una gran diferencia entre ambos montos, del orden de 50 millones propuesto por Eteselva frente a 28 millones valorizado por Osinerg.

La posición del regulador, acerca de la valorización, es que “responden a criterios netamente técnicos, precisados en la Ley de Concesiones Eléctricas”, donde Osinerg a partir de los conceptos descritos en el marco regulatorio, indicados en el ítem 1.2, valorizó las instalaciones de transmisión a partir de un sistema económicamente adaptado (SEA), a través de módulos que fueron elaborados por una empresa especialista en la construcción de líneas de transmisión.

C. Problemática identificada en la valorización del sistema de transmisión respecto al marco regulatorio peruano

El marco regulatorio, proporciona dos conceptos para valorizar un sistema de transmisión que es el SEA y el CMICE.

El concepto de SEA, se utiliza para diseñar un sistema teórico que nos permita satisfacer la demanda, con la particularidad que se determina luego de construida la obra y que puede variar en función a la variación de la demanda.

El concepto de CMICE, se utiliza para valorizar las instalaciones comprendidas dentro del SEA, considerando los costos promedios del mercado obtenidos de los últimos proyectos realizados, con la particularidad que depende de los criterios que emplearon los proyectistas, además se debe considerar que la tecnología evoluciona constantemente y los costos tienden a disminuir, así como la metodología de construcción empleada en el Perú no es estándar.

Con estos conceptos descritos en el marco regulatorio peruano, Osinerg valoriza las instalaciones, utilizando esquemas de costos proporcionados por un experto en construcción de instalaciones de transmisión, como se indica en el ítem 1.2.

Por su parte el propietario, valoriza sus instalaciones de transmisión de acuerdo a sus criterios propios de diseño, los cuales son presentados como propuesta para la fijación de tarifas.

De esto podemos identificar los siguientes problemas¹⁸:

- El marco regulatorio peruano, determina un sistema de valorización posterior a la construcción de una obra, originando con esto que se valore un sistema ficticio y no el realmente construido.

- El marco regulatorio peruano, no cuenta con un procedimiento establecido para valorización de instalaciones, sino que presenta conceptos generales que se encuentran sujetos al enfoque que le den los involucrados para la valorización de una instalación.
- Las valorizaciones, se realizan en cada proceso regulatorio, corriendo el riesgo de que en un nuevo proceso regulatorio, parte o toda la instalación no sea valorizada por quedar excluida del SEA.
- El marco regulatorio peruano, no considera ningún factor de corrección para el caso de economías de escala.

1.4 Experiencias internacionales en valorización de sistemas de transmisión

Los esquemas regulatorios mundiales revisados, indican procedimientos generales para la valorización de los sistemas de transmisión, indicando conceptos para el reconocimiento por la inversión a través de ingresos marginales e ingresos adicionales¹⁹.

Por tanto, cada país define el procedimiento de valorización de sus instalaciones de transmisión.

En el caso peruano, se diseña un sistema ficticio llamado SEA luego de construido la obra, el cual es valorizado por medio de costos de obras con características similares a través de módulos de reconocimiento.

En el caso de Colombia y Bolivia, la valorización se realiza de manera similar a la peruana, considerando un procedimiento en el cual se valoriza a las instalaciones de transmisión luego de construida la obra.

En el caso de Argentina, se diferencia la valorización dependiendo si la obra ya es existente o si la obra es nueva, siendo la valorización para instalaciones

existentes similar a la peruana y la valorización para obras nuevas como los costos reales incurridos, luego de un proceso de licitación al menor costo, luego de un estudio de expansión del sistema.

En el caso de Chile, se diferencia la valorización debido a que el marco regulatorio fue actualizado en el año 2003, por la ley 19.940 denominada “Ley corta”, que será analizado en el punto 1.4-A.

En Norteamérica (California y PJM), en los países Nórdicos (Finlandia y Suecia), en Europa (Alemania y España), para la valorización de las instalaciones de transmisión, no se consideran criterios de adaptación, como ocurre en Latinoamérica [7].

A. Valorización de sistemas de transmisión en Chile, luego de la promulgación de la ley 19.940 denominada “Ley Corta”

Luego de consultar con el Dr.-Ing. Rodrigo Palma Behnke²⁰, acerca del procedimiento y software de valorización, el recomendó revisar el marco de la Ley 19.940, de donde se obtiene lo siguiente²¹:

- Se valoriza las instalaciones de transmisión, “de acuerdo al valor del mercado que representa construir hoy”, es decir el concepto de VNR ficticio se convierte en AVI real a 10%.
- Se considera un monto más aproximado de operación y mantenimiento al transmisor, es decir el COyM se convierte en COMA que incluye un monto de administración.
- Se fija tarifas cada 4 años, en base de un estudio de expansión para los próximos 10 años, realizado por un consultor independiente, que nos entregue

el VI y el COMA del S. Troncal e instalaciones candidatas, así como expansiones requeridas.

- En cada tramo del S. Troncal, se debe recaudar el AVI y COMA y se debe cobrar un peaje anual por tramo descontando IT real.

1.5 Propuesta de mejoras al marco regulatorio peruano referente a valorización de sistemas de transmisión

En vista que los marcos regulatorios mundiales se encuentran en constante evolución respecto al tema de la valorización de las instalaciones de transmisión, se recomienda considerar cambios en el marco regulatorio peruano, de tal manera que se valore las instalaciones de transmisión, siguiendo un esquema similar a Argentina donde se considera una valorización diferenciada en función a si la instalación ya existe o es una instalación nueva, esquema que fue adaptado el año 2003, como parte de los cambios del marco regulatorio chileno²².

Donde para instalaciones existentes, se propone mejorar y ampliar los procedimientos para conceptos de SEA, CMICE y economías de escala descritos en el marco regulatorio peruano, considerando que:

- La determinación del SEA y el cálculo del CMICE, sean calculadas en una sola oportunidad, sin permitir un recálculo en cada proceso tarifario [23].
- La determinación del SEA, se obtenga como resultado de un análisis del conjunto del sistema y no sea una elección de la mejor alternativa para cada una de las empresas que presenten su propuesta en cada proceso tarifario²³.
- El cálculo del CMICE, sea elaborado particularmente para cada empresa, debido a que los módulos existentes, fueron elaborados por un especialista en AT [5] y [9] y no se adecuan a la realidad para instalaciones de MT

- Se considere un factor de corrección debido a economías de escala, en vista que la regulación actual considera valorización por costos unitarios.

Donde para instalaciones nuevas, se propone plantear un procedimiento donde participen los agentes involucrados del sector, considerando que:

- El marco regulatorio no considere conceptos tales como adaptación.
- Las instalaciones sean valorizadas antes de construidas las obras, como resultado de un estudio de expansión elaborado por un panel de expertos²⁴ como en el caso chileno.
- La tasa de retorno, sea evaluada en vista que el riesgo se transmite del inversionista a los usuarios.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PERUANO

2.1 Descripción y configuración del sistema de transmisión peruano

En el anuario estadístico [3] del Ministerio de Energía y Minas, se proporciona un buen resumen acerca del sistema de transmisión nacional²⁵.

2.2 Evaluación del sistema de transmisión peruano existente

A continuación se presenta una estadística del sistema de transmisión nacional, de la información presentada por las empresas para el proceso tarifario del año 2003[18]:

2.2.1 Líneas de transmisión

A continuación se detalla los principales elementos componentes de las líneas de transmisión encontrados en el Perú:

- Empresas analizadas: REP, Luz del Sur e Hidrandina;
- Niveles de tensión: 220, 138, 60, 34.5 y 33 kV;
- Conductores: Aldrey, AAAC, AASC, ACAR, ACSR, cobre, Cu XLPE. Con secciones variables;
- Estructuras: Estructuras de acero, metálicas y de madera; Postes de concreto, de fierro y metálicos;
- Aislamiento: Cadenas simples y dobles de polimérico, porcelana y vidrio; y

- Longitudes: Entre 8.46 y 244.11 km.

2.2.2 Subestaciones

Las subestaciones a nivel nacional, están compuestas esencialmente por obras civiles e instalaciones electromecánicas, las cuales están determinadas en función a su ubicación y composición de equipos.

2.3 Configuraciones típicas del sistema de transmisión peruano

2.3.1 Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión típicas encontradas en el sistema de transmisión peruano son las que se aprecian en la Tabla 2-1

	220 kV	138 kV	60 kV	33 kV
Tipos de estructuras	- Postes de concreto - Estructuras de madera - Estructuras metálicas	- Postes de concreto - Estructuras de madera - Estructuras metálicas	- Postes de concreto - Postes metálicos - Estructuras de madera - Estructuras metálicas	- Postes de concreto - Postes metálicos - Postes de madera - Estructuras metálicas
Conductores y secciones	- AAAC 400 mm ² - AAAC 500 mm ² - ACAR 500 mm ² - ACSR 500 mm ² - ACSR 600 mm ² - ACSR 700 mm ²	- AAAC 240 mm ² - AAAC 300 mm ²	- AAAC 70 mm ² - AAAC 120 mm ² - AAAC 150 mm ² - AAAC 200 mm ² - AAAC 240 mm ²	- AAAC 70 mm ² - AAAC 95 mm ² - AAAC 120 mm ²
Número de circuitos	- 1 circuito - 2 circuitos	- 1 circuito - 2 circuitos	- 1 circuito - 2 circuitos	- 1 circuito - 2 circuitos

Tabla 2-1 Configuraciones típicas de líneas de transmisión [18]

2.3.2 Subestaciones

Las configuraciones típicas en subestaciones encontradas en el Perú son [8]:

- a) Sistema de simple barra (Subestación Huacho);
- b) Sistema de simple barra seccionada (Subestación de San Nicolás);
- c) Sistema de doble barra un interruptor (Subestación de Chiclayo);

- d) Sistema de doble barra dos interruptores;
- e) Sistema de barras en anillo (Subestación de Trujillo 138 kV);
- f) Sistema de barras en interruptor y medio

2.4 Conclusión de la descripción del sistema de transmisión peruano

El Perú, a diferencia de otros países, cuenta con una diversidad de condiciones en las que resaltan:

- Las condiciones geográficas existentes en el país, tales como costa, sierra y selva y sus niveles de altura sobre el nivel del mar;
- Los niveles de contaminación y corrosión, siendo mayores en las zonas costeras y con mayor presencia de industrias;
- Las distintas fechas de construcción de las instalaciones y las condiciones actuales en las que se encuentran;
- La filosofía de diseño y los factores de seguridad que inciden sobre la cantidad, el tipo de materiales y redundancia de equipos.
- La normativa de construcción, en base a filosofías americanas o europeas ,que implican distintos niveles en los parámetros que dificultan una estandarización;

Por tanto, la valorización de estas instalaciones implica que se requiera una gran gama de módulos de reconocimiento, lo cual en la práctica es inaplicable, por tanto, se recomienda considerar otro esquema de valorización, donde prime la eficiencia y el mayor acercamiento a la valorización real de las instalaciones antes de construida la obra y en una sola oportunidad obedeciendo a un esquema planificado.

CAPÍTULO III

CRITERIOS Y METODOLOGÍA DE VALORIZACIÓN

Para la valorización de las instalaciones de transmisión, se requiere la elaboración de módulos eficientes, de lo cual tratará el presente capítulo²⁶.

3.1 Criterios para elaboración de módulos para valorización

A continuación se detallan los criterios empleados para la elaboración de módulos de LLTT y SSEE, considerando los puntos de vista técnico y económico.

3.1.1 Líneas de transmisión

Para la elaboración de los módulos de LLTT, [9] se tomaron en cuenta:

- Selección del tipo de conductor y de estructuras;
- Condiciones de aislamiento y medio ambiente;
- Selección del trazo de ruta y servidumbre;
- Fundaciones y excavaciones;
- Planeamiento del sistema; y
- Factores económicos, tales como las pérdidas de energía, inversión inicial, costos de fallas y costos de mantenimiento.

3.1.2 Subestaciones

Para la elaboración de los módulos de SSEE, [9] se tomaron en cuenta:

- Las condiciones del medio ambiente y niveles de aislamiento;
- Ubicación y altura de la instalación;

- Configuración del sistema de barras para flexibilidad de la operación; y facilidades de ampliaciones;
- Nivel de cortocircuito, protección y control del sistema;
- Confiabilidad y seguridad del sistema; y
- Factores económicos tales como inversión inicial, costos mantenimiento y costos de fallas.

3.2 Clasificación de los módulos para valorización

3.2.1 Líneas de transmisión

Tomando como referencia a las instalaciones existentes en el país [9], las líneas de transmisión se han clasificado de la siguiente manera:

- a) Por tipo de instalaciones: Dadas en función al tipo de equipamiento clasificados para zonas urbanas y rurales;
- b) Por nivel de tensión: Dadas en función al nivel de tensión clasificados para MAT (220 y 138 kV) y AT (66, 60, 50, 44, 33 y 30 kV);
- c) Por sección y tipo de conductor;
- d) Por número de circuitos: Dadas en función a la cantidad de ternas, clasificadas para simple y doble circuito;
- e) Por condiciones geográficas: Dadas en función a la localización, clasificadas para costa, sierra y selva.;
- f) Por altitud sobre el nivel del mar: Clasificadas para líneas en Costa y Selva baja < 500 m.s.n.m., en Costa y Selva alta entre 500 y 1000 m.s.n.m, en Sierra sin hielo entre 1000 y 3000 m.s.n.m, en Sierra con posibilidad de encontrar hielo entre 3000 y 4500 m.s.n.m, en Sierra con hielo > 4500 m.s.n.m;

- g) Nivel de Contaminación según la las líneas de fuga indicadas en IEC 60071-1.

