

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIO

1983

333.7932

DA19p

Ej.1

3338 - 311
3338

República de Colombia

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIO

- Crédito BID por US\$ 340 Millones -

Documento DNP-2.037-UINF
Bogotá, septiembre 22 de 1983

Circulación :

Miembros del Consejo Nacional
de Política Económica y Social

República de Colombia

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIO

- Crédito BID por US\$ 340 Millones -

Documento DNP-2.037-UINF
Bogotá, septiembre 22 de 1983

Circulación :

Miembros del Consejo Nacional
de Política Económica y Social

INTRODUCCION

En la actualidad la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá -EEEB- adelanta la construcción del proyecto hidroeléctrico del Guavio, el cual, según se especifica en el documento "Expansión del Sistema de Generación Eléctrica" DNP-2.000-UINF-Minminas, aprobado por el CONPES el 27 de mayo de 1983, hace parte del plan de expansión del sector eléctrico y debe entrar en operación en octubre de 1989 para contribuir a la atención de la demanda de electricidad del país.

Los recursos del crédito externo necesarios para adelantar este proyecto ascienden a US\$ 1.039 millones, de los cuales ya se han contratado US\$ 459 con bancos de fomento. Se prevén contrataciones futuras por US\$ 240 millones con bancos comerciales y proveedores, mientras que los US\$ 340 millones complementarios provendrán de un crédito adicional del Banco Interamericano de Desarrollo -BID, para el cual se están adelantando los trámites correspondientes.

El presente documento tiene como objetivo presentar al CONPES el esquema actualizado de financiación del proyecto y solicitar su aprobación y la garantía de la nación al empréstito que suscribirá la EEEB con el BID por un total de US\$ 340 millones, el cual se incluye en la presentación que hará el país al próximo Grupo de Consulta.

EL PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIO

=El proyecto contempla la construcción de una central hidroeléctrica en la hoya del río Guavio para incrementar en 1.000.000 kW la capacidad de generación eléctrica instalada y en aproximadamente 5.700 millones de kWh la energía anual media del sistema eléctrico colombiano.

En él se incluyen la construcción de una presa con sus estructuras de toma, obras de desvío y vertedero, la desviación de los ríos Batatas y Chivor al embalse, la conducción de las aguas mediante un túnel de 15 km, una casa de máquinas subterránea, cinco grupos generadores de 200 MW cada uno con previsión para instalar en una segunda etapa tres grupos adicionales, un túnel de descarga de 5 km, dos líneas de transmisión de 230.000 voltios y doble circuito y un centro de control que permita optimizar la operación de la red correspondiente a la EEEB, en coordinación con el centro de control nacional.

Al entrar en operación en 1989, el proyecto del Guavio significará una contribución de importancia fundamental a las reservas de energía almacenada en los embalses del país, afirmando las fuentes de generación eléctrica y facilitando la operación económica del sistema inter-

conexión, al cual se integrará a través de las líneas y subestaciones que lo unirán con Bogotá, Villavicencio y la central de Chivor.

COSTO Y FINANCIACION

Se han revisado los cronogramas y costos de los diferentes componentes del proyecto, llegándose a un costo total de US\$ 1.484.4 millones, incluyendo costos directos de construcción, ingeniería, administración, imprevistos, gastos financieros y escalación de costos, como se especifica en el cuadro adjunto.

Dentro del costo total, el 69.9% corresponde a gastos en moneda extranjera y el 30.1% a gastos en moneda local, es decir US\$ 1.037.3 millones y US\$ 447.1 millones, respectivamente. La componente externa coincide cercanamente con la contratación de créditos prevista por US\$ 1.039 millones. La componente de moneda local será cubierta a través de la generación interna de fondos de la EEEB.

Los recursos para financiar la parte de moneda extranjera tendrán las siguientes fuentes :

<u>Préstamo</u>	<u>US\$ Millones</u>
Banco Mundial (contratado)	359
BID (contratado)	100
BID (por contratar en 1983)	340
Proveedores (por contratar en 1983-1984)	140
Bancos Comerciales (por contratar en 1987)	<u>100</u>
TOTAL	1.039

La financiación de proveedores se asocia con la adquisición de turbinas y generadores, equipos para los cuales se cerró la licitación recientemente, cumpliendo las normas de protección a la industria nacional.

La financiación de bancos comerciales se buscará principalmente, para cubrir gastos financieros en los años finales de construcción del proyecto.

