

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“Establecimiento de los Costos de Generación Hidroeléctrica”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización Potencia

Presentada por:

Catherine Elizabeth Delgado García.

Mercy Georgina Pérez Sánchez.

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO

2003

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a Dios por permitirnos culminar una de nuestras metas, con el apoyo de nuestros familiares y amigos, a la ESPOL por darnos la oportunidad para ser futuros profesionales y servir a nuestro país , y a nuestros profesores por la ayuda y generosidad brindada en especial a nuestro Director de Tesis.

DEDICATORIA

A mis padres,
A mi abuelita,
A mis hermanos.

Catherine Delgado G.

DEDICATORIA

A mi madre

A mis Hermanas y

A la memoria de padre.

Mercy Pérez.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Carlos Monsalve.
SUBDECANO DE LA FIEC

Ing. Jorge Chiriboga.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Eduardo León.
VOCAL FIEC

Ing. Juan Saavedra.
VOCAL FIEC

DECLARACIÓN EXPRESA

“ La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”.

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Catherine Delgado García

Mercy Pérez Sánchez.

RESUMEN

Actualmente en nuestro país el precio de la energía eléctrica ha venido incrementándose sin una justificación bien definida. Aunque el incremento del precio del kWh sea de centavos de dólar, al considerar la energía producida, obtenemos de manera global un incremento de millones de dólares, por lo tanto es un tema que debe ser analizado de una manera más detallada, para buscar la solución más viable al mismo.

Antes de llegar al usuario final el precio de la energía eléctrica se ve afectado por diferentes factores tanto en generación, transmisión y distribución. Uno de los principales factores determinantes en el precio de la energía eléctrica se encuentra en la generación, en el Ecuador la mayor cantidad de energía eléctrica producida la realizan las centrales hidroeléctricas, por lo cual este estudio establece el costo de generación hidroeléctrica.

Para este estudio es necesario determinar la importancia de factores aleatorios y que deben condicionar el valor de las centrales de producción, y por lo tanto, también de los capitales que deben invertirse, de forma que se puedan hacer frente a la máxima demanda que puedan presentarse.

Por las razones anteriormente expuestas, se ha desarrollado el presente estudio distribuyendo los capítulos del mismo de la siguiente manera:

En los primeros capítulos se describe las centrales hidroeléctricas y sus características de carga, así como también la estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

El capítulo siguiente se hace el estudio de todos los costos que influyen en las centrales hidroeléctricas para la producción de energía eléctrica, los cuales los hemos dividido en costos fijos que dependen de la potencia instalada y costos variables que cambian de acuerdo a la energía producida.

A continuación se muestra una metodología que consiste en preparar, calcular y resolver una función de parámetros múltiples y de carácter aleatorio que actualmente solo puede resolverse en forma aproximada, la misma que ha sido aplicada a Hidroagoyán S.A., es decir a Central Hidroeléctrica Agoyán, Central de Pasada y Central Hidroeléctrica Pucará, Central de Embalse.

INTRODUCCIÓN

El presente estudio busca establecer el costo de producir energía eléctrica en las centrales hidroeléctricas, para ello se hace la determinación y estudio de los diferentes factores que influyen en el mismo, se determina una metodología de fácil uso con la ayuda de Microsoft Excel .

La metodología es aplicada a una central hidroeléctrica de embalse y una central hidroeléctrica de pasada para un periodo de 12 años , luego se realiza un análisis comparativo entre los dos resultados.

El uso de esta herramienta puede ser de gran ayuda para las plantas generadoras así como para el consumidor ya que para los dos es importante saber los verdaderos costos de generación, ya que este es uno de los factores determinantes de la tarifa final de la energía eléctrica.

CAPITULO 1

CENTRALES ELÉCTRICAS

1.1.-Generalidades.-

Las centrales eléctricas son las instalaciones productoras de energía eléctrica, dónde hay un conjunto de máquinas motrices generadoras, aparatos de maniobra, protección entre otras, que se utilizan para generar energía eléctrica.

Las centrales reciben el nombre genérico de la energía primaria utilizada, así tenemos: *centrales térmicas de carbón, de gas, centrales nucleares, centrales hidráulicas o hidroeléctricas, centrales eólicas, centrales geotérmicas, etc.*

1.2.-Clasificación

Según el servicio que dan en el consumo global de la red, las centrales se clasifican en:

Centrales de base o centrales principales. Son las que están destinadas a suministrar energía eléctrica de manera continua.

Centrales de punta. Proyectadas para cubrir demandas de energía en las horas punta.

Centrales de reserva. Tienen por objetivo reemplazar las centrales de base en caso de avería o reparación.

1.3 Características de carga de una central eléctrica.

Se va a definir y estudiar algunos conceptos relacionados con la carga que puede suministrar una central eléctrica y con la demanda de energía de los consumidores.

Estos conceptos son :

- a) Potencia instalada.
- b) Factor de planta.
- c) Factor de carga.
- d) Factor de demanda.
- e) Factor de instalación.
- f) Utilización anual.
- g) Factor de utilización.
- h) Factor de reserva.
- i) Factor de disponibilidad

- Potencia instalada.

Es la suma total de las potencias nominales de todos los receptores de energía conectados con la red que alimenta la central. Se la llama también carga instalada.

-Factor de Planta:

Indica cuanto de generación está disponible:

$$\text{Factor de Planta} = \frac{\text{Potencia Media}}{\text{Potencia Instalada de Generación}} \quad (1.1)$$

-Factor de carga.

Para tener una medida que indique la naturaleza de la carga instalada, se introduce el denominado *factor de carga (m)*, definido como la relación de la potencia media a la potencia máxima de punta, es decir.

$$m = \frac{\text{Potencia media KVA}}{\text{Potencia máxima KVA}} \quad (1.2)$$

Para una central eléctrica resulta desfavorable que el factor de carga sea pequeño puesto que ello indica que, a pesar de tener que construirse la central para la potencia de punta, potencia máxima (Pmax) no suministra mas que un pequeño porcentaje de este valor, de forma que la central desaprovecha durante casi todo el día sus posibilidades, ya que la punta de intensidad solamente se precisa durante breves periodos de tiempo.

Cuando la central es de pequeña potencia, para aumentar el valor del carga, lo que se hace es disponer un generador principal, o un grupo de generadores, que cubra los periodos de carga pequeña normal, y uno o

varios generadores auxiliares que entran en funcionamiento durante las horas de máxima demanda de energía.

Cuando la central es de gran potencia o se trata de varias centrales que trabajan sobre una misma red, se disponen centrales auxiliares cuya misión es, exclusivamente, cubrir la demanda de energía en las horas punta.

- Factor de demanda

El factor de demanda (a), es la relación entre la demanda máxima de un sistema y la potencia instalada es decir:

$$a = \frac{\text{Demanda máxima (KVA)}}{\text{Potencia Instalada (KVA)}} \quad (1.3)$$

Generalmente esta relación oscila entre 0.2 para instalaciones de pequeña potencia y 0.5 para instalaciones de gran potencia.

- Factor de instalación

El factor de instalación (b), esta relacionado con el factor de demanda, ya que una central eléctrica determinada, se proyecta para suministrar una demanda determinada. El factor de instalación es la relación entre la potencia total de la central y la potencia conectada a la red alimentada por dicha central, es decir:

$$b = \frac{\text{Potencia total de la Central (KVA)}}{\text{Potencia Instalada (KVA)}} \quad (1.4)$$

En la práctica el factor de instalación adopta los siguientes valores :

Tabla 1.1 Factor de instalación

Tipo de central	Factor de Instalación
Para pequeñas instalaciones (hasta unos 5000 habitantes)	b= 0,2 a 0,3
Para poblaciones hasta unos 20.000 habitantes	b= 0,3 a 0,35
Para centrales agrícolas	b= 0,25 a 0,28
Para grandes centrales	b= 0,4 a 0,5

Fuente: Centrales Eléctricas CEAC

Al factor de instalación se le conoce también con el nombre de factor de simultaneidad.

- Tiempo de Utilización

Es el número de horas anuales que debería trabajar la instalación plena carga, para que la energía producida fuese igual a la que la central produce en un año, trabajando a carga variable.

El tiempo de utilización anual se denomina también *duración de aprovechamiento* y en la práctica, alcanza estos valores :

Tabla 1.2 Tiempo de Utilización Anual

Tipo de central	Utilización Anual (Tu)
Para suministros a pequeñas ciudades	1200 a 2000 horas
Para suministros a grandes ciudades	2000 a 3500 horas
Para grandes suministros (regionales)	3500 a 5000 horas

Fuente: Centrales Eléctricas CEAC.

Eventualmente, estos valores pueden aumentar.

- Factor de utilización.

El factor de utilización (c), es la relación entre el número de horas de utilización anual y el número total de horas del año.

$$c = \frac{\text{Número de horas de utilización anual}}{\text{Número total de horas del año}} \quad (1.5)$$

En la práctica para la determinación de la energía suministrada por un central durante un año, podemos adoptar estos valores para el factor de utilización :

Tabla 1.3 Factor de Utilización

Tipo de central	Factor de utilización
Para suministros a pequeñas ciudades	c = 0,15 a 0,25
Para suministros a grandes ciudades	c = 0,25 a 0,4
Para grandes suministros (regiones)	c = 0,4 a 0,55

Fuente: Centrales Eléctricas CEAC.

- Factor de reserva.

No basta con construir una central para la máxima punta de potencia que aparezca durante el año. Un grupo de generadores puede quedar parado, por avería o por inspección. Por lo tanto, hay que disponer una reserva de máquinas que sustituya a las que han quedado fuera de servicio. Lo que, quiere decir que la potencia total de la central ha de ser mayor que la potencia máxima para la que ha sido proyectada.

Este hecho se expresa por medio del *factor de reserva* que es la relación entre la potencia total de la central y la potencia máxima que ha de suministrar, o sea :

$$fr = \frac{\text{Potencia Instalada de la Central (kW)}}{\text{Potencia máxima de la Central (kW)}} \quad (1.6)$$

El factor de reserva es siempre mayor que la unidad y, en la práctica, alcanza estos valores :

Tabla 1.4 Factor de Reserva

Tipo de central	Factor de Reserva
Para pequeñas instalaciones y pueblos	fr = 1,3 a 1,6
Para poblaciones medias	fr = 1,6 a 1,75
Para centrales agrícolas	fr = 1,6 a 1,7
Para grandes ciudades	fr = 1,8 a 2

Fuente: Centrales Eléctricas CEAC.

En muchas ocasiones, no es necesario que cada central tenga su propia reserva. Si varias centrales están interconectadas entre sí, se puede hacer que una de ellas trabaje sin reserva, suponiendo que en caso de avería en sus generadores, la potencia que falta será suministrada por las otras centrales interconectadas.

-Factor de disponibilidad

El factor de disponibilidad es la relación entre la energía que puede generar una instalación (energía disponible) y la energía máxima posible de generar (si funcionara siempre a plena potencia) en el mismo periodo de tiempo, expresada en porcentajes.

La disponibilidad depende de las características propias de un equipo o instalación, y la utilización del contexto en que está inserto.

1.4.- Centrales Hidroeléctricas

1.4.1.-Principios

En general el principio de un aprovechamiento hidroeléctrico es convertir la energía de posición o potencial que tiene el agua, en energía eléctrica; con un mínimo de pérdidas. Para esto se conduce el agua hacia las turbinas, procurando que las pérdidas en la conducción, sean mínimas.

El agua al llegar a las turbinas produce energía mecánica, ésta a su vez se transforma en energía eléctrica al acoplarse a un generador.

En la figura a continuación podemos ver el esquema de principio de una Central Hidroeléctrica.

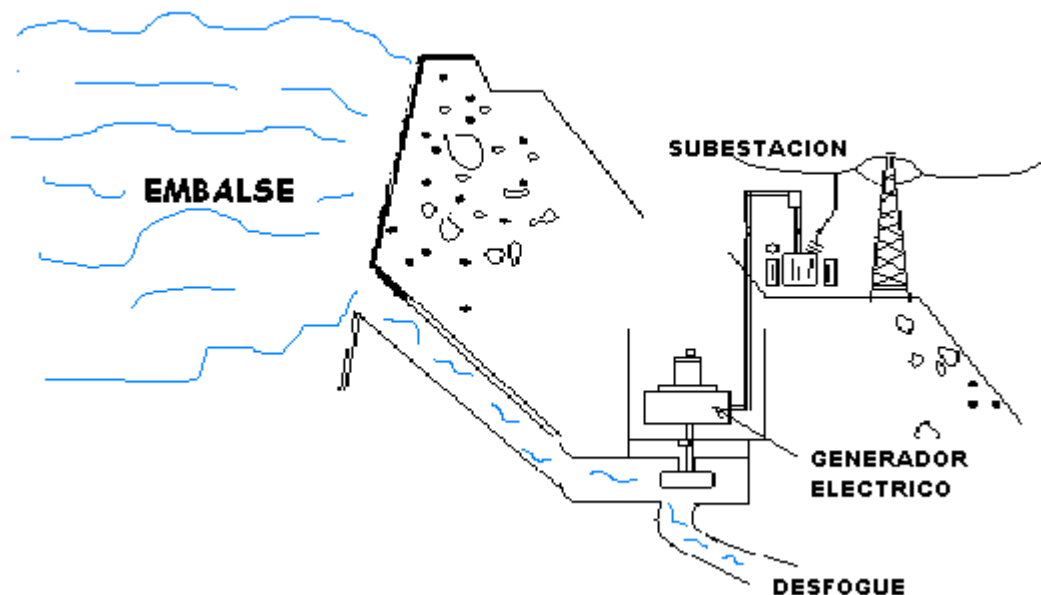


Fig 1.1 Principio de una central Hidroeléctrica

El agua se considera desde el punto de vista de la electricidad, como la más barata fuente de potencia, y ha servido a la civilización desde los primeros días en la forma de ruedas hidráulicas. Es un recurso natural disponible en las zonas que presentan suficiente cantidad de agua, y una vez utilizada, es devuelta río abajo.

El desarrollo de la central hidroeléctrica requiere construir pantanos, presas, canales de derivación, y la instalación de grandes turbinas y equipamiento para generar electricidad. Todo ello implica la inversión de grandes sumas de

dinero, por lo que no resulta competitiva en regiones donde el carbón o el petróleo son baratos. Sin embargo, el peso de las consideraciones medioambientales y el bajo mantenimiento que precisan una vez estén en funcionamiento centran la atención en esta fuente de energía.

1.4.2 Tipos de Centrales Hidroeléctricas

Se pueden clasificar según varios argumentos, como características técnicas, peculiaridades del asentamiento y condiciones de funcionamiento.

En primer lugar hay que distinguir las que utilizan el agua según discurre normalmente por el cauce de un río, y aquellas otras a las que ésta llega, convenientemente regulada, desde un lago o pantano. Se denominan:

1. Centrales de Agua Fluente
2. Centrales de agua embalsada:
 - Centrales de Regulación
 - Centrales de Bombeo.

Según la altura del salto de agua o desnivel existente:

1. Centrales de Alta Presión
2. Centrales de Media Presión.
3. Centrales de Baja Presión

Centrales de Agua Fluente:

Llamadas también de agua corriente, o centrales de pasada. Se construyen en los lugares en que la energía hidráulica debe ser utilizada en el instante en que se dispone de ella, para accionar las turbinas hidráulicas.

No cuentan prácticamente con reserva de agua, oscilando el caudal suministrado según las estaciones del año. En la temporada de precipitaciones abundantes (de aguas altas), desarrollan su potencia máxima, y dejan pasar el agua excedente. Durante la época seca (aguas bajas), la potencia disminuye en función del caudal, llegando a ser casi nulo en algunos ríos en la época del estío.

Su construcción se realiza mediante presas sobre el cauce de los ríos, para mantener un desnivel constante en la corriente de agua.

Centrales de Agua Embalsada:

Se alimentan del agua de grandes lagos o de pantanos artificiales (embalses), conseguidos mediante la construcción de presas. El embalse es capaz de almacenar los caudales de los ríos afluentes, llegando a elevados porcentajes de captación de agua en ocasiones. Esta agua es utilizada según la demanda, a través de conductos que la encauzan hacia las turbinas.

