

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD) PARA UNA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCION DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO.

CESAR CARLOS BONILLA GANCINO

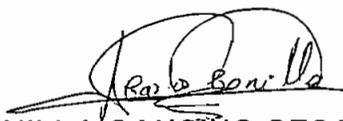
DIRECTOR: ING. MILTON TOAPANTA

QUITO, JULIO DEL 2005

DECLARACIÓN

Yo, CÉSAR CARLOS BONILLA GANCINO, declaro bajo juramento que el presente trabajo desarrollado es de mi autoría, el cual no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional. Por otra parte es importante manifestar que el desarrollo del mismo he realizado bajo consultas bibliográficas que se incluyen en el documento.

A través del presente documento, cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según la Ley de Propiedad intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.



BONILLA GANCINO CESAR CARLOS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por CESAR CARLOS BONILLA GANCINO, bajo mi supervisión

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'M. Toapanta', is written over a horizontal line that extends to the right.

Ing. Milton Toapanta
Director del Proyecto

DEDICATORIA

Ahora que he llegado a la culminación de mi anhelado sueño, y , a un paso de la culminación de mi carrera profesional, este proyecto de titulación lo dedico a mis abnegados padres, Jorge y Laura, quienes con su esfuerzo y sacrificio, han sido portadores de su carisma, paciencia y apoyo desinteresado para que mi sueño se haga realidad.

De igual forma, el presente trabajo esta dedicado a todos mis hermanos en especial, a Mirian, por su gentil colaboración y aliento brindado, para no desmayar en mi objetivo planteado de ser un profesional.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente agradezco a Dios, y como autor de este proyecto de titulación expresar mi agradecimiento más sincero al Ing. Milton Toapanta, por su valiosa colaboración en la preparación y supervisión de este documento escrito, como también por su gesto de apoyo incondicional y desinteresado que ha proporcionado a mi persona. A si mismo a todas las personas de la Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO.S.A, por su colaboración en la recopilación de los datos necesarios para la realización del presente documento.

Por otra parte, manifiesto un agradecimiento muy profundo a todos los profesores de la Escuela Politécnica Nacional, por su dedicada labor en la formación de profesionales en su respectiva carrera, igualmente a mis compañeros con quienes se compartió un intercambio de conocimientos e ideas en nuestra formación profesional, finalmente agradezco de todo corazón a mi querida familia.

INDICE GENERAL

Ítem	Contenido	Pág.
Resumen Ejecutivo		I
Introducción		II
Objetivo		II
Alcance		II
CAPITULO 1		
1.	Generalidades del Valor Agregado de Distribución	1
1.1	Recopilación de antecedentes	4
1.1.1	Presentación	4
1.2	Datos de la Empresa Eléctrica Cotopaxi	4
CAPITULO 2		
2	Fundamento Teórico de la metodología utilizada para el cálculo del VAD y su respectiva descripción.	5
2.1	Introducción	5
2.2	Determinación de costos por niveles	6
2.3	Estructura de costos	8
2.4	Valor Agregado de Distribución (VAD)	14
2.5	Variables para el cálculo del VAD	14
2.5.1	Variables de Entorno	14
2.5.2	Variables Propias de la Empresa	19
2.5.3	Cálculo de anualidades y redistribución de Anualidades	27
2.5.4	Validación de costos de Operación y Mantenimiento	30
2.5.5	Cálculo de redistribución de costos de Operación y Mantenimiento	30

2.6	Validación de la Información Física de ELEPCO.S.A	33
2.6.1	Memoria Técnica	33
2.6.2	Balance Físico	33
2.6.3	Pérdidas	35
2.6.4	Cálculo de Valoración de Pérdidas en Dinero	38
2.7	Método1: Matriz de Transacciones y costos unitarios	41
2.8	Cálculo del VAD y Tarifa Media	66
2.8.1	Cálculo de Balance de Ingresos y Egresos	68
2.9	Método 2: Factores de Expansión de Pérdidas	69
2.9.1	Cálculo de Energía y Potencia y factores de expansión de pérdidas de potencia y energía	70
2.9.2	Cálculo de Costo Propio de Potencia	77
2.9.3	Cálculo de Costo Propio de Potencia Referido a Energía	78
2.9.4	Cálculo de Costo Acumulado de Potencia	80
2.9.5	Cálculo de Costo Real de Potencia por Etapa Funcional	82
2.9.6	Cálculo de Peajes por Etapa Funcional	84
2.9.7	Cálculo de Potencia Referido a Energía	86
2.9.8	Cálculo de Costos de Energía afectados por los FEPE	88
2.9.9	Reconocimiento por Pérdidas de Energía de Grandes Consumidores	89
2.9.10	Cálculo de Costos de Comercialización	91
2.9.11	Costo Total Referido a Energía	93
2.9.12	Cálculo de Ingresos y Precios Medios en cada Nivel de Tensión	94
 CAPITULO 3		
3	Análisis general del VAD de otros países de la región	100
3.1	Descripción.	100

3.2	Perú	101
3.2.1	Introducción	101
3.2.2	Antecedentes	101
3.2.3	Proceso de Regulación	101
3.2.4	Cálculo del VAD y Cargos Fijos	102
3.3	Chile	116
3.3.1	Cálculo del VAD	116
3.3.2	Componentes del VAD	119
3.3.3	Procedimiento de Cálculo	124
3.3.4	Características de la Empresa Modelo	125
3.3.5	Valorización de Instalaciones	127
3.3.6	Valores Agregados Resultantes	127
3.3.7	Resumen de Valores Agregados	130
3.4	Colombia	131
3.4.1	Estructura Tarifaria	133
3.4.2	Estructura Tarifaria de Distribución	134
3.4.3	Composición de costos por Prestación de Servicios	134
3.4.4	Pasos para la determinación de los cargos por el uso del Sistema de Distribución	136
3.4.5	Inventario y Valoración de Activos	138
3.4.6	Vidas útiles	139
3.4.7	Costos de Operación Administración y Mantenimiento	139
3.4.8	Modelación de la Red de Distribución	140

CAPITULO 4

4.1	Conclusiones y Recomendaciones	144
-----	--------------------------------	-----

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

RESUMEN EJECUTIVO

Para conocimiento del lector el presente trabajo está distribuido en cuatro capítulos de la siguiente manera:

En el primer capítulo se describe la generalidad del VAD y una recopilación de antecedentes que la empresa en cuestión ha proporcionado para el estudio del cálculo del Valor Agregado de Distribución.

En el segundo capítulo se describe el fundamento teórico de la metodología de Cálculo del Valor Agregado de Distribución, para su análisis y con el propósito de dar cumplimiento a lo establecido por la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, se ha partido del Reglamento de Tarifas Eléctricas según el artículo 10 del mismo. En donde el CONELEC Organismo encargado de la aprobación del estudio técnico-económico y los resultados del cálculo del Valor Agregado de Distribución, pone en consideración que estos resultados deben ajustarse a los Valores del Valor Agregado de Distribución de una Empresa de Referencia, según lo dispuesto en el artículo 56 de la Ley, hasta el último día laborable del mes de mayo.

Por otro lado según la normatividad y la metodología de cálculo implementada actualmente por la Dirección de Tarifas del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, el cálculo del Valor Agregado de distribución se desarrolla a partir de una clasificación detallada, tanto de la identificación de las diferentes etapas del proceso de distribución, como de los parámetros o variables tanto de entorno como propias de la empresa consideradas en la metodología de cálculo. Estas etapas y variables sobre las cuales las empresas se fundamentan para la elaboración de sus estudios se describen en forma amplia en este capítulo.

Seguidamente en el capítulo 3 se describe en forma resumida un análisis general del VAD de otros países de la región como por ejemplo, (Perú, Chile y Colombia), análisis que ha permitido observar una semejanza de la forma de

calcular el VAD con respecto a nuestro país, puesto que parten de los mismos conceptos y variables citadas para el cálculo del VAD ecuatoriano. La única diferencia en el análisis es con respecto a Colombia, ya que este incorpora la participación de un nuevo agente que es el comercializador, cuya actividad principal es la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y la venta a los usuarios finales, regulados y no regulados (sobre 500 KW), pudiendo desarrollar su actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector, con excepción de la transmisión.

Finalmente en el capítulo 4, titulado "conclusiones y recomendaciones" se expone criterios de mi autoría como también puntos mas importantes sobre el desarrollo del trabajo realizado en dirección del Ing. Milton Toapanta Director de tesis.

INTRODUCCIÓN:

Con la finalidad de justificar lo establecido por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se pone en manifiesto el presente estudio, el mismo que representa la metodología para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD) para el sistema eléctrico de una determinada Empresa de distribución.

Para el desarrollo del presente estudio se debe tomar en cuenta las disposiciones señaladas en el Reglamento para la fijación de Tarifas al consumidor, elaborado por el CONELEC.

OBJETIVO:

El objetivo del presente trabajo, es determinar el Valor Agregado de Distribución de la Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A, tomando en cuenta los estudios técnicos ejecutados por la Dirección de Planificación de la misma, los Balances Económicos, Financieros, entre otros datos.

El resultado del VAD que se obtenga, deberá ser comparado con el que presenta el CONELEC para verificar su validez, puesto que este término representa el costo por unidad de potencia necesario para prestar el servicio de distribución eléctrica, desde la barra de media tensión hasta el punto de acometida respectiva.

Se propone describir en forma clara y concisa la metodología utilizada para la determinación del Valor Agregado de Distribución.

ALCANCE:

En base al Reglamento de Tarifas eléctricas, se pretende especificar la metodología empleada actualmente por el departamento de planificación del CONELEC para la determinación del VAD, a partir de los programas cuatrienales de inversión preparados por las empresas distribuidoras, en este caso de la Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO.S.A.,.

CAPITULO 1

1. GENERALIDADES DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

El Valor Agregado de Distribución es, básicamente, un costo medio que incorpora todos los costos de inversión y funcionamiento de una empresa eficiente.

Es facultad del Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, en conformidad con el artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, preparar y proponer para su aprobación y expedición por parte del Presidente de la República, los Reglamentos Especiales que se requieran para la aplicación de esta Ley.

A partir del **artículo 56**, especificado bajo esta ley, se dice que el Valor Agregado de Distribución corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa eficiente.

Por otro lado, en el reglamento de Tarifas se emiten los siguientes artículos que son de utilidad para el desarrollo del estudio, entre ellos se mencionan:

Art. 2.- Jerarquía del Reglamento.- Las normas de este Reglamento prevalecerán sobre cualquier otra disposición de igual o menor jerarquía.

Art. 3.- Definiciones.- Los términos señalados a continuación tendrán los siguientes significados, se destaca los más importantes:

Consumidor: Persona natural o jurídica que recibe el servicio eléctrico debidamente autorizado por el Generador o Distribuidor, dentro del área de concesión. Incluye al Consumidor Final y al Gran Consumidor.

Costo de Capacidad: Valor correspondiente a los costos fijos de generación, transmisión y distribución.

Costo Normalizado: Costos uniformes aplicables a todos los Distribuidores del país, aplicables a la valoración de las Unidades de Propiedad Estándar, para condiciones de diseño técnico similares.

Unidades de Propiedad Estándar: Es el conjunto de equipos y materiales de una parte de la instalación del Distribuidor, que han sido instaladas obedeciendo normas de diseño y construcción, y constituye un elemento representativo de una empresa tipo, para la prestación de una función específica en el sistema. Ejemplo: kilómetro de red de media tensión, centro de transformación de distribución, etc.

Precios de Referencia: Precios homologados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para la valoración de las Unidades de Propiedad Estándar

Art. 4.- Sujetos de Aplicación.- Son sujetos de aplicación del presente Reglamento todas las personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades referidas en el artículo 3 de la Ley, aquellas dedicadas a la importación y exportación de energía eléctrica y los consumidores o usuarios del servicio.

De acuerdo al Reglamento de Tarifas, el Valor Agregado de Distribución (VAD), se define como una componente del Pliego Tarifario, sujeto al **artículo 10** de dicho Reglamento, donde manifiesta que:

El Valor Agregado de Distribución (VAD) será obtenido para los niveles de subtransmisión, media tensión y baja tensión y su costo, en cada uno de ellos, tiene los componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización.

El estudio técnico-económico respectivo con los resultados del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) será presentado por cada distribuidor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año; estos resultados deberán ajustarse a los valores del Valor Agregado de Distribución (VAD) de una empresa eficiente, según lo dispuesto en el artículo 56 de la Ley.

A partir de la emisión de este Reglamento, los bienes e instalaciones financiados con fondos del Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal, FERUM, no serán considerados en la valoración del Valor Agregado de Distribución (VAD).

Art. 11.- Auditorias Técnicas.- Cuando el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, lo solicite, los Distribuidores están obligados a contratar auditorias técnicas independientes para evaluar los costos del Valor Agregado de Distribución (VAD). Los informes de tales auditorias serán entregados al CONELEC y al distribuidor.

Puesto que una de las funciones de las finanzas corporativas es el de poder medir de manera adecuada el comportamiento de cada una de las variables que afectan el valor de una empresa o proyecto. La metodología del VAD se ha convertido en una herramienta muy útil para las empresas eléctricas que quieran saber si la rentabilidad que genera su operación económica es suficiente para cubrir todas sus obligaciones, principalmente la que tiene con sus socios o accionistas.

Básicamente dentro del sistema de distribución el cálculo del VAD, va de acuerdo con el objetivo que tiene cada empresa el de tener una rentabilidad, a consecuencia de sufrir un riesgo, el cual implica factores como: mala gerencia, pérdidas no técnicas, etc.

Para que una empresa en general sea lo suficientemente eficiente, ésta tiene que generar una rentabilidad que supere el costo de los recursos necesarios para poner en funcionamiento, con una tasa de descuento adecuada, y a la vez brinde un servicio de calidad al cliente.

Para el cálculo del VAD, se partirá del análisis de variables tanto de entorno o exógenas a la empresa, como de variables propias de la misma, cabe destacar que algunas de las variables exógenas como son: Precio Referencial de Generación (PRG), Tarifa de Transmisión entre otras no intervienen en el cálculo del VAD, si no mas bien en el cálculo de la Tarifa a usuario final.

En el capítulo 2 se detallara todas las variables que se emplean en el cálculo del VAD.

1.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

1.1 .1 PRESENTACION

La presente información estadística se remite a datos correspondientes al año 2004, considerando que los datos del año 2005 se encuentran en estudio, en la cual, se hace notorio las variables utilizadas frecuentemente por las empresas distribuidoras de energía eléctrica como son:

- Disponibilidad de potencia y energía en cada etapa.
- Perdidas de potencia y energía por etapa funcional
- Número total de consumidores
- Energía vendida a los usuarios
- Valor facturado a los consumidores
- Precios medios de venta a clientes finales
- Principales datos de las empresas distribuidoras

1.2 DATOS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI ELEPCO S.A.

Los datos que se presentan en el **anexo 1**, son resultados proporcionados por la empresa en estudio, los mismos que se presentan en forma resumida, como también desglosada correspondientes al año 2003 y 2004.

CAPITULO 2

2. FUNDAMENTO TEÓRICO DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA PARA EL CÁLCULO DEL VAD Y SU RESPECTIVA DESCRIPCIÓN

2.1 INTRODUCCION.

La distribución de energía eléctrica en el Ecuador, opera bajo un esquema de "Mercado Regulado" lo cual conduce a que se establezcan precios regulados aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, para cada una de las empresas existentes.

Para cumplir con el propósito las Empresas Eléctricas de Distribución tienen la obligación de presentar su información y estudio del Valor Agregado de Distribución, VAD, hasta el ultimo día laborable del mes de Mayo, plazo a partir del cual la Dirección de Tarifas del CONELEC, inicia el procesamiento, validación y obtención de resultados a nivel nacional y para cada una de las Empresas.

Estos resultados deben ser presentados al Directorio del Consejo Nacional de Electricidad para su evaluación y aprobación, los mismos que serán publicados y entrarán en vigencia a partir de Noviembre del año en que se realicen los estudios.

Durante este periodo se corrige los errores e inconsistencias de la información suministrada por las Empresas Distribuidoras, con la finalidad de obtener resultados reales.

La denominada Tarifa Regulada, esta representada por:

$$T = P_{RG} + T_T + VAD$$

Donde:

P_{RG} . Es el Precio Referencial de Generación

T_T . Representa la Tarifa de Transmisión.

VAD . Representa el Valor Agregado de Distribución.

En base a este análisis, la aplicación del método para la determinación del VAD consiste en:

Identificar las diferentes etapas del proceso de distribución, sean estas: alta tensión a nivel de (69KV), media tensión a nivel de (13.8KV), transformadores de distribución y baja tensión a nivel de 240/220/127/120 V.

Agrupar a los activos homogéneos que posee las Empresas distribuidoras, y calcular el valor de reemplazo de los mismos sobre la base de costos unitarios del mercado, considerando tanto los costos directos como los indirectos.

Calcular los cargos mensuales, utilizando la denominada tasa de descuento y vida útil, incluyendo las pérdidas entre el nodo de distribución y el punto de suministro.

Tomar en cuenta que en la tasa de descuento se involucra los términos de depreciación y rentabilidad.

Establecer las capacidades óptimas de las redes de distribución como el cociente entre la capacidad ideal de los transformadores y los factores de simultaneidad o coincidencia de acuerdo a la demanda requerida en sus límites de carga.

2.2 DETERMINACION DE COSTOS POR NIVELES

Los costos para cada nivel de tensión por etapas funcionales se detallan de la siguiente manera:

a. Generación.

Esta definido por el Precio Referencial de Generación (PRG), llamado también precio de generación cuatrienal el cual es calculado por el CENACE y aprobado por el CONELEC, considerando los siguientes componentes:

- Componente de Energía.
- Componente de Capacidad.

b. Transmisión.

Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.

Los costos de inversión provendrán del programa de expansión optimizada del sistema, para un periodo de diez años, cuyo estudio será preparado por el Transmisor, en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE y aprobado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

La tarifa será la anualidad de los costos medios de inversión para una vida útil de treinta años y la tasa de descuento aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento serán calculados por el transmisor y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Los estudios con el cálculo de los costos medios de transmisión serán entregados por el transmisor al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC para su aprobación, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año, para

que este pueda fijar las tarifas de transmisión.

c. Valor Agregado de Distribución.

➤ Alta Tensión.

- Líneas de Subtransmisión.
- Subestaciones de Subtransmisión.

➤ Media Tensión

- Primarios de distribución

➤ Baja Tensión

- Transformadores de distribución.
- Redes secundarias
- Acometidas

➤ Alumbrado Público

2.3 ESTRUCTURA DE COSTOS

A partir del artículo 6 del capítulo II de reglamento de tarifas eléctricas, se especifica los costos atribuibles al servicio, en especial para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, según el literal a,b,c,d y e del **Artículo 10**, los mismos que especifican los costos relacionados con los bienes destinados a la distribución de energía, incluyendo el suministro de materiales y equipos, montaje, operación y mantenimiento.

Art. 10.- Valor Agregado de Distribución (VAD).- El Valor Agregado de Distribución (VAD) será obtenido para los niveles de subtransmisión, media tensión y baja tensión y su costo, en cada uno de ellos, tiene los componentes de costo de capacidad, administración, pérdidas y comercialización.

El estudio técnico-económico respectivo con los resultados del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) será presentado por cada distribuidor al

Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, hasta el último día laborable del mes de mayo de cada año; estos resultados deberán ajustarse a los valores del Valor Agregado de Distribución (VAD) para la empresa de referencia, según lo dispuesto en el artículo 56 de la Ley.

A partir de la emisión de este Reglamento, los bienes e instalaciones financiados con fondos del Fondo de Electrificación Rural Urbano Marginal, FERUM, no serán considerados en la valoración del Valor Agregado de Distribución (VAD).

a.- Componente de Subtransmisión para el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de los activos en servicio y los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la demanda máxima coincidente del sistema.

El cargo por el componente de capacidad corresponderá a la anualidad de las inversiones promedio por la unidad de demanda, para una vida útil de cuarenta y cinco años.

La tasa de Descuento será aprobada por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

b.- Componente de Media Tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD).

La valoración de activos en servicio, para establecer la Componente de media tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD), se llevará a cabo sobre la base de un inventario físico de Unidades de Propiedad Estándar valoradas con Costos Normalizados, obtenidos por el Distribuidor y aprobados por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

Las Unidades de Propiedad Estándar se establecerán para caracterizar lo más ampliamente posible los activos de media tensión en servicio, tomando en

consideración, entre otros aspectos, el tipo de construcción, la conformación del circuito y el área geográfica que cubre.

La identificación de la composición típica de las Unidades de Propiedad Estándar será realizada por el distribuidor, a su costo, y provendrá de muestras representativas de tramos de red construidos con base en normas técnicas.

El Distribuidor determinará el costo de inversión de cada Unidad de Propiedad Estándar aplicando los Costos Normalizados de materiales y montaje a precio de mercado.

El valor agregado de cada Unidad de Propiedad Estándar corresponderá a la anualidad del costo de inversión más los costos de operación y mantenimiento correspondientes. La anualidad se calculará para el período de vida útil y la Tasa de Descuento que el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, determine.

El Distribuidor mantendrá actualizado el inventario físico de los activos en operación para determinar con exactitud las existencias de cada unidad de propiedad definida.

La componente de media tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD), resultará de dividir la valoración de los activos entre la demanda máxima coincidente del Distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el Sistema de Subtransmisión.

En este punto es necesario recalcar, que para este nivel de tensión no se ha cumplido a cabalidad lo estipulado por el Reglamento de Tarifas, puesto que las empresas de distribución para la valoración de los activos, en vez de la base de un inventario físico de Unidades de Propiedad Estándar, lo hacen en base a datos contables.

c.- Componente de Baja Tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Comprenderá los activos en servicio que corresponden a las instalaciones de transformadores de distribución y las redes de baja tensión.

En ambos casos se seguirá la metodología general indicada en el literal anterior para la componente de media tensión excluyendo, al conformar las unidades de propiedad, aquellos elementos que ya han sido considerados en las unidades de propiedad de media tensión.

La componente de transformadores de distribución para el Valor Agregado de Distribución (VAD) resultará de dividir la valoración de los activos correspondientes, entre la demanda máxima coincidente del Distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el sistema de subtransmisión y aquellos directamente atendidos en media tensión.

La componente de redes de baja tensión para el Valor Agregado de Distribución (VAD) resultará de dividir la valoración de los activos correspondientes, entre la demanda máxima coincidente del Distribuidor, excluyendo las cargas conectadas en el sistema de subtransmisión, y de aquellos clientes directamente conectadas a transformadores de distribución.

d.- Componente de Comercialización para el Valor Agregado de Distribución (VAD).

Comprenderá los activos en servicio correspondiente a la acometida y Sistema de Medición del cliente. Para la determinación de este costo se utilizará la metodología indicada en el literal b) de este artículo. En este caso, las Unidades de Propiedad Estándar serán definidas y valoradas en función del punto de entrega, sea este en subtransmisión, media tensión o baja tensión. El inventario se llevará a cabo para determinar las existencias de cada Unidad de Propiedad Estándar y el número de consumidores atendidos.

Adicionalmente incluirá los costos de operación, mantenimiento de acometidas y Sistemas de Medición y la facturación al cliente. Estos costos serán cargados proporcionalmente a los costos de activos obtenidos por nivel de servicio.

e.- Componente de Administración para el (Valor Agregado de Distribución VAD).

El Distribuidor incluirá sus costos de administración en los costos de capacidad de los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD) de subtransmisión, media tensión, baja tensión y comercialización, en proporciones iguales o en las proporciones que sean definidas por el distribuidor, con su respectivo justificativo.

Art. 11.- Auditorias Técnicas.- Cuando el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, lo solicite, los Distribuidores están obligados a contratar auditorias técnicas independientes para evaluar los costos del Valor Agregado de Distribución (VAD). Los informes de tales auditorias serán entregados al CONELEC y al distribuidor.

Art. 12.- Pérdidas.- Las cantidades adicionales de potencia y energía que se requieren para entregar un kilovatio y un kilovatio-hora al consumidor serán remuneradas al transmisor o al distribuidor, según corresponda, mediante la determinación de las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas se valorarán a través de las simulaciones de los sistemas de transmisión y distribución, a fin de precisar el porcentaje de ellas para cada nivel de servicio: transmisión, subtransmisión, media tensión y baja tensión, el cálculo se ejecutará para potencia y energía:

Remuneración de pérdidas por Potencia: corresponde a la compensación de las pérdidas sobre los costos acumulados de capacidad en los distintos niveles de tensión.

Remuneración de pérdidas por Energía: corresponde a la compensación de las pérdidas calculadas sobre la base del precio referencial de energía a nivel de generación;

Los estudios en los que se fijen los porcentajes de pérdidas técnicas serán elaborados por el Transmisor en coordinación con el Consejo Nacional de

Control de Energía, CENACE y por el Distribuidor según corresponda y serán presentados al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. La magnitud de las pérdidas técnicas no excederá de los niveles que apruebe el CONELEC, los cuales se fundamentarán en el análisis técnico económico que le sean presentados.

Las pérdidas no técnicas resultarán de la diferencia entre las pérdidas totales menos las pérdidas técnicas. Los límites admisibles para las pérdidas no técnicas en el cálculo de tarifas, serán fijados por el CONELEC para cada distribuidor en un plazo de 30 días posteriores a la expedición de este Reglamento, hasta llegar al 2% en el año 2002, porcentaje máximo aceptable que deberá mantenerse a futuro. El CONELEC considerara dentro del cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), la incidencia de las inversiones e incrementos en costos que el Distribuidor realizará para cada período anual en el cumplimiento del programa de reducción de pérdidas no técnicas.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS.

PRIMERA.- Fijación del primer VAD a cuatro años.- El Valor Agregado de Distribución, VAD, que regirá para el periodo comprendido entre noviembre del año 2001 a octubre del año 2005, será el ultimo VAD aprobado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC.

SEGUNDA.- Al finalizar el periodo de cuatro años antes referido, el CONELEC, determinara el VAD aplicable para los siguientes cuatro años, con base a los estudios realizados por la Empresa de Distribución correspondiente de conformidad con lo establecido en este Reglamento.

La valoración de los activos en servicio se considera para la fijación de las Tarifas al consumidor final y peajes de distribución que estarán vigentes a partir de noviembre del 2005, para efectos de la aplicación del artículo 10 de este Reglamento, será el de mayor valor que resulte de la comparación entre la valoración de los activos del año 2000 que ha sido considerada por el CONELEC para la fijación de Tarifas del periodo de noviembre del 2001 a octubre del 2005, y

aquellas que resulte de la aplicación del inventario físico de Unidades de Propiedad Estándar, valoradas con costos Normalizados.

TERCERA.- Durante el cuatrienio noviembre 2001 a octubre del 2005 los reajustes del VAD, en la componente del costo de inversión, se realizarán con base a las inversiones ejecutadas en el año inmediato anterior, para la disminución de pérdidas, mejoramiento de la calidad y expansión del servicio revisadas por el CONELEC.

2.4 CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

El estudio del Valor Agregado de Distribución tiene como objetivo, desde el punto de vista jurídico, el dar pleno cumplimiento a lo estipulado en la ley del Régimen del Sector Eléctrico, expedido el 10 de octubre de 1996, emitidas por el CONELEC, en cambio desde el punto de vista conceptual, el estudio del Valor Agregado de Distribución conduce a que las actuales Empresas de Distribución se ajusten a una "Empresa Eficiente".

2.5 VARIABLES PARA EL CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN.

Para el cálculo del Valor agregado de Distribución, las variables asignadas en los formularios de la cartilla, son:

- a. Variables de entorno.
- b. Variables empresariales o propias de la Empresa.
 - Variables físicas.
 - Variables económicas; y
 - Variables comerciales.

2.5.1 VARIABLES DE ENTORNO.

Este tipo de variables son aquellas que no pertenecen o no dependen de las empresas eléctricas de distribución, pero influyen dentro de los parámetros de

las mismas, esto significa que las empresas reciben esta información y la asumen como datos de entrada fijos y comunes.

Para el estudio y cálculo del VAD, estos parámetros son:

1. Tasa de descuento.
2. Tasa de inflación internacional.
3. Tasa de inflación nacional.
4. Vida útil de los activos.

En cambio las variables como Precio Referencial de Generación, Costo de Transmisión, Precio Unitario de Potencia de Renumeración y el factor de nodo, junto con las anteriores sirven para el cálculo de la Tarifa a usuario final.

2.5.1.1 Tasa de descuento.

De acuerdo al artículo 3 del Reglamento de Tarifas Eléctricas, la tasa de descuento es la "tasa media real" que permite expresar los flujos de fondos futuros al valor de una fecha determinada, para su cálculo, el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC; considera el costo de oportunidad del inversionista, el riesgo financiero y rentabilidad del capital invertido, términos que deberán provenir de fuentes internacionalmente aceptadas para este tipo de actividad.

La metodología de cálculo de este término para el Sector Eléctrico fue aprobada por el Directorio el 19 de diciembre del 2001 por medio de la resolución N° 0295/01.

Ecuación de Cálculo.

$$TD(\%) = 100 * \left[\left[\frac{1 + [\alpha * [R_F + R_p - \beta * (R_M - R_F)]] + b * (PR + R_p) * (1 - T)}{1 + f} \right] - 1 \right].$$

Donde:

TD = Tasa de descuento real.

a. = Factor de ponderación de los recursos propios empleados por una "muestra representativa" de 100 empresas.

$$\alpha = \frac{K}{D + K} ; \quad K = \text{Patrimonio.}$$

D = Pasivo de largo plazo de la empresa.

R_F = Tasa internacional, libre de riesgos, con vencimiento a 10 años.

R_p = Coeficiente de riesgo país, para el Ecuador, calculado por J.P.Morgan, como "promedio simple"

β = Coeficiente beta del sector eléctrico, define la correlación entre el rendimiento de las industrias y el rendimiento promedio del total de las empresas distribuidoras, el cual es calculado como un "promedio Simple".

Este coeficiente es calculado por consultores calificados, seleccionados por el CONELEC.

R_M = Rendimiento "promedio simple" de las empresas en el mercado de los EE.UU. Es la prima de de riesgos del mercado para las empresas Norte Americanas, igualmente calculado por consultores calificados por el CONELEC.

b = Es el factor de ponderación del uso de recursos ajenos de largo plazo.

$$b = \frac{D}{D + K}$$

PR = Costo promedio básico del endeudamiento de largo plazo. Se utilizará como base de cálculo el "promedio simple" de la Prime Rate de los EE.UU.

T = Tasa neta de tributación en el Ecuador. Es el porcentaje del impuesto a la renta más la participación laboral en los beneficios empresariales.

$$T(\%) = 100 * ((1 - L) * r + l)$$

Donde:

L = Es el porcentaje de participación laboral en los beneficios empresariales.

r = Es la tarifa de impuesto a la renta para personas jurídicas.

f = Es la tasa de inflación de los Estados Unidos, calculado mediante el "promedio simple" del factor implícito del PIB. En el caso en que no se disponga de este factor se empleara el índice de precios al productor.

Alguno de estos términos son encontrados como promedios simples de muestras representativas, tomadas del mercado de los Estados Unidos, en forma aleatoria por parte de una consultoría especializada seleccionada por el CONELEC.

Los promedios simples de las variables R_F , R_p , y β , se calcula como la "media aritmética de los datos de los últimos 6 meses previos a la fecha de cálculo de la tasa de descuento, en cambio los promedios simples de las variables R_M , a y b , se calcula como la media aritmética de los datos de los últimos 5 años previos a la fecha de cálculo de la tasa de descuento.

El cálculo de la tasa de descuento se efectuara durante el primer trimestre del año en el cual se deben fijar las tarifas según lo dispone el Reglamento de Tarifas. [Resolución No. 0295/01]

Es así como se puede recordar que para la fijación del Valor Agregado de Distribución del año 2001, se utilizo una tasa de descuento equivalente al 11.2 %, para el año 2002, se utilizo una tasa de descuento equivalente al 7.5 %, sin embargo, para establecer el Valor Agregado de Distribución vigente para el periodo 2004 – 2005, se ha utilizado una tasa de descuento equivalente al 6%, valor que permite a que las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica, puedan cubrir sus costos de capital, costos de operación y mantenimiento y que al haber fracasado el proceso de ventas de las mismas, el valor de la tasa de descuento no debe contener un margen que reconozca el riesgo de inversión, pues siguen perteneciendo al estado.

Año Eléctrico	2001 - 2002	2002 - 2003	2003 - 2004	2004 - 2005
Tasa de Descuento	11.20%	7.50%	6.00%	6.00%

2.5.1.2 Tasa de inflación internacional.

2.5.1.2.1 Definición

- ✓ La inflación es el incremento general de los precios de los bienes y servicios de un determinado país.
- ✓ La inflación es un exceso de la demanda sobre la oferta, evaluada en términos de costos, diferencia que se refleja en el alza de los precios.

La tasa de inflación Internacional que se utiliza para fines de cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, esta dada por los índices de (CPI) de precios de mercado de los Estados Unidos, su periodo de cálculo esta definido en base al año eléctrico que abarca, desde el mes de noviembre del año “n-1”, hasta octubre del año “n”.

2.5.1.3 Tasa de inflación nacional

Para determinar la tasa de inflación nacional, se emplea la misma metodología utilizada para determinar la tasa de inflación internacional, tomando en cuenta, que en este caso los indicadores económicos son estrictamente nacionales. De tal manera que se tienen los siguientes resultados.

A partir de información del Banco Central del Ecuador, en cuanto a los valores de inflación Nacional e Internacional para los últimos cuatro años se tiene:

Año Eléctrico	2001 - 2002	2002 - 2003	2003 - 2004	2004 - 2005
Tasa de Inflación Internacional	1.70%	2.50%	2.50%	2.50%
Tasa de Inflación Nacional	10.30%	9.40%	7.96%	4.00%

2.5.1.4 Vida útil de los activos en servicio.

Para determinar el Valor Agregado de Distribución VAD, los activos de una determinada empresa en funcionamiento presentan una vida útil (tiempo de

duración del bien), que depende de cada etapa funcional, como se muestra en la siguiente tabla, la misma que ha sido aprobada por el Directorio del Consejo Nacional de Electrificación, CONELEC.

	ETAPA FUNCIONAL ACTIVO	VIDA UTIL (años)
1	Líneas de Subtransmisión	45
2	S/E de Distribución	30
3	Alimentadores Primarios(MT)	35
4	Transformadores de Distribución	30
5	Alimentadores secundarios (BT)	35
6	Alumbrado Publico	25
7	Instalaciones de Servicio al Cliente	20
8	Instalaciones Generales	10

Estos datos son de vital importancia, puesto que permiten realizar el cálculo de la anualidad pertinente, para la recuperación de las inversiones realizadas en la construcción de un determinado proyecto, es decir que al finalizar la vida útil se pueda reponer el activo.

2.5.2 VARIABLES PROPIAS DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Este tipo de variables están bajo la influencia de la gestión operativa de cada empresa distribuidora de energía eléctrica, entre las cuales se denotan las siguientes.

2.5.2.1 Variables Físicas.

Este tipo de variables identifican en forma clara y específica, la cantidad de flujo de potencia y energía que las empresas distribuidoras manejan o tienen proyectado manejar de acuerdo a su programa de expansión de servicio a sus clientes. Además este tipo de variables están directamente relacionadas con aspectos técnicos propios de las empresas distribuidoras, estas son:

➤ Potencia

- Compra

- Venta
- Pérdidas

➤ **Energía.**

2.5.2.2 Variables Económicas.

- **Activos en Servicio**
 - Activos
 - inversiones
- **Costos de Operación y Mantenimiento**
 - Mano de Obra
 - Materiales y Suministros
 - Otros Gastos

❖ **Variables Comerciales.**

- Número de clientes por cada etapa funcional

Todas estas variables son de vital importancia para el cálculo del Valor Agregado de Distribución.

2.5.2.3 Pérdidas

A partir del artículo 12 del Reglamento de Tarifas, las pérdidas tanto de potencia como de energía, son excedentes que una determinada empresa eléctrica de distribución debe adquirir para poder cubrir la demanda requerida.

En distribución se presenta las denominadas pérdidas técnicas y las no técnicas. Las pérdidas técnicas son propias de la topología de la red y del comportamiento de la demanda. Este tipo de pérdidas, están presentes con su respectivo valor, de acuerdo a cada etapa funcional como son:

- Líneas de Subtransmisión.
- Transformadores de Subtransmisión.

- Alimentadores primarios.
- Transformadores de Distribución.
- Redes secundarias.
- Acometidas y medidores.

Para su cálculo se hace a través de simulaciones o corridas de flujos de potencia a través de paquetes computacionales que hoy en día la tecnología nos ofrece.

Por otra parte, las pérdidas no técnicas tanto de potencia como de energía están relacionadas directamente con factores externos al proceso propio de distribución, tales como:

- Hurtos y fraudes
- Error en la toma de lecturas de medidores
- Discontinuidad de mediciones en los contadores de energía o el uso de promedios de consumos históricos.

Este tipo de pérdidas se presenta en redes de Baja tensión y en Acometidas.

2.5.2.2.1 Activos en servicio

2.5.2.2.1.1 Validación

Tomando en cuenta que para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, el término activo en servicio es una información económica de las empresas eléctricas, correspondiente a cada etapa funcional. La información pertinente, es función de la tasa de inflación, tanto Internacional como Nacional. Para el estudio actual, el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, estableció, en base a estudios anteriores un índice inflacionario del 4% para la inflación Nacional y un 2.5% para la inflación Internacional.

Los valores de activos asignados en cada una de las etapas funcionales de las empresas distribuidoras reportados en cartillas, son comparados con los valores obtenidos a través del proceso de revalorización empleado por el

CONELEC, así por ejemplo en el estudio del periodo 2004-2005, para la empresa en cuestión.

La siguiente información económica proporcionada por ELEPCO.S.A, esta relacionada con los activos en servicio y suministrada en la base de datos.

EMPRESA: COTOPAXI

Información recibida el 31 de octubre de 2004

ETAPA FUNCIONAL	ACTIVOS 2004 US\$	RETIROS 2005 US\$	INVERSIONES 2005 US\$
Líneas de Subtransmisión	2.232.617	-	140.000
Subestaciones	5.106.394	11.078	429.000
Alimentadores Primarios	8.703.541	7.787	410.631
Transf. de Distribución	4.178.926	22.350	522.407
Redes Secundarias	16.163.718	14.462	1.175.416
Alumbrado Público	1.579.583	20.893	156.000
Instalaciones de Servicio	6.816.367	66.155	325.000
Acometidas	3.428.950	4.406	163.475
Medidores	3.387.417	61.749	161.525
Instalaciones Generales*	3.748.997	75.637	640.800
TOTAL	48.530.143	218.362	3.799.254

En primer lugar, se realizó una revisión de los valores asignados en activos 2004, para lo cual se hizo uso del balance entregado por el departamento financiero de ELEPCO.S.A, realizándose las siguientes observaciones:

EMPRESA: COTOPAXI

Información Balance 2004

ETAPA FUNCIONAL	ACTIVOS 2004 US\$	TERRENOS US\$	sin terrenos US\$	%	Inst. General. para Gene. US\$	Activos Distribución US\$
GENERACION	17.127.302		17.127.302	27.66%	1.037.037	
Líneas Transmisión			-			-
Líneas Subtransmisión	2.237.015		2.237.015			2.237.015
S/E Subtransmisión	5.352.981	242.456	5.110.525			5.110.525
Primarios	24.867.259		24.867.259			24.867.259
Transformadores Dist.	4.178.926		4.178.926			4.178.926
Secundarios			-			-
Alumbrado Público	1.579.583		1.579.583			1.579.583
Inst. Servicio Cliente	6.816.368		6.816.368			6.816.368
Acometidas	3.416.845		3.416.845			3.416.845
Medidores	3.399.523		3.399.523			3.399.523
Inst. Generales	4.084.781	335.784	3.748.997		2.711.960	3.748.997
TOTAL	66.244.213	578.240	65.665.973		3.748.997	48.538.671
S/E de Elevación *	510.507		48.538.671		Dato Empresa	48.530.143
Carreteras, caminos y pue	17.491				Diferencia	8.528

El total de activos registrado en el Balance 2004 de la Empresa asciende a US\$ 66'244.213, cifra que difiere del valor reportado en la base de datos en US\$ 17'714.070.

De la cifra revisada se resta el valor correspondiente el valor de los terrenos, US\$ 578.240; el valor de Generación, US\$ 17'127.302, y, la proporción de Instalaciones Generales asignada a Generación, US\$ 1'037.037, que representa el 27.66% del activo asignado a esta etapa funcional; obteniéndose un activo a considerarse de US\$ 48'538.671, estableciéndose una diferencia de US\$ 8.528, en exceso, respecto del valor reportado por la Empresa.

Los valores correspondientes a subestaciones de elevación, carreteras, caminos y puentes han sido añadidos a la etapa de generación.

INVERSIONES.-

De acuerdo con los documentos de respaldo de la información económica, para el rubro de inversiones se tiene los siguientes datos:

EMPRESA:	COTOPAXI			
Información Presupuesto 2004				
CONCEPTOS	INVERSIONES 2004 US\$	FERUM 2003 liq.2004 US\$	FERUM 2004 liq.2004 US\$	Total inversiones 2.004 US\$
Lineas de Subtransmisión	1.208.000		20.000	1.188.000
Subestaciones				-
Alimentadores Primarios	3.406.675	511.627	2.732.920	162.128
Trafos				-
Redes Secundarias				-
Alumbrado Público	457.549			457.549
Inst. de Servicio Cliente	1.185.000			1.185.000
Acometidas				-
Medidores				-
Instalaciones Generales	1.356.000			1.356.000
FERUM 2003		-		-
SUB-TOTAL	7.613.224	511.627	2.752.920	4.348.677
GENERACION	981.000	Dato Empresa		3.799.254
		Diferencia		549.423
TOTAL	8.594.224			

El valor total del Presupuesto de Inversiones 2004 es US\$ 8'594.224, de los cuales se ha descontado el valor del FERUM 2003, US\$ 511.627; el valor de FERUM 2004, US\$ 2'752.920, por lo tanto el valor de las inversiones 2004 final para la Empresa asciende a la suma de US\$ 4'348.677. Existiendo una diferencia de US\$ 529.423, respecto del valor reportado por la Empresa.

El crecimiento de los activos es el siguiente:

ETAPA FUNCIONAL	ACTIVOS 2002 US\$	ACTIVOS 2003 US\$	Incremento 2002 a 2003 %	ACTIVOS 2004 US\$	Incremento 2003 a 2004 %
Líneas de Subtransmision	2.237.015	2.130.002	-4.78%	2.232.617	4.82%
Subestaciones	5.384.606	5.170.396	-3.98%	5.106.394	-1.24%
Alimentadores Primarios	8.076.953	8.303.675	2.81%	8.703.541	4.82%
Transformadores de Distribucion	3.763.848	15.421.110	309.72%	4.178.926	-72.90%
Redes Secundarias	15.000.055	3.974.343	-73.50%	16.163.718	306.70%
Alumbrado Publico	1.489.929	1.512.299	1.50%	1.579.583	4.45%
Instalaciones de Servicio Cliente	6.032.255	6.416.794	6.37%	6.816.367	6.23%
Instalaciones Generales	1.222.205	2.476.158	102.60%	3.748.997	51.40%
TOTAL	43.206.866	45.404.776	5.09%	48.530.143	6.88%

2.5.2.2.2 Gastos de operación y mantenimiento

La información económica inicial relacionada con los gastos de operación y mantenimiento, suministrada en la base de datos es la siguiente.

EMPRESA: COTOPAXI

Información recibida el 31 de octubre de 2004

ETAPA FUNCIONAL	BALANCE 2004			Total US\$
	Mano Obra US\$	Materiales US\$	Otros US\$	
Líneas de Subtransmision			4.580	4.580
Subestaciones	192.028	12.154	129.456	333.638
Alimentadores Primarios	164.250	44.376	28.134	236.760
Transformadores de	30.976	14.330	3.704	49.010
Redes Secundarias	246.375	66.564	42.201	355.140
Alumbrado Publico	32.611	59.691	2.393	94.695
Instalaciones de Servicio	201.465	44.469	89.914	335.848
Acometidas	70.513	15.564	31.470	117.547
Medidores	130.952	28.905	58.444	218.301
Instalaciones Generales	922.927	71.153	391.717	1.485.796
Comercialización	252.524	22.577	583.927	859.028
TOTAL	2.047.736	335.314	1.371.446	3.754.495

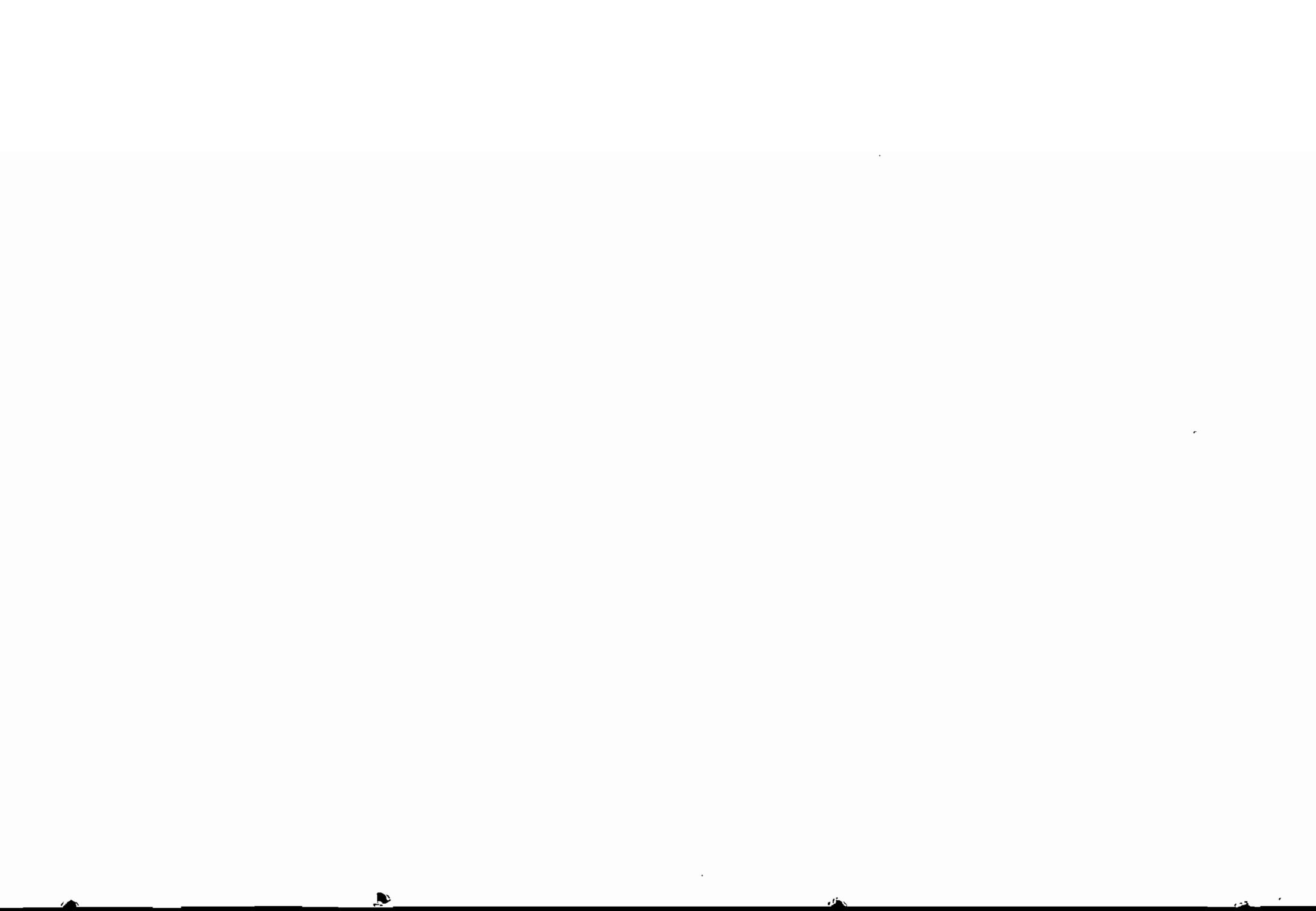
Las variaciones de los gastos de operación y mantenimiento, en forma anual, son los siguientes:

ETAPA FUNCIONAL	Balance 2002 US\$	Balance (Rev) 2003 US\$	Balance (Rev) 2004 US\$	Variac. 2002-2003 %	Variac. 2003-2004 %
Lineas de Subtransmision	2.384	3.048	-	-100.00%	0
Subestaciones	161.906	246.457	338.218	37.23%	7.13%
Alimentadores Primarios	147.945	211.564	236.760	11.91%	7.13%
Trafos	31.990	44.367	49.010	10.46%	7.13%
Redes Secundarias	221.917	317.344	355.140	11.91%	7.13%
Alumbrado Publico	65.021	92.965	94.695	1.86%	7.13%
Inst. de Servicio Cliente	194.079	286.450	335.848	17.24%	7.13%
Inst. Generales	1.284.746	1.428.513	1.485.797	4.01%	7.13%
Comercialización	420.271	807.667	859.028	6.36%	7.13%
TOTAL	2.530.259	3.438.375	3.754.496	9.19%	7.13%

Si se considera el proceso inflacionario para los años 2002, 2003 y 2004, a partir de los gastos del año 2001, se tiene la siguiente evolución de los gastos:

ETAPA FUNCIONAL	Balance 2001 US\$	f1(Dic. 2002) 9.40% US\$	f1(Dic. 2003) 7.96% US\$	f1(Dic. 2004) 6.00% US\$
Lineas de Subtransmision	2.384	2.608	2.815	2.928
Subestaciones	161.906	177.125	191.225	198.874
Alimentadores Primarios	147.945	161.852	174.735	181.724
Trafos	31.990	34.997	37.783	39.294
Redes Secundarias	221.917	242.777	262.103	272.587
Alumbrado Publico	65.021	71.133	76.795	79.867
Inst. de Servicio Cliente	194.079	212.322	229.223	238.392
Inst. Generales	1.284.746	1.405.512	1.517.391	1.578.086
Comercialización	420.271	459.777	496.375	516.230
TOTAL	2.530.259	2.768.103	2.988.444	3.308.147,97

La composición del gasto por etapa funcional es la siguiente:



debidamente liquidadas hasta abril de 2004, el valor que consta como saldo del FERUM 2004 no se lo considera dentro de estas inversiones.