En cuanto al cronograma de desembolsos, se ha establecido la siguiente programación :

<u>Año</u>	<u>US\$ Millones</u>		
	<u>M E</u>	<u>M L</u>	<u>TOTAL</u>
Hasta 1982	62.4	67.9	130.3
1983	99.5	82.1	181.6
1984	118.8	85.4	204.2

<u>Año</u>	US\$ Millones		
	<u>M E</u>	<u>M L</u>	<u>TOTAL</u>
1985	169.0	87.9	256.9
1986	268.1	77.1	345.2
1987	187.6	40.5	228.1
1988	124.1	5.4	129.5
1989	7.8	0.8	8.6
TOTAL	1.037.3	447.1	1.484.4

Conjuntamente con la revisión de costos del proyecto se ha examinado también la evaluación de sus beneficios, encontrándose que la tasa de rentabilidad económica es del 12.7%.

EL NUEVO CREDITO DEL BID

Para asegurar los recursos necesarios para el desarrollo del proyecto, se están adelantando los análisis correspondientes a un nuevo crédito del BID, complementario al 77/IC-CO por US\$ 100 millones otorgado a la EEEB para el Guavio, para el cual el banco ofrece la suma de \$ 340 millones mediante un nuevo empréstito directo a la EEEB con las siguientes características :

Tasa de interés	11 $\frac{1}{2}$ %	<u>1/</u>
Plazo	15 años	
Período de gracia	5 $\frac{1}{2}$ años	
Comisión de compromiso	1 $\frac{1}{4}$ %	<u>2/</u>

Se espera que la firma del contrato correspondiente se pueda hacer en noviembre del presente año y que los desembolsos se inicien en 1984 cubriendo un período de 5 años.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El proyecto hidroeléctrico del Guavio es fundamental dentro del plan de expansión de la generación eléctrica del país. Su fecha de entrada en operación ha sido aprobada por el CONPES para octubre de 1989, a más tardar, y las obras correspondientes a su construcción han sido incluidas en el Plan de Desarrollo 1983-1986.

El proyecto tiene un componente estimado de moneda extranjera de US\$ 1.037 millones, de los cuales ya se han contratado US\$ 459 millones y próximamente se contratarán US\$ 140 millones más con provee-

1/ Tasa aproximada que se utilizó para los estimativos de costo del proyecto.

2/ Sobre sumas sin desembolsar.

dores de equipos eléctricos. Por otra parte, el BID ofrece financiación complementaria por US\$ 340 millones y unos US\$ 100 millones se conseguirán posteriormente con bancos comerciales o mediante cofinanciación coordinada por el BID.