Centrales de Regulación:

Tienen la posibilidad de almacenar volúmenes de agua en el embalse, que representan periodos más o menos prolongados de aportes de caudales medios anuales.

Prestan un gran servicio en situaciones de bajos caudales, ya que el almacenamiento es continuo, regulando de modo conveniente para la producción. Se adaptan bien para cubrir horas punta de consumo.

Centrales de Bombeo:

Se denominan 'de acumulación'. Acumulan caudal mediante bombeo, con lo que su actuación consiste en acumular energía potencial. Pueden ser de dos tipos, de turbina y bomba, o de turbina reversible.

La alimentación del generador que realiza el bombeo desde aguas abajo, se puede realizar desde otra central hidráulica, térmica o nuclear.

No es una solución de alto rendimiento, pero se puede admitir como suficientemente rentable, ya que se compensan las pérdidas de agua o combustible.

Centrales de Alta Presión:

Aquí se incluyen aquellas centrales en las que el salto hidráulico es superior a los 200 metros de altura. Los caudales desalojados son relativamente pequeños, 20 m³/s por máquina.

Situadas en zonas de alta montaña, y aprovechan el agua de torrentes, por medio de conducciones de gran longitud. Utilizan turbinas Pelton y Francis.

Centrales de Media Presión:

Aquellas que poseen saltos hidráulicos de entre 20-200 metros aproximadamente. Utilizan caudales de 200m³/s por turbina. En valles de media montaña, dependen de embalses.

Las turbinas son Francis y Kaplan, y en ocasiones Pelton para saltos grandes.

Centrales de Baja Presión:

Sus saltos hidráulicos son inferiores a 20 metros. Cada máquina se alimenta de un caudal que puede superar los 300m³/s.

Las turbinas utilizadas son de tipo Francis y especialmente Kaplan.

1.4.3 Elementos de una central hidroeléctrica.

A continuación se estudia con algún detalle, los elementos constructivos que constituyen una central hidráulica ; estos elementos son :

- 1.- Presa.
- 2.- Canal de derivación.
- 3.- Tubería de presión.
- 4.- Compuertas.

- 5.- Accionamiento de la compuertas
- 6.- Órganos de obturación (válvulas)
- 7.- Cámara de turbinas.
- 8.- Tubo de aspiración.
- 9.- Canal de desagüe.
- 10.- Casa de máquinas.

1.4.4.- Ventajas de las Centrales Hidroeléctricas

La energía hidroeléctrica en general, y su uso en particular, presenta ciertas **ventajas** sobre otras fuentes de energía, como son :

Disponibilidad: Es un recurso inagotable, en tanto en cuanto el ciclo del agua perdure.

"No contamina" (en la proporción que lo hacen el petróleo, carbón, etc.): Nos referimos a que no emite gases "invernadero" ni provoca lluvia ácida, es decir, no contamina la atmósfera, por lo que no hay que emplear costosos métodos que limpien las emisiones de gases.

Produce trabajo a la temperatura ambiente: No hay que emplear sistemas de refrigeración o calderas, que consumen energía y, en muchos casos, contaminan, por lo que es más rentable en este aspecto.

Almacenamiento de agua para regadíos

Permite realizar actividades de recreo (remo, bañarse, etc)

Evita inundaciones por regular el caudal.

1.4.5.- Inconvenientes de las Centrales Hidroeléctricas

Sin embargo, también tiene una serie de **inconvenientes** :

Las presas : obstáculos insalvables , Truchas y otras especies que tienen que remontar los ríos para desovar, se encuentran con murallas que no pueden traspasar.

"Contaminación" del agua: El agua embalsada no tiene las condiciones de salinidad, gases disueltos, temperatura, nutrientes, y demás propiedades del agua que fluye por el río.

Privación de sedimentos al curso bajo: Los sedimentos se acumulan en el embalse empobreciéndose de nutrientes el resto de río hasta la desembocadura.

CAPITULO 2

SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO

2.1 Datos Físicos

La matriz eléctrica ecuatoriana posee una capacidad instalada incorporada al Sistema Nacional Interconectado (SIN) de 3.230 MW, de los cuales 53% corresponden a la generación hidráulica y 46% a la generación térmica, siendo que la generación en base al diesel responde por 28% del total nacional. La importación de energía, mediante la interconexión con la red de Colombia, representa apenas 1% de toda la energía consumida en el país (Fig 2.1), y una potencia instalada no incorporada al SIN de 40.13 MW, de las cuales 94% es térmica y 6% es hidráulica.

Alrededor de 80% de la población del país posee energía eléctrica en sus residencias (95,5% de la población urbana y 54,5% de la población rural).

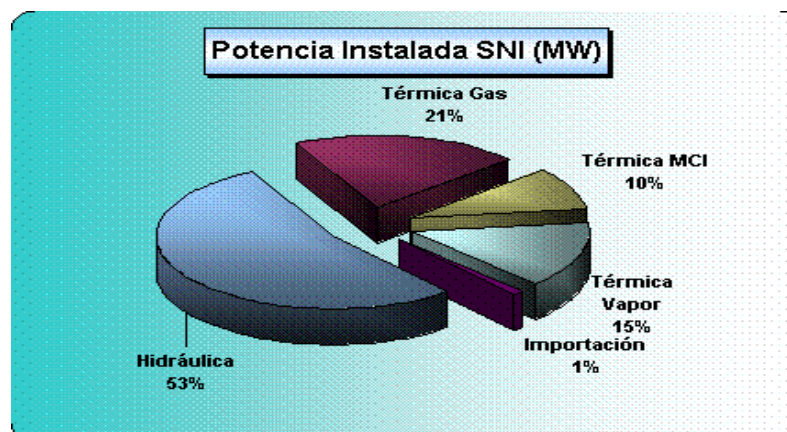


Fig.2.1 Potencia Instalada en el Sistema Nacional Interconectado

2.2 Reestructuración y el Nuevo Modelo del Sector Eléctrico

Antecedentes

Históricamente, todas las plantas de generación hidroeléctrica eran de propiedad estatal, y en su casi totalidad pertenecían al *Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL)*.

Este instituto, creado en 1961 por la *Ley Básica de Electrificación*, poseía también generadoras térmicas y la casi totalidad de las líneas de transmisión del sector eléctrico nacional. Además de eso, el INECEL era accionista mayoritario de 18 de las 19 distribuidoras y comercializadoras regionales de energía del país, teniéndose como resultado un monopolio.

En la configuración tradicional del sector, el control del sector eléctrico se daba mediante la actuación de la *Subsecretaría de Electrificación*, órgano subordinado al *Ministerio de Energía y Minas*, y que ejercía la reglamentación, la planificación y la definición de las tarifas, mientras que era

responsabilidad del INECEL la construcción y operación de las mayoría de las actividades inherentes al sector eléctrico del país.

2.3 Motivaciones y Reformas Institucionales

En 1993 fue promulgada la *Ley de Modernización del Estado*, conteniendo un conjunto de normas que visaban la reforma estructural de diversos sectores de la economía ecuatoriana, entre ellos el sector eléctrico del país. El principal objetivo de esa ley, también conocida como *Ley Trolebús I*, era el de flexibilizar los sectores que estaban bajo el monopolio del Estado y promover la participación de la iniciativa privada.

Es así que 1996, fue promulgada la ***Ley de Régimen Del Sector Eléctrico*** (LRSE), dotando así el sector de un nuevo marco regulatorio que viabilizaría su nueva estructura jurídica, institucional y regulatoria.

La LRSE estableció que las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica serán prestadas por empresas desverticalizadas. Siguiendo esta determinación y con el objetivo de dar inicio al proceso de privatización, las instalaciones de generación y transmisión de propiedad del INECEL fueron trasladadas al *Fondo de Solidaridad*. Esos activos fueron segmentados, dando origen a una empresa de transmisión (TRANSELECTRIC S.A.) y a seis empresas de generación. Esas nuevas empresas se constituyeron bajo la forma de sociedades anónimas y, en marzo de 1999, el INECEL fue definitivamente extinguido.

Las empresas de distribución que eran de propiedad del INECEL fueron transformadas en sociedades anónimas cuyos accionistas son el *Fondo de Solidaridad*.

2.4 Estructura del Sector Eléctrico

Mediante la Ley del Régimen del Sector Eléctrico se separaron las funciones de generación, Transmisión y distribución, planteando de esta manera la nueva estructura del sector, como vemos a continuación en la figura 2.2:

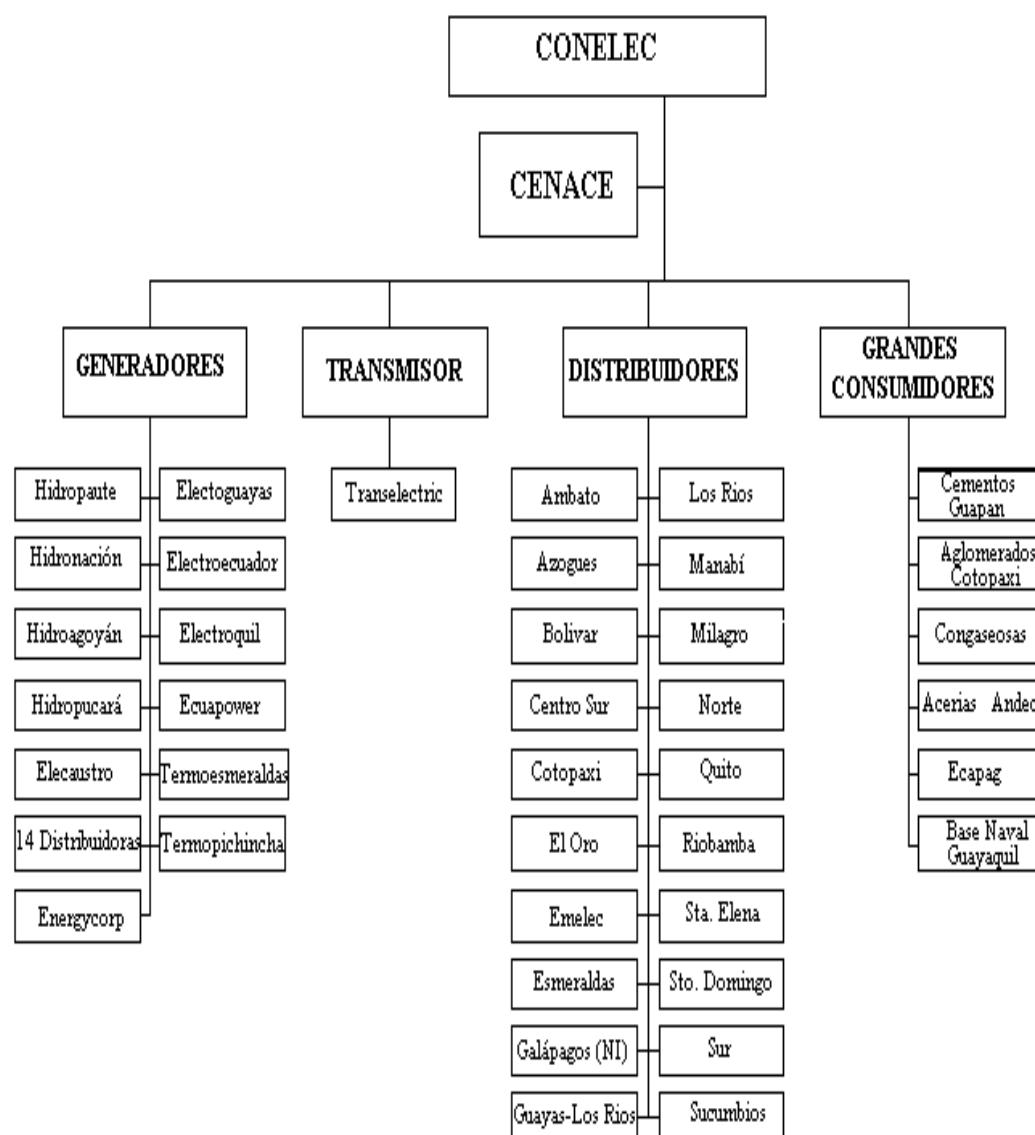


Fig. 2.2 Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano

A inicios del 2001 HIDROAGOYAN S.A. absorbió a HIDROPUCARA S.A.

EI CONELEC

Quien en representación del Estado, asume las funciones de planificación, control y fijación de tarifas.

EI CENACE

Esta entidad de naturaleza técnica e independiente fue constituida como una corporación civil de derecho privado, cuyas funciones son las de administrar las actividades del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), programar y supervisar toda la operación del Sistema Nacional Interconectado (SIN).Hacen parte de él los generadores, distribuidores y grandes consumidores.

Adicionalmente se formó el Fondo de Solidaridad como nuevo poseedor de todas las acciones de las empresas distribuidoras, así como también de las actuales instalaciones de Generación y Transmisión..

Como es de nuestra prioridad para nuestro trabajo pondremos más énfasis en la Generación.

GENERACIÓN DE ENERGIA.

La generación de energía esta a cargo de las diferentes unidades generadoras del país , las cuales aparecen como agentes competidores dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, debido a que demás de pertenecer al

régimen pueden establecer libremente contratos a plazo con las empresas y grandes consumidores o distribuidores. Estableciendo parámetros de competencia tanto entre las unidades generadoras como en el Mercado SPOT.

La generación dependiendo de la forma de operación puede ser:

Generación Obligatoria

Esta generación atiende los niveles de confiabilidad y seguridad del SIN o de un área del mismo.

Generación Forzada

La generación es forzada cuando ocurre una restricción operativa o cuando se desea mantener la calidad del servicio local, como por ejemplo cuando se presentan bajos voltajes o sobrecargas de transformadores de línea.

Generación no Solicitada

Es la generación que ingresa al sistema sin autorización del CENACE , o su salida sea después a lo dispuesto por él .

Generación Inflexible

Ocurre cuando se presentan potencias adicionales sobre las potencias despachadas, dentro de los límites declarados por los agentes y aceptados por el CENACE.

Generación Producida por Restricciones Técnicas e Inflexibilidades Operativas

Ocurre cuando por sus características técnicas debe permanecer en operación durante periodos en los cuales su costo variable de producción es superior al coto marginal en la barra de mercado. Se considera restricción técnica la generación obligada por criterios de calidad de servicio, seguridad eléctrica o por inflexibilidad de operación.

CAPITULO 3

COSTOS DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

3.1 Concepto general de costos.

El costo es un valor monetario que tiene un bien o un servicio.

El costo de producción es el valor del conjunto de bienes y esfuerzos en que se ha incurrido o se va a incurrir, que deben consumir los centros fabriles para obtener un producto terminado, en condiciones de ser entregado al sector comercial.

Entre los objetivos y funciones de la determinación de costos, encontramos los siguientes:

Servir de base para fijar precios de venta y para establecer políticas de comercialización.

- Facilitar la toma de decisiones.
- Permitir la evaluación de inventarios.
- Controlar la eficiencia de las operaciones.
- Contribuir a planeamiento, control y gestión de la empresa.

El costo de una central hidroeléctrica pueden dividirse en los siguientes elementos: alquileres, remuneraciones, la depreciación de los bienes de

capital (maquinaria y equipo, entre otros.), el costo de la materia prima, los intereses sobre el capital de operaciones, seguros, contribuciones y otros gastos misceláneos.

3.2.- Clasificación de los Costos en Centrales Hidroeléctricas

Los diferentes tipos de costos pueden agruparse en dos categorías: costos fijos y costos variables.

La clasificación en costos fijos y variables es útil en la preparación de presupuestos para las operaciones futuras.

3.3.-Costos Fijos en Centrales Hidroeléctricas

Los costos fijos son aquellos en que necesariamente tiene que incurrir la empresa al iniciar sus operaciones. Se definen como costos porque en el plazo corto e intermedio se mantienen constantes a los diferentes niveles de producción. Como ejemplo de estos costos fijos se identifican los salarios de ejecutivos, los alquileres, los intereses, las primas de seguro, la depreciación de la maquinaria y el equipo, impuestos y seguros .

El valor de los costos fijos depende del tipo de equipamiento de generación de energía eléctrica que se utiliza, el cual a su vez depende del tipo de central y de la potencia de la misma.