La empresa hace entrega de los formularios de inversiones solicitados, acotando que en la inversión programada para el 2005, está acorde con el valor dado en el presupuesto de inversiones del 2005. La Dirección de Tarifas debe observar respecto del valor asignado por la empresa en la cartilla.

El crecimiento de los gastos para el año 2004, se establece en un porcentaje de 7.13%. La empresa señala que este valor se lo ha considerado en función del comportamiento propio de la empresa.

2.5.3 ALGORITMO DE CÁLCULO: ANUALIDADES Y REDISTRIBUCION DE ANUALIDADES.

En términos económicos, en una inversión el valor de la anualidad representa la depreciación y la rentabilidad cuando la tasa a la que se evalúa es diferente de cero, por otra parte la anualidad representa un valor que permite la recuperación de la inversión en un periodo determinado.

En vista de que la anualidad es parte de los datos que permite determinar el Valor Agregado de Distribución, para su determinación debe partir de los siguientes valores.

- Valor de activos asignados a cada etapa funcional.
- Vida útil establecida para cada etapa funcional, y
- Tasa de descuento.

La expresión que se utiliza para su cálculo es:

$$A = C * \left[\frac{(1 + i)^n * i}{(1 + i)^n - 1} \right]$$

Donde:

A = Anualidad

C = Valor de activos

i = Tasa de descuento

n = Vida útil de activos.

Para el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2004 – 2005 de la Empresa Eléctrica Cotopaxi (ELEPCO. SA.), se ha obtenido los siguientes valores de anualidades para cada etapa funcional, los mismos que han sido calculados a partir de los activos de la Empresa.

Ejemplo de Cálculo:

DATOS

i := 0.06

C := 2232617 US \$ Activo asignado de Lineas de Subtransmision

n := 45

$$A := C \cdot \left[\frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \right]$$

A = 1.445x 10⁵ US \$ Representa la Anualidad de Lineas de Trasmisio

En la siguiente tabla se muestran los resultados de las Anualidades para cada etapa funcional.

ETAPA FUNCIONAL	ACTIVOS EN SERVICIO (US\$)	VIDA UTIL (Años)	ANUALIDAD (US\$)
Líneas de Subtransmisión	2.232.617	45	144451.427
S/E de Distribución	5.106.394	30	370973.966
Alimentadores Primarios	8.703.541	35	680849.449
Transformadores de Distribución	4.178.926	30	303594.425
Alimentadores Secundarios	16.163.718	35	1264434.613
Alumbrado Publico	1.579.583	25	137715.244
Instalaciones de Servicio al Cliente	6.816.367	20	701831.986
Instalaciones Generales	3.748.997	10	509368.568
TOTALES	48.530.143		4113219.679

Los valores de la anualidad de instalaciones generales se distribuyen en forma proporcional en el resto de etapas funcionales, debido a que en este rubro de activos se considera elementos que no son directamente asignables a una etapa en particular.

Para lo cual se emplea la siguiente ecuación:

$$A_{ETAPA.REDIST} = A_{ETAPA} + \left[A_{INST.GEN.} * \left(\frac{A_{ETAPA}}{A_{TOTAL} - A_{INST.GEN}} \right) \right]$$

Donde:

A_{ETAPA} = Anualidad de cualquier etapa excepto instalaciones generales.

$A_{INST:GEN}$ = Anualidad de instalaciones generales

A_{TOTAL} = Anualidad total.

Para el caso de la Empresa Eléctrica Cotopaxi la anualidad redistribuida se obtiene de la siguiente manera: **(para las líneas de Subtransmisión).**

Datos

$$A_{InstGen} := 509368.568 \quad \text{US \$}$$

$$A_{Total} := 4113219.679 \quad \text{US \$}$$

$$A_{LineasRedistrib} := A_{Lineas} + \left[A_{InstGen} \cdot \left(\frac{A_{Lineas}}{A_{Total} - A_{InstGen}} \right) \right]$$

$$A_{LineasRedistrib} = 1.652 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$A_{Lineas Redistrib} = 16468.202 \text{ US\$}$$

Por lo tanto la siguiente tabla muestra los valores de anualidades redistribuidas, con la consideración de que la anualidad total tiene que ser la misma para ambos casos.

ETAPA FUNCIONAL	ACTIVOS EN SERVICIO (US\$)	VIDA UTIL (Años)	ANUALIDAD (US\$)	ANUALIDAD REDISTRIBUIDA
Líneas de Subtransmisión	2.232.617	45	144451.427	164868.202
S/E de Distribución	5.106.394	30	370973.966	423407.452
Alimentadores Primarios	8.703.541	35	680849.449	777080.758
Transformadores de Distribución	4.178.926	30	303594.425	346504.482
Alimentadores Secundarios	16.163.718	35	1264434.613	1443149.890
Alumbrado Público	1.579.583	25	137715.244	157179.926
Instalaciones de Servicio al Cliente	6.816.367	20	701831.986	801028.968
Instalaciones Generales	3.748.997	10	509368.568	0.000
TOTALES	48,530,143.0		4,113,219.679	4,113,219.679

2.5.4 VALIDACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO:

La validación y asignación de los costos de operación y mantenimiento, para el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2004 – 2005, considera:

- Los costos de Operación y Mantenimiento reportados en cartilla por la empresa.
- Los costos de operación y mantenimiento utilizados en el estudio del VAD 2002, a partir de los cuales se revaloriza por medio de la **inflación interna**, para los años 2003 y el año objetivo 2004, es decir se realiza una proyección.
- El costo estandarizado, el cual esta estrechamente ligado con el concepto de empresa eficiente, por cuanto reconoce el derecho de cualquier distribuidor a cubrir los costos que demanda brindar el suministro de energía eléctrica a sus clientes.

2.5.5 ALGORITMO DE CÁLCULO: DE REDISTRIBUCIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Para la redistribución de los costos de Operación y Mantenimiento, se emplea el mismo criterio que la redistribución de las Anualidades, únicamente considerando que el rubro asignado a instalaciones generales pertenece a los costos de O&M.

La ecuación de cálculo es:

$$CO\&M_{ETAPA\&REDIST} = CO\&M_{ETAPA} + \left[CO\&M_{INST\&GEN} * \left(\frac{CO\&M_{ETAPA}}{CO\&M_{TOTAL} - CO\&M_{INST\&GEN}} \right) \right]$$

Donde:

$CO\&M_{ETAPA}$ = Costo de O&M de cualquier etapa excepto Instalaciones Generales.

$CO\&M_{INST\&GEN}$ = Costo de O&M de Instalaciones Generales.

$CO\&M_{TOTAL}$ = Costo de O&M Total.

Para el caso de la Empresa Eléctrica Cotopaxi (ELEPCO. S.A.), la redistribución de los Costos de O&M es la siguiente.

Ejemplo de Cálculo:

Redistribución a la etapa de Líneas de Subtransmisión.

$$COyM_{Líneas} := 4580 \quad \text{US \$}$$

$$COyM_{INST.GEN} := 1485797 \quad \text{US \$}$$

$$COyM_{Total} := 3754496 \quad \text{US \$}$$

$$COyM_{LíneasRedistrib} := COyM_{Líneas} + \left[COyM_{INST.GEN} \left(\frac{COyM_{Líneas}}{COyM_{Total} - COyM_{INST.GEN}} \right) \right]$$

$$COyM_{LíneasRedistrib} = 7.579 \times 10^3 \quad \text{US \$}$$

La siguiente tabla muestra los valores de los costos de O&M Redistribuidos:

ETAPA FUNCIONAL	CO&M	CO&M
	US\$	Redistribuidos
Líneas de Subtransmisión	4.580.00	7.377.62
S/E de Distribución	333.638.00	537.435.22
Alimentadores Primarios	236.760.00	381.380.90
Transformadores de Distribución	49.010.00	78.946.94
Alimentadores Secundarios	355.140.00	572.071.35
Alumbrado Publico	94.695.00	152.537.86
Instalaciones de Servicio al Cliente	335.848.00	540.995.16
Instalaciones Generales	1.485.797.00	-
Comercialización	859.028.00	1.383.750.95
TOTALES	3.754.496.00	3.754.496.00

Una vez que se ha realizado el proceso de redistribución de los valores, tanto de Anualidades como de los Costos de Operación y Mantenimiento, se procede a calcular el costo total de servicio o llamado también parte contable, a partir del siguiente modelo matemático:

$$CostoTotal_{ETAPA} = A_{ETAPA} + CO \& M_{ETAPA}$$

A partir de esta expresión, para el caso de la Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A, los costos totales de cada etapa funcional son los siguientes:

ETAPA FUNCIONAL	Anualidades	C.O&M	Costo Total
	Redistribuidas	Redistribuidos	
	US\$	US\$	US\$
Líneas de Subtransmisión	164868.202	7377.617	172245.818
S/E de Distribución	423407.452	537435.216	960842.668
Alimentadores Primarios	777080.758	381380.903	1158461.661
Transformadores de Distribución	346504.482	78946.942	425451.425
Alimentadores Secundarios	1443149.890	572071.354	2015221.244
Alumbrado Publico	157179.926	152537.864	309717.790
Instalaciones de Servicio al Cliente	801028.968	540995.157	1342024.126
Instalaciones Generales	0.000	0.000	0.000
Comercialización	0	1383750.947	1383750.947
TOTALES	4,113,219.679	3,754,496	7,867,715.679

2.6 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN FÍSICA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI ELEPCO S.A.

2.6.1 MEMORIA TÉCNICA.-

La información proyectada correspondiente a los años 2003 y 2004, han sido utilizados como fuentes de información para la asignación de los valores de la cartilla y para la determinación del VAD.

En virtud de que la información física esta relacionada con los aspectos técnicos propios de cada empresa distribuidora, el factor mas importante en la validación de los volúmenes de energía y potencia, que cada empresa distribuidora reporta al ente regulador de energía (CONELEC), son los porcentajes de pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas, que a la par deben estar acorde a las nuevas obras de inversión para reducirlas.

2.6.2 DISPONIBILIDAD TOTAL Y BALANCE FÍSICO.-

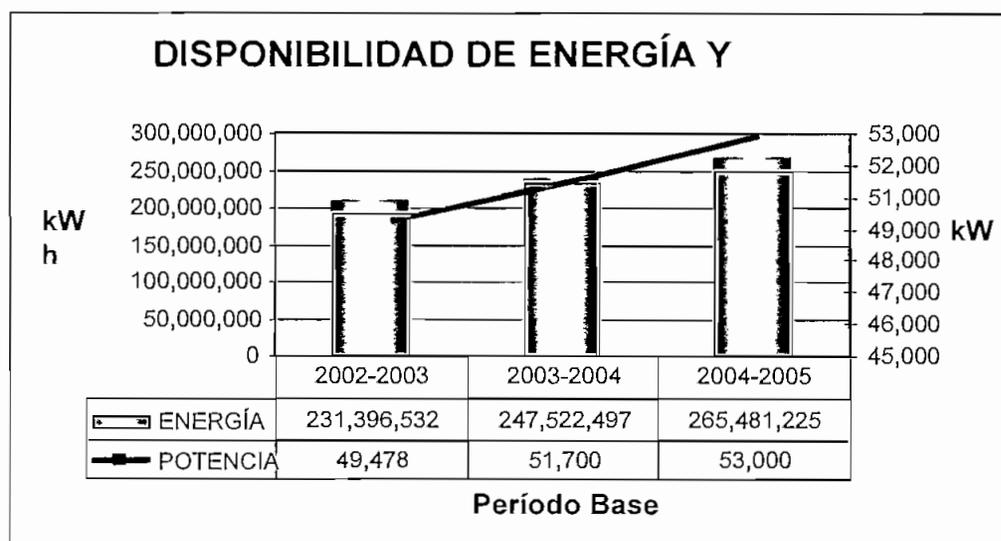
El balance en la información inicial es el siguiente:

EMPRESA: COTOPAXI				
Información 2004-2005				
	BALANCE FISICO		ESTRUCTURA PORCENTUAL	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
FUENTES	kWh	kW	%	%
Disponibilidad Total	265.481.225	53.000	100.00%	100.00%
Compras MEM	27.381.826	17.063	10.31%	32.19%
Compras Contratos	199.669.399	26.937	75.21%	50.82%
Importaciones	-	-	0.00%	0.00%
Grandes Consumidores	38.400.000	9.000	14.46%	16.98%
USOS				
Total	265.481.225	53.000	100.00%	100.00%
Ventas	183.500.007	32.719	69.12%	61.73%
Grandes Consumidores	38.400.000	9.000	14.46%	16.98%
Pérdidas Técnicas	31.791.373	8.795	11.97%	16.59%
Pérdidas No Técnicas	4.541.625	880	1.71%	1.66%
Pérdidas no Aceptadas	7.248.220	1.606	2.73%	3.03%

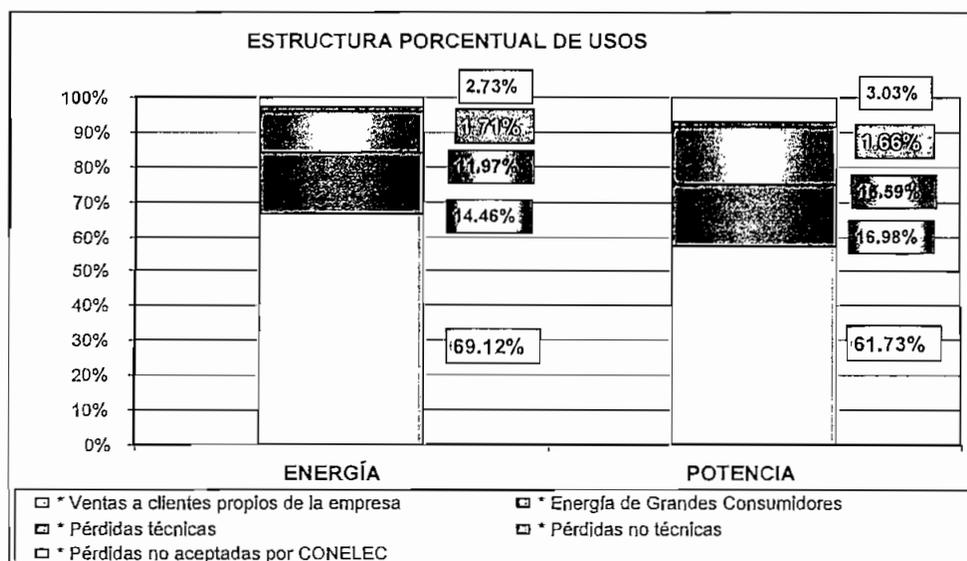
De acuerdo con la información anterior se observa que existe un crecimiento respecto de la información suministrada en el estudio del VAD 2003-2004, del 7.25% y 2.51% en energía y potencia respectivamente.

EMPRESAS	ENERGÍA (kWh)			POTENCIA (kW)		
	2003-2004	2004-2005	CRECIMIENTO	2003-2004	2004-2005	CRECIMIENTO
COTOPAXI	247.522.497	265.481.225	7.25%	51.700	53.000	2.51%

La evolución de la disponibilidad, considerada en los estudios del VAD, tanto en potencia como en energía se muestra a continuación:



Por otro lado, la estructura de los usos tanto en energía como en potencia es la siguiente:



Las variaciones en cada uno de los rubros por usos de energía respecto del Estudio del VAD anterior, son las siguientes:

	ESTUDIO VAD		Variación
	2003-2004	2004-2005	
ENERGIA (kWh)			
Usos:	247.522.497	265481225.	7.26%
* Ventas a clientes propios de la empresa	164.988.866	183.500.007	11.22%
* Grandes Consumidores	43.308.035	38.400.000	-11.33%
* Pérdidas técnicas	28.365.187	31.791.373	12.08%
* Pérdidas no técnicas	4.084.288	4.541.625	11.20%
* Pérdidas no aceptadas por CONELEC	6.776.121	7.248.220	6.97%
POTENCIA (kW)			
Usos:	51.700	53.000	2.51%
* Ventas a clientes propios de la empresa	30.372	32.719	7.73%
* Grandes Consumidores	9.000	9.000	0.00%
* Pérdidas técnicas	8.546	8.795	2.91%
* Pérdidas no técnicas	850	880	3.53%
* Pérdidas no aceptadas por CONELEC	2.932	1.606	-45.23%

2.6.3 PÉRDIDAS.-

Se realizó la revisión de los documentos de respaldo de la información física y se puntualiza lo siguiente:

La empresa presenta un anexo denominado: "Pérdidas 2004", el mismo que contiene un cuadro en el que se detalla los valores de pérdidas de energía y potencia en cada una de las etapas funcionales del sistema eléctrico, observándose lo siguientes valores:

RESUMEN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS - 2004				
ETAPA FUNCIONAL	PERDIDAS TÉCNICAS			
	ENERGÍA (KWh)	%	POTENCIA (KW)	%
Pérdidas Técnicas	31.791.373.00	11.97%	8795..	16.59%
* Líneas de Subtransmisión	4.922.381.00	1.90%	1390..	2.80%
* S/E de Distribución	2.737.325.00	1.10%	381..	0.90%
* Primarios	7.755.751.00	2.90%	2694..	5.30%
* Transformadores de Distribución	5.162.495.00	1.90%	797..	1.70%
* Secundarios	7.971.855.00	3.00%	2649..	5.10%
* Alumbrado Público	1.176.568.00	1.07%	278..	0.60%

El valor total de pérdidas técnicas de energía del cuadro anterior, 31.791.373 KWh, representa un 11.97% respecto de la disponibilidad total de energía,

Dentro de este mismo anexo, existe un detalle de las pérdidas no técnicas de la empresa resumida de la siguiente forma:

RESUMEN DE PERDIDAS ELÉCTRICAS - 2004				
ETAPA FUNCIONAL	PERDIDAS NO TECNICAS			
	ENERGÍA (KWh)	%	POTENCIA (KW)	%
TOTAL	4,541,625	1.71%	880..	1.66%
Fraude y hurtos	2,354,890	0.90%	405..	0.77%
Consumos no registrados	1,058,385	0.38%	250..	0.48%
Debilidades administrativas	1,128,350	0.43%	215..	0.41%

En primera instancia, se observa que uno de los rubros importantes dentro del total corresponde al concepto de Debilidades Administrativas, las mismas que, realizada una consulta, tiene relación con mala digitación, o errores propios en el procesamiento de la información; sin embargo es necesario que la empresa tome mucha atención en la eliminación de este porcentaje.

Por otro lado, la empresa anexó un documento denominado: "Plan estratégico de reducción de Pérdidas no técnicas. Año 2004", en el mismo se describen las acciones que se desarrollarán para la disminución del 2% del global acumulado del año 2003, en el año 2004, este plan posee 4 etapas:

- ✓ Etapa de estructura estadística; orientar la toma de decisiones.
- ✓ Etapa comercial administrativa; reducir al 2% de pérdidas no técnicas.
- ✓ Etapa técnica y capacitación; mediciones en tiempo real y capacitar al personal.
- ✓ Etapa de campo; supervisar, normalizar y regularizar los diferentes tipos de medición mediante inspecciones específicas.

De acuerdo al estudio del VAD del 2003-2004, el porcentaje de pérdidas no técnicas es equivalente a 2.19% y 2.0% para potencia y energía, respectivamente. Mientras que la empresa reporta 1.65% para potencia y energía. Por tal razón, se realizó el ajuste de dichos valores, de tal forma que para el Estudio del VAD 2004-2005 se tiene los siguientes datos:

PÉRDIDAS	ENERGÍA		POTENCIA	
	kWh		kW	
Técnicas	31.791.373	11.97%	8.795	16.59%
No Técnicas	4.541.625	1.71%	880	1.66%
Total Aceptadas	36.332.998	13.68%	9.675	18.25%
No Aceptadas	7.248.220	2.73%	1.606	3.03%
	43.581.218			
TOTAL	43.581.218	16.41%	11.281	21.28%

En este caso, en particular, el ajuste hecho a las cantidades de pérdidas no técnicas es hacia arriba, es decir, la empresa ha reportado valores por debajo de lo admisible; sin embargo, se tiene un porcentaje de pérdidas no aceptadas alto, que al final se ve disminuido debido a este ajuste.

En referencia del estudio del VAD 2003-2004 se tiene que los porcentajes de pérdidas totales han incrementado en un 0.24% en energía y reducido en un 0.27% en potencia.

PERDIDAS	ENERGIA			POTENCIA		
	2002-2003	2003-2004	2004-2005	2002-2003	2003-2004	2004-2005
Técnicas	11.60%	11.60%	11.97%	14.69%	16.50%	16.59%
No Técnicas	2.00%	1.76%	1.71%	2.19%	1.80%	1.66%
Totales	13.60%	13.36%	13.68%	16.88%	18.30%	18.25%

Finalmente, utilizando la información inicial y efectuada las correcciones correspondientes se procederá al cálculo del VAD

OBSERVACIONES:

La empresa señala que una posible disminución en las ventas de energía se debería, principalmente, al incremento en pérdidas no técnicas, inclusive se ha detectado el robo de energía en media tensión, caso la Maná.

Además, de la salida de clientes especiales que se han calificado como grandes consumidores, lo que se evidencia en el incremento de la disponibilidad de estos grandes consumidores.

La empresa se encuentra implementando un plan intensivo de control y reducción de pérdidas no técnicas.

La empresa señala que aproximadamente existen 15000 medidores de clientes con consumo cero.

2.6.4 ALGORITMO DE CÁLCULO: VALORACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN DINERO.

Uno de los componentes más importantes y representativos en el cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, son las pérdidas y su valoración en dinero, es decir cuanta potencia y energía adicional debe comprar la Empresa Distribuidora para satisfacer la demanda de sus clientes.

Para la valoración de las pérdidas en dinero se evalúa en tres rubros:

- Pérdidas en energía.
- Pérdidas en potencia, y
- Pérdidas en transmisión.

Para el caso de la Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A. la valoración de las pérdidas en dinero esta dada de la siguiente manera.

Datos básicos.

PRGe	:= 0.0415	US\$/KWh
PRGp	:= 0.01308	US\$/KWh
PotenciaRenumerable	:= 5.70	US\$/KW-mes
CostoTransmisión	:= 0.00763	US\$/KWh
FactorNodo	:= 1.00168	
ComprasEnergia	:= 227081225	kWh
TotalVentasEnergia	:= 183500007	kWh
PérdidasNoAceptadasEnergia	:= 7248220	kWh
ComprasPotencia	:= 44000	kW
TotalVentasPotencia	:= 32719	kW

1. Pérdidas en energía

CostoCompraE	:= ComprasEnergia · PRGe · FactorNodo
CostoCompraE	= 9.44×10^6 US \$
IngresoVentasE	:= (TotalVentasEnergia + PérdidasNoAceptadasEnergia) · PRGe
IngresoVentasE	= 7.916×10^6 US \$
PérdidasEnergia	:= CostoCompraE - IngresoVentasE
PérdidasEnergia	= 1.524×10^6 US \$

2. Pérdidas en potencia.

CostoCompraP	:= ComprasPotencia · PotenciaRemunerable · 12
CostoCompraP	= 3.01×10^6 US \$
IngresoVentasP	:= (TotalVentasEnergia + PérdidasNoAceptadasEnergia) · PRGp
IngresoVentasP	= 2.495×10^6 US \$
PérdidasPotencia	:= CostoCompraP - IngresoVentasP
PérdidasPotencia	= 5.146×10^5 US \$

$$\text{CostoCompra} := \text{ComprasEnergia} \cdot \text{CostoTransmisión}$$

$$\text{CostoCompra} = 1.733 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{IngresoVentas} := (\text{TotalVentasEnergia} + \text{PérdidasNoAceptadasEnergia}) \cdot \text{CostoTransmisión}$$

$$\text{IngresoVentas} = 1.455 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{PérdidasEnergia} := \text{CostoCompra} - \text{IngresoVentas}$$

$$\text{PérdidasEnergia} = 2.772 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$\text{TotalPerdidasDinero} := \text{PerdidasEnergia} + \text{PérdidasPotencia} + \text{PerdidasTransmisión}$$

$$\text{TotalPerdidasDinero} = 2.315 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

4. Pérdidas en energía (Sin considerar pérdidas no aceptadas)

$$\text{CostoCompraE} := \text{ComprasEnergia} \cdot \text{PRGe} \cdot \text{FactorNodo}$$

$$\text{CostoCompraE} = 9.44 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{IngresoVentasE1} := \text{TotalVentasEnergia} \cdot \text{PRGe}$$

$$\text{IngresoVentasE1} = 7.615 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{PérdidasEnergia1} := \text{CostoCompraE} - \text{IngresoVentasE1}$$

$$\text{PérdidasEnergia1} = 1.824 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

5. Pérdidas en potencia. (Sin considerar pérdidas no aceptadas)

$$\text{CostoCompraP} := \text{ComprasPotencia} \cdot \text{PotenciaRemunerable} \cdot 12$$

$$\text{CostoCompraP} = 3.01 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{IngresoVentasP1} := \text{TotalVentasEnergia} \cdot \text{PRGp}$$

$$\text{IngresoVentasP1} = 2.4 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{PérdidasPotencial} := \text{CostoCompraP} - \text{IngresoVentasP1}$$

$$\text{PérdidasPotencial} = 6.094 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

6. Pérdidas Transmisión. (Sin considerar pérdidas no aceptadas)

$$\text{CostoCompra} := \text{ComprasEnergia} - \text{CostoTransmisión}$$

$$\text{CostoCompra} = 1.733 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{IngresoVentas1} := \text{TotalVentasEnergia} - \text{CostoTransmisión}$$

$$\text{IngresoVentas1} = 1.4 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{PerdidasTransmisión1} := \text{CostoCompra} - \text{IngresoVentas1}$$

$$\text{PerdidasTransmisión1} = 3.325 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$\text{TotalPérdidasDinero} := \text{PerdidasEnergia1} + \text{PérdidasPotencial1} + \text{PerdidasTransmisión1}$$

$$\text{TotalPérdidasDinero} = 2.766 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

A partir de este análisis se identifica claramente las denominadas pérdidas no aceptadas en dinero de la siguiente manera.

Pérdidas no aceptadas en dinero.

$$\text{PérdidasEnergia2} = \text{PerdidasEnergia1} - \text{PerdidasEnergia}$$

$$\text{PérdidasEnergia2} = 3.008 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$\text{PérdidasEnergía2} = 300800 \quad \text{US\$}$$

$$\text{PérdidasPotencia2} := (\text{PérdidasPotencial1} - \text{PérdidasPotencia}) + (\text{PerdidasTransmisión1} - \text{PerdidasTransmisión})$$

$$\text{PérdidasPotencia2} = 1.501 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$\text{PérdidasPotencia2} = 150100 \quad \text{US\$}$$

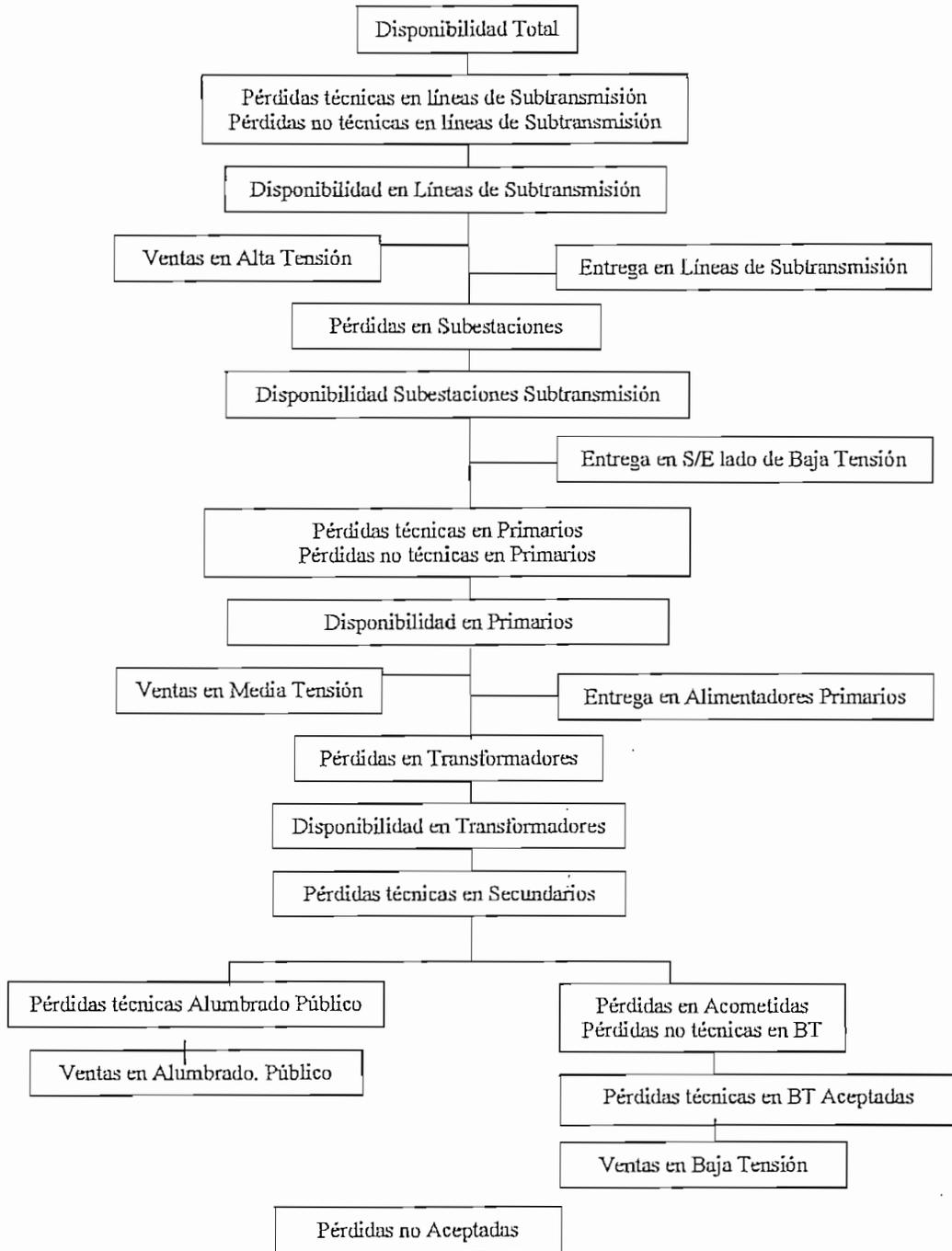
2.7 ALGORITMO DE CÁLCULO: MATRIZ DE TRANSACCIONES Y COSTOS UNITARIOS.

A partir de la presente metodología empleada para el cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD), se interrelaciona la información física con la económica, con el propósito de obtener los costos unitarios de potencia y energía

eléctrica, como también los peajes de distribución para los grandes consumidores, como se indica en el siguiente flujo físico.

Como se puede observar en el siguiente esquema, el cálculo de los costos unitarios requiere de la disponibilidad de potencia y energía en cada una de las etapas funcionales, como también de valores de: pérdidas técnicas y no técnicas propias de cada etapa, ventas a clientes regulados y entrega a grandes consumidores.

FLUJO FÍSICO



De acuerdo al esquema anterior, el flujo físico se inicia con la entrega en bloques de energía y potencia por parte del Sistema Nacional Interconectado, a la Empresa Distribuidora en S/E de Transmisión a niveles de voltaje de 230 y 138 KV; según corresponda, constituyendo la disponibilidad total. Este esquema se ajusta más a un flujo físico de energía y se distribuye como indica el esquema.

La descripción de la metodología, para el cálculo del Valor Agregado de Distribución 2004 – 2005, se detallará paso a paso las respectivas operaciones, utilizando datos correspondientes al estudio 2003 –2004 de la Empresa Eléctrica Cotopaxi (ELEPCO S.A.) citada como ejemplo de Cálculo.

DESCRIPCION: *Datos iniciales*

El cálculo del Valor Agregado de Distribución mediante la metodología planteada toma como punto de partida los siguientes puntos:

- La disponibilidad propia de energía y potencia de la empresa en cuestión
- Los costos de compra de potencia y energía correspondientes a tales disponibilidades.

DiponibilidadPropiaEnergía= 227081225 kWh

DisponibilidadPropiaPotencia= 44000 kW

CostoEnergía:= 9440000 US \$

CostoPotencia:= 3010000 US \$

;

En primera instancia, se considera el costo de pérdidas en energía y potencia no aceptadas como una venta efectiva de potencia y energía de la empresa, por lo tanto en la metodología utilizada para el cálculo del VAD, estos rubros representan ingresos, que aun cuando no son efectivos, deben ser deducidos de los costos iniciales.

Es decir que mientras más elevados sean los porcentajes de pérdidas no aceptadas que la empresa distribuidora presente, más altos serán los ingresos que deja de percibir la empresa distribuidora por concepto de ventas. Esta es una forma de sancionar la ineficiencia de la Empresa de Distribución.

A continuación se detalla el cálculo de costos tanto de potencia como de energía en cada etapa funcional.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{CostoEnergía1} := \text{CostoEnergía} - \text{PérdidasEnergía2}$$

$$\text{CostoEnergía1} = 9.139 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoPotencia1} := \text{CostoPotencia} - \text{PérdidasPotencia2}$$

$$\text{CostoPotencia1} = 2.86 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

Luego, al costo de potencia resultantes se adiciona el costo de compra de transmisión, en tanto que, en la parte física se considera la energía y potencia total recibida por la Empresa, es decir, se incluye la energía y potencia recibida para los grandes consumidores.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{EntregasEnergía} := 38400000 \quad \text{kWh}$$

$$\text{EntregasPotencia} := 9000 \quad \text{kW}$$

$$\text{CostoTotalTransmisión} := 1733000 \quad \text{US \$}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergía} := \text{DisponibilidadPropiaEnergía} + \text{EntregasEnergía}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergía} = 2.655 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia} := \text{DisponibilidadPropiaPotencia} + \text{EntregasPotencia}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia} = 5.3 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$\text{CostoEnergía2} := \text{CostoEnergía1}$$

$$\text{CostoEnergía2} = 9.139 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoPotencia2} := \text{CostoPotencia1} + \text{CostoTotalTransmisión}$$

$$\text{CostoPotencia2} = 4.593 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

Los dos últimos valores de costos, tanto de energía como de potencia, se constituyen en datos para la próxima etapa. Por otra parte, en función de estos datos y de las disponibilidades propias se calcula los costos unitarios tanto de potencia como de energía, valor que para esta etapa garantiza la recuperación de dichos costos.

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{CostoUnitarioEnergia1} := \frac{\text{CostoEnergia2} \cdot 100}{\text{DisponibilidadPropiaEnergia}}$$

$$\text{CostoUnitarioEnergia1} = 4.025 \quad \frac{\text{USc}}{\text{kWh}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencial1} := \frac{\text{CostoPotencia2}}{\text{DisponibilidadPropiaPotencia}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencial1} = 104.384 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

ETAPA DOS. Líneas de Subtransmisión.

Para los cálculos en esta etapa se requiere de los siguientes valores.

- Disponibilidad propia y total de potencia y energía en líneas de subtransmisión, obtenidas en el flujo físico.
- Ventas de energía y potencia en alta tensión.
- Entrega de potencia y energía a grandes consumidores en líneas de subtransmisión.
- Costo a próxima etapa en potencia y energía.
- Anualidad redistribuida de líneas de subtransmisión.
- Costos de operación y mantenimiento redistribuidos de líneas de subtransmisión

Ejemplo de cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

$$\text{PérdidasEnergiaLineas} := 4922381 \quad \text{kWh}$$

$$\text{PérdidasPotenciaLineas} := 1390 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaEnergia1} := \text{DisponibilidadPropiaEnergia} - \text{PérdidasEnergiaLineas}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaEnergia1} = 2.222 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaPotencia1} := \text{DisponibilidadPropiaPotencia} - \text{PérdidasPotenciaLineas}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaPotencia1} = 4.261 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergia1} := \text{DisponibilidadPropiaEnergia1} + \text{EntregasEnergia}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergia1} = 2.606 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencial} := \text{DisponibilidadPropiaPotencial} + \text{EntregasPotencia}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencial} = 5.161 \times 10^4 \text{ kW}$$

$$\text{CostoEnergia2} = 9.139 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{CostoPotencia2} = 4.593 \times 10^6 \text{ US \$}$$

En primer lugar, se calculan los costos acumulados considerando los costos de la etapa anterior y los costos de la etapa de líneas.

En el caso de los costos de potencia de la etapa de líneas de Subtransmisión se asignan la anualidad y los costos de operación y mantenimiento redistribuidos dados en esta etapa, los mismos que se adicionan al costo de potencia de la etapa anterior, puesto que los costos de potencia son fijos. Mientras que, en el caso de los costos de energía de la etapa son cero, puesto que los costos de energía asignados se consideran costos variables.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A.

$$A_{\text{LineasRedistrib}} := 164868.202 \text{ US \$}$$

$$COyM_{\text{LineasRedistrib}} := 7377.617 \text{ US \$}$$

$$\text{CostoEtapaLineas} := A_{\text{LineasRedistrib}} + COyM_{\text{LineasRedistrib}}$$

$$\text{CostoEtapaLineas} = 1.722 \times 10^5 \text{ US \$}$$

$$\text{CostoEnergia3} := \text{CostoEnergia2}$$

$$\text{CostoEnergia3} = 9.139 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{CostoPotencia3} := \text{CostoPotencia2} + \text{CostoEtapaLineas}$$

$$\text{CostoPotencia3} = 4.765 \times 10^6 \text{ US \$}$$

En esta etapa funcional se tiene dos rubros que se les considera ingresos, los ingresos por ventas en alta tensión a clientes regulados y los ingresos por transporte de potencia de los grandes consumidores en líneas o al lado de alta de transformadores de Subestaciones.

Para determinar el ingreso por el transporte de potencia de grandes consumidores se calcula, previamente, el valor del peaje en líneas de Subtransmisión, el mismo que esta dado por el costo de potencia de la etapa de líneas y la disponibilidad total en líneas. Luego, el ingreso por peaje en líneas se determina tomando en cuenta el peaje en líneas y la entrega de potencia echa.

Ejemplo de Calculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A.

$$\text{PeajeLineas} := \frac{\text{CostoEtapaLineas}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia1}}$$

$$\text{PeajeLineas} = 3.337 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

$$\text{EntregaPotenciaLineas} = 0$$

$$\text{IngresoPeajeLineas} := \text{EntregaPotenciaLinea} \cdot \text{PeajeLinea}$$

$$\text{IngresoPeajeLineas} = 0 \quad \text{US \$}$$

Previo al cálculo de los ingresos por ventas de potencia y energía en alta tensión, se debe determinar los costos unitarios de potencia y energía, a los que se debe realizar las ventas, para lo cual se debe tomar en cuenta la disponibilidad propia de energía y potencia, los ingresos por peaje en líneas y los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

$$\text{CostoUnitarioEnergia2} := \frac{\text{CostoEnergia3} \cdot 100}{\text{DisponibilidadPropiaEnergial}}$$

$$\text{CostoUnitarioEnergia2} = 4.113 \quad \frac{\text{USc}}{\text{kWh}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia2} := \frac{\text{CostoPotencia3} - \text{IngresoPeajeLineas}}{\text{DisponibilidadPropiaPotencial}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia2} = 111.834 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

Una vez establecidos los costos unitarios de energía y potencia para la etapa en estudio, se determina los ingresos por ventas en alta tensión, con el propósito de establecer los costos hacia la próxima etapa.

$$\text{VentasEnergiaAT} := 26400000 \quad \text{kWh}$$

$$\text{VentasPotenciaAT} := 4467 \quad \text{kW}$$

$$\text{IngresoVentasEnergiaAT} = \text{VentasEnergiaAT} \frac{\text{CostoUnitarioEnergia2}}{100}$$

$$\text{IngresoVentasEnergiaAT} = 1.086 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{IngresoVentasPotenciaAT} = \text{VentasPotenciaAT} \text{CostoUnitarioPotencia2}$$

$$\text{IngresoVentasPotenciaAT} = 4.996 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoEnergia4} := \text{CostoEnergia3} - \text{IngresoVentasEnergiaAT}$$

$$\text{CostoEnergia4} = 8.053 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo a próxima etapa}$$

$$\text{CostoPotencia4} := \text{CostoPotencia3} - \text{IngresoVentasPotenciaAT} - \text{IngresoPeajeLinea}$$

$$\text{CostoPotencia4} = 4.266 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo a próxima etapa}$$

ETAPA TRES: *Subestaciones de subtransmisión.*

Para los cálculos en esta etapa funcional se requiere de los siguientes valores:

- ✓ Disponibilidad total de potencia y energía en subestaciones de subtransmisión, obtenidas en el flujo físico.
- ✓ Entregas de potencia y energía a grandes consumidores en subestaciones de subtransmisión, barras del lado de baja tensión.
- ✓ Costo a próxima etapa en potencia y energía.
- ✓ Anualidad redistribuida de subestaciones de subtransmisión.
- ✓ Costos de operación y mantenimiento redistribuidos de subestaciones de subtransmisión.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

$$\text{PérdidasEnergíaSE} := 2737325 \quad \text{kWh}$$

$$\text{PérdidasPotenciaSE} := 381 \quad \text{kW}$$

$$\text{VentasEnergíaAT} := 26400000 \quad \text{kWh}$$

$$\text{VentasPotenciaAT} := 4467 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaEnergía2} = \text{DisponibilidadPropiaEnergía1} - \text{PérdidasEnergíaSE} - \text{VentasEnergíaAT}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaEnergía2} = 1.93 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaPotencia2} = \text{DisponibilidadPropiaPotencia1} - \text{PérdidasPotenciaSE} - \text{VentasPotenciaAT}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaPotencia2} = 3.776 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergía2} = \text{DisponibilidadPropiaEnergía2} + \text{EntregasEnergía}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergía2} = 2.314 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia2} = \text{DisponibilidadPropiaPotencia2} + \text{EntregasPotencia}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia2} = 4.676 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$\text{CostoEnergía4} = 8.053 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoPotencia4} = 4.266 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

Inicialmente, se calculan los costos acumulados hasta esta etapa, considerando los costos de la etapa anterior y los costos de la etapa de subestaciones. En el caso de los costos acumulados de potencia de la etapa de subestaciones de subtransmisión están dados por los costos de potencia a próxima etapa de líneas más la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidas.

En tanto que, los costo de potencia de la etapa de subestaciones están dados por los costo de potencia de la etapa de líneas más la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidos y disminuidos por los ingresos por peaje de líneas. Mientras que, en el caso de los costos de energía de la etapa de subestaciones de subtransmisión son cero.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

$$A_{SERedistrib} := 423407.452 \quad \text{US \$}$$

$$COyM_{SERedistrib} := 537435.216 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoEtapaSE} := \text{CostoEtapaLineas} + A_{SERedistrib} + COyM_{SERedistrib} - \text{IngresoPeajeLineas}$$

$$\text{CostoEtapaSE} = 1.133 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoEnergia5} := \text{CostoEnergia4}$$

$$\text{CostoEnergia5} = 8.053 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo Acumulado}$$

$$\text{CostoPotencia5} := \text{CostoPotencia4} + A_{SERedistrib} + COyM_{SERedistrib}$$

$$\text{CostoPotencia5} = 5.227 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo Acumulado}$$

En esta etapa funcional no se tiene ningún ingreso, ya que no existe ventas ni entrega a terceros de potencia.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

$$\text{PeajeSE} := \frac{\text{CostoEtapaSE}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia2}}$$

$$\text{PeajeSE} = 24.232 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

$$\text{EntregaPotenciaSE} := 0$$

$$\text{IngresoPeajeSE} := \text{EntregaPotenciaSE} \cdot \text{PeajeSE}$$

$$\text{IngresoPeajeSE} = 0$$

Aún cuando en esta etapa funcional no se tiene un rubro de ventas de potencia y energía, se puede determinar sus costos unitarios, para lo cual se debe tomar en cuenta la disponibilidad total de energía y potencia y los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

$$\text{CostoUnitarioEnergia3} := \frac{\text{CostoEnergia5} \cdot 100}{\text{DisponibilidadPropiaEnergia2}}$$

$$\text{CostoUnitarioEnergia3} = 4.172 \quad \frac{\text{USc}}{\text{kWh}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia3} := \frac{\text{CostoPotencia5} - \text{IngresoPeajeSE}}{\text{DisponibilidadPropiaPotencia2}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia3} = 138.414 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

Finalmente, se establecen los costos para la próxima etapa, en función de los costos acumulados hasta esta etapa y los ingresos por peajes son.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

$$\text{CostoEnergia6} := \text{CostoEnergia5}$$

$$\text{CostoEnergia6} = 8.053 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo a próxima etapa}$$

$$\text{CostoPotencia6} := \text{CostoPotencia5} - \text{IngresoPeajeSE}$$

$$\text{CostoPotencia5} = 5.227 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo a próxima etapa}$$

ETAPA CUATRO: Alimentadores Primarios.-

Para desarrollar los cálculos en esta etapa, como punto de partida, se requiere de los siguientes valores:

- ✓ Disponibilidad propia y total de potencia y energía en alimentadores primarios, obtenidas en el flujo físico.
- ✓ Ventas de energía y potencia en media tensión.
- ✓ Entregas de potencia y energía a grandes consumidores en alimentadores primarios.