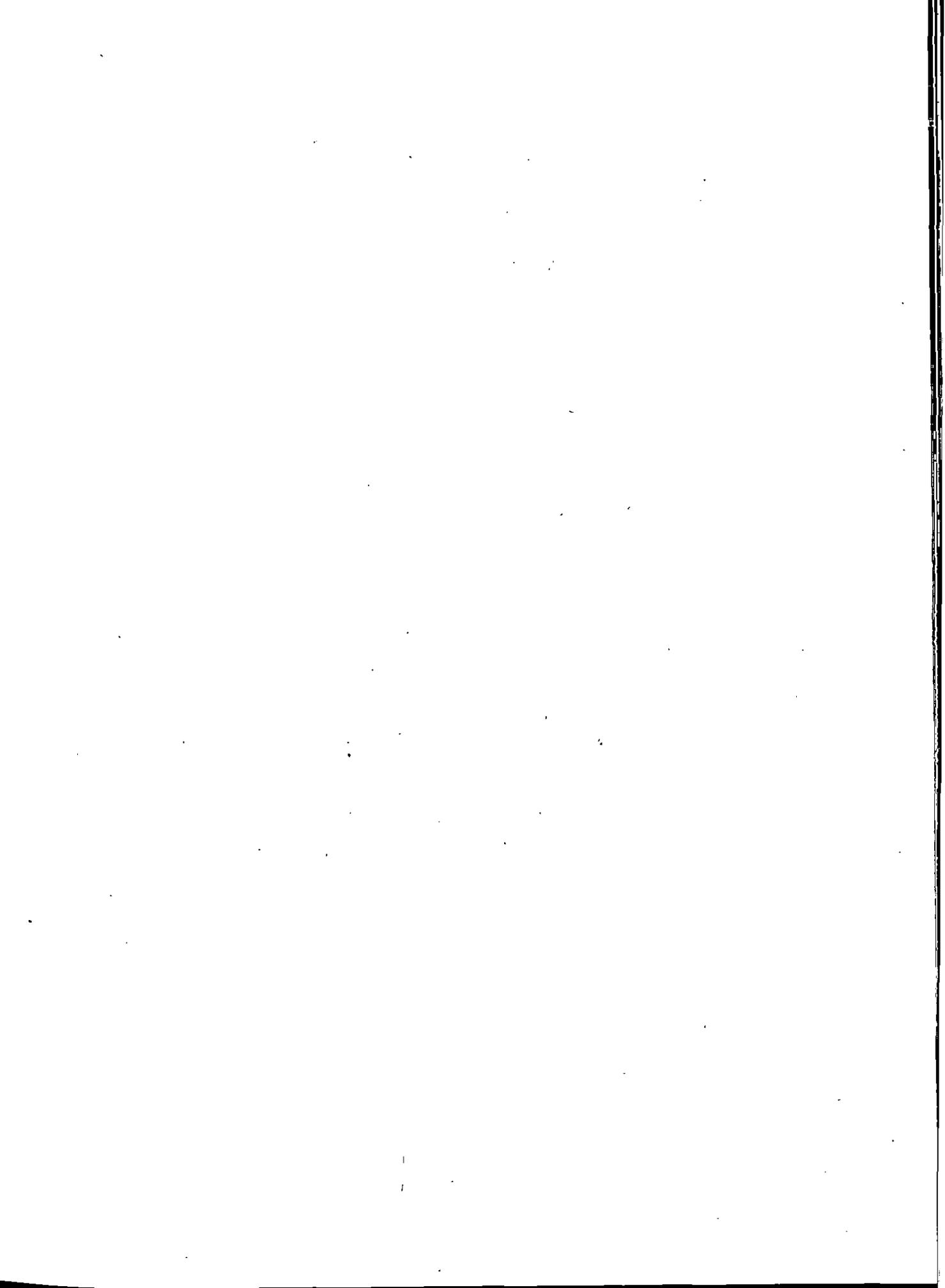
Dada la situación del mercado financiero internacional, es importante para el país la consecución de un crédito tan cuantioso, en especial si se tiene en cuenta que los recursos provenientes del mismo se destinarán a un proyecto en el que se apoyará en gran medida el cubrimiento de la demanda de electricidad en el país.

Por lo anterior, se recomienda al CONPES aprobar la contratación por parte de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá de un crédito del Banco Interamericano de Desarrollo por US\$ 340 millones destinado a la construcción del proyecto hidroeléctrico del Guavio y otorgar la garantía de la nación al empréstito.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIO
 COSTOS Y FUENTES DE FINANCIACION

(US\$ Millones)

	<u>B I D</u>	<u>B I R F</u>	<u>Proveedores</u>	<u>E E E B</u>	<u>T O T A L</u>
1. Ingeniería y Administración	0.4	25.0	-	48.2	73.6
2. Costos directos	208.5	210.8	92.7	129.6	641.6
3. Gastos concurrentes (estudios y adiestramiento)	-	0.8	-	3.6	4.4
4. Gastos financieros	91.6	-	-	162.2	332.8
5. Imprevistos	53.0	27.4	9.3	40.9	130.6
6. Escalación	86.5	95.0	33.0	60.9	280.4
TOTAL	440.0	359.0	140.0	445.4	1.484.4



INTERCONEXION ELECTRICA S. A.

**ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO GUAVIO
DENTRO DE LA EXPANSION DEL
SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO**

**OFICINA DE PLANEACION
UNIDAD DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION
OPUE-G-36**

-Revisado-

Medellín, Agosto de 1987

CONTENIDO

1. INTRODUCCION

2. METODOLOGIA
 - 2.1 Alternativas de Expansión con y sin el Proyecto Guavio
 - 2.2 Análisis Costo-Beneficio y Oportunidad del Proyecto

3. INFORMACION BASICA
 - 3.1 Proyecciones de Demanda
 - 3.2 Plan de Expansión
 - 3.3 Costos de Inversión del Proyecto Guavio
 - 3.4 Costos de Combustibles y Mantenimiento
 - 3.5 Costos Marginales, Elasticidades-Precio y Razones de Precios de Cuenta.

4. RESULTADOS
 - 4.1 Resultados de los Análisis de Expansión
 - 4.2 Resultados del Análisis de Costo-Beneficio

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACION

INDICE DE CUADROS

Cuadro No.