El costo fijo total se mantendrá constante a los diferentes niveles de producción mientras la empresa se desenvuelva dentro de los límites de su capacidad productiva inicial. La empresa comienza las operaciones con una capacidad productiva que estará determinada por la planta, el equipo, la maquinaria inicial y el factor gerencial. Estos son los elementos esenciales de los costos fijos al comienzo de las operaciones.

Bajo este sistema se afirma que los costos fijos de producción se relacionan con la capacidad instalada y ésta, a su vez, está en función dentro de un período determinado, pero jamás con el volumen de producción.

Hay que dejar claro, que los costos fijos pueden llegar a aumentar, obviamente si la empresa decide aumentar su capacidad productiva, cosa que normalmente se logra a largo plazo, por esta razón, el concepto costo fijo debe entenderse en términos de aquellos costos que se mantienen constantes dentro de un período de tiempo relativamente corto.

3.3.1.-Clasificación de los Costos Fijos en Centrales Hidroeléctricas

Los costos fijos de las centrales hidroeléctricas se clasifican:

- Depreciación
- Interés
- Impuestos, Gastos Legales y Seguros
- Costos Fijos Operacionales
- Costos Ambientales

3.3.1.1 Depreciación

a).-Generalidades.-

La depreciación es un sistema contable que tiene por mira distribuir el costo u otro valor básico del activo tangible, menos el salvamento (de haberlo) a través de la vida útil probable de la unidad en forma sistemática y racional.

Antiguamente la depreciación era considerada por el deterioro físico de un activo fijo causado por el uso y el desgaste y por acción de los elementos.

Los partidarios de la definición más moderna creen que desde el punto de vista la depreciación debe aplicarse más bien a la inversión en el activo y no al activo mismo.

A medida que se consumen las plantas y equipos generadores de ingresos, la depreciación constituirá la porción del costo de los activos fijos que la compañía disminuirá de las utilidades.

Esta depreciación se origina por el tiempo de servicio, desgaste y destrucción de la maquinaria, por la corrosión; o debido a los cambios tecnológicos, el equipo necesita ser reemplazado por una unidad más moderna.

Contablemente se realiza un cargo periódico a los resultados por la depreciación del bien, y en contrapartida, se crea un fondo para contar con los recursos necesarios para reemplazarlo al concluir su vida útil.

Los cargos periódicos que se realizan son llamados cargos por depreciación.

La diferencia entre el valor original y la depreciación acumulada a una fecha determinada se conoce como valor en libros. El valor en libros en un activo

no corresponde necesariamente a su valor de mercado. En tiempos de alta inflación, este puede llegar a ser varias veces superior, pues aquel refleja únicamente la parte del costo original que está pendiente de ser cargada a resultados.

Al valor que tiene el activo final de su vida útil se le conoce como valor de salvamento o valor de desecho, y debe mantener su valor de inventario.

La base de depreciación de un activo es igual a su costo original menos su valor calculado de salvamento y es la cantidad que debe ser cargada a resultados en el transcurso de su vida activa.

En el caso de los activos que no pueden reemplazarse se utiliza el concepto de agotamiento, esto es, la pérdida progresiva de valor por la reducción de su cantidad aprovechable.

b).- Método a usarse en la Depreciación de una Central Hidroeléctrica.

El método Lineal es el método a usarse en la depreciación de una Central Hidroeléctrica, este método supone que la depreciación anual es la misma durante toda la vida útil del activo. De acuerdo con ello, la base de depreciación se divide entre el número de años de vida útil calculada y se determina el cargo que anualmente se hará al fondo de reserva y a los resultados.

Al final de la vida útil, la depreciación acumulada más el valor de salvamento del bien debe ser igual al valor de reposición.

La depreciación acumulada crece cada año en una cantidad fija y el valor en libro disminuye en la misma cantidad.

El cálculo que debe efectuarse es el siguiente:

$$\text{Cuota de depreciación} = \frac{\text{Valor a depreciar}}{\text{Vida útil estimada}} \quad (3.1)$$

Ventajas:

1. Es de fácil aplicación.

Desventajas

1. No toma en cuenta los intereses que genera el fondo de reserva.
2. Los activos fijos tienden a depreciarse en una mayor proporción en los primeros años que en los últimos. (esto compensa el hecho de que en los primeros años los gastos de mantenimiento y reparación son menores, en tanto que aumentan con el transcurso de los años, de esta forma se logra distribuir los costos de inversión en el tiempo).

Aunque la función de la depreciación es en teoría aparentemente simple, en la realidad tiene aspectos muy difíciles, que radican en su significado y evaluación. Puede ser el objeto de la reserva de depreciación, hacer una acumulación de un fondo suficiente para retirar una inversión determinada; sin embargo, la historia no demuestra que en las inversiones se les haya

devuelto su dinero y que la planta se haya vendido como fierro viejo al final de su vida económica.

Lo que realmente sucede, en la mayoría de los casos, es el reemplazo del artículo depreciado por uno nuevo. En este sentido, entonces la depreciación viene a ser la suma que se separa para reemplazar un artículo gastado. Esto introduce en la depreciación cálculos por el cambio de valor de la moneda, un factor que cada vez es más importante, mientras mayor sea la vida económica del artículo.

Debe recordarse que, en la contabilización de la depreciación, las cantidades consignadas como depreciación, rara vez representan la depreciación real.

c).-Tabla de Porcentajes de Depreciación

Según el Sistema Uniforme de Cuentas para Organismos del Sector Eléctrico (SUCOSE) los Porcentajes de depreciación según la capacidad de la central generadora son los siguientes:

Tabla 3.1: Centrales Hidroeléctricas de 50.000 KW o más.

NOMBRE	DEPRECIACION	
	AÑOS	%
Edificios y Estructuras	50	2
Obras Hidroeléctricas	50	2
Instalaciones Electromecánicas	35	2,86
Otros Equipos de las Centrales Hidroeléctricas	35	2,86
Carreteras, caminos y puentes	60	1,67

Tabla 3.2: Centrales Hidroeléctricas mayores de 5.000 KW y menores de 50.000 KW.

NOMBRE	DEPRECIACION	
	AÑOS	%
Edificios y Estructuras	40	2,5
Obras Hidroeléctricas	40	2,5
Instalaciones Electromecánicas	33	3
Otros Equipos de las Centrales Hidroeléctricas	33	3
Carreteras, caminos y puentes	50	2

Tabla 3.3: Centrales Hidroeléctricas mayores de 500 KW y menores de 5.000 KW.

NOMBRE	DEPRECIACION	
	AÑOS	%
Edificios y Estructuras	33	3
Obras Hidroeléctricas	33	3
Instalaciones Electromecánicas	30	3,33
Otros Equipos de las Centrales Hidroeléctricas	30	3,33
Carreteras, caminos y puentes	40	2,5

Tabla 3.4: Centrales Hidroeléctricas de hasta 500 KW

NOMBRE	DEPRECIACION	
	AÑOS	%
Edificios y Estructuras	20	5
Obras Hidroeléctricas	20	5
Instalaciones Electromecánicas	20	5
Otros Equipos de las Centrales Hidroeléctricas	20	5
Carreteras, caminos y puentes	20	5

Tabla 3.5: Instalaciones Generales

NOMBRE	DEPRECIACION	
	AÑOS	%
Edificios y Estructuras	33	3
Mobiliario y equipo de oficina	10	10
Equipo de transporte	5	20
Herramientas y Equipos de Talleres	10	10
Equipo de laboratorio	10	10
Equipo de Comunicaciones	10	10
Equipos de Construcción y Mantenimiento	10	10
Equipos de Computación	5	20
Equipos de Bodega y diversos	10	10

3.3.1.2.-Interés

La cuantía del interés a abonar al conjunto del capital va de acuerdo la situación temporal del mercado del dinero, como podemos ver en la siguiente tabla publicada por El Banco Central del Ecuador.

TASAS DE INTERES REFERENCIALES NOMINALES EN DOLARES (1)							
Período	Interbancaria	Referenciales			Legal (5)*	Máxima convencional (6)*	
		Básica (2)	Pasiva (3)	Activa (4)			
Noviembre	1,05	4,83	4,83	14,43	13,73	20,60	
Octubre	1,17	5,59	5,59	14,01	13,52	20,28	
Septiembre	1,10	5,17	5,17	13,52			
Agosto	1,10	5,16	5,16	12,71	13,79	20,69	
Julio	1,25	5,41	5,41	15,01	13,79	20,69	
Junio		5,05	5,05	13,93	13,67	20,51	
Mayo	1,46	4,89	4,89	14,75	15,42	23,13	

	Abril	1,58	5,11	5,11	15,32	15,42	23,13
	Marzo	1,83	5,85	5,85	12,78	16,24	24,36
	Febrero	2,04	5,19	5,19	16,24	15,31	22,97
2002	Enero	1,74	5,34	5,34	14,93	15,10	22,65
	Diciembre	2,36	6,31	6,31	13,31	16,44	24,66
	Noviembre	2,36	6,83	6,83	16,44	16,54	24,81
	Octubre	2,60	6,65	6,65	13,31	14,57	21,86
	Septiembre	2,60	7,03	7,03	14,14	14,28	21,42
	Agosto	3,00	6,19	6,19	14,13	14,52	21,78
	Julio	3,00	6,07	6,07	14,93	15,76	23,64
	Junio	3,25	6,90	6,90	16,45	14,70	22,05
	Mayo	3,50	7,38	7,38	15,81	16,14	24,21
	Abril	3,50	6,98	6,98	13,59	15,27	22,91
	Marzo	5,00	7,17	7,17	15,27	16,64	24,96
2001	Febrero	3,50	7,11	7,11	16,4	16,42	24,63

(*) Estas tasas rigen por mes calendario

(1) Según Regulación N° 060-2000 de 11 de abril de 2000

(2) Tasa correspondiente al rendimiento promedio ponderado nominal semanal de los títulos que subaste el Banco Central del Ecuador, a plazos de entre 84 y 91 días.

(3) Tasa nominal promedio ponderada semanal de todos los depósitos a plazo de los bancos privados, captados a plazos de entre 84 y 91 días

(4) Tasa promedio ponderada semanal de las tasas de operaciones de crédito de entre 84 y 91 días, otorgadas por todos los bancos privados, al sector corporativo

(5) Corresponde a la tasa activa referencial de la última semana completa del mes anterior a su vigencia.

(6) Tasa LIBOR más el riesgo país técnicamente calificado por organismos especializados y oficialmente reconocidos por el Banco Central del Ecuador, más un margen adicional que no excederá de cuatro puntos.

* La tasa de interés para las operaciones fuera del sistema financiero es de libre contratación, pero no mayor a la tasa legal máxima

FUENTE: Instituciones Financieras y Banco Central del Ecuador.

Las tasas de interés en nuestro país seguirán registrando altos niveles debido a varios factores entre los que se destacan el riesgo país y riesgos crediticios. El riesgo país es el riesgo de que eventos de carácter político interfieran con la capacidad de cobrar los préstamos a los usuarios. Riesgo

crediticio es el riesgo de que los prestatarios no paguen sus préstamos y de que el sistema legal no los obligue a pagar.

3.3.1.3.-Impuestos, Gastos Legales y Seguros

a).- Generalidades

Los impuestos son tributos que exige el Estado a su contribuyente en base a su poder de imperio.

Los seguros son costos que se realizan para la protección de la central hidroeléctrica contra pérdidas o daños. Dentro de este costo se incluyen los gastos para seguro de accidentes e incendios, así como contra los daños por las crecidas.

Frecuentemente se agrupan los seguros y los impuestos en los presupuestos, y se consideran que varían del 2 al 5 % del costo del edificio y equipo por año. Sus valores dependen de la importancia y clase de la instalación.

b).-Tipos de Impuestos

En general, cualquier empresa haciendo negocios en Ecuador está sujeta a tributación de sus transacciones .

Las centrales pagan impuestos con tarifas locales dependiendo del terreno donde se encuentren ubicadas, el gasto es fuerte cuando se encuentran en

terrenos de mucho valor como en distritos metropolitanos. Además podemos mencionar los siguientes tipos de impuestos:

- Impuesto Municipal sobre Activos Totales

Los municipios del Ecuador fijan una tarifa de los activos totales de una compañía, refiriéndose a los estados financieros del año anterior para determinar la base imponible. Las obligaciones financieras y contingentes pendientes más de un año son deducibles.

- Impuestos Prediales

Los municipios del Ecuador fijan una tarifa sobre todos los edificios y propiedades localizados dentro de sus límites, sobre la base del valor comercial de la tierra determinado por cada municipio. Se otorga un descuento a los impuestos prediales pagados durante los seis primeros meses del año fiscal. Los impuestos pagados después están sujetos a multas e intereses por mora.

- Impuesto a la Circulación de Capital (ICC)

la Ley de Racionalización Tributaria creó el impuesto a la circulación de capitales con tarifa del 1% sobre todas las operaciones en el Sistema Financiero Nacional sean en moneda nacional o moneda extranjera, esta tarifa se redujo al 0.8% a partir del ejercicio fiscal 2000.

c).- Contribuciones Especiales

Son aquellos tributos cuya obligación tiene como hecho imponible el beneficio que los particulares obtienen como consecuencia de la realización de una obra pública.

-CONELEC

Según el Art. 20 de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, los generadores, el transmisor y distribuidores abonarán anualmente y por adelantado, dentro del primer trimestre una contribución al CONELEC para financiar las actividades del mismo.

Esta contribución será fijada en forma singular para cada generador, transmisor o distribuidor en particular y será igual a la suma total de gastos e inversiones previstos por su presupuesto multiplicada por una fracción en la cual, el numerador será la suma de los ingresos brutos obtenidos por cada uno de los generadores, el transmisor o los distribuidores, por la operación correspondiente al año calendario anterior; y, el denominador es el total de los ingresos brutos resultantes de la gestión de todos los productores, el transmisor y los distribuidores, durante igual periodo.

-CENACE

El Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico establece en el Art. 45 que los recursos económicos del CENACE se formarán con una contribución del Mercado Eléctrico Mayorista (generadores, el transmisor, distribuidores y grandes consumidores), como una alícuota calculada en forma proporcional sobre las transacciones económica efectuadas el año calendario inmediatamente anterior, la que será fijada anualmente por el directorio del CENACE. Los faltantes o sobrantes de cada ejercicio serán trasladados al año siguiente.

- TRANSELECTRIC

Los ingresos del transmisor están determinados por el uso de sus instalaciones por parte de los generadores, distribuidores y grandes consumidores. Este valor esta fijado por el CONELEC.

-Contraloría General del Estado

La Ley de La Contraloría General del Estado en el Art. 30 establece que La Contraloría General del Estado se financiará con la transferencia del **cinco por mil** de todas las instituciones del estado y, en la parte proporcional de las personas jurídicas de carácter privado, cuyo capital social, patrimonio, fondo

o participación tributaria este integrado en el 50% o más con recursos públicos.

Este monto se establece a base de los ingresos presupuestados de todos los organismos y entidades que integran el sector público.

- Superintendencia de Compañías

El inciso primero de La Ley de Compañías dispone que el Superintendente de Compañías fije anualmente las contribuciones que deban pagar las Compañías sujetas a la vigilancia y control de esta entidad, y en uso de las atribuciones que le confiere la ley dispone:

La Contribución para el año 2002, que las compañías y otras entidades sujetas a la vigilancia y control de la Superintendencia de Compañías deben pagar a esta es: el valor de el **uno por mil** de sus activos reales, de conformidad con lo establece el inciso tercero del Art. 449 de esta ley.

Esta tarifa debe ser depositada en el Banco Central a nombre de la Superintendencia de Compañías antes del 30 de septiembre de cada año.

3.3.1.4.- Costos Fijos Operacionales

Dentro de los costos fijos operacionales tenemos:

- a) Costos administrativos
- b) Costos de Operación y mantenimiento
- c) Costos Ambientales

a) Costos Administrativos

Los costos administrativos son aquellos relacionados con la administración de la gestión general de la Empresa.