- ✓ Costo a próxima etapa en potencia y energía, provenientes de la etapa anterior.
- ✓ Anualidad redistribuida de alimentadores primarios.
- ✓ Costos de operación y mantenimiento redistribuidos de alimentadores primarios.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

$$\text{PérdidasTécnicasEnergíaPrimarios} := 7755751 \quad \text{kWh}$$

$$\text{PérdidasTécnicasPotenciaPrimarios} := 2694 \quad \text{kW}$$

$$\text{VentasEnergíaSE} := 0 \quad \text{kWh}$$

$$\text{VentasPotenciaSE} := 0 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaEnergía3} := \text{DisponibilidadPropiaEnergía2} - \text{PérdidasTécnicasEnergíaPrimarios} - \text{VentasEnergíaSE}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaEnergía3} = 1.853 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaPotencia3} := \text{DisponibilidadPropiaPotencia2} - \text{PérdidasTécnicasPotenciaPrimarios} - \text{VentasPotenciaSE}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaPotencia3} = 3.507 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergía3} := \text{DisponibilidadPropiaEnergía3} + \text{EntregasEnergía}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergía3} = 2.237 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia3} := \text{DisponibilidadPropiaPotencia3} + \text{EntregasPotencia}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia3} = 4.407 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$\text{CostoEnergía7} := \text{CostoEnergía6}$$

$$\text{CostoEnergía7} = 8.053 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoPotencia7} := \text{CostoPotencia6}$$

$$\text{CostoPotencia7} = 5.227 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

De similar forma que en las etapas precedente, inicialmente, se calculan los costos acumulados hasta esta etapa considerando los costos de la etapa anterior y los costos de la etapa de alimentadores primarios. Para los costos acumulados de potencia de alimentadores primarios se asignan la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidos, adicionándolos

a los costos a próxima etapa anteriores. Mientras que, en el caso de los costos acumulados de energía se asigna los costos a próxima etapa anteriores.

Los costos de potencia de la etapa de alimentadores primarios están dados por los costos de potencia de la etapa de subestaciones más la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidos y disminuidos por los ingresos por peaje de subestaciones. Mientras que, en el caso de los costos de energía de la etapa de alimentadores primarios son cero.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

$$A_{\text{PrimariosRedistrib}} := 777080.758 \quad \text{US \$}$$

$$CO_{yM}_{\text{PrimariosRedistrib}} := 381380.903 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoEtapaPrimarios} := \text{CostoEtapaSE} + A_{\text{PrimariosRedistrib}} + CO_{yM}_{\text{PrimariosRedistrib}} - \text{IngresoPeajeSE}$$

$$\text{CostoEtapaPrimarios} = 2.292 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoEnergia8} := \text{CostoEnergia7}$$

$$\text{CostoEnergia8} = 8.053 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo Acumulado}$$

$$\text{CostoPotencia8} := \text{CostoPotencia7} + A_{\text{PrimariosRedistrib}} + CO_{yM}_{\text{PrimariosRedistrib}}$$

$$\text{CostoPotencia8} = 6.385 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo Acumulado}$$

Para esta etapa funcional se tiene dos rubros considerados como ingresos, los ingresos por ventas en media tensión a clientes regulados y los ingresos por transporte de la potencia de los grandes consumidores en alimentadores primarios.

El ingreso por el transporte de potencia de grandes consumidores está dado por el valor del peaje en alimentadores primarios, que se lo determina por medio del costo de potencia de la etapa de alimentadores primarios y la disponibilidad total de potencia en esta etapa. Luego, el valor del ingreso se calcula tomándose en cuenta el peaje de líneas y la entrega de potencia hecha.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

$$\text{PeajePrimarios} := \frac{\text{CostoEtapaPrimarios}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia3}}$$

$$\text{PeajePrimarios} = 51.998 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

$$\text{EntregaPotenciaTercerosMT} := 9000 \quad \text{kW}$$

$$\text{IngresoPeajePrimarios} := \text{EntregaPotenciaTercerosMT} \cdot \text{PeajePrimarios}$$

$$\text{IngresoPeajePrimarios} = 4.68 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

Para el cálculo de los ingresos por ventas de potencia y energía en media tensión, se debe determinar los costos unitarios de potencia y energía a los que se debe realizar dichas ventas, para lo cual se debe tomar en cuenta la disponibilidad propia de energía y potencia, los ingresos por peajes en líneas y los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

$$\text{CostoUnitarioEnergia4} := \frac{\text{CostoEnergia8} \cdot 100}{\text{DisponibilidadPropiaEnergia3}}$$

$$\text{CostoUnitarioEnergia4} = 4.346 \quad \frac{\text{USc}}{\text{kWh}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia4} := \frac{\text{CostoPotencia8} - \text{IngresoPeajePrimarios}}{\text{DisponibilidadPropiaPotencia3}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia4} = 168.72 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

Una vez establecidos los costos unitarios de energía y potencia para esta etapa funcional se determina los ingresos por ventas en media tensión. Con el propósito de establecer los costos hacia la próxima etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{VentasEnergiaMT} := 58038200 \quad \text{kWh}$$

$$\text{VentasPotenciaMT} := 16114 \quad \text{kW}$$

$$\text{IngresoVentasEnergiaMT} := \text{VentasEnergiaMT} \cdot \frac{\text{CostoUnitarioEnergia4}}{100}$$

$$\text{IngresoVentasEnergiaMT} = 2.522 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{IngresoVentasPotenciaMT} := \text{VentasPotenciaMT} \cdot \text{CostoUnitarioPotencia4}$$

$$\text{IngresoVentasPotenciaMT} = 2.719 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoEnergia9} := \text{CostoEnergia8} - \text{IngresoVentasEnergiaMT}$$

$$\text{CostoEnergia9} = 5.531 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo a próxima etapa}$$

$$\text{CostoPotencia9} := \text{CostoPotencia8} - \text{IngresoVentasPotenciaMT} - \text{IngresoPeajePrimarios}$$

$$\text{CostoPotencia9} = 3.198 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo a próxima etapa}$$

ETAPA CINCO: *Transformadores de Distribución.*-

Para los cálculos en esta etapa funcional se requiere de los siguientes valores:

- ✓ Disponibilidad total de potencia y energía en transformadores de distribución, obtenida en el flujo físico.
- ✓ Costo a próxima etapa en potencia y energía, provenientes de la etapa anterior.
- ✓ Anualidad redistribuida de transformadores de distribución.
- ✓ Costos de operación y mantenimiento redistribuidos de transformadores de distribución.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{PérdidasTécnicasEnergiaTrafos} := 5162496 \quad \text{kWh}$$

$$\text{PérdidasTécnicasPotenciaTrafos} := 797 \quad \text{kW}$$

$$\text{VentasEnergiaMT} := 58038200 \quad \text{kWh}$$

$$\text{VentasPotenciaMT} := 16114 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaEnergia4} := \text{DisponibilidadPropiaEnergia3} - \text{PérdidasTécnicasEnergiaTrafos} - \text{VentasEnergiaMT}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaEnergia4} = 1.221 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaPotencia4} := \text{DisponibilidadPropiaPotencia3} - \text{PérdidasTécnicasPotenciaTrafos} - \text{VentasPotenciaMT}$$

$$\text{DisponibilidadPropiaPotencia4} = 1.816 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergia4} := \text{DisponibilidadPropiaEnergia4}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergia4} = 1.221 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia4} := \text{DisponibilidadPropiaPotencia4}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia4} = 1.816 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$\text{CostoEnergia10} := \text{CostoEnergia9}$$

$$\text{CostoEnergia10} = 5.531 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoPotencia10} := \text{CostoPotencia9}$$

$$\text{CostoPotencia10} = 3.198 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

Al igual que las etapas anteriores, previamente, se acumulan los costos acumulados hasta esta etapa. Es así que en el caso de los costos acumulados de potencia de la etapa de trafos están dados por los costos de potencia a próxima etapa de primarios más la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuida. En tanto que, los costo de potencia de la etapa de trafos esta dados por los costo de potencia de la etapa de primarios mas la anualidad y costos de operación y mantenimientos de esta etapa redistribuidos. Mientras que, en el caso de los costos de energía de la etapa de trafos son cero.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$A_{\text{TrafosRedistrib}} := 346504.482 \quad \text{US \$}$$

$$CO_{yM}_{\text{TrafosRedistrib}} := 78946.942 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoEtapaTrafos} := \text{CostoEtapaPrimarios} + A_{\text{TrafosRedistrib}} + CO_{yM}_{\text{TrafosRedistrib}} - \text{IngresoPeajePrimarios}$$

$$\text{CostoEtapaTrafos} = 2.249 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoEnergia11} := \text{CostoEnergia10}$$

$$\text{CostoEnergia11} = 5.531 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo Acumulado}$$

$$\text{CostoPotencia11} := \text{CostoPotencia10} + A_{\text{TrafosRedistrib}} + \text{COyM}_{\text{TrafosRedistrib}}$$

$$\text{CostoPotencia11} = 3.623 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo Acumulado}$$

Aún cuando esta etapa funcional no se tiene registro de entregas de potencia a los grandes consumidores se puede determinar el valor del peaje correspondiente a transformadores de distribución, que esta dado por el costo de potencia y la disponibilidad total en esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{PeajeTrafos} := \frac{\text{CostoEtapaTrafos}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia4}}$$

$$\text{PeajeTrafos} = 123.865 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

$$\text{EntregaPotenciaTercerosTrafos} := 0 \quad \text{kW}$$

$$\text{IngresoPeajeTrafos} := \text{EntregaPotenciaTercerosTrafos} \cdot \text{PeajeTrafos}$$

$$\text{IngresoPeajeTrafos} = 0 \quad \text{US \$}$$

En igual forma en esta etapa funcional no se tiene un rumbo de ventas de potencia y de energía; sin embargo es factible determinar sus costos unitarios, para lo cual se debe tomar en cuenta la disponibilidad total de energía y potencia y los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{CostoUnitarioEnergia5} := \frac{\text{CostoEnergia11} \cdot 100}{\text{DisponibilidadPropiaEnergia4}}$$

$$\text{CostoUnitarioEnergia5} = 4.531 \quad \frac{\text{USc}}{\text{kWh}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia5} := \frac{\text{CostoPotencia11} - \text{IngresoPeajeTrafos}}{\text{DisponibilidadPropiaPotencia4}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia5} = 199.562 \quad \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

Por otra parte en esta etapa no existe ingresos por ventas tanto de potencia como de energía, como tampoco existe ingresos por peaje.

Finalmente, se establece los costos para la próxima etapa en función de los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{CostoEnergia12} := \text{CostoEnergia11}$$

$$\text{CostoEnergia12} = 5.531 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo a próxima etapa}$$

$$\text{CostoPotencia12} := \text{CostoPotencia11}$$

$$\text{CostoPotencia12} = 3.623 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo a próxima etapa}$$

ETAPA SEIS: *Redes Secundarias.*-

Los cálculos a realizarse en esta etapa funcional requieren de los siguientes valores.

- ✓ Disponibilidad total de potencia y energía en redes secundarias (previa para alumbrado público) obtenidas en el flujo físico.
- ✓ Costo a próxima etapa en potencia y energía, provenientes de la etapa anterior.
- ✓ Anualidad redistribuida de redes secundarias.
- ✓ Costo de operación y mantenimiento redistribuido de redes secundarias.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{PérdidasTécnicasEnergiaSecundarios} := 7971854 \quad \text{kWh}$$

$$\text{PérdidasTécnicasPotenciaSecundarios} := 2649 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergia5} = \text{DisponibilidadTotalEnergia4} - \text{PérdidasTécnicasEnergiaSecundarios}$$

$$\text{DisponibilidadTotalEnergia5} = 1.141 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia5} := \text{DisponibilidadTotalPotencia4} - \text{PérdidasTécnicasPotenciaSecundarios}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPotencia5} = 1.551 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$\text{CostoEnergia13} := \text{CostoEnergia12}$$

$$\text{CostoEnergia13} = 5.531 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoPotencial13} := \text{CostoPotencial12}$$

$$\text{CostoPotencial13} = 3.623 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

En esta etapa, previamente, se calcula los costos acumulados hasta esta etapa. Para los costos acumulados de potencia de la etapa de secundarios están dados por los costos de potencia a próxima etapa de transformadores mas la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuido. En tanto que, los costos de potencia de la etapa de secundarios están dados por los costos de potencia de la etapa de trafos mas la anualidad y costos de operación y mantenimiento de esta etapa redistribuidos. Mientras que, en el caso de los costos de energía de la etapa de secundarios son cero.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$A_{\text{SecundariosRedistrib}} := 1443149.890 \quad \text{US \$}$$

$$COyM_{\text{SecundariosRedistrib}} := 572071.354 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoEtapaSecundarios} := \text{CostoEtapaTrafos} + A_{\text{SecundariosRedistrib}} + COyM_{\text{SecundariosRedistrib}}$$

$$\text{CostoEtapaSecundarios} = 4.264 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoEnergia14} := \text{CostoEnergia13}$$

$$\text{CostoEnergia14} = 5.531 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo Acumulado}$$

$$\text{CostoPotencial14} := \text{CostoPotencial13} + A_{\text{SecundariosRedistrib}} + COyM_{\text{SecundariosRedistrib}}$$

$$\text{CostoPotencial14} = 5.639 \times 10^6 \quad \text{US \$} \quad \text{Costo Acumulado}$$

A pesar de que, en esta etapa funcional no se realiza entregas de potencias a los grandes consumidores se puede determinar el valor del peaje

correspondiente a redes secundarias, que esta dado por el costo de potencia y la disponibilidad total en esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{PeajeSecundarios} := \frac{\text{CostoEtapaSecundarios}}{\text{DisponibilidadTotalPotencia5}}$$

$$\text{PeajeSecundarios} = 274.97 \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

$$\text{EntregaPotenciaTercerosSecundarios} := 0 \text{ kW}$$

$$\text{IngresoPeajeSecundarios} := \text{EntregaPotenciaTercerosSecundarios} \cdot \text{PeajeSecundarios}$$

$$\text{IngresoPeajeSecundarios} = 0 \quad \text{US \$}$$

De la misma manera en esta etapa funcional no se tiene un rubro de ventas de potencia y energía sin embargo, es factible determinar sus costos unitarios, para lo cual se debe considerar la disponibilidad total de energía y potencia y los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{CostoUnitarioEnergia6} := \frac{\text{CostoEnergia14} \cdot 100}{\text{DisponibilidadTotalEnergia5}}$$

$$\text{CostoUnitarioEnergia6} = 4.848 \frac{\text{USc}}{\text{kWh}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia6} := \frac{\text{CostoPotencia14} - \text{IngresoPeajeSecundarios}}{\text{DisponibilidadPropiaPotencia4}}$$

$$\text{CostoUnitarioPotencia6} = 310.551 \frac{\text{USD}}{\text{kW} - \text{año}}$$

Finalmente se establece los costos para la a próxima etapa en función de los costos acumulados hasta esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

CostoEnergia15 := CostoEnergia14

CostoEnergia15 = 5.531×10^6 US \$ Costo a próxima etapa

CostoPotencia15 := CostoPotencia14

CostoPotencia15 = 5.639×10^6 US \$ Costo a próxima etapa

ETAPA SIETE: *Clientes de Baja Tensión y Alumbrado Público.-*

En esta etapa se realiza un tratamiento especial para la determinación de los costos unitarios para clientes y alumbrado público, sobretodo, en la asignación de las pérdidas, tanto de potencia como de energía. Es así que los cálculos a realizarse requieren de los siguientes valores.

- ✓ Ventas de potencia y energía de clientes en baja tensión y para alumbrado público, obtenidas en el flujo físico.
- ✓ Costo a próxima etapa en potencia y energía provenientes de la etapa anterior.
- ✓ Anualidad redistribuida de clientes en baja tensión y alumbrado público.
- ✓ Costos de operación y mantenimientos redistribuidos de clientes de baja tensión y alumbrado público.

Para el alumbrado público se asigna las pérdidas técnicas de secundarios y pérdidas técnicas de alumbrado público; mientras que, para los clientes de baja tensión se asigna las pérdidas técnicas de secundarios, las pérdidas técnicas de acometidas y la pérdida no técnicas de baja tensión, tanto en energía como en potencia a partir de esta consideración se determina los costos unitarios de potencia y energía para clientes y alumbrado público.

ENERGÍA:

En primer lugar, se totaliza el requerimiento de energía para alumbrado público y clientes de baja tensión, es decir se realiza la sumatoria de las ventas y las pérdidas asignadas a los dos sectores.

El costo unitario requerido de energía esta dado por la relación entre el costo de energía proveniente de la etapa anterior y el total de energía requerido. Luego, para evaluar los costos a recuperar de cada sector y el costo de las pérdidas de secundarios, que son comunes a los dos, se utiliza el costo unitario calculado anteriormente y la porción de energía correspondiente a cada uno.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{VentasEnergiaBT} := 85272760 \quad \text{kWh}$$

$$\text{VentasEnergiaAP} := 13789046 \quad \text{kWh}$$

$$\text{PEnergiaSecundarios} := 7971854 \quad \text{kWh}$$

$$\text{PEnergiaAcometidas} := 2064998 \quad \text{kWh}$$

$$\text{PTAP} := 1176569 \quad \text{kWh}$$

$$\text{PNoTBT} := 5309625 \quad \text{kWh}$$

$$\text{RequerimientoClientes} := \text{VentasEnergiaBT} + \text{PEnergiaAcometidas} + \text{PNoTBT}$$

$$\text{RequerimientoClientes} = 9.265 \times 10^7 \quad \text{kWh}$$

$$\text{RequerimientoAP} := \text{VentasEnergiaAP} + \text{PTAP}$$

$$\text{RequerimientoAP} = 1.497 \times 10^7$$

$$\text{RequerimientoBT} := \text{RequerimientoClientes} + \text{RequerimientoAP} + \text{PEnergiaSecundarios}$$

$$\text{RequerimientoBT} = 1.156 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{CostoUnitarioBT} := \frac{\text{CostoEnergia15}}{\text{RequerimientoBT}}$$

$$\text{CostoUnitarioBT} = 0.048 \quad \text{US \$ / kWh}$$

$$\text{CostoClientes} := \text{RequerimientoClientes} \cdot \text{CostoUnitarioBT}$$

$$\text{CostoClientes} = 4.433 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoAP} := \text{RequerimientoAP} \cdot \text{CostoUnitarioBT}$$

$$\text{CostoAP} = 7.161 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoPTSecundarios} := \text{PEnergiaSecundarios} \cdot \text{CostoUnitarioBT}$$

$$\text{CostoPTSecundarios} = 3.815 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

El costo ocasionado por las pérdidas de energía en secundarios se prorratea entre el alumbrado público y los clientes de baja tensión de acuerdo con el peso de cada uno respecto del requerimiento total de energía de esta etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{CostoPTSecundariosClientes} := \text{CostoPTSecundarios} \cdot \frac{\text{CostoClientes}}{\text{CostoClientes} + \text{CostoAP}}$$

$$\text{CostoPTSecundariosClientes} = 3.284 \times 10^5 \text{ US \$}$$

$$\text{CostoPTSecundariosAP} := \text{CostoPTSecundarios} \cdot \frac{\text{CostoAP}}{\text{CostoClientes} + \text{CostoAP}}$$

$$\text{CostoPTSecundariosAP} = 5.305 \times 10^4 \text{ US \$}$$

Una vez hecha esta repartición de costos, se añade la proporción de costos de las perdidas de secundarios a los costos recuperados de cada sector. Entonces, los costos unitarios de energía por alumbrado público y clientes de baja tensión estarán dados por la relación entre estos nuevos costos y las ventas de energía de cada sector.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$\text{CostoClientes1} := \text{CostoClientes} + \text{CostoPTSecundariosClientes}$$

$$\text{CostoClientes1} = 4.762 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{CostoAP1} := \text{CostoAP} + \text{CostoPTSecundariosAP}$$

$$\text{CostoAP1} = 7.692 \times 10^5 \text{ US \$}$$

$$\text{CostoUnitarioClientes} := \frac{\text{CostoClientes1}}{\text{VentasEnergíaBT}}$$

$$\text{CostoUnitarioClientes} = 0.056 \text{ US \$ / KWh}$$

$$\text{CostoUnitarioAP} := \frac{\text{CostoAP1}}{\text{VentasEnergíaAP}}$$

$$\text{CostoUnitarioAP} = 0.056 \text{ US \$ / KWh}$$

POTENCIA:

El procedimiento de cálculo y prorateo de los costos es similar al aplicado de energía, la diferencia radica en que a los costos prorrateados de alumbrado público se deben añadir los valores de anualidad y costos de operación y mantenimiento redistribuidos de alumbrado público.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

VentasPotenciaBT := 8909 kW

VentasPotenciaAP := 3229 kW

PTPotenciaSecundarios := 2649 kW

PTPotenciaAcometidas := 606 kW

PNoTBT := 1060 kW

PTAP := 278 kW

A_{AP}Redistrib := 157179.926 US \$

CO_{yM}_{AP}Redistrib := 152537.864 US \$

A_{Serv.Cliente}Redistrib := 801028.968 US \$

CO_{yM}_{Serv.Cliente}Redistrib := 540995.157 US \$

RequerimientoClientes := VentasPotenciaBT + PTPotenciaAcometidas + PNoTBT

RequerimientoClientes = 1.058×10^4 kW

RequerimientoAP := VentasPotenciaAP + PTAP

RequerimientoAP = 3.507×10^3

RequerimientoBT := RequerimientoClientes + RequerimientoAP + PTPotenciaSecundarios

RequerimientoBT = 1.673×10^4 kW

CostoUnitarioBT := $\frac{\text{CostoPotencial5}}{\text{RequerimientoBT} \cdot 12}$

CostoUnitarioBT = 28.085 US \$ / kW - mes

$$\text{CostoClientes} := \text{RequerimientoClientes} \cdot \text{CostoUnitarioBT12}$$

$$\text{CostoClientes} = 3,564 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoAP} := \text{RequerimientoAP} \cdot \text{CostoUnitarioBT12}$$

$$\text{CostoAP} = 1,182 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoPTSecundarios} := \text{PTPotenciaSecundarios} \cdot \text{CostoUnitarioBT12}$$

$$\text{CostoPTSecundarios} = 8,928 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoPTSecundariosClientes} := \text{CostoPTSecundarios} \cdot \frac{\text{CostoClientes}}{\text{CostoClientes} + \text{CostoAP}}$$

$$\text{CostoPTSecundariosClientes} = 6,704 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoPTSecundariosAP} := \text{CostoPTSecundarios} \cdot \frac{\text{CostoAP}}{\text{CostoClientes} + \text{CostoAP}}$$

$$\text{CostoPTSecundariosAP} = 2,223 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoClientes1} := \text{CostoClientes} + \text{CostoPTSecundariosClientes} + A_{\text{Serv.ClienteRedistrib}} + CO_2M_{\text{Serv.ClienteRedistri}}$$

$$\text{CostoClientes1} = 5,576 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoAPI} := \text{CostoAP} + \text{CostoPTSecundariosAP} + A_{\text{APRedistrib}} + CO_2M_{\text{APRedistrib}}$$

$$\text{CostoAPI} = 1,714 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{CostoUnitarioClientes} = \frac{\text{CostoClientes1}}{\text{VentasPotenciaBT12}}$$

$$\text{CostoUnitarioClientes} = 52,161 \quad \text{US \$ / kW - mes}$$

$$\text{CostoUnitarioAP} = \frac{\text{CostoAPI}}{\text{VentasPotenciaAP12}}$$

$$\text{CostoUnitarioAP} = 44,234 \quad \text{US \$ / KW - mes}$$

2.8 ALGORITMO DE CÁLCULO: EL VALOR AGREGADO DE LA DE DISTRIBUCIÓN Y LA TARIFA MEDIA.-

La tarifa media o precio medio es el valor que abarca todos los costos que demanda el Suministro de energía eléctrica, excepto los costos de comercialización, y que se recuperan a través de las ventas de energía.

Básicamente la tarifa media esta constituida por:

1. Precio Referencial de Generación, PRG,
2. Costo Medio de Transmisión TTx; Y,

3. Valor Agregado de Distribución, VAD.

Todos los algoritmos de cálculo desarrollados hasta el momento han sido orientados a la determinación del tercer componente de la tarifa media, pues, en los dos primeros la empresa distribuidora no tiene ninguna ingerencia, mientras que el Valor Agregado de Distribución, VAD, es estrictamente dependiente de las características, la eficiencia y administración de las empresas distribuidoras. Dentro de los componentes del Valor Agregado de Distribución, se tiene:

1. Anualidad
2. Costo de operación y mantenimiento,
3. Perdidas valoradas en dinero; e,
4. ingresos por peajes.

La suma algébrica de estos cuatro elementos determina el Valor Agregado de Distribución total, mientras que, si a este valor se lo relaciona con las ventas totales de energía de la empresa distribuidora se obtiene el Valor Agregado de Distribución unitario que forma parte de la tarifa media.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

$$A_{\text{Total}} := 4113219.679 \quad \text{US \$}$$

$$COyM_{\text{Total}} := 3654496 \quad \text{US \$}$$

$$\text{TotalPérdidasDinero} := 2315000 \quad \text{US \$}$$

$$\text{VentaTotalEnergia} := 183500007 \quad \text{US \$}$$

$$\text{IngresoPeaje} := \text{IngresoPeajeLineas} + \text{IngresoPeajeSE} + \text{IngresoPeajePrimarios}$$

$$\text{IngresoPeaje} = 4.68 \times 10^5 \quad \text{US \$}$$

$$\text{VADTotal} := A_{\text{Total}} + COyM_{\text{Total}} + \text{TotalPérdidasDinero} - \text{IngresoPeaje}$$

$$\text{VADTotal} = 9.615 \times 10^6 \quad \text{US \$}$$

$$\text{VADUnitario} := \frac{\text{VADTotal}}{\text{VentaTotalEnergia}}$$

$$\text{VADUnitario} = 0.052 \quad \text{US \$ / kWh}$$

$$\text{PRG} := \text{PRGe} + \text{PRGp}$$

$$\text{PRG} = 0.055 \quad \text{US \$ / kWh}$$

$$\text{CostoTransmisión} := 0.00763 \quad \text{US \$}$$

$$\text{TarifaMedia} := \text{PRG} + \text{CostoTransmisión} + \text{VADUnitario}$$

$$\text{TarifaMedia} = 0.115 \quad \text{US \$ / kWh}$$

2.8.1 CÁLCULO: BALANCE DE INGRESOS Y EGRESOS.-

El balance de ingresos y egresos se realiza con el objetivo de establecer la consistencia de la tarifa media calculada, pues, esta tarifa debe permitir la recuperación de los costos o egresos que la empresa distribuidora realiza para lograr el suministro de energía eléctrica. Por tal razón dentro de los ingresos que tiene la empresa se considera:

1. Ingresos por ventas de energía a tarifa media y,
2. Ingreso por peajes

Por otro lado, dentro de los egresos se considera los siguientes rubros:

1. Costo de Energía
2. Costo de la potencia
3. Costo de Transmisión.
4. Costo de operación y mantenimiento,
5. Costo de capital; y,
6. Pérdidas de energía y potencias no reconocidas y valoradas en dinero.

Resulta evidente que, dentro del balance el total de ingresos tendrá que ser igual de costos o egresos, lo que implica que la tarifa media calculada es la más adecuada para la empresa distribuidora.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

TarifaMedia := 0.115 US \$
 TotalVentasEnergia := 183500007 US \$
 IngresoVentas := TotalVentasEnergia·TarifaMedia
 IngresoVentas = 2.108×10^7 US \$
 IngresoPeaje := 468000 US \$
 TotalIngresos := IngresoVentas + IngresoPeaje
 TotalIngresos = 2.155×10^7 US \$
 TotalPérdidasNoAceptadas := PérdidasEnergia2 + PérdidasPotencia2
 TotalPérdidasNoAceptadas = 4.508×10^5 US \$
 TotalInsumos := CostoCompraE + CostoCompraP + CostoCompraT
 TotalInsumos = 1.423×10^7 US \$
 TotalEgresos := TotalInsumos + A_{Ttotal} + CO_2M_{Ttotal} - TotalPérdidasNoAceptadas
 TotalEgresos = 2.155×10^7 US \$
 BALANCE:= TotalIngresos - TotalEgresos
 BALANCE:= 13.75 US \$

Como se puede observar el pequeño valor existente en el balance se debe a las aproximaciones que realiza el paquete computacional de MATHCAD.

2.9 MÉTODO 2: FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS.-

El método para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, VAD, por medio de la utilización de factores de expansión de pérdidas, se basa teóricamente, en el flujo físico de potencia y energía a través de las etapas funcionales los activos asignados y los costos de operación y mantenimiento.

Un factor de expansión de pérdidas es un valor adimensional que esta dado en función de las disponibilidades a lo largo del flujo físico solo el momento

en que se dan pérdidas sean técnicas o no técnicas en cada una de las etapas funcionales además, el factor de expansión de pérdidas representa en términos físicos, la cantidad adicional de potencias y energía requerida (aguas arriba) para suplir las pérdidas, en tanto que, en términos económicos, un factor de expansión de pérdidas representa el incremento en los costos de cada etapa funcional ocasionado por la presencia de pérdidas a lo largo del proceso de distribución.

Al igual que el método, anteriormente descrito, el proceso de cálculo requiere la recopilación de datos iniciales que son los siguientes:

- ✓ Tasa de descuento,
- ✓ Vida útil de activos,
- ✓ Precio referencial de generación componente de energía estabilizado,
- ✓ Precio unitario de Potencia para remuneración
- ✓ Costo de transmisión,
- ✓ Factor de nodo,
- ✓ Compras de energía y potencia para el periodo,
- ✓ Ventas de energía y potencia para el periodo por nivel de tensión,
- ✓ Entregas de energía y potencia para el periodo por punto de entrega,
- ✓ Pérdidas técnicas de energía y potencia por etapa funcional,
- ✓ Pérdidas no técnicas de energía y potencia para el periodo,
- ✓ Número total de abonados,
- ✓ Activos por etapa funcional; y,
- ✓ Costos de operación y mantenimiento por etapa funcional

Con el objetivo de una explicación clara y consistente de este método de cálculo del, VAD, se utilizara como ejemplo los datos presentados por la Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A. Citados en el literal 2.5 y 2.6.

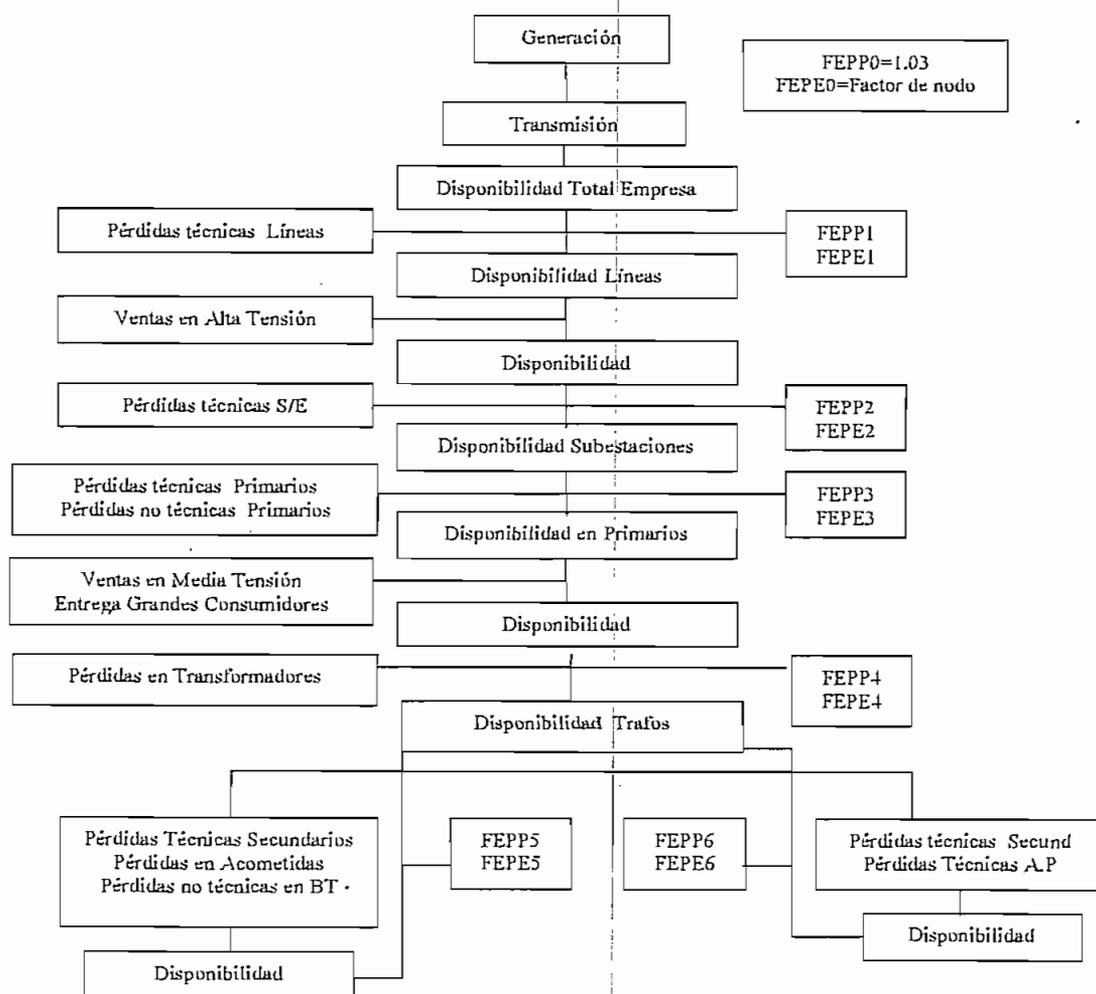
2.9.1 ALGORITMO DE CÁLCULO: ENERGÍA Y POTENCIA DISPONIBLES (Flujo Físico) Y FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS.-

Los valores de los factores de expansión de pérdidas están dados tanto para potencia como para energía y se determinan a lo largo del flujo físico,

mientras que para la etapa de transmisión el factor de expansión de pérdidas en energía esta dado por el factor de nodo de la empresa y el factor de expansión de pérdidas en potencia esta dado por el valor de 1.03.

En forma esquemática, el flujo físico y la ubicación de los factores de expansión de pérdidas, se lo muestra en la Figura 2.9.1 En este esquema se puede observar la relación existente entre los factores de expansión de pérdidas con las disponibilidades luego de haber sido disminuidas las pérdidas en cada etapa funcional. Cabe destacar que, en baja tensión se establecen los factores de expansión de pérdida tanto para clientes como para alumbrado público.

FLUJO FÍSICO



Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

Lineas de Subtransmisión

ENERGIA

DisponibilidadTotalE:= 265481225 kWh

PérdidasTécnicasELineas := 4922380 kWh

DisponibilidadTotalELineas:= DisponibilidadTotalE– PérdidasTécnicasELineas

DisponibilidadTotalELineas= 2.606×10^8 kWh

$FEPE1 := \frac{\text{DisponibilidadTotalE}}{\text{DisponibilidadTotalELineas}}$

FEPE1 = 1.019

VentasEAT := 26400000 kWh

EntregaETerceros := 0

DisponibilidadE1:= DisponibilidadTotalELineas– VentasEAT – EntregaETerceros

DisponibilidadE1= 2.342×10^8 kWh

POTENCIA

DisponibilidadTotalP:= 53000 kW

PérdidasTécnicasPLineas := 1390 kW

DisponibilidadTotalPLineas:= DisponibilidadTotalP– PérdidasTécnicasPLineas

DisponibilidadTotalPLineas= 5.161×10^4 kW

$FEPP1 := \frac{\text{DisponibilidadTotalP}}{\text{DisponibilidadTotalPLineas}}$

FEPP1 = 1.027

VentasPAT := 4467 kW

EntregaPTerceros := 0

DisponibilidadP1:= DisponibilidadTotalPLineas– VentasPAT – EntregaPTerceros

DisponibilidadP1= 4.714×10^4 kW

Subestaciones de Subtransmisión

ENERGIA

PérdidasTécnicasESE := 2737324 kWh

DisponibilidadTotalESE:= DisponibilidadE1– PérdidasTécnicasESE

DisponibilidadTotalESE= 2.314×10^8 kWh

$FEPE2 := \frac{\text{DisponibilidadE1}}{\text{DisponibilidadTotalESE}}$

FEPE2 = 1.012

VentasESE := 0 kWh

EntregaETerceros := 0 kWh

DisponibilidadE2:= DisponibilidadTotalESE– VentasESE – EntregaETerceros

DisponibilidadE2= 2.314×10^8 kWh

POTENCIA

PérdidasTécnicasPSE := 381 kW

DisponibilidadTotalPSE:= DisponibilidadP1 – PérdidasTécnicasPSE

DisponibilidadTotalPSE= 4.676×10^4 kW

$FEPP2 := \frac{\text{DisponibilidadP1}}{\text{DisponibilidadTotalPSE}}$

FEPP2 = 1.008

VentasPSE := 0 kW

EntregaPTerceros := 0 kW

DisponibilidadP2:= DisponibilidadTotalPSE– VentasPSE – EntregaPTerceros

DisponibilidadP2= 4.676×10^4 kW

Alimentadores Primarios

ENERGIA

PérdidasTécnicasEPrimarios := 7755750 kWh

DisponibilidadTotalEPrimarios := DisponibilidadE2 - PérdidasTécnicasEPrimarios

DisponibilidadTotalEPrimarios = 2.237×10^8 kWh

$$FEPE3 := \frac{\text{DisponibilidadE2}}{\text{DisponibilidadTotalEPrimarios}}$$

FEPE3 = 1.035

VentasEMT := 58038200 kWh

EntregaETerceros := 38400000 kWh

DisponibilidadE3 := DisponibilidadTotalEPrimarios - VentasEMT - EntregaETerceros

DisponibilidadE3 = 1.272×10^8 kWh

POTENCIA

PérdidasTécnicasPPrimarios := 2694 kW

DisponibilidadTotalPPrimarios := DisponibilidadP2 - PérdidasTécnicasPPrimarios

DisponibilidadTotalPPrimarios = 4.407×10^4 kW

$$FEPP3 := \frac{\text{DisponibilidadP2}}{\text{DisponibilidadTotalPPrimarios}}$$

FEPP3 = 1.061

VentasPMT := 16114 kW

EntregaPTerceros := 9000 kW

DisponibilidadP3 := DisponibilidadTotalPPrimarios - VentasPMT - EntregaPTerceros

DisponibilidadP3 = 1.895×10^4 kW

Transformadores de Distribución

ENERGIA

PérdidasTécnicasETrafos := 5162496 kWh

DisponibilidadTotalETrafos := DisponibilidadE3 - PérdidasTécnicasETrafos

DisponibilidadTotalETrafos = 1.221×10^8 kWh

$$FEPE4 := \frac{\text{DisponibilidadE3}}{\text{DisponibilidadTotalETrafos}}$$

$$FEPE4 = 1.042$$

POTENCIA

$$\text{PérdidasTécnicasPTrafos} := 797 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPTrafos} := \text{DisponibilidadP3} - \text{PérdidasTécnicasPTrafos}$$

$$\text{DisponibilidadTotalPTrafos} = 1.816 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$FEPP4 := \frac{\text{DisponibilidadP3}}{\text{DisponibilidadTotalPTrafos}}$$

$$FEPP4 = 1.044$$

Clientes en baja tension

ENERGIA

$$\text{PTEsec} := 7971854 \quad \text{kWh}$$

$$\text{PTEAcom} := 2064998 \quad \text{kWh}$$

$$\text{PNTEBaja} := 5309625 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadE4} := \text{DisponibilidadTotalETrafos} - \text{PTEsec} - \text{PTEAcom} - \text{PNTEBaja}$$

$$\text{DisponibilidadE4} = 1.067 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$FEPE5 := \frac{\text{DisponibilidadTotalETrafos}}{\text{DisponibilidadE4}}$$

$$FEPE5 = 1.144$$

POTENCIA

$$\text{PTPsec} := 2649 \quad \text{kW}$$

$$\text{PTPAcom} := 606 \quad \text{kW}$$

$$\text{PNTPBaja} := 1060 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadP4} := \text{DisponibilidadTotalPTrafos} - \text{PTPsec} - \text{PTPAcom} - \text{PNTPBaja}$$

$$\text{DisponibilidadP4} = 1.384 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$\text{FEPE5} := \frac{\text{DisponibilidadTotalPTrafos}}{\text{DisponibilidadP4}}$$

$$\text{FEPE5} = 1.312$$

Alumbrado Público

ENERGIA

$$\text{PTEAlumbrado} := 1176569 \quad \text{kWh}$$

$$\text{DisponibilidadE5} := \text{DisponibilidadTotalETrafos} - \text{PTEsec} - \text{PTEAlumbrado}$$

$$\text{DisponibilidadE5} = 1.129 \times 10^8 \quad \text{kWh}$$

$$\text{FEPE6} := \frac{\text{DisponibilidadTotalETrafos}}{\text{DisponibilidadE5}}$$

$$\text{FEPE6} = 1.081$$

POTENCIA

$$\text{PTPAalumbrado} := 278 \quad \text{kW}$$

$$\text{DisponibilidadP5} := \text{DisponibilidadTotalPTrafos} - \text{PTPsec} - \text{PTPAalumbrado}$$

$$\text{DisponibilidadP5} = 1.523 \times 10^4 \quad \text{kW}$$

$$\text{FEPE6} := \frac{\text{DisponibilidadTotalPTrafos}}{\text{DisponibilidadP5}}$$

$$\text{FEPE6} = 1.192$$

Ventas Clientes

ENERGIA

$$\text{VentasAlumbradoEnergia} := 13789046 \quad \text{kWh}$$

$$\text{VentasBTEnergia} := \text{DisponibilidadE4} - \text{VentasAlumbradoEnergia} - \text{PTEAlumbrado}$$

$$\text{VentasBTEnergia} = 9.175 \times 10^7 \quad \text{kWh}$$

POTENCIA

VentasAlumbradoPotencia := 3229 kW

VentasBTPotencia := DisponibilidadP4 - VentasAlumbradoPotencia - PTPAlumbrado

VentasBTPotencia = 1.034×10^4 kW

2.9.2 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO PROPIO DE POTENCIA .-

Los costos propios de potencia se establecen desde la etapa de generación en donde dicho costo esta dado por el valor del precio unitario de potencia para la renumeración (5.70 US\$/KW-Mes). Luego en la etapa de transmisión el costo propio esta dado por la tarifa media en potencia mensual (3.104 US\$/KW- mes). En tanto que, el costo propio de potencias en cada una de las etapas funcionales de la empresa distribuidora esta dado por la relación entre el costo total de la etapa funcional y la disponibilidad de la potencia en la misma. Cabe anotar que este valor no considera los factores de expansión de pérdidas.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

Generación

CostoPropioGeneración := 5.7 US \$ / kW-mes

Transmisión

CostoPropioTransmisión := 3.104 US \$ / kW-mes

Distribución

CostoTotalLineas := 172245.818 US \$

CostoTotalSE := 960842.668 US \$

CostoTotalPrimarios := 1158461.661 US \$

CostoTotalTrafos := 425451.425 US \$

CostoTotalSecundarios := 2015221.224 US \$

CostoTotalAP := 309717.790 US \$

Lineas

$$\text{CostoPropioLineas} := \frac{\text{CostoTotalLineas}}{\text{DisponibilidadTotalLineas} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioLineas} = 0.278 \quad \text{US \$ / kW-mes}$$

Subestaciones

$$\text{CostoPropioSE} := \frac{\text{CostoTotalSE}}{\text{DisponibilidadTotalSE} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioSE} = 1.712 \quad \text{US \$ / kW-mes}$$

Primarios

$$\text{CostoPropioPrimarios} := \frac{\text{CostoTotalPrimarios}}{\text{DisponibilidadTotalPrimarios} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioPrimarios} = 2.191 \quad \text{US \$ / kW-mes}$$

Transformadores de Distribución

$$\text{CostoPropioTrafos} := \frac{\text{CostoTotalTrafos}}{\text{DisponibilidadTotalTrafos} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioTrafos} = 1.952 \quad \text{US \$ / kW-mes}$$

Secundarios

$$\text{CostoPropioSecundarios} := \frac{\text{CostoTotalSecundarios}}{\text{VentasPotenciaBT} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioSecundarios} = 16.241 \quad \text{US \$ / kW-mes}$$

Alumbrado Público

$$\text{CostoPropioAP} := \frac{\text{CostoTotalAP}}{\text{VentasPotenciaAP} \cdot 12}$$

$$\text{CostoPropioAP} = 7.993 \quad \text{US \$ / kW-mes}$$

2.9.3 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO PROPIO DE POTENCIA REFERIDO A ENERGÍA.-

Los costos propios de potencia referidos a energía se establecen desde la etapa de generación, en la que el costo esta dado por el valor del precio unitario de potencia para la renumeración referido a energía (0.013088 US\$/KWH). Posteriormente el costo propio de potencia referido a energía en la etapa de transmisión, está dado por la tarifa media de flujos de energía. (0.007631 US\$/ KWH).

Por otro lado, el costo propio de potencia referido a energía en cada una de las etapas funcionales de la empresa distribuidora esta dado por la relación entre el costo total de la etapa funcional y la disponibilidad de energía en la misma. En igual forma que el caso anterior, este valor no considera los factores de expansión de pérdidas.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

Generación

CostoPropioGeneración := 0.01308 US \$ / kWh

Transmisión

CostoPropioTransmisión := 0.00763 US \$ / kWh

Distribución

CostoTotalLineas := 172245.818 US \$

CostoTotalSE := 960842.668 US \$

CostoTotalPrimarios := 1158461.661 US \$

CostoTotalTrafos := 425451.425 US \$

CostoTotalSecundarios := 2015221.224 US \$

CostoTotalLAP := 309717.790 US \$

Lineas

$$\text{CostoPropioLineas} := \frac{\text{CostoTotalLineas}}{\text{DisponibilidadTotalLineas}}$$

CostoPropioLineas = 6.611×10^{-4} US \$ / kWh

Subestaciones

$$\text{CostoPropioSE} := \frac{\text{CostoTotalSE}}{\text{DisponibilidadTotalSE}}$$

$$\text{CostoPropioSE} = 4.152 \times 10^{-3} \text{ US \$ / kWh}$$

Primarios

$$\text{CostoPropioPrimarios} := \frac{\text{CostoTotalPrimarios}}{\text{DisponibilidadTotalPrimarios}}$$

$$\text{CostoPropioPrimarios} = 5.179 \times 10^{-3} \text{ US \$ / kWh}$$

Transformadores de Distribución

$$\text{CostoPropioTrafos} := \frac{\text{CostoTotalTrafos}}{\text{DisponibilidadTotalTrafos}}$$

$$\text{CostoPropioTrafos} = 3.485 \times 10^{-3} \text{ US \$ / kWh}$$

Secundarios

$$\text{CostoPropioSecundarios} := \frac{\text{CostoTotalSecundarios}}{\text{VentasEnergiaBT}}$$

$$\text{CostoPropioSecundarios} = 0.022 \text{ US \$ / kWh}$$

Alumbrado Público

$$\text{CostoPropioAP} := \frac{\text{CostoTotalAP}}{\text{VentasEnergiaAP}}$$

$$\text{CostoPropioAP} = 0.022 \text{ US \$ / kWh}$$

2.9.4 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO ACUMULADO DE POTENCIA.-

Los costos acumulados de potencia son aquellos que consideran los factores de expansión de pérdidas de potencia y los costos propios de cada etapa funcional que se van acumulando a lo largo de todo el proceso de distribución. Es decir, este costo acumulado representa los incrementos en los costos debido al valor agregado y las pérdidas que se producen durante toda la cadena de valor.

El valor inicial constituye la potencia remunerable en generación, luego este valor es afectado por el factor de expansión de pérdidas de transmisión (1.030) y se adiciona el costo propio de transmisión, este valor calculado es el punto de partida para la siguiente etapa, es decir, en primer lugar se lo afecta del factor de expansión de pérdidas de potencia de líneas y se adiciona el costo propio de líneas; y así sucesivamente hasta llegar a la etapa de A.P.