3.2.2 Subestaciones

Tomando como referencia a las instalaciones existentes en el país [9], las subestaciones se han clasificado de la siguiente manera:

- a) Por su ubicación geográfica: Dadas en función a su ubicación, clasificadas para costa, sierra y selva.
- b) Por la altura sobre el nivel del mar: Dadas en función a su altura sobre el nivel del mar, clasificadas para 1000 m.s.n.m., entre 1000 a 2500 m.s.n.m, entre 2500 a 4000 m.s.n.m. y para más de 4000 m.s.n.m.
- c) Por el tipo de instalación: Dadas en función al tipo de instalación, clasificadas para instalaciones al exterior, interior y encapsuladas.
- d) Por el tipo de Equipamiento: Dadas en función al tipo de equipamiento, clasificadas para tipo convencional y rural
- e) Por el Nivel de Tensión Nominal: Dadas en función al nivel de tensión, clasificadas para 220 kV, 138 kV, 60 ó 66 y 30 ó 33 kV
- f) Por el sistema de barras: Dadas en función al sistema de barras, clasificadas para simple barra, doble barra, anillo e interruptor y medio.

3.3 Metodología de elaboración de módulos para valorización

3.3.1 Líneas de transmisión

Los módulos de las líneas de transmisión, [9] se elaboran en base a líneas existentes, donde el costo por kilómetro de la línea representativa corresponde a la

suma de sus costos directos y sus costos indirectos divididos por la longitud de la línea, como se detalla en la Ecuación 2.

$$\text{Costo}_{\text{Unitario}} = \frac{\text{Costo}_{\text{Directo}} + \text{Costo}_{\text{Indirecto}}}{\text{longitud}}$$

Ecuación 2

A. Descripción de los costos directos

En la estructura de valorización detallada en la Tabla 3-1, de una línea de transmisión resaltan dos partes principales, que son la civil y la electromecánica.

Parte Civil	Unidad
Movilización y desmovilización	Cantidad
Obras provisionales	
Obras preliminares	
Cimentación de estructuras	
Parte Electromecánica	Unidad
Estructuras	Cantidad
Cadenas de aisladores o unidad	Suministros, si son importados tendrán las siguientes columnas:
Conductor activo	Precio FOB (tanto unitario como, total)
Cable de guarda	Flete y seguro
Accesorios del conductor activo	Aranceles y gastos de aduana
Puesta a tierra de estructuras	Flete Terrestre (tanto unitario como, total)
	Si los suministros son nacionales, sólo llevan:
	Unitario y total.
Otros	
Repuestos	
Inspección de la línea construida	
Ingeniería de detalle	
Pruebas y Puesta en Servicio	
Operación experimental	

Tabla 3-1 Estructura de costos directos en una línea de transmisión

Según se aprecia en el Anexo E, cada uno de los valores que comprenden la parte civil y la parte electromecánica, se detallan a continuación:

a) Parte civil

- i. Movilización y desmovilización: Actividad conformada por un camión plataforma, modulada según la duración en meses y el nivel de tensión en kV como en la Tabla 3-2.

COSTOS	Duración (meses)	Nivel de tensión (kV)
Módulo 1	3 y 8	220, 138, 60 y 33
Módulo 2	11, 14 y 18	220, 138 y 60

Tabla 3-2 Módulos de obras civiles de movilización y desmovilización

- ii. Obras provisionales: Conformada por la instalación de campamentos modulada según la cantidad por obra, indicada en la Tabla 3-3

Línea cuya longitud es ≤ 50 km	1	Campamento
Línea cuya longitud es > 50 km y ≤ 90 km	1.5	Campamentos
Línea cuya longitud es > 90 km y ≤ 130 km	2	Campamentos
Línea cuya longitud es > 130 km	3	Campamentos

Tabla 3-3 Módulos de campamentos [9]

- iii. Obras preliminares: Conformada por el replanteo topográfico, estudio geotécnico, gestión de servidumbre, limpieza de faja de servidumbre, estudio de impacto ambiental y caminos de acceso, modulado según la ubicación geográfica indicada en la Tabla 3-4. Adicionalmente la gestión de servidumbre, se modula como % de la longitud de línea indicada en la Tabla 3-5. La determinación de la franja de servidumbre, se modula según la norma de imposición de servidumbres, indicada en la Tabla 3-6. Para la determinación del área para limpieza de servidumbre, se estima porcentajes según estadística de obras similares como se indica en la Tabla 3-7 y la Tabla 3-8.

COSTOS	Ubicación
Módulo 1	Zona Urbana*
Módulo 2	Costa Zona Rural
Módulo 3	Sierra Zona Rural
Módulo 4	Selva Zona Rural

Tabla 3-4 Módulos de obras preliminares [9]

Costa	Urbana :	No se considera		
	Rural :	Cultivado :	30%	de la longitud de la línea
		Eriazo :	70%	de la longitud de la línea
Sierra	Urbana :	No se considera		
	Rural :	Cultivado :	20%	de la longitud de la línea
		Eriazo :	80%	de la longitud de la línea
Selva		Cultivado :	100%	de la longitud de la línea

Tabla 3-5 Módulos de gestión de servidumbre [9]

Tensión (kV)	Ancho (m)
33	11
60	16
138	20
220	25

Tabla 3-6 Anchos de faja de servidumbre según DGE 025-P-1/1988 [9]

Costa :	Urbana :	No se considera
Rural, alturas < a 3 500 msnm :	12%	de la longitud de la línea
Rural, alturas > a 3 500 msnm :	6%	de la longitud de la línea
Selva :	70%	de la longitud de la línea

Tabla 3-7 Módulos de área de limpieza de servidumbre [9]

Costa :	Plano :	30%
85%	de la longitud de la línea	Ondulado : 70%
Sierra :	Plano :	20%
30%	de la longitud de la línea	Ondulado : 50%
	Accidentado	30%
Selva :	Plano :	20%
20%	de la longitud de la línea	Ondulado : 80%

Tabla 3-8 Módulos de caminos de acceso [9]

iv. Cimentación de las estructuras: La cimentación de estructuras, se modula en función al tipo de estructura y al tipo de suelo, para tal efecto se muestra los tipos de suelo en la Tabla 3-9.

Tipo de suelo	Capacidad portante	Tipo de suelo	Cimentaciones	Número
Tipo I	$\leq 1 \text{ kg/cm}^2$	Consistencia casi nula	concreto y material de préstamo para buena compactación	se deriva del estudio de suelos y de los diferentes tipos de estructuras
Tipo II	$> 1 \text{ kg/cm}^2$ y $\leq 3 \text{ kg/cm}^2$	Consistencia buena	el mismo material de excavación para su compactación	se deriva del estudio de suelos y de los diferentes tipos de estructuras
Tipo III	$> 3 \text{ kg/cm}^2$	Consistencia buena (se requieren parrillas)	concreto para su relleno	se deriva del estudio de suelos y de los diferentes tipos de estructuras
Tipo IV	$>> 3 \text{ kg/cm}^2$	Roca compacta (se requieren stubs)	concreto para su relleno	se deriva del estudio de suelos y de los diferentes tipos de estructuras

Tabla 3-9 Módulos de cimentación de estructuras [9]

b) Parte electromecánica

- i. Estructuras: Conformada por estructuras metálicas de celosía, estructuras de madera, postes de madera y postes de concreto. Las estructuras consideradas están compuestas por estructuras existentes en el mercado agrupadas por similitud de características.
- ii. Cadena de aisladores o unidad: Conformados por aisladores tipo suspensión de porcelana, suspensión de vidrio, poliméricos tipo suspensión y poliméricos tipo line-post.
- iii. Conductor activo: Conformados por los conductores obtenidos en el estudio técnico económico realizado cuyo resumen se indica en la Tabla 3-10.

Tipo de Conductor	Sección (mm ²)
AAAC	500
AAAC	400
AAAC	300
AAAC	240
AAAC	150
AAAC	120
AAAC	95
AAAC	70
ACAR	500
ACAR	400
ACAR/TW	500
ACAR/TW	400
IACSR/AW	330
ACSR	700
ACSR (Curlew)	600
ACSR	500

Tabla 3-10 Secciones de conductores activos [9]

- iv. Cable de guarda: Similar a los conductores activos.
- v. Accesorios del conductor activo: Conformado por varillas de armar, juntas de empalme, manguitos de reparación y amortiguadores.
- vi. Puesta a tierra de las estructuras: Conformada por las diferentes configuraciones que incluye os trabajos de excavación de zanja, rellenos, compactación, instalación de contrapesos y electrodos y medición de la resistividad del terreno y la resistencia eléctrica de puesta a tierra.

c) Otros

Conformadas por los repuestos, inspección de línea construida, ingeniería de detalle y pruebas y puesta en servicio y operación experimental.

B. Descripción de los costos indirectos

Osinerg considera al costo total de la línea [9] como la suma de los siguientes porcentajes del costo directo:

- Estudio de ingeniería;

- Supervisión;
- Administración;
- Gastos financieros;
- Gastos generales; y
- Utilidades.

3.3.2 Subestaciones

Según Osinerg [9], las subestaciones están compuestas por equipos principales, equipos complementarios e instalaciones comunes como se indica en la Figura 3.3-a.

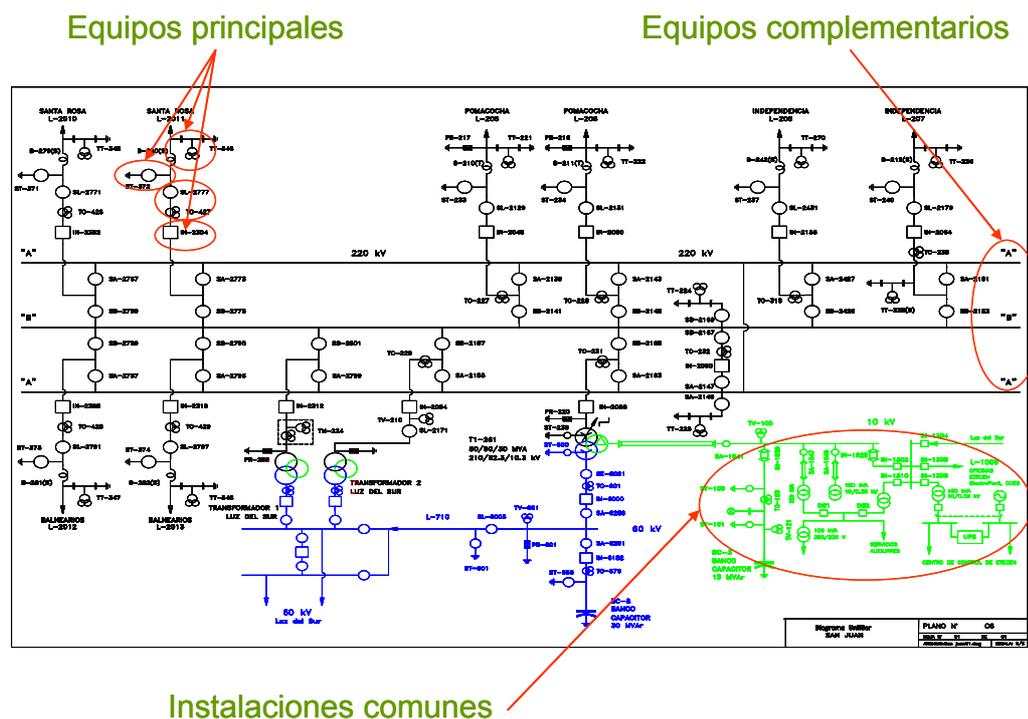


Figura 3.3-a Estructura de subestaciones

Según Osinerg [9], la composición de los equipos son las siguientes:

- Equipos principales: Interruptores, seccionadores, transformadores de medida, pararrayos, transformadores de potencia, reactores, SVC, banco de capacitores y compensadores.

- Equipos complementarios: Sistemas de barra y conexión, sistemas de control protección y medición y red de tierra superficial.
- Instalaciones comunes: Servicios auxiliares, sistema de puesta a tierra para toda la subestación, instalaciones eléctricas exteriores, sistema de control de la subestación, sistemas de telecomunicaciones y obras civiles.

Los módulos de las celdas de las subestaciones, se elaboran en base a instalaciones de transmisión existentes, correspondiendo a la suma de los costos directos y los costos indirectos. Con esto se halla el costo unitario del módulo de la celda de subestación

A. Costos directos

En la estructura de valorización, [9] detallada en la Tabla 3-11 de una celda de subestación, resaltan dos partes principales que son la civil y la electromecánica.

Parte Civil	
Movilización y desmovilización	Unidad Cantidad
Obras provisionales	
Obras preliminares	
Cimentación de estructuras	
Parte Electromecánica	
Equipos principales	Unidad Cantidad
Equipos complementarios	
Sistema de barras	Suministros, si son importados tendrán las siguientes columnas: Precio FOB (tanto unitario como, total) Flete y seguro Aranceles y gastos de aduana Flete Terrestre (tanto unitario como, total)
Control, protección y medición.	
Cables de control	
Red de tierra superficial	
Estructuras metálicas de los pórticos	
Sistema de comunicaciones	Si los suministros son nacionales, sólo llevan: Unitario y total.
Otros	
Repuestos	
Ingeniería de detalle	
Pruebas y Puesta en Servicio	

Tabla 3-11 Estructura de costos directos en una celda de subestación [5] y [9]

Cada uno de los valores que comprenden la parte civil y la parte electromecánica, se detallan a continuación:

a) Parte civil

Según lo indicado en la Tabla 3-11, estos costos se componen de:

- Movilización y desmovilización;
- Obras provisionales;
- Obras preliminares; y
- Cimentación de estructuras.