- 1 Proyección de Demanda de Energía y Potencia - Escenario de Proyección de Demanda con Tasa de Crecimiento del 5.8% en el Período 1985 - 2000.
- 2 Proyección de Demanda de Energía y Potencia - Escenario de Proyección de Demanda con Tasa de Crecimiento del 6.2% en el Período 1985 - 2000.
- 3 Proyección de Consumo Sectorial - En el Escenario de Referencia - Con Tasa de Crecimiento del 5.8% en el Período 1985 - 2000.
- 4 Proyección de Consumo Sectorial - En el Escenario Alto - Con Tasa de Crecimiento del 6.2% en el Período 1985 - 2000.
- 5 Programa de Entrada en Operación de las Centrales y Proyectos en Construcción y Diseño.
- 6 Programa de Inversiones del Proyecto Guavio (en Dólares de 1986).
- 7 Programa de Inversiones del Proyecto Guavio (en Dólares de 1984).
- 8 Evaluación y Justificación Económica del Proyecto Guavio en el Escenario de Referencia.
- 9 Evaluación y Justificación Económica del Proyecto Guavio en el Escenario Alto.

- 10 Evaluación Económica del proyecto Guavio Indicadores Económicos-Escenario de Referencia.
- 11 Evaluación Económica del proyecto Guavio Indicadores Económicos-Escenario Alto.

Cuadros Anexos Nos. :

- A1 Programa de Inversiones Desagregado del Proyecto Guavio con fecha de entrada: Octubre de 1991.
- A2 Programa de Inversiones Desagregado del Proyecto Guavio con fecha de entrada: Octubre de 1992.
- A3 Programa de Inversiones Desagregado del Proyecto Guavio con fecha de entrada: Octubre de 1993.
- A4 Programa de Inversiones Desagregado del Proyecto Guavio con fecha de entrada: Octubre de 1994.

ANALISIS ECONOMICO DEL PROYECTO GUAVIO
DENTRO DE LA EXPANSION DEL
SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO

1. INTRODUCCION

El propósito de este estudio es analizar económicamente la conveniencia de continuar la construcción del proyecto Guavio y determinar su fecha más oportuna de entrada en operación con el fin de solicitar financiación adicional ante la banca multilateral para culminar las obras del mismo.

El proyecto Guavio ha sido incluido desde 1977 dentro de las secuencias de mínimo costo que conforma el Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Colombiano. Es así como el proyecto se incluyó en el "Programa de generación" de 1977 para el período 1984-1988 y posteriormente fue confirmado en la verificación y revisión de ese programa en Diciembre de 1978. En el análisis económico realizado en 1980 para el BID, el proyecto quedó justificado. Posteriormente (1983) y con base en estudios elaborados por ISA, en los cuales se consideraban cuatro escenarios de demanda, el proyecto fue confirmado como integrante de la secuencia de mínimo costo y del Plan de Expansión de Generación aprobado por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES). Adicionalmente, y a solicitud del BID, ISA realizó estudios de sensibilidad a la fecha de entrada del proyecto en operación y análisis de costo-beneficio del mismo, confirmándose su bondad económica.

El presente estudio analiza la conveniencia económica de la inversión faltante que se requiere para culminar las obras del proyecto Guavio dentro del Programa de Expansión Vigente y hace un estimativo de los beneficios y la oportunidad asociados a esta inversión.

El proyecto hidroeléctrico del Guavio está localizado a unos 100 km. al Oriente de Bogotá y está dimensionado para una capacidad instalada final de 1600 MW en 8 unidades de 200 MW cada una, de las cuales se instalarán inicialmente cinco para una capacidad de 1000 MW (1). La producción energética garantizada del proyecto dentro del Sistema Interconectado se estima en 5200 GWh/año aproximadamente, con un embalse de regulación anual de 756 Mm³ de volumen útil. El proyecto está programado actualmente para entrar en operación, su primera unidad, en Octubre de 1991.

2. METODOLOGIA

El estudio económico del proyecto Guavio ha sido tratado en dos etapas: La primera, corresponde al análisis de la conveniencia de continuar o no con la construcción del proyecto, dentro del plan de expansión actual aprobado por la Junta Directiva de ISA en Junio de 1986. La segunda, se refiere al estimativo Beneficio-Costo del proyecto y demás indicadores económicos que permiten analizar la oportunidad de la inversión adicional requerida, con el fin de determinar consecuentemente la mejor fecha de entrada en operación del proyecto, considerando el aumento de los costos directos que implicaría una reprogramación de las obras.