Para el caso de alumbrado público al valor de partida constituye el costo acumulado hasta transformadores de distribución al cual se lo afecta por el factor de expansión de pérdidas de potencia de alumbrado público y se adiciona el costo propio de la etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

Generación

CostoAcumuladoGeneración := CostoPropioGeneración

CostoAcumuladoGeneración = 5.7 US \$ / kW-mes

Transmisión

FEPP0 := 1.030

CostoAcumuladoTransmisión := (CostoAcumuladoGeneración · FEPP0) + CostoPropioTransmisión

CostoAcumuladoTransmisión = 8.975 US \$ / kW-mes

Distribución

Lineas

FEPP1 := 1.027

CostoAcumuladoLineas := (CostoAcumuladoTransmisión · FEPP1) + CostoPropioLineas

CostoAcumuladoLineas = 9.495 US \$ / kW-mes

Subestaciones

FEPP2 := 1.008

CostoAcumuladoSE := (CostoAcumuladoLineas · FEPP2) + CostoPropioSE

CostoAcumuladoSE = 11.283 US \$ / kW-mes

Primarios

FEPP3 := 1.061

CostoAcumuladoPrimarios := (CostoAcumuladoSE · FEPP3) + CostoPropioPrimarios

CostoAcumuladoPrimarios = 14,163 US \$ / kW-mes

Transformadores de Distribución

FEPP4 := 1.044

CostoAcumuladoTrafos := (CostoAcumuladoPrimarios · FEPP4) + CostoPropioTrafos

CostoAcumuladoTrafos = 16,738 US \$ / kW-mes

Secundarios

FEPP5 := 1.312

CostoAcumuladoSecundarios := (CostoAcumuladoTrafos · FEPP5) + CostoPropioSecundarios

CostoAcumuladoSecundarios = 38,201 US \$ / kW-mes

Alumbrado Público

FEPP6 := 1.192

CostoAcumuladoAP := (CostoAcumuladoTrafos · FEPP6) + CostoPropioAP

CostoAcumuladoAP = 27,944 US \$ / kW-mes

2.9.5 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO REAL DE POTENCIA POR ETAPA FUNCIONAL.-

El costo real de potencia de una etapa funcional es aquel que incluye el costo propio de la etapa y la proporción del costo acumulado hasta dicha etapa afectada por el factor de expansión de pérdidas de potencia. Es decir, este valor representa el costo verdadero y necesario de un Kilowatio (1 kw), en una etapa funcional específica. Otra forma de establecer el costo real de una etapa funcional dada, es haciendo la diferencia entre el costo acumulado hasta dicha etapa y el costo acumulado de la etapa anterior. El costo real de potencia en la etapa de generación constituye la potencia remunerable. Luego, para establecer el costo real de la etapa de transmisión se puede utilizar cualquiera de las dos formas

descritas anteriormente, así por ejemplo: su valor esta dado por el costo acumulado de transmisión menos el costo acumulado de generación.

En igual forma se precede para el resto de etapas funcionales de la empresa distribuidora, por ejemplo: el costo real de subestaciones esta dado por la diferencia entre el costo acumulado de subestaciones y el costo acumulado de líneas, o también, puede ser calculado multiplicando el costo acumulado de potencia de líneas por el factor de expansión de pérdidas de potencia de subestaciones disminuido uno, al resultado de este producto se adiciona el costo propio de potencia de la etapa de subestaciones.

Para el caso de alumbrado público su costo real se determina de la diferencia entre el costo acumulado de alumbrado público y el costo acumulado de transformadores de distribución.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

Generación

CostoRealGeneración := CostoAcumuladoGeneración

CostoRealGeneración = 5.7 US \$ / kW-mes

Transmisión

CostoRealTransmisión := CostoAcumuladoTransmisión - CostoAcumuladoGeneración

CostoRealTransmisión = 3.275 US \$ / kW-mes

Distribución

Lineas

CostoRealLineas := CostoAcumuladoLineas - CostoAcumuladoTransmisión

CostoRealLineas = 0.52 US \$ / kW-mes

Subestaciones

CostoRealSE := CostoAcumuladoSE - CostoAcumuladoLineas

CostoRealSE = 1.788 US \$ / kW-mes

Primarios

$\text{CostoRealPrimarios} := \text{CostoAcumuladoPrimarios} - \text{CostoAcumuladoSE}$

$\text{CostoRealPrimarios} = 2.879 \quad \text{US \$ / kW-mes}$

Transformadores de Distribución

$\text{CostoRealTrafos} := \text{CostoAcumuladoTrafos} - \text{CostoAcumuladoPrimarios}$

$\text{CostoRealTrafos} = 2.575 \quad \text{US \$ / kW-mes}$

Secundarios

$\text{CostoRealSecundarios} := \text{CostoAcumuladoSecundarios} - \text{CostoAcumuladoTrafos}$

$\text{CostoRealSecundarios} = 21.463 \quad \text{US \$ / kW-mes}$

Alumbrado Público

$\text{CostoRealAP} := \text{CostoAcumuladoAP} - \text{CostoAcumuladoTrafos}$

$\text{CostoRealAP} = 11.207 \quad \text{US \$ / kW-mes}$

2.9.6 ALGORITMO DE CÁLCULO: PEAJES POR ETAPA FUNCIONAL.-

Los grandes consumidores, al no ser clientes regulados o clientes cautivos de la empresa distribuidora, tienen la libre opción para negociar directamente su potencia requerida con cualquier agente generador. Sin embargo, estos grandes consumidores hacen uso de las instalaciones de la empresa distribuidora para transportar esa potencia contratada hasta su punto de entrega, este servicio de transporte, dado por la empresa distribuidora, es remunerado, a la misma, a través del pago de un peaje, el mismo que se establece por los costos de las instalaciones utilizadas hasta el punto de entrega. Los valores de peajes por etapa funcional se puede determinar mediante dos formas, la primera es utilizando los costos reales de potencias de cada etapa; y la segunda es utilizando los costos acumulados de potencia.

Cuando se utiliza los costos reales de potencia se procede de la siguiente forma: el peaje de líneas es igual costo real de potencias de líneas; luego, para el

peaje de subestaciones se suma al peaje de líneas el costo real de potencias de subestaciones; y así sucesivamente hasta el peaje de redes secundarias en cambio, cuando se utiliza los costos acumulados de potencia se procede a realizar la diferencia entre cada uno de los costos acumulados de potencia de las etapas funcionales, hasta redes secundarias, y el costo acumulado de transmisión. Así por ejemplo: El peaje de redes primarias esta dado por la diferencia entre el costo acumulado de potencia de alimentadores primarios y el costo acumulado de transmisión.

Aún cuando, en el estudio los valores de peaje se determinan para 5 puntos de entrega, de acuerdo con la información presentada por las empresas eléctricas de distribución del país, los grandes consumidores existentes hacen uso de las instalaciones de las distribuidoras hasta la etapa funcional de alimentadores primarios.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

Distribución

Lineas

PeajeLineas := CostoRealLineas

PeajeLineas = 0.52 US \$ / kW-mes

Subestaciones

PeajeSE := PeajeLineas + CostoRealSE

PeajeSE = 2.308 US \$ / kW-mes

Primarios

PeajePrimarios := PeajeSE + CostoRealPrimarios

PeajePrimarios = 5.188 US \$ / kW-mes

Transformadores de Distribución

PeajeTrafos := PeajePrimarios + CostoRealTrafos

PeajeTrafos = 7.763 US \$ / kW-mes

Secundarios

PeajeSecundarios := PeajeTrafos + CostoRealSecundarios

PeajeSecundarios = 29,226 US \$ / kW-mes

2.9.7 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO DE POTENCIA REFERIDO A LA ENERGÍA

Los costos de potencia referidos a energía se establecen considerando los factores de expansión de pérdidas de energía y los costos propios de potencia referidos a energía de cada etapa funcional que se van acumulando a lo largo de todo el proceso de distribución. Los valores de estos costos, equivalen a diluir los costos de potencia en energía, los mismos que adicionados, posteriormente, a los costos de energía dan lugar a las costos totales de energía.

El valor inicial constituye el costo medio mensual de potencia referido a energía. Luego, a este valor se adiciona el costo propio de transmisión para obtener el costo de potencia referido a energía de transmisión. Este último valor calculado, es el punto de partida para la siguiente etapa, es decir, en primer lugar se lo afecta del factor de expansión de pérdidas de energía de líneas y se adiciona el costo propio de potencia referido a energía de líneas; y así sucesivamente hasta llegar a la etapa de alumbrado público.

Para la etapa funcional de alumbrado público el valor de partida constituye el costo de potencia referido a energía de transformadores de distribución al cual se lo afecta por el factor de expansión de pérdidas de energía de alumbrado público y se adiciona el costo propio de potencias referido a energía de la etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

Generación

CostoDiluidoGeneración := CostoPropioGeneración

CostoDiluidoGeneración = 0.013 US \$ / kWh

Transmisión

CostoDiluidoTransmisión := CostoDiluidoGeneración + CostoPropioTransmisión

CostoDiluidoTransmisión = 0.021 US \$ / kWh

Distribución

Líneas

FEPE1 := 1.019

CostoDiluidoLineas := (CostoDiluidoTransmisión · FEPE1) + CostoPropioLineas

CostoDiluidoLineas = 0.022 US \$ / kWh

Subestaciones

FEPE2 := 1.012

CostoDiluidoSE := (CostoDiluidoLineas · FEPE2) + CostoPropioSE

CostoDiluidoSE = 0.026 US \$ / kWh

Primarios

FEPE3 := 1.035

CostoDiluidoPrimarios := (CostoDiluidoSE · FEPE3) + CostoPropioPrimarios

CostoDiluidoPrimarios = 0.032 US \$ / kWh

Transformadores de Distribución

FEPE4 := 1.042

CostoDiluidoTrafos := (CostoDiluidoPrimarios · FEPE4) + CostoPropioTrafos

CostoDiluidoTrafos = 0.037 US \$ / kWh

Secundarios

FEPE5 := 1.144

CostoDiluidoSecundarios := (CostoDiluidoTrafos · FEPE5) + CostoPropioSecundarios

CostoDiluidoSecundarios = 0.064 US \$ / kWh

Alumbrado Público

FEPE6 := 1.081

CostoDiluidoAP := (CostoDiluidoTrafos · FEPE6) + CostoPropioAP

CostoDiluidoAP = 0.063 US \$ / kWh

2.9.8 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTOS DE ENERGIA AFECTADOS POR FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.-

Los costos de energía o valores agregados de energía representan la evolución del precio referencial de generación, componente de energía (PRG(e)), a lo largo de cada una de las etapas funcionales de transmisión y distribución, para lo cual se utiliza los factores de expansión de pérdidas de energía. En otras palabras, los costos de energía representan cuanto cuesta tener un kilowatio-hora en una etapa funcional específica, considerando pérdidas, en términos estrictos de energía.

En la etapa de generación el costo de energía constituye la componente en energía del precio referencial de generación. Luego, a este valor se lo multiplica por el factor de nodo asignado a la empresa distribuidora para obtener el costo de energía de transmisión; luego a este valor multiplicando por el factor de expansión de pérdidas de energía se obtiene el costo de energía de líneas de Subtransmisión y así sucesivamente hasta llegar a la etapa de alumbrado público.

Para la etapa funcional de alumbrado público el valor de partida constituye el costo de energía de transformadores de distribución al cual se lo afecta por el factor de expansión de pérdidas de energía de alumbrado público para obtener el costo de energía de la etapa.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

Generación

$PRG_e := 0.0415 \text{ US } \$ / \text{ kWh}$

$\text{FactorNodo} := 1.00168$

$\text{CostoEnergiaGeneración} := PRG_e$

$\text{CostoEnergiaGeneración} = 0.042 \text{ US } \$ / \text{ kWh}$

Transmisión

$\text{CostoEnergiaTransmisión} := \text{CostoEnergiaGeneración} \cdot \text{FactorNodo}$

$\text{CostoEnergiaTransmisión} = 0.042 \text{ US } \$ / \text{ kWh}$

Distribución

Lineas

FEPE1 := 1.019

CostoEnergiaLineas := CostoEnergiaTransmisión · FEPE1

CostoEnergiaLineas = 0.042 US \$ / kWh

Subestaciones

FEPE2 := 1.012

CostoEnergiaSE := CostoEnergiaLineas · FEPE2

CostoEnergiaSE = 0.043 US \$ / kWh

Primarios

FEPE3 := 1.035

CostoEnergiaPrimarios := CostoEnergiaSE · FEPE3

CostoEnergiaPrimarios = 0.044 US \$ / kWh

Transformadores de Distribución

FEPE4 := 1.042

CostoEnergiaTrafos := CostoEnergiaPrimarios · FEPE4

CostoEnergiaTrafos = 0.046 US \$ / kWh

Secundarios

FEPE5 := 1.144

CostoEnergiaSecundarios := CostoEnergiaTrafos · FEPE5

CostoEnergiaSecundarios = 0.053 US \$ / kWh

Alumbrado Público

FEPE6 := 1.081

CostoEnergiaAP := CostoEnergiaTrafos · FEPE6

CostoEnergiaAP = 0.05 US \$ / kWh

2.9.9 ALGORITMO DE CÁLCULO: RECONOCIMIENTO POR PÉRDIDAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA DE GRANDES CONSUMIDORES.-

Resulta evidente establecer el valor que los grandes consumidores pagarán, en forma de peaje, por el transporte de su potencia contratada, pero el transporte de la energía que esa potencia produce esta determinada, por el punto de medición que la empresa distribuidora establece para el gran consumidor. Es decir, el transporte de una cantidad dada de energía desde el nodo de interconexión de la empresa con el sistema nacional interconectando, S.N.I, hasta el punto de entrega al gran consumidor, lo cual ocasiona pérdidas de energía y por tanto incremento de costos de energía que de ninguna manera deben ser trasladados a los clientes cautivos de la empresa distribuidora, sino que deben ser asumidos por los grandes consumidores, con este objetivo se establece lo que se podría denominar como peajes de energía que están dados para cinco puntos de entrega y en función de los costos de energía.

En tal virtud el peaje de energía en líneas de subtransmisión esta dado por la diferencia entre el costo de energía de líneas y el costo de energía de transmisión; en tanto que, el peaje en subestaciones se determina a partir del costo de energía de subestaciones menos el costo de energía de transmisión; y así sucesivamente hasta llegar al punto de entrega de distribución secundaria.

De la misma manera que para el transporte de potencia en el estudio los valores de peaje de energía se determinan para cinco puntos de entrega. Sin embargo, de acuerdo con la información presentada por las empresas eléctricas de distribución del país, los grandes consumidores existentes hacen uso de las instalaciones de las distribuidoras hasta la etapa funcional de alimentadores primarios.

El monto de pérdidas en dólares que el los grandes consumidores deben reconocer a la distribuidora por el uso de sus instalaciones, esta dado por el producto de la energía medida al gran consumidor y la diferencia entre el costo de energía establecido para el punto de entrega y el costo de energía en el nodo de intercambio de la distribuidora.

$$MontoPerd_{USD} = E_{GrandesConsumi.} * (PRGe_{PuntoEntrega} - PRGe_{BarraEntrega})$$

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

Distribución

Lineas

PeajeEnergiaLineas:= CostoEnergiaLineas – CostoEnergiaTransmisión

$$\text{PeajeEnergiaLineas} = 7.898 \times 10^{-4} \text{ US \$ / kWh}$$

Subestaciones

PeajeEnergiaSE:= CostoEnergiaSE – CostoEnergiaTransmisión

$$\text{PeajeEnergiaSE} = 1.298 \times 10^{-3} \text{ US \$ / kWh}$$

Primarios

PeajeEnergiaPrimarios := CostoEnergiaPrimarios – CostoEnergiaTransmisión

$$\text{PeajeEnergiaPrimarios} = 2.799 \times 10^{-3} \text{ US \$ / kWh}$$

Transformadores de Distribución

PeajeEnergiaTrafos := CostoEnergiaTrafos – CostoEnergiaTransmisión

$$\text{PeajeEnergiaTrafos} = 4.662 \times 10^{-3} \text{ US \$ / kWh}$$

Secundarios

PeajeEnergiaSecundarios := CostoEnergiaSecundarios – CostoEnergiaTransmisión

$$\text{PeajeEnergiaSecundarios} = 0.011 \text{ US \$ / kWh}$$

2.9.10 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO DE COMERCIALIZACIÓN.-

El costo total de comercialización de la empresa distribuidora esta dado por la sumatoria de la anualidad de instalaciones de servicio al cliente redistribuida, mas los costos de operación y mantenimiento de instalaciones de servicio al cliente y los costos asignados de comercialización redistribuidos. Luego, se determina el costo unitario (por abonado) mensual de comercialización en función del costo total y el número total de abonados.

Este ultimo valor calculado, (CUCÉ), es comparado con el costo unitario de comercialización nacional, (CUCN), que es determinado de la relación entre la

sumatoria de los costos de comercialización de todas las distribuidoras y el número total de abonados de las mismas; de tal forma que, si el valor calculado para la empresa resultare mayor que el consolidado nacional, se asignara como costo unitario de comercialización de la empresa el valor resultante de sumar al costo unitario de comercialización nacional la mitad de la diferencia entre el valor de la empresa y el consolidado nacional. En caso de que el costo unitario de comercialización de la distribuidora fuese menor al nacional se asignara como costo unitario de comercialización de valor calculado de la empresa.

Un a vez que se a hecho la modificación correspondiente, se determina el costo total modificado en función del costo unitario de comercialización modificado (CUCE*) y el número total de abonados de la empresa. Utilizando este último valor calculado, se determina el costo de comercialización referido a energía, (CUCEE), para lo cual se utiliza la relación entre el costo total de comercialización modificado y el total de ventas de energía de la distribuidora.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A.

Anualidad := 801028.97 US \$ Anualidad de inst.de Servicio al Cliente Redist.

COyM1 := 540995.157 US \$ COyM de inst.de Servicio al Cliente Redistribuido

COyM2 := 1383750.947 US \$ COYM de Comercialización Redistribuido

AbonadosEmpresa := 83942

VentaTotalEnergia := 183500007 kWh

CostoComercialEmpresa := Anualidad + COyM1 + COyM2

CostoComercialEmpresa = 2.726×10^6 US \$

$$CUCE := \frac{\text{CostoComercialEmpresa}}{\text{AbonadosEmpresa} \cdot 12}$$

CUCE = 2.706 US \$ / Abonado - mes

$$CUCEE := \frac{\text{CostoComercialEmpresa}}{\text{VentaTotalEnergia}}$$

CUCEE = 0.015 US \$ / kWh

Para el ejemplo de cálculo se puede observar que el costo unitario de comercialización de la empresa es inferior al costo unitario de comercialización consolidado nacional, por lo que no es necesario ajustarlo

2.9.11 ALGORITMO DE CÁLCULO: COSTO TOTAL REFERIDO A ENERGÍA.-

El costo total referido a la energía o valor agregado de distribución total de energía esta determinado por dos elementos:

1. El costo de energía afectado por los factores de expansión de pérdidas de energía; y,
2. El costo de potencia referido a energía.

La suma de estos componentes representa el costo total referido a la energía para cada uno de las etapas funcionales de la distribuidora adicionalmente, en la etapa de redes secundarias se incorpora el valor del costo unitario de comercialización referido a la energía.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

Generación

$\text{CostoTotalEnergiaGeneración} := \text{CostoDiluidoGeneración} + \text{CostoEnergiaGeneración}$

$\text{CostoTotalEnergiaGeneración} = 0.055 \quad \text{US \$ / kWh}$

Transmisión

$\text{CostoTotalEnergiaTransmisión} := \text{CostoDiluidoTransmisión} + \text{CostoEnergiaTransmisión}$

$\text{CostoTotalEnergiaTransmisión} = 0.062 \quad \text{US \$ / kWh}$

Distribución

Lineas

$\text{CostoTotalEnergiaLineas} := \text{CostoDiluidoLineas} + \text{CostoEnergiaLineas}$

$\text{CostoTotalEnergiaLineas} = 0.064 \quad \text{US \$ / kWh}$

Subestaciones

$\text{CostoTotalEnergiaSE} := \text{CostoDiluidoSE} + \text{CostoEnergiaSE}$

$\text{CostoTotalEnergiaSE} = 0.069 \text{ US } \$ / \text{kWh}$

Primarios

$\text{CostoTotalEnergiaPrimarios} := \text{CostoDiluidoPrimarios} + \text{CostoEnergiaPrimarios}$

$\text{CostoTotalEnergiaPrimarios} = 0.077 \text{ US } \$ / \text{kWh}$

Transformadores de Distribución

$\text{CostoTotalEnergiaTrafos} := \text{CostoDiluidoTrafos} + \text{CostoEnergiaTrafos}$

$\text{CostoTotalEnergiaTrafos} = 0.083 \text{ US } \$ / \text{kWh}$

Secundarios

Sin Comercialización

$\text{CostoTotalEnergiaSecundarios} := \text{CostoDiluidoSecundarios} + \text{CostoEnergiaSecundarios}$

$\text{CostoTotalEnergiaSecundarios} = 0.117 \text{ US } \$ / \text{kWh}$

Con Comercialización

$\text{CostoTotalEnergiaSecundarios} := \text{CostoDiluidoSecundarios} + \text{CostoEnergiaSecundarios} + \text{CUCEE}$

$\text{CostoTotalEnergiaSecundarios} = 0.132 \text{ US } \$ / \text{kWh}$

Alumbrado Público

$\text{CostoTotalEnergiaAP} := \text{CostoDiluidoAP} + \text{CostoEnergiaAP}$

$\text{CostoTotalEnergiaAP} = 0.113 \text{ US } \$ / \text{kWh}$

2.9.12 ALGORITMO DE CÁLCULO: INGRESOS Y PRECIOS MEDIOS EN CADA NIVEL DE TENSIÓN.-

Es muy importante establecer el precio medio de cada uno de los niveles de tensión de la empresa distribuidora y, sobretodo, el precio medio total, pues, en este precio medio se resume todos los costos en los que incurre la empresa para suministrar energía eléctrica a sus clientes regulados, incluyendo las pérdidas ocasionadas en este proceso.

La determinación de los precios medios esta directamente relacionada con los puntos donde se efectúan ventas de potencia y energía a clientes regulados, es así que, los precios medios se determinan para:

1. Alta tensión
2. Media tensión,
3. Baja tensión; y,
4. Alumbrado publico.

El concepto de precio medio puede ser explicado desde el punto de vista de que este valor representa el precio al cual el distribuidor debe vender 1 kWh al cliente, tomando en cuenta que para llegar con ese kilowatio hora debió haber comprado una cantidad adicional de energía que se perdió durante el proceso de distribución. Es decir, en el precio medio se considera, a través de los factores de expansión de pérdidas, los montos adicionales de energía que el distribuidor recibe en sus subestaciones de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado, SIN.

Resulta evidente, entonces, que el precio medio total de la empresa distribuidora debe estar en función de los ingresos por las ventas de energía y potencia, pues, es a través de las ventas, que el distribuidor recupera los costos de las instalaciones existentes y las inversiones a realizarse, costos de comercialización, además de los costos por la compra de energía y potencia.

Para la determinación de los precios medios en cada nivel de tensión y del precio medio total, se utiliza la siguiente información:

1. Ventas de potencia y energía por nivel de tensión,
2. Costo acumulado de potencia,
3. Costo de energía; y,
4. Costo total de comercialización modificado.

El cálculo de los precios medios requiere de que en cada nivel de tensión se evalúe las ventas de potencia y de energía en dinero, para lo cual en el caso de la potencia se utiliza el costo acumulado, en tanto que, para energía se utiliza el costo de energía, de esta forma se determina los ingresos por ventas. Para obtener el precio medio se relaciona el total de ingresos (por potencia y por energía) y, únicamente, el total de ventas de energía de la etapa, por lo que las unidades de los precios medios estarán definidas por dólares y kilowatios-hora.

En la determinación del precio medio total de la empresa distribuidora se toma en cuenta el total de todos los ingresos por ventas de energía y potencia en cada nivel de tensión, al que se adiciona el costo de comercialización modificado y se lo relaciona con el total de ventas de energía. De esta forma, se obtiene un valor que refleja los costos reales del suministro de energía eléctrica.

Ejemplo de Cálculo: Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO S.A

VentaEnergiaAT := 26400000	kWh	VentaPotenciaAT := 4467	kW
VentaEnergiaMT := 58038200	kWh	VentaPotenciaMT := 16114	kW
VentaEnergiaBT := 85272760	kWh	VentaPotenciaBT := 8909	kW
VentaEnergiaAP := 13789046	kWh	VentaPotenciaAP := 3229	kW
VentasTotalEnergia := 183500006 kWh			
CostoComercialEmpresa := 2726000 US \$			

ALTA TENSION

$$\text{IngresoPotenciaAT} := \text{VentaPotenciaAT} \cdot \text{CostoAcumuladoLineas} \cdot 12$$

$$\text{IngresoPotenciaAT} = 5.09 \times 10^5$$

$$\text{IngresoEnergiaAT} := \text{VentaEnergiaAT} \cdot \text{CostoEnergiaLineas}$$

$$\text{IngresoEnergiaAT} = 1.109 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{PrecioMedioAT} := \frac{\text{IngresoPotenciaAT} + \text{IngresoEnergiaAT}}{\text{VentaEnergiaAT}}$$

$$\text{PrecioMedioAT} = 0.061 \text{ US \$ / kWh}$$

MEDIA TENSION

$$\text{IngresoPotenciaMT} := \text{VentaPotenciaMT} \cdot \text{CostoAcumuladoPrimarios} \cdot 12$$

$$\text{IngresoPotenciaMT} = 2.739 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{IngresoEnergiaMT} := \text{VentaEnergiaMT} \cdot \text{CostoEnergiaPrimarios}$$

$$\text{IngresoEnergiaMT} = 2.554 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{PrecioMedioMT} := \frac{\text{IngresoPotenciaMT} + \text{IngresoEnergiaMT}}{\text{VentaEnergiaMT}}$$

$$\text{PrecioMedioMT} = 0.091 \text{ US \$ / kWh}$$

BAJA TENSION

$$\text{IngresoPotenciaBT} := \text{VentaPotenciaBT} \cdot \text{CostoAcumuladoSecundarios} \cdot 12$$

$$\text{IngresoPotenciaBT} = 4.084 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{IngresoEnergiaBT} := \text{VentaEnergiaBT} \cdot \text{CostoEnergiaSecundarios}$$

$$\text{IngresoEnergiaBT} = 4.519 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{PrecioMedioBT} := \frac{\text{IngresoPotenciaBT} + \text{IngresoEnergiaBT}}{\text{VentaEnergiaBT}}$$

$$\text{PrecioMedioBT} = 0.101 \text{ US \$ / kWh}$$

ALUMBRADO PUBLICO

$$\text{IngresoPotenciaAP} := \text{VentaPotenciaAP} \cdot \text{CostoAcumuladoAP} \cdot 12$$

$$\text{IngresoPotenciaAP} = 1.083 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{IngresoEnergiaAP} := \text{VentaEnergiaAP} \cdot \text{CostoEnergiaAP}$$

$$\text{IngresoEnergiaAP} = 6.895 \times 10^5 \text{ US \$}$$

$$\text{PrecioMedioAP} := \frac{\text{IngresoPotenciaAP} + \text{IngresoEnergiaAP}}{\text{VentaEnergiaAP}}$$

$$\text{PrecioMedioAP} = 0.129 \text{ US \$ / kWh}$$

TOTAL EMPRESA

$$\text{IngresosAT} := \text{IngresoPotenciaAT} + \text{IngresoEnergiaAT}$$

$$\text{IngresosAT} = 1.618 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{IngresosMT} := \text{IngresoPotenciaMT} + \text{IngresoEnergiaMT}$$

$$\text{IngresosMT} = 5.292 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{IngresosBT} := \text{IngresoPotenciaBT} + \text{IngresoEnergiaBT}$$

$$\text{IngresosBT} = 8.603 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{IngresosAP} := \text{IngresoPotenciaAP} + \text{IngresoEnergiaAP}$$

$$\text{IngresosAP} = 1.772 \times 10^6 \text{ US \$}$$

$$\text{IngresoVentas} := \text{IngresosAT} + \text{IngresosMT} + \text{IngresosBT} + \text{IngresosAP}$$

$$\text{IngresoVentas} = 1.729 \times 10^7 \text{ US \$}$$

$$\text{PrecioMedioTotal} := \frac{(\text{IngresoVentas} + \text{CostoComercialEmpresa})}{\text{VentasTotalEnergia}}$$

$$\text{PrecioMedioTotal} = 0.117 \text{ US\$ / kWh}$$

Puesto que el valor de Precio Medio Total es equivalente a decir Tarifa Media, para determinar el VAD, partimos de su ecuación como se indica:

$$\text{PRG} := 0.055 \quad \text{US \$ / kWh}$$

$$\text{CostoTransmisión} := 0.00763 \quad \text{US \$ / kWh}$$

$$\text{PrecioMedioTotal} := 0.117 \quad \text{US \$ / kWh}$$

$$\text{VADUnitario} := \text{PrecioMedioTotal} - \text{PRG} - \text{CostoTransmisión}$$

$$\text{VADUnitario} = 0.054 \quad \text{US \$ / kWh}$$

Una vez determinado el VAD para la Empresa Eléctrica Cotopaxi ELEPCO. S. A., para su validación este resultado es necesario compararlo con el presentado por el CONELEC, de lo cual se concluye que existe una pequeña diferencia en su valor, el mismo que se puede justificar considerando que la

utilización del paquete computacional (MATHCAD) realiza aproximaciones, como también en la observación de los datos de la empresa en cuestión.

Los resultados presentados en la siguiente tabla proporcionan información de todo el Pliego Tarifario, tanto de generación, transmisión y distribución, de todas las empresas del país.

**ANÁLISIS DE COSTOS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS
ESTUDIO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN 2004-2005
PARTICIPACIÓN EN % DEL COSTO DEL SERVICIO, DE LA GENERACIÓN,
TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCION**

EMPRESAS	PRECIO MEDIO	GENERACIÓN TRANSMISION		GENERACION	TRANSMISION	SOLO VAD
	US\$/kWh	US\$/kWh	US\$/kWh	EN %	EN %	EN %
AMBATO	0,1205	0,0581	0,0071	49,3%	4,7%	46,0%
AZOGUES	0,1569	0,0581	0,0077	37,9%	3,6%	58,5%
BOLÍVAR	0,1735	0,0581	0,0081	34,3%	3,6%	62,1%
CATEG	0,0919	0,0581	0,0077	64,7%	7,8%	27,6%
CENTRO SUR	0,1254	0,0581	0,0078	47,4%	4,8%	47,8%
COTOPAXI	0,1228	0,0581	0,0096	48,4%	5,0%	46,6%
EL ORO	0,1084	0,0581	0,0077	54,8%	7,1%	38,0%
EMELGUR	0,1080	0,0581	0,0077	55,0%	6,4%	38,6%
ESMERALDAS	0,1036	0,0581	0,0051	57,4%	4,1%	38,5%
LOS RÍOS	0,1113	0,0581	0,0086	53,4%	6,5%	40,1%
MANABÍ	0,1075	0,0581	0,0112	55,3%	6,9%	37,9%
MILAGRO	0,1062	0,0581	0,0073	56,0%	6,4%	37,7%
NORTE	0,1243	0,0581	0,0100	47,8%	5,8%	46,4%
QUITO	0,1040	0,0581	0,0088	57,2%	6,4%	36,4%
RIOBAMBA	0,1439	0,0581	0,0072	41,3%	4,0%	54,7%
SANTA ELENA	0,1181	0,0581	0,0090	50,3%	5,9%	43,8%
SANTO DOMINGO	0,1080	0,0581	0,0084	55,0%	6,2%	38,8%
SUR	0,1579	0,0581	0,0098	37,7%	4,1%	58,3%
TOTAL	0,10625	0,0581		55,9%	6,4%	37,7%

CAPITULO 3

3. ANÁLISIS GENERAL DEL VAD DE OTROS PAISES DE LA REGIÓN

3.1 DESCRIPCIÓN.

Es importante destacar, que este análisis no se puede realizar detalladamente, puesto que los sectores eléctricos en cuestión no proporcionan una información completa y adecuada que se requiere para tal análisis, es decir que consideran como información privada, que únicamente cada país puede hacer uso de la misma.

La opinión cada vez más generalizada de los expertos en cuanto a desregular lo más posible los mercados eléctricos, ha hecho que en muchos países se haya decidido bajar progresivamente el límite mínimo de potencia conectada que permite a un cliente ser o no libre de pactar su precio y de elegir su suministrador. Es decir, cada vez clientes más pequeños tienen la oportunidad de ser "clientes libres". Por eso es pertinente hacer un análisis de cómo cambia la situación con uno y otro sistema.

Con el sistema del VAD, a los distribuidores se les fijan sus ingresos tal que siempre cubren sus costos de compra; cubren los costos de inversión, operación, mantenimiento y pérdidas que tendría una empresa ideal eficiente; y el resto se transforma en ganancias (para la empresa modelo será una rentabilidad de 10% sobre su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR). Luego, si una empresa en particular tiene costos por sobre los de la empresa ideal o modelo, rentará menos y a la inversa. Así, se da una señal de eficiencia a las distribuidoras incentivándolas a bajar sus costos.

Por otro lado, si un cliente regulado se transforma en libre y negocia directamente con un generador, el distribuidor recibiría un peaje que pagaría sus costos y su inversión (no los de una empresa ideal eficiente), incluyendo la

rentabilidad del 10% que contempla la ley. Luego, con esta modalidad de cobro saldrían beneficiados aquellos distribuidores ineficientes que tenían costos por sobre los de la empresa modelo. En cambio, aquellos distribuidores eficientes que tenían costos más bajos que los de la empresa modelo se verían perjudicados (si hubiese generadores que pueden llegar al cliente con precios más bajos).

A partir de esta descripción se cita, los siguientes países de la región como ejemplos de cálculo del Valor Agregado de Distribución.

3.2 PERÚ

3.2.1 INTRODUCCIÓN

El presente informe se realiza en cumplimiento de lo establecido en el artículo 81 de la ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y el artículo 162° del Reglamento de la LCE, relacionados con la obligación de OSINERG de preparar periódicamente información que permita conocer al sector, los procedimientos utilizados en la determinación de tarifas de electricidad.

El informe resume el proceso de cálculo y los resultados obtenidos en la determinación de las tarifas de distribución eléctrica establecidas mediante la Resolución OSINERG N 2120-2001-OS/CD y sus modificatorias. La LCE establece que las tarifas de distribución eléctrica y sus fórmulas de actualización tendrán una vigencia de cuatro años.

3.2.2 ANTECEDENTES:

- Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
- Decreto Supremo ND 009-93-EM Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Ley
- N5 27332 Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos.

3.2.3 PROCESO DE REGULACIÓN

De acuerdo a lo establecido en la LCE y su Reglamento, el VAD se determina en función a determinados sectores de distribución típicos, mediante estudios encargados por las empresas de distribución eléctrica a empresas consultoras, precalificadas por el OSINERG. El OSINERG selecciona las empresas modelo representativas de los sectores de distribución típicos, elabora los términos de referencia correspondientes y supervisa el desarrollo de los estudios. El artículo 69 de la LCE, establece que con las tarifas de distribución eléctricas y las tarifas en barra que corresponda, el OSINERG, estructurará un conjunto de precios básicos para efectos de la verificación de la rentabilidad a que se refiere el artículo 70 de la LCE.

El OSINERG calculará la Tasa Interna de Retorno (TIR) para conjuntos de concesionarios considerando los ingresos obtenidos con los precios básicos, los costos de explotación y el valor nuevo de reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución eléctrica.

La fijación de las tarifas de distribución eléctrica se realiza mediante Resolución de Consejo Directivo del OSINERG, de acuerdo a los resultados de los estudios y/o supervisión y a la correspondiente verificación de la rentabilidad.

3.2.4 CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN Y CARGOS FIJOS.

Las tarifas de distribución eléctrica están representadas por el Valor Agregado de Distribución (VAD) y los Cargos Fijos. El VAD es el costo por unidad de potencia necesario para prestar el servicio de distribución eléctrica con la finalidad de poner a disposición del usuario la energía eléctrica desde la barra de media tensión hasta el punto de empalme de la acometida respectiva. Los Cargos Fijos son independientes del consumo de energía eléctrica del usuario y están asociados al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza de la factura.

Para el cálculo del Valor Agregado de Distribución VAD. El OSINERG, lo hace en función a determinados sectores típicos como se indica a continuación:

Sector de distribución típico	Descripción
1	Urbano de alta densidad
2	Urbano de Media y Baja densidad
3	Urbano Rural
4	Rural

Por otra parte el OSINERG, determina una tasa de retorno del 11 % y una vida útil de todo el sistema de distribución de 30 años

Estos y otros términos de Referencia establecieron los objetivos, alcances y requerimientos técnicos del estudio, así como, las etapas que siguieron los consultores precalificados para el desarrollo del estudio, y son las siguientes:

- Recopilación de los antecedentes (información técnica, comercial y económica del sistema de distribución eléctrica seleccionado como empresa modelo para el sector típico).
- Validación y revisión de los antecedentes.
- Estructuración de la empresa modelo.
- Resultados (VAD, cargos fijos, pérdidas estándar técnicas y comerciales).

En el siguiente diagrama se muestra las etapas del estudio y las actividades relevantes de cada una de ellas.

- Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios regulados y no regulados.
- Ingresos y costos por otros servicios.
- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios y su asignación a cada una de las actividades de inversión, explotación y otros servicios.
- Costos indirectos de gestión y su asignación.
- Organigrama, manual de organización y funciones, cuadro de asignación y estructura salarial del personal.

3.2.4.2 Validación y revisión de antecedentes

Comprende:

- Validación y revisión de los antecedentes recopilados mediante otras fuentes de información y documentación de sustento solicitado a la empresa.
- Ajuste inicial con base en un benchmarking y mejora de la empresa real

3.2.4.3 Estructuración de la empresa modelo

La estructuración de la empresa modelo de acuerdo a los criterios del sistema económicamente adaptado comprendió las siguientes actividades:

- Caracterización del mercado eléctrico y diseño preliminar de la red.
- Definición de los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica.
- Determinación de las tecnologías.
- Proceso de optimización técnica económica de las instalaciones de distribución eléctrica.
- Inversiones del sistema de distribución en media y baja tensión.
- Estándar de calidad de servicio.
- Pérdidas estándar de energía y potencia.

- Balance de energía y potencia.
- Determinación de los costos de explotación técnica en media y baja tensión
- Determinación de los costos de explotación comercial.
- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios.
- Asignación de costos indirectos de gestión.

3.2.4.4 Resultados

Comprendió la determinación de lo siguiente:

- Valor Agregado de Distribución en Media Tensión (VADMT).
- Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión (VADBT).
- Cargos Fijos (CFE, CFS y CFH).
- Pérdidas estándar de potencia en media tensión.
- Pérdidas estándar de potencia en baja tensión.
- Pérdidas estándar de energía en media tensión.
- Pérdidas estándar de energía en baja tensión.
- Factores de economía de escala.
- Formulas de actualización del VAD y Cargos Fijos.
- Resultados finales

3.2.4.4.1 Sector típico 1

Valor Nuevo de Reemplazo

A partir de la densidad de carga se elaboro una zonificación del mercado eléctrico del sector típico 1, estableciéndose las siguientes zonas y sus respectivos limites de densidad:

Zona	Rango de Densidad de Carga MW/Km ²
Urbano - Muy Alta Densidad	$\delta > 4.00$
Urbano - Alta Densidad 1	$4.00 > \delta > 2.50$
Urbano - Alta Densidad 2	$2.50 > \delta > 1.50$
Urbano - Media Densidad	$1.50 > \delta > 0.25$
Urbano Rural - Baja Densidad	$\delta < 0.25$

Asimismo, en consideración de restricciones en la utilización de ciertos tipos de tecnología por contaminación salina se estableció en la zona costera una zonificación particular.

De acuerdo a la zonificación del mercado se estableció el tipo de instalaciones adaptadas para cada zona mencionada.

Urbano - Muy Alta Densidad

- Red de media y baja tensión subterránea.
- Subestaciones de distribución MT/BT (SE MT/BT) tipo convencional a nivel y subterránea, y compacta en pedestal y bóveda

Urbano-Alta Densidad 1

- Red de media tensión subterránea.
- Red de baja tensión aérea.
- SE MT/BT tipo convencional a nivel y subterránea, y compacta en pedestal y bóveda.

Urbano - Alta Densidad 2

- Red de media y baja tensión aérea.
- SE MT/BT tipo monoposte y biposte.

Urbano - Media y Baja Densidad

- Red de media y baja tensión aérea.
- SE MT/BT tipo monoposte y biposte.

La tecnología adoptada para cada zona se basa en la disponibilidad tecnológica del mercado y el dimensionamiento óptimo de las instalaciones de distribución.

Red de media tensión subterránea.

- Cables unipolares de aislación seca de cobre.

- Empalmes y terminaciones para cable seco.

Red de media tensión aérea.

- Conductores de aluminio desnudo y cables de aluminio autoportante sobre postes de concreto en zonas sin contaminación salina.
- Conductores de cobre desnudo y cables de aluminio autoportante sobre postes de concreto en zonas con contaminación salina.

Equipos de maniobra y protección de la red de media tensión.

- Subestaciones de seccionamiento o maniobra equipadas con interruptores, seccionadores bajo carga y seccionadores según requerimientos de la topología de la red considerada.
- Seccionadores fusible (cut-out) y seccionadores baja carga aéreos.
- Otros como recloser, seccionalizadores y banco de condensadores.

Subestaciones de distribución MT/BT.

- Tipo convencional a nivel y subterránea, compacta en pedestal y bóveda, biposte y monoposte de acuerdo a la zonificación.

Red de baja tensión subterránea.

- Cables unipolares de aislación seca de cobre.
- Empalmes, derivaciones y terminaciones para cable seco.

Red de baja tensión aérea.

- Conductores de aluminio autoportante sobre postes de concreto.

Alumbrado Público.

- Conductores de aluminio autoportante sobre postes de concreto (exclusivos y compartidos).
- Equipos de control y medición del alumbrado público equipados con fotocélula, contactor, protección térmica y medidor.
- Pastorales metálicos.
- Lámparas de vapor de sodio de 70 W, 150 W y 250 W.

Para la red de media tensión se adopto redes trifásicas en 10 kV con neutro aislado en redes subterráneas y con neutro rígido en redes aéreas. Para la red de baja tensión se adopto redes trifásicas en 220 V.

Los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica comprenden los costos directos (materiales, stock, mano de obra y transporte y equipos) y los costos indirectos (ingeniería, gastos generales e interés intercalario). Los costos de los materiales y recursos (mano de obra y transporte y equipos) corresponden a valores de mercado.

Las inversiones no eléctricas corresponden al equipamiento (terrenos, edificios, vehículos, equipos de medición y control, equipos de oficina, equipos de computo, etc.) requerido para la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Costos de Explotación

Los costos de explotación se determinaron para la empresa modelo y comprende los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas del sistema económicamente adaptado y los costos indirectos correspondientes a la organización "ad hoc" de la empresa modelo.

Para la determinación de los costos de explotación técnica directos se identificaron las actividades correspondientes a la operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica de la empresa modelo. Se consideraron los costos de materiales, mano de obra y transporte y equipos de cada actividad, así como, los rendimientos y frecuencias.

Los costos de explotación comercial corresponden a los costos de las actividades de atención al usuario, lectura de medidores y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

Finalmente, se incorporo los costos indirectos resultantes de la asignación de los costos de gestión, administración, contabilidad y otros de la empresa modelo. Adicionalmente, se dedujo los costos correspondientes a otras actividades no reguladas tales como conexiones, cortes y reconexiones, arrendamiento de postes, mantenimiento de instalaciones de terceros, etc.

3.2.4.4.2 Sector típico 2

Valor Nuevo de Reemplazo

Se realizó una zonificación del mercado de acuerdo a la densidad de carga, tipo de usuario y homogeneidad de la zona para la definición de la topología y tecnología del sistema.

La red de media tensión comprende redes aéreas trifásicas en 10 kV con neutro rígido y conductores desnudos de aleación de aluminio sobre postes de concreto, y redes subterráneas con cables unipolares de aislación seca de cobre para las salidas de los alimentadores de los centros de transformación AT/MT . Los equipos de protección y seccionamiento de la red de media tensión están constituidos por recloser, seccionalizadores, seccionadores bajo carga y seccionadores fusible (cut-out).

Para las subestaciones de distribución MT/BT se considero transformadores trifásicos en estructuras tipo monoposte y biposte con postes de concreto y tablero de control.

La red de baja tensión es aérea trifásica en 380/220 V con neutro corrido y cables autoportantes de aluminio sobre postes de concreto. Para el alumbrado público se considero lámparas de vapor de sodio de 70 W, 150 W y 250 W, y equipos de control y medición del alumbrado público equipados con fotocélula, contactor, protección térmica y medidor.

Los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica comprenden los costos directos (materiales, stock, mano de obra y transporte y equipos) y los costos indirectos (ingeniería, gastos generales e interés intercalario). Los costos de los materiales y recursos (mano de obra y transporte y equipos) corresponden a valores de mercado.

Las inversiones no eléctricas corresponden al equipamiento (terrenos, edificios, vehículos, equipos de medición y control, equipos de oficina, equipos de computo, etc.) requeridos para la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Costos de Explotación

Los costos de explotación se determinaron para la empresa modelo y comprende los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas del sistema económicamente adaptado y los costos indirectos correspondientes a la organización "ad hoc" de la empresa modelo.

Para la determinación de los costos de explotación técnica directos: se identificaron las actividades correspondientes a la operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica de la empresa modelo. Se consideraron los costos de materiales, mano de obra y transporte y equipos de cada actividad, así como, los rendimientos y frecuencias.

Los costos de explotación comercial corresponden a los costos de las actividades de atención al usuario, lectura de medidores y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

Finalmente, se incorporó los costos indirectos resultantes de la asignación de los costos de gestión, administración, contabilidad y otros de la empresa modelo. Adicionalmente, se dedujo los costos correspondientes a otras actividades no reguladas tales como conexiones, cortes y reconexiones, arrendamiento de postes, mantenimiento de instalaciones de terceros, etc.

3.2.4.4.3 Sector típico 3

Valor Nuevo de Reemplazo

La red de media tensión es aérea y comprende redes trifásicas con neutro solidamente aterrado en 13.2 kV, y redes monofásicas con retorno por tierra en 7.6 kV, conductores desnudos de aleación de aluminio sobre postes de madera. Los equipos de protección y seccionamiento de la red de media tensión están constituidos por seccionadores fusible (cut-out), seccionalizadores, recloser en los alimentadores largos y para la protección contra sobre tensiones se utilizaron pararrayos tipo distribución de óxido de zinc.

Para las subestaciones de distribución MT/BT se considera transformadores monofásicos y trifásicas en estructuras tipo monoposte y biposte con postes de madera, tableros de protección de la red de baja tensión, control y medición del alumbrado público para transformadores mayores a 15 kVA y tableros de control y medición del alumbrado público para transformadores menores a 15 kVA.

La red de baja tensión es aérea y comprende redes trifásicas en 220 V, redes monofásicas en 440/220 V con neutro corrido, cables autoportantes de aluminio sobre postes de madera. Para el alumbrado público se considero lámparas de vapor de sodio de 50 W y 70 W, y equipo de control compuesto por célula fotoeléctrica.

Los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica comprenden los costos directos (materiales, stock, mano de obra y transporte y equipos) y los costos indirectos (ingeniería, gastos generales e interés intercalario). Los costos de los materiales y recursos (mano de obra y transporte y equipos) corresponden a valores de mercado.