Estas actividades son desarrolladas de manera similar, a la modulación de la parte civil de una línea de transmisión.

b) Parte electromecánica

Conformado por los equipos principales y secundarios y otros que se describen a continuación:

- i. Equipos principales: Obtenido a partir de los esquemas unifilares de las subestaciones, donde se determina el tipo y la cantidad de estos equipos.
- ii. Equipos complementarios: Obtenido a partir de los planos de disposiciones de equipos de las subestaciones existentes, donde se determina el tipo de módulo.

c) Otros

Conformado por los repuestos, ingeniería de detalle, pruebas y puesta en servicio.

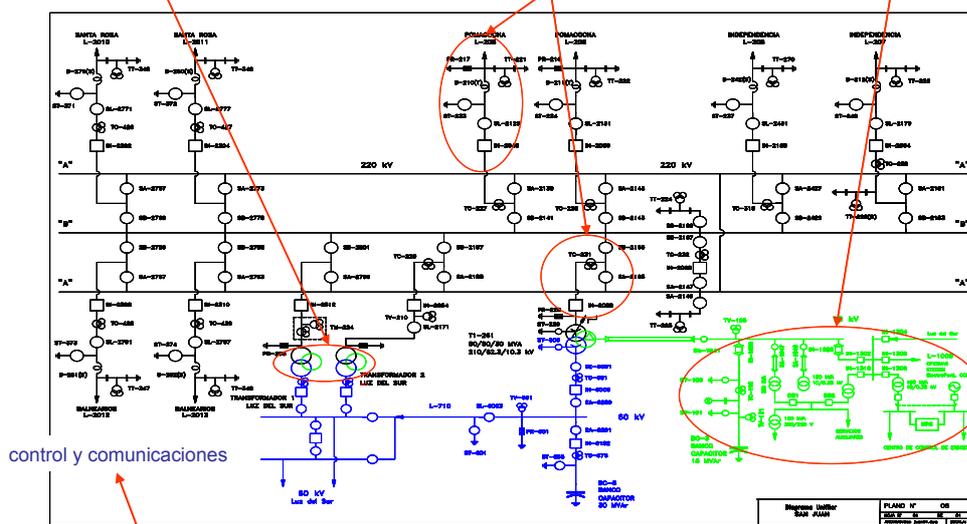
B. Costos indirectos

Calculado de manera similar a los costos directos de las líneas de transmisión, considerado como la suma de porcentajes del costo directo correspondientes a gastos administrativos, gastos financieros, gastos generales y utilidades.

C. Relación de módulos de celdas en subestaciones

Tienen el objetivo de manejar los costos a nivel de módulos, establecidos de acuerdo a las instalaciones existentes como se muestra en la Figura 3.3-b.

Módulos equipos principales Módulos de celdas M. instalaciones comunes



M. equipos complementarios

Figura 3.3-b Módulos de subestaciones

Conformado por los siguientes módulos [9]:

- Módulo de celdas que comprende a las celdas de línea, de transformador, de línea-transformador, de acoplamiento y de acoplamiento longitudinal;
- Módulo de transformador de potencia;
- Módulo de reactor de potencia;
- Módulo de compensador síncrono;
- Módulo de banco de capacitores en paralelo;
- Módulo de compensación serie;
- Módulo de equipo estático de compensación reactiva (SVC);
- Módulo de sistemas de control;
- Módulo de los Servicios Auxiliares;
- Módulo del sistema de red de tierra profunda;

- Módulo de sistema de comunicaciones;
- Módulo instalaciones eléctricas exteriores; y
- Módulo de obras civiles generales.

3.4 Metodología de valorización de las instalaciones de transmisión

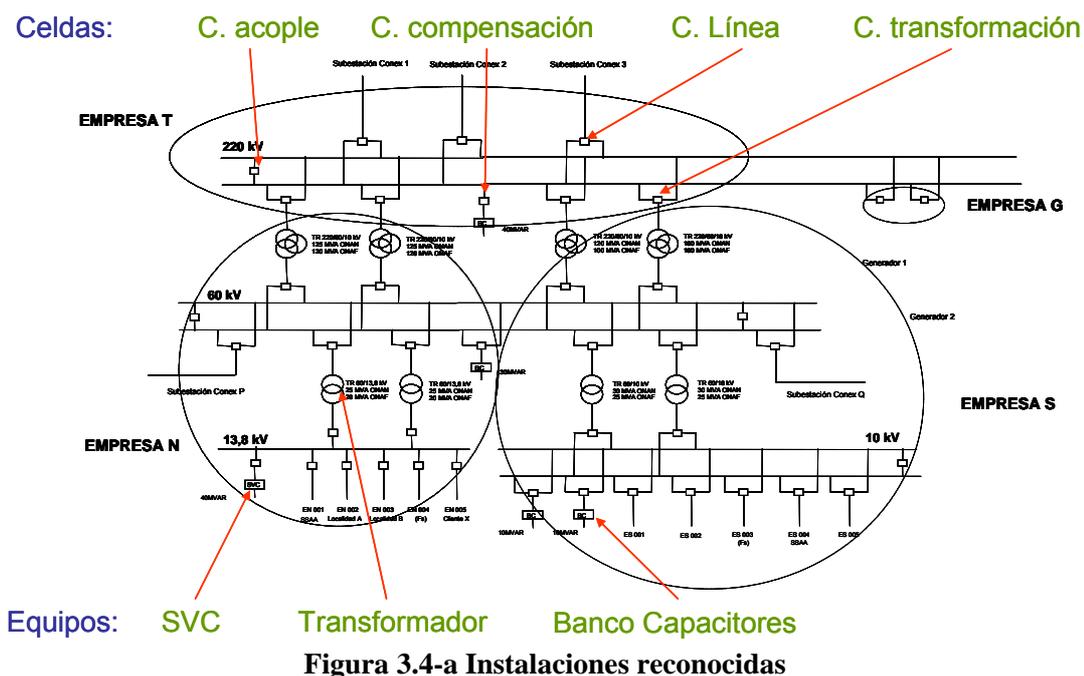
Osinerg luego de determinar el SEA, de una instalación propuesta a compensación en base a la proyección de demanda, con los parámetros indicados en el marco regulatorio peruano, procede a valorizar las instalaciones de transmisión considerando lo siguiente:

- Identifica las líneas, subestaciones y celdas obtenidas en la adecuación al SEA y las contenidas en sus bases de datos elaborados por consultores especialistas.
- Para el caso de líneas de transmisión, Osinerg multiplica la longitud adaptada por el costo por kilómetro detallado en su base de datos y en caso no tenerla, determina un nuevo módulo en base a una línea recientemente construida o elabora un módulo ficticio en base a los existentes.
- Para el caso de subestaciones, Osinerg agrupa cada una de las instalaciones en celdas reconocidas dentro de su base de datos denominado costos directos, a la que se le agrega otros costos denominados costos indirectos para obtener el costo total de la subestación.
- En vista que algunas subestaciones tales como Santa Rosa tienen celdas de distintos propietarios, es necesario determinar el costo unitario de cada una de ellas, el cual está compuesto por un costo básico adicionado por los costos comunes auxiliares y de acoplamiento.

3.4.1 Valorización de celdas en una subestación

La valorización de una subestación se detalla como sigue:

- Se agrupa cada una de las instalaciones en celdas reconocidas por Osinerg. En la Figura 3.4-a se detalla una subestación con sus respectivas celdas reconocidas:



- Se evalúa si cada una de las celdas tienen las componentes mínimas para ser reconocidas como tales. En la Figura 3.4-b se muestra dos celdas tipo línea y transformador reconocidos en una subestación al interior.

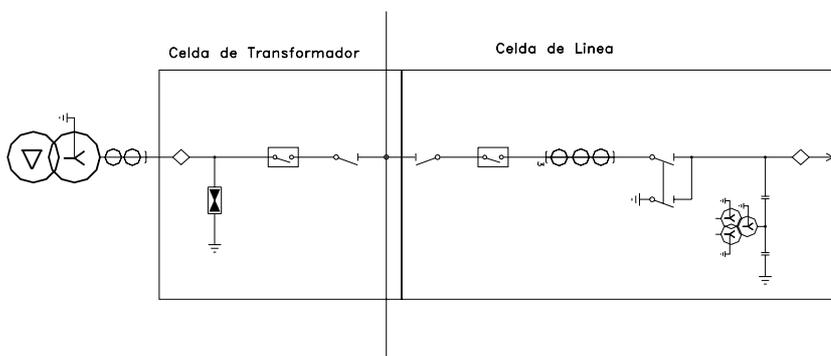


Figura 3.4-b Celda típica reconocida con sus componentes [9]

- Que el costo común, se encuentra conformado por la suma de los costos directos e indirectos de la subestación. Donde los costos directos lo forman: El sistema de control y comunicaciones, el sistema de puesta a tierra profunda, las instalaciones exteriores, las obras civiles y costos directos varios. Y los costos indirectos: los costos de ingeniería y supervisión, los gastos administrativos, los gastos financieros, los gastos generales y las utilidades. Y la distribución de costos se realiza prorrateándolo en función a los costos básicos de cada celda.
- Que el costo auxiliar, se encuentra conformado por el módulo respectivo básico de los servicios auxiliares. Y la distribución de costos se realiza prorrateándolo en función a los costos básicos de cada celda.
- Que el costo de acoplamiento, se encuentra formado por la suma de los módulos respectivos básicos de las celdas de acoplamiento clasificadas según el nivel de tensión. Y la distribución de costos se da prorrateando en función a los costos básicos de las celdas de los mismos niveles de tensión.

De acuerdo al esquema descrito, se hallan los costos totales de las celdas y los equipos principales, que junto a los costos de las líneas de transmisión servirán para la valorización total de la instalación.

3.5 Discusión de la valorización de una empresa real (Eteselva)

En esta sección se discutirá la valorización de las instalaciones de Eteselva, pertenecientes al sistema secundario de transmisión, conformadas por las líneas de transmisión L-251 Aguaytia-Tingo María, L-252 Tingo María-Vizcarra y sus correspondientes celdas de salida y llegada.

El motivo de la discusión, es que la empresa Eteselva solicita en cada proceso regulatorio acerca de compensaciones para el sistema secundario de transmisión, que se valore sus instalaciones de acuerdo al monto que ellos consideran que es lo correcto, frente a un monto valorizado por Osinerg como organismo regulador.

En vista que existe varios procesos regulatorios, los cuadros de análisis se referirán para el caso de Osinerg a la regulación vigente del año 2003 y para el caso de Eteselva a la propuesta de compensaciones para el año 2005.

3.5.1 Discusión de la valorización total de las instalaciones de Eteselva

En la Tabla 3-12, se muestra la valorización comparativa de todas las instalaciones del sistema secundario de transmisión de Eteselva, frente a la valorización reconocida por Osinerg, donde se aprecia diferencia en la valorización total.

Código	Descripción	ETESELVA 2005				OSINERG 2003				VARIACION
		Costo de Inversión (US\$)			Inversión Total	Costo de Inversión (US\$)			Inversión Total	Inversión Total
	Equipo - Línea de Transmisión	Línea	Celda de Salida	Celda de Llegada	CI (US\$)	Línea	Celda de Salida	Celda de Llegada	CI (US\$)	CI (US\$)
L-251	L.T. Aguaytía - Tingo María	11,998,667	1,668,069	1,470,825	15,137,560	6,523,275	949,027	917,728	8,390,029	80.4%
L-252	L.T. Tingo María - Vizcarra	28,794,213	1,470,825	1,660,704	31,925,742	16,623,812	917,728	1,376,124	18,917,663	68.8%
	Transformador 13.8/220 kV Aguaytía		3,033,551		3,033,551	0	1,654,962	0	1,654,962	83.3%
					Total				Total	73.0%
					50,096,853				28,962,654	

Tabla 3-12 Cuadro comparativo de costos para instalaciones de Eteselva [29]

3.5.2 Discusión de la valorización de las líneas de transmisión de Eteselva

En la Figura 3.5-a se presenta el perfil altimétrico longitudinal [28] natural de la ruta de las líneas de Eteselva L251, L252 y L253.

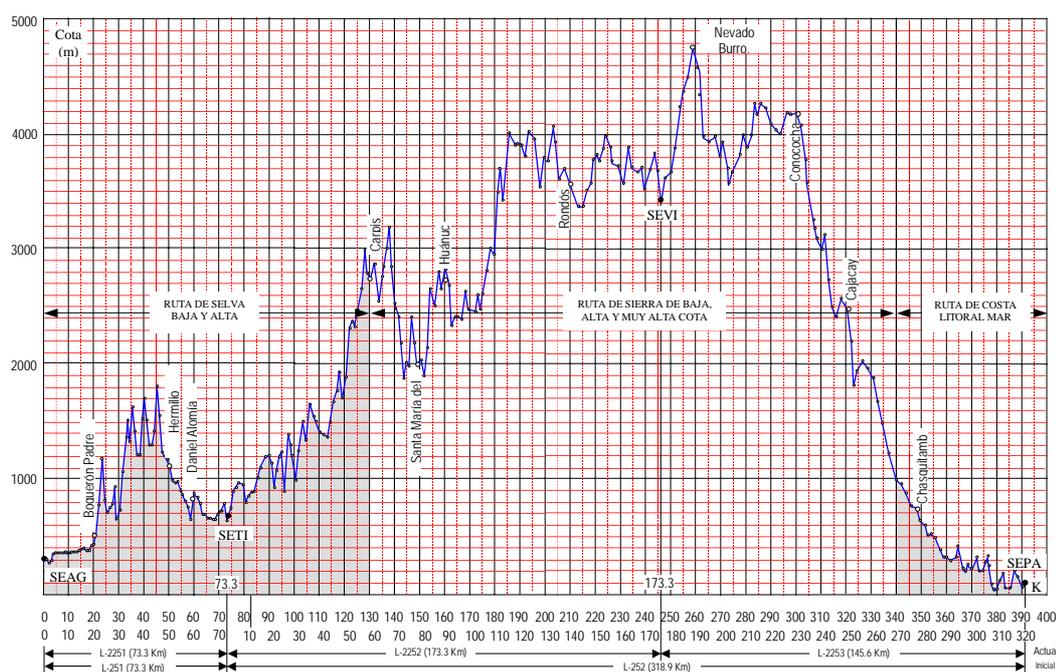


Figura 3.5-a Perfil altimétrico longitudinal de las líneas de Eteselva [28]

En la Tabla 3-13, se muestra las principales características de los módulos de referencia para valorizar la línea L-251, que utilizaron Eteselva y Osinerg, donde se aprecia que la valorización de las líneas es por costo unitario, sin considerar las economías de escala, obteniendo una gran diferencia en los costos unitarios.