2.1 Alternativas de Expansión con y sin el Proyecto Guavio

Se tomó como base para el análisis el Plan de Expansión del Sistema Eléctrico Colombiano, aprobado por la Junta Directiva de ISA a mediados de 1986, considerando dos escenarios de proyección de demanda: 5.8% (escenario de referencia) y 6.2% (escenario alto).

1. La decisión sobre la instalación de las tres unidades adicionales se tomará en el futuro de acuerdo a las necesidades de potencia pico del Sistema Interconectado.

La metodología empleada consiste en someter las secuencias de proyectos del plan actual (con o sin Guavio) a un proceso iterativo de optimización-simulación estocástica, buscando establecer el programa de entrada en operación de los proyectos integrantes de cada secuencia analizada que satisfaga las demandas de energía y potencia en el sistema con un nivel de confiabilidad del 95% y minimice los costos de inversión y operación (Combustible y Mantenimiento) durante el período de planeamiento (1990-2002).

Posteriormente, las secuencias así ajustadas son evaluadas económicamente mediante el método de Valor Presente Neto (VPN) de los costos de inversión y operación, considerando las correcciones terminales que eliminan desequilibrios entre las alternativas al final del período de evaluación, con el objeto de hacer una comparación entre las alternativas evaluadas que incluyen a Guavio y las que lo sustituyen por otros proyectos.

Se formularon dos secuencias sin Guavio, ajustando la entrada de los proyectos del plan vigente y adicionando proyectos térmicos al inicio del período de expansión (limitados por sus fechas más tempranas) o agregándolos al final del horizonte de planeamiento.

2.2 Análisis Costo-Beneficio y Oportunidad del Proyecto

La metodología empleada para realizar los análisis Costo-Beneficio del proyecto Guavio es la sugerida por el BID para la evaluación de proyectos de generación (2), la cual se fundamenta en la teoría del excedente al consumidor para la valoración de los beneficios y en los precios de cuenta de los diferentes costos y beneficios para la evaluación en términos económicos del proyecto.

2. Comunicación enviada por el BID a ISA en Abril de 1987.

El procedimiento establece una comparación con y sin el proyecto Guavio, dentro del Plan de Expansión, y se tomará en cuenta tres beneficios: Disposición a pagar de los consumidores por la energía adicional suministrada con el proyecto, ahorro en la operación del sistema cuando se tiene el proyecto y el valor del racionamiento evitado. La base del estudio son los resultados obtenidos de los análisis energéticos realizados entre las secuencias que incluyan a Guavio (en su fecha y con atrasos de 1, 2 y 3 años) y la que no lo incluye.

En el Plan de Expansión sin Guavio, se varía paramétricamente la demanda hasta alcanzar un nivel de confiabilidad semejante al de la secuencia con el proyecto (el valor de la demanda incremental fue estimado en 5395 GWh/año).

La energía adicional está dada por la diferencia entre el consumo atendido por el plan actual con Guavio (en sus cuatro fechas diferentes) y el que se atiende con el plan sin Guavio a un nivel de confiabilidad semejante. Esta energía se valora como el área bajo la curva de demanda, esto es, la disposición a pagar de los consumidores por la energía incremental o adicional (ver Figura No. 1).