Las inversiones no eléctricas corresponden a la asignación del equipamiento (terrenos, edificios, vehículos, equipos de medición y control, equipos de oficina, equipos de computo, etc) requerido para la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Costos de Explotación

Los costos de explotación se determinaron para la empresa modelo y comprende los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas del sistema económicamente adaptado y los costos indirectos correspondientes a la organización "ad hoc" de la empresa modelo.

Los costos de explotación técnica directos se determinaron en función de las actividades de operación y mantenimiento estándar, periodicidad de las mismas, rendimientos y costos de mano de obra y transporte y equipos de las instalaciones de la empresa modelo.

Los costos de explotación comercial corresponden a los costos de las actividades de atención al usuario, lectura de medidores y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

Finalmente, se incorporó los costos indirectos resultantes de la asignación de los costos de gestión, administración, contabilidad y otros de la empresa modelo.

3.2.4.4 Sector típico 4

Valor Nuevo de Reemplazo

El proceso de optimización se realizó considerando tres zonas: semi-urbana, semi-rural y rural. Para la zona semi-urbana la red de media tensión se determina según la mejor ubicación de las subestaciones de distribución

MT/BT y la red de baja según módulos óptimos construidos según la demanda, longitud de red y caída de tensión admisible. Para la zona semi-rural se considera las subestaciones de distribución MT/BT cerca de los centros de carga que determina la red de media tensión. La red de baja tensión se determina a partir de la adaptación de la red existente. Para la zona rural se considera las subestaciones de distribución MT/BT cerca de los centros de carga que determina la red de media tensión y la alimentación directa de los usuarios desde la subestación.

La red de media tensión es aérea y comprende redes trifásicas con neutro solidamente aterrado en 13.2 kV, y redes monofásicas con retomo por tierra en 7.6 kV, conductores desnudos de aleación de aluminio sobre postes de madera. Los equipos de protección y seccionamiento de la red de media tensión están constituidos por seccionadores fusible (cut-out), seccionalizadores, recloser en los alimentadores largos y para la protección contra sobre tensiones se utilizaron pararrayos tipo distribución de óxido de zinc.

Para las subestaciones de distribución MT/BT se considero transformadores monofásicos y trifásicos en estructuras tipo monoposte y biposte con postes de madera, tableros de protección de la red de baja tensión, control y

medición del alumbrado público para transformadores mayores a 15 kVA y tableros de control y medición del alumbrado público para transformadores menores a 15 kVA.

La red de baja tensión es aérea y comprende redes trifásicas en 220 V, redes monofásicas en 440/220 V con neutro corrido, cables autoportantes de aluminio sobre postes de madera. Para el alumbrado público se considero lámparas de vapor de sodio de 70 W, y equipo de control compuesto por célula fotoeléctrica.

Los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica comprenden los costos directos (materiales, stock, mano de obra y transporte y equipos) y los costos indirectos (ingeniería, gastos generales e interés intercalario). Los costos de los materiales y recursos (mano de obra y transporte y equipos) corresponden a valores de mercado.

Las inversiones no eléctricas corresponden a la asignación del equipamiento (terrenos, edificios, vehículos, equipos de medición y control, equipos de oficina, equipos de computo, etc.) requerido para la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Costos de Explotación

Los costos de explotación se determinaron para la empresa modelo y comprende los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas del sistema económicamente adaptado y los costos indirectos correspondientes a la organización "ad hoc" de la empresa modelo.

Los costos de explotación técnica directos se determinaron en función de las actividades de operación y mantenimiento estándar, periodicidad de las mismas, rendimientos y costos de mano de obra y transporte y equipos de las instalaciones de la empresa modelo.

Los costos de explotación comercial corresponden a los costos de las actividades de atención al usuario, lectura de medidores y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

Finalmente, se incorporo los costos indirectos resultantes de la asignación de los costos de gestión, administración, contabilidad y otros de la empresa modelo.

Los resultados aprobados por la GART para la Regulación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo noviembre 2001 - Octubre 2005 son los obtenidos por el Consultor VAD.

Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos

Descripción	Unidad	Media	Baja	Cargos Fijos			
				Total	CFE	CFS	CFH
Valor Nuevo de Reemplazo	miles US\$	11069	243 316				
Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR)	miles US\$	13742	30206				
Costo Anual de Explotación	miles US\$	6324	15555				
Total Costo Anual	miles USS	20066	45761	5351.7	5	40.0	942
Demanda	kW	560	362				
Numero de Clientes	Unidad			77740	774	2943	440
Valor Agregado de Distribución							
Inversión	US\$/ kW-mes	1.939	6.585				
Explotación	US\$ / kW-mes	0.892	3.391				
Total	US\$/ kWmess	2.831	9.976				
Cargos Fijos	US\$/ mes			0.544	0.542	1.076	1.69
Valor Agregado de Distribución (*)							
Inversión	S./ kW-mes	6.755	22.941				
Explotación	S./ kW-mes	3.109	11.614				
Total	S./ kW-mes	9.863	34.755				
Cargos Fijos	S./cliente-mes			1.897	1.887	3.74	5.90
(*) Tipo de cambio (S./USS). 3.484							

COMENTARIO:

El Sector Eléctrico peruano con el OSINERG, como organismo regulador de las tarifas eléctricas, y de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento, en esta sección denominada cálculo del VAD, utiliza la llamada "tarifa de Distribución Eléctrica" para el objetivo planteado, de tal forma que permita a los distribuidores la fijación de sus ingresos, tal que siempre cubran sus costos de

compra, inversión, operación y mantenimiento y sus pérdidas tanto de potencia como de energía y a la vez se obtenga una rentabilidad para los mismos.

De acuerdo a lo estipulado, la metodología utilizada para el cálculo de VAD, se basa en términos semejantes a los términos empleados en la metodología del mercado eléctrico ecuatoriano, con la diferencia de un término nuevo denominado Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), como también el valor de la tasa de descuento y la asignación de la vida útil de las instalaciones por etapa funcional.

El cálculo del VAD en el Perú, está analizado en función a determinados sectores de distribución típicos citados en esta sección

3.3 CHILE

3.3.1 CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION EN CHILE

Dadas las actuales características de la legislación chilena y las futuras perspectivas que entrega el nuevo Anteproyecto que modifica el actual DFL1, el Valor Agregado de Distribución (VAD), continuara siendo la metodología empleada por el regulador en Chile para tarifcar los sistemas de distribución.

La regulación del sector de electricidad en Chile iniciada en el año de 1982 a través de la Ley General de Servicios Eléctricos, es pionera en Latinoamérica. En particular, la actividad de la distribución es considerada como un monopolio natural y dada en concesión geográfica a las diferentes empresas.

La definición de la tarifa de distribución, llamada VAD (Valor Agregado de Distribución) se hace para períodos de 4 años, y tienen en cuenta los siguientes componentes: Costos fijos, pérdidas de energía, inversiones y costos de administración, operación y mantenimiento de la red (AOM).

Para la valoración de activos e inversiones utilizan la metodología de VNR (Valor Nuevo de Reemplazo). La retribución de capital se hace con base en una "red de referencia" adaptada económicamente a la demanda que debe atender la empresa y una tasa de rentabilidad fijada por el regulador.

La regulación prevee índices de calidad del servicio discriminados por área típica de distribución. Se hacen exigencias en aspectos como la continuidad, calidad de onda y atención de clientes.

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es la metodología que estipula la Ley General de Servicios Eléctricos para calcular la remuneración de las empresas de distribución y cargar al usuario final en su cuenta un cobro por concepto de uso de la red de distribución.

Si bien el VAD rige, como una componente de la tarifa al usuario final, solo para clientes regulados, resulta justo para el cliente libre que se le cobre una tarifa igual o similar. De lo contrario, existiría un subsidio de facto a una de las dos actividades. En el caso de que dicha diferencia sea importante para el segmento de clientes libres, este hecho puede dañar la competencia y crear significativas barreras de entrada a nuevos competidores.

Lo expresado en el párrafo anterior implica que el estudio detallado de las componentes y metodología de cálculo del VAD, resultan esenciales para el establecimiento de una tarifa o peaje de distribución justa y eficiente en términos económicos.

La metodología empleada para el cálculo del VAD, se basa en cinco áreas típicas de distribución, las mismas que se detallan a continuación:

Área 1

Red exclusivamente subterránea debido a la exigencia de una ordenanza municipal o decreto alcaldicio vigente que obliga a la construcción de redes subterráneas en ciertas áreas específicas.

Área 2

Red aérea de tipo urbano densamente poblado (población mayor a 70.000 habitantes).

Área 3

Red aérea de tipo urbano con densidad de población media

Área 4

Red aérea de tipo urbano - rural con baja densidad de población

Área 5

Red aérea de tipo rural con muy baja densidad de población.

A partir de este análisis zonal la CNE chilena ha definido una nueva metodología de áreas típicas de distribución, la cual establece un área de distribución completa para toda la zona de concesión de cada empresa, sin establecer diferencias entre sectores de una empresa. Posteriormente, a través de factores de sectorialización de costos, el VAD es ajustado para reflejar las características de cada comuna o zona de facturación.

Para establecer las nuevas áreas de distribución, el regulador se basó en los datos de VNR fijados por la SEC para cada empresa.

Cabe destacar que el hecho de que el VAD sea único para toda la empresa modelo, implica que se han sumado la totalidad de los costos, incluyendo, por ejemplo, redes aéreas y subterráneas. Posteriormente, al fijar las tarifas a los consumidores finales, este efecto se corrige mediante factores de sectorialización de costos. Sin embargo, estos factores, generalmente comunales, podrían no reflejar en forma precisa la situación actual de la red de distribución. Ello puede llevar a que usuarios de comunas con redes eminentemente aéreas

estén subsidiando a aquellos consumidores que utilizan en su mayoría redes subterráneas. Del mismo modo, una situación similar podría ocasionarse con aquellos clientes rurales dentro de una zona de concesión eminentemente urbana, ya que la tarifa de los consumidores urbanos podría subsidiar a aquellos clientes alejados, cuya red de distribución es mas larga y, por ende, mas costosa.

El éxito de esta nueva metodología se basa, en forma importante, en la veracidad y exactitud del estudio de VNR de cada empresa, de modo que los costos unitarios de las instalaciones reflejen en forma fiel las características de cada concesionaria.

3.3.2 Componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD)

Tanto la Ley General de Servicios Eléctricos (artículo 106°, [CNE82]) como su reglamento (artículo 294" del DFL1), [CNE197] indican las componentes del valor agregado de distribución:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención al usuario, independientes de su consumo.
- Pérdidas medias (estándares) de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados con la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, VNR, en instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización igual al 10 % real anual.

3.3.2.1 Costos fijos de atención al cliente

Los costos fijos que se incluyen por este concepto en caso de clientes regulados son:

Costos varios de atención al cliente que no sean costos de lectura de medidores ni facturación. Estos costos generalmente se componen de una

porción de las remuneraciones del personal dedicado a la atención comercial, costo de lectura de medidores, separado por tipo de medidor (medidor simple de energía, y demanda contratada y de energía y demanda horaria).

Costos de facturación y cobranza, que incluyen, por ejemplo, reparto de facturas y -boletas, reparto postal, insumos de boletas y recaudación externa e interna.

Muchas de las actividades mencionadas son externalizadas por parte de la empresa distribuidora. Sin embargo, los costos asociados a esta externalización deben ser considerados en el VAD. Para una correcta evaluación de esta posibilidad de subcontratación, es necesario realizar una comparación de la valoración económica de los costos de subcontratación y/o la realización de la actividad de la propia empresa.

Por otra parte este concepto no depende de la potencia suministrada por la red si no más bien de la cantidad de clientes según el tipo de medidor.

3.3.2.2 Pérdidas de distribución

El consumidor final debe cancelar un porcentaje extra de los costos de distribución por concepto de pérdidas de la red de distribución. Puntualmente, dentro de este concepto se consideran las pérdidas técnicas de la red (pérdidas óhmicas de conductores, pérdidas en transformadores, fusibles, etc.) y las pérdidas por concepto de incobrables (robos, hurtos, cuentas no cobradas, etc.).

Las pérdidas de potencia y energía se expresan a través de factores de expansión de pérdidas, los cuales consideran la razón entre la potencia total ingresada a los sistemas de alta y media tensión de distribución y la potencia total efectivamente cobrada al cliente final. Los datos anteriores se obtienen a partir de un balance de potencia y energía de la empresa distribuidora.

3.3.2.3 Costos estándares de inversión, operación y mantenimiento

Representan la componente más relevante del VAD, ya que reflejan los costos asociados a la inversión y la explotación de las redes de distribución. Básicamente, los costos considerados son [CNE100]:

- **Costos de instalaciones de distribución de alta (AT) y baja (BT) tensión.**

Los costos de instalaciones de distribución se dividen en tres ítems principales: líneas de AT, líneas de BT y subestaciones de distribución (transformadores AT/BT). Todos ellos se subdividen a su vez en instalaciones aéreas y subterráneas.

Para el caso de las redes aéreas (tanto AT como BT), se consideran costos por concepto de los [km] de líneas, postes estructuras, equipos eléctricos, tomas a tierra y otros. Para el caso de la red AT subterránea, se consideran costos por concepto de los [km] de líneas, cámaras, canalizaciones, equipos eléctricos, tomas a tierra y otros.

De las componentes anteriores destacan, para el caso de la red aérea AT, los km. de red, las estructuras, los equipos eléctricos (fusibles, desconectores, reconectores, condensadores, etc.). Para el caso de la red subterránea AT, destacan los km. de red y, en mayor medida, las canalizaciones, que representan grandes costos debido a que la red debe ser enterrada. En las redes de BT no existe gran equipamiento (solo fusibles), por lo que la mayor incidencia en los costos de instalaciones aéreas viene dada por los km. de red y, en menor medida, por los postes (en baja tensión existe gran cantidad de postación adicional respecto a la alta tensión).

Para el caso de las líneas BT subterráneas, la mayor incidencia en costos viene dada por la canalización de las redes y, en menor medida, por los km. de red y por las cámaras.

Para el caso de los costos de las subestaciones de distribución aéreas (transformadores AT/BT), se consideran transformadores, estructuras y equipos eléctricos. En lugar de estructuras, para el caso de los transformadores subterráneos, se agregan bóvedas. Claramente, la mayor incidencia en estos costos esta en el costo de los transformadores de distribución.

- **Costos de instalaciones muebles e inmuebles, asignados a alta (AT) y baja (BT) tensión de distribución.**

Las instalaciones muebles e inmuebles representan aquel equipamiento que necesita la empresa modelo para realizar su servicio y que no son instalaciones de distribución propiamente tal. Principalmente, corresponden a instalaciones requeridas para tal gestión comercial de clientes y para la mantención y operación de las redes.

Los costos por instalaciones muebles e inmuebles se componen de: empalmes, medidores, terrenos, edificios, vehículos, equipos de laboratorio, equipos de computación, equipos de maestranza y bodega, equipos de comunicaciones y equipos de oficina [CNE100]. De los items anteriores, aquellos con mayor relevancia son los equipos de computación, equipos de comunicación y los edificios. Los equipos de computación para una empresa distribuidora comprenden equipos para la administración, atención del cliente y para el control de las redes. Los equipos de comunicación comprenden equipos tele comandados y, en general, instrumentación que asegura la calidad de servicio adecuada. Finalmente, respecto a los edificios, existen de atención comercial, administrativos, bodegas y de control de la red.

- **Costos de bienes intangibles**

De acuerdo a la reglamentación del DFL1, los bienes intangibles corresponden al 2% de los bienes físicos (artículo 312°, [CNE197J), por lo que se calculan como dicho porcentaje de la suma de los costos de inversión (instalaciones de distribución mas instalaciones muebles e inmuebles).

- **Capital de explotación**

El capital de explotación corresponde, de acuerdo al reglamento del DFL1, a un doceavo de las entradas de explotación de la empresa real (artículo 312", [CNH197]). A su vez, dichas entradas de explotación se definen como el total percibido por la empresa distribuidora de la aplicación de las tarifas calculadas, más otras entradas como por ejemplo, arriendo

- **Costos de operación y mantenimiento de alta (AT) y baja (BT) tensión de distribución**

Los costos de operación y mantenimiento son, junto con los costos de inversión, aquellos más relevantes en el valor final del VAD. A partir de las instalaciones de distribución dimensionadas por el consultor eficiente, y adaptadas a la demanda, debe realizarse un estudio de los costos originados por la operación y mantenimiento de dichas redes. En términos generales, los costos de operación y mantenimiento, COyM, constan de costos asociados a recursos humanos, instalaciones, equipamiento, materiales y repuestos necesarios para operar y mantener las redes de distribución de acuerdo a la calidad especificada. Dichos costos se asocian a los siguientes items: distribución AT (aérea y subterránea), distribución BT (aérea y subterránea), subestaciones AT/BT (aérea y subterránea) y atención de clientes AT y BT.

El consultor debe evaluar la conveniencia de subcontratar estas actividades o, en su defecto, realizarlas internamente por parte de la empresa. Además, se debe evaluar la conveniencia de separar las actividades del COyM en AT y BT o, en su defecto, aprovechar las economías de escala o sinergias de realizar ambas actividades en forma conjunta [CNE100].

Los resultados de cada ítem de COyM dimensionado por el consultor dependen fuertemente del mix de actividades de personal propio y subcontratados que se elijan. Generalmente, las remuneraciones de personal propio y los pagos por servicios a terceros son las partidas con mayor valor. Desde

el punto de vista de las actividades a las cuales son asignados los COyM, generalmente aquellas de mayor relevancia son las de distribución BT y AT, en tal orden de importancia.

Para el caso de las instalaciones, tanto de distribución como muebles e inmuebles, se calcula una anualidad que considera una vida útil de 30 años y una tasa de actualización de un 10 %. Los costos de operación y mantenimiento son calculados anualmente. Como indica la definición del DFL1, una vez sumados los costos anteriores, tanto para AT como BT, estos se dividen por la potencia total de punta [MW] que circula por ambos segmentos de red (AT y BT), obteniéndose de este modo un costo anual medio por unidad de potencia [\$/kW - año].

Resulta importante destacar que todas las componentes del VAD deben calcularse de acuerdo al cumplimiento de los estándares de calidad de servicio impuestos por el reglamento del DFL1 (artículo 294" del reglamento del DFL1), [CNE197].

3.3.3 Procedimiento de cálculo del Valor Agregado de Distribución

Con el objeto de reflejar las particularidades de cada empresa distribuidora o sector de distribución, la CNE establece ciertas áreas de distribución típicas, sobre las cuales se deben calcular las componentes del VAD separadamente, cada empresa debe formar parte de una de estas áreas típicas. ya sea en forma completa o dividida en sectores que corresponden a cada área típica. Para establecer dichas áreas típicas, el regulador se basa en índices tales como la densidad y ubicación del consumo, ruralidad y tamaño de las empresas concesionarias (artículo 295" reglamento del DFL1, ICNE197).

A partir de las áreas de distribución típicas, es necesario establecer una empresa modelo para cada una de ellas, sobre la base de las cuales son calculados los componentes del VAD. La CNE encarga un estudio para estimar los costos asociados a la empresa modelo (descritos en 3.3.1.) a una o más empresas consultoras, deben realizarse tantos estudios de costos como áreas típicas existan. Paralelamente, las empresas distribuidoras encargan un estudio

con idénticas características a otras empresas consultoras de prestigio. Dicho estudio puede encargarse en forma de agrupación de empresas distribuidoras o individualmente y debe considerarse una empresa modelo establecida en el mismo lugar en que se establecen las empresas modelo de los estudios de la comisión. En el caso de los estudios encargados por las empresas, la CNE posee la facultad de revisar estos y requerir cualquier explicación pertinente, de modo de intentar evitar la asimetría de información entre el regulador y la empresa. Sin embargo, en caso de no existir acuerdo respecto a estas explicaciones, prevalece el criterio de la empresa sobre el del regulador.

Para cada área típica, la CNE calcula el promedio ponderado de los valores resultantes de los estudios de VAD, con una ponderación de un tercio para el estudio de la empresa y dos tercios para aquel elaborado por el consultor elegido por la Comisión (artículo 107° DFLI). [CNE82]. A partir de los valores agregados ponderados y los precios de nudo correspondientes, la CNE elabora un conjunto de tarifas al usuario final, utilizando los correspondientes factores de coincidencia, de sectorialización de costos y los índices de evolución de precios correspondientes.

A partir de las tarifas calculadas por la CNE, cada empresa informa a esta última los ingresos que habrían percibido el año anterior a la fijación tarifaria como resultado de la aplicación de las nuevas tarifas calculadas. Seguidamente, la CNE, de acuerdo a los ingresos y a los costos de explotación informados por las empresas, calcula la tasa de rentabilidad económica agregada de la industria, sumando ingresos y costos de todas las empresas concesionarias (artículo 108° del DFLI), [CNE8]. Si la tasa de rentabilidad agregada antes de impuestos se encuentra dentro de la banda del 6% al 14%, tanto los valores agregados como las tarifas resultantes son aceptados. De lo contrario, los valores agregados son ajustados para obtener una tasa de rentabilidad dentro de la banda. Las tarifas resultantes son válidas para los próximos 4 años luego de promulgadas, de acuerdo a las fórmulas de indexación propuestas.

3.3.4 Características de la empresa modelo

Tanto los consultores elegidos por la Comisión, como aquellos elegidos por las empresas, deben confeccionar una empresa modelo para cada área de distribución. El reglamento del DFL1 entrega las indicaciones necesarias acerca de la naturaleza de la empresa modelo. Los supuestos por los cuales se rige la empresa modelo son los siguientes (artículo 296" reglamento del DKL1), [CNH197]:

- Calidad de servicio

La empresa modelo cumple con los estándares de calidad de servicio exigidos por el reglamento.

- Instalaciones adaptadas a la demanda

Las instalaciones de la empresa modelo se encuentran adaptadas a la demanda en el momento del estudio y a su proyección de crecimiento.

- Eficiencia

La empresa modelo es eficiente en términos de su política de inversiones y en su gestión.

- La empresa modelo opera en el país.

Uno de los puntos relevantes de acuerdo a los supuestos anteriores guarda relación con un concepto usado en la mayoría de los países; un sistema adaptado a la demanda. Ello implica que el consultor debe dimensionar la empresa modelo de acuerdo a las condiciones actuales de demanda, sin perjuicio de que las instalaciones reales de la empresa puedan no corresponder a las estrictamente necesarias y suficientes para abastecer dicha demanda. incluyendo una holgura que permita satisfacer el crecimiento esperado del consumo en los cuatro años siguientes a la fijación de tarifas. La señal a los consumidores que resulta según este procedimiento es que estos últimos deben pagar por las instalaciones necesarias para satisfacer su demanda actual, sin subsidiar con su pago a las inversiones futuras de la distribuidora.

Los términos de eficiencia de instalaciones y gestión son muy amplios. Básicamente, la empresa modelo debe usar la tecnología necesaria para cumplir

con los estándares de calidad de suministro en un marco de eficiencia en términos del tipo de instalaciones y costos asociados. Para ello debe contar con un esquema organizacional adecuado, instalaciones de distribución suficientes para dar el servicio adecuado y la dotación de personal necesaria para cumplir con sus funciones.

3.3.5 Valorización de instalaciones: concepto de VNR

La Ley General de Servicios Eléctricos indica que todas las instalaciones de distribución y muebles e inmuebles, deben ser valoradas a valor nuevo de reemplazo (VNR). Al respecto, el reglamento de dicha Ley establece la definición del término VNR como: "el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución en las respectivas zonas de distribución" (artículo 312°, reglamento del DFLI) [CNE197].

El concepto de VNR incluye todos los costos que incurriría la empresa distribuidora al establecer o construir sus instalaciones al momento de la fijación de tarifas. En términos simples, corresponde al costo total de "establecer la empresa desde el comienzo". De este modo, el VNR no solo comprende los costos del material o equipamiento propiamente tal, sino que comprende otros costos como los de ingeniería, bodegaje, puesta en servicio e intereses intercalarios.

3.3.6 Valores Agregados resultantes

A partir de los datos explicados anteriormente, el consultor calcula los valores agregados resultantes, para cada área típica y separados en los siguientes componentes:

- a) Costos fijos de atención al cliente según tipo de medidor.

Corresponden a los valores de CFE, CFD y CFH, calculados según lo descrito en [\$/cliente],

b) Factores de expansión de pérdidas.

Los factores de expansión de pérdidas reflejan las pérdidas relacionadas a la eficiencia técnica de las redes de cada empresa distribuidora (pérdidas de distribución) más las pérdidas por incobrables. Cabe señalar que los factores de expansión de pérdidas no se expresan directamente como un ítem de costos, sino que, al ser calculadas las tarifas al usuario final, se expresan como un multiplicador de los costos de inversión, operación y mantenimiento.

c) Costos de inversión, operación y mantenimiento por unidad de potencia.

Este ítem, se obtiene por medio de la suma de los costos que lo componen: inversión en distribución, bienes muebles e inmuebles, intangibles, capital de explotación y los COyM. Los costos de inversión, operación y mantenimiento se calculan por separado para redes AT y BT, lo cual significa que todos los clientes de baja (alta) tensión pagan, en forma unitaria a su potencia o energía consumida. Posteriormente, al introducir las fórmulas tarifarias para los clientes finales, por medio de los factores de sectorialización de costos, cada usuario paga una tarifa de acuerdo a las características comunales (sectoriales) de la red de distribución que lo abastece.

La glosa de estos costos incluye la anualidad (tasa 10%, 30 años de vida útil) de los costos de inversión en redes de distribución, en bienes muebles e inmuebles, en bienes intangibles y en capital de trabajo, expresados en [\$-año]. Además, se incluyen los costos anuales por concepto de operación y mantenimiento, también en [\$-año]. Todos los costos son propios de cada área típica y se entregan por separado para AT y BT.

Con el objeto de obtener el costo medio de distribución, los costos anteriores son divididos por la potencia total [MW] coincidente con la punta de distribución de la empresa modelo, término que se obtiene a través del balance de potencia, y su ecuación es:

$$C_M^{AT} = \frac{[frc * (C_{dist}^{AT} + C_{Mel}^{AT} + C_{BI}^{AT} + C_{CT}^{AT}) + C_{COyM}^{AT}]}{MW_{AT}}$$

$$C_M^{BT} = \frac{[frc * (C_{dist}^{BT} + C_{Mel}^{BT} + C_{BI}^{BT} + C_{CT}^{BT}) + C_{COyM}^{BT}]}{MW_{BT}}$$

Donde:

- CM^{AT} y CM^{BT} : costo medio de inversión, operación y mantenimiento en AT y BT, respectivamente, en [\$/kW-año].
- C_{dist}^{AT} y C_{dist}^{BT} Costo total de instalaciones de distribución en AT y BT respectivamente, en (MM\$).
- C_{Mel}^{AT} y C_{Mel}^{BT} costo total de instalaciones muebles e inmuebles en AT y BT, respectivamente, en [MMS].
- C_{BI}^{AT} y C_{BI}^{BT} costo total de bienes intangibles en AT y BT, respectivamente, en [MM\$].
- C_{CT}^{AT} y C_{CT}^{BT} costo total por concepto de capital de trabajo en AT y BT, respectivamente, en [MM\$].
- C_{COyM}^{AT} y C_{COyM}^{BT} costo total anual de operación y mantención en AT y BT, respectivamente, en [MM\$-año].
- frc factor de recuperación del capital. Equivale al factor de la anualidad correspondiente con una tasa de descuento de 10% y una vida útil de 30 años. Su valor es de: $frc = 0,1068$.
- MW_{AT} y MW_{BT} potencia total del área típica coincidente con la punta de la distribución en AT y BT, en [MW], respectivamente (desde los códigos C2 y F2 del balance de potencia).

3.3.7 Resumen de Valores Agregados

A partir de las fórmulas y conceptos de VAD entregados por los consultores, se calculan los valores agregados resultantes, promediando con pesos de un tercio y dos tercios los estudios de los consultores y de las empresas y la CNE, respectivamente. La siguiente tabla muestra los valores agregados resultantes, por área típica.

Tabla : Valores Agregados Ponderados. Fijación Tarifaria

Área Típica	Costos de inversión + COyM		Costos fijos atención clientes		
	AT [\$/kWh-año]	BT [\$/kWh-año]	CFE [\$/Cliente-año]	CFD [\$/Cliente-año]	CFH [\$/Cliente-año]
Area 1	17.71	44.350	4.455	6.638	7.881
Area 2	28.242	75.262	8.170	10.868	11.843
Area 3	48.957	74.861	11.117	15.227	16.141
Area 4	62.891	100.288	6.337	12.329	15.941
Area 5	70.582	147.125	7.555	14.809	19.369

COMENTARIO:

El sector eléctrico chileno bajo la Ley General de de Servicios Eléctricos, propiciados por el regulador, utiliza el Valor Agregado de Distribución, como metodología para tarifificar los sistemas de distribución y por ende calcular la remuneración de las empresas de distribución.

Anteriormente al igual que en el caso del Sector Eléctrico ecuatoriano el análisis del VAD, se realizaba en función de áreas típicas de distribución, pero en la actualidad, el cálculo del VAD es único, basado en componentes similares a las del sector eléctrico ecuatoriano, con la diferencia de un nuevo concepto denominado Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), y corregidos mediante factores de sectorialización de costos.

Al igual que el sector eléctrico ecuatoriano la Tarifa de Distribución llamada VAD se hace cada Cuatro años, con una tasa de descuento del 10% y una vida útil general de 30 años para todas las instalaciones en las diferentes etapas del distribuidor.

3.4 COLOMBIA

La gran diferencia del mercado eléctrico colombiano respecto del resto de los países de Sudamérica, es que este incorpora la participación de un nuevo agente, el cual es el *Comercializador*, cuya actividad principal es la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y la venta a los usuarios finales, regulados y no regulados (sobre 500 KW), pudiendo desarrollar su actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector, con excepción de la transmisión.

En este país el ente regulador se llama CREG, y tiene como misión principal la creación e implementación de normas que permitan y propendan la libre competencia en los negocios de generación y distribución. En tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orienta al tratamiento de estas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde sea posible.

Inspirada en este último principio, la CREG dicta la siguiente norma: "Los transmisores regionales y distribuidores locales de energía eléctrica deben permitir acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales aplicables a esta materia."

En la actualidad, para el período regulatorio 2003-2007, la actividad se rige por las resoluciones CREG 070 de 1998 y CREG 082 y 084 de 2002 34. Esta regulación incentiva la eficiencia empresarial en las labores de administración, operación y mantenimiento (AOM), y la optimización de la red de distribución

mediante la utilización de su capacidad máxima y la minimización de sus costos e inversiones; además, protege el interés de los usuarios del servicio. Los aspectos más relevantes de dicha regulación se resumen a continuación:

Para remunerar a los propietarios de las redes de distribución por el uso que terceros hacen de ellas se fijan los llamados "Cargos por Uso de los Sistemas de Distribución Local (SDL)". A continuación se detallan los aspectos más relevantes de estos cargos.

Artículo 45.- Los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables

Según la resolución 099 dictada por la CREG en 1998, los Cargos por uso de los SDL deben ser calculados por cada empresa distribuidora de la siguiente forma:

1. Se hace un inventario valorado, a precio de reposición, de todos los activos eléctricos y no eléctricos por cada nivel de tensión. Con esos valores se calcula un costo anual equivalente de los activos inventariados, también para cada nivel de tensión, utilizando una tabla de vidas útiles para cada tipo de activo y una tasa de retorno de 9%.
2. Se corren modelos de flujo de energía correspondientes al último año, con las inyecciones y retiros por cada nivel de tensión (CREG entrega niveles de pérdidas aceptados por nivel de tensión), encontrándose los KWh que transitan por las líneas.
3. Se estiman los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM), a partir de porcentajes respecto del valor de inventario calculado en

- 1, para cada nivel de tensión. (cada empresa puede proponer los suyos si los justifica con un estudio, pudiendo ser aprobados o rechazados por la CREG)
4. El costo anual equivalente encontrado en 1 más los AOM se dividen por los KWh calculados en 2, encontrándose valores promedios (para cada nivel de tensión). A estos valores se los denomina **Cargos Monomios**
5. Si los Cargos Monomios calculados por alguna empresa son superiores al 120% del cargo promedio nacional, a esa empresa se aplicará un cargo equivalente al promedio ponderado (por energía) nacional multiplicado por 1,2. Esto, a fin de proteger a los usuarios de una expansión no económica de los SDL.
6. Los cargos calculados equivalen a los costos medios de las empresas, sin embargo si estas pueden demostrar que sus costos marginales son mayores a los costos medios, serán estos los considerados para calcular los cargos.
7. Luego de terminados los estudios, cada empresa debe publicar un resumen de estos, para que terceros interesados puedan hacer observaciones.
8. Una vez terminado el proceso de estudios y aprobación por parte de la CREG, se fijan los cargos por 5 años, actualizándose mensualmente con el Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP).
9. En Colombia, se reconoce para efecto de contabilizar la energía útil que pasa por las redes un porcentaje de pérdidas que debe llegar gradualmente en el año 2005 al 8.8% en el sector urbano y al 14.2% en el sector rural. Con esta exigencia se impide que el distribuidor traslade a sus usuarios las ineficiencias que se derivan de no controlar o ejecutar planes de recuperación de pérdidas, e incentiva a su vez, a aquellos que hacen un manejo eficiente de las mismas.

3.4.1 ESTRUCTURA TARIFARIA

El sector eléctrico Colombiano se dividió en cuatro subsectores: generación, transmisión, distribución y comercialización. La comercialización se definió como la

actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados.

A su vez, para la coordinación del mercado mayorista de energía eléctrica, se creó el Sistema de Intercambios Comerciales, encargado de administrar los contratos, spot y de largo plazo, entre los proveedores de energía y los comercializadores.

3.4.2 ESTRUCTURA TARIFARIA DE DISTRIBUCION

La estructura tarifaria de distribución en Colombia busca remunerar tanto a la actividad de comercialización de energía, como la de distribución. Los costos de prestación de servicio de distribución se definen en forma monómica respecto a la energía consumida, es decir, el costo total dividido por la energía consumida [\$/kWh]. Esta estructura de tarificación implica que el pago por potencia consumida se encuentra implícito en el cargo monómico. Los cargos de acceso a la distribución son pagados por el consumidor al comercializador, independiente si se trata de un usuario regulado o no regulado (en el caso del usuario regulado, es la empresa distribuidora local aquella que actúa como comercializador).

En síntesis, la estructura tarifaria que cobra la empresa comercializadora (distribuidora) al usuario no regulado (regulado), comprende una tarifa por energía, una tarifa por unidad de potencia en horas de punta de la demanda, cuando su valor no se encuentra incorporado en el de energía, un cargo fijo y uno por conceptos de conexión a la red de distribución. Los costos anteriores deben ser establecidos por el comercializador y aprobados por una Comisión de Costos de Comercialización, dependiente de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. Las tarifas aplicadas por los comercializadores o distribuidores, tienen una vigencia de cinco años y son indexadas anualmente de acuerdo a índices previamente establecidos por el regulador.

3.4.3 COMPOSICIÓN DE LOS COSTOS DE PRESTACIÓN DE SERVICIO POR PARTE DE LOS COMERCIALIZADORES

Para el caso de los usuarios regulados la metodología de asignación de tarifas a los usuarios finales considera el cálculo de los costos totales de prestación de servicio por parte del comercializador. Dichos costos se expresan unitariamente según la energía consumida [\$/ kWh]. La fórmula tarifaria implica la remuneración de los gastos que el comercializador incurra por concepto de los siguientes tópicos:

- Compra de energía a los generadores en el mercado mayorista
- Pago por uso del Sistema de Transmisión Nacional
- Pago por peajes de distribución
- Pagos adicionales al mercado mayorista como al CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) y al SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios)
- Costo propio de la actividad de Comercialización.

Según lo anterior, se establece la siguiente fórmula general del costo de prestación de servicio de Comercialización [CREG196].

$$CU_{t,m,g} = \frac{E_{m,g} + T_{g,z}}{(1 - \text{Perd}_{t,g})} + P_{t,g} + A_{m,g} + C_{m,g}$$

Donde:

$CU_{t,m,g}$: Cargo unitario reconocido [\$/kWh] para los usuarios conectados al nivel de tensión "t", correspondiente al mes "m" del año "g".

$E_{m,g}$: Costos de compra de energía en el mercado mayorista [\$/kWh] correspondientes al mes "m" del año "g".

$T_{g,z}$: Costo promedio por uso del Sistema Nacional de Transmisión (STN) en [\$/kWh], correspondiente al año "g" en la zona de distribución "z".

$P_{t,g}$: Peaje por costos de distribución [\$/kWh], correspondiente al nivel de tensión "t" en el año "g".

$A_{m,g}$: Costos adicionales del mercado mayorista [\$/kWh], compuestos por:

i) Reconciliaciones

ii) Cargos al Centro Nacional de Despacho (CND) y a los Centros

Regionales de Despacho (CDR's)

iii) Contribuciones a la CREG y la SSPD

$C_{m,g}$: Costos por concepto de atención del cliente regulado [\$/ kWh]

$Perd_{.t,g}$: Índice de pérdidas reconocidas al nivel de tensión "t" en el año "g"

Niveles de Tensión

Los cargos monómicos son calculados según cuatro categorías de tensión:

Tabla 2.1 Niveles de tensión sujetos a pago por peaje de distribución en Colombia

Nivel de tensión	Voltage (V)
Nivel I	< 1 kV
Nivel II	> 1kV, <30 kV
Nivel III	> 30kV< 62 kV
Nivel IV	> 62 kV

3.4.4. PASOS A SEGUIR EN LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

Basándose en los conceptos mencionados en el punto anterior acerca de la naturaleza de los costos considerados en el cálculo de los peajes, se establecen los siguientes pasos para la determinación final de los cargos monomios, los cuales rigen para los clientes regulados:

a) Cálculo de costos de capital

Con el objeto de establecer los costos de capital, se realiza un inventario valorado a precio de reposición de todos los activos eléctricos y no eléctricos de cada empresa para cada nivel de tensión. Así se calcula el costo anual de capital de los activos en inventario para cada nivel de tensión, considerando precios de

reposición, vidas útiles específicas para cada instalación y una tasa de retorno de un 9% anual real antes de impuestos.

b) Cálculo de los costos de explotación

Se calculan los gastos anuales por concepto de administración, operación y mantenimiento como un porcentaje del valor de reposición de los activos eléctricos en cada uno de los niveles considerados de tensión. Se agregan los costos por conexión al STN y aquellos costos causados por uso de otros sistemas correspondientes a los flujos de energía que entran a cada nivel de tensión en particular.

c) Estudio de flujos de energía

Se realiza un estudio acerca de los flujos de energía del último año histórico de la fijación, considerando las inyecciones reales a la red en los distintos niveles de tensión. Se establece de este modo la energía útil por nivel como la energía disponible de dicho nivel menos las pérdidas reconocidas.

d) Cálculo de los cargos monomios

Se calculan los cargos monomios anuales equivalentes, sumando los costos calculados en los pasos a) y b) acumulados por nivel de tensión, dividiéndolos posteriormente por los [kWh] de energía útil calculados según en el paso c).

Si los Cargos Monomios calculados por alguna empresa son superiores al 120% del cargo promedio nacional, a dicha empresa se le aplicara un cargo equivalente al promedio ponderado (por energía) nacional multiplicado por 1,2. Lo anterior se realiza a fin de proteger a los usuarios de una expansión no económica de los SDL.

Finalmente, los cargos calculados por cada empresa son revisados y corregidos (eventualmente) por parte de la CREG, procediéndose luego a su fijación, actualizándose mensualmente con el Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP).

El procedimiento anterior se ejecuta para calcular los cargos monomios correspondientes a los usuarios regulados, mientras que los cargos monomios horarios validos para los clientes no regulados, son calculados por los propietarios de las redes a través de los siguientes pasos, los cuales son realizados a partir de los anteriores.

e) Calculo de curvas de carga

Se elaboran las curvas de carga típicas por nivel de tensión. La información requerida para efectuar este cálculo se puede obtener de las planillas de flujos horarios que se encuentran registradas en las respectivas subestaciones. Para el caso del nivel de tensión I, dicha información puede obtenerse por muestreo de carga en los transformadores de distribución.

f) Determinación de los periodos de carga

Los periodos de carga máxima, media y mínima son determinados en función de la curva de carga típica que fue estimada para cada nivel de tensión.

g) Cálculo de los cargos monomios horarios

Al establecerse que los cargos monomios horarios deben ser proporcionales a la potencia promedio de cada periodo de carga,

3.4.5 INVENTARIO Y VALORACIÓN DE ACTIVOS

La legislación eléctrica Colombiana establece que los cargos por concepto de peaje de distribución (cargos monómicos) deben calcularse para el sistema de

distribución existente y según los flujos de energía anuales utilizados para el estudio, remunerando las instalaciones necesarias para otorgar el servicio de distribución. Es decir, implícitamente, pese a que se remuneran las instalaciones existentes, sus costos se corrigen para incorporar un cierto grado de adaptabilidad a la demanda.

Para el caso de activos eléctricos, se realiza un inventario de activos efectivamente utilizados, asignándolos al nivel de tensión en que funcionan. Es importante mencionar que, para cada caso de nivel de tensión, el inventario es estimado de una muestra representativa de dicho nivel, la cual es elaborada por las empresas distribuidoras bajo aprobación de la CREG [CREG197]. Respecto a los activos no eléctricos, estos corresponden a edificios, vehículos, maquinaria, muebles, equipos, etc. Respecto de la valorización de ambas clases de activos, esta se realiza utilizando costos unitarios que representen su valor de reposición, independientemente del tiempo que lleven operando. Dichos costos deberán ser reportados a la CREG para efectuar estudios comparativos entre distintos distribuidores acerca de los precios y costos de reposición elegidos.

; Finalmente, respecto a la tasa de retorno utilizada para remunerar los activos, tanto eléctricos como no eléctricos, esta se considera como un nueve por ciento (9%) anual real, antes de impuestos sobre los activos a ser remunerados, los cuales se encuentran valorados a precios de reposición.

3.4.6 VIDAS ÚTILES

La valorización de los activos eléctricos como líneas de subtransmisión, líneas de distribución, transformadores de potencia y subestaciones, considera una vida útil de estas instalaciones de 25 años. Equipos como transformadores de distribución, maquinaria y equipos de maniobra y comunicaciones, suponen una vida útil de 15 años. Finalmente, las construcciones y los activos no eléctricos se valoran a 50 y 10 años de vida útil respectivamente [CREG197].

3.4.7 COSTOS DE OPERACIÓN, ADMINISTRACIÓN Y MANTENIMIENTO

Estos costos no son calculados por cada empresa según sus operaciones, sino que se establecen para todas ellas como un porcentaje del valor de reposición de los activos eléctricos, para cada nivel de tensión. Dichos porcentajes se presentan en la siguiente tabla:

Tabla de costos de operación, administración y mantenimiento en Colombia

Nivel de tensión	Porcentaje sobre el valor de activos eléctricos (%)
Nivel I	4%
Nivel II	4%
Nivel III	2%
Nivel IV	2%

3.4.8 MODELACION DE LA RED DE DISTRIBUCION

Las empresas distribuidoras deben presentar un modelo detallado de su red a remunerar, para cada uno de los cuatro niveles de tensión utilizados. La CREG autoriza a las empresas distribuidoras a calcular sus costos acumulados a partir de modelación con flujos de energía o flujos de potencia coincidente.

La modelación de la red debe considerar las inyecciones reales de energía para esta en los diferentes niveles de tensión y las ventas reales para los niveles II, III y IV. Además se consideran las pérdidas como porcentajes en los flujos de energía.

3.4.8.1 Acumulación de cargos por nivel de tensión

La legislación colombiana considera que: "el costo acumulado hasta un nivel de tensión determinado está dado por los costos propios de dicho nivel, mas los costos acumulados de los otros niveles multiplicado por la relación entre los flujos de energía que salen hacia el nivel en que se está acumulando, y los flujos totales que salen de esos niveles." De este modo, los cargos son acumulados,

para efectos de la tarifa al cliente final, de acuerdo a los distintos niveles de tensión en los cuales es extraída la energía [CREG197]

3.4.8.2 *Tratamiento de las pérdidas de distribución*

Este punto es de especial relevancia, ya que en el se entrega una señal de eficiencia a las empresas propietarias de las redes de distribución. En Colombia se establecen porcentajes de pérdidas reconocidas, los cuales son reducidos anualmente en forma escalonada de acuerdo a una ecuación lineal discreta. En la siguiente tabla se presentan los valores de pérdidas reconocidas para cada nivel de tensión, en forma acumulada, para los años siguientes a la última fijación de tarifas:

Tabla de porcentajes de pérdidas reconocidas, acumuladas por nivel de tensión en Colombia

Nivel de tensión	Percentage (%)
Nivel I	15%
Nivel II	5%
Nivel III	3%
Nivel IV	1.5%

COMENTARIO:

El sector eléctrico colombiano, bajo el organismo regulador, denominado CREG, es bastante diferente a los sectores citados anteriormente, pero sin descartar que este, presenta algunas semejanzas en el proceso de cálculo del VAD, que en este caso se denomina **Cargos Monomios**, los mismos que se calculan para cada nivel de tensión.

La diferencia radica en que, este sector incorpora la participación de un nuevo agente llamado Comercializador, cuya actividad principal es la compra de

energía eléctrica en el Mercado Mayorista y la venta a los usuarios finales. Por otro lado este mercado realiza estudios de cargos cada 5 años, los costos de operación y mantenimiento no son calculados por cada empresa según sus operaciones, si no que establecen para todas ellas como un porcentaje del valor de reposición de los activos eléctricos para cada nivel de tensión.

En cambio la semejanza radica en que algunas variables, en especial económicas – financieras, definición de vida útil de las instalaciones eléctricas del sistema en cada etapa funcional, la llamada tasa de retorno (9%), son empleadas en el proceso de cálculo de los cargos monomios.

3.5 CUADRO COMPARATIVO DE ASPECTOS GENERALES MÁS RELEVANTES DEL VAD

CUADRO COMPARATIVO DE ASPECTOS GENERALES MÁS RELEVANTES DEL VAD.

Item	Ecuador	Perú	Chile	Colombia
Estilo de Legislación	<ul style="list-style-type: none"> - Ley de Régimen del Sector Eléctrico emitida por el Congreso Nacional - Reglamento de Tarifas decretado por el Presidente de la República. - Regulaciones 003-99 y 009-00 emitidas por el CONELEC 	- Ley Eléctrica detallada	- Ley Eléctrica detallada	- Ley Eléctrica detallada
Actividades Reconocidas	Distribución	Distribución	Distribución	Distribución
Gastos Regulados	- Costo máximo de servicio de suministro a consumidores regulados	-Costo máximo de servicio de suministro a consumidores regulados.	-Costo máximo de servicio de suministro a consumidores regulados	- Costo máximo de servicio de suministro a consumidores regulados
Tasa de Descuento	6%	11%	10%	9%
Vida útil de los Activos en Servicio	- Definida por etapa funcional	- Definida en forma general en todas las etapas funcionales	- Definida en forma general en todas las etapas funcionales	- Definida por etapa funcional
Activos	<ul style="list-style-type: none"> - De las instalaciones en servicio. - Sustentados en inventarios - Por etapa funcional 	<ul style="list-style-type: none"> - De las instalaciones en servicio. - Sustentados en inventarios - Por etapa funcional 	<ul style="list-style-type: none"> -De las instalaciones en servicio. -Sustentados en inventarios -Por etapa funcional 	<ul style="list-style-type: none"> -De las instalaciones en servicio. -Sustentados en inventarios -Por etapa funcional
	-Corresponden a valores	- Corresponden a valores	- Corresponden a valores	- Se establece para todas como

Costos de Oym	presentados por cada empresa. -Considera la Regulación 009-00 de los Índices de Gestión	presentados por cada empresa, mediante una regulación.	presentados por cada empresa, mediante una regulación.	un % del valor de reposición de los activos eléctricos
Resultados	VAD	VAD+Cargos Fijos	VAD	Cargos Monomios

OBSERVACIÓN:

De acuerdo a lo expuesto en el cuadro anterior, se ve claramente que en el caso del Estilo de Legislación el cálculo del VAD en nuestro país no se sujeta a una Ley Eléctrica Detallada como en el caso de los países de la región analizados, las actividades reconocidas, que están representadas por la distribución, definida de manera similar en todos los países analizados, los costos regulados, están representados como el costo máximo de servicio de suministro a consumidores regulados, el cual es similar en todos los casos, la tasa de descuento es un término económico- financiero de concepto similar pero de valor diferente, para cada uno de los países analizados, la vida útil de los activos en servicio, en el caso de Ecuador y Colombia se analiza por etapa funcional, en cambio en el caso de Perú y Chile este término es definido en forma general para todas las etapas funcionales, activos y costos de operación y mantenimiento están sustentados en inventarios bajo Índices de Gestión mediante la Regulación 009-00, emitida por el CONELEC, para nuestro caso, de igual manera lo realizan los países en cuestión de acuerdo a su Ley General. Por otra parte implementando los conceptos de variables físicas se obtienen los resultados, que tanto para Ecuador y Chile esta representado por el VAD, para el caso de Perú por el VAD mas Cargos Fijos y para el caso de Colombia por los denominados Cargos Monomios.