Línea L251 Aguaytia-Tingo María			
Descripción	ETESSELVA 2005	OSINERG 2003	VARIACION
US\$/km	163,766.0	89,028.2	83.9%
km	73.3	73.3	0.0%
US\$	11,998,667.1	6,523,274.6	83.9%
MÓDULO	SELVA	Selva Baja : LT Aguaytía - Pucallpa	

Tabla 3-13 Cuadro comparativo de módulos de referencia de la L-251[29]

En la Tabla 3-14 y la Tabla 3-15, se muestra las principales características de los módulos de referencia para valorizar la línea L-252, que utilizaron Eteselva y Osinerg, considerando dos tramos para selva y sierra, donde se aprecia que la valorización de las líneas es por costo unitario sin considerar las economías de escala, obteniendo una gran diferencia en los costos unitarios.

Línea L252 tramo1 Tingo María-Vizcarra

Descripción	ETESSELVA 2005	OSINERG 2003	VARIACIÓN
US\$/km	163,766.0	89,028.2	83.9%
km	54.7	47.6	14.7%
US\$	8,949,811.2	4,241,999.0	111.0%
MÓDULO	SELVA	Selva Alta : LT Aguaytia - Pucallpa	

Tabla 3-14 Cuadro comparativo de módulos de referencia de la L252-tramo 1[29]

Línea L252 tramo2 Tingo María-Vizcarra

Descripción	ETESSELVA 2005	OSINERG 2003	VARIACIÓN
US\$/km	166,890.1	98,591.5	69.3%
km	118.9	125.6	-5.3%
US\$	19,844,402.1	12,381,812.6	60.3%
MÓDULO	SIERRA	Sierra < 4500 msnm : LT Mantaro - Huayucachi - Zapallal	

Tabla 3-15 Cuadro comparativo de módulos de referencia de la L252-tramo 2[29]**D. Discusión de costos directos**

En el anexo E, se muestra un cuadro comparativo entre los costos directos de Eteselva frente a Osinerg, donde se aprecia que los costos de mayor relevancia se dan en conductores, estructuras y las obras civiles.

a) Valorización de conductores

En la Tabla 3-16, se muestra la valorización comparativa de los conductores de Eteselva frente a Osinerg, donde se aprecia una variación de costos del orden del 32% que incide sobre los costos directos de la línea.

Descripción	ETESSELVA 2005	OSINERG 2003	VARIACIÓN
Costo Unitario (US\$/km)	4,368.1	3,161.4	
Longitud (km)	73.3	73.3	
CostoTotal (US\$)	988,958.9	715,756.8	38.2%
MÓDULO	Conductor ACSR 591 mm ²	Conductor AAAC 500 mm ²	

Tabla 3-16 Cuadro comparativo de costos de los conductores [29]

b) Valorización de las estructuras

La valorización de las estructuras metálicas de transmisión, se realiza en función al peso (\$/ton), no existiendo estructuras típicas por capacidad o ubicación.

En la Tabla 3-17, se muestra la valorización comparativa de los costos unitarios de las estructuras de Eteselva frente a Osinerg, donde la variación principal se da en función a la estructura empleada debido al peso de diseño.

Descripción	ETESSELVA 2005	OSINERG 2003	VARIACIÓN
Costo Unitario (US\$/ton)	1,350.0	1,203.0	12.2%
Flete (US\$/ton)	53.72	51.6	4.1%

Tabla 3-17 Cuadro comparativo de costos de las estructuras [29]

Se observa además que las estructuras utilizadas por Eteselva, según el estudio “Examen de Especialitas”, no obedece a un diseño óptimo en particular para este proyecto, habiéndose adoptado modelos de torres de INGENDENSA.

E. Discusión de costos indirectos

En el anexo E, se muestra un cuadro comparativo entre los costos indirectos de Eteselva frente a Osinerg, el cual se muestra como resumen en la Tabla 3-18.

Descripción	ETESSELVA 2005	OSINERG 2003	VARIACIÓN
- SERVIDUMBRE	3.0%	2.3%	30.4%
- ESTUDIO DE INGENIERIA	2.0%	2.0%	0.0%
- SUPERVISION	5.0%	5.0%	0.0%
- ADMINISTRACION	16.0%	3.0%	433.3%
- GASTOS FINANCIEROS	17.0%	7.0%	142.9%
- UTILIDADES	8.0%	8.0%	0.0%

Tabla 3-18 Cuadro comparativo de costos indirectos

3.5.3 Discusión de la valorización de las celdas de subestaciones de Eteselva

Cada una de las celdas que componen una SSEE, se encuentra conformada por la suma de sus costos básicos, comunes, de acoplamiento y auxiliares.

A. Discusión de los costos básicos de una celda de subestación

En la Tabla 3-19, se muestra un cuadro comparativo de los costos básicos de una celda de transmisión, de Eteselva frente a Osinerg, donde la variación principal se en las celdas de 220 kV.

Descripción	MÓDULO	ETESSELVA 2005	OSINERG 2003	VARIACIÓN
Celda de Transformador 220 kV	220C E SEL 1 ANI TR	420,062.2	357,160.1	17.6%
Celda de Transformador 220 kV	220C E SEL 1 ANI TR	420,062.2	357,160.1	17.6%
Celda de Línea a TINGO MARIA 220 kV	220C E SEL 1 ANI LI	461,962.0	409,622.2	12.8%
Celda de Transformador 220 kV	220C E SEL 1 ANI TR	364,611.1	364,611.1	0.0%
Celda de Transformador 138 kV	138C E SEL 1 ANI TR	270,082.2	270,082.2	0.0%
Celda de Transformador 23 kV	023C E SEL 1 ANI TR	60,616.3	60,616.3	0.0%
Total de Celdas		1,997,396.1	1,819,252.0	9.8%

Tabla 3-19 Cuadro comparativo de costos básicos de una celda de transmisión [29]

En vista que los costos básicos de las celdas, están conformadas por una parte civil y una parte electromecánica como indicado en el ítem 3.3.2, en la Tabla 3-20 se

observa un resumen de la comparación de estos costos, donde se aprecia que la mayor diferencia en los costos se da por el equipamiento electromecánico.

Descripción	ETESSELVA 2005	OSINERG 2003	VARIACION
Parte Civil	27,837.1	26,761.0	4.0%
Parte Electromecánica	434,124.9	380,268.4	14.2%
Total	461,962.0	407,029.4	13.5%

Tabla 3-20 Cuadro comparativo de costos básicos

En los anexos G y H, se observa un módulo de reconocimiento, donde se aprecian los equipos componentes para este módulo y una relación de los principales parámetros para otros módulos.

En la Tabla 3-21, se muestra un cuadro comparativo de los principales equipamientos que conforman la celda de línea, que va desde la subestación de Aguaytía y Tingo María, donde se aprecia que la mayor diferencia en costos se debe al costo del interruptor.

Descripción	ETESSELVA 2005	Descripción	OSINERG 2003	VARIACIÓN
EQUIPOS PRINCIPALES		EQUIPOS PRINCIPALES		
Interruptor, 245 kV, 950 Kvp (BIL), 2500 A, 31.5 kA, operación uni-tripolar, incluye estructura soporte	91,248.0	Interruptor, 245 kV, 1050 kVp (BIL), 2500 A, 31.5 kA, operación uni-tripolar, incluye estructura soporte	73,463.0	24.2%
Seccionador de línea, 245 kV, 950 Kvp (BIL), 1250 A, incluye estructura soporte	18,669.3	Seccionador de línea, 245 kV, 900 Kvp (BIL), 1600 A, incluye estructura soporte	14,298.6	30.6%
Seccionador de barras, 245 kV, 950 Kvp (BIL), 1250 A, incluye estructura soporte	15,603.0	Seccionador de barras, 245 kV, 900 Kvp (BIL), 1600 A, incluye estructura soporte	12,999.2	20.0%
Transformador de corriente, 245 kV, 950 Kvp (BIL), 500-1000/1/1/1/1A 2x50 VA-cl.0.5 & 5P20.2x50 VA-cl5P20, incluye estructura soporte.	10,022.7	Transformador de corriente, 245 kV, 900 Kvp (BIL), 500-1000/1/1/1/1A 2x50 VA-cl 0.5 & 5P20.2x50 VA-cl5P20 incluye estructura soporte.	8,596.6	16.6%
Transformador de tensión capacitivo, 245 kV, 950 Kvp (BIL), 220 / 03 / 0,1 / 03 / 0,1 / 03 kV, 2 x 50VA - cl 0,5 incluye estructura soporte	7,052.9	Transformador de tensión capacitivo, 245 kV, 900 Kvp (BIL), 220 / 03 / 0,1 / 03 / 0,1 / 03 kV, 2 x 50 VA - Cl 0,5 incluye estructura soporte	6,049.4	16.6%
Pararrayos 192 kV, 10 kA, clase 3, incluye estructura soporte y contador de descargas.	4,160.8	Pararrayos 228 kV, 10 kA, clase 3, MCOV 180 kV incluye estructura soporte y contador de descargas.	3,607.7	15.3%
EQUIPOS COMPLEMENTARIOS		EQUIPOS COMPLEMENTARIOS		
Sistema de Barras y Conexiones de A.T. (Tubos de Aluminio, cable de aleación aluminio,conectores,aisladores soporte y aisladores,etc.)	45,292.0	Sistema de Barras y Conexiones de A.T. (Tubos de Aluminio, cable de aleación aluminio,conectores,aisladores soporte y aisladores,etc.)	41,633.2	8.8%
Control, Protección y Medición	52,048.4	Control, Protección y Medición	50,000.0	4.1%
Cables de control		Cables de control		
Red de tierra superficial		Red de tierra superficial		
Estructuras metálicas de los pórticos	4,286.9	Estructuras metálicas de los pórticos	4,118.1	4.1%
Cable de Guarda	294.3	Cable de Guarda	282.7	4.1%
Sistema de Comunicaciones - Onda Portadora	12,340.7	Acoplamiento de equipo de Onda Portadora	11,855.0	4.1%

Tabla 3-21 Cuadro comparativo de valorización de principales equipos

B. Discusión de los costos comunes de una celda de subestación

Los costos comunes en una celda de transmisión, se encuentran dados por la suma de costos directos e indirectos, según lo indicado en el ítem 3.3.2.

1. Discusión de los costos comunes indirectos

En la Tabla 3-22, se muestra un cuadro comparativo de los costos comunes indirectos de una celda de subestación de Eteselva frente a Osinerg, donde no se aprecia mayor variación en los costos.

		GART	ETESSELVA
Sistema de Control y Comunicaciones	0220 I SEL 1 004 ST/SC	308 350	345 790
Sistema de Puesta a Tierra Profunda	0220 E SEL 1 070 RT	52 737	54 749
Instalaciones Exteriores	0220 E SEL 1 000 IE	20 252	16 304
OO.CC.EC. + OO CC GG.	0220 E SEL 1 004 EC/OG	336 222	386 320
Costos Directos Varios		249 878	258 019
		967 438	1 061 182

Tabla 3-22 Cuadro comparativo de costos comunes indirectos

2. Discusión de los costos comunes directos

En la Tabla 3-23, se muestra un cuadro comparativo de los costos comunes directos de una celda de subestación de Eteselva frente a Osinerg, donde no se que los costos de Eteselva son mayores que los costos de Osinerg, los cuales a su vez se elevan debido a los costos directos.

		GART		ETESSELVA	
Costo del Terreno		123 790		123 790	
Ingeniería y Supervisión	7%	260 201	13%	482 312	
Gastos Administrativos	3 %	111 515	10%	371 009	
Gastos Financieros	4 %	148 686	13%	482 312	
Gastos Generales	11%	423 721	12%	444 824	
Utilidades	8 %	297 372	10%	371 009	
		1 365 285		2 275 256	

Tabla 3-23 Cuadro comparativo de costos comunes directos

3.5.4 Conclusión de la valorización de las instalaciones de Eteselva

Se concluye lo siguiente:

A. Conclusiones de las líneas de transmisión

- Los costos directos en las líneas de transmisión, se encuentran subvaluados por Osinerg en vista que no cuenta con un módulo específico para reconocer las instalaciones de Eteselva, siendo las principal variación en la valorización de conductores, estructuras y la parte civil.
- Los costos indirectos como porcentaje de los costos directos, se encuentran sobrevaluados por parte de Eteselva respecto a los costos de instalaciones de transmisión típicas utilizadas por Osinerg.