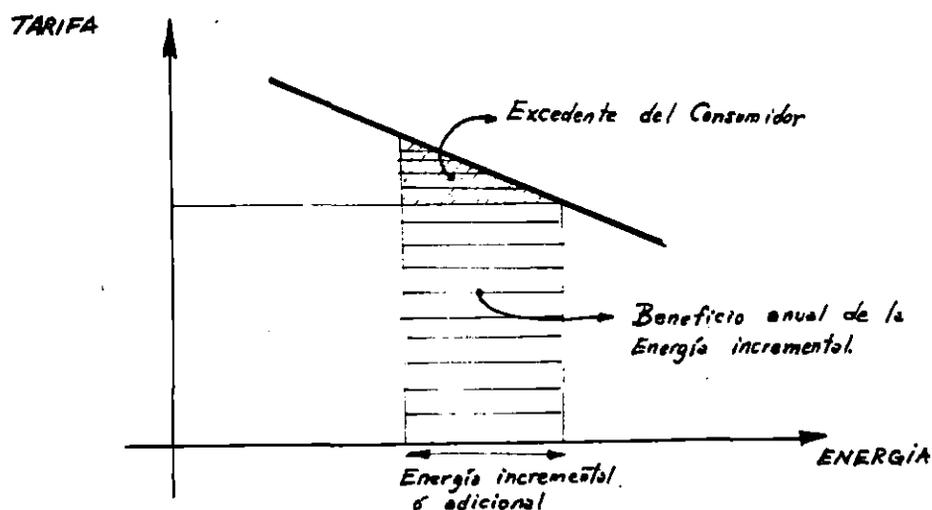


Figura N° 1

El estimativo de la energía adicional proporcionada con el proyecto Guavio se efectuó desde el punto de vista del consumo incremental (incluyendo las pérdidas negras), desagregado sectorialmente. Los costos marginales de largo plazo promedios (tomados como tarifa) y las elasticidades precio son los parámetros que determinan las curvas de demanda para cada sector suponiéndolas lineales y por consiguiente permiten valorar la energía como el área bajo la curva tal como se aprecia en la Figura No. 1.

Los ahorros en la operación del sistema cuando se tiene el proyecto se calculan como la diferencia entre los costos de operación del Sistema Interconectado, considerando los planes de expansión con y sin el proyecto.

El valor del racionamiento evitado, se estima como el producto del costo de racionamiento y la diferencia de la energía no servida por falla en las secuencias con y sin el proyecto.

El flujo de costos estimado para el análisis se compone de: el programa de inversiones adicionales del proyecto, la diferencia de costos de mantenimiento y los costos marginales en la transmisión, subtransmisión y distribución asociados al consumo incremental atendido por el proyecto.

3. INFORMACION BASICA

3.1 Proyecciones de Demanda

La evaluación del proyecto Guavio se ha hecho bajo los escenarios de demanda de referencia (tasa de crecimiento del 5.8% en el periodo 1985-2000) y el escenario alto (con tasa de crecimiento del 6.2% en el mismo periodo).

Los cuadros No. 1 y No. 2 presentan las proyecciones de demanda de estos escenarios. Los cuadros No. 3 y No. 4 contienen las proyecciones de consumo (ventas) por sectores para ambos escenarios.

3.2 Plan de Expansión

El programa de expansión considerado para el análisis es el aprobado por la Junta Directiva de ISA en Junio de 1986 para un escenario de demanda con crecimiento del 5.8% en el período 1985-2000. El cuadro No. 5 muestra el programa de entrada en operación de los proyectos que conforman dicho plan.

3.3 Costos de Inversión del Proyecto Guavio

Los programas de inversiones de generación para el proyecto entrando en Octubre de 1991, 1992, 1993 y 1994, suministrados por la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá -E.E.E.B.- (3), comprender la inversión faltante y la transmisión para conexión a la red de interconexión con líneas a 230 kV.

Estos presupuestos fueron transformados mediante la eliminación de impuestos, aranceles e intereses (ver cuadros Nos. A1, A2, A3 y A4) y posteriormente, los flujos en moneda local y extranjera que inicialmente estaban expresados en US\$ constantes de Diciembre de 1986, se expresaron en US\$ constantes de Dic./1984, con el fin de ser consistentes con el resto de información referida en esos términos (ver cuadros No.6 y 7).

La estructura de costos de refuerzos de transmisión, subtransmisión y distribución requeridos para atender finalmente al consumidor a partir de la energía generada por el

3. Documentos "Cronogramas de Inversión y Esquema de Financiación al desdolar la Inversión en Guavio uno, dos o tres años", de Mayo de 1987 y "Esquema de Financiación, Proyecto Guavio, Diciembre de 1986, fecha de Iniciación del Proyecto: Octubre de 1991", de Abril de 1987, publicados por la -E.E.E.B.-

proyecto, es tomada de estudios de costos marginales realizados por ISA. Dicho costo es de 27.3 US mills/kWh, en promedio expresado en US\$ de Diciembre de 1984 (4).

3.4 Costos de Combustibles y Mantenimiento

La estructura de precios de combustibles utilizada para efectos del análisis fue la sugerida por el BID:

Carbón Exportable	(Dic./85)	US\$ 25/Ton.
Crudo	(Dic./85)	US\$ 22/Barril
Fuel Oil	(Dic./85)	US\$ 18/Barril
Gas	(Dic./84)	US\$ 0.80/10 ³ PC
Costo racionamiento	(Dic./84)	US\$ 0.50/kWh

El carbón no exportable se valoró a precios de mercado.