En los gastos de administración se incluyen los de oficina , materiales de escritura y limpieza, gastos de correo y teléfono, entre otras. Estos pueden estimarse en forma aproximada.

b) Costos de Operación y Mantenimiento

- Descripción

El mantenimiento busca asegurar el servicio de la Central de una manera continua, segura y compatible con el medio ambiente. Se debe saber cuando realizar un mantenimiento es decir a más de considerar las exigencias del fabricante también se debe tomar muy en cuenta el historial operativo de los equipos , por tanto todas las plantas deben tener un tiempo definido para

realizar inspecciones y mantenimientos ya sea preventivos ó correctivos de tal manera se previene que la planta deje de generar.

El mantenimiento se caracteriza por:

- La búsqueda de tareas que permitan prevenir o disminuir la ocurrencia de fallas y/o disminuir las consecuencias de las mismas. Esta es una de las visiones más básicas del mantenimiento y en muchas ocasiones es el motor que mueve las estrategias de mantenimientos.
- Recuperar el desempeño, pues este se puede ver deteriorado por dos factores principales como son la pérdidas de la capacidad de producción y aumento de los costos de operación.
- Los mantenimientos deben estar dirigidos a disminuir ciertos problemas que puedan acarrear responsabilidades legales relativas a medio ambiente y seguridad.

Los generadores, sujetos al despacho económico central del CENACE, deben ejecutar los mantenimientos de las unidades de acuerdo con el programa puesto a consideración por el CENACE y aprobado por el ente regulador.

- Tipos de Mantenimientos

Se realizan varios tipos de mantenimiento como:

Mantenimiento Predictivo .- Busca mediante inspecciones periódicas determinar cuando cambiar o reconstituir una parte o equipo en función del estado actual de los mismos.

Mantenimiento Preventivo.- Involucra cambios o reconstituciones de partes o equipos bajo una base regular sin importar el estado de las mismas.

Mantenimiento Detectivo.- Busca detectar la ocurrencia de fallas ocultas .

Mantenimiento Correctivo.- Restitución del equipo al estado operativo óptimo después de la ocurrencia de una falla.

Dependiendo del tipo de Central las exigencias de mantenimiento pueden ser mayores, también debe tenerse en cuenta que los mantenimientos no son función de la antigüedad de las unidades sino también de otros factores: como son excesivo desgaste por sólidos en el agua turbinada, desgaste prematuro de algunas partes como fisuras en cuellos de rodetes

El mantenimiento también puede analizarse desde diferentes puntos de vista como:

Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

Esta técnica se basa en seleccionar mantenimiento sólo donde las consecuencias de falla así lo requieren, para esto se requiere hacer un estudio exhaustivo de todas las funciones, fallas, modos y consecuencias de fallas para luego decidir que tipo de mantenimiento hacer. Establece un orden de prioridades: la seguridad y ambiente, producción y costos de reparación. De esta manera mejora los niveles de confiabilidad, disponibilidad y seguridad.

Mantenimiento Productivo Total

Se apoya fuertemente en limpieza y lubricación como fuentes que eliminan problemas crónicos. Requiere de una profunda cultura de trabajo en equipo y sentido de propiedad de los bienes de los trabajadores. Está muy ligado a los conceptos de mejoramiento continuo de la calidad.

- El mantenimiento está previsto para conocer el estado actual y la evolución futura de los equipos principales de la central, obteniendo la máxima información de cómo el funcionamiento afecta a la vida de la **turbina**, del **generador** y del **transformador**, con el objetivo de detectar cualquier anomalía antes de que origine un grave daño y una parada no programada. para asegurar la disponibilidad de los grupos.

- Tipos de costos Involucrados en el Mantenimiento y Operación

Están relacionados con el rendimiento de la central. Estos costos son fijados por la cantidad de revisiones, inspecciones y en general las actividades y controles que se realizan a los equipos, comprende:

- Costos del Personal de Operación y Mantenimiento
- Materiales y repuestos

Costos del Personal de Operación y Mantenimiento

El personal de la planta debe ser técnicamente calificada y sus costos están de acuerdo a sus conocimientos.

Dentro de este equipo de trabajo tenemos:

- Jefe de ingeniería
- Inspectores y controladores de operación
- Seguridad general de la planta

c) Costos Ambientales

- Impacto Ambiental de la Energía Hidroeléctrica

En términos generales el impacto ambiental de los proyectos hidroeléctricos puede clasificarse en dos categorías: Impacto sobre el medio ambiente físico y el impacto sobre el ambiente socioeconómico del entorno.

El primero está relacionado con el uso de la tierra y los recursos naturales como el agua, la flora y la fauna. El segundo se refiere al impacto sobre las poblaciones, vías de comunicación (terrestres y lacustres), agricultura, y otras actividades económicas del entorno. También comprende cuestiones culturales como la existencia de zonas de valor arqueológico.

Básicamente el impacto ambiental de los proyectos hidroeléctricos ocurre durante la fase de construcción y las medidas de mitigación que usualmente se adoptan son el reasentamiento y mejora de las condiciones socioeconómicas (educación, salud, electrificación, vialidad, ordenamiento, etc) de las poblaciones afectadas, la compensación económica por el uso de tierras con valor e infraestructura comercial, la reforestación y el desarrollo de la piscicultura.

Los costos ambientales están relacionados con los medios que se utilizan para prevenir, atenuar y/o compensar los impactos ambientales negativos y en el caso de la presencia de impactos ambientales positivos las medidas están orientadas a afianzar y consolidar las propuestas de desarrollo socioeconómico y ambiental. A estos medios se le asigna un valor monetario, el mismo que puede minimizar los riesgos a largo plazo.

Las empresas deben ser suficientemente flexibles, dinámicas, creativas y rentables, para generar un desarrollo económico sustentable y proporcionar, tanto la capacidad de gestión, como los recursos técnicos y financieros indispensables para solucionar los problemas ambientales.

La tarea anterior no es fácil, ya que en un comienzo no se visualizan claramente los beneficios de una adecuada gestión ambiental y sólo se asocia a costos e inversiones sin retornos tangibles y a una permanente fuente de conflictos con las Autoridades Ambientales. Estas últimas deben responder a las presiones de la sociedad, fijando las regulaciones que en muchos casos no han sido hechas con la óptica económica deseada, resultando una incertidumbre respecto a si el beneficio ha sido efectivamente mayor que el costo para la sociedad.

-Impactos Negativos y Medidas de Atenuación

Se mencionan a continuación algunos impactos que se presentan con frecuencia en las Centrales Hidroeléctricas así como también sus medidas de prevención, los mismos que no constituyen un listado exhaustivo ni limitativo.

Impactos Negativos Potenciales	Medidas de Atenuación
Directos	
<p>Efectos, ambientales negativos, de la construcción:</p> <p>contaminación del aire y del agua como resultado de la construcción y de la eliminación de los desperdicios;</p> <p>erosión del suelo;</p> <p>destrucción de la vegetación;</p> <p>destrucción de saneamiento y salud en los campamentos de salud.</p>	<p><u>Medidas para reducir los impactos:</u></p> <p>control de la contaminación del aire y agua;</p> <p>ubicación cuidadosa de los campamentos, edificios, excavaciones, canteras, depósitos de basura y desechos;</p> <p>precauciones para reducir la erosión;</p> <p>reclamos de la tierra;</p>
<p>Dislocación de la gente que vive en la zona inundada.</p>	<p>Reubicar a la gente en área adecuada;</p> <p>Proveer compensación en especie por los recursos perdidos;</p> <p>Proporcionar los servicios adecuados de salud, infraestructura y oportunidades de empleo;</p>

<p>Perdida de terreno (agrícola, bosques, pastos, humedales) a causa de su inundación para formar el reservorio.</p>	<p>Ubicar la represa de tal modo que se reduzcan las pérdidas;</p> <p>Reducir el tamaño de la represa y el reservorio;</p> <p>Proteger áreas de igual tamaño en la región para compensar las pérdidas;</p> <p>Crear terrenos utilizables en las áreas que, previamente, no eran apropiadas, para compensar las pérdidas;</p>
<p>Perdidas de propiedades históricas, culturales o ascéticas a raíz de la inundación.</p>	<p>Seleccionar el sitio de la represa, o reducir el tamaño del reservorio para evitar pérdidas;</p> <p>Recuperar o proteger el patrimonio cultural;</p>
<p>Perdidas de tierras silvestres y hábitats de la fauna.</p>	<p>Ubicar la represa o disminuir la magnitud del reservorio para evitar o reducir las pérdidas;</p> <p>Establecer parques compensatorios o áreas reservadas.</p> <p>Recatar a los animales y reubicarlos.</p>

<p>Proliferación de las hierbas acuáticas en el reservorios y aguas abajo, impidiendo la descarga de la represa, los sistema de riego, la navegación y la pesca, y mayores perdidas de agua por transpiración.</p>	<p>Limpiar la vegetación lignosa de la zona del reservorio antes de inundarla (eliminar los nutrientes).</p> <p>Disponer medidas para controlar la maleza.</p> <p>Cosechar la vegetación para compost, forraje o biogás</p> <p>Regular la descarga del agua y manipular los niveles de la misma para desalentar el crecimiento de la maleza.</p>
<p>Degradación de la calidad del agua del reservorio</p>	<p>Limpiar la vegetación lignosa de la zona de reservorio antes de inundarla.</p> <p>Controlar el uso de la tierra, las descargas de las aguas servidas y la aplicación de agroquímicos en la cuenca hidrográfica.</p> <p>Limpiar el tiempo de retención del agua en el reservorio.</p> <p>Instalar salidas a diferentes niveles para evitar la descarga de agua sin oxígeno.</p>

<p>Sedimentación del reservorio y pérdida de su capacidad de almacenamiento.</p>	<p>Controlar el uso de la tierra en la cuenca hidrográfica (prevenir, especialmente, la tala de los bosques para agricultura).</p> <p>Implementar actividades de reforestación y/o conservación de suelos en las cuencas hidrográficas (efecto limitado).</p> <p>Eliminar, hidráulicamente, los sedimentos (lavado, corrientes de agua, liberación de corrientes de alta densidad).</p> <p>Operar el reservorio de tal manera que se reduzca la sedimentación (significa la pérdida de ciertos beneficios energéticos).</p>
<p>Formación de depósitos de sedimentos en la entrada del reservorio, creando un efecto de contracorriente, e inundando y saturando las áreas, aguas arriba.</p>	<p>Lavar el sedimento, corrientes de agua.</p>

<p>Lavado del lecho del río, aguas abajo de la represa.</p>	<p>Diseñar una trampa eficiente, para eliminar el sedimento (p. ej., lavar el sedimento, corrientes de agua) para aumentar el contenido de sal del agua liberada.</p>
<p>Reducción de la agricultura en la planicie de inundación (recesión).</p>	<p>Regular la liberación de agua de la represa para duplicar, parcialmente, el sistema natural de inundación.</p>
<p>Salinización de los terrenos aluviales.</p>	<p>Regular el flujo para reducir el efecto.</p>
<p>Intrusión del agua salada a los esteros y aguas arriba.</p>	<p>Mantener un caudal mínimo, por lo menos, para impedir la intrusión.</p>
<p>Interrupción de la pesca en el río, debido a los cambios en el flujo, el bloqueo de la migración de los peces, y el cambio en la calidad del agua.</p>	<p>Mantener un flujo mínimo, por lo menos, para la pesca.</p> <p>Instalar gradas para los peces, y otros medios para que puedan pasar.</p> <p>Proteger los sitios de desove.</p> <p>Implementar acuicultura y desarrollar la pesca en el reservorio como compensación.</p>

Se agarran las redes en la vegetación sumergida del reservorio.	Desbrozar, selectivamente, la vegetación antes de la inundación.
Aumento de las enfermedades relacionadas con el agua.	Diseñar y operar la represa para reducir el habitat de los organismos que producen enfermedades. Emplear profilaxis y tratar la enfermedad.
Demandas opuestas en cuanto al uso del agua.	Planificar el manejo de la represa dentro del contexto de los planes regionales de desarrollo. Distribuir el agua equitativamente entre los grandes y pequeños agricultores y entre las diferentes regiones geográficas del valle.
Trastorno social y reducción del nivel de vida de la gente reasentada.	Mantener el nivel de vida, asegurando que el acceso a los recursos sea, por lo menos, igual a lo que se perdió. Proveer servicios sanitarios y sociales.

<p>Degradación ecológica debido al aumento de presión sobre la tierra.</p>	<p>Seleccionar el sitio de reasentamiento para evitar que se supere la capacidad de carga de la tierra.</p> <p>Aumentar la productividad o mejorar el manejo de la tierra (mejoramiento de la agricultura, el pastoreo y la silvicultura) para que pueda soportar una población más grande.</p>
<p>Trastorno/destrucción de los grupos indígenas y tribus.</p>	<p>Evitar el desplazamiento de las personas no asimiladas, culturalmente; donde esto no sea posible, reubicarlas en una área que les permita mantener su estilo de vida y costumbres.</p>
<p>Aumento de humedad y neblina, localmente, creando un habitat favorable para reproducción de insectos que causan enfermedades (mosquitos, etc).</p>	<p>Controlar dicha reproducción.</p>

Indirectos	
Migración incontrolada de la gente hacia el área, gracias a los caminos de acceso y la líneas de transmisión.	Limitar el acceso, implementar desarrollo rural y servicios de salud para tratar de reducir el impacto.
Problemas ambientales como resultados del desarrollo que posibilita la represa (agricultura con riego, industrias, crecimiento municipal).	Implementar planificación integral en toda la cuenca para evitar el uso excesivo, abuso y uso incompatible de los recursos terrestres y acuáticos.
Exteriores	
Mal uso de las tierras de las áreas de captación sobre el reservorio, produciendo mayor sedimentación y cambios en la calidad del agua.	Incluir en la planificación del uso de la tierra, las áreas de la cuenca hidrográfica que se encuentren encima de la represa.

El impacto ambiental causado por la construcción de grandes reservorios debe ser analizado aún, dada la irreversibilidad de sus efectos, tanto en el agua como en la flora del cuerpo de agua resultante. Se sabe que la construcción de un reservorio elimina fauna y flora de extensiones territoriales que pueden ser únicas en su especie, así como el

desplazamiento de personas hacia lugares y en muchos casos costumbres diferentes. Esto se ha visto en casos como en los embalses de Amaluza, Poza Onda, Pisayambo, entre otras.

El paso más importante que debe dar una empresa es pasar de una actitud reactiva a una proactiva frente a los problemas ambientales, ya que siempre resultará más caro corregir que prevenir.

Según varios estudios de impacto ambiental de desarrollos hidroeléctricos han determinado que las medidas de mitigación alcanzan un costo que oscilan entre un 8% y 13% del costo de inversión total, siendo el costo ambiental durante la fase de operación despreciable. En dichos casos no se ha observado una correlación entre la magnitud eléctrica (potencia, energía, etc) del proyecto y el costo ambiental, pero si con relación a la magnitud de la población y el uso de la tierra afectado

Efectos Positivos de los Proyectos Hidroeléctricos

- 1) El control de las crecidas.
- 2) El asegurar caudales mínimos para las zonas regadas.
- 3) El riego de miles de ha.
- 4) La generación de energía eléctrica.

3.4.-COSTOS VARIABLES EN CENTRALES HIDROELECTRICAS.

Los costos variables de producción son aquellos necesarios para operar y mantener la unidad o planta generadora. Estos costos son dependientes y están en función de la energía producida. El costo variable total se mueve en la misma dirección del nivel de producción, y se los conoce como costos variables de operación.

3.4.1.-Costos Variables de Operación

Los costos de operación se basan en lo que se gasta por la operación de la, su magnitud estará en proporción directa con la energía producida; por lo tanto su cargo se hace como un costo unitario por KWh de consumo, según registre el sistema de medición del consumidor.

Los costos de operación en las plantas Hidráulicas son relativamente pequeños comparados con los costos de inversión.

Los componentes de los costos de operación son:

- a) Costo por uso del agua
- b) Costos de la energía eléctrica para servicios auxiliares.
- c) Costos variables de mantenimiento

a) Costo por uso del Agua

Para mejor entendimiento sobre el costo por uso del agua, es conveniente conocer el uso y manejo de los recursos hídricos de nuestro país.