B. Conclusiones de las celdas de subestaciones

- La valorización de Eteselva es mayor que Osinerg, en vista que Eteselva tiene costos más elevados en sus equipos principales y equipos complementarios que se reflejan en el costo básico.
- Adicionalmente, el costo común presentado por Eteselva es mayor que el regulado por Osinerg, en vista que sus porcentajes respecto al costo directo total son mayores.

CAPÍTULO IV

MEJORAS EN EL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULOS DE VALORIZACIÓN

4.1 Mejoras en el procedimiento de valorización de conductores

Para valorizar los conductores:

- Se indica el costo unitario por unidad de longitud según la Tabla 4-1.

Tipo de Conductor	Sección (mm ²)	Peso Unitario (t / km)	Costo Unitario (\$ / t)	Costo Unitario (\$ / km)	Flete (\$ / km)
AAAC	500	1.397			\$
AAAC	400	1.117			\$
ACAR	500	1.397			\$
ACAR	400	1.117			\$
ACAR/TW	500	1.378			\$
ACAR/TW	400	1.097			\$
IACSR/AW	330	1.250			\$
ACSR	700	1.397			\$
ACSR (Curlew)	600	1.397			\$
ACSR	500	1.117			\$

Tabla 4-1 Tabla de costos unitarios de conductores en \$/km [29]

- Se elige de la tabla el costo unitario por longitud, en función al tipo de material y sección y se multiplica este costo unitario por la longitud a valorizar.

De lo descrito en este procedimiento, se tiene el inconveniente principal de no encontrar un material o una sección requerida. Motivo por el cual se elaboran curvas que determinen estos costos unitarios en función de la sección y material, para tal efecto se emplean las características técnicas encontradas en los catálogos de Indeco

y Sural, de donde se obtiene los pesos unitarios en Figura 4.1-a, Figura 4.1-b, Figura 4.1-c y Figura 4.1-d en función al tipo de conductor.

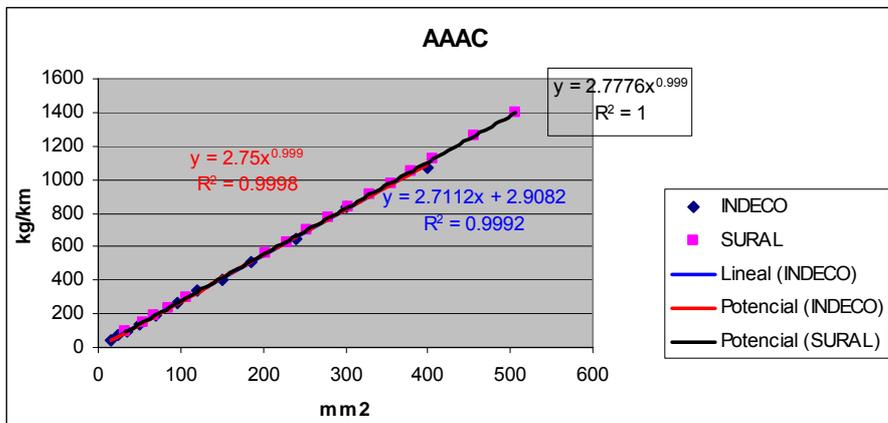


Figura 4.1-a Peso unitario en función de la sección para conductores AAAC

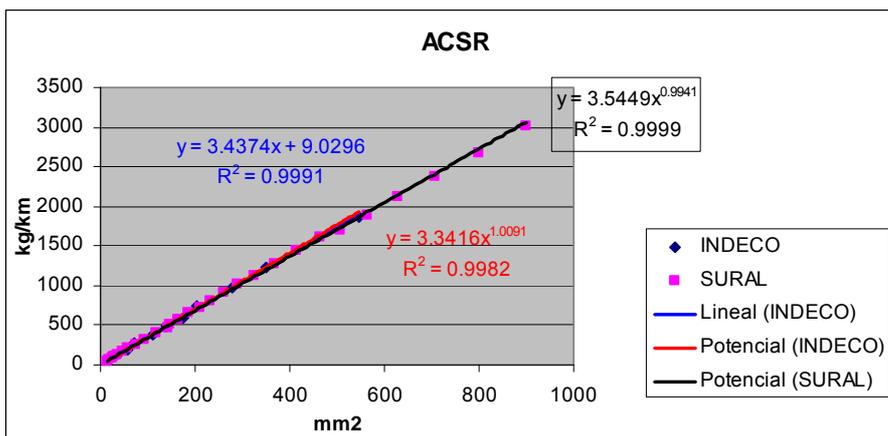


Figura 4.1-b Peso unitario en función de la sección para conductores ACSR

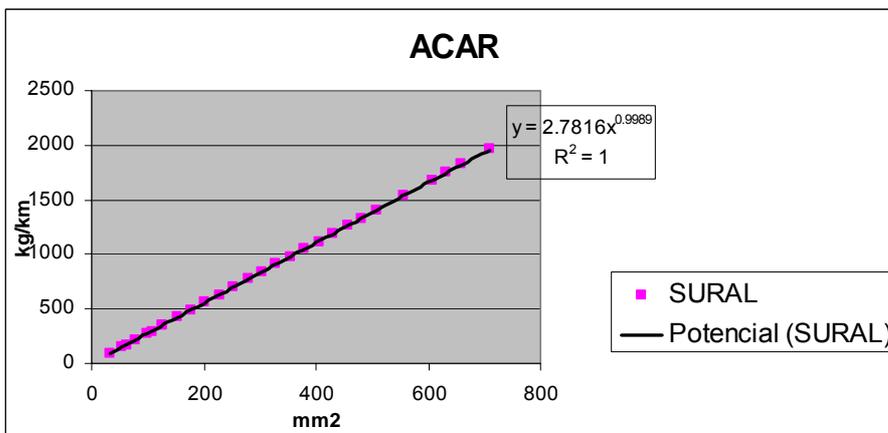


Figura 4.1-c Peso unitario en función de la sección para conductores ACAR

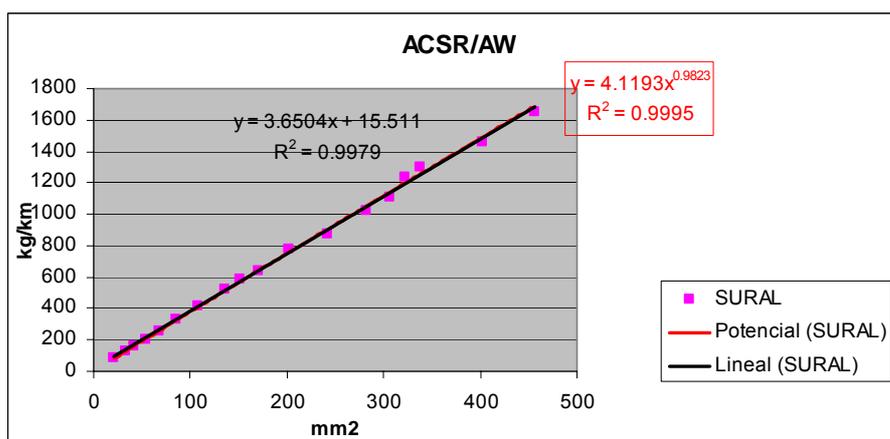


Figura 4.1-d Peso unitario en función de la sección para conductores ACSR/AW

Observaciones: En el conductor tipo ACSR observamos que existe una discrepancia, entre los valores proporcionados por Osinerg con los obtenidos extrapolando datos característicos de fabricantes conocidos a nivel nacional y mundial. Motivo por el cual solicito su revisión.

Tipo de Conductor	Sección (mm ²)	Peso Unitario (t / km)	Peso Unitario CURVAS (t / km)	DIFERENCIA
AAAC	500	1.397	1.379	1.26%
AAAC	400	1.117	1.104	1.18%
ACAR	500	1.397	1.381	1.12%
ACAR	400	1.117	1.105	1.04%
ACAR/TW	500	1.378		
ACAR/TW	400	1.097		
IACSR/AW	330	1.250		
ACSR	700	1.397	2.387	-70.89%
ACSR (Curlew)	600	1.397	2.048	-46.61%
ACSR	500	1.117	1.709	-52.97%

Figura 4.1-eComparación de costos del peso unitario [29]

Recomendaciones: Se recomienda utilizar estas curvas para valorizar conductores con los que no se cuenta.

4.2 Descripción del sistema de información utilizado por Osinerg

El sistema de información con el que cuenta Osinerg, consta de 3 hojas de cálculo, las cuales se encuentran elaboradas a partir de un sistema de macros con el

cual se ordena las valorizaciones obtenidas de las líneas de transmisión, equipos y celdas de salida y llegada, estas hojas de cálculo se describen a continuación:

A. Hoja de cálculo módulos.xls

Base de datos, que contiene un resumen de módulos de los diferentes componentes de una instalación de transmisión, conformado por:

- Módulos de líneas.
- Módulos de celdas.
- Módulos de transformadores.
- Módulos de compensadores.
- Módulos de servicios.
- Módulos de costos directos.
- Módulos de costos indirectos

B. Hoja de cálculo subestaciones.xls

Hoja de cálculo, que concatena cada una de las características una instalación y con ello obtener un código, con el cual se obtienen los costos detallados en la hoja de cálculo Modulos.xls. En la Figura 4.2-a, se observa los códigos obtenidos para transformadores y celdas:

TRANSFORMADOR01	RELAC. TENS.	220/66/10
	CODIGO OPERATIVO	TR220-01
	INT/EX	E
	MVA	50/16.7/16.7
	MVA PRIMA.	50
	CANT.	1
	CÓDIGO MODULO TRANSFORMADOR	220B E SIE 2 050 TR
	COSTO US\$	656 211.22

CELDA01	TENSIÓN KV	220.0
	CANTIDAD ("1" ó " ")	1.0
	CODIGO OPERATIVO	L203
	NOMBRE SUBESTACION CONEXION	HUANCVELICA
	BARRA (SBA=1,DBA=2,ANI=3,INT=4,H=5)	2
	TIPO (LI,TR,LT,AC,AL,BC,CR,RE,CS,CO)	LI
	INT (I) / EXT (E) / ENC (G)	E
	CÓDIGO CELDA	220C E SIE 2 DBA LI
	TENSIÓN - SIST BARRA	220LI
	COSTO US\$	385 374.91

Figura 4.2-a Ingreso de datos a la hoja de cálculo “subestaciones”

C. Hoja de cálculo plantilla_subestaciones.xls

Es una hoja de cálculo, que distribuye los costos directos, indirectos, auxiliares y comunes utilizando un sistema de macros, a partir de la hoja Subestaciones.xls anteriormente descrita. Para el caso de costos comunes y auxiliares, el prorrateo se realiza en proporción al costo básico de las celdas confortantes en la subestación y para el caso de costos de acoplamiento, el prorrateo se realiza en proporción al costo básico de las celdas del mismo nivel de tensión.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Conclusiones

El mercado de transmisión peruano, se encuentra regulado, el cual se paga por inversión y operación-mantenimiento. Para calcular la inversión, se requiere valorizarla, para tal efecto Osinerg interpreta el marco regulatorio y determina un procedimiento. Al respecto se presentan las siguientes conclusiones:

A. Conclusiones respecto al marco regulatorio

Respecto a la problemática de interpretación del marco regulatorio, se concluye que:

- El marco regulatorio peruano, determina un sistema de valorización posterior a la construcción de una obra, originando con esto que se valore un sistema ficticio y no el realmente construido.
- El marco regulatorio peruano, no cuenta con un procedimiento establecido para valorización de instalaciones, sino que presenta conceptos generales, que se encuentran sujetos al enfoque que le den los involucrados, para la valorización de una instalación.
- Las valorizaciones se realizan en cada proceso regulatorio, corriendo el riesgo de que en un nuevo proceso regulatorio, parte o toda la instalación no sea valorizada, por quedar excluida del SEA.
- El marco regulatorio peruano, no considera ningún factor de corrección para el caso de economías de escala.

Analizando los marcos regulatorios mundiales, se observa que la mayoría de las existentes latinoamericanas, fueron elaboradas a partir del modelo chileno, que antes de su reestructuración a partir de la “Ley Corta”, tenía conceptos similares al marco regulatorio peruano.

B. Conclusiones de la descripción del sistema de transmisión peruano

El Perú, a diferencia de otros países cuenta con una diversidad de condiciones, en las que resaltan:

- Las condiciones geográficas existentes en el país, tales como costa, sierra y selva y sus niveles de altura sobre el nivel del mar;
- Los niveles de contaminación y corrosión, siendo mayores en las zonas costeras y con mayor presencia de industrias;
- Las distintas fechas de construcción de las instalaciones y las condiciones actuales en las que se encuentran;
- La filosofía de diseño y los factores de seguridad, que inciden sobre la cantidad, el tipo de materiales y redundancia de equipos.
- La normativa de construcción, en base a filosofías americanas o europeas que implican distintos niveles en los parámetros que dificultan una estandarización;

C. Conclusiones respecto a los criterios y metodología de valorización

Respecto a los criterios y metodología de valorización, se presentan las siguientes conclusiones:

- La valorización de las instalaciones de transmisión, se realizan en base a módulos eficientes, clasificados acorde a sus características principales.

- Los criterios para la elaboración de los módulos, se formulan en base a consideraciones teóricas, justificando su adopción desde el punto de vista técnico y económico.
- La metodología de valorización de los módulos, considera instalaciones de transmisión existentes:
 - En el caso de líneas de transmisión, se modula a un costo básico conformado por costos directos e indirectos, donde los costos directos están conformados por una parte civil y una parte electromecánica, que contiene la estructura, el conductor y accesorios.
 - En el caso de una subestación, primero se agrupa los equipos principales, los equipos complementarios y las instalaciones comunes en celdas, las cuales se le calcula el costo básico el cual se compone de costos directos y costos indirectos.
 - En una subestación, además de los costos básicos, se debe agregar los costos por servicios auxiliares y costos de acoplamiento, los cuales se deben prorratear entre todas las celdas componentes.