En definitiva los aspectos más relevantes en el cálculo del VAD, son los analizados en el cuadro anterior, los mismos que dependen de sus propias Leyes y Reglamentos, como también de datos internos de cada empresa distribuidora.

CAPITULO 4

4.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para el cálculo del Valor Agregado de Distribución, se ha partido de una información que contiene variables de entorno, y variables propias de las Empresas Distribuidoras, las mismas que obedecen al Reglamento de Tarifas, emitidas por el Presidente de la República, como también a regulaciones emitidas por el CONELEC.

La metodología utilizada para el cálculo del VAD, es la establecida por el CONELEC, a partir de la cual y por medio de estudios técnicos-económicos del sistema eléctrico ELEPCO.S.A, se determinó su valor, dentro de esto es importante recalcar que algunos datos utilizados para este análisis son del año eléctrico 2003- 2004, y mediante métodos estadísticos, se determina lo propio para el periodo 2004-2005.

De acuerdo al reglamento de tarifas eléctricas y según el artículo 10 del mismo, el Valor Agregado de Distribución (VAD), es único para cada Empresa Distribuidora, aplicado a periodos que no podrán exceder los 4 años.

Dentro de la metodología empleada para el cálculo del VAD, se puede notar que los costos reflejados no incluyen explícitamente la dimensión espacial de la red para atender a un consumidor final, es decir que, para un cliente de Baja Tensión por ejemplo, su costo viene dado por el hecho de utilizar la red de Alta Tensión y la de Baja Tensión, mediante un cargo unitario por su consumo de potencia. Ello implica que, a igual consumo, un cliente que utiliza varios kilómetros de red paga lo mismo que un cliente que utiliza menos red, si se ubica en la misma zona de facturación.

En todos los países, el regulador fija una tasa de retorno que reconozca una rentabilidad adecuada a los activos del distribuidor. Para ello se utilizan diferentes metodologías, por ejemplo, en Colombia el WACC.

Puesto que el objetivo del regulador es el de conseguir mejoras en el bienestar social, los países Latinoamericanos, dadas sus inestabilidades macroeconómicas y políticas, presentan problemas en el logro de los objetivos regulatorios ajenos a los mecanismos. Lo anterior podría llevar a la conclusión de que son las metodologías utilizadas para implantar los esquemas, las que deben ser depuradas y mejoradas.

Como se ha podido observar, el cálculo del VAD que realizan los países Latinos son similares, pues utilizan los mismos términos tanto económicos-financieros como técnicos, la única diferencia es Colombia donde actúa un organismo más denominado "COMERCIALIZADOR".

En Colombia, al contrario de los países analizados, no existe cobertura obligatoria ni exclusividad geográfica para la distribución de energía eléctrica, las empresas no tienen incentivos para la expansión. Tal situación infiere que la regulación y las políticas públicas deberían impulsar la inversión en infraestructura de redes, con políticas iguales a las encontradas en Perú y Chile y Ecuador.

En Colombia la regulación se hace por incentivos mediante el mecanismo de "Price Cap", se fijan parámetros de eficiencia y tarifas que incluyen, además de recuperar los costos, la rentabilidad presunta del negocio para períodos tarifarios de 5 años. Las empresas tienen la libertad de gestión de redes con el incentivo económico de lograr rentas monopólicas con el manejo de las inversiones, los costos de operación y mantenimiento y la recuperación de las pérdidas según nivel de tensión. Los incentivos por cambios en productividad y pérdidas, son trasladados a los usuarios anualmente.

El resultado obtenido del VAD para ELEPCO. S.A., para su justificación se compara con el presentado por el CONELEC (descrito en el capítulo 2), de donde se puede concluir que existe una pequeña diferencia en su valor, el cual puede deberse a las operaciones efectuadas por el paquete computacional de Mathcad, como también a errores de observación de datos.

Una vez analizado el cálculo del VAD de los países citados, es imprescindible mencionar, que cada país emplea su propia política de cálculo, sin descartar que existe una cierta similitud en la misma, de las diferentes componentes para la determinación del VAD, tales como: el concepto de tasa de retorno, vida útil de las instalaciones eléctricas, activos de la empresa en cuestión, gastos de operación y mantenimiento, conceptos de componentes de potencia y energía, número de abonados, entre otros, etc.

Este análisis permite deducir que, para que una empresa de un determinado país o región sea eficiente y guarde una buena relación de servicio con el consumidor final, debe emplear tecnología moderna y un buen manejo en el aspecto financiero, de tal forma que sus reducciones de rentabilidad no recarguen en el usuario.

Personalmente sugiero, que las metodologías empleadas para el cálculo del VAD, de cada país en cuestión, no se implemente en el nuestro, puesto que tienden a aproximarse a la metodología empleada por el CONELEC, inclusive con tasas de descuento más altas, una vida útil general para todas las etapas del sistema de distribución, ect, parámetros que desde ya presentan una desventaja para el usuario final.

Por otra parte para que una empresa sea eficiente y demande una tarifa menor a la que en cartilla se paga actualmente, es necesario que se optimicen todos los recursos que conforman una determinada empresa de distribución, como por ejemplo: la cantidad de personal, pérdidas de Potencia y Energía, Etc.

BIBLIOGRAFÍA:

- **LEY DE REGIMEN DEL DEL SECTOR ELECTRICO**
Dirección de Tarifas – CONELEC
- **ANÁLISIS DE COSTOS Y FIJACIÓN DE TARIFAS PARA EMPRESAS ELÉCTRICAS SUJETAS A REGULACIÓN DE PRECIOS.** Octubre 2002
- **REGLAMENTO DE TARIFAS ELECTRICAS.**
Dirección de Tarifas – CONELEC
- **MATEMATICAS FINANCIERAS**
Mc Graw H/ Interamericana de España 1998.
- **TESIS DEL ING. GEOVANNY BONIFÁZ.**
Año 2002, capítulo 3 y 4
- **TESIS DEL ING. HIDALGO**
Año 2000, capítulo 2
- **CARTILLA PARA RECOPILOCIÓN DE DATOS, VAD Y TARIFAS**
Dirección de tarifas – CONELEC abril 2004.
- **CARTILLA PARA RECOPILOCIÓN DE DATOS**
Departamento de Tarifas Eléctricas – ELEPCO.S.A.
- **ARTÍCULOS TÉCNICOS DE INTERNET:**
 - <http://www.conelec.gov.ec/pages/cuadros.php?menu=6&submenu=65>
 - <http://ofi.mef.gob.pe/energia/docs/Tarifas%20Distribuci%C3%B3n%20001.pdf>
 - <http://www2.ing.pug/clientes/America.pdf>
 - <http://www2.ing.pug.cl/info%20final%20azul.htm>
 - <http://www2.osinerg.ofi.mef.gob.pe/energía/docs/tarifas%20Distribución%202001.pdf>
 - <http://www2.ing.pug.cl/power/papers.pdf/donosos.pdf>
 - <http://www2.ing.pug.cl/power/papers.pdf/recordon.pdf>

ANEXO 1

DATOS FINANCIEROS Y
TÉCNICOS DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA COTOPAXI
ELEPCO S.A.

BALANCE CONSOLIDADO
AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2.002

CTA. NRO.	DENOMINACION DE LA CUENTA	PARCIAL	TOTAL	CTA. NRO.	DENOMINACION DE LA CUENTA	PARCIAL	TOTAL
	ACTIVOS				PASIVO		
	ACTIVO CORRIENTE				PASIVO CORRIENTE		4,056,351.85
	DISPONIBLE		11,835,740.05				
100	DISPONIBILIDADES	3,304,592.79		200	PASIVO A CORTO PLAZO	2,759,121.84	
110	DOCUMENTOS Y CUENTAS POR COBRAR	6,229,357.94		230	DEPOSITOS DE ABONADOS	83.24	
120	INVENTARIOS	<u>2,301,789.32</u>		240	PASIVO DIFERIDO	<u>1,297,146.77</u>	
	ACTIVO FIJO		25,014,206.56		PATRIMONIO		33,792,704.39
140	ACTIVO FIJO DEPRECIABLE	65,942,818.14		300	CAPITAL SOCIAL	2,308,355.00	
150	DEPRECIACIONES ACUMULADAS	<u>(40,928,611.58)</u>		310	APORTES Y ASIGNACIONES	2,290,036.55	
	ACTIVO NO CORRIENTES		10,785.85	320	RESERVAS	28,658,394.60	
160	DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO	10,785.85		330	DONACIONES Y CONTRIBUCIONES	535,918.24	
	OTROS ACTIVOS		2,404,218.86		SUPERAVIT		1,415,895.08
180	ACTIVOS DIFERIDOS	<u>2,404,218.86</u>		340	SUPERAVIT-DEFICIT ELEPCO S.A.	<u>1,415,895.08</u>	
	TOTAL DEL ACTIVO		<u>39,264,951.32</u>		TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		<u>39,264,951.32</u>
	TOTAL CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS		<u>1,034,729.22</u>		TOTAL CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS		<u>1,034,729.22</u>

Latacunga, 31 de diciembre del 2.002

Mba. Arq. Fernando López C.
GERENTE GENERAL DE ELEPCO S.A.

Econ. Patricio Luzuriaga
DIRECTOR FINANCIERO

Ing. Geovanny Reyes P.
JEFE DE CONTABILIDAD

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA COMPARADO ENTRE LOS SALDOS OBTENIDOS AL 31
DE DICIEMBRE DEL 2001 Y LOS SALDOS OBTENIDOS AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CTA. NRO.	DENOMINACION DE LA CUENTA	AÑOS		AUMENTOS O DISMINUCIONES
		2001	2002	
ACTIVO				
ACTIVO CORRIENTE				
DISPONIBLE				
101	CAJA GENERAL	48,589.37	62,088.11	13,398.74
102	BANCOS	2,319,068.92	3,228,427.26	909,358.34
105	FONDOS ROTATIVOS	11,577.00	6,577.42	-4,999.58
106	INVERSIONES TEMPORALES DE CAJA	35,000.00	7,500.00	-27,500.00
		<u>2,414,335.29</u>	<u>3,304,592.79</u>	<u>890,257.50</u>
EXIGIBLE				
111	DOCUMENTOS POR COBRAR	107,893.09	696,500.28	588,607.19
112	CUENTA DE ABONADOS	2,653,048.46	3,555,120.40	901,171.94
113	OTRAS CUENTAS POR COBRAR	1,075,708.85	1,920,331.35	844,622.50
114	PROV. ACUMULADA PARA CTAS. INCOBRABLES	-122,251.36	-336,943.56	-214,692.20
115	ANTICIPO CONTRATOS A CORTO PLAZO	160,541.33	394,349.47	233,808.14
		<u>3,875,840.37</u>	<u>6,229,357.94</u>	<u>2,353,517.57</u>
INVENTARIOS				
121	ALMACEN GENERAL	1,488,705.57	2,126,400.45	637,694.88
125	COMPRAS LOCALES EN TRANSITO	56,037.54	175,161.61	119,124.07
126	MATERIALES EN TRANSFORMACION	1,731.09	227.26	-1,503.83
		<u>1,546,474.20</u>	<u>2,301,789.32</u>	<u>755,315.12</u>
ACTIVO FIJO				
141	BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	61,622,695.18	63,722,626.17	2,099,930.99
143	BIENES E INST. DADOS EN ARRIENDO	1,308.61	1,308.61	0.00
		<u>61,624,003.79</u>	<u>63,723,934.78</u>	<u>2,099,930.99</u>
ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE				
147	OBRAS EN CONSTRUCCION	519,427.30	2,218,883.36	1,699,456.06
		<u>519,427.30</u>	<u>2,218,883.36</u>	<u>1,699,456.06</u>
DEPRECIACIONES ACUMULADAS				
151	DEPREC. ACUM. BIENES E INSTALACIONES	-38,564,352.54	-40,928,301.94	-2,364,049.40
153	DEPREC. ACUM. BIENES E INST. EN ARRIENDO	-257.32	-309.64	-52.32
		<u>-38,564,509.86</u>	<u>-40,928,611.58</u>	<u>-2,364,101.72</u>
ACTIVO NO CORRIENTE				
DEUDORES E INVERSIONES A LARGO PLAZO				
168	OTRAS INVERSIONES	10,785.85	10,785.85	0.00
		<u>10,785.85</u>	<u>10,785.85</u>	<u>0.00</u>
ACTIVO DIFERIDO				
184	CUENTAS POR LIQUIDAR	7,596.37	6,281.47	-1,314.90
189	OTROS DEBITOS DIFERIDOS	3,541,976.25	2,397,937.39	-1,144,038.86
		<u>3,549,572.62</u>	<u>2,404,218.86</u>	<u>-1,145,353.76</u>
TOTAL ACTIVOS		<u><u>34,975,929.56</u></u>	<u><u>39,264,951.32</u></u>	<u><u>4,289,021.76</u></u>

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA COMPARADO ENTRE LOS SALDOS OBTENIDOS AL 31
DE DICIEMBRE DEL 2001 Y LOS SALDOS OBTENIDOS AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CTA. NRO.	DENOMINACION DE LA CUENTA	AÑOS		AUMENTOS O DISMINUCIONES
		2001	2002	
	PASIVO CORRIENTE PASIVO A CORTO PLAZO			
202	CUENTAS POR PAGAR	2,000,850.10	2,587,568.19	586,718.09
203	PROVEEDORES	14,521.43	26,152.57	11,631.09
206	OBLIG. PATRONALES Y DESC. POR CTA. AJENA	47,395.25	104,205.32	56,810.07
209	OTROS PASIVOS CTES. Y ACUM.	21,386.71	41,195.76	19,809.05
		<u>2,084,153.54</u>	<u>2,759,121.84</u>	<u>674,968.30</u>
	PASIVO A LARGO PLAZO			
230	DEPOSITOS DE ABONADOS	83.24	83.24	0.00
		<u>83.24</u>	<u>83.24</u>	<u>0.00</u>
	PASIVO DIFERIDO			
242	ANTICIPO PARA CONSTRUCCIONES	136,461.51	135,786.39	-675.12
249	OTROS CREDITOS DIFERIDOS	295,764.24	1,161,360.38	865,596.14
		<u>432,225.75</u>	<u>1,297,146.77</u>	<u>864,921.02</u>
	PATRIMONIO CAPITAL SOCIAL			
301	ACCIONES ORDINARIAS	2,308,355.00	2,308,355.00	0.00
		<u>2,308,355.00</u>	<u>2,308,355.00</u>	<u>0.00</u>
	APORTES Y ASIGNACIONES			
311	APORTES PARA FUTURA CAPITALIZACION	1,125,424.66	2,290,036.55	1,164,611.89
		<u>1,125,424.66</u>	<u>2,290,036.55</u>	<u>1,164,611.89</u>
	RESERVAS			
321	RESERVA LEGAL	9,318.20	9,318.20	0.00
323	RESERVA FACULTATIVA	59.72	59.72	0.00
324	RESERVA PARA REVALORIZ. DEL PATRIMONIO	22,280,553.39	16,392.31	-22,264,161.08
325	RESERVAS PATRIMONIALES	6,361,583.58	6,361,583.58	0.00
327	RESERVAS DE CAPITAL	0.00	22,271,040.79	22,271,040.79
		<u>28,651,514.89</u>	<u>28,658,394.60</u>	<u>6,879.71</u>
	DONACIONES Y CONTRIBUCIONES			
335	DONACIONES DE CAPITAL	374,172.48	535,918.24	161,745.76
		<u>374,172.48</u>	<u>535,918.24</u>	<u>161,745.76</u>
	RESULTADOS			
341	SUPERAVIT-DEFICIT ELEPCO S.A.	0.00	1,415,895.08	1,415,895.08
		<u>0.00</u>	<u>1,415,895.08</u>	<u>1,415,895.08</u>
	TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	<u>34,975,929.56</u>	<u>39,264,951.32</u>	<u>4,289,021.76</u>

LATACUNGA, 31 DE DICIEMBRE DEL 2.002

Mba. Arq. Fernando López C.
GERENTE GENERAL DE ELEPCO S.A.

Econ. Patricio Luzuriaga
DIRECTOR FINANCIERO

Ing. Geovanny Reyes
JEFE DE CONTABILIDAD

ESTADO DE RESULTADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2,002
POR CUENTAS PRINCIPALES

CTA. No.	DENOMINACION DE LA CUENTA	SUB-PARCIAL	PARCIAL	TOTAL
401	Ingresos por Venta de Energía		15,639,507.34	
409	Ingresos de Explotación que no son por Venta de energía			
			<u>943,615.32</u>	16,583,122.66
501	Gastos de Explotación		-12,559,233.33	
503	Gastos de Depreciación		-589,815.88	
504	Gastos de Reposición		-1,811,621.65	
513	Gastos de Depreciación Bienes en Arriendo		-8.04	
514	Gastos de Reposición Bienes en Arriendo		<u>-44.28</u>	<u>-14,960,723.18</u>
	DEFICIT EN OPERACIONES			1,622,399.48
421	Ingresos Ajenos a la Explotación	149,617.74		
422	Ingresos Extraordinarios	<u>110,672.81</u>	260,290.55	
521	Gastos Ajenos a la Explotación	-295,058.09		
522	Pérdidas Extraordinarias	<u>-171,736.86</u>	<u>-466,794.95</u>	<u>-206,504.40</u>
	SUPERAVIT GENERAL			<u>1,415,895.08</u>

Latacunga, 31 de Diciembre del 2,002

Mba. Arq. Fernando López C.
GERENTE GENERAL DE ELEPCO S.A.

Econ. Patricio Luzuriaga
DIRECTOR FINANCIERO

Ing. Geovanny Reyes P.
JEFE DE CONTABILIDAD

ESTADO DE RESULTADOS DE INGRESOS Y GASTOS DE EXPLOTACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2.002 POR SUBCUENTAS

A. SUB. C. CTA.	DENOMINACION DE LA CUENTA	SUB-PARCIAL	PARCIAL	TOTAL
	INGRESOS DE EXPLOTACION			16,583,122.66
401	VENTA DE ENERGIA		15,639,507.34	
	01. Residencial	3,568,432.97		
	02. Comercial	918,995.62		
	03. Industrial	7,736,632.51		
	05. Alumbrado Público	1,290,773.71		
	08. Comercialización	1,091,615.92		
	11. Entidades Oficiales	492,889.15		
	22. Suministros Ocasionales	7,724.80		
	33. Bomba de Agua	532,442.66		
	INGRESOS DE EXPLOTACION QUE NO SON POR VENTA DE ENERGIA		943,615.32	
	01. Conexiones y Reconexiones y otros	121,118.27		
	02. Arriendo de Propiedades e Instalaciones	369.29		
	03. Ingreso por Servicio Abonados	503,166.15		
	04. Subsidio Cruzado	2,422.52		
	05. Peaje por utilización líneas	173,016.00		
	06. Intereses mora pago planillas	132,598.61		
	09. Aprob. Proyectos por Factib.	10,924.48		
	GASTOS DE EXPLOTACION			-14,960,723.18
501	GASTOS DE EXPLOTACION		-12,559,233.33	
	00. Sueldos	-662,671.40		
	03. Subsidio de Transpote	-18,955.98		
	04. Sobretiempos	-38,860.48		
	05. Gastos de Representación	-48,965.69		
	08. Beneficios por Contrato Colectivo	-675,213.28		
	09. Subrogaciones	-8,599.14		
	10. Otros Beneficios	-49,278.17		
	13. Decimo Tercer Sueldo	-85,896.10		
	14. Décimo Cuarto Sueldo	-1,589.98		
	17. Fondos de Reserva	-72,909.07		
	18. Aporte Patronal y Seguros Cesantía	-94,154.27		
	20. Viáticos y subsistencias en el País	-92,083.49		
	22. Moviliz. Y Servicio de Transporte	-4,984.83		
	23. Seminarios y Cursos de Capacitación	-34,878.07		
	24. Componentes Salariales	-46,093.60		
	28. Dietas y Honorarios a Directores	-43,932.30		
	41. Materiales	-180,160.95		
	44. Suministros y Enseres Menores	-74,267.81		
	45. Repuestos y Acc. Equipos Eléctricos	-4,589.46		
	46. Repuestos y Acc. Vehículos	-78,520.79		
	47. Herramientas y Equipos Menores	-14,220.03		
	48. Comb. Y Lubricantes para Generación	-3,075.32		
	49. Comb. Y Lubricantes Vehículos	-70,550.54		
	51. Arriendo de Vehículos y Semovientes	-26,985.75		

TA. SUB. C/C INC CTA.	DENOMINACION DE LA CUENTA	PARCIAL	TOTAL
	53. Arriendo Terrenos y Edificios	-9,280.18	
	54. Energía Comprada para la Reventa	-8,552,961.12	
	56. Servicio Agua Luz y Teléfono	-74,641.88	
	60. Publicidad Propaganda e Imprenta	-24,479.55	
	61. Servicio de Correo y Telecomunicaciones	-1,444.57	
	62. Servicios Legales Externos y Auditoría	-23,365.60	
	64. Contratos Instalación Medidores	-36,886.39	
	65. Contratos de Diseño e Ingeniería	-30,450.00	
	66. Contratos de Asesoría Técnica	-45,718.00	
	67. Contrato por Obras Mant. Y Construcción	-85,932.05	
	69. Servicios Diversos	-234,621.91	
	70. Servicio Seguridad y Vigilancia	-91,198.81	
	71. Servicio Recuperación Cartera Vencida	-168,567.05	
	72. Servicio Toma de Lecturas	-95,034.86	
	74. Interés Pagados y/o devengados	-908.97	
	75. Provisión Para Cuentas Incobrables	-227,137.29	
	81. Seguros	-172,191.95	
	82. Daños y Perjuicios a Terceros	-726.30	
	83. Gastos y Amortización Software	-109,637.61	
	85. Contribuciones Voluntarias	-22,759.88	
	86. Contribuciones Oficiales	-113,315.75	
	89. Diversos	-26,537.11	
		<hr/>	
503	Gastos de Depreciación	-589,815.88	
504	Gastos de Reposición	-1,811,621.65	
513	Gastos de Depreciación Bienes en Arriendo	-8.04	
514	Gastos de Reposición Bienes en Arriendo	-44.28	
	DEFICIT OPERACIONAL	<hr/>	<hr/>
			1,622,399.48

Latacunga, 31 de diciembre del 2002

Mba. Arq. Fernando López C.
 GERENTE GENERAL DE ELEPCO S.A.

Econ. Patricio Luzuriaga
 DIRECTOR FINANCIERO

Ing. Geovanny Reyes P.
 JEFE DE CONTABILIDAD

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.0.1		COMPRA ENERGIA REVENTA			8.553.870,09
5.0.1.0.1.01		LATACUNGA		8.553.870,09	
5.0.1.0.1.01	54	ENERGIA COMPRADA PARA LA REVENTA	8.552.961,12		
	74	INT. PAGADOS Y/O DEVENGADOS	908,97		
5.0.1.1.1		OPERACION CENTRALES HIDROELECTRICAS			350.402,60
5.0.1.1.1.01		LATACUNGA		197.369,09	
5.0.1.1.1.01	0	SUELDOS	70.094,81		
5.0.1.1.1.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	2.353,12		
5.0.1.1.1.01	4	SOBRETIEMPOS	2.276,80		
5.0.1.1.1.01	5	GASTOS DE REPRESENTACION	1.514,06		
5.0.1.1.1.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	74.163,84		
5.0.1.1.1.01	9	SUBROGACIONES	737,68		
5.0.1.1.1.01	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	1.514,06		
5.0.1.1.1.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	5.781,64		
5.0.1.1.1.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	170,32		
5.0.1.1.1.01	17	FONDOS DE RESERVA	7.117,58		
5.0.1.1.1.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	8.295,68		
5.0.1.1.1.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	340,00		
5.0.1.1.1.01	23	SEMIN. Y CURSOS CAPACITACION	3.068,80		
5.0.1.1.1.01	24	COMPONENTES SALARIALES	5.042,40		
5.0.1.1.1.01	41	MATERIALES	425,45		
5.0.1.1.1.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	268,33		
5.0.1.1.1.01	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	2.735,25		
5.0.1.1.1.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	64,34		
5.0.1.1.1.01	48	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES PARA GENERACI	27,79		
5.0.1.1.1.01	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	2.536,28		
5.0.1.1.1.01	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	582,40		
5.0.1.1.1.01	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	622,46		
5.0.1.1.1.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	2.177,43		
5.0.1.1.1.01	81	SEGUROS	5.363,05		
5.0.1.1.1.01	86	CONTRIBUC. OFICIALES	95,52		
5.0.1.1.1.03		PUJILI		112.906,85	
5.0.1.1.1.03	0	SUELDOS	28.011,84		
5.0.1.1.1.03	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	1.344,00		
5.0.1.1.1.03	4	SOBRETIEMPOS	7.919,88		
5.0.1.1.1.03	5	GASTOS DE REPRESENTACION	1.219,68		
5.0.1.1.1.03	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	39.332,69		
5.0.1.1.1.03	9	SUBROGACIONES	100,11		
5.0.1.1.1.03	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	1.219,68		
5.0.1.1.1.03	13	DECIMO TERCER SUELDO	3.732,26		
5.0.1.1.1.03	14	DECIMO CUARTO SUELDO	96,67		
5.0.1.1.1.03	17	FONDOS DE RESERVA	4.123,75		
5.0.1.1.1.03	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	5.371,56		
5.0.1.1.1.03	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	2.580,67		
5.0.1.1.1.03	22	MOVIL. Y SERV DE TRANSPORTE	148,00		
5.0.1.1.1.03	23	SEMIN. Y CURSOS CAPACITACION	3.920,00		
5.0.1.1.1.03	24	COMPONENTES SALARIALES	2.880,00		
5.0.1.1.1.03	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	21,20		
5.0.1.1.1.03	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	1.300,37		
5.0.1.1.1.03	48	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES PARA GENERACI	33,05		
5.0.1.1.1.03	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	1.511,66		
5.0.1.1.1.03	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	550,00		
5.0.1.1.1.03	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	7,77		
5.0.1.1.1.03	69	SERVICIOS DIVERSOS	2.187,15		
5.0.1.1.1.03	81	SEGUROS	3.343,91		
5.0.1.1.1.03	89	DIVERSOS	1.950,95		
5.0.1.1.1.07		EL CORAZON		40.126,66	
5.0.1.1.1.07	0	SUELDOS	9.604,03		
5.0.1.1.1.07	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	537,60		
5.0.1.1.1.07	4	SOBRETIEMPOS	4.569,30		

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.1.1.07	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	14.795,06		
5.0.1.1.1.07	13	DECIMO TERCER SUELDO	1.378,85		
5.0.1.1.1.07	14	DECIMO CUARTO SUELDO	39,44		
5.0.1.1.1.07	17	FONDOS DE RESERVA	1.609,83		
5.0.1.1.1.07	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	1.984,52		
5.0.1.1.1.07	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	844,27		
5.0.1.1.1.07	22	MOVIL.Y SERV DE TRANSPORTE	86,00		
5.0.1.1.1.07	24	COMPONENTES SALARIALES	1.152,00		
5.0.1.1.1.07	41	MATERIALES	512,30		
5.0.1.1.1.07	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	15,68		
5.0.1.1.1.07	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	455,28		
5.0.1.1.1.07	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	27,30		
5.0.1.1.1.07	48	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES PARA GENERACI	60,00		
5.0.1.1.1.07	49	COMBUST. Y LUBRIC. VEHICULOS	50,60		
5.0.1.1.1.07	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	24,80		
5.0.1.1.1.07	69	SERVICIOS DIVERSOS	837,58		
5.0.1.1.1.07	81	SEGUROS	1.400,13		
5.0.1.1.1.07	89	DIVERSOS	142,09		
5.0.1.1.6		MANTENIMIENTO CENTRALES HIDROELECTRI			216.586,57
5.0.1.1.6.01		LATA CUNGA		90.051,68	
5.0.1.1.6.01	0	SUELDOS	126,81		
5.0.1.1.6.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	8,40		
5.0.1.1.6.01	4	SOBRETiempos	12,67		
5.0.1.1.6.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	763,95		
5.0.1.1.6.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	17,17		
5.0.1.1.6.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	0,98		
5.0.1.1.6.01	17	FONDOS DE RESERVA	11,42		
5.0.1.1.6.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	23,20		
5.0.1.1.6.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	460,00		
5.0.1.1.6.01	23	SEMIN. Y CURSOS CAPACITACION	1.232,00		
5.0.1.1.6.01	24	COMPONENTES SALARIALES	18,00		
5.0.1.1.6.01	41	MATERIALES	9.796,24		
5.0.1.1.6.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	2.182,18		
5.0.1.1.6.01	45	REP.Y ACC. EQUIPOS ELECTRICOS	1.282,40		
5.0.1.1.6.01	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	1.727,60		
5.0.1.1.6.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	1.037,76		
5.0.1.1.6.01	48	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES PARA GENERACI	732,44		
5.0.1.1.6.01	49	COMBUST. Y LUBRIC. VEHICULOS	1.160,06		
5.0.1.1.6.01	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	430,00		
5.0.1.1.6.01	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	833,57		
5.0.1.1.6.01	66	CONT. ASESORIA TECNICA	1.030,40		
5.0.1.1.6.01	67	CONT. OBRAS MANTEN Y CONSTRUCC	11.100,05		
5.0.1.1.6.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	19.263,28		
5.0.1.1.6.01	81	SEGUROS	36.621,67		
5.0.1.1.6.01	89	DIVERSOS	179,43		
5.0.1.1.6.03		PUJILI		68.633,92	
5.0.1.1.6.03	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	18,48		
5.0.1.1.6.03	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	999,54		
5.0.1.1.6.03	22	MOVIL.Y SERV DE TRANSPORTE	112,38		
5.0.1.1.6.03	23	SEMIN. Y CURSOS CAPACITACION	440,94		
5.0.1.1.6.03	41	MATERIALES	10.156,04		
5.0.1.1.6.03	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	781,96		
5.0.1.1.6.03	45	REP.Y ACC. EQUIPOS ELECTRICOS	1.681,40		
5.0.1.1.6.03	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	1.367,21		
5.0.1.1.6.03	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	165,43		
5.0.1.1.6.03	48	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES PARA GENERACI	1.689,39		
5.0.1.1.6.03	49	COMBUST. Y LUBRIC. VEHICULOS	817,00		
5.0.1.1.6.03	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	1.030,00		
5.0.1.1.6.03	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	140,11		
5.0.1.1.6.03	66	CONT. ASESORIA TECNICA	1.545,60		
5.0.1.1.6.03	67	CONT. OBRAS MANTEN Y CONSTRUCC			

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.1.6.03	69	SERVICIOS DIVERSOS	5.909,69		
5.0.1.1.6.03	70	SERV. SEGURIDAD Y VIGILANCIA	5.937,69		
5.0.1.1.6.03	81	SEGUROS	4.576,68		
5.0.1.1.6.03	89	DIVERSOS	806,66		
5.0.1.1.6.07		EL CORAZON		57.900,97	
5.0.1.1.6.07	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	56,00		
5.0.1.1.6.07	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	448,45		
5.0.1.1.6.07	22	MOVIL. Y SERV DE TRANSPORTE	68,00		
5.0.1.1.6.07	41	MATERIALES	3.876,85		
5.0.1.1.6.07	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	147,03		
5.0.1.1.6.07	45	REP. Y ACC. EQUIPOS ELECTRICOS	262,08		
5.0.1.1.6.07	46	REP. Y ACC. PARA VEHICULOS	1.267,13		
5.0.1.1.6.07	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	86,32		
5.0.1.1.6.07	48	COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES PARA GENERACI	532,65		
5.0.1.1.6.07	49	COMBUST. Y LUBRIC. VEHICULOS	284,80		
5.0.1.1.6.07	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	950,00		
5.0.1.1.6.07	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	89,60		
5.0.1.1.6.07	67	CONT. OBRAS MANTEN Y CONSTRUCC	42.188,16		
5.0.1.1.6.07	69	SERVICIOS DIVERSOS	2.895,52		
5.0.1.1.6.07	81	SEGUROS	4.576,68		
5.0.1.1.6.07	89	DIVERSOS	171,70		
5.0.1.6.0		SUPERY GENERAL E ING DE SUBTRANSMISI			3.046,93
5.0.1.6.0.01		LATACUNGA		3.046,93	
5.0.1.6.0.01	0	SUELDOS	760,08		
5.0.1.6.0.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	22,42		
5.0.1.6.0.01	5	GASTOS DE REPRESENTACION	203,28		
5.0.1.6.0.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	626,28		
5.0.1.6.0.01	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	203,28		
5.0.1.6.0.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	111,02		
5.0.1.6.0.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	1,34		
5.0.1.6.0.01	17	FONDOS DE RESERVA	111,02		
5.0.1.6.0.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	161,88		
5.0.1.6.0.01	24	COMPONENTES SALARIALES	48,00		
5.0.1.6.0.01	49	COMBUST. Y LUBRIC. VEHICULOS	193,53		
5.0.1.6.0.01	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	582,40		
5.0.1.6.0.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	22,40		
5.0.1.7.0		SUPERY GEN E INGENIERIA DE DISTRIBUC			176.328,90
5.0.1.7.0.01		LATACUNGA		176.328,90	
5.0.1.7.0.01	0	SUELDOS	43.442,07		
5.0.1.7.0.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	1.187,78		
5.0.1.7.0.01	4	SOBRETIEPOS	1.434,89		
5.0.1.7.0.01	5	GASTOS DE REPRESENTACION	8.985,88		
5.0.1.7.0.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	53.384,13		
5.0.1.7.0.01	9	SUBROGACIONES	78,13		
5.0.1.7.0.01	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	8.985,88		
5.0.1.7.0.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	6.650,39		
5.0.1.7.0.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	92,61		
5.0.1.7.0.01	17	FONDOS DE RESERVA	6.746,78		
5.0.1.7.0.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	9.518,35		
5.0.1.7.0.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	6.407,56		
5.0.1.7.0.01	22	MOVIL. Y SERV DE TRANSPORTE	150,00		
5.0.1.7.0.01	23	SEMIN. Y CURSOS CAPACITACION	3.475,20		
5.0.1.7.0.01	24	COMPONENTES SALARIALES	2.545,28		
5.0.1.7.0.01	41	MATERIALES	100,03		
5.0.1.7.0.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	1.829,55		
5.0.1.7.0.01	46	REP. Y ACC. PARA VEHICULOS	3.445,23		
5.0.1.7.0.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	278,17		
5.0.1.7.0.01	49	COMBUST. Y LUBRIC. VEHICULOS	4.032,01		
5.0.1.7.0.01	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	1.987,50		
5.0.1.7.0.01	56	SERVICIO AGUA LUZ TELEFONO TELECOMUNICAC	2.466,83		

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.7.0.01	60	PUBLIC.PROPAGANDA E IMPRENTA	340,15		
5.0.1.7.0.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	6.582,50		
5.0.1.7.0.01	81	SEGUROS	1.666,60		
5.0.1.7.0.01	86	CONTRIBUC. OFICIALES	292,89		
5.0.1.7.0.01	89	DIVERSOS	222,51		
5.0.1.7.1		OPERACION S/E DE DISTRIBUCION			215.367,91
5.0.1.7.1.01		LATA CUNGA		184.547,27	
5.0.1.7.1.01	0	SUELDOS	42.177,53		
5.0.1.7.1.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	1.836,78		
5.0.1.7.1.01	4	SOBRETIEMPOS	7.225,87		
5.0.1.7.1.01	5	GASTOS DE REPRESENTACION	1.016,40		
5.0.1.7.1.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	57.184,43		
5.0.1.7.1.01	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	1.016,40		
5.0.1.7.1.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	4.738,07		
5.0.1.7.1.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	155,35		
5.0.1.7.1.01	17	FONDOS DE RESERVA	5.537,36		
5.0.1.7.1.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	6.800,44		
5.0.1.7.1.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	1.075,00		
5.0.1.7.1.01	23	SEMIN. Y CURSOS CAPACITACION	3.360,00		
5.0.1.7.1.01	24	COMPONENTES SALARIALES	3.936,00		
5.0.1.7.1.01	41	MATERIALES	556,62		
5.0.1.7.1.01	44	SUMIN. Y INSERES MENORES	109,50		
5.0.1.7.1.01	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	108,00		
5.0.1.7.1.01	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	188,91		
5.0.1.7.1.01	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	10.502,46		
5.0.1.7.1.01	65	CONTATOS DE DISEÑO E INGENIERIA	8.050,00		
5.0.1.7.1.01	67	CONT. OBRAS MANTEN Y CONSTRUCC	2.186,12		
5.0.1.7.1.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	961,67		
5.0.1.7.1.01	70	SERV SEGURIDAD Y VIGILANCIA	2.423,68		
5.0.1.7.1.01	81	SEGUROS	23.401,87		
5.0.1.7.1.01	89	DIVERSOS	18,81		
5.0.1.7.1.02		SALCEDO		17.089,44	
5.0.1.7.1.02	0	SUELDOS	4.012,90		
5.0.1.7.1.02	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	246,40		
5.0.1.7.1.02	4	SOBRETIEMPOS	596,98		
5.0.1.7.1.02	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	7.217,32		
5.0.1.7.1.02	13	DECIMO TERCER SUELDO	533,23		
5.0.1.7.1.02	14	DECIMO CUARTO SUELDO	18,38		
5.0.1.7.1.02	17	FONDOS DE RESERVA	574,80		
5.0.1.7.1.02	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	764,24		
5.0.1.7.1.02	24	COMPONENTES SALARIALES	528,00		
5.0.1.7.1.02	69	SERVICIOS DIVERSOS	224,00		
5.0.1.7.1.02	81	SEGUROS	2.373,19		
5.0.1.7.1.05		SICCHOS		13.731,20	
5.0.1.7.1.05	0	SUELDOS	1.898,70		
5.0.1.7.1.05	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	112,00		
5.0.1.7.1.05	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	3.222,09		
5.0.1.7.1.05	13	DECIMO TERCER SUELDO	233,73		
5.0.1.7.1.05	14	DECIMO CUARTO SUELDO	8,52		
5.0.1.7.1.05	17	FONDOS DE RESERVA	232,90		
5.0.1.7.1.05	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	334,06		
5.0.1.7.1.05	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	274,32		
5.0.1.7.1.05	24	COMPONENTES SALARIALES	240,00		
5.0.1.7.1.05	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	106,40		
5.0.1.7.1.05	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	5,60		
5.0.1.7.1.05	69	SERVICIOS DIVERSOS	203,84		
5.0.1.7.1.05	70	SERV SEGURIDAD Y VIGILANCIA	4.563,79		
5.0.1.7.1.05	81	SEGUROS	2.295,25		
5.0.1.7.6		MANTENIMIENTO S/E DE DISTRIBUCION			31.089,56

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.7.6.01		LATA CUNGA		27.837,23	
5.0.1.7.6.01	0	SUELDOS	293,30		
5.0.1.7.6.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	23,52		
5.0.1.7.6.01	4	SOBRETUEMPÓS	25,23		
5.0.1.7.6.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	445,36		
5.0.1.7.6.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	34,43		
5.0.1.7.6.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	1,41		
5.0.1.7.6.01	17	FONDOS DE RESERVA	68,49		
5.0.1.7.6.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	50,19		
5.0.1.7.6.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	96,00		
5.0.1.7.6.01	24	COMPONENTES SALARIALES	50,40		
5.0.1.7.6.01	41	MATERIALES	3.932,13		
5.0.1.7.6.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	2.165,84		
5.0.1.7.6.01	45	REP.Y ACC. EQUIPOS ELECTRICOS	1.117,76		
5.0.1.7.6.01	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	66,88		
5.0.1.7.6.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	432,84		
5.0.1.7.6.01	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	130,76		
5.0.1.7.6.01	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	200,00		
5.0.1.7.6.01	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	3.505,03		
5.0.1.7.6.01	66	CONT. ASESORIA TECNICA	11.200,00		
5.0.1.7.6.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	2.518,64		
5.0.1.7.6.01	81	SEGUROS	0,36		
5.0.1.7.6.01	83	GASTOS Y AMORT. SOFTWARE	1.451,86		
5.0.1.7.6.01	89	DIVERSOS	26,80		
5.0.1.7.6.02		SALCEDO		1.255,88	
5.0.1.7.6.02	0	SUELDOS	366,20		
5.0.1.7.6.02	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	27,44		
5.0.1.7.6.02	4	SOBRETUEMPÓS	4,41		
5.0.1.7.6.02	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	591,33		
5.0.1.7.6.02	13	DECIMO TERCER SUELDO	44,60		
5.0.1.7.6.02	14	DECIMO CUARTO SUELDO	1,64		
5.0.1.7.6.02	17	FONDOS DE RESERVA	77,94		
5.0.1.7.6.02	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	65,02		
5.0.1.7.6.02	24	COMPONENTES SALARIALES	58,80		
5.0.1.7.6.02	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	18,50		
5.0.1.7.6.05		SIGCHOS		1.996,45	
5.0.1.7.6.05	0	SUELDOS	1.494,82		
5.0.1.7.6.05	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	2,24		
5.0.1.7.6.05	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	46,48		
5.0.1.7.6.05	13	DECIMO TERCER SUELDO	3,87		
5.0.1.7.6.05	14	DECIMO CUARTO SUELDO	0,13		
5.0.1.7.6.05	17	FONDOS DE RESERVA	5,17		
5.0.1.7.6.05	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	5,63		
5.0.1.7.6.05	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	60,00		
5.0.1.7.6.05	24	COMPONENTES SALARIALES	4,80		
5.0.1.7.6.05	41	MATERIALES	35,17		
5.0.1.7.6.05	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	18,55		
5.0.1.7.6.05	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	6,71		
5.0.1.7.6.05	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	3,08		
5.0.1.7.6.05	69	SERVICIOS DIVERSOS	309,07		
5.0.1.7.6.05	81	SEGUROS	0,73		
5.0.1.7.7		MANTENIMIENTO RED AEREA Y SUBTERRANE			352.578,12
5.0.1.7.7.01		LATA CUNGA		248.025,35	
5.0.1.7.7.01	0	SUELDOS	48.444,16		
5.0.1.7.7.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	976,59		
5.0.1.7.7.01	4	SOBRETUEMPÓS	3.212,20		
5.0.1.7.7.01	5	GASTOS DE REPRESENTACION	897,55		
5.0.1.7.7.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	31.849,48		
5.0.1.7.7.01	9	SUBROGACIONES	7,29		
5.0.1.7.7.01	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	897,55		

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.7.7.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	2.829,11		
5.0.1.7.7.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	89,13		
5.0.1.7.7.01	17	FONDOS DE RESERVA	4.398,27		
5.0.1.7.7.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	3.928,68		
5.0.1.7.7.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	2.980,96		
5.0.1.7.7.01	24	COMPONENTES SALARIALES	2.092,78		
5.0.1.7.7.01	41	MATERIALES	49.420,61		
5.0.1.7.7.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	2.586,02		
5.0.1.7.7.01	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	26.949,84		
5.0.1.7.7.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	7.779,47		
5.0.1.7.7.01	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	16.582,47		
5.0.1.7.7.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	34.263,84		
5.0.1.7.7.01	81	SEGUROS	6.659,74		
5.0.1.7.7.01	82	DAÑOS Y PERJUICIOS A TERCEROS	387,50		
5.0.1.7.7.01	86	CONTRIBUC. OFICIALES	464,31		
5.0.1.7.7.01	89	DIVERSOS	327,80		
5.0.1.7.7.02		SALCEDO		3.355,74	
5.0.1.7.7.02	0	SUELDOS	584,34		
5.0.1.7.7.02	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	36,40		
5.0.1.7.7.02	4	SOBRETIEPOS	91,61		
5.0.1.7.7.02	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	991,81		
5.0.1.7.7.02	13	DECIMO TERCER SUELDO	79,99		
5.0.1.7.7.02	14	DECIMO CUARTO SUELDO	2,20		
5.0.1.7.7.02	17	FONDOS DE RESERVA	74,94		
5.0.1.7.7.02	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	116,92		
5.0.1.7.7.02	24	COMPONENTES SALARIALES	78,00		
5.0.1.7.7.02	41	MATERIALES	76,64		
5.0.1.7.7.02	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	497,70		
5.0.1.7.7.02	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	188,92		
5.0.1.7.7.02	69	SERVICIOS DIVERSOS	255,82		
5.0.1.7.7.02	81	SEGUROS	280,45		
5.0.1.7.7.03		PUJILI		22.728,10	
5.0.1.7.7.03	0	SUELDOS	5.427,68		
5.0.1.7.7.03	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	175,28		
5.0.1.7.7.03	4	SOBRETIEPOS	565,31		
5.0.1.7.7.03	5	GASTOS DE REPRESENTACION	34,56		
5.0.1.7.7.03	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	6.226,38		
5.0.1.7.7.03	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	34,56		
5.0.1.7.7.03	13	DECIMO TERCER SUELDO	484,64		
5.0.1.7.7.03	14	DECIMO CUARTO SUELDO	12,59		
5.0.1.7.7.03	17	FONDOS DE RESERVA	568,63		
5.0.1.7.7.03	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	697,93		
5.0.1.7.7.03	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	788,94		
5.0.1.7.7.03	22	MOVIL.Y SERV DE TRANSPORTE	60,48		
5.0.1.7.7.03	24	COMPONENTES SALARIALES	375,60		
5.0.1.7.7.03	41	MATERIALES	1.816,98		
5.0.1.7.7.03	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	35,49		
5.0.1.7.7.03	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	308,84		
5.0.1.7.7.03	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	109,07		
5.0.1.7.7.03	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	1.038,46		
5.0.1.7.7.03	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	240,00		
5.0.1.7.7.03	56	SERVICIO AGUA LUZ,TELEFONO,TELECOMUNICAC	6,19		
5.0.1.7.7.03	60	PUBLIC.PROPAGANDA E IMPRENTA	33,60		
5.0.1.7.7.03	69	SERVICIOS DIVERSOS	3.361,35		
5.0.1.7.7.03	81	SEGUROS	318,54		
5.0.1.7.7.03	89	DIVERSOS	7,00		
5.0.1.7.7.04		SAQUISILI		11.379,88	
5.0.1.7.7.04	0	SUELDOS	3.352,00		
5.0.1.7.7.04	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	148,96		
5.0.1.7.7.04	4	SOBRETIEPOS	51,62		