RECURSOS HÍDRICOS DEL ECUADOR

El territorio nacional se divide en 31 Sistemas Hidrográficos. Los aportes totales de la red hidrográfica nacional, con un error del 30% probable, son de 110 billones de m³ por año en la vertiente del Océano Pacífico y de 290 billones de m³ por año en la vertiente Amazónica. Existe una gran heterogeneidad de la distribución espacial de los caudales en las diferentes regiones geográficas del Ecuador, dado por las diversas condiciones físico-climáticas imperantes en el territorio nacional.

Uso y Manejo del Agua para Electricidad.

De los sistemas hidroeléctricos en operación, el 88.32% de la energía proviene de grandes centrales hidroeléctricas, el 9.22% de medianos aprovechamientos; y, el 2.46% de pequeñas centrales.

El mayor problema de los proyectos de generación de energía, en relación con la calidad de agua, son los sólidos suspendidos que provocan un excesivo desgaste del equipo hidromecánico, especialmente de las turbinas y válvulas de las centrales hidroeléctricas, y el arrastre de sedimentos que acortan la vida útil de los embalses.

Los problemas en la cuenca del Río Paute en relación con el control de agua y sedimentación, se esperan disminuyan con la presa Mazar. El control de

agua mejoró en este año con la entrada en servicio de la presa Chanlud. Actualmente, el aporte sedimentológico al embalse de Amaluza se estima en 2.6 a 2.8 millones de metros cúbicos al año, de los cuales se draga unos 500.000 m³ /año.

La cuenca alta del Río Pastaza, incluye los proyectos hidroeléctricos Pisayambo y Agoyán. En el documento “Análisis de la Sedimentación en el Embalse Agoyán”, elaborado por INECEL en 1987, se indica que el Río Pastaza transporta una carga media anual total de sedimentos de 7'700.000 ton/año, calculándose en 35 el número de lavados por año necesarios para evacuar los sedimentos depositados en el embalse.

Intervención pública y privada en el agua

Según la Ley de Aguas vigente, el agua de los ríos, lagos, lagunas, manantiales y las subterráneas, son bienes nacionales de uso público, están fuera del comercio y su dominio es inalienable e imprescriptible. Su asignación se realiza mediante concesión de derechos de aprovechamiento por parte del Consejo Nacional de recursos hídricos (CNRH), a través del dictamen del Jefe de la Agencia de Agua.

El esquema de tarifas del agua para sus diferentes usos, en general indiferenciado y subsidiado, es un limitante para recuperar los costos de operación y mantenimiento y a la vez disminuir el desperdicio y las pérdidas no técnicas. Igualmente, las penas establecidas por contaminación del agua

no guardan relación con la gravedad de las faltas y no se establecen estímulos para motivar cambios en los procesos productivos.

El uso y manejo adecuado del agua es de vital importancia en la administración integral de los recursos naturales desde el punto de vista sustentable. Es por eso que, para conocer sus mecanismos de uso y manejo, tiene que ser entendido desde la perspectiva del máximo organismo rector del agua en el Ecuador, que es el Consejo Nacional de Recursos Hídricos (CNRH), de las corporaciones regionales de desarrollo y de organismos locales, encargados de la planificación hídrica. Consejo Nacional de Recursos Hídricos (CNRH):

La erosión ha reducido la capacidad productiva de los suelos, ha incrementado la carga de sedimentos en los cauces y ha contribuido a la alteración del ciclo hidrológico.

- Sistema tarifario del agua por su uso

El sistema tarifario que rige en el país es el dado por la Ley de Aguas, el cual está clasificado según los usos. Las recaudaciones que se realicen por concesiones del derecho de aprovechamiento de agua se realizarán en proporción y condiciones que el reglamento del CNRH establezca y será expedido por la Función Ejecutiva.

Los concesionarios de un derecho de aprovechamiento de aguas, pagarán al Consejo Nacional de Recursos Hídricos las siguientes tarifas únicas anuales.

Para fines industriales, por el agua superficial, y subterránea, derivadas de ríos, manantiales, lagunas naturales y mantos acuíferos que constituye un componente mayoritario de los productos elaborados, los concesionarios pagarán anualmente de acuerdo con la tabla siguiente:

Tabla 3.6: Sistema tarifario del agua para uso industrial.

BASE	HASTA	TARIFA BASE	ADICIONAL (Por c/mil m³)
m³/año	m³/año	(US \$)	(US\$ 1,000 m³)
.....	10.000	0.74
10.000.01	100.000	7.35	0.59
100.000.01	1'000.000	60.30	0.49
1'000.000.01	10'000.000	501.54	0.39
10'000.000.01	100'000.000	4031.43	0.29
100'000.000.01	30505.60	0.25

El control de volumen utilizado por la industria se hará por el sistema de medidores de cualquier marca y tipo, los que serán instalados por cada industria a su costa en el sitio de entrada al servicio, de tal forma que mida el caudal concedido.

Para las aguas de mesa minerales y no minerales, que se expendan envasadas o al granel, los concesionarios pagarán dos diezmilésimas de dólar por cada litro concesionado (US \$ 0.0002/litro).

Para la producción de **energía hidroeléctrica**, pagarán trescientos cuarenta y cuatro diez millonésimos de dólar por cada metro cúbico (**US \$ 0,0000344/m³**) de agua utilizada o su equivalente en dólares.

Las tarifas señaladas anteriormente (Art. 72, Ley de Aguas), se aplicarán por el período de tres años a cuyo término el Consejo Nacional de Recursos Hídricos procederá, a la revisión de las mismas, considerando los factores económicos que incidan sobre éstos valores; y, las concesiones vigentes a la fecha automáticamente actualizarán sus tarifas de conformidad con este Decreto.

-Importancia Económica de algunos usos del agua

A continuación podemos comparar el beneficio que se obtiene de los diferentes usos del agua:

Tabla 3.7: Beneficios según el uso del agua

USO	BENEFICIOS (millones de sucres)	AÑO
Hidroelectricidad	574,7	1996
Agua Potable	19,0	1996
Producción Camaronera	440,0	1996
Producción Agrícola (75% del valor total)	1.189,5	1994
Total	2.223,2	

(Fuente: CNRH, 1999.)

En el caso de riego se han realizado grandes inversiones para la construcción de los proyectos sin contemplar un verdadero programa de desarrollo agrícola y con poco beneficio para los potenciales usuarios y para el país.

b) Costos de Energía Eléctrica para Servicios Auxiliares

Los Generadores necesitan energía eléctrica para alimentar sus sistemas secundarios (auxiliares) y ésta puede obtenerse de tres maneras:

- Autogeneración

- Comprarla en el Mercado Eléctrico Mayorista ó
- Comprarla a la Empresa eléctrica que corresponda.

Cuando se compra en el Mercado Eléctrico Mayorista el precio de la energía eléctrica va de acuerdo al precio establecido por el mismo y si es a la Empresa Eléctrica depende de la tarifa vigente.

c) Costos Variables de Mantenimiento

Los costos variables de mantenimiento son los producidos por la necesidad de contratar mano de obra adicional necesaria para el mantenimiento en cualquiera de las áreas eléctrica, mecánica o civil y además los repuestos necesarios para las reparaciones a realizarse.

CAPITULO 4

METODOLOGIA PARA ESTABLECIMIENTO DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN.

4.1. Generalidades

El problema del calculo del precio del costo presenta un aspecto que lo hace muy complejo. Cuando se trata de un producto cualquiera, se puede adaptar el ritmo de producción a la demanda y los medios de que dispone la empresa: sobre todo, se puede actuar sobre los plazos de entrega de forma que el ritmo de producción resulte lo más regular posible, aunque el ritmo de la demanda presente irregularidades. Por consiguiente se pueden determinar los precios de costo, mediante cálculos más o menos complejos que relacionen el número de objetos producidos en un tiempo determinado con los gastos de producción correspondientes.

Este no es el caso en el suministro de la energía eléctrica, ya que las empresas han de suministrar toda la energía que los usuarios puedan

consumir en un momento dado, sin previo aviso al personal de la empresa, y mediante la simple conexión de un interruptor. Es decir que una sociedad productora de energía eléctrica se encuentra, no frente a un diagrama de consumo aproximadamente lineal y relativamente sencillo de demanda de energía, sino antes curvas de demanda, muy complejas. Es necesario en estos casos con un profundo estudio para determinar la importancia de factores aleatorios y que deben condicionar el valor de las centrales de producción, de las líneas de transporte de energía y de las redes de distribución que son necesarias y por lo tanto, también de los capitales que deben invertirse, de forma que se puedan hacer frente a la máxima demanda que puedan presentarse.

Por lo tanto en este caso particular el problema del precio del costo consiste en preparar, calcular y resolver una función de parámetros múltiples y de carácter aleatorio que actualmente solo puede resolverse en forma aproximada.

Para determinar los costos totales para generar energía eléctrica en una Central Hidroeléctrica se considera que:

$$\text{Costos totales} = \text{Costos Fijos} + \text{Costos Variables} \quad [\text{US\$/kWh}] \quad (4.1)$$

4.2.-DETERMINACION DE COSTOS FIJOS

Los costos fijos dependen de la Potencia Instalada debido a que aunque no se produzca energía existe un capital invertido en estas centrales productoras, es decir estos costos serán mayores cuanto mayor sea la Potencia Instalada.

Como se expuso en el capítulo anterior los costos fijos se obtendrán de:

$$\begin{aligned} \text{Costos fijos} = & \text{Depreciación} + \text{Anualidad del Capital} + \text{Interés} + & (4.2) \\ & \text{Impuestos, Gastos Legales y Seguro} + \\ & \text{Costos Fijos Operacionales} \end{aligned}$$

Los componentes de los costos fijos están asociados con el capital invertido en la Central Hidroeléctrica como podemos ver a continuación:.

Capital Invertido

$$C = fc * P \quad (4.3)$$

C=Capital invertido(en la implantación e instalación de la central).[US\$]

fc= Capital por kilovatio instalado [US\$/kW]

P= Potencia Instalada. [kW]

Depreciación

$$D = \frac{C}{n} \quad (4.4)$$

$$D = d * C \quad (4.5)$$

D= depreciación total anual de la central. [US\$/año]

d= Depreciación unitaria en un año.

C= Capital invertido. [US\$]

n= Años de vida útil de la Central Generadora. (años)

Interés

$$I = i * C \quad (4.5)$$

I= Interés del Capital Invertido. [US\$/año].

i= tasa de Interés anual

C= Capital invertido. [US\$]

Impuestos, Gastos Legales y Seguros

$$IS = s * C \quad (4.6)$$

IS= Impuestos, Gastos Legales y Seguros anuales. [US\$/año]

s= tasa de impuestos y seguros

C= Capital invertido. [US\$]

Costos Fijos Operacionales

$$CFO = CA + COM + CAm \quad (4.7)$$

Donde:

CFO= Costos Fijos Operacionales. [US\$/año]

CA = Costos Administrativos. [US\$/año]

COM= Costos de Operación y Mantenimiento. [US\$/año]

CAm= Costos Ambientales [US\$/año]

$$CFO = kco * P \quad (4.8)$$

Donde:

kco = costos fijos operacionales unitarios (US\$/kW*Año)

P= Potencia Instalada. [kW]

Los costos fijos pueden expresarse:

$$\text{Costos fijos} = D + I + A + IS + CFO \quad (4.9)$$

$$\text{Costos fijos} = (d + i + fa + s) * C + kco * P \quad (4.10)$$

$$\text{Costos fijos} = (d + i + fa + s) * fc * P + kco * P \quad (4.11)$$

Donde:

d= Depreciación unitaria en un año.

i= tasa de Interés anual

fa= factor de anualidad.

s= tasa de impuestos y seguros

kco = costos fijos operacionales unitarios (US\$/kW*Año)

C=Capital invertido(en la implantación e instalación de la central).[US\$]

fc= Capital por kilovatio instalado [US\$/kW]

P= Potencia Instalada. [kW]

Es decir:

$$\text{Costos fijos} = f * P \quad (4.11)$$

Donde:

f = factor de costos fijos.

P = Potencia instalada [kW]

Por tanto

$$f = (i+d+fa+s) * fc + kco \quad (4.12)$$

NOTA.- Según el Artículo 8 del Reglamento de Tarifas, la anualidad de las inversiones consideradas a la Tasa de Descuento y para una vida útil aprobadas por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, se agregarán a los costos fijos correspondientes de la central. Siendo la tasa de descuento anual del 11.2%.

4.3-COSTOS VARIABLES

Estos costos dependen de la energía producida. En efecto, en una instalación dada, cuando comienza a producirse energía, surgen nuevos gastos. Todos estos costos aumentan mientras más tiempo esté en funcionamiento la central.

$$\text{Costos Variables} = \text{Costos de Operación} \quad (4.13)$$

Costos de Operación

$$\text{Costos de Operación} = Ca + Caux + CM \quad (4.14)$$

Donde:

Ca= Costo del agua.[US\$/año]

Caux= Costo de la energía eléctrica para consumo de
auxiliares.[US\$/año]

CM= Costo de mantenimiento.[US\$/año]

$$\text{Costos de mantenimiento} = \text{mano de obra adicional} + \text{materiales y repuestos} \quad (4.14)$$

Como hemos visto anteriormente los costos variables cambian en función de la energía eléctrica producida, por lo cual podríamos expresarlo como:

$$\text{Costos variables} = b \cdot E_a \quad (4.15)$$

Donde:

b = gastos variables unitarios (US\$/año)

E_a = energía producida por la central en un año (kWh)

4.4 Determinación del Costo de Producción de Generación Hidroeléctrica

Por tanto el costo total de producción será:

$$\text{Costo total} = (d + i + f_a + s) \cdot f_c \cdot P + k_{co} \cdot P + b \cdot E_a \quad (4.16)$$

Si en base a los criterios estudiados se adopta:

$$f_r > 1$$

$$fr = \frac{P}{P_{\max}} \quad (4.17)$$

Donde:

fr= factor de reserva de la central

P = capacidad instalada de la central (kW)

Pmax= Demanda máxima de potencia (kW)

Luego introduciendo en la ecuación (4.16) obtenemos:

$$\text{Costo total} = (d + i + fa + s) * fc * fr * P_{\max} + kco * fr * P_{\max} + b * Ea \quad (4.18)$$

Dividiendo el costo total de la central para la energía eléctrica producida Ea, obtenemos el costo del kWh:

$$\text{Costo kWh} = \frac{(d + i + fa + s) * fc * fr * P_{\max} + kco * fr * P_{\max}}{Ea} + \frac{b * Ea}{Ea} \quad (4.19)$$

En toda Central hidroeléctrica para obtener el máximo rendimiento de los elementos que se utilizan para producción de energía eléctrica interesa que

las horas de utilización sea lo más elevado posible, por ello considerando el factor de utilización el mismo que es igual a:

$$Tu = \frac{Ea}{P_{\max}} \quad \text{h/año} \quad (4.20)$$

Donde:

Tu= tiempo de utilización de la central (h/año)

Introduciendo en la ecuación (4.19) tenemos:

$$CostokWh = \frac{fr(d + i + fa + s) * fc^* + kco}{Tu} + b \quad (4.21)$$

4.5 Descripción del Programa para Establecer el Costo de Generación Hidroeléctrica

Se ha realizado un programa para establecer el costo de generación hidroeléctrica, el mismo que se describe a continuación.

Para que la metodología estudiada en la primera parte de este capítulo sea aplicada a cualquier central hidroeléctrica de una manera rápida, se ha utilizado como herramienta el programa Microsoft Excel ya que de ella se puede hacer uso de varias funciones matemáticas.

El programa en Microsoft Excel está estructurado en tres partes que son:

- Cálculo de Costos fijos
- Cálculo de costos Variables
- Costo Total

Cálculo de Costos Fijos:

En esta hoja de cálculo se ingresa la potencia instalada de la central hidroeléctrica que se analiza, especificando si es de pasada o embalse como se indica en la misma , así como también los costos fijos del año en estudio tales como:

- Depreciación
- Interés
- Anualidad
- Impuestos, Gastos Legales y Seguros
- Costos Fijos Operacionales
- Costos Ambientales

Luego mediante fórmulas matemáticas, se obtiene de manera sencilla factores que son utilizados para determinar el costo total de generación hidroeléctrica.