Al revisar una empresa real, donde el presente trabajo observa las siguientes conclusiones:

- Los costos directos en las líneas de transmisión, se encuentran subvaluados por Osinerg, en vista que no cuenta con un módulo específico para reconocer las instalaciones de Eteselva, siendo la principal variación en la valorización de conductores, estructuras y la parte civil.

- Los costos indirectos, como porcentaje de los costos directos en líneas de transmisión, se encuentran sobrevaluados por parte de Eteselva, respecto a los costos de instalaciones de transmisión típicas utilizadas por Osinerg.
- La valorización de las subestaciones de Eteselva, son mayores que Osinerg, en vista que Eteselva tiene costos más elevados en sus equipos principales y equipos complementarios que se reflejan en el costo básico.
- El costo común presentado de las subestaciones de Eteselva, es mayor que el valorizado por Osinerg, en vista que sus porcentajes respecto al costo directo total son mayores.

2. Recomendaciones

En vista que los marcos regulatorios mundiales, se encuentran en constante evolución respecto al tema de la valorización de las instalaciones de transmisión, se recomienda considerar cambios en el marco regulatorio peruano, de tal manera que se valore las instalaciones de transmisión siguiendo un esquema similar a Argentina, donde se considera una valorización diferenciada en función a si la instalación ya existe o es una instalación nueva, esquema que fue adaptado el año 2003 como parte de los cambios del marco regulatorio chileno.

Donde para instalaciones existentes, se propone mejorar y ampliar los procedimientos para conceptos de SEA, CMICE y economías de escala descritos en el marco regulatorio peruano, considerando que:

- La determinación del SEA y el cálculo del CMICE sea calculada en una sola oportunidad, sin permitir un recálculo en cada proceso tarifario [23].

- La determinación del SEA, se obtenga como resultado de un análisis del conjunto del sistema y no sea una elección de la mejor alternativa para cada una de las empresas que presenten su propuesta en cada proceso tarifario.
- El cálculo del CMICE, sean elaborados particularmente para cada empresa, debido a que los módulos existentes fueron elaboradas por un especialista en AT [5] y [9] y no se adecuan a la realidad para instalaciones de MT.
- Se considere un factor de corrección, debido a economías de escala, en vista que la regulación actual considera valorización por costos unitarios.

Donde para instalaciones nuevas, se propone plantear un procedimiento donde participen los agentes involucrados del sector, considerando que:

- El marco regulatorio, no considere conceptos tales como adaptación.
- Las instalaciones sean valorizadas, antes de construidas las obras, como resultado de un estudio de expansión elaborado por un panel de expertos , como en el caso chileno.
- La tasa de retorno, sea evaluada en vista que el riesgo se transmite del inversionista a los usuarios.

ANEXO A

Glosario de Términos

Osinerg:	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía;
Marco regulatorio peruano:	Conformada por la Ley de Concesiones Eléctricas promulgada en noviembre de 1992 (Decreto Ley N° 25844) reglamentado posteriormente (Decreto Supremo No 009-93-EM);
LCE:	Ley de Concesiones Eléctricas promulgada en noviembre de 1992 (Decreto Ley N° 25844);
RLCE:	Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo No 009-93-EM);
SEA:	Sistema económicamente adaptado, que corresponde al sistema eléctrico en el cual existe equilibrio entre la oferta y la demanda (Anexo LCE);
Costo medio:	Corresponde a los costos de inversión (“valor nuevo de reemplazo”) y operación y mantenimiento (“COyM”), en condiciones de eficiencia (Anexo LCE);
VNR:	Valor nuevo de reemplazo, representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precio vigente (Art. 76 LCE);
CMICE:	Costo medio de inversión en condiciones de eficiencia, representa el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones del sistema secundario de transmisión.

ANEXO B

Revisión Bibliográfica

1. La Ley de Concesiones Eléctricas fue promulgada el año 1992[1], y ampliada posteriormente por el MINEM mediante disposiciones específicas según el DS-029-2002-EM en temas de valorización de la transmisión.
2. “Artículo 1º LCE.-... Las actividades de generación, transmisión y distribución podrán ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras...”
3. “Artículo. 8º LCE.- La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley...”
4. “Artículo. 43º LCE.- Estarán sujetos a regulación de precios:... b) Las tarifas y compensaciones a titulares de Sistemas de Transmisión y Distribución...”
5. “Artículo. 58º LCE.- En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas de Energía, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento. El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema. Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores

conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.”

6. “Artículo 132° LCE.- Las condiciones y criterios a considerarse para definir el Sistema Principal de Transmisión serán las siguientes: a) Deberá comprender instalaciones de alta o muy alta tensión; b) Deberá permitir el flujo bidireccional de energía; c) Cuando el régimen de uso de los sistemas no permite identificar responsables individuales por el flujo de las mismas.

Cada cuatro años o a la incorporación de una nueva central de generación en el sistema, se evaluarán los sistemas de transmisión calificados como principales y en mérito a las modificaciones que se hubieran presentado se procederá a su redefinición.”

7. “Artículo. 58°.- En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas de Energía, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento.

El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.”

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

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

La anualidad de la inversión será calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79° de la presente Ley.”

9. “Anexo LCE – costo medio: Son los costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.”
10. “Artículo. 76° LCE.- El Valor Nuevo de Reemplazo, para fines de la presente Ley, representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además: a) Los gastos financieros durante el periodo de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el Artículo 79 de la presente Ley; b) Los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas; y, c) Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

Para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, los concesionarios presentarán la información sustentatoria, pudiendo la Comisión de Tarifas de Energía rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.”

11. “Artículo. 65° LCE.- El costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79° de la presente Ley.”
12. “Artículo. 49° LCE.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado.”
13. “Anexo LCE – Sistema económicamente adaptado: Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y mantenimiento de la calidad del servicio.”
14. “El Ministerio de Energía y Minas, el año 2002 publicó las disposiciones específicas DS-029-2002-EM siguientes:
 - En sistemas radiales, la demanda anual mínima a considerar será igual al 50% de la capacidad de transporte de las instalaciones en condiciones de eficiencia;
 - En sistemas con otras configuraciones, las respectivas instalaciones de transmisión deberán permitir la atención eficiente de la demanda a la cual

prestarán el servicio, cumpliendo con los estándares de calidad correspondientes; y

- Horizonte de 15 años, vida útil de 30 años, tasa de descuento conforme al Art. 79° LCE, las tarifas en transmisión secundaria serán determinadas para cada concesionario.”

15. Publicación del diario el Peruano, el 9 de Mayo de 2002 en la sección Economía: “Luego de que la empresa Duke Energy decidiera no participar en el proceso de concesión de las empresas de generación eléctrica de Arequipa (Egasa) y del Sur (Egesur), alegando cierta falta de credibilidad en la fijación de tarifas por parte del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg), el presidente de esta institución, Alfredo Dammert, aseguró que las tarifas fijadas no son impredecibles y que responden a criterios netamente técnicos precisados en la Ley de Concesiones Eléctricas y en el marco de los organismos reguladores. Dammert precisó que la metodología y sistema empleados para determinar las tarifas fueron publicados previamente, por lo que existe un alto nivel de certeza en la fijación de éstas. “Por ello, no se puede decir que son impredecibles”
16. Página Web de Aguaytía http://www.aguaytia.com/i_grupo04.htm Sección historia: “Los accionistas de Aguaytia Energy del Perú S.R.L. son las subsidiarias de: Duke Energy International Company; El Paso Energy International Company; Dynegy (Illinova Generating Company); Scudder Latin American Power Fund; Pennsylvania Power & Light (PP&L) Global, LLC y The Maple Gas Corporation.”

17. Página web de Osinerg <http://www2.osinerg.gob.pe/gart.htm> Sección: Regulación tarifaria/ Procedimientos regulatorios/ Tarifas y compensaciones para los sistemas secundarios de transmisión de los años 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005.
18. Para desarrollar esta sección se recurrió a un compendio de estudios acerca de la problemática del sector de transmisión, tales como el “Taller sobre la planificación de la expansión” dictada en el Ministerio de Energía y Minas [27], el Informe sobre el “Marco regulatorio de la transmisión” elaborado por Pepsa [23], la experiencia del graduado respecto a valorización de instalaciones de transmisión como parte del proceso de fijación de tarifas de transmisión los años 2001 y 2002 y una “Revisión de los procesos de fijación de compensaciones para el sistema secundario de transmisión” para los periodos del 2001 al 2005 como se indica en [18] y [29].
19. En la tabla 1.1 de la tesis de Eliana Cura Capurro [2], se observa un resumen acerca de la tarificación de la transmisión para Latinoamérica donde se indica el pago al sistema de transmisión a través de costos fijos y costos variables.
20. Dr.-Ing. Rodrigo Palma Behnke, profesor Asistente del Departamento de Ingeniería Eléctrica FCFM, Universidad de Chile: “¿CÓMO SE VALORIZAN LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN EN FUNCIÓN DE SUS PRINCIPALES PARÁMETROS? En la página www.cne.cl puede encontrar los documentos recientes sobre el tema, en particular la nueva metodología especificada para el cálculo y valorización de instalaciones existentes e instalaciones nuevas en el marco de la Ley 19940.

- ¿EXISTE ALGÚN SOFTWARE U HOJA DE CÁLCULO PARA DETERMINAR ESTAS? No. El tema es resultado de estudios de un equipo consultor en cada ocasión. Para instalaciones nuevas se utilizará un proceso de licitación.”
21. Para la elaboración de estas conclusiones recurrí a la publicación de la ley chilena 19.940 denominada “Ley Corta” en la página web <http://www.cne.cl>, debates presentados respecto a la promulgación [15], pappers de discusión, tesis elaboradas con este fin [16] y [25], y al primer proceso de tarificación troncal [26].
 22. Ver primer proceso de tarificación troncal chileno, como resultado de la ley 19.940 que modifica la ley DFL promulgada el 12 de Mayo de 2004 con el objetivo de mejorar el marco regulatorio en el tema de transmisión, siendo el resultado de una serie de debates a partir del primer proyecto el año 2001.
 23. Actualmente la elección del SEA se efectúa individualmente, como se indica en el ítem 1.2A.
 24. De manera similar al caso chileno, luego de la publicación del la Ley 19.940 “Ley Corta” descrito en el ítem 1.4.
 25. Descripción del sistema de transmisión nacional [3]:
 - Que la totalidad de las líneas de transmisión corresponden a 14679 km para sistemas principales y secundarios, correspondiente al sistema

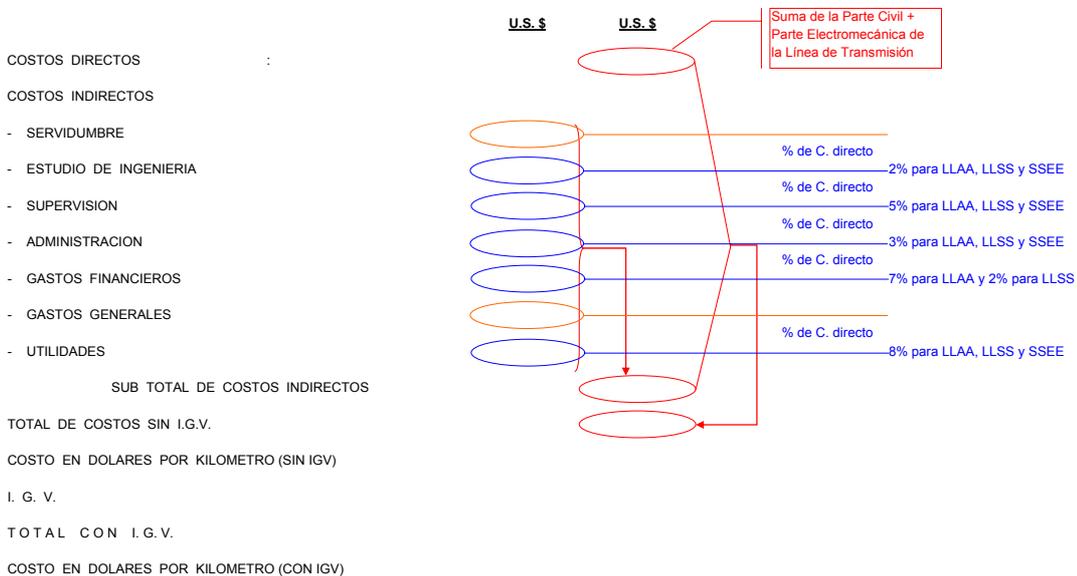
eléctrico interconectando nacional (SEIN) y los sistemas aislados (SSAA);

- Que al 2002 se ha tenido 14297 km de líneas de transmisión de los cuales el 15% son principales y el 85 % son secundarios y los sistemas aislados contaron con 382 km de líneas de transmisión;
- Las principales empresas de transmisión que desarrollaron esta actividad son: Repsa (29%), Conehua, Transmantaro, Eteselva, Isa y Redesur (15% total).

26. Para la elaboración de esta sección se utilizó los informes elaborados por Cesel Ingenieros acerca de “Valorización Estándar de Sistemas de Transmisión” año 99 [5] y año 2001[9], el informe acerca de cálculos del CMICE del graduando [14], libros de diseño de Líneas y Subestaciones y normas internacionales IEC.