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDAD

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.7.7.04	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	4.423,51		
5.0.1.7.7.04	13	DECIMO TERCER SUELDO	317,34		
5.0.1.7.7.04	14	DECIMO CUARTO SUELDO	10,70		
5.0.1.7.7.04	17	FONDOS DE RESERVA	379,46		
5.0.1.7.7.04	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	456,03		
5.0.1.7.7.04	24	COMPONENTES SALARIALES	319,20		
5.0.1.7.7.04	41	MATERIALES	181,02		
5.0.1.7.7.04	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	388,59		
5.0.1.7.7.04	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	145,40		
5.0.1.7.7.04	69	SERVICIOS DIVERSOS	408,31		
5.0.1.7.7.04	81	SEGUROS	797,74		
5.0.1.7.7.05		SIGCHOS		5.268,55	
5.0.1.7.7.05	0	SUELDOS	3.575,87		
5.0.1.7.7.05	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	2,24		
5.0.1.7.7.05	4	SOBRETIEMPOS	2,36		
5.0.1.7.7.05	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	67,46		
5.0.1.7.7.05	13	DECIMO TERCER SUELDO	5,27		
5.0.1.7.7.05	14	DECIMO CUARTO SUELDO	0,12		
5.0.1.7.7.05	17	FONDOS DE RESERVA	181,22		
5.0.1.7.7.05	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	7,68		
5.0.1.7.7.05	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	475,40		
5.0.1.7.7.05	24	COMPONENTES SALARIALES	4,80		
5.0.1.7.7.05	41	MATERIALES	135,20		
5.0.1.7.7.05	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	144,22		
5.0.1.7.7.05	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	139,17		
5.0.1.7.7.05	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	30,26		
5.0.1.7.7.05	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	189,65		
5.0.1.7.7.05	69	SERVICIOS DIVERSOS	44,28		
5.0.1.7.7.05	81	SEGUROS	263,35		
5.0.1.7.7.06		LA MANA		38.735,88	
5.0.1.7.7.06	0	SUELDOS	6.414,82		
5.0.1.7.7.06	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	392,00		
5.0.1.7.7.06	4	SOBRETIEMPOS	1.292,63		
5.0.1.7.7.06	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	12.569,61		
5.0.1.7.7.06	13	DECIMO TERCER SUELDO	951,19		
5.0.1.7.7.06	14	DECIMO CUARTO SUELDO	28,94		
5.0.1.7.7.06	17	FONDOS DE RESERVA	1.152,31		
5.0.1.7.7.06	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	1.367,44		
5.0.1.7.7.06	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	425,69		
5.0.1.7.7.06	24	COMPONENTES SALARIALES	840,00		
5.0.1.7.7.06	41	MATERIALES	2.705,09		
5.0.1.7.7.06	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	41,04		
5.0.1.7.7.06	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	3.571,62		
5.0.1.7.7.06	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	1.864,56		
5.0.1.7.7.06	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	240,00		
5.0.1.7.7.06	69	SERVICIOS DIVERSOS	3.883,53		
5.0.1.7.7.06	81	SEGUROS	937,15		
5.0.1.7.7.06	86	CONTRIBUC. OFICIALES	28,46		
5.0.1.7.7.06	89	DIVERSOS	29,80		
5.0.1.7.7.07		EL CORAZON		23.084,62	
5.0.1.7.7.07	0	SUELDOS	4.861,59		
5.0.1.7.7.07	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	135,52		
5.0.1.7.7.07	4	SOBRETIEMPOS	529,00		
5.0.1.7.7.07	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	4.795,60		
5.0.1.7.7.07	13	DECIMO TERCER SUELDO	388,38		
5.0.1.7.7.07	14	DECIMO CUARTO SUELDO	9,93		
5.0.1.7.7.07	17	FONDOS DE RESERVA	560,54		
5.0.1.7.7.07	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	559,88		
5.0.1.7.7.07	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	966,02		
5.0.1.7.7.07	22	MOVIL.Y SERV DE TRANSPORTE	106,20		

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
 CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.7.7.07	24	COMPONENTES SALARIALES	290,40		
5.0.1.7.7.07	41	MATERIALES	496,70		
5.0.1.7.7.07	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	19,51		
5.0.1.7.7.07	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	2.695,61		
5.0.1.7.7.07	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	190,11		
5.0.1.7.7.07	49	COMBUST. Y LUBRIC. VEHICULOS	2.088,32		
5.0.1.7.7.07	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	255,68		
5.0.1.7.7.07	53	ARRIENDO TERRENOS Y EDIFICIOS	179,20		
5.0.1.7.7.07	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	18,10		
5.0.1.7.7.07	69	SERVICIOS DIVERSOS	2.911,68		
5.0.1.7.7.07	81	SEGUROS	966,34		
5.0.1.7.7.07	86	CONTRIBUC. OFICIALES	28,06		
5.0.1.7.7.07	89	DIVERSOS	32,25		
5.0.1.7.8		MANT ALUM PUBLICO Y SEÑ. LUMINOSAS			92.965,00
5.0.1.7.8.01		LATACUNGA		67.192,43	
5.0.1.7.8.01	0	SUELDOS	5.219,14		
5.0.1.7.8.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	387,02		
5.0.1.7.8.01	4	SOBRETIEMPOS	289,47		
5.0.1.7.8.01	5	GASTOS DE REPRESENTACION	172,16		
5.0.1.7.8.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	11.467,93		
5.0.1.7.8.01	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	172,16		
5.0.1.7.8.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	605,01		
5.0.1.7.8.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	18,16		
5.0.1.7.8.01	17	FONDOS DE RESERVA	724,38		
5.0.1.7.8.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	862,92		
5.0.1.7.8.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	332,85		
5.0.1.7.8.01	23	SEMIN. Y CURSOS CAPACITACION	1.120,00		
5.0.1.7.8.01	24	COMPONENTES SALARIALES	829,34		
5.0.1.7.8.01	41	MATERIALES	34.830,36		
5.0.1.7.8.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	97,36		
5.0.1.7.8.01	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	3.188,69		
5.0.1.7.8.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	67,14		
5.0.1.7.8.01	49	COMBUST. Y LUBRIC. VEHICULOS	4.736,24		
5.0.1.7.8.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	551,43		
5.0.1.7.8.01	81	SEGUROS	1.389,74		
5.0.1.7.8.01	86	CONTRIBUC. OFICIALES	112,11		
5.0.1.7.8.01	89	DIVERSOS	18,82		
5.0.1.7.8.02		SALCEDO		5.318,64	
5.0.1.7.8.02	0	SUELDOS	846,16		
5.0.1.7.8.02	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	53,16		
5.0.1.7.8.02	4	SOBRETIEMPOS	93,70		
5.0.1.7.8.02	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	1.480,84		
5.0.1.7.8.02	13	DECIMO TERCER SUELDO	116,44		
5.0.1.7.8.02	14	DECIMO CUARTO SUELDO	3,19		
5.0.1.7.8.02	17	FONDOS DE RESERVA	109,89		
5.0.1.7.8.02	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	170,08		
5.0.1.7.8.02	24	COMPONENTES SALARIALES	113,90		
5.0.1.7.8.02	41	MATERIALES	1.930,83		
5.0.1.7.8.02	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	16,97		
5.0.1.7.8.02	49	COMBUST. Y LUBRIC. VEHICULOS	35,46		
5.0.1.7.8.02	69	SERVICIOS DIVERSOS	4,12		
5.0.1.7.8.02	81	SEGUROS	343,90		
5.0.1.7.8.03		PUJILI		8.183,77	
5.0.1.7.8.03	0	SUELDOS	939,65		
5.0.1.7.8.03	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	60,13		
5.0.1.7.8.03	4	SOBRETIEMPOS	81,91		
5.0.1.7.8.03	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	1.623,35		
5.0.1.7.8.03	13	DECIMO TERCER SUELDO	125,11		
5.0.1.7.8.03	14	DECIMO CUARTO SUELDO	3,61		
5.0.1.7.8.03	17	FONDOS DE RESERVA	122,15		

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.7.8.03	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	177,07		
5.0.1.7.8.03	24	COMPONENTES SALARIALES	128,78		
5.0.1.7.8.03	41	MATERIALES	4.187,83		
5.0.1.7.8.03	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	30,54		
5.0.1.7.8.03	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	16,71		
5.0.1.7.8.03	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	63,83		
5.0.1.7.8.03	69	SERVICIOS DIVERSOS	7,41		
5.0.1.7.8.03	81	SEGUROS	615,69		
5.0.1.7.8.04		SAQUISILI		4.299,49	
5.0.1.7.8.04	0	SUELDOS	681,09		
5.0.1.7.8.04	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	42,02		
5.0.1.7.8.04	4	SOBRETIEMPOS	84,81		
5.0.1.7.8.04	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	1.165,74		
5.0.1.7.8.04	13	DECIMO TERCER SUELDO	93,43		
5.0.1.7.8.04	14	DECIMO CUARTO SUELDO	2,50		
5.0.1.7.8.04	17	FONDOS DE RESERVA	87,60		
5.0.1.7.8.04	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	136,47		
5.0.1.7.8.04	24	COMPONENTES SALARIALES	90,02		
5.0.1.7.8.04	41	MATERIALES	1.694,32		
5.0.1.7.8.04	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	11,32		
5.0.1.7.8.04	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	23,64		
5.0.1.7.8.04	69	SERVICIOS DIVERSOS	2,74		
5.0.1.7.8.04	81	SEGUROS	183,79		
5.0.1.7.8.06		LA MANA		3.909,48	
5.0.1.7.8.06	41	MATERIALES	3.909,48		
5.0.1.7.8.07		EL CORAZON		4.061,19	
5.0.1.7.8.07	41	MATERIALES	4.061,19		
5.0.1.7.9		MANTENIMIENTO TRANSFORMAD Y CAPACITO			44.366,27
5.0.1.7.9.01		LATA CUNGA		32.647,16	
5.0.1.7.9.01	0	SUELDOS	4.864,07		
5.0.1.7.9.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	248,09		
5.0.1.7.9.01	4	SOBRETIEMPOS	58,74		
5.0.1.7.9.01	5	GASTOS DE REPRESENTACION	460,45		
5.0.1.7.9.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	8.602,74		
5.0.1.7.9.01	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	460,45		
5.0.1.7.9.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	694,89		
5.0.1.7.9.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	21,54		
5.0.1.7.9.01	17	FONDOS DE RESERVA	787,70		
5.0.1.7.9.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	1.007,60		
5.0.1.7.9.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	464,50		
5.0.1.7.9.01	24	COMPONENTES SALARIALES	531,70		
5.0.1.7.9.01	41	MATERIALES	4.625,25		
5.0.1.7.9.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	906,82		
5.0.1.7.9.01	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	2.525,28		
5.0.1.7.9.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	360,78		
5.0.1.7.9.01	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	2.059,88		
5.0.1.7.9.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	3.400,75		
5.0.1.7.9.01	81	SEGUROS	489,18		
5.0.1.7.9.01	86	CONTRIBUC. OFICIALES	31,62		
5.0.1.7.9.01	89	DIVERSOS	45,13		
5.0.1.7.9.02		SALCEDO		1.336,55	
5.0.1.7.9.02	0	SUELDOS	366,38		
5.0.1.7.9.02	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	23,08		
5.0.1.7.9.02	4	SOBRETIEMPOS	2,85		
5.0.1.7.9.02	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	629,43		
5.0.1.7.9.02	13	DECIMO TERCER SUELDO	46,28		
5.0.1.7.9.02	14	DECIMO CUARTO SUELDO	1,39		
5.0.1.7.9.02	17	FONDOS DE RESERVA	41,07		

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.7.9.02	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	67,58		
5.0.1.7.9.02	24	COMPONENTES SALARIALES	49,44		
5.0.1.7.9.02	41	MATERIALES	53,56		
5.0.1.7.9.02	81	SEGUROS	55,49		
5.0.1.7.9.03		PUJILI		3.120,36	
5.0.1.7.9.03	0	SUELDOS	318,89		
5.0.1.7.9.03	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	19,62		
5.0.1.7.9.03	4	SOBRETiempos	3,38		
5.0.1.7.9.03	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	536,75		
5.0.1.7.9.03	13	DECIMO TERCER SUELDO	40,67		
5.0.1.7.9.03	14	DECIMO CUARTO SUELDO	1,18		
5.0.1.7.9.03	17	FONDOS DE RESERVA	36,95		
5.0.1.7.9.03	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	59,42		
5.0.1.7.9.03	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	210,00		
5.0.1.7.9.03	24	COMPONENTES SALARIALES	42,00		
5.0.1.7.9.03	41	MATERIALES	1.750,23		
5.0.1.7.9.03	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	28,86		
5.0.1.7.9.03	69	SERVICIOS DIVERSOS	37,00		
5.0.1.7.9.03	81	SEGUROS	35,41		
5.0.1.7.9.04		SAQUISILI		1.100,20	
5.0.1.7.9.04	0	SUELDOS	322,36		
5.0.1.7.9.04	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	19,65		
5.0.1.7.9.04	4	SOBRETiempos	1,89		
5.0.1.7.9.04	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	547,63		
5.0.1.7.9.04	13	DECIMO TERCER SUELDO	41,45		
5.0.1.7.9.04	14	DECIMO CUARTO SUELDO	1,13		
5.0.1.7.9.04	17	FONDOS DE RESERVA	41,45		
5.0.1.7.9.04	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	60,62		
5.0.1.7.9.04	24	COMPONENTES SALARIALES	42,12		
5.0.1.7.9.04	81	SEGUROS	21,90		
5.0.1.7.9.05		SICCHOS		545,88	
5.0.1.7.9.05	0	SUELDOS	302,06		
5.0.1.7.9.05	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	6,28		
5.0.1.7.9.05	4	SOBRETiempos	1,70		
5.0.1.7.9.05	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	173,07		
5.0.1.7.9.05	13	DECIMO TERCER SUELDO	12,01		
5.0.1.7.9.05	14	DECIMO CUARTO SUELDO	0,34		
5.0.1.7.9.05	17	FONDOS DE RESERVA	9,03		
5.0.1.7.9.05	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	17,55		
5.0.1.7.9.05	24	COMPONENTES SALARIALES	13,44		
5.0.1.7.9.05	81	SEGUROS	10,40		
5.0.1.7.9.06		LA MANA		348,60	
5.0.1.7.9.06	41	MATERIALES	348,60		
5.0.1.7.9.07		EL CORAZON		5.267,52	
5.0.1.7.9.07	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	364,60		
5.0.1.7.9.07	41	MATERIALES	4.902,92		
5.0.1.8.1		OPERAC INSTALACION SERVICIO A ABONADOS			134.695,19
5.0.1.8.1.01		LATA CUNGA		132.653,25	
5.0.1.8.1.01	0	SUELDOS	27.885,05		
5.0.1.8.1.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	733,60		
5.0.1.8.1.01	4	SOBRETiempos	273,47		
5.0.1.8.1.01	5	GASTOS DE REPRESENTACION	1.463,76		
5.0.1.8.1.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	21.586,50		
5.0.1.8.1.01	9	SUBROGACIONES	337,69		
5.0.1.8.1.01	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	1.463,76		
5.0.1.8.1.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	2.208,81		
5.0.1.8.1.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	66,67		

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.8.1.01	17	FONDOS DE RESERVA	2.400,05		
5.0.1.8.1.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	3.183,55		
5.0.1.8.1.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	1.606,40		
5.0.1.8.1.01	22	MOVIL. Y SERV DE TRANSPORTE	13,00		
5.0.1.8.1.01	24	COMPONENTES SALARIALES	1.860,00		
5.0.1.8.1.01	41	MATERIALES	16.446,62		
5.0.1.8.1.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	3.813,33		
5.0.1.8.1.01	46	REP. Y ACC. PARA VEHICULOS	1.171,48		
5.0.1.8.1.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	373,37		
5.0.1.8.1.01	49	COMBUST. Y LUBRIC. VEHICULOS	2.641,57		
5.0.1.8.1.01	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	3.077,36		
5.0.1.8.1.01	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	577,70		
5.0.1.8.1.01	64	CONTRATOS INSTALACION MEDIDORES	36.886,39		
5.0.1.8.1.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	1.649,46		
5.0.1.8.1.01	81	SEGUROS	905,20		
5.0.1.8.1.01	86	CONTRIBUC. OFICIALES	28,46		
5.0.1.8.1.02		SALCEDO		1.071,13	
5.0.1.8.1.02	0	SUELDOS	278,46		
5.0.1.8.1.02	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	22,40		
5.0.1.8.1.02	4	SOBRETIEMPOS	148,50		
5.0.1.8.1.02	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	394,16		
5.0.1.8.1.02	13	DECIMO TERCER SUELDO	39,92		
5.0.1.8.1.02	14	DECIMO CUARTO SUELDO	1,34		
5.0.1.8.1.02	17	FONDOS DE RESERVA	80,13		
5.0.1.8.1.02	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	58,22		
5.0.1.8.1.02	24	COMPONENTES SALARIALES	48,00		
5.0.1.8.1.04		SAQUISILI		970,81	
5.0.1.8.1.04	0	SUELDOS	287,68		
5.0.1.8.1.04	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	22,40		
5.0.1.8.1.04	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	452,08		
5.0.1.8.1.04	13	DECIMO TERCER SUELDO	35,68		
5.0.1.8.1.04	14	DECIMO CUARTO SUELDO	1,34		
5.0.1.8.1.04	17	FONDOS DE RESERVA	71,61		
5.0.1.8.1.04	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	52,02		
5.0.1.8.1.04	24	COMPONENTES SALARIALES	48,00		
5.0.1.8.6		MANT INSTALACION SERVICIO A ABONADOS			151.756,67
5.0.1.8.6.01		LATACUNGA		151.756,67	
5.0.1.8.6.01	0	SUELDOS	34.343,07		
5.0.1.8.6.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	1.097,60		
5.0.1.8.6.01	4	SOBRETIEMPOS	632,62		
5.0.1.8.6.01	5	GASTOS DE REPRESENTACION	2.726,00		
5.0.1.8.6.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	34.907,75		
5.0.1.8.6.01	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	2.726,00		
5.0.1.8.6.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	3.241,11		
5.0.1.8.6.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	80,29		
5.0.1.8.6.01	17	FONDOS DE RESERVA	3.870,08		
5.0.1.8.6.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	4.546,82		
5.0.1.8.6.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	4.582,97		
5.0.1.8.6.01	23	SEMIN. Y CURSOS-CAPACITACION	1.960,00		
5.0.1.8.6.01	24	COMPONENTES SALARIALES	2.472,00		
5.0.1.8.6.01	41	MATERIALES	1.150,37		
5.0.1.8.6.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	5.298,90		
5.0.1.8.6.01	46	REP. Y ACC. PARA VEHICULOS	5.068,24		
5.0.1.8.6.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	1.257,03		
5.0.1.8.6.01	49	COMBUST. Y LUBRIC. VEHICULOS	6.725,78		
5.0.1.8.6.01	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	2.541,41		
5.0.1.8.6.01	53	ARRIENDO TERRENOS Y EDIFICIOS	974,38		
5.0.1.8.6.01	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	1.190,03		
5.0.1.8.6.01	65	CONFATOS DE DISEÑO E INGENIERIA	22.400,00		
5.0.1.8.6.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	2.927,33		

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.8.6.01	81	SEGUROS	2.747,51		
5.0.1.8.6.01	82	DAÑOS Y PERJUICIOS A TERCEROS	338,80		
5.0.1.8.6.01	83	GASTOS Y AMORT. SOFTWARE	1.607,67		
5.0.1.8.6.01	86	CONTRIBUC. OFICIALES	195,75		
5.0.1.8.6.01	89	DIVERSOS	147,16		
5.0.1.9.1		OPERACION COMERCIALIZACION			807.667,29
5.0.1.9.1.01		LATA CUNGA		616.613,41	
5.0.1.9.1.01	0	SUELDOS	62.257,74		
5.0.1.9.1.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	616,00		
5.0.1.9.1.01	4	SOBRETiempos	826,89		
5.0.1.9.1.01	5	GASTOS DE REPRESENTACION	3.614,13		
5.0.1.9.1.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	26.332,60		
5.0.1.9.1.01	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	3.614,13		
5.0.1.9.1.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	3.511,25		
5.0.1.9.1.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	85,97		
5.0.1.9.1.01	17	FONDOS DE RESERVA	3.977,01		
5.0.1.9.1.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	4.991,19		
5.0.1.9.1.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	1.470,90		
5.0.1.9.1.01	23	SEMIN. Y CURSOS CAPACITACION	401,60		
5.0.1.9.1.01	24	COMPONENTES SALARIALES	2.372,80		
5.0.1.9.1.01	41	MATERIALES	30,60		
5.0.1.9.1.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	10.944,55		
5.0.1.9.1.01	45	REP.Y ACC. EQUIPOS ELECTRICOS	2,80		
5.0.1.9.1.01	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	4.854,17		
5.0.1.9.1.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	671,03		
5.0.1.9.1.01	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	5.653,28		
5.0.1.9.1.01	51	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	1.892,75		
5.0.1.9.1.01	53	ARRIENDO TERRENOS Y EDIFICIOS	1.120,00		
5.0.1.9.1.01	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	4.177,43		
5.0.1.9.1.01	60	PUBLIC. PROPAGANDA E IMPRENTA	15.239,85		
5.0.1.9.1.01	66	CONT. ASESORIA TECNICA	22.400,00		
5.0.1.9.1.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	3.629,36		
5.0.1.9.1.01	70	SERV SEGURIDAD Y VIGILANCIA	11.906,38		
5.0.1.9.1.01	71	SERV. RECUP. CARTERA VENCIDA	140.398,44		
5.0.1.9.1.01	72	SERVICIO TOMA DE LECTURAS	46.654,90		
5.0.1.9.1.01	75	PROVISION PARA CUENTAS INCOBRABLES	211.930,50		
5.0.1.9.1.01	81	SEGUROS	2.593,75		
5.0.1.9.1.01	83	GASTOS Y AMORT. SOFTWARE	16.913,53		
5.0.1.9.1.01	86	CONTRIBUC. OFICIALES	539,08		
5.0.1.9.1.01	89	DIVERSOS	988,80		
5.0.1.9.1.02		SALCEDO		54.599,17	
5.0.1.9.1.02	0	SUELDOS	9.907,18		
5.0.1.9.1.02	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	212,80		
5.0.1.9.1.02	4	SOBRETiempos	810,24		
5.0.1.9.1.02	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	5.460,56		
5.0.1.9.1.02	13	DECIMO TERCER SUELDO	404,14		
5.0.1.9.1.02	14	DECIMO CUARTO SUELDO	16,45		
5.0.1.9.1.02	17	FONDOS DE RESERVA	742,65		
5.0.1.9.1.02	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	575,85		
5.0.1.9.1.02	24	COMPONENTES SALARIALES	456,00		
5.0.1.9.1.02	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	56,00		
5.0.1.9.1.02	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	214,18		
5.0.1.9.1.02	53	ARRIENDO TERRENOS Y EDIFICIOS	1.892,80		
5.0.1.9.1.02	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	556,07		
5.0.1.9.1.02	69	SERVICIOS DIVERSOS	1.244,32		
5.0.1.9.1.02	71	SERV. RECUP. CARTERA VENCIDA	15.298,71		
5.0.1.9.1.02	72	SERVICIO TOMA DE LECTURAS	16.461,81		
5.0.1.9.1.02	81	SEGUROS	289,41		
5.0.1.9.1.03		PUJILI		51.688,32	
5.0.1.9.1.03	0	SUELDOS	12.640,21		

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.9.1.03	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	134,40		
5.0.1.9.1.03	4	SOBRETIEMPOS	907,79		
5.0.1.9.1.03	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	4.259,64		
5.0.1.9.1.03	13	DECIMO TERCER SUELDO	537,58		
5.0.1.9.1.03	14	DECIMO CUARTO SUELDO	19,72		
5.0.1.9.1.03	17	FONDOS DE RESERVA	585,64		
5.0.1.9.1.03	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	770,43		
5.0.1.9.1.03	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	2.328,00		
5.0.1.9.1.03	22	MOVIL.Y SERV DE TRANSPORTE	126,72		
5.0.1.9.1.03	24	COMPONENTES SALARIALES	576,00		
5.0.1.9.1.03	41	MATERIALES	99,72		
5.0.1.9.1.03	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	615,36		
5.0.1.9.1.03	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	509,96		
5.0.1.9.1.03	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	178,17		
5.0.1.9.1.03	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	841,56		
5.0.1.9.1.03	53	ARRIENDO TERRENOS Y EDIFICIOS	318,08		
5.0.1.9.1.03	56	SERVICIO AGUA LUZ,TELEFONO,TELECOMUNICAC	701,48		
5.0.1.9.1.03	60	PUBLIC.PROPAGANDA E IMPRENTA	84,00		
5.0.1.9.1.03	69	SERVICIOS DIVERSOS	1.365,86		
5.0.1.9.1.03	70	SERV SEGURIDAD Y VIGILANCIA	912,05		
5.0.1.9.1.03	71	SERV. RECUP. CARTERA VENCIDA	5.009,33		
5.0.1.9.1.03	72	SERVICIO.TOMA DE LECTURAS	14.084,61		
5.0.1.9.1.03	81	SEGUROS	806,01		
5.0.1.9.1.03	83	GASTOS Y AMORT. SOFTWARE	3.276,00		
5.0.1.9.1.04		SAQUISILI		30.651,52	
5.0.1.9.1.04	0	SUELDOS	4.003,41		
5.0.1.9.1.04	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	134,40		
5.0.1.9.1.04	4	SOBRETIEMPOS	7,20		
5.0.1.9.1.04	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	4.606,40		
5.0.1.9.1.04	13	DECIMO TERCER SUELDO	342,06		
5.0.1.9.1.04	14	DECIMO CUARTO SUELDO	9,86		
5.0.1.9.1.04	17	FONDOS DE RESERVA	474,69		
5.0.1.9.1.04	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	492,32		
5.0.1.9.1.04	24	COMPONENTES SALARIALES	288,00		
5.0.1.9.1.04	41	MATERIALES	20,80		
5.0.1.9.1.04	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	177,17		
5.0.1.9.1.04	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	374,43		
5.0.1.9.1.04	53	ARRIENDO TERRENOS Y EDIFICIOS	1.388,80		
5.0.1.9.1.04	56	SERVICIO AGUA LUZ,TELEFONO,TELECOMUNICAC	532,09		
5.0.1.9.1.04	69	SERVICIOS DIVERSOS	2.053,64		
5.0.1.9.1.04	71	SERV. RECUP. CARTERA VENCIDA	6.023,63		
5.0.1.9.1.04	72	SERVICIO.TOMA DE LECTURAS	9.628,26		
5.0.1.9.1.04	81	SEGUROS	94,36		
5.0.1.9.1.05		SIGCHOS		17.802,59	
5.0.1.9.1.05	0	SUELDOS	3.380,26		
5.0.1.9.1.05	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	156,80		
5.0.1.9.1.05	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	5.409,02		
5.0.1.9.1.05	13	DECIMO TERCER SUELDO	411,24		
5.0.1.9.1.05	14	DECIMO CUARTO SUELDO	11,20		
5.0.1.9.1.05	17	FONDOS DE RESERVA	494,84		
5.0.1.9.1.05	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	593,33		
5.0.1.9.1.05	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	300,79		
5.0.1.9.1.05	22	MOVIL.Y SERV DE TRANSPORTE	49,00		
5.0.1.9.1.05	24	COMPONENTES SALARIALES	336,00		
5.0.1.9.1.05	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	122,89		
5.0.1.9.1.05	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	266,66		
5.0.1.9.1.05	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	249,81		
5.0.1.9.1.05	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	469,97		
5.0.1.9.1.05	53	ARRIENDO TERRENOS Y EDIFICIOS	201,60		
5.0.1.9.1.05	56	SERVICIO AGUA LUZ,TELEFONO,TELECOMUNICAC	537,87		
5.0.1.9.1.05	60	PUBLIC.PROPAGANDA E IMPRENTA	479,86		

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.9.1.05	69	SERVICIOS DIVERSOS	504,65		
5.0.1.9.1.05	72	SERVICIO TOMA DE LECTURAS	56,29		
5.0.1.9.1.05	81	SEGUROS	484,51		
5.0.1.9.1.05	83	GASTOS Y AMORT. SOFTWARE	3.276,00		
5.0.1.9.1.05	89	DIVERSOS	10,00		
5.0.1.9.1.06		LA MANA		14.280,10	
5.0.1.9.1.06	0	SUELDOS	2.437,01		
5.0.1.9.1.06	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	33,60		
5.0.1.9.1.06	4	SOBRETIEMPLOS	103,10		
5.0.1.9.1.06	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	988,56		
5.0.1.9.1.06	13	DECIMO TERCER SUELDO	81,50		
5.0.1.9.1.06	14	DECIMO CUARTO SUELDO	1,98		
5.0.1.9.1.06	17	FONDOS DE RESERVA	323,13		
5.0.1.9.1.06	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	118,83		
5.0.1.9.1.06	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	377,80		
5.0.1.9.1.06	22	MOVIL.Y SERV DE TRANSPORTE	132,80		
5.0.1.9.1.06	24	COMPONENTES SALARIALES	72,00		
5.0.1.9.1.06	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	133,91		
5.0.1.9.1.06	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	5,26		
5.0.1.9.1.06	53	ARRIENDO TERRENOS Y EDIFICIOS	1.033,83		
5.0.1.9.1.06	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	265,93		
5.0.1.9.1.06	60	PUBLIC.BROPAGANDA E IMPRENTA	170,24		
5.0.1.9.1.06	69	SERVICIOS DIVERSOS	243,20		
5.0.1.9.1.06	72	SERVICIO TOMA DE LECTURAS	1.981,22		
5.0.1.9.1.06	81	SEGUROS	25,00		
5.0.1.9.1.06	83	GASTOS Y AMORT. SOFTWARE	5.628,00		
5.0.1.9.1.06	89	DIVERSOS	123,20		
5.0.1.9.1.07		EL CORAZON		22.032,18	
5.0.1.9.1.07	0	SUELDOS	2.186,96		
5.0.1.9.1.07	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	134,40		
5.0.1.9.1.07	4	SOBRETIEMPLOS	119,99		
5.0.1.9.1.07	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	4.296,05		
5.0.1.9.1.07	13	DECIMO TERCER SUELDO	318,92		
5.0.1.9.1.07	14	DECIMO CUARTO SUELDO	9,86		
5.0.1.9.1.07	17	FONDOS DE RESERVA	358,36		
5.0.1.9.1.07	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	458,36		
5.0.1.9.1.07	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	873,64		
5.0.1.9.1.07	22	MOVIL.Y SERV DE TRANSPORTE	280,60		
5.0.1.9.1.07	24	COMPONENTES SALARIALES	288,00		
5.0.1.9.1.07	41	MATERIALES	52,40		
5.0.1.9.1.07	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	154,61		
5.0.1.9.1.07	46	REP. Y ACC. PARA VEHICULOS	49,05		
5.0.1.9.1.07	49	COMBUST.Y LUBRIC.VEHICULOS	398,92		
5.0.1.9.1.07	53	ARRIENDO TERRENOS Y EDIFICIOS	246,40		
5.0.1.9.1.07	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	649,09		
5.0.1.9.1.07	60	PUBLIC.PROPAGANDA E IMPRENTA	31,36		
5.0.1.9.1.07	69	SERVICIOS DIVERSOS	98,79		
5.0.1.9.1.07	71	SERV. RECUP. CARTERA VENCIDA	1.836,94		
5.0.1.9.1.07	72	SERVICIO TOMA DE LECTURAS	5.785,47		
5.0.1.9.1.07	81	SEGUROS	94,41		
5.0.1.9.1.07	83	GASTOS Y AMORT. SOFTWARE	3.276,00		
5.0.1.9.1.07	89	DIVERSOS	33,60		
5.0.1.9.4		OPERACION ADMINISTRACION			1.355.508,14
5.0.1.9.4.01		LATA CUNGA		1.355.508,14	
5.0.1.9.4.01	0	SUELDOS	213.390,70		
5.0.1.9.4.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	5.028,24		
5.0.1.9.4.01	4	SOBRETIEMPLOS	4.601,47		
5.0.1.9.4.01	5	GASTOS DE REPRESENTACION	26.657,78		
5.0.1.9.4.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	227.318,09		
5.0.1.9.4.01	9	SUBROGACIONES	7.338,24		

ANEXO DE LA CUENTA 501.-GASTOS DE OPERACION
CON CORTE AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2002

CUENTA	AUX.	CONCEPTO	SUBPARCIAL	PARCIAL	TOTAL
5.0.1.9.4.01	10	BONIFICACION DE RESPONSABILIDAD	26.970,26		
5.0.1.9.4.01	13	DECIMO TERCER SUELDO	24.673,42		
5.0.1.9.4.01	14	DECIMO CUARTO SUELDO	511,86		
5.0.1.9.4.01	17	FONDOS DE RESERVA	24.038,25		
5.0.1.9.4.01	18	AP. PATRONAL Y SEGUROS CESANTIA	35.244,71		
5.0.1.9.4.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	59.664,22		
5.0.1.9.4.01	22	MOVL. Y SERV DE TRANSPORTE	3.651,65		
5.0.1.9.4.01	23	SEMIN. Y CURSOS CAPACITACION	15.899,53		
5.0.1.9.4.01	24	COMPONENTES SALARIALES	14.931,60		
5.0.1.9.4.01	28	DIETAS HONORARIOS DIRECTORES Y COMISAR	43.932,30		
5.0.1.9.4.01	41	MATERIALES	12.771,89		
5.0.1.9.4.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	38.981,09		
5.0.1.9.4.01	45	REP.Y ACC. EQUIPOS ELECTRICOS	24,69		
5.0.1.9.4.01	46	REP.Y ACC. PARA VEHICULOS	13.464,54		
5.0.1.9.4.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	839,18		
5.0.1.9.4.01	49	COMBUST. Y LUBRIC.VEHICULOS	13.261,98		
5.0.1.9.4.01	51.	ARRIENDO DE VEHICULOS Y SEMOVIENTES	12.426,25		
5.0.1.9.4.01	53	ARRIENDO TERRENOS Y EDIFICIOS	1.925,09		
5.0.1.9.4.01	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	47.176,16		
5.0.1.9.4.01	60	PUBLIC. PROPAGANDA E IMPRENTA	8.100,49		
5.0.1.9.4.01	61	SERVICIO DE CORREO	1.444,57		
5.0.1.9.4.01	62	SERV.LEGALES EXT. Y AUDITORIA	23.365,60		
5.0.1.9.4.01	66	CONT. ASESORIA TECNICA	5.225,00		
5.0.1.9.4.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	101.390,56		
5.0.1.9.4.01	70	SERV SEGURIDAD Y VIGILANCIA	65.455,22		
5.0.1.9.4.01	72	SERVICIO TOMA DE LECTURAS	382,30		
5.0.1.9.4.01	75	PROVISION PARA CUENTAS INCOBRABLES	15.206,79		
5.0.1.9.4.01	81	SEGUROS	31.358,81		
5.0.1.9.4.01	83	GASTOS Y AMORT. SOFTWARE	74.208,55		
5.0.1.9.4.01	85	CONTRIBUC.VOLUNTARIAS	22.759,88		
5.0.1.9.4.01	86	CONTRIBUC. OFICIALES	111.499,49		
5.0.1.9.4.01	89	DIVERSOS	20.387,69		
5.0.1.9.6		MANTENTENIM INSTALACIONES GENERALES			73.004,09
5.0.1.9.6.01		LATA CUNGA		73.004,09	
5.0.1.9.6.01	0	SUELDOS	870,32		
5.0.1.9.6.01	3	SUBSIDIO TRANSPORTE	201,60		
5.0.1.9.6.01	8	BENEF. CONTRATO COLECTIVO	203,10		
5.0.1.9.6.01	20	VIATICOS Y SUBSIST.EN EL PAIS	284,00		
5.0.1.9.6.01	41	MATERIALES	3.070,91		
5.0.1.9.6.01	44	SUMIN. Y ENSERES MENORES	2.814,39		
5.0.1.9.6.01	45	REP.Y ACC. EQUIPOS ELECTRICOS	218,33		
5.0.1.9.6.01	47	HERRAM. Y EQUIPOS MENORES	5,74		
5.0.1.9.6.01	56	SERVICIO AGUA LUZ, TELEFONO, TELECOMUNICAC	58,03		
5.0.1.9.6.01	66	CONT. ASESORIA TECNICA	4.317,00		
5.0.1.9.6.01	69	SERVICIOS DIVERSOS	26.289,71		
5.0.1.9.6.01	81	SEGUROS	33.804,05		
5.0.1.9.6.01	89	DIVERSOS	866,91		
		SUMAN			<u>12.559.233,33</u>

Latacunga, 31 de diciembre del 2002

Econ. Patricio Luzuriaga
DIRECTOR FINANCIEROIng. Geovanny Reyes P.
JEFE DE CONTABILIDAD

1. PRODUCCION KWH

DICIEMBRE 2002

DIRECCION DE PLANIFICACION

	ILLUCHI 1	ILLUCHI 2	SUBT.ILLUCHI	EL ESTADO	CATAZAC.	ANGAM.	SUBT. OCCID.	SUBT.EMPRESA	S.N.I.	TOTAL
MES ACTUAL	1,601,300	1,989,400	3,590,700	1,098,573	371,994	35,974	1,506,541	5,097,241	11,099,352	16,196,593
ACUMULADO	18,772,200	23,601,600	42,373,800	9,543,039	3,703,464	401,491	13,647,994	56,021,794	136,806,227	192,625,021

2. FACTURACION KWH

TIPO DE TARIFA	MES ACTUAL			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	933,935	1,761,091	2,695,026	19.24
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	704,548	415,665	1,120,213	8.00
COMERCIAL SIN DEMANDA	593,896	132,233	726,129	5.18
COMERCIAL CON DEMANDA	89,130	103,463	192,593	1.38
INDUSTRIAL ARTESANAL	173,034	227,400	400,434	2.86
INDUSTRIAL CON DEMANDA	2,550,446	2,891,108	5,441,554	38.85
ENTIDADES OFICIALES	140,189	92,240	232,429	1.66
ASISTENC. BENEFIC. COMUNI.	148,390	66,014	214,404	1.53
BOMBEO DE AGUA	104,786	339,880	444,666	3.17
CONSUMO PROPIO	36,750	68,250	105,000	0.75
ALUMBRADO PUBLICO	821,681	145,002	966,683	6.90
SERVICIO OCASIONAL	1,465		1,465	0.01
ENERGIA NO FACTURADA	259,305		259,305	1.85
ALTA TENSION DEMANDA MAX.		1,205,930	1,205,930	8.61
TOTAL	6,557,555	7,448,276	14,005,831	100.00
PERDIDAS DE ENERGIA			2,190,762	13.53

TIPO DE TARIFA	ACUMULADO 2002			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	10,819,758	18,996,921	29,816,679	18.49
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	7,437,949	5,865,526	13,303,475	8.25
COMERCIAL SIN DEMANDA	6,649,348	1,591,771	8,241,119	5.11
COMERCIAL CON DEMANDA	918,941	1,068,265	1,987,206	1.23
INDUSTRIAL ARTESANAL	1,858,219	2,782,403	4,640,622	2.88
INDUSTRIAL CON DEMANDA	19,245,790	41,068,448	60,314,238	37.39
ENTIDADES OFICIALES	1,611,938	1,167,017	2,778,955	1.72
ASISTENC. BENEFIC. COMUNI.	1,604,361	894,672	2,499,033	1.55
BOMBEO DE AGUA	896,657	5,770,030	6,666,687	4.13
CONSUMO PROPIO	441,000	819,000	1,260,000	0.78
ALUMBRADO PUBLICO	9,449,710	1,667,595	11,117,305	6.89
SERVICIO OCASIONAL	47,884	-	47,884	0.03
ENERGIA NO FACTURADA	2,422,109	-	2,422,109	1.50
ALTA TENSION DEMANDA MAX.	-	16,198,571	16,198,571	10.04
TOTAL	63,403,664	97,890,219	161,293,883	100.00
PERDIDAS DE ENERGIA			21,534,408	16.35

3. FACTURACION USD.

TIPO DE TARIFA	MES ACTUAL			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	97,946.40	163,556.32	261,502.72	18.09
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	65,297.60	86,371.79	151,669.39	10.49
COMERCIAL SIN DEMANDA	52,566.29	12,052.53	64,618.82	4.47
COMERCIAL CON DEMANDA	10,499.15	12,958.09	23,457.24	1.62
INDUSTRIAL ARTESANAL	13,529.88	18,003.91	31,533.79	2.18
INDUSTRIAL CON DEMANDA	264,663.13	295,622.76	560,285.89	38.76
ENTIDADES OFICIALES	15,325.28	12,236.74	27,562.02	1.91
ASISTENC. BENEFIC. COMUNI.	10,872.05	5,407.44	16,279.49	1.13
BOMBEO DE AGUA	7,479.29	37,171.19	44,650.48	3.09
CONSUMO PROPIO	3,270.41	5,954.58	9,224.99	0.64
ALUMBRADO PUBLICO	49,879.89	61,940.28	111,820.17	7.74
SERVICIO OCASIONAL	142.15		142.15	0.01
ENERGIA NO FACTURADA	25,160.78		25,160.78	1.74
ALTA TENSION DEMANDA MAX.		117,635.29	117,635.29	8.14
TOTAL	616,632.30	828,910.92	1,445,543.22	100.00

TIPO DE TARIFA	ACUMULADO 2002			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	1,090,254.50	1,732,652.04	2,822,906.54	17.39
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	702,388.32	1,058,241.64	1,760,629.96	10.85
COMERCIAL SIN DEMANDA	576,497.54	142,511.50	719,009.04	4.43
COMERCIAL CON DEMANDA	107,312.98	138,789.77	246,102.75	1.52
INDUSTRIAL ARTESANAL	143,060.60	219,334.84	362,395.44	2.23
INDUSTRIAL CON DEMANDA	2,013,354.59	4,197,390.03	6,210,744.62	38.27
ENTIDADES OFICIALES	178,323.47	150,873.00	329,196.47	2.03
ASISTENC. BENEFIC. COMUNI.	114,075.24	70,661.63	184,736.87	1.14
BOMBEO DE AGUA	43,768.79	497,019.40	540,788.19	3.33
CONSUMO PROPIO	38,418.86	68,860.10	107,278.96	0.66
ALUMBRADO PUBLICO	546,703.66	726,515.47	1,273,219.13	7.85
SERVICIO OCASIONAL	4,492.79	-	4,492.79	0.03
ENERGIA NO FACTURADA	229,956.03	-	229,956.03	1.42
ALTA TENSION DEMANDA MAX.	-	1,437,234.31	1,437,234.31	8.86
TOTAL	5,788,607.37	10,440,083.73	16,228,691.10	100.00

Actualizado al 23 de enero del 2003

	INGRESOS FACTURADOS		RECAUDACION	
	MES ACTUAL	ACUMULADO/2002	MES ACTUAL	ACUMULADO/2002
CONSUMO DE ENERGIA	1,333,723.05	14,955,471.97	1,155,137.88	13,396,990.53
ALUMBRADO PUBLICO	111,820.17	1,273,219.13	100,212.76	1,144,929.68
DESCUENTO PERSONAL ELEPCO	(1,170.56)	(12,149.76)		
OTROS	16,914.65	187,920.45	10,228.44	82,299.64
SUBTOTAL ENERGIA	1,461,287.31	16,404,461.79	1,265,579.08	14,624,219.85
BOMBEROS	1,954.44	22,920.36	1,729.60	20,788.20
ELECTRIFICACION RURAL	84,224.41	951,904.76	76,060.45	901,733.20
SEGURO CONTRA INCENDIOS	729.31	8,561.42	640.16	7,649.36
CONEXIONES Y RECONEXIONES	5,408.35	54,324.30	1,614.02	20,211.77
SUBTOTAL IMPUESTOS	92,316.51	1,037,710.84	80,044.23	950,382.53
TOTAL	1,553,603.82	17,442,172.63	1,345,623.31	15,674,602.38

5. CARTERA EN DOLARES

	ENERGIA	IMPUESTOS	TOTAL
SALDO MES ANTERIOR	4,068,789	2,729,004	6,797,793
CARGO MES ACTUAL	1,461,287	92,317	1,553,604
AL COBRO ESTE MES	5,530,076	2,821,321	8,351,397
RECAUDACION MES ACTUAL	1,265,579	80,044	1,345,623
CARTERA ACTUAL	4,264,497	2,741,277	7,005,774

6. No. ABONADOS ACUMULADOS

TIPO DE SERVICIO	URBANO	RURAL	TOTAL
RESIDENCIAL	4,481	13,160	17,641
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	11,870	37,589	49,459
COMERCIAL SIN DEMANDA	3,297	651	3,948
COMERCIAL CON DEMANDA	25	36	61
INDUSTRIAL ARTESANAL	1,037	1,494	2,531
INDUSTRIAL CON DEMANDA	93	157	250
ENTIDADES OFICIALES	98	102	200
ASISTENCIA BENEFICIO. COMU	200	915	1,115
BOMBEO DE AGUA	28	113	141
CONSUMO PROPIO			-
ALUMBRADO PUBLICO			-
ALTA TENSION DEMANDA MAX.		1	1
TOTAL	21,129	54,218	75,347

7. PRECIO UNITARIO PROMEDIO DOLARES/KWH

TIPO DE SERVICIO	MENSUAL	ACUMULADO
RESIDENCIAL	0.0970	0.0947
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	0.1354	0.1323
COMERCIAL SIN DEMANDA	0.0890	0.0872
COMERCIAL CON DEMANDA	0.1218	0.1238
INDUSTRIAL ARTESANAL	0.0787	0.0781
INDUSTRIAL CON DEMANDA	0.1030	0.1030
ENTIDADES OFICIALES	0.1186	0.1185
ASISTENCIA BENEFICIO. COMU	0.0759	0.0739
BOMBEO DE AGUA	0.1004	0.0811
CONSUMO PROPIO	0.0879	0.0851
ALUMBRADO PUBLICO	0.1157	0.1145
ALTA TENSION DEMANDA MAX.	0.0975	0.0887
	0.1032	0.1006

8. No. TRABAJADORES	PERMANENTES	OCASIONALES	TOTAL	ABON./TRAB.
	145	101	246	306.29

DIRECCION DE PLANIFICACION

9. FACTURACION KWH ACUMULADA DE LOS ULTIMOS 12 MESES

ENERO/2002- DICIEMBRE

TIPO DE SERVICIO	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	10,819,758	18,996,921	29,816,679	18.49
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	7,437,949	5,865,526	13,303,475	8.25
COMERCIAL SIN DEMANDA	6,849,348	1,591,771	8,241,119	5.11
COMERCIAL CON DEMANDA	918,941	1,068,265	1,987,206	1.23
INDUSTRIAL ARTESANAL	1,858,219	2,782,403	4,640,622	2.88
INDUSTRIAL CON DEMANDA	19,245,790	41,068,448	60,314,238	37.39
ENTIDADES OFICIALES	1,611,938	1,167,017	2,778,955	1.72
ASISTENCIA BENEFICIO. COMUN	1,604,361	894,672	2,499,033	1.55
BOMBEO DE AGUA	896,657	5,770,030	6,666,687	4.13
CONSUMO PROPIO	441,000	819,000	1,260,000	0.78
ALUMBRADO PUBLICO	9,449,710	1,667,595	11,117,305	6.89
VENTA PARA LA REVENTA	47,884	-	47,884	0.03
SERVICIO OCACIONAL	2,422,109	-	2,422,109	1.50
ALTA TENSION DEMANDA MAX.	-	16,198,571	16,198,571	10.04
T O T A L	63,403,664	97,890,219	161,293,883	100.00