El costo de Mantenimiento anual se supuso US\$ 4/kW para los proyectos hidroeléctricos y US\$ 18/kW para los proyectos térmicos, tal como se ha venido considerando en los últimos estudios de expansión.

3.5 Costos Incrementales, Elasticidades Precio y Razones de Precios de Cuenta

El Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP) de generación e interconexión en el Sistema Colombiano es de 39.3 US mills de Dic. de 1984/kWh, en promedio para el período cubierto por el actual plan de expansión. Los costos marginales para consumidor final por sectores son los siguientes (4):

4. Documento ISA OPLN 11/11/86 139E "Estructura de Costos del Sistema Eléctrico Colombiano".

<u>Sector</u>	<u>US mills Dic.84/kWh</u>
Residencial	66.6
Industrial	61.5
Comercial y Servicios	63.3
Oficial	63.3

Para el Sector Alumbrado se asume el mismo Costo Marginal del Sector Comercial y para el Sector Otros se asume el mismo del Sector Residencial.

El conjunto de elasticidades fué obtenido de estudios econométricos realizados por ISA (5). A continuación se presentan las elasticidades nacionales por sector de consumo.

<u>Sector</u>	<u>Elasticidad-Precio</u>
Residencial	- 0.281
Industrial	- 0.190
Comercial	- 0.270

Las Razones de Precios de Cuenta (RPC) empleadas en el análisis fueron extraídas de estudios realizados por el Centro de Estudios sobre Desarrollo Económico (CEDE) de la Universidad de los Andes, bajo el Convenio BID-UNIANDES (6). Se utilizaron los siguientes valores:

5. Revisión del Modelo Econométrico de Demanda.

6. "Evaluación Económica de Proyectos Industriales y Razones de Precio de Cuenta para la Industria Colombiana", de Enero de 1987.

<u>Factores</u>	<u>RPC</u>
Divisas	1.000
Inversión Moneda Local	0.732
Consumo Electricidad	0.714

4. RESULTADOS

4.1 Resultados de los Análisis de Expansión

La alternativa con el proyecto Guavio asume que este comienza a entrar en operación en Octubre de 1991 y contiene el resto del plan actualmente vigente. Se ajustaron dos alternativas adicionales sin Guavio agregando 450 MW térmicos, con estudios de factibilidad terminados, al comienzo del período en una y al final del período de planeamiento en la otra, tanto para el escenario de demanda de 5.8% como para el del 6.2%. El cuadro No. 8 presenta el resumen de la evaluación económica de las secuencias con y sin Guavio así ajustadas, ubicando en el horizonte de expansión los proyectos que conforman a cada una de ellas. La evaluación considera el VPN, a Diciembre de 1985, de la inversión en generación, del costo de operación (combustible y mantenimiento), de la corrección terminal y del costo total de cada secuencia analizada dentro del Sistema Interconectado en el escenario de referencia.

La evaluación además tiene en cuenta, el costo de las indemnizaciones que se deberían pagar a los contratistas por interrupción de los contratos y el valor de salvamento de los activos existentes, para el caso de suspender la construcción y abandonar la obra el 31 de diciembre de 1986 (7).

7. El valor de la indemnización fué estimado por la EEEB en 70 millones de dólares de Diciembre de 1986. El valor de salvamento se calcula aproximadamente en 24 millones de dólares de diciembre de 1986 (3% de 797 millones de dólares del inventario de activos revaluados).

El cuadro No. 9 presenta el resumen de la comparación de alternativas para el escenario alto, de manera semejante al descrito para el escenario de referencia.

Como se observa, en ambos escenarios la alternativa de continuar con el proyecto Guavio se constituye en la de mínimo costo con diferencias significativas, del orden del 14% y 15% con respecto a los planes alternativos en el Escenario de Referencia y del 8% en el Escenario Alto. Se concluye entonces que lo más conveniente en este momento es continuar con la construcción del proyecto Guavio y realizar la inversión adicional requerida para su terminación.

Por otro lado se realizaron sensibilidades a la fecha de entrada en operación del proyecto dentro del marco del Plan de Expansión Vigente con el fin de determinar la fecha para la cual se requiere por nivel de confiabilidad (95%) en la atención de la demanda. Se encontró que en el Escenario de Referencia (5.8%) el proyecto debería estar iniciando operaciones en el segundo semestre de 1993 y en el Escenario Alto un año antes, o sea en el segundo semestre de 1992.