ANEXO C

Distribución de costos en una línea de transmisión [9]



PORCENTAJES DE PARTICIPACION DE LOS DIFERENTES ITEM QUE CONFORMAN EL PRESUPUESTO

DESCRIPCION	US\$	%
MATERIALES		
- Conductor y accesorios		
- Soportes		
- Cable de guarda y accesorios		
- Cadena de aisladores y accesorios		
- Repuestos		
- Varios		
SUB - TOTAL		
MANO DE OBRA		
- Armado de soportes		
- Tendido de conductores		
- Obras Civiles en la línea		
- Caminos de accesos		
- Varios		
SUB - TOTAL		
TRANSPORTE		
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL		
TOTAL		

ANEXO D

Comparación de costos entre módulos de Osinerg y Eteselva [18]

<p style="text-align: center;">OSINERG</p> <p style="text-align: center;">RESUMEN DE COSTOS</p> <p style="text-align: center;">MODULO DE LINEA 220 KV - SIMPLE TERNA - SELVA RURAL</p> <p style="text-align: center;">L. T. 220 k V - SIMPLE TERNA - SELVA - ESTRUCTURAS METALICAS (150MW)</p> <p>120.34 km</p> <p>COSTOS DIRECTOS : U.S.\$ 7 069 517 4304333.53</p> <p>COSTOS INDIRECTOS</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 80%;">- SERVIDUMBRE</td> <td style="width: 10%; text-align: right;">180 517</td> <td style="width: 10%; text-align: right;">2.55%</td> </tr> <tr> <td>- ESTUDIO DE INGENIERIA</td> <td style="text-align: right;">141 390</td> <td style="text-align: right;">2.00%</td> </tr> <tr> <td>- SUPERVISION</td> <td style="text-align: right;">353 476</td> <td style="text-align: right;">5.00%</td> </tr> <tr> <td>- ADMINISTRACION</td> <td style="text-align: right;">212 086</td> <td style="text-align: right;">3.00%</td> </tr> <tr> <td>- GASTOS FINANCIEROS</td> <td style="text-align: right;">494 866</td> <td style="text-align: right;">7.00%</td> </tr> <tr> <td>- GASTOS GENERALES</td> <td style="text-align: right;">1 696 684</td> <td style="text-align: right;">24.00%</td> </tr> <tr> <td>- UTILIDADES</td> <td style="text-align: right;">565 561</td> <td style="text-align: right;">8.00%</td> </tr> </table> <p>SUB TOTAL DE COSTOS INDIRECTOS : 3 644 581 2219032.97</p> <p>TOTAL DE COSTOS SIN I.G.V. : 10 714 098 6523366.5</p> <p>LONGITUD DE LINEA EN KM 120.34</p> <p>COSTO EN DOLARES POR KILOMETRO (SINIGV) : 89 032</p> <p>I. G. V. : 1 928 538</p> <p>TOTAL CON I.G.V. : 12 642 635</p> <p>LONGITUD DE LINEA EN KM 120.34</p> <p>COSTO EN DOLARES POR KILOMETRO (CONIGV) : 105 058</p>	- SERVIDUMBRE	180 517	2.55%	- ESTUDIO DE INGENIERIA	141 390	2.00%	- SUPERVISION	353 476	5.00%	- ADMINISTRACION	212 086	3.00%	- GASTOS FINANCIEROS	494 866	7.00%	- GASTOS GENERALES	1 696 684	24.00%	- UTILIDADES	565 561	8.00%	<p style="text-align: center;">ETESSELVA</p> <p style="text-align: center;">RESUMEN DE COSTOS</p> <p style="text-align: center;">MODULO DE LINEA 220 KV - SIMPLE TERNA - SELVA RURAL</p> <p style="text-align: center;">L. T. 220 k V - SIMPLE TERNA - SELVA - ESTRUCTURAS METALICAS (150MW)</p> <p>120.34 km</p> <p>COSTOS DIRECTOS : U.S.\$ 7 435 961</p> <p>COSTOS INDIRECTOS</p> <table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 80%;">- SERVIDUMBRE</td> <td style="width: 10%; text-align: right;">219 801</td> <td style="width: 10%; text-align: right;">2.96%</td> </tr> <tr> <td>- ESTUDIO DE INGENIERIA</td> <td style="text-align: right;">148 719</td> <td style="text-align: right;">2.00%</td> </tr> <tr> <td>- SUPERVISION</td> <td style="text-align: right;">371 798</td> <td style="text-align: right;">5.00%</td> </tr> <tr> <td>- ADMINISTRACION</td> <td style="text-align: right;">1 189 764</td> <td style="text-align: right;">16.00%</td> </tr> <tr> <td>- GASTOS FINANCIEROS</td> <td style="text-align: right;">1 264 113</td> <td style="text-align: right;">17.00%</td> </tr> <tr> <td>- GASTOS GENERALES</td> <td style="text-align: right;">773 644</td> <td style="text-align: right;">10.40%</td> </tr> <tr> <td>- UTILIDADES</td> <td style="text-align: right;">594 877</td> <td style="text-align: right;">8.00%</td> </tr> </table> <p>SUB TOTAL DE COSTOS INDIRECTOS : 4 562 706</p> <p>TOTAL DE COSTOS SIN I.G.V. : 11 998 667</p> <p>LONGITUD DE LINEA EN KM 73.27</p> <p>COSTO EN DOLARES POR KILOMETRO (SINIGV) : 163 760</p> <p>I. G. V. : 2 279 747</p> <p>TOTAL CON I.G.V. : 14 278 414</p> <p>LONGITUD DE LINEA EN KM 73.27</p> <p>COSTO EN DOLARES POR KILOMETRO (CONIGV) : 194 874</p>	- SERVIDUMBRE	219 801	2.96%	- ESTUDIO DE INGENIERIA	148 719	2.00%	- SUPERVISION	371 798	5.00%	- ADMINISTRACION	1 189 764	16.00%	- GASTOS FINANCIEROS	1 264 113	17.00%	- GASTOS GENERALES	773 644	10.40%	- UTILIDADES	594 877	8.00%
- SERVIDUMBRE	180 517	2.55%																																									
- ESTUDIO DE INGENIERIA	141 390	2.00%																																									
- SUPERVISION	353 476	5.00%																																									
- ADMINISTRACION	212 086	3.00%																																									
- GASTOS FINANCIEROS	494 866	7.00%																																									
- GASTOS GENERALES	1 696 684	24.00%																																									
- UTILIDADES	565 561	8.00%																																									
- SERVIDUMBRE	219 801	2.96%																																									
- ESTUDIO DE INGENIERIA	148 719	2.00%																																									
- SUPERVISION	371 798	5.00%																																									
- ADMINISTRACION	1 189 764	16.00%																																									
- GASTOS FINANCIEROS	1 264 113	17.00%																																									
- GASTOS GENERALES	773 644	10.40%																																									
- UTILIDADES	594 877	8.00%																																									

PORCENTAJES DE PARTICIPACION DE LOS DIFERENTES ITEM QUE CONFORMAN EL PRESUPUESTO

DESCRIPCION	US\$	%
MATERIALES		
- Conductor y accesorios	1 574 800	21.19%
- Soportes	1 834 612	26.03%
- Cable de guarda y accesorios	79 974	1.08%
- Cadena de aisladores y accesorios	366 758	4.94%
- Repuestos	195 264	2.63%
- Varios	11 926	0.16%
SUB - TOTAL	4 163 334	56.02%
MANO DE OBRA		
- Armado de soportes	909 470	12.24%
- Tendido de conductores	789 355	10.62%
- Obras Civiles en la linea	1 297 128	17.49%
- Caminos de accesos	77 877	1.05%
- Varios	78 019	1.05%
SUB - TOTAL	3 151 849	42.41%
TRANSPORTE	100 451	1.35%
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	15 780	0.21%
TOTAL	7 431 413	100.00%

PORCENTAJES DE PARTICIPACION DE LOS DIFERENTES ITEM QUE CONFORMAN EL PRESUPUESTO

DESCRIPCION	US\$	%
MATERIALES		
- Conductor y accesorios	998 852	23.21%
- Soportes	984 044	22.86%
- Cable de guarda y accesorios	38 355	0.89%
- Cadena de aisladores y accesorios	233 229	5.42%
- Repuestos	112 205	2.81%
- Varios	11 346	0.28%
SUB - TOTAL	2 378 031	55.25%
MANO DE OBRA		
- Armado de soportes	194 928	4.53%
- Tendido de conductores	566 550	13.16%
- Obras Civiles en la linea	1 027 343	23.87%
- Caminos de accesos	35 609	0.83%
- Varios	33 554	0.78%
SUB - TOTAL	1 858 015	43.17%
TRANSPORTE	58 708	1.36%
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	9 579	0.22%
TOTAL	4 304 334	100.00%

LLEVADO A 73.27 KM

ANEXO E

ITEM	ACTIVIDADES	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO FOB (M.E.)		FLETE Y SEGURO (M.E.)		ARANC. Y GO. DE ADUANA (M.E.)		SUB-TOTAL (M.E.)		SUB-TOTAL (M.E.)		SUMINISTROS NACIONALES (M.N.)		FLETE DE SUMINISTROS A OBRA (M.N.)		OBRAS CIVILES (M.N.)		OBRAS CIVILES Y MONTAJE ELECTROMEC. (M.N.)		SUB-TOTAL (M.E.)		TOTAL (M.E.)		TOTAL GENERAL (M.E.)			
				UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)	UNITARIO (US\$)	TOTAL (US\$)
I Parte Civil en la Línea de Transmisión																													
1.0	Movilización y Desmovilización	u																											
2.0	Obras Provisionales	u																											
2.1	Instalación de Campamentos y Almacenes	u																											
2.2	Mantenimiento y Operación	u																											
3.0	Obras Preliminares	u																											
3.1	Replanteo Topográfico de la ruta de la Línea	km																											
3.2	Estudio Geotécnico	Punto																											
3.3	Gestión de Servidumbre (de acuerdo a Norma MEM/DEP-512)	km																											
3.4	Estudio de Impacto Ambiental (Incluye Supervisión del I.N.C.)	Ha																											
4.0	Caminos de Acceso en terreno normal	km																											
4.1	Caminos de acceso carrozable en terreno plano	km																											
4.2	Caminos de acceso carrozable en terreno ondulado	km																											
4.3	Caminos de acceso carrozable en terreno accidentado	km																											
5.0	Excavaciones y Rellenos	m ³																											
5.1	Excavaciones	m ³																											
5.1.1	Excavación para fundaciones de torres	m ³																											
5.1.1.1	Excavación en suelo tipo I (Terreno Suelto)	m ³																											
5.1.1.2	Excavación en suelo tipo II (Terreno Conglomerado)	m ³																											
5.1.1.3	Excavación en suelo tipo III (Terreno en roca fracturada)	m ³																											
5.1.1.4	Excavación en suelo tipo IV (Terreno Rocoso)	m ³																											
5.1.2	Excavación de zanja para puesta a tierra	m ³																											
5.1.2.1	Excavación en suelo con agua	m ³																											
5.2	Rellenos	m ³																											
5.2.1	Relleno con material propio	m ³																											
5.2.2	Relleno con material de préstamo	m ³																											
5.3	Eliminación	m ³																											
5.3.1	Eliminación de material excedente a 5 km	m ³																											
5.4	Encofrado, desencofrado, concreto y acero	m ³																											
5.4.1	Encofrado y desencofrado	m ²																											
5.4.2	Concreto para solados	m ³																											
5.4.3	Concreto Fc= 210 kg / mm ³ para fundaciones	m ³																											
5.4.4	Acero de refuerzo fy= 4 200 kg / cm ²	kg																											
SUB - TOTAL PARTE I																													
II Parte Electromecánica en la Línea de Transmisión																													
1.1	Tipo 3C	U																											
1.2	Tipo A3C	U																											
1.3	Tipo A3C	U																											
1.4	Tipo A4C	U																											
1.5	Tipo T3C	U																											
2.0	Cadenas de Aisladores	Junjo																											
2.1	Polímero Suspensión Line Poste (incluyen accesorios)	Junjo																											
2.2	Polímero Anclaje (incluyen accesorios)	m ²																											
3.0	CONDUCTOR ACTIVO	km																											
3.1	Conductor AAAC de 500 mm ²	km																											
4.0	ACCESORIOS DEL CONDUCTOR ACTIVO	U																											
4.1	Varillas de Armar	U																											
4.2	Juntas de Empalme	U																											
4.3	Manguitos de Reparación	U																											
5.0	PUESTA A TIERRA	km																											
5.1	Medición de resistividad y resistencia de P.A.T.	km																											
5.2	Contrapesos radiales de copperweld N° 2 AWG	kg																											
5.3	Jabalinas y conectores de copperweld	kg																											
6.0	REPUESTOS	%																											
7.0	INSPECCION DE LA LINEA CONSTRUIDA	u																											
8.0	INGENIERIA DE DETALLE	u																											
9.0	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	u																											
10.0	OPERACION EXPERIMENTAL	u																											
SUB TOTAL PARTE II																													
TOTAL COSTO DIRECTO																													

Campamentos :

Línea cuya longitud es < 50 km	1	Campamento
Línea cuya longitud es > 50 km y < 90 km	1.5	Campamentos
Línea cuya longitud es > 90 km y < 130 km	2	Campamentos
Línea cuya longitud es > 130 km	3	Campamentos
N° de Calicatas cada	5	km

Gestión de Servidumbre :

Costa	Urbana	No se considera	de la longitud de la Línea
Rural	Cultivado	30%	de la longitud de la Línea
	Enlazo	70%	de la longitud de la Línea
Sierra	Urbana	No se considera	de la longitud de la Línea
Rural	Cultivado	20%	de la longitud de la Línea
	Enlazo	80%	de la longitud de la Línea
Selva	Cultivado	100%	de la longitud de la Línea