Cálculo de costos Variables:

En esta hoja de cálculo se ingresa la energía generada de la central hidroeléctrica analizada , además los costos variables del año en estudio :

- Costo por uso del agua; Para el cual se ingresa el precio del agua para consumo hidroeléctrico y la cantidad de agua (m³) necesaria para producir le energía generada.
- - Costos de la energía eléctrica para servicios auxiliares.
- Costos variables de mantenimiento

Costo Total

Muestra el costo total, que es determinado por medio del uso de fórmulas que relacionan los factores obtenidos de las hojas anteriores, es decir de costos fijos y costos variables, además el factor de reserva y el tiempo de utilización de la central que son calculados en esta hoja luego del ingresar como dato la potencia máxima de la central.

El detalle de cada una de las hojas de cálculo del programa descrito pueden ser observadas en el anexo # 1.

CAPITULO 5

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA HIDROAGOYAN

Antes de realizar la aplicación de la metodología mencionada en el capítulo anterior primero mostramos en breves rasgos las características de la Central Hidroeléctrica Hidroagoyán, la misma que está dividida en:

- Central hidroeléctrica Pucará
- Central Hidroeléctrica Agoyán

5.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARA

5.1.1 Descripción de la Central

La central hidroeléctrica Pucará tiene una potencia instalada de 80 MW y una generación anual del orden de los 270 millones de kWh,.

El costo de esta central fue de 72 millones de dólares y entró en operación en 1978.

Es una central de punta, ya que entra a generar en las horas pico, o cuando el CENACE lo requiera, y gracias a que puede almacenar agua por bastante

tiempo, no tiene problemas en generar a su máxima potencia cuando se lo solicitan.

Aprovecha los recursos hídricos de la laguna de Pisayambo, que se encuentra a una altitud de 3537 m.s.n.m. y tiene una superficie de 8 Km². El embalse tiene un volumen total de almacenamiento de 100.706.000 m³ de agua, de los que 90.000.000 son de volumen útil. La cota de nivel máximo de almacenamiento es de 3565.00 m.s.n.m. y la cota de nivel mínimo de operación es de 3541.00 m.s.n.m.

La casa de máquinas en Pucará es subterránea y a ella se accede a través de un túnel de 223 m. de longitud, hasta una caverna de 47.50 m. de largo, 12m. de ancho y 25.45 m. de alto.

En dicho lugar se alojan dos grupos turbina-generador-transformador de 40 MVA cada uno.

Las dos turbinas son tipo PELTON, eje vertical, de seis inyectores, con una potencia nominal de 36.5 MW con un caudal de agua de 9.3 m³/s, a una velocidad de 514.3 r.p.m.

Por la necesidad de mantener el servicio permanente de energía eléctrica para los SERVICIOS AUXILIARES de la Central cuando esta no opera o esta en servicio, se tiene una alimentación externa a nivel de 13.8 KV desde la

Empresa Eléctrica Ambato, o través del generador electrógeno de emergencia de la Central

5.1.2 Datos

Los datos necesarios para la aplicación de la metodología se obtienen :

Datos de Costos Fijos.- De los estados financieros de la central.

Datos de Costos Variables .- El estudio se hace a partir del año 2001 y es proyectado hasta el año 2012, para ello se hace uso de datos históricos de energía par el consumo de auxiliares, energía producida y agua turbinada, los mismos son obtenidos de informes entregados por el departamento de operación de la central y de datos proyectados por el CENACE de energía producida.

Los datos utilizados de la Central Hidroeléctrica Pucará pueden observarse en las tablas 5.1. y 5.2.

5.1.3 Resultados Obtenidos

Los costos de producir energía eléctrica para la Central Hidroeléctrica Pucará pueden observarse en el anexo # 2.

5.1.4 Análisis de resultados

Luego de la aplicación de la metodología, se pueden observar los resultados en el anexo # 2. Se ha obtenido un costo promedio de producción de energía eléctrica de 7.31 US\$ctvs/kWh , para el periodo 2001-20012.

Para el año 2002 se tiene un costo de generación de 6.64 US\$ctvs/kWh es inferior a el costo determinado en los otros años debido a que en este año se produce mayor cantidad de energía eléctrica, por tanto las horas de utilización para el año 2002 son mayores y este es inversamente proporcional al costo de producción de la energía , es decir que mientras más se aprovecha la capacidad de la central se obtiene menor es el costo de generación.

Como se puede ver entre los costos totales fijos y variables existe una gran diferencia teniendo que los costos totales fijos son aproximadamente 30 veces más que los costos totales variables.

Para de analizar los costos de producción de generación, se utilizo algunos factores tales como factor de reserva y el tiempo de utilización de la central, los mismos que se comprobó se encuentran dentro de los valores que indican el buen funcionamiento de la planta, siendo estos:

Factor de reserva = 1.10

Tiempo de utilización promedio = 2927.59 horas/año.

5.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYAN

5.2.1 Descripción de la Central

La central hidroeléctrica Agoyán tiene una potencia instalada de 160 MW y es una central de paso que aprovecha los recursos hídricos del río Pastaza, la cantidad de energía generada depende casi en su totalidad del nivel del embalse en la presa, es decir que si existe agua suficiente la central no tiene problemas en generar a su máxima potencia.

El embalse tiene un volumen total de almacenamiento de 1'800.000 de metros cúbicos de agua, de los cuales 760.000 metros cúbicos son de volumen útil. La cota de nivel máximo de almacenamiento es la 1651.00 m.s.n.m. y la cota de nivel mínimo de operación es la 1645.00 m.s.n.m.

En casa de máquinas tiene dos turbinas tipo FRANCIS, eje vertical, con una potencia nominal de 78 MVA con un caudal de 60 m³/s, a una velocidad de 225 r.p.m.

La Central posee dos transformadores de potencia de 85MVA del tipo encapsulado los mismos que elevan la tensión de generación a 138000V.

La subestación o patio de maniobras de Agoyán es del tipo encapsulada en SF6 (GIS); consta de dos barras de posición mas una de transferencia.

Por la necesidad de mantener el servicio permanente de energía eléctrica para los SERVICIOS AUXILIARES de la Central cuando ésta no opera o está en servicio, se tiene una alimentación externa a nivel de 13.8 KV desde la Empresa Eléctrica Ambato, o a través del generador electrógeno de emergencia de la Central.

5.2.2 Datos

Los datos a usarse en la metodología fueron obtenidos de la misma forma que para la Central Hidroeléctrica Pucará y pueden ser observados en las tablas 5.3. y 5.4.

5.2.3 Resultados Obtenidos

Los valores resultantes de esta aplicación pueden ser observados en el anexo # 3.

5.2.4 Análisis de resultados

Al realizar el análisis de resultados presentados en el anexo # 3 de la Central Hidroeléctrica Agoyán, se ha obtenido un costo promedio de producción de energía eléctrica de 3.63 US\$ctvs/kWh , para el periodo 2001-2012.

Como se observa para el año 2001 se tiene un costo 3.86 US\$ctvs/kWh superior a los otros años debido a que la energía producida es menor a la de los años siguientes, por tanto las horas de utilización para el año 2001 también son menores esto indica que no se aprovecha debidamente la capacidad de la central y esto trae como consecuencia un elevado costo de generación, es decir que mientras más se produce menor es el costo de generación.

Como se puede ver entre los costos totales fijos y variables existe una gran diferencia teniendo que los costos totales fijos son aproximadamente 90 veces más que los costos totales variables.

Para de analizar los costos de producción de generación, se utilizo algunos factores tales como factor de reserva y el tiempo de utilización de la central, los mismos que se comprobó se encuentran dentro de los valores que indican el buen funcionamiento de la planta, siendo estos:

Factor de reserva = 1.02

Tiempo de utilización promedio = 5817 horas/año.

5.3 Análisis y Comparación de los Resultados Obtenidos.

A simple vista se puede observar que el costo de generación es mayor para una central de embalse que para una central de pasada, siendo estos 7.76

US\$ctvs/kWh para la central hidroeléctrica Pucará que es una central de embalse y 3.63 US\$ctvs/kWh para la central hidroeléctrica Agoyán, central de pasada. Esto se debe a la cantidad de energía producida, ya que la Central Pucará es una central de punta, por lo tanto tiene menos tiempo de utilización y menos energía producida que la Central Agoyán.

Como se sabe los costos fijos de una central hidroeléctrica dependen de la potencia instalada, es por ello que los costos fijos totales de la central hidroeléctrica Agoyán con una potencia instalada de 160 MW son mayores a los de la central hidroeléctrica Pucará con 80 MW de potencia instalada.

Los costos variables de una central hidroeléctrica dependen de la energía generada, en este caso no se puede observar para los costos variables totales obtenidos, sino para una parte de sus componentes : costo del agua y costo de la energía eléctrica para el consumo de auxiliares, el costo de mantenimiento no es considerado debido a la diferencia de capacidad instalada y de los años de operación de las centrales respectivas, puesto que la central hidroeléctrica Pucará tiene mayor tiempo de estar operando y menor capacidad instalada que la Central hidroeléctrica Agoyán.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Este estudio ha permitido determinar el costo de generación hidroeléctrica, el cual es 3.63 US\$ctvs/kWh para la central de pasada estudiada y de 7.76 US\$ctvs/kWh para central de embalse analizada para un periodo de 12 años (2001-2012).
2. El costo de producir la energía eléctrica cambia de acuerdo a la utilización de la planta, es decir mientras más horas de utilización de la central menor es el costo de producción debido a que la planta es mejor aprovechada, por tanto es recomendable que una central hidroeléctrica aproveche su potencia instalada y produciendo energía eléctrica a menor costo.
3. Se ha verificado lo teóricamente expuesto en cuanto a los diferentes componentes del costo de generación y como influyen en el mismo. Los costos fijos son marcadamente superiores a los costos variables.
4. Estos Altos costos fijos se deben a las grandes inversiones que se realizan en las centrales hidroeléctricas (costos por potencia instalada), dinero que debe ser recuperado anualmente, siendo este

un valor bastante grande debido a la tasa de descuento anual fijada por el CONELEC , este es uno de los costos de mayor influencia en los costos fijos.

5. Los costos variables son dependientes de la energía producida, es por esto que dicho costo es bajo comparado con los costos fijos ya que para producir energía eléctrica la materia prima utilizada es “el agua” y el pago por esta es reducido.
6. La tasa de descuento anual aplicada por el CONELEC es alta, por lo cual se ha realizado un estudio de sensibilidad y con ello se muestra los diferentes valores obtenidos disminuyendo la tasa de descuento.
7. Esta metodología desarrollada es de fácil uso, y puede ser aplicada a la central hidroeléctrica deseada, pero no puede ser considerada como regla general ya cada planta tiene sus propias características y modelo administrativo.
8. Tener datos exactos significa realizar una auditoria de la planta ,lo cual no siempre es posible, por ello para la aplicación de esta metodología se recomienda una verificación de datos, es decir los mismos deben ser valores que estén de acuerdo a la realidad de la empresa.

BIBLIOGRAFÍA

1. Blank Leland T., Ingeniería Económica, editado por McGraw-Hill tercera edición 1992 (capítulos 1,3 y 5)
2. Centrales Eléctricas; Teoría y Practica de las Plantas Generadoras Eléctricas Estacionarias.
3. Holtza. Eléctricas Canalizaciones y Centrales Eléctricas
4. Horngren Charles, Foster George, Datar Srikant, editado por Joe Heider, 1996 (capítulos 1,2,5 y 6).
5. Ramírez Vásquez José, Centrales Eléctricas, Biblioteca de la CEAC, 1985
6. Ramírez Vásquez José, Tarifación de Energía Eléctrica, Biblioteca de la CEAC, 1986 (páginas 287-318)
7. Schaum, Contabilidad Administrativa Editado por Mc. Graw Hill, 1978 (cápítulos 2-9)
8. Sullivan R.L. Power System Planning Editado por Mc-Graw Hill,1977 (páginas: 96-137)
9. The Editors of Power Mc. Graw Hill. Power Generation Systems, 1971 (páginas: 376-382).
- 10.Th. Buchhold-H. Happoldt, Centrales y Redes Eléctricas, Editorial LABOR S.A. , 1971. (páginas: 29-49)
- 11.Warnick. C.C. Hidropower Engineering,
- 12.Ley de Régimen del Sector Eléctrico.
- 13.Ley de Gestión Ambiental.
- 14.Reglamento Sustitutivo de la Ley General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

15. Reglamento de Tarifas (Eléctrica).
16. Reglamento Ambiental para actividades eléctricas.
17. Reglamento para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista.
18. Regulaciones del CONELEC.
19. Ley del Régimen Tributario.
20. <http://www.cenace.org.ec>
21. <http://www.conelec.org.ec>
22. <http://hidroagoyan.com>
23. <http://transelectric.com.ec>
24. <http://bce.fin.ec>
25. <http://menergia.gov.ec>
26. <http://www.oni.escuelas.edu.ar/olimpi98/Energia-Vs-Ambiente/impactos.htm>
27. <http://www.unlu.edu.ar/~ope20156/material/costos1.htm>
28. <http://www2.ing.puc.cl/~power/paperspdf/sepulvedaicsecit.pdf>
29. http://www.arrakis.es/~mpereira/Procesos/Central_Hidraulica.htm
30. <http://www.ingenieroambiental.com/leyes/ley12257codigodeaguas.htm>
31. <http://www.cte.org.pe/resoluciones/pdf/RE2122-2001-OS.pdf>
32. http://www.superele.gov.bo/super/home/marco_legal/reglamentos/regla4.htm
33. <http://www.dlh.lahora.com.ec/paginas/judicial/paginas/Reg.LeyRegimenTributario.htm>
34. http://www.furnas.com.br/espanhol/ambiente/projetos_usinas.htm
35. <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo3.html>
36. <http://www.fao.org/docrep/V6204s/v6204s01.htm#TopOfPage>

ANEXO # 1

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA

AÑO

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

	P	Potencia Instalada	kW
	C	Capital Invertido	US\$
	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

	D	Depreciación anual	US\$/año
	d	depreciación unitaria anual	1/año
	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

	A	Anualidad del capital	US\$/año
	a	tasa de descuento anual	
	fa	factor de anualidad	

INTERES

	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

	CA	Costos Administrativos	US\$/año
	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
--	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA

ANO

COSTO DEL AGUA

<input type="text"/>	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m ³ /s
<input type="text"/>	Pn	Potencia Nominal	MW
<input type="text"/>	f	Factor de agua turbinada	m ³ /MWh
<input type="text"/>	At	Agua Turbinada total en el año	m ³
<input type="text"/>	pa	Precio del agua	US\$/m ³
<input type="text"/>	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

<input type="text"/>	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
----------------------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

<input type="text"/>	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
<input type="text"/>	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
<input type="text"/>	Ea	Energía Producida anual	MWh
<input type="text"/>	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA

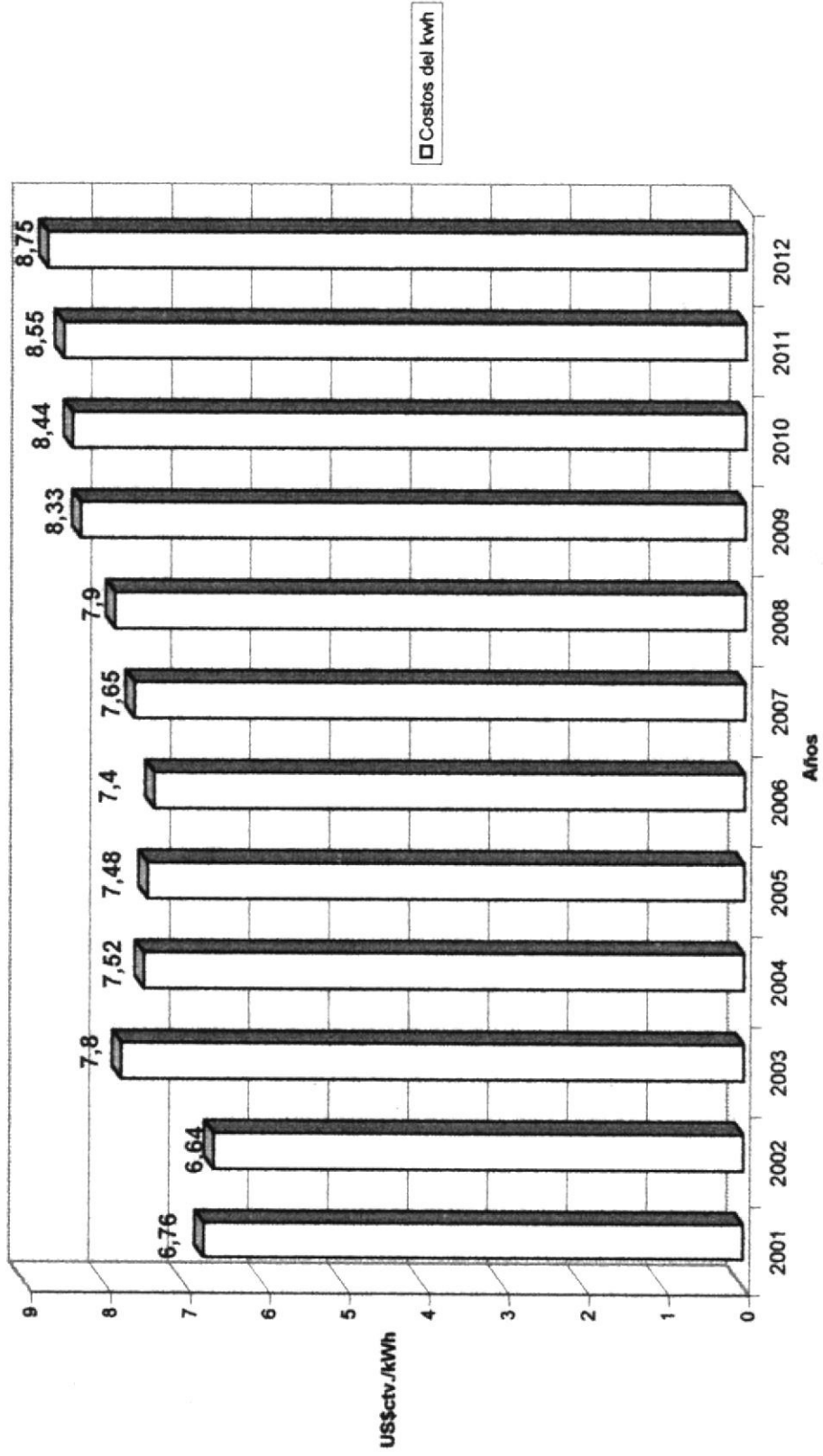
ANO

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

<input type="text"/>	E	Energia producida	MWH
<input type="text"/>	P	Potencia Instalada	MW
<input type="text"/>	Pmax	Potencia Máxima	MW
<input type="text"/>	fr	Factor de reserva	
<input type="text"/>	tu	Tiempo de utilización	horas/año
<input type="text"/>	fu	Factor de utilización	
<input type="text"/>	CT	COSTO TOTAL DEL k	US\$/kWh

ANEXO # 2

Costos del kwh para la Central Hidroeléctrica Pucará (2001-2012)



COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2001

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
118.578.937,65	C	Capital Invertido	US\$
1.482,24	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.371.578,75	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

7.523.156,08	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.675.863,00	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

683.890,98	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0058	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

338.546,66	CA	Costos Administrativos	US\$/año
1.112.472,00	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
1.457.711,78	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
18,22	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

14.712.200,59	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
---------------	----	---------------------------	-------------



COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2001

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
203.310.528,76	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
6.993,88	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

800	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
-----	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

398.336,79	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
406.130,67	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
221.649,77	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0018	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2001

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

221.649,77	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,10	fr	Factor de reserva	
3.036,30	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,35	fu	Factor de utilización	
0,0676	CT	COSTO TOTAL DEL kW	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2002

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
120.578.937,00	C	Capital Invertido	US\$
1.507,24	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.411.578,74	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

7.650.044,61	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.411.578,74	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

715.079,33	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0059	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

358.859,46	CA	Costos Administrativos	US\$/año
1.441.713,44	COM	Costos de Operación y Manteni	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
1.807.266,02	CFO	Total de Costos Fijos Operacion	US\$/año
22,59	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

14.995.547,44	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2002

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potenci	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
210.990.904,96	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
7.258,09	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

900	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
-----	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

418.253,63	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
426.411,72	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
230.022,94	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0019	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2002

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

230.022,94	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,10	fr	Factor de reserva	
3.151,00	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,36	fu	Factor de utilización	
0,0664	CT	COSTO TOTAL DEL kWh	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO	2003
-----	------

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
121.078.937,00	C	Capital Invertido	US\$
1.513,49	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.421.578,74	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

7.681.766,75	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.392.000,00	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

683.890,98	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0056	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

380.391,03	CA	Costos Administrativos	US\$/año
1.563.405,24	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
1.950.489,39	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
24,38	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

15.129.725,86	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2003

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
181.227.698,63	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
6.234,23	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

800	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
-----	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

439.166,31	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
446.200,54	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
197.575,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0023	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2003

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

197.575,00	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,0959	fr	Factor de reserva	
2.706,51	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,309	fu	Factor de utilización	
0,0780	CT	COSTO TOTAL DEL kWh	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2004

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
123.078.937,00	C	Capital Invertido	US\$
1.538,49	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.461.578,74	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

7.808.655,33	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.224.000,00	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

783.182,20	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0064	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

403.214,49	CA	Costos Administrativos	US\$/año
1.713.511,94	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
2.123.419,55	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
26,54	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

15.400.835,82	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2004

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
191.357.003,84	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
6.582,68	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

780	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
-----	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

461.124,63	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
468.487,31	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
208.618,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0022	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIROELECTRICA PUCARA

AÑO 2004

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

208.618,00	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,0959	fr	Factor de reserva	
2.857,78	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,326	fu	Factor de utilización	
0,0752	CT	COSTO TOTAL DEL kWh	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2005

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
123.078.937,00	C	Capital Invertido	US\$
1.538,49	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.461.578,74	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

7.808.655,33	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.044.000,00	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

820.328,02	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0067	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

427.407,36	CA	Costos Administrativos	US\$/año
1.906.406,48	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
2.340.506,95	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
29,26	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

15.475.069,04	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2005

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
193.270.408,77	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
6.648,50	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

800	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
-----	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

484.180,86	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
491.629,36	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
210.704,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0023	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh



COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2005

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

210.704,00	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,0959	fr	Factor de reserva	
2.886,36	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,329	fu	Factor de utilización	
0,0748	CT	COSTO TOTAL DEL k	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO	2006
-----	------

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
123.078.937,00	C	Capital Invertido	US\$
1.538,49	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.461.578,74	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

7.808.655,33	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.044.000,00	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

683.890,98	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0056	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

453.051,80	CA	Costos Administrativos	US\$/año
2.164.924,98	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
2.624.669,90	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
32,81	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

15.622.794,94	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2006

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
197.210.958,90	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
6.784,06	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1000	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

508.389,90	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
516.173,96	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
215.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0024	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2006

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

215.000,00	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,0959	fr	Factor de reserva	
2.945,21	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,336	fu	Factor de utilización	
0,0740	CT	COSTO TOTAL DEL k	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2007

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
125.078.937,00	C	Capital Invertido	US\$
1.563,49	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.501.578,74	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

7.935.543,90	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.044.000,00	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

683.890,98	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0055	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

480.234,91	CA	Costos Administrativos	US\$/año
2.525.435,05	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
3.012.363,08	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
37,65	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

16.177.376,70	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2007

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
197.210.958,90	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
6.784,06	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1000	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

533.809,40	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
541.593,45	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
215.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0025	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2007

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

215.000,00	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,0959	fr	Factor de reserva	
2.945,21	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,336	fu	Factor de utilización	
0,0765	CT	COSTO TOTAL DEL k	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2008

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
125.078.937,00	C	Capital Invertido	US\$
1.563,49	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.501.578,74	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

7.935.543,90	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.044.000,00	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

683.890,98	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0055	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

509.049,00	CA	Costos Administrativos	US\$/año
3.045.944,48	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
3.561.686,60	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
44,52	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

16.726.700,22	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2008

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
197.210.958,90	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
6.784,06	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1000	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

560.499,87	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
568.283,92	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
215.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0026	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2008

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

215.000,00	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,0959	fr	Factor de reserva	
2.945,21	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,336	fu	Factor de utilización	
0,0790	CT	COSTO TOTAL DEL k	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO	2009
-----	------

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
127.078.937,00	C	Capital Invertido	US\$
1.588,49	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.541.578,74	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

8.062.432,47	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.044.000,00	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

683.890,98	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0054	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

539.591,94	CA	Costos Administrativos	US\$/año
3.819.074,47	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
4.365.359,53	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
54,57	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

17.697.261,72	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2009

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
197.210.958,90	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
6.784,06	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1000	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

588.524,86	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
596.308,92	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
215.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0028	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2009

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

215.000,00	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,0959	fr	Factor de reserva	
2.945,21	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,336	fu	Factor de utilización	
0,0833	CT	COSTO TOTAL DEL k	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2010

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
127.078.937,00	C	Capital Invertido	US\$
1.588,49	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.541.578,74	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

8.062.432,47	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.044.000,00	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

683.890,98	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0054	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

571.967,46	CA	Costos Administrativos	US\$/año
4.010.028,19	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
4.588.688,77	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
57,36	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

17.920.590,96	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------



COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2010

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
197.210.958,90	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
6.784,06	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1000	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

617.951,10	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
625.735,16	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
215.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0029	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2010

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

215.000,00	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,0959	fr	Factor de reserva	
2.945,21	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,336	fu	Factor de utilización	
0,0844	CT	COSTO TOTAL DEL k	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO	2011
-----	------

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
127.078.937,00	C	Capital Invertido	US\$
1.588,49	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.541.578,74	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

8.062.432,47	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.044.000,00	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

683.890,98	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0054	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

606.285,51	CA	Costos Administrativos	US\$/año
4.210.529,60	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
4.823.508,23	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
60,29	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

18.155.410,42	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2011

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
197.210.958,90	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
6.784,06	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1000	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

648.848,66	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
656.632,71	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
215.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0031	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO 2011

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

215.000,00	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,0959	fr	Factor de reserva	
2.945,21	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,336	fu	Factor de utilización	
0,0855	CT	COSTO TOTAL DEL k	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

ANO	2012
-----	------

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

80.000,00	P	Potencia Instalada	kW
129.078.937,00	C	Capital Invertido	US\$
1.613,49	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

2.581.578,74	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

8.189.321,04	A	Anualidad del capital	US\$/año
6%	a	tasa de descuento anual	
0,0634	fa	factor de anualidad	

INTERES

2.044.000,00	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

683.890,98	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0053	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

642.662,64	CA	Costos Administrativos	US\$/año
4.421.056,08	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
6.693,12	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
5.070.411,84	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
63,38	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

18.569.202,60	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2012

COSTO DEL AGUA

9,30	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
36,5	Pn	Potencia Nominal	MW
917,260274	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
197.210.958,90	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
6.784,06	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1000	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

681.291,09	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
689.075,15	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
215.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0032	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

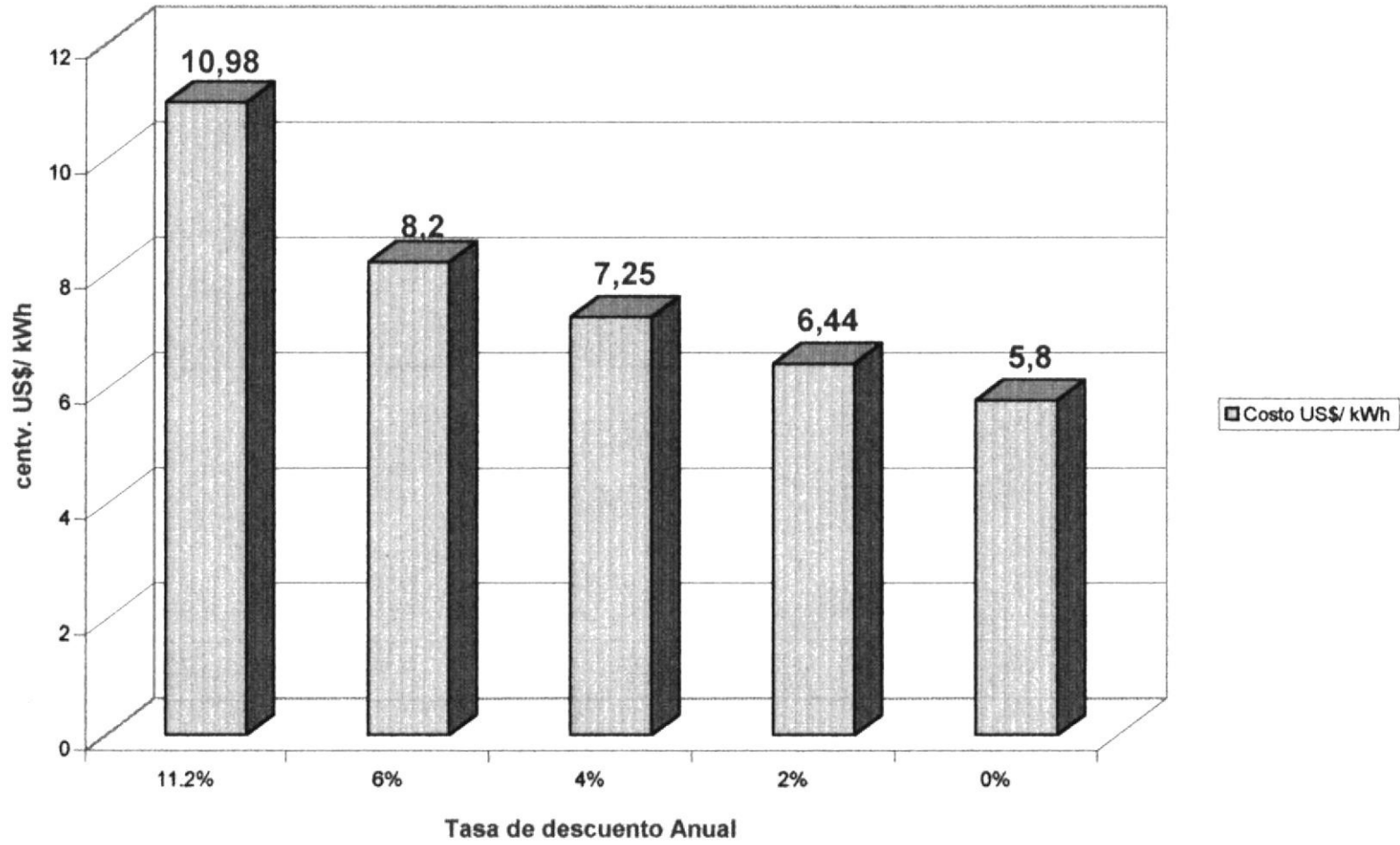
COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA

AÑO 2012

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

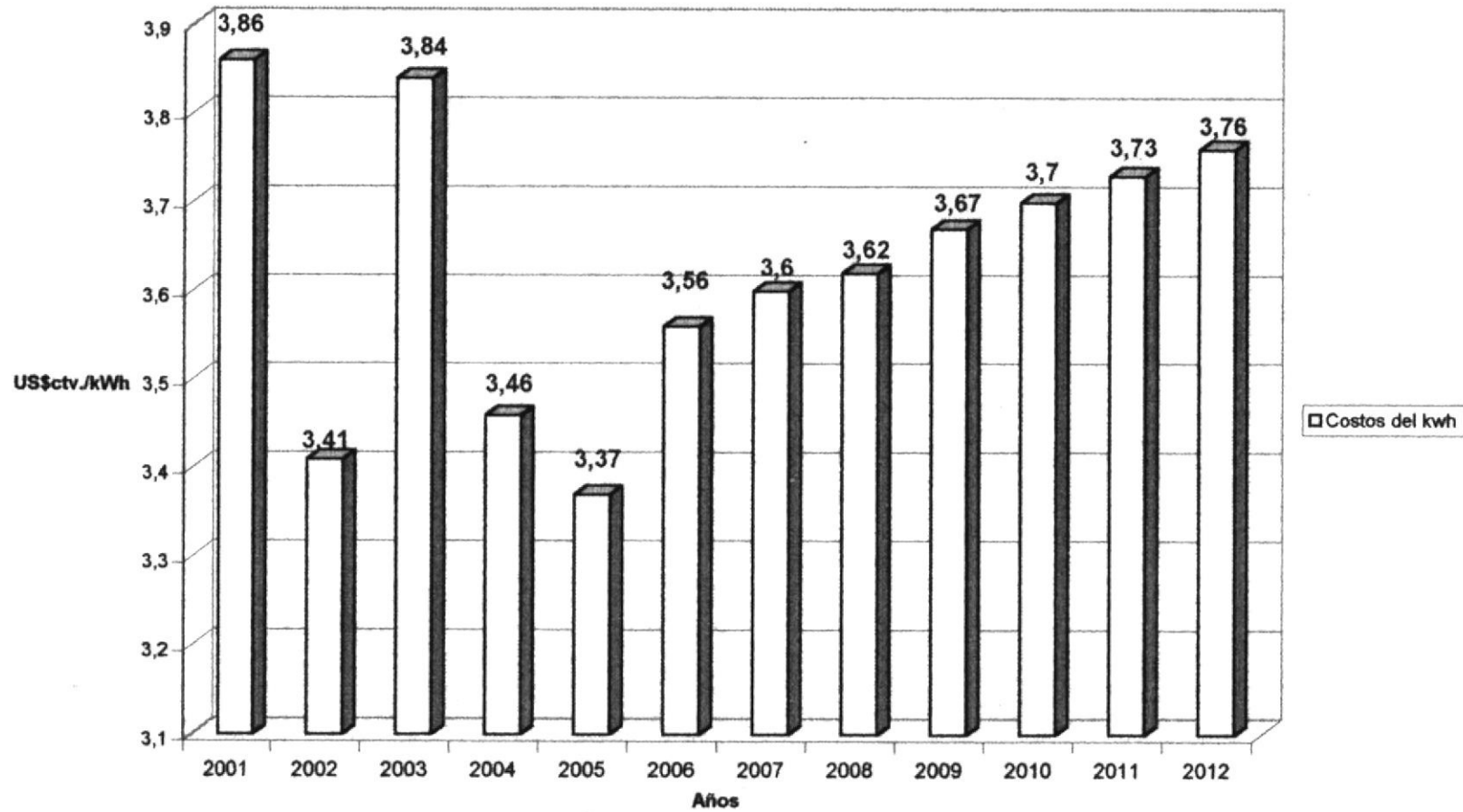
215.000,00	E	Energia producida	MWH
80	P	Potencia Instalada	MW
73	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,0959	fr	Factor de reserva	
2.945,21	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,336	fu	Factor de utilización	
0,0875	CT	COSTO TOTAL DEL k	US\$/kWh

Costo US\$/ kWh según la Tasa de Descuento Anual



ANEXO # 3

Costos del kwh para la Central Hidroeléctrica Agoyán (2001-2012)



COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO	2001
-----	------

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

160.000,00	P	Potencia Instalada	kW
204.310.630,20	C	Capital Invertido	US\$
1.276,94	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

4.086.212,60	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

22.996.664,82	A	Anualidad del capital	US\$/año
11,20%	a	tasa de descuento anual	
0,1126	fa	factor de anualidad	

INTERES

4.358.992,28	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

1.028.032,45	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0050	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

486.558,34	CA	Costos Administrativos	US\$/año
1.394.167,71	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
8.722,56	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
1.889.448,61	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
11,81	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

34.359.350,77	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2001

COSTO DEL AGUA

60,00	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	Pn	Potencia Nominal	MW
2769,230769	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.200.555.384,62	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
75.699,11	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1400	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

331.359,63	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
408.458,74	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
794.645,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0005	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2001

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

794.645,00	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
5.061,43	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,58	fu	Factor de utilización	
0,0386	CT	COSTO TOTAL DEL kWh	US\$/kWh

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO 2002

COSTO DEL AGUA

60,00	At	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	pa	Potencia Nominal	MWh
2.769,23	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.632.635.692,31	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
90.562,67	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1800	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

349.845,26	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
442.207,93	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
950.674,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0005	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh



COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO 2002

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

950.674,00	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
6.055,25	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,69	fu	Factor de utilización	
0,0341	CT	COSTO TOTAL DEL kWh	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO 2003

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

160.000,00	P	Potencia Instalada	kW
215.338.630,23	C	Capital Invertido	US\$
1.345,87	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

4.306.772,60	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

24.237.947,37	A	Anualidad del capital	US\$/año
11,2%	a	tasa de descuento anual	
0,1126	fa	factor de anualidad	

INTERES

4.447.666,42	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

1.028.032,45	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0048	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

546.696,95	CA	Costos Administrativos	US\$/año
2.401.442,27	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
8.722,56	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
2.956.861,78	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
18,48	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

36.977.280,63	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO 2003

COSTO DEL AGUA

60,00	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	Pn	Potencia Nominal	MW
2769,230769	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.382.247.384,62	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
81.949,31	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1800	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

365.323,99	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
449.073,30	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
860.256,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0005	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2003

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

860.256,00	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
5.479,34	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,63	fu	Factor de utilización	
0,0384	CT	COSTO TOTAL DEL kWh	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO	2004
-----	------

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

160.000,00	P	Potencia Instalada	kW
217.018.630,23	C	Capital Invertido	US\$
1.356,37	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

4.340.372,60	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

24.427.043,74	A	Anualidad del capital	US\$/año
11,2%	a	tasa de descuento anual	
0,1126	fa	factor de anualidad	

INTERES

4.387.600,42	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

1.028.032,45	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0047	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

579.498,77	CA	Costos Administrativos	US\$/año
2.545.528,81	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
8.722,56	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
3.133.750,14	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
19,59	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

37.316.799,35	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2004

COSTO DEL AGUA

60,00	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	Pn	Potencia Nominal	MW
2769,230769	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.676.298.209,23	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
92.064,66	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1900	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

383.590,19	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
477.554,85	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
966.441,02	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0005	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2004

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

966.441,02	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
6.155,68	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,703	fu	Factor de utilización	
0,0346	CT	COSTO TOTAL DEL kW	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2005

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

160.000,00	P	Potencia Instalada	kW
217.018.630,23	C	Capital Invertido	US\$
1.356,37	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

4.340.372,60	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

24.427.043,74	A	Anualidad del capital	US\$/año
11,2%	a	tasa de descuento anual	
0,1126	fa	factor de anualidad	

INTERES

4.351.816,42	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

1.028.032,45	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0047	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

614.268,69	CA	Costos Administrativos	US\$/año
2.698.260,54	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
8.722,56	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
3.321.251,79	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
20,76	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

37.468.517,00	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
---------------	----	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO 2005

COSTO DEL AGUA

60,00	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	Pn	Potencia Nominal	MW
2769,230769	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.755.620.609,23	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
94.793,35	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

2.000,00	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
----------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

402.769,70	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
499.563,05	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
995.085,22	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0005	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO 2005

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

995.085,22	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
6.338,12	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,72	fu	Factor de utilización	
0,0337	CT	COSTO TOTAL DEL kW	US\$/kWh



COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2006

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

160.000,00	P	Potencia Instalada	kW
217.018.630,23	C	Capital Invertido	US\$
1.356,37	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

4.340.372,60	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

24.427.043,74	A	Anualidad del capital	US\$/año
11,2%	a	tasa de descuento anual	
0,1126	fa	factor de anualidad	

INTERES

4.351.816,42	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

1.028.032,45	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0047	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

651.124,82	CA	Costos Administrativos	US\$/año
2.860.156,17	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
8.722,56	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
3.520.003,54	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
22,00	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

37.667.268,76	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2006

COSTO DEL AGUA

60,00	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	Pn	Potencia Nominal	MW
2769,230769	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.630.769.230,77	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
90.498,46	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1.800,00	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
----------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

422.908,19	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
515.206,65	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
950.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0005	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO 2006

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

950.000,00	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
6.050,96	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,69	fu	Factor de utilización	
0,0356	CT	COSTO TOTAL DEL kW	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO	2007
-----	------

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

160.000,00	P	Potencia Instalada	kW
218.518.630,23	C	Capital Invertido	US\$
1.365,74	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

4.370.372,60	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

24.595.879,77	A	Anualidad del capital	US\$/año
11,2%	a	tasa de descuento anual	
0,1126	fa	factor de anualidad	

INTERES

4.351.816,42	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

1.028.032,45	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0047	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

690.192,30	CA	Costos Administrativos	US\$/año
3.031.765,54	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
8.722,56	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
3.730.680,40	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
23,32	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

38.076.781,65	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2007

COSTO DEL AGUA

60,00	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	Pn	Potencia Nominal	MW
2769,230769	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.630.769.230,77	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
90.498,46	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1.800,00	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
----------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

444.053,60	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
536.352,06	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
950.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0006	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

**COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA
AGOYAN**

ANO 2007

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

950.000,00	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
6.050,96	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,69	fu	Factor de utilización	
0,0360	CT	COSTO TOTAL DEL kW	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO	2008
-----	------

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

160.000,00	P	Potencia Instalada	kW
218.518.630,23	C	Capital Invertido	US\$
1.365,74	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

4.370.372,60	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

24.595.879,77	A	Anualidad del capital	US\$/año
11,2%	a	tasa de descuento anual	
0,1126	fa	factor de anualidad	

INTERES

4.351.816,42	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

1.028.032,45	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0047	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

731.603,84	CA	Costos Administrativos	US\$/año
3.213.671,47	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
8.722,56	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
3.953.997,87	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
24,71	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

38.300.099,13	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2008

COSTO DEL AGUA

60,00	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	Pn	Potencia Nominal	MW
2769,230769	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.630.769.230,77	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
90.498,46	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1.800,00	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
----------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

466.256,28	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
558.554,74	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
950.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0006	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

**COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA
AGOYAN**

AÑO 2008

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

950.000,00	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
6.050,96	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,69	fu	Factor de utilización	
0,0362	CT	COSTO TOTAL DEL kW	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2009

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

160.000,00	P	Potencia Instalada	kW
220.018.630,23	C	Capital Invertido	US\$
1.375,12	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

4.400.372,60	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

24.764.715,81	A	Anualidad del capital	US\$/año
11,2%	a	tasa de descuento anual	
0,1126	fa	factor de anualidad	

INTERES

4.351.816,42	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

1.028.032,45	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0047	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

775.500,07	CA	Costos Administrativos	US\$/año
3.406.491,76	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
8.722,56	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
4.190.714,39	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
26,19	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

38.735.651,68	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------



COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2009

COSTO DEL AGUA

60,00	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	Pn	Potencia Nominal	MW
2769,230769	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.630.769.230,77	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
90.498,46	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1.800,00	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
----------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

489.569,09	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
581.867,55	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
950.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0006	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

**COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA
AGOYAN**

ANO 2009

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

950.000,00	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
6.050,96	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,69	fu	Factor de utilización	
0,0367	CT	COSTO TOTAL DEL kW	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO	2010
-----	------

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

160.000,00	P	Potencia Instalada	kW
220.018.630,23	C	Capital Invertido	US\$
1.375,12	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

4.400.372,60	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

24.764.715,81	A	Anualidad del capital	US\$/año
11,2%	a	tasa de descuento anual	
0,1126	fa	factor de anualidad	

INTERES

4.351.816,42	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

1.028.032,45	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0047	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

822.030,08	CA	Costos Administrativos	US\$/año
3.610.881,26	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
8.722,56	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
4.441.633,90	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
27,76	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

38.986.571,19	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2010

COSTO DEL AGUA

60,00	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	Pn	Potencia Nominal	MW
2769,230769	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.630.769.230,77	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
90.498,46	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1.800,00	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
----------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

514.047,54	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
606.346,01	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
950.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0006	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

**COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA
AGOYAN**

AÑO 2010

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

950.000,00	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
6.050,96	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,69	fu	Factor de utilización	
0,0370	CT	COSTO TOTAL DEL kW	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2011

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

160.000,00	P	Potencia Instalada	kW
220.018.630,23	C	Capital Invertido	US\$
1.375,12	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

4.400.372,60	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

24.764.715,81	A	Anualidad del capital	US\$/año
11,2%	a	tasa de descuento anual	
0,1126	fa	factor de anualidad	

INTERES

4.351.816,42	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

1.028.032,45	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0047	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

871.351,88	CA	Costos Administrativos	US\$/año
3.827.534,14	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
8.722,56	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
4.707.608,58	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
29,42	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

39.252.545,87	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2011

COSTO DEL AGUA

60,00	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	Pn	Potencia Nominal	MW
2769,230769	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.630.769.230,77	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
90.498,46	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1.800,00	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
----------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

539.749,92	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
632.048,38	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
950.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0007	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO 2011

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

950.000,00	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
6.050,96	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,69	fu	Factor de utilización	
0,0373	CT	COSTO TOTAL DEL kW	US\$/kWh

COSTOS FIJOS EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2012

DETERMINACION DEL CAPITAL POR KILOVATIO INSTALADO

160.000,00	P	Potencia Instalada	kW
220.018.630,23	C	Capital Invertido	US\$
1.375,12	fc	Capital por kilovatio instalado.	US\$/kW

DEPRECIACION

4.400.372,60	D	Depreciación anual	US\$/año
0,02	d	depreciación unitaria anual	1/año
50	n	años de vida util de la central	años

ANUALIDAD DEL CAPITAL

24.764.715,81	A	Anualidad del capital	US\$/año
11,2%	a	tasa de descuento anual	
0,1126	fa	factor de anualidad	

INTERES

4.351.816,42	I	Interés del Capital Invertido	US\$/año
2%	i	Tasa de Interés anual	1/año

IMPUESTOS Y SEGUROS

1.028.032,45	IS	Impuestos y Seguros anuales	US\$/año
0,0047	s	tasa de Impuestos y Seguros	1/año

COSTOS FIJOS OPERACIONALES

923.633,00	CA	Costos Administrativos	US\$/año
4.057.186,19	COM	Costos de Operación y Mantenimiento	US\$/año
8.722,56	CAm	Costos Ambientales	US\$/año
4.989.541,74	CFO	Total de Costos Fijos Operacionales	US\$/año
31,18	kfo	Costos Operacionales unitarios	US\$/kW *año

39.534.479,03	CF	TOTAL COSTOS FIJOS	US\$
----------------------	-----------	---------------------------	-------------

COSTOS VARIABLES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

AÑO 2012

COSTO DEL AGUA

60,00	Q	Caudal necesario para la potencia nominal	m3/s
78	Pn	Potencia Nominal	MW
2769,230769	f	Factor de agua turbinada	m3/MWh
2.630.769.230,77	At	Agua Turbinada total en el año	m3
0,0000344	pa	Precio del agua	US\$/m3
90.498,46	Ca	Costo del agua	US\$/año

ENERGIA ELECTRICA PARA CONSUMO DE AUXILIARES

1.800,00	Caux	Costo de la Energía Eléctrica.	US\$/año
----------	------	--------------------------------	----------

COSTOS DE MANTENIMIENTO

566.737,42	CM	Costos de Mantenimiento	US\$/año
659.035,88	CV	TOTAL COSTOS VARIABLES	US\$/año
950.000,00	Ea	Energía Producida anual	MWh
0,0007	b	Costos por kwh producido	US\$/kWh

COSTOS TOTALES EN LA CENTRAL HIDROELECTRICA AGOYAN

ANO 2012

COSTO DE PRODUCCION DEL kWh

950.000,00	E	Energia producida	MWH
160	P	Potencia Instalada	MW
157	Pmax	Potencia Máxima	MW
1,02	fr	Factor de reserva	
6.050,96	tu	Tiempo de utilización	horas/año
0,69	fu	Factor de utilización	
0,0376	CT	COSTO TOTAL DEL kW	US\$/kWh

Costo kWh para la Central Agoyán según la Tasa de Descuento Anual