10. POTENCIA Y DEMANDA MAXI DICIEMBRE

POTENCIA DISPONIBLE (KW)	NOMINAL	PORCENT. %	EFFECTIVA	PORCENT. %
10.1 HIDRAULICAS ILLUCHI	10,400	20.47	8,100	16.83
10.2 HIDRAULICA EL ESTADO	1,700	3.35	1,600	3.33
10.3 HIDRAULICA CATAZACON	800	1.57	680	1.41
10.4 HIDRAULICA ANGAMARCA	300	0.59	140	0.29
10.5 CONTRATADA S.N.L	37,600	74.02	37,600	78.14
10.6 POTENCIA TOTAL DISPONIBLE	50,000	100.00	36,100	100.00
10.7 DEMANDA MAXIMA ELEPCO	40,712	El día 12 a las 19h30		
10.8 DEMANDA MINIMA ELEPCO.	13,110	El día 26 a las 19h30		

DEMANDA MAXIMA ACOSA 3848
 DEMANDA MAXIMA TOTAL
 ELEPCO Y ACOSA 44,560

11. LINEAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION (KM.)

11.1 69 KV	95
11.2 22 KV	10
11.3 6,3 KV	5
11.4 13,8 KV	

12. TRANSFORMACION (KVA)

12.1 SUBESTACIONES	53,000
--------------------	--------

13. FACTOR DE CARGA

PRESENTE MES	ACUMULADO
0.53	0.53

DIRECCION DE PLANIFICACION

GENERADORAS	ENERGIA			POTENCIA			OTROS	COSTO MES	PRECIO UNITARIO	COSTO ACUMULADO
	KWH	USD/KWH	COSTO ENERGIA	KW	USD/KW	COSTO POTENCIA				
Termoesmeraldas	1,118,735.00	0.0500715	56,016.73	1,562.14	5.7000141	8,904.22		64,920.95	0.05803	603,707.32
Termopichincha	185,092.00	0.0798931	14,787.57	955.06	5.7000084	5,443.85		20,231.42	0.10930	199,910.46
Hidropaula 1er. PPA	3,569,278.00	0.0144900	51,718.84	5,469.38	5.7000026	31,175.48		82,894.32	0.02322	1,164,953.46
Hidropucará	566,975.00	0.0101500	5,754.79	691.74	5.7000029	3,942.92		9,697.71	0.01710	90,392.60
Hidroagoyán	979,624.00	0.0101500	9,943.19	999.42	5.6999960	5,696.69		15,639.88	0.01597	231,442.61
Electroguayas	2,138,961.00	0.0520315	111,293.45	3,332.70	5.7855132	19,281.38		130,574.83	0.06105	1,189,636.61
Grupo Familia	20,633.00	0.0478000	986.26					986.26	0.04780	122,640.45
Hidropaula 2do. PPA	1,540,177.00	0.0312000	48,053.51	2,017.52	5.6999980	11,499.86		59,553.37		1,136,082.01
TOTAL	10,119,475.00		298,554.34	15,027.96		85,944.40		384,498.74		4,738,765.52

16. PPA'S Y SUS PERDIDAS EN SIST. SUBTRANSMISION (KWH)

EN BARRA DE GENERACION	PERDIDAS EN SUBTRANSMISION	EN BARRA DE MERCADO
10,119,475.00	149,632.00	9,969,843

17. MERCADO OCASIONAL (SPOT) BARRA DE MERCADO - DISTRIBUIDOR

ENERGIA		POTENCIA A REMUNERAR			CARGO GENERACIÓN OBLIG y FORZ	CARGO GENERADOR PRIVADO	POTENCIA REACTIVA		COSTO MES	COSTO ACUMULADO	
KWH	USD/KWH	KWH	USD/KW	COSTO POTENCIA			CARGO FIJO	CARGO VARIABLE			
4,721,709.48	0.02348496	110,889.16	4,409,058.88	0.021687204	95,620.16	2,585.31	-	49.34	6,527.20	215,651.17	3,003,039.6414

18. TRANSELECTRIC S.A.

MERCADO	POTENCIA KW	USD / KW	CARGO VARIABLE TRANSMIS. USD	DESCUENTO USD	COSTO USD	COSTO ACUMULADO
SPOT BARRA GENERACION	23,803.27	2.95	11,322.43		81,542.08	724,342.38
PPA'S BARRA MERCADO	15,027.96	2.95			44,332.48	526,214.33
SUMA	38,831.23				126,874.56	1,250,556.71

19. INGRESO POR PEAJE (USD).

CLIENTE	COSTO MES	COSTO ACUMULADO
Aglomerados Co	17,278.94	172,276.94
		-
		-
TOTAL	17,278.94	172,276.94

20. COSTO PROMEDIO DE LA ENERGIA COMPRADA INCLUYENDO POTENCIA
PRIMERA FILA SIN TRANSPORTE, SEGUNDA FILA CON TRANSPORTE

ENERGIA KWH PPA'S	COSTO USD	COSTO UNIT. MES USD/KWH	COSTO UNIT. ACUMU. USD/KWH	ENERGIA KWH SPOT	COSTO USD	COSTO UNIT. MES US/KWH	COSTO UNIT. ACUM. US/KWH	ENERGIA KWH PPA'S + SPOT	COSTO USD	COSTO UNIT. MES US/KWH	COSTO UNIT. ACUM. US/KWH
10,119,475.00	384,498.74	0.03800	0.03524	4,721,709.48	215,651.17	0.04567	0.06406	14,841,184.48	600,149.91	0.04044	0.04269
10,119,475.00	428,831.22	0.04238	0.03915	4,721,709.48	297,193.25	0.06294	0.07951	14,841,184.48	726,024.47	0.04692	0.04958

21. VENTA DE ENERGIA AL MERCADO MAYORISTA - SOLO ILLUCHI

KWH	ENERGIA		POTENCIA A REMUNERAR			COSTO MES	COSTO ACUMULADO
	USD/KWH	COSTO ENERGIA	KW	USD/KWH	COSTO POTENCIA		
3,592,200.00	0.005621474	20,193.46	4,170.00	5.7	23,769.00	43,962.46	691,869.85

DIRECCION DE PLANIFICACION

	ILLUCHI 1	ILLUCHI 2	SUBT.ILLUCHI	EL ESTADO	CATAZAC.	ANGAM.	SUBT.OCCID.	SUBT.EMPRESA	S.N.I.	TOTAL
MES ACTUAL	1,782,700	1,747,000	3,529,700	771,763	160,653	38,438	970,854	4,500,554	10,935,955	15,436,509
ACUMULADO	19,217,800	23,758,410	42,976,210	10,845,286	4,601,203	442,393	15,888,882	58,865,092	145,677,379	204,542,471

2. FACTURACION KWH

TIPO DE TARIFA	MES ACTUAL			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	938,809	1,656,536	2,595,345	21.40
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	768,117	408,270	1,176,387	9.70
COMERCIAL SIN DEMANDA	621,516	143,720	765,236	6.31
COMERCIAL CON DEMANDA	102,247	97,170	199,417	1.64
INDUSTRIAL ARTESANAL	196,538	238,292	434,830	3.59
INDUSTRIAL CON DEMANDA	799,100	1,416,777	2,215,877	18.27
ENTIDADES OFICIALES	141,027	86,418	227,445	1.88
ASIST. SOCIAL - BENEF. PUBLICO	141,667	63,816	205,483	1.69
BOMBEO DE AGUA	116,302	388,960	505,262	4.17
CONSUMO PROPIO	36,750.00	68,250.00	105,000	0.87
ALUMBRADO PUBLICO	840,778	148,372	989,150	8.16
E. NO FACTURADA - SERV. OCASIONAL	564,920		564,920	4.66
GRAN CONSUMIDOR ROCACEM		1,497,992	1,497,992	12.35
GRAN CONSUMIDOR CEDAL	643,717		643,717	5.31
TOTAL FACTURADO	5,911,488	6,214,573	12,126,061	100.00
REGUPERACION PERDIDAS A TERCEROS		214,373	214,373	
ENERGIA FACTURADA+ RECUPERAC. PERDIDAS	5,911,488	6,428,946	12,340,434	
PERDIDAS DE ENERGIA			3,096,075	20.06

Según Memorando # 0227-DC-2004 se registra la energía no facturada

3. FACTURACION USD.

TIPO DE TARIFA	MES ACTUAL			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	115,841.96	174,678.45	290,520.41	22.68
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	83,885.55	103,796.48	187,682.03	14.65
COMERCIAL SIN DEMANDA	61,878.18	14,516.44	76,394.62	5.97
COMERCIAL CON DEMANDA	11,474.91	11,658.93	23,133.84	1.81
INDUSTRIAL ARTESANAL	17,851.56	21,520.30	39,371.86	3.07
INDUSTRIAL CON DEMANDA	88,289.34	142,585.02	230,874.36	18.03
ENTIDADES OFICIALES	15,267.59	11,196.12	26,463.71	2.07
ASIST. SOCIAL - BENEF. PUBLICO	12,241.84	6,234.11	18,475.95	1.44
BOMBEO DE AGUA	9,124.14	31,457.93	40,582.07	3.17
CONSUMO PROPIO	3,668.81	6,526.53	10,195.34	0.80
ALUMBRADO PUBLICO	59,958.94	72,113.61	132,072.55	10.31
E. NO FACTURADA - SERV. OCASIONAL	63,236.60		63,236.60	4.94
GRAN CONSUMIDOR ROCACEM		94,678.46	94,678.46	7.39
GRAN CONSUMIDOR CEDAL	46,992.94		46,992.94	3.67
TOTAL	589,712.36	690,962.38	1,280,674.74	100.00

TIPO DE TARIFA	ACUMULADO 2003			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	11,099,001	20,485,776	31,584,777	18.82
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	8,711,359	4,752,396	13,463,755	8.02
COMERCIAL SIN DEMANDA	7,276,555	1,613,558	8,890,113	5.30
COMERCIAL CON DEMANDA	1,168,823	1,206,650	2,375,473	1.42
INDUSTRIAL ARTESANAL	2,145,847	2,927,217	5,073,064	3.02
INDUSTRIAL CON DEMANDA	28,465,749	24,049,854	52,515,603	31.29
ENTIDADES OFICIALES	1,617,448	1,039,301	2,656,749	1.58
ASIST. SOCIAL - BENEF. PUBLICO	1,726,166	803,430	2,529,596	1.51
BOMBEO DE AGUA	1,794,638	5,152,742	6,947,380	4.14
CONSUMO PROPIO	441,000	819,000	1,260,000	0.75
ALUMBRADO PUBLICO	10,154,484	1,791,966	11,946,450	7.12
E. NO FACTURADA - SERV. OCASIONAL	2,988,766	-	2,988,766	1.78
GRAN CONSUMIDOR ROCACEM	-	16,695,738	16,695,738	9.95
GRAN CONSUMIDOR CEDAL	8,884,979	-	8,884,979	5.29
TOTAL FACTURADO	86,474,815	81,337,628	167,812,443	100.00
REGUPERACION PERDIDAS A TERCEROS	-	1,194,705	1,194,705	
ENERGIA FACTURADA+ RECUPERAC. PERDIDAS	86,474,815	82,532,333	169,007,148	
PERDIDAS DE ENERGIA			35,535,323	17.37

TIPO DE TARIFA	ACUMULADO 2003			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	1,293,880.65	2,044,803.50	3,338,684.15	19.51
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	890,493.98	1,150,875.53	2,041,369.51	11.93
COMERCIAL SIN DEMANDA	693,254.13	156,879.34	850,133.47	4.97
COMERCIAL CON DEMANDA	136,229.82	148,900.42	285,130.24	1.67
INDUSTRIAL ARTESANAL	183,737.08	254,898.74	438,635.82	2.56
INDUSTRIAL CON DEMANDA	2,949,529.09	2,446,554.25	5,396,083.34	31.54
ENTIDADES OFICIALES	178,735.79	138,977.05	317,712.84	1.86
ASIST. SOCIAL - BENEF. PUBLICO	141,048.73	73,088.32	214,137.05	1.25
BOMBEO DE AGUA	136,923.69	480,047.41	616,971.10	3.61
CONSUMO PROPIO	42,139.96	76,154.06	118,294.02	0.69
ALUMBRADO PUBLICO	652,975.47	810,931.07	1,463,906.54	8.56
E. NO FACTURADA - SERV. OCASIONAL	323,572.49	-	323,572.49	1.89
GRAN CONSUMIDOR ROCACEM	-	1,055,531.52	1,055,531.52	6.17
GRAN CONSUMIDOR CEDAL	649,347.47	-	649,347.47	3.80
TOTAL	8,271,868.35	8,837,641.21	17,109,509.56	100.00

Actualizado al 10 de febrero del 2004

1. PRODUCCION KWH

DICIEMBRE 2003

DIRECCION DE PLANIFICACION

	ILLUCHI 1	ILLUCHI 2	SUBT.ILLUCHI	EL ESTADO	CATAZAC.	ANGAM.	SUBT. OCCID.	SUBT.EMPRESA	S.N.I.	TOTAL
MES ACTUAL	1,782,700	1,747,000	3,529,700	771,763	160,653	38,438	970,854	4,500,554	10,935,955	15,436,509
ACUMULADO	19,217,800	23,758,410	42,976,210	10,845,286	4,601,203	442,393	15,888,882	58,865,092	145,677,379	204,542,471

2. FACTURACION KWH

TIPO DE TARIFA	MES ACTUAL			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	938,809	1,656,536	2,595,345	21.40
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	768,117	408,270	1,176,387	9.70
COMERCIAL SIN DEMANDA	621,516	143,720	765,236	6.31
COMERCIAL CON DEMANDA	102,247	97,170	199,417	1.64
INDUSTRIAL ARTESANAL	196,538	238,292	434,830	3.59
INDUSTRIAL CON DEMANDA	799,100	1,416,777	2,215,877	18.27
ENTIDADES OFICIALES	141,027	86,418	227,445	1.88
ASIST. SOCIAL - BENEF. PUBLICO	141,667	63,816	205,483	1.69
BOMBEO DE AGUA	116,302	388,960	505,262	4.17
CONSUMO PROPIO	36,750.00	68,250.00	105,000	0.87
ALUMBRADO PUBLICO	840,778	148,372	989,150	8.16
E. NO FACTURADA - SERV. OCASIONAL	564,920		564,920	4.66
GRAN CONSUMIDOR ROCACEM		1,497,992	1,497,992	12.35
GRAN CONSUMIDOR CEDAL	643,717		643,717	5.31
TOTAL FACTURADO	5,911,488	6,214,573	12,126,061	100.00
-RECUPERACIÓN PÉRDIDAS A TERCEROS		214,373	214,373	
ENERGÍA FACTURADA+ RECUPERAC. PÉRDIDAS	5,911,488	6,428,946	12,340,434	
PERDIDAS DE ENERGÍA			1,234,375	20.06

Según Memorando # 0227-DC-2004 se registra la energía no facturada

3. FACTURACION USD.

TIPO DE TARIFA	MES ACTUAL			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	115,841.96	174,678.45	290,520.41	22.68
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	83,885.55	103,796.48	187,682.03	14.65
COMERCIAL SIN DEMANDA	61,878.18	14,516.44	76,394.62	5.97
COMERCIAL CON DEMANDA	11,474.91	11,658.93	23,133.84	1.81
INDUSTRIAL ARTESANAL	17,851.56	21,520.30	39,371.86	3.07
INDUSTRIAL CON DEMANDA	88,289.34	142,585.02	230,874.36	18.03
ENTIDADES OFICIALES	15,267.59	11,196.12	26,463.71	2.07
ASIST. SOCIAL - BENEF. PUBLICO	12,241.84	6,234.11	18,475.95	1.44
BOMBEO DE AGUA	9,124.14	31,457.93	40,582.07	3.17
CONSUMO PROPIO	3,668.81	6,526.53	10,195.34	0.80
ALUMBRADO PUBLICO	59,958.94	72,113.61	132,072.55	10.31
E. NO FACTURADA - SERV. OCASIONAL	63,236.60		63,236.60	4.94
GRAN CONSUMIDOR ROCACEM		94,678.46	94,678.46	7.39
GRAN CONSUMIDOR CEDAL	46,992.94		46,992.94	3.67
TOTAL	589,712.36	690,962.38	1,280,674.74	100.00

TIPO DE TARIFA	ACUMULADO 2003			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	11,099,001	20,485,776	31,584,777	18.82
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	8,711,359	4,752,396	13,463,755	8.02
COMERCIAL SIN DEMANDA	7,276,555	1,613,558	8,890,113	5.30
COMERCIAL CON DEMANDA	1,168,823	1,206,650	2,375,473	1.42
INDUSTRIAL ARTESANAL	2,145,847	2,927,217	5,073,064	3.02
INDUSTRIAL CON DEMANDA	28,465,749	24,049,854	52,515,603	31.29
ENTIDADES OFICIALES	1,617,448	1,039,301	2,656,749	1.59
ASIST. SOCIAL - BENEF. PUBLICO	1,726,166	803,430	2,529,596	1.51
BOMBEO DE AGUA	1,794,638	5,152,742	6,947,380	4.14
CONSUMO PROPIO	441,000	619,000	1,060,000	0.75
ALUMBRADO PUBLICO	10,154,484	1,791,966	11,946,450	7.12
E. NO FACTURADA - SERV. OCASIONAL	2,988,766	-	2,988,766	1.78
GRAN CONSUMIDOR ROCACEM	-	16,695,738	16,695,738	9.95
GRAN CONSUMIDOR CEDAL	8,884,979	-	8,884,979	5.29
TOTAL FACTURADO	86,474,815	81,337,628	167,812,443	100.00
-RECUPERACIÓN PÉRDIDAS A TERCEROS	-	1,194,705	1,194,705	
ENERGÍA FACTURADA+ RECUPERAC. PÉRDIDAS	86,474,815	82,532,333	169,007,148	
PERDIDAS DE ENERGÍA			35,535,323	17.37

TIPO DE TARIFA	ACUMULADO 2003			
	URBANO	RURAL	TOTAL	%
RESIDENCIAL	1,293,880.65	2,044,803.50	3,338,684.15	19.51
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	890,493.98	1,150,875.53	2,041,369.51	11.93
COMERCIAL SIN DEMANDA	693,254.13	156,879.34	850,133.47	4.97
COMERCIAL CON DEMANDA	136,229.82	148,900.42	285,130.24	1.67
INDUSTRIAL ARTESANAL	183,737.08	254,898.74	438,635.82	2.56
INDUSTRIAL CON DEMANDA	2,949,529.09	2,446,554.25	5,396,083.34	31.54
ENTIDADES OFICIALES	178,735.79	138,977.05	317,712.84	1.86
ASIST. SOCIAL - BENEF. PUBLICO	141,048.73	73,088.32	214,137.05	1.25
BOMBEO DE AGUA	136,923.69	480,047.41	616,971.10	3.61
CONSUMO PROPIO	42,139.96	76,154.06	118,294.02	0.69
ALUMBRADO PUBLICO	652,975.47	810,931.07	1,463,906.54	8.56
E. NO FACTURADA - SERV. OCASIONAL	323,572.49	-	323,572.49	1.89
GRAN CONSUMIDOR ROCACEM	-	1,055,531.52	1,055,531.52	6.17
GRAN CONSUMIDOR CEDAL	649,347.47	-	649,347.47	3.80
TOTAL	8,271,868.35	8,837,641.21	17,109,509.56	100.00

Actualizado al 10 de febrero del 2004

	INGRESOS FICTURADOS		RECAUDACION	
	MES ACTUAL	ACUMULADO/2003	MES ACTUAL	ACUMULADO/2003
CONSUMO DE ENERGIA	1,148,602.19	15,645,603.02	986,870.73	14,541,778.76
ALUMBRADO PUBLICO	132,072.55	1,463,906.54	112,633.21	1,309,447.67
DESCUENTO PERSONAL ELEPCO	(1,451.31)	(15,424.82)		(21.70)
SUBTOTAL ENERGIA	1,279,223.43	17,094,084.74	1,099,503.94	15,851,204.73
BOMBEROS	61,882.35	422,065.60	48,598.07	243,491.65
ELECTRIFICACION RURAL	65,785.21	939,804.26	53,494.98	936,787.58
SEGURO CONTRA INCENDIOS	757.05	8,946.97	634.72	7,856.11
CONEXIONES Y RECONEXIONES	6,423.90	68,996.53	1,359.39	24,693.96
CARGO SUBSIDIO	30,601.47	335,460.44		-
PAGO SUBSIDIO	(22,588.28)	(280,472.80)		-
OTROS	14,505.48	216,253.70	8,257.33	123,256.82
SUBTOTAL IMPUESTOS	157,367.18	1,711,054.70	112,344.49	1,336,086.12
TOTAL	1,436,590.61	18,805,139.44	1,211,848.43	17,187,290.95

5. CARTERA EN DOLARES

	ENERGIA	IMPUESTOS	TOTAL
SALDO MES ANTERIOR	3,718,642	2,315,519	6,034,161
CARGO MES ACTUAL	1,148,602	287,988	1,436,591
AL COBRO ESTE MES	4,867,244	2,603,508	7,470,752
RECAUDACION MES ACTUAL	986,871	112,344	1,099,215
CARTERA ACTUAL	3,880,373	2,491,163	6,371,536

6. No. ABONADOS ACUMULADOS

TIPO DE SERVICIO	URBANO	RURAL	TOTAL
RESIDENCIAL	4,629	13,529	18,158
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	13,391	38,113	51,504
COMERCIAL SIN DEMANDA	3,409	670	4,079
COMERCIAL CON DEMANDA	28	35	63
INDUSTRIAL ARTESANAL	1,155	1,548	2,703
INDUSTRIAL CON DEMANDA	95	130	225
ENTIDADES OFICIALES	112	105	217
ASISTENCIA, BENEFICIO. COMU	214	919	1,133
BOMBEO DE AGUA	32	120	152
CONSUMO PROPIO			-
ALUMBRADO PUBLICO			-
GRAN CONSUMIDOR ROCACEM		1	1
GRAN CONSUMIDOR CEDAL	1		1
TOTAL	23,066	55,170	78,236

7. PRECIO UNITARIO PROMEDIO DOLARES/KWH

TIPO DE SERVICIO	MENSUAL	ACUMULADO
RESIDENCIAL	0.0963	0.0920
RESIDENCIAL SUBSIDIADA	0.1595	0.1516
COMERCIAL SIN DEMANDA	0.0998	0.0956
COMERCIAL CON DEMANDA	0.1160	0.1200
INDUSTRIAL ARTESANAL	0.0905	0.0865
INDUSTRIAL CON DEMANDA	0.1042	0.1028
ENTIDADES OFICIALES	0.1164	0.1196
ASIST. SOCIAL - BENEF. PUBLIC	0.0899	0.0847
BOMBEO DE AGUA	0.0803	0.0888
CONSUMO PROPIO	0.0971	0.0939
ALUMBRADO PUBLICO	0.1335	0.1225
	0.1142	0.1083

GRAN CONSUMIDOR ROCACEM	0.0632	0.0632
GRAN CONSUMIDOR CEDAL	0.0730	0.0731
SUB-TOTAL 2	0.0661	0.0666

TOTAL	0.1056	0.1020
-------	--------	--------

8. No. TRABAJADORES	PERMANENTES	OTROS	TOTAL	ABON. TRAB.
	144	100	244	320.64

DIRECCION DE PLANIFICACION

GENERADORAS	ENERGIA			POTENCIA			OTROS	COSTO MES	PRECIO UNITARIO	COSTO ACUMULADO	ENERGIA ACUMULADA KWH
	KWH	USD/KWH	COSTO ENERGIA	KW	USD/KW	COSTO POTENCIA					
noesmeraldas	833,692.00	0,0585737	49,666.12	1,509.86	5,7000000	8,606.22		58,272.34	0,06950	618,660.04	7,641,681.00
nopichincha	185,092.00	0,0934309	17,293.31	985.44	5,6999905	5,517.00		22,910.31	0,12378	250,578.18	1,818,675.00
oparte 1er. PPA	4,027,647.00	0,0215400	86,755.52	4,700.89	5,6999947	26,795.05		113,550.57	0,02819	1,625,522.61	58,351,489.00
opucará	324,217.00	0,0152300	4,937.82	366.37	5,7000135	2,088.31		7,026.13	0,02167	92,445.47	3,105,406.00
oagoyán	790,530.00	0,0152300	12,039.76	1,079.78	5,7000061	6,154.75		18,194.51	0,02302	236,049.84	10,634,269.00
oaguyas	2,106,319.00	0,0625344	131,717.37	3,949.79	5,6999935	22,513.78		154,231.15	0,07322	1,347,346.53	15,478,280.00
o familia	15,887.00	0,0478000	759.40	4,340.00				759.40	0,04780	9,859.03	206,256.00
oparte 2no. PPA	1,540,177.00	0,0336960	51,897.79	2,017.52	5,6999982	11,499.86		63,397.65	0,04116	1,245,684.35	32,431,336.00
TOTAL	9,323,561.00		355,067.09	18,949.65		83,274.97		438,342.06		6,564,221,146.05	41,297,773,994.00

MERCADO OCASIONAL (SPOT) BARRA DE MERCADO - DISTRIBUIDOR

ENERGIA			POTENCIA A REMUNERAR			CARGO GENERACION OBLIG y FORZ	CARGO INTER. COLOMBIA RECOL. COMBUST	POTENCIA REACTIVA		COSTO MES	COSTO ACUMULADO	ENERGIA ACUMULADA KWH
KWH	USD/KWH	COSTO ENERGIA	KWH	USD/KWH	COSTO POTENCIA			CARGO FIJO	CARGO VARIABLE			
4,357,561.00	0,03046754	141,640.31	3,984,214.29	0,019213508	78,550.73	21,939.27	29,572.42	139.41	6,192.47	276,034.61	3,840,591,8594	458,000,101,82

TRANSELECTRIC S.A.

MERCADO	POTENCIA KW	USD / KW	CARGO VARIABLE TRANSMIS. USD	DESCUENTO USD	COSTO USD	COSTO ACUMULADO
SPOT BARRA GENERACION	18,573.88	3,15	9,238.80		67,746.51	1,394,908.76
PPA'S BARRA MERCADO	18,949.65	3,15			59,691.41	747,674.85
UMA	37,523.53				127,437.92	2,142,583.61

31,447,53

108,198,51

8. COSTO PROMEDIO DE LA ENERGIA COMPRADA INCLUYENDO POTENCIA PRIMERA FILA SIN TRANSPORTE, SEGUNDA FILA CON TRANSPORTE

ENERGIA KWH	COSTO USD	COSTO UNIT. MES USD/KWH	COSTO UNIT. ACUM. USD/KWH	ENERGIA KWH	COSTO USD	COSTO UNIT. MES US/KWH	COSTO UNIT. ACUM. US/KWH	ENERGIA KWH	COSTO USD	COSTO UNIT. MES US/KWH	COSTO UNIT. ACUM. US/KWH
9,323,561.00	438,342.06	0,0462	0,04184	4,657,881.00	276,034.61	0,05926	0,06511	14,481,442.00	711,376.67	0,04933	0,04912
9,323,561.00	498,033.47	0,05070	0,04781	4,657,881.00	343,781.12	0,07381	0,08876	14,481,442.00	841,811,09	0,05813	0,06047

9. VENTA DE ENERGIA AL MERCADO MAYORISTA - SOLO ILLUCHI

ENERGIA			POTENCIA A REMUNERAR			COSTO MES	COSTO ACUMULADO	ENERGIA ACUMULADA KWH
KWH	USD/KWH	COSTO ENERGIA	KW	USD/KWH	COSTO POTENCIA			
3,329,600.00	0,003825195	13,501.41	3,505.00	5,7	19,978.50	33,479.91	511,011.02	42,963,690.00

Costo acumulado del Kwh, restando el cobro por Illuchi

	COSTO UNIT. ACUM. US/KWH
sin transporte	0,04611
con transporte	0,05777

DIRECCION DE PLANIFICACION

Demandas y flujos disponibles

ELEPCO.S.A

	2004 - 2005			
	Energía y Potencia propias		Energía y Potencia total	
	Energía kWh	Potencia kW	Energía kWh	Potencia kW
DISPONIBILIDADES	227.081.225	44.000	265.481.225	53.000
Pérdidas técnicas en líneas	4.922.380	1.390	4.922.380	1.390
Pérdid no técnicas en línea	0	0	0	0
LÍNEAS SUBTRANSMIS.	222.158.845	42.610	260.558.845	51.610
Ventas en alta tensión	26.400.000	4.467	26.400.000	4.467
Entrega a Terceros en AT			0	0
Pérdidas en subestacion.	2.737.324	381	2.737.324	381
S/E SUBTRANSMISIÓN	193.021.521	37.763	231.421.521	46.763
Entrega a terceros			0	0
Pérdidas técnicas primarias	7.755.750	2.694	7.755.750	2.694
Pérd. no técnicas primarias	0	0	0	0
DISTRIBUCIÓN PRIMAR.	185.265.771	35.069	223.665.771	44.069
Ventas en media tensión	58.038.200	16.114	58.038.200	16.114
Entrega a Terceros en MT			38.400.000	9.000
Pérdidas técnic. transformadores.	5.162.496	797	5.162.496	797
TRANSFORMADORES	122.065.075	18.159	122.065.075	18.159
Entrega a terceros			0	0
Pérdidas téc. secundarios	7.971.854	2.649	7.971.854	2.649
Pérdidas en acometidas	2.064.998	606	2.064.998	606
Pérdidas no téc. baja tensión.	5.309.625	1.060	5.309.625	1.060
REDES SECUNDARIAS	106.718.598	13.844	106.718.598	13.844
Entrega a terceros			0	0
PREVIO ALUMBRADO P.	114.093.221	15.510	114.093.221	15.510
Ventas alumbrado público	13.789.046	3.229	13.789.046	3.229
Pérdidas técnicas alumbrado	1.176.569	278	1.176.569	278
PREVIO PARA CLIENTES	99.127.606	12.003	99.127.606	12.003
Ventas en Baja	85.272.760	8.909	85.272.760	8.909
Pérdidas acometidas + no técnic.	13.854.846	3.094	13.854.846	3.094
PÉRDIDAS NO ACEPTADAS	7.248.220	1.606	7.248.220	1.606

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

RESUMEN INFORMACIÓN FÍSICA

Empresa: COTOPAXI

2004 - 2005

	ENERGÍA kWh	%	POTENCIA kW	%	RELACIÓN Energ. - Pote.
Disponibilidad Total	265.481.225		53.000		57,18
Compras MEM	27.381.826		17.063		18,32
Compras Contratos	199.699.399		26.937		84,63
Transportaciones	0		0		0,00
Grandes Consumidores	38.400.000		9.000		48,71
Perdidas	183.500.007		32.719		64,02
Alta Tensión	26.400.000		4.467		67,47
Media Tensión	58.038.200		16.114		41,12
Baja Tensión	85.272.760		8.909		109,26
Alumbrado Público	13.789.047		3.229		48,75
Consumidores	38.400.000		9.000		48,71
Lineas	0		0		0,00
Subestaciones	0		0		0,00
Primarios	38.400.000		9.000		48,71
Transformadores	0		0		0,00
Secundarios	0		0		0,00
Perdidas Técnicas	31.791.373	12,0	8.795	16,6	41,26
Lineas	4.922.381	1,9	1.390	2,6	40,43
Subestaciones	2.737.325	1,0	381	0,7	82,02
Primarios	7.755.751	2,9	2.694	5,1	32,86
Transformadores	5.162.495	1,9	797	1,5	73,94
Secundarios	7.971.855	3,0	2.649	5,0	34,35
Cometidas	2.064.998	0,8	606	1,1	38,90
Alumbrado Público	1.176.568	12,0	278	0,5	48,31
Perdidas No Técnicas	4.541.625	1,7	880	1,7	58,91
Lineas	0	0,0	0	0,0	0,00
Primarios	0	0,0	0	0,0	0,00
Baja Tensión	4.541.625	1,7	880	1,7	58,91
Perdidas Aceptadas	36.332.998	13,7	9.675	18,3	
Perdidas No Aceptadas	7.248.220	2,7	1.606	3,0	
Perdidas Totales	43.581.218	16,4	11.281	21,3	

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

COTOPAXI

2004 - 2005

BALANCE FÍSICO ENERGÍA (kWh) POTENCIA(kW)

Fuentes	265.481.225		53.000
Compras propias	227.081.225		44.000
Compras MEM	27.381.826		17.063
Compras Contrato entre Empresas	199.699.399		26.937
Importaciones	0		0
Grandes Consumidores	38.400.000		9.000
Usos	265.481.225		53.000
Ventas a Clientes Propios	183.500.007		32.719
Grandes Consumidores	38.400.000		9.000
Pérdidas Técnicas	31.791.373		8.795
Pérdidas No Técnicas	4.541.625		880
Pérdidas no aceptadas	7.248.220		1.606

DETALLE MENSUAL

Compras Propias	227.081.225		44.000
Noviembre	18.859.811		43.000
Diciembre	18.933.097		42.800
Enero	18.587.976		42.600
Febrero	18.545.589		42.500
Marzo	18.766.278		42.900
Abril	19.513.619		43.500
Mayo	19.633.048		43.700
Junio	19.159.524		43.400
Julio	18.887.810		43.500
Agosto	18.389.143		43.600
Septiembre	18.498.190		43.200
Octubre	19.307.140		44.000
Compras MEM	27.381.826		17.063
Noviembre	6.536.715		17.745
Diciembre	3.837.623		18.001
Enero	5.113.667		17.887
Febrero	2.225.871		15.227
Marzo	1.414.888		17.037
Abril	823.287		18.181
Mayo	0		0
Junio	0		0
Julio	0		0
Agosto	0		0
Septiembre	4.057.521		17.246
Octubre	3.372.254		17.063
Compras Contratos entre empresas	199.699.399		26.937
Noviembre	12.323.096		25.255
Diciembre	15.095.474		24.799
Enero	13.474.309		24.713
Febrero	16.319.718		27.273
Marzo	17.351.390		25.863
Abril	18.690.332		25.319
Mayo	19.633.048		43.700
Junio	19.159.524		43.400
Julio	18.887.810		43.500
Agosto	18.389.143		43.600
Septiembre	14.440.669		25.954
Octubre	15.934.886		26.937

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

COTOPAXI

2004 - 2005

DETALLE MENSUAL ENERGÍA (kWh) POTENCIA(kw)

Importaciones	0		0
Noviembre	0		0
Diciembre	0		0
Enero	0		0
Febrero	0		0
Marzo	0		0
Abril	0		0
Mayo	0		0
Junio	0		0
Julio	0		0
Agosto	0		0
Septiembre	0		0
Octubre	0		0
Grandes Consumidores	38.400.000		9.000
Noviembre	3.200.000		9.000
Diciembre	3.200.000		9.000
Enero	3.200.000		9.000
Febrero	3.200.000		9.000
Marzo	3.200.000		9.000
Abril	3.200.000		9.000
Mayo	3.200.000		9.000
Junio	3.200.000		9.000
Julio	3.200.000		9.000
Agosto	3.200.000		9.000
Septiembre	3.200.000		9.000
Octubre	3.200.000		9.000
Ventas Alta Tensión	26.400.000		4.467
Noviembre	2.200.000		4.416
Diciembre	2.200.000		4.274
Enero	2.200.000		4.002
Febrero	2.200.000		4.060
Marzo	2.200.000		5.089
Abril	2.200.000		5.097
Mayo	2.200.000		5.044
Junio	2.200.000		5.060
Julio	2.200.000		4.974
Agosto	2.200.000		4.994
Septiembre	2.200.000		4.352
Octubre	2.200.000		4.467
Ventas Media Tensión	58.030.200		16.114
Noviembre	4.557.000		14.623
Diciembre	5.108.800		13.925
Enero	4.327.600		18.695
Febrero	3.893.600		19.642
Marzo	4.079.600		10.818
Abril	3.757.200		12.183
Mayo	5.319.600		13.061
Junio	5.096.400		11.512
Julio	5.332.000		16.661
Agosto	5.505.600		16.237
Septiembre	5.617.200		14.104
Octubre	5.443.600		16.114

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

COTOPAXI 2004 - 2005

DETALLE MENSUAL ENERGÍA (kWh) POTENCIA(KW)

Ventas Baja Tensión	85.272.760		8.909
Noviembre	7.802.920		9.852
Diciembre	6.863.211		8.960
Enero	7.082.200		3.460
Febrero	8.144.623		4.144
Marzo	7.351.594		9.960
Abril	8.539.954		9.376
Mayo	7.171.524		9.396
Junio	7.024.509		10.666
Julio	6.402.455		5.553
Agosto	6.226.629		7.951
Septiembre	5.501.536		7.141
Octubre	7.161.605		8.909
Ventas Alumbrado Público	13.789.047		3.229
Noviembre	1.088.065		3.022
Diciembre	1.088.065		3.022
Enero	1.156.488		3.212
Febrero	1.158.325		3.218
Marzo	1.162.263		3.229
Abril	1.162.263		3.229
Mayo	1.162.263		3.229
Junio	1.162.263		3.229
Julio	1.162.263		3.229
Agosto	1.162.263		3.229
Septiembre	1.162.263		3.229
Octubre	1.162.263		3.229
Grandes Consumidores: AT - Líneas	0		0
Noviembre	0		0
Diciembre	0		0
Enero	0		0
Febrero	0		0
Marzo	0		0
Abril	0		0
Mayo	0		0
Junio	0		0
Julio	0		0
Agosto	0		0
Septiembre	0		0
Octubre	0		0
Grandes Consumidores: AT - S/E Dist.	0		0
Noviembre	0		0
Diciembre	0		0
Enero	0		0
Febrero	0		0
Marzo	0		0
Abril	0		0
Mayo	0		0
Junio	0		0
Julio	0		0
Agosto	0		0
Septiembre	0		0
Octubre	0		0

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

COTOPAXI

2004 - 2005

DETALLE MENSUAL ENERGÍA (kWh) POTENCIA(kW)

Grandes Consumidores: MT - Primarios	38.400.000		9.000
Noviembre	3.200.000		9.000
Diciembre	3.200.000		9.000
Enero	3.200.000		9.000
Febrero	3.200.000		9.000
Marzo	3.200.000		9.000
Abril	3.200.000		9.000
Mayo	3.200.000		9.000
Junio	3.200.000		9.000
Julio	3.200.000		9.000
Agosto	3.200.000		9.000
Septiembre	3.200.000		9.000
Octubre	3.200.000		9.000
Grandes Consumidores: MT - Trafos	0		0
Noviembre	0		0
Diciembre	0		0
Enero	0		0
Febrero	0		0
Marzo	0		0
Abril	0		0
Mayo	0		0
Junio	0		0
Julio	0		0
Agosto	0		0
Septiembre	0		0
Octubre	0		0
Grandes Consumidores: BT - Secundario:0			0
Noviembre	0		0
Diciembre	0		0
Enero	0		0
Febrero	0		0
Marzo	0		0
Abril	0		0
Mayo	0		0
Junio	0		0
Julio	0		0
Agosto	0		0
Septiembre	0		0
Octubre	0		0
Pérdidas Técnicas: AT - Líneas	4.922.381		1.390
Noviembre	408.819		1.403
Diciembre	410.408		1.363
Enero	402.927		1.338
Febrero	402.008		1.478
Marzo	406.792		1.351
Abril	422.992		1.451
Mayo	425.580		1.413
Junio	415.316		1.425
Julio	409.426		1.359
Agosto	398.617		1.324
Septiembre	400.980		1.376
Octubre	418.516		1.390

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

COTOPAXI

2004 - 2005

DETALLE MENSUAL

ENERGÍA (kWh)

POTENCIA(kw)

Pérdidas Técnicas: AT - Subestaciones	2.737.325		381
Noviembre	227.343		384
Diciembre	228.227		373
Enero	224.067		366
Febrero	223.556		405
Marzo	226.216		370
Abril	235.225		397
Mayo	236.664		387
Junio	230.956		390
Julio	227.681		372
Agosto	221.670		362
Septiembre	222.984		377
Octubre	232.736		381
Pérdidas Técnicas: MT - Primarios	7.755.751		2.694
Noviembre	644.139		2.631
Diciembre	646.642		2.642
Enero	634.855		2.593
Febrero	633.408		2.587
Marzo	640.945		2.618
Abril	666.470		2.723
Mayo	670.549		2.739
Junio	654.376		2.673
Julio	645.096		2.635
Agosto	628.064		2.566
Septiembre	631.789		2.581
Octubre	659.418		2.694
Pérdidas Técnicas: MT - Trafos	5.162.495		797
Noviembre	428.762		804
Diciembre	430.428		781
Enero	422.582		767
Febrero	421.618		847
Marzo	426.635		774
Abril	443.625		832
Mayo	446.340		810
Junio	435.575		817
Julio	429.398		779
Agosto	418.061		759
Septiembre	420.540		789
Octubre	438.931		797
Pérdidas Técnicas: BT - Secundarios	7.971.855		2.649
Noviembre	662.088		2.674
Diciembre	664.660		2.598
Enero	652.545		2.550
Febrero	651.057		2.817
Marzo	658.804		2.575
Abril	685.040		2.766
Mayo	689.233		2.694
Junio	672.609		2.716
Julio	663.071		2.591
Agosto	645.564		2.523
Septiembre	649.393		2.622
Octubre	677.791		2.649

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

COTOPAXI

2004 - 2005

DETALLE MENSUAL ENERGÍA (kWh) POTENCIA(kW)

Pérdidas Técnicas: BT - Acometidas	2.064.998		606
Noviembre	171.505		611
Diciembre	172.171		594
Enero	169.033		583
Febrero	168.647		644
Marzo	170.654		589
Abril	177.450		633
Mayo	178.536		616
Junio	174.230		621
Julio	171.759		593
Agosto	167.225		577
Septiembre	168.216		600
Octubre	175.572		606
Pérdidas Técnicas: BT - Alumbrado Pub.	1.176.568		278
Noviembre	97.718		271
Diciembre	98.097		272
Enero	96.309		268
Febrero	96.090		267
Marzo	97.233		270
Abril	101.105		281
Mayo	101.724		283
Junio	99.271		276
Julio	97.863		272
Agosto	95.279		265
Septiembre	95.844		266
Octubre	100.035		278
Pérdidas No Técnicas: AT - Líneas	0		0
Noviembre	0		0
Diciembre	0		0
Enero	0		0
Febrero	0		0
Marzo	0		0
Abril	0		0
Mayo	0		0
Junio	0		0
Julio	0		0
Agosto	0		0
Septiembre	0		0
Octubre	0		0
Pérdidas No Técnicas: MT - Primarios	0		0
Noviembre	0		0
Diciembre	0		0
Enero	0		0
Febrero	0		0
Marzo	0		0
Abril	0		0
Mayo	0		0
Junio	0		0
Julio	0		0
Agosto	0		0
Septiembre	0		0
Octubre	0		0

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

COTOPAXI

2004 - 2005

DETALLE MENSUAL ENERGÍA (kWh) POTENCIA(kW)

DETALLE MENSUAL	ENERGÍA (kWh)	POTENCIA(kW)
Pérdidas No Técnicas: Baja Tension	4.541.625	880
Noviembre	377.196	860
Diciembre	378.662	856
Enero	371.760	852
Febrero	370.912	850
Marzo	375.326	858
Abril	390.272	870
Mayo	392.661	874
Junio	383.190	868
Julio	377.756	870
Agosto	367.783	872
Septiembre	369.964	864
Octubre	386.143	880

DATOS COMERCIALES

NUMERO DE CLIENTES	
Alta Tensión	1
Media Tensión	41
Baja Tensión	83.900

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION (VAD)
COTOPAXI 2004 - 2005

ETAPA FUNCIONAL	ACTIVO	RETIRO	INVERSION
	2004	2005	2005
Líneas de Subtransmisión	2.232.617	0	140.000
Subestaciones	5.106.394	11.078	429.000
Alimentadores Primarios	8.703.541	7.787	410.631
Transformadores de	4.178.926	22.350	522.407
Redes Secundarias	16.163.718	14.462	1.175.416
Alumbrado Publico	1.579.583	20.893	156.000
Instalaciones de Servicio	6.816.367	66.155	325.000
Acometidas	3.428.950	4.406	163.475
Medidores	3.387.417	61.749	161.525
Instalaciones Generales	3.748.997	75.637	640.800
TOTAL	48.530.143	218.362	3.799.254

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

ETAPA FUNCIONAL	2004			
	MANO DE OBRA	MATERIALES	OTROS	TOTAL
Líneas de Subtransmisión	0	0	0	0
Subestaciones	196.608	12.154	129.456	338.218
Alimentadores Primarios	164.250	44.376	28.134	236.760
Transformadores de Distribución	30.976	14.330	3.704	49.010
Redes Secundarias	246.375	66.564	42.201	355.140
Alumbrado Publico	32.611	59.691	2.393	94.695
Instalaciones de Servicio Cliente	201.465	44.469	89.914	335.848
Acometidas	70.513	15.564	31.470	117.547
Medidores	130.952	28.905	58.444	218.301
Instalaciones Generales	922.927	71.153	491.717	1.485.797
Comercialización	252.524	22.577	583.927	859.028
TOTAL	2.047.736	335.314	1.371.446	3.754.496

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION (VAD)
COTOPAXI 2004 - 2005

RESUMEN DE PERDIDAS ELECTRICAS

PERDIDAS TECNICAS					
ETAPA FUNCIONAL	NIVEL DE VOLTAJE	POTENCIA		ENERGIA (MWh)	
		(MW)	(MVA)	(MWh)	(%)
LINEAS DE	69.0 kV	0.334	-0.020	1,917.6	0.86%
	22.0 kV	0.112	0.040	305.3	0.15%
	13.8kV	0.705	1.220	1,858.4	0.93%
	SUBTOT. 1	1.151	1.240	4,081.3	1.94%
TRANSF. POTENCIA	69/13.8 kV	0.289	2.110	2,084.3	1.05%
	22/13.8 kV	0.017	0.100	136.4	0.07%
	22/6.3 kV	0.008	0.400	37.9	0.02%
	Generation	0.000	0.350	0.0	0.00%
	SUBTOT. 2	0.314	2.960	2,258.6	1.14%
DISTRIB. PRIMARIA	13.8kV	2.144	2,566.669	6,386.1	3.21%
	6.3 kV	0.011		33.0	0.02%
	SUBTOT. 3	2.155	2,566.669	6,419.1	3.23%
TRANSF. DISTRIBUCION	13.8 kV	0.619		4,016.2	2.02%
	6.3 kV	0.040		259.5	0.13%
	SUBTOT. 4	0.659	0.000	4,275.7	2.15%
RED SECUNDARIA	SUBTOT. 5	2.189		6,595.0	3.32%
ALUMBRADO PUBLICO	SUBTOT. 6	0.234	0.000	982.3	0.49%
ACOMETIDAS	Monofásica	0.198		530.1	0.27%
	Bifásica	0.034		89.7	0.05%
	Trifásica	0.174		407.7	- 0.21%
	SUBTOT. 7	0.406	0.000	1,027.4	0.52%
CONTADORES DE	Monofásica	0.086	0.495	607.7	0.31%
	Bifásica	0.007	0.057	57.0	0.03%
	Trifásica	0.002	0.011	17.8	0.01%
	SUBTOT. 8	0.095	0.563	682.5	0.34%
TOTAL 1		8.795	2,571.432	31,791.373	12 %
PERDIDAS NO TECNICAS					
		(MW)		(MWh)	(%)
FRAUDE Y HURTOS		0.405		2,354.890	2.80%
CONSUMOS NO REGISTRADOS		0.250		1,058.385	1.10%
DEBILIDADES ADMINISTRATIVAS		0.215		1,128.350	1.18%
TOTAL 2		0.870	0.000	4,541.625	5.08%
ENERGIA REGISTRADA					
BALANCE ENERGETICO					
		(MW)		(MWh)	(%)
PERDIDAS TECNICAS		8.795		31,791.373	12%
PERDIDAS NO TECNICAS		0.870		4,541.625	5.08%
ENERGIA REGISTRADA		44		227,081.225	82.927%
ENERGIA DISPONIBLE		53	0.000	265,481.225	100.00%

Perfil de Pérdidas en Líneas

- SISTEMA ELÉCTRICO 2004 -