Costo por kilómetro de Servidumbre (Terrenos)

COSTA	Pr predominantemente enlazo	\$ / km	200.00
SIERRA	Pr predominantemente cultivado	\$ / km	3.000.00
SILVA	Pr predominantemente enlazo	\$ / km	500.00
SILVA	Pr predominantemente cultivado	\$ / km	1.500.00

Limpieza de Faja de Servidumbre

Tensión (KV)	Ancho (m)
33	11
60	16
138	20
220	25

Costa: Urbana No se considera
Rural, alturas menores a 3 500 msnm 12% de la longitud de la línea
Rural, alturas mayores a 3 500 msnm 6% de la longitud de la línea
Selva: Urbana No se considera
Rural, alturas menores a 3 500 msnm 12% de la longitud de la línea
Rural, alturas mayores a 3 500 msnm 6% de la longitud de la línea
Selva: Urbana No se considera
Rural, alturas menores a 3 500 msnm 12% de la longitud de la línea
Rural, alturas mayores a 3 500 msnm 6% de la longitud de la línea

Pilas Desovilladas

Tipo de Estructura	Cantidad	Peso de cable estructura	Peso total por estruct.	Peso de cable estructura	Peso total por estruct.	Costo Unitario	Costo Total	Flote	Margen
S/C	43	2.180	93.740	71.008	30.732	27.15	808.18	55.23	1.384.66
A 2 C	16	4.438	71.008	105.936	44.940	24.718.40	109.96	71.17	1.781.82
A 3 C	12	8.828	105.936	40.940	38.659.200	127.68	1.522.52		
A 4 C	1	5.710	5.710						
T 2 C	4	10.235	40.940						
TOTAL	76		317.33						

Accesorios del Conductor Activo

Cantidad	Aisladores tipo Line Post	Aisladores tipo Suspensión	Varillas de Armar	Juntas de Empalme	Manguitos de Reparación	Amortig	Conductor Copperweld	Jabalinas en Copperweld
S/C	43	258						

ANEXO F

Costos civiles del módulo de una línea de transmisión [9]

DOBLE TERNA - POSTES METALICOS - ZONA URBANA - 250 MW - 500 mm² A A A C

FUNDACIÓN

TIPO	CANTIDAD	EXCAVACION (m ³)		RELLENO (m ³)		CONCRETO (m ³)		ACERO (kg)	
		Unitario	Total	Unitario	Total	Unitario	Total	Unitario	Total
S	43	6.37	273.91			6.37	273.91	40.00	1,720.00
A2	16	15.46	247.36	6.32		9.15	146.40	305.00	4,880.00
A3	12	38.15	457.80	23.41	280.92	14.74	176.88	530.00	6,360.00
A4	1	38.73	38.73	23.84	23.84	14.88	14.88	520.00	520.00
T2	4	47.30	189.20	28.52	114.08	18.79	75.16	680.00	2,720.00
	76		1,207.00		418.84		687.23		16,200.00

0.00 (Exc. Terreno Conglomerado) (Concreto Fc210 fundaciones) (Acero refuerzo)

Eliminación = 985.20 m³ (EXCAVACION - RELLENO)

(Elim. Mat. Excedente 5 km)

Relleno Total = 0.00 + 418.84 = 418.84 (Relleno Mat Propio)

ANEXO G

Características Generales del equipamiento [9]

220 kV	BIL	V MÁX (kV)	I LÍNEA (A)	I cc (kA)	Pararrayos (kV/kA)
COSTA Y SELVA HASTA 1000 m.s.n.m.	950	245	1250	31.5	198/10
SIERRA ENTRE 1000 y 2500 m.s.n.m.	1050	245	1250	31.5	198/10
SIERRA ENTRE 2500 y 4000 m.s.n.m.	1175	245	1250	31.5	198/10
SIERRA MAYOR QUE 4000 m.s.n.m.	1300	245	1250	31.5	198/10

138 kV	BIL	V MÁX (kV)	I LÍNEA (A)	I cc (kA)	Pararrayos (kV/kA)
COSTA Y SELVA HASTA 1000 m.s.n.m.	5550	145	800	25	198/10
SIERRA ENTRE 1000 y 2500 m.s.n.m.	650	145	800	25	198/10
SIERRA ENTRE 2500 y 4000 m.s.n.m.	750	145	800	25	198/10

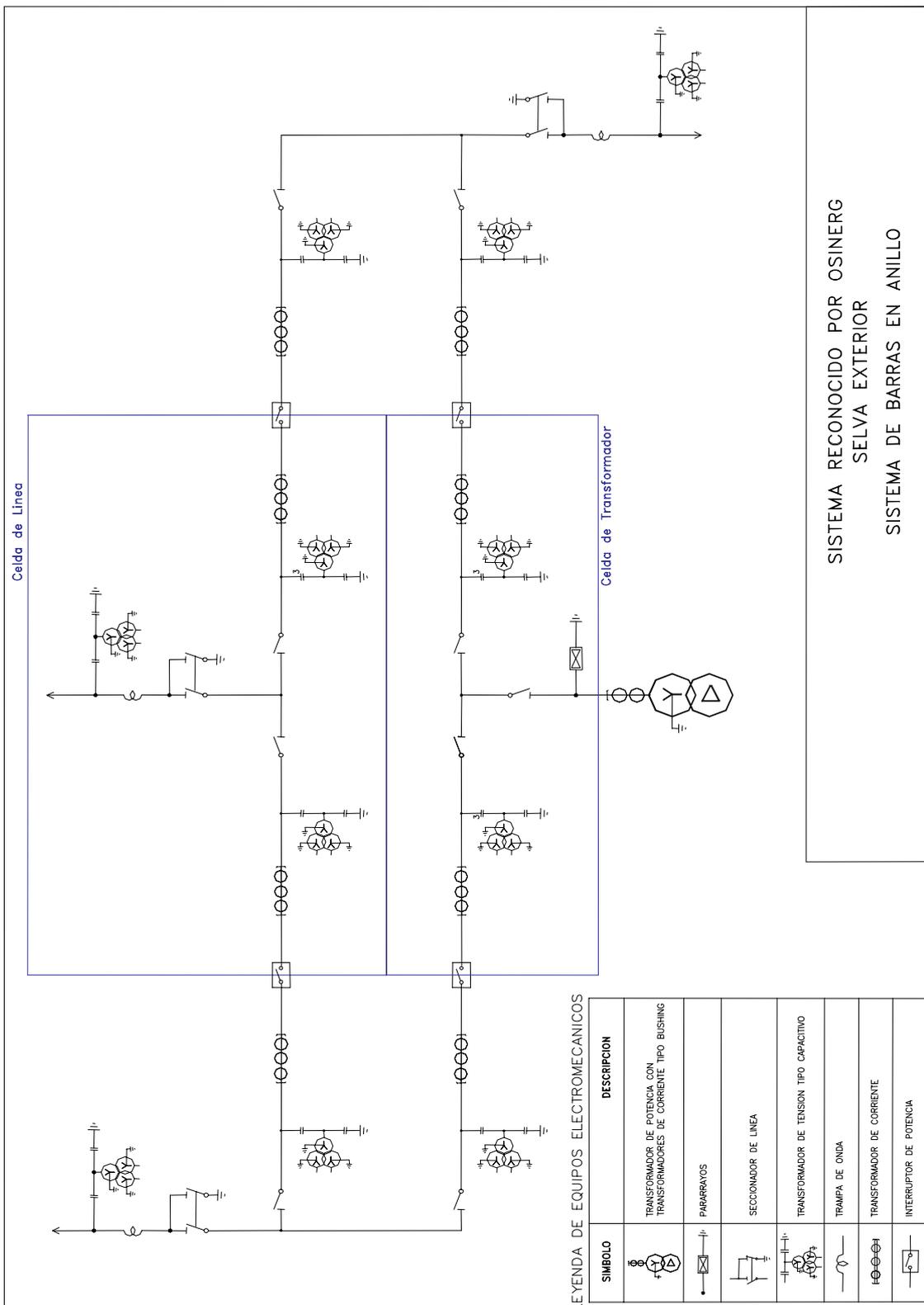
60 kV	BIL	V MÁX (kV)	I LÍNEA (A)	I cc (kA)	Pararrayos (kV/kA)
COSTA Y SELVA HASTA 1000 m.s.n.m.	325	72.5	800	20	60/10
SIERRA ENTRE 1000 y 4000 m.s.n.m.	450	72.5	800	20	60/10

33 kV	BIL	V MÁX (kV)	I LÍNEA (A)	I cc (kA)	Pararrayos (kV/kA)
COSTA Y SELVA HASTA 1000 m.s.n.m.	170	36	630	20	30/10
SIERRA ENTRE 1000 y 4000 m.s.n.m.	250	36	630	20	30/10

33 kV	BIL	V MÁX (kV)	I LÍNEA (A)	I cc (kA)	Pararrayos (kV/kA)
COSTA Y SELVA HASTA 1000 m.s.n.m.	125	27	630	12	21/10
SIERRA ENTRE 1000 y 2500 m.s.n.m.	150	27	630	12	21/10
SIERRA MAYOR QUE 2500 m.s.n.m.	170	27	630	12	21/10

ANEXO H

Módulo del sistema de barras en anillo utilizado por Osinerg [9]



BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento – Ministerio de Energía y Minas – 1992.
- [2] Eliana María Cura Capurro – Tesis: Tarificación de Sistemas de Transmisión Eléctrica- Evaluación de Metodologías de asignación de cargos complementarios – 1998 – Pontificia Universidad Católica de Chile
- [3] Gilberto Enríquez Harper – Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas
- [4] Situación Tarifaria en el Sector Eléctrico Peruano – 1998 – Comisión de Tarifas Eléctricas
- [5] Cesel Ingenieros - Estudio del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema de Transmisión – Enero 1999
- [6] Curso: Regulación y Economía del Transporte de Energía Eléctrica CREG ALURE - Noviembre de 1999 - Universidad Católica de Chile.
- [7] Hugh Rudnick – Remuneración de la Red – Noviembre 1999
- [8] Información del sistema de transmisión presentada a Osinerg Tarifas y fiscalización acerca de las líneas de transmisión, subestaciones, sistema de medición, protección mantenimiento y diagramas unifilares 2001. <http://www2.osinerg.gob.pe/gart.htm>
- [9] Cesel Ingenieros - Informe: Valorización estándar de los sistemas de Transmisión – Febrero 2001

- [10] Cenergía - Estudio del VNR y Costos de Operación y Mantenimiento de las Líneas de Transmisión Secundaria y Subestaciones de Potencia – Abril de 2001
- [11] Tomás Fahrenkrog, Rodrigo Palma, Juan Pérez – Tarificación de los Sistemas de Transmisión Eléctrica – 2001
- [12] R. Cevallos, M. Vignolo, A. Piría – La Regulación de la Transmisión “Régimen Tarifario de Transmisión” – 2001 – Instituto e Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería Uruguay
- [13] Anuario Estadístico del Ministerio de Energía y Minas - 2002.
- [14] Ángel Parra Paz Informe - Valorización estándar de los sistemas de Transmisión – Mayo 2002
- [15] Alexander Gatelovic - Estudio acerca de la Transmisión y la “Ley Corta” – Diciembre 2002 – Centro de Economía Aplicada de Chile
- [16] Cristián Marcelo Muñoz M. - Tarificación y expansión del sistema de transmisión bajo la Ley 19.940 (Ley Corta) – Mayo 2003 - Pontificia Universidad Católica de Chile
- [17] Resolución de Consejo Directivo Osinerg N° 001-2003: Procedimiento para fijación de Precios Regulados
- [18] Proceso de Regulación Tarifaria de los Sistemas Secundarios de Transmisión Correspondiente al Año 2003 publicada en la página web de Osinerg.
- [19] Informe Osinerg 65-2003: “Aspectos Regulatorios de la Transmisión”.
- [20] Norma DGE N° 022-EM/DGE “Especificaciones Técnicas para las Obras Civiles y el Montaje Electromecánico de Líneas de Transmisión para Electrificación Rural”.

- [21] Norma DGE N° 021-EM/DGE “Especificaciones Técnicas de Montaje Electromecánico de Subestaciones para Electrificación Rural”.
- [22] Norma DGE N° 028-EM/DGE “Especificaciones Técnicas para el Suministro de Materiales y Equipos de Líneas de Transmisión para Electrificación Rural”
- [23] Informe final de la “Revisión del Marco Regulatorio de Transmisión”
Proyectos especiales Pacífico – Junio 2003
- [24] Stanford Energy Modeling forum <http://www.stanford.edu/group/EMF/home>
- [25] Ley 19.940 “Ley de servicios eléctricos” (Ley Corta)– Enero de 2004 – Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción - Chile.
- [26] Primer Proceso de Tarificación Troncal– Junio de 2004 – Comisión Nacional de Energía - Chile.
http://www.cne.cl/electricidad/f_proceso.html
- [27] Taller Sobre la Planificación de la Expansión de la Transmisión – Junio de 2004 – Ministerio de Energía y Minas.
- [28] Examen técnico de estudios y diseños del sistema de transmisión de Eteselva SRL – J. Yanque, M-Haro, W. Sánchez, P. Bracamonte
- [29] Proceso de Regulación Tarifaria de los Sistemas Secundarios de Transmisión del Año 2005 publicada en la página web de Osinerg
- [30] Catálogos varios de empresas suministradoras de Equipos de Alta y Media tensión: ABB, Alstom, Sural e Indeco.
-