4.2 Resultados del Análisis Costo-Beneficio

Los cuadros Nos. 10 y 11 presentan un resumen de los resultados encontrados al evaluar económicamente los costos y beneficios del proyecto en los Escenarios de Referencia y Alto respectivamente. El análisis se hizo para cuatro diferentes fechas de entrada del proyecto en operación (Oct./91, Oct./92, Oct./93 y Oct./94), con el fin de determinar la más oportuna.

Se calcularon la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Presente Neto (VPN) y la Relación Beneficio-Costo. Adicionalmente se incluye en los cuadros el VPN de los beneficios, de la inversión adicional en el proyecto y de los costos totales (Inversión en Generación, Transmisión, Distribución y

Mantenimiento). La tasa de descuento utilizada fue del 12% anual.

En el Escenario de Referencia se observa que para las cuatro fechas, la inversión adicional en el proyecto Guavio presenta beneficios netos positivos, teniendo como periodo de oportunidad económica el que va entre finales de 1992 y finales de 1993, resultado que coincide con los análisis energéticos.

Igualmente, en el Escenario Alto se encuentra que para las cuatro fechas analizadas hay beneficios netos positivos y mayores que en el Escenario de Referencia, lo cual era de esperarse por la mayor tasa de crecimiento de la demanda que en el primero de ellos. Además, se encuentra en este escenario que la fecha de oportunidad económica está localizada a finales de 1992.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACION

El estudio realizado permite concluir que a partir de la información básica utilizada:

- La alternativa de concluir el proyecto Guavio es la de mínimo costo dentro de las factibles actualmente en la expansión de generación del Sistema Interconectado Colombiano, tanto en el Escenario de Referencia (5.8%) como en el ALto (6.2%)
- Por necesidades de confiabilidad (95%) en la atención de la demanda, el proyecto se requeriría para el segundo semestre de 1993 en el escenario del 5.8% y para el segundo semestre de 1992 en el escenario del 6.2%, lo que muestra la sensibilidad de esta fecha a pequeñas variaciones en la tasa promedio de crecimiento de la demanda.

- La inversión adicional requerida para concluir el proyecto presenta beneficios netos positivos en los dos escenarios de demanda para cualquiera de las fechas de entrada en operación analizadas (Oct./91, Oct./92, Oct./93 y Oct./94), estando la más oportuna entre Octubre de 1992 y Octubre de 1993 en el Escenario del 5.8% y a finales de 1992 en el escenario del 6.2%, anotándose que no se hicieron análisis con aplazamientos menores de 1 año.

En vista de lo anterior, de la evolución que ha tenido la demanda en los últimos 24 meses (con crecimientos superiores a los proyectados para el mismo período) y de las expectativas que tiene el país para los próximos años, circunstancias que se han reflejado en los estudios que se han venido realizando para la actualización de las proyecciones de demanda, se recomienda que el proyecto Guavio continúe su construcción y se busque que comience a generar en el segundo semestre de 1992.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA (GWh) Y POTENCIA (MW)

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 5.8 %
EN EL PERIODO 1985 - 2000 (0)

AÑO	EEEB (1)		EPPM (2)		CVC (3)		I C E L (4)										CORELCA (5)		PERDI DAS (6)	SISTEMA TOTAL			
	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)	CQR		TOL/HUI/CAQ		NORDESTE		CEDEL/CEDEN		AGREGADO		Ene (GWh)	Pot (MW)		Ene (GWh)	Pot (MW)	Ene (GWh)	Pot (MW)
							Ene (GWh)	Pot (MW)															
1985	6612	1232	5605	1040	3415	679	1544	294	886	165	1947	371	678	135	5055	920	4623	743	429	25739	4436		
1986	6979	1317	5840	1102	3569	724	1599	314	918	175	1976	382	725	144	5218	966	5060	828	544	27210	4720		
1987	7318	1378	6105	1152	3745	758	1671	327	978	186	2051	395	781	155	5481	1013	5390	878	601	28540	4962		
1988	7683	1445	6404	1208	3932	793	1781	347	1054	200	2173	418	852	169	5860	1083	5707	928	666	30252	5237		
1989	8067	1515	6711	1264	4121	828	1885	366	1124	213	2282	439	920	181	6211	1145	6034	977	733	31877	5509		
1990	8509	1592	7086	1333	4351	871	2024	392	1218	230	2432	466	1008	198	6682	1227	6394	1031	777	33799	5824		
1991	8908	1664	7418	1395	4555	911	2144	414	1298	245	2567	492	1087	213	7096	1303	6749	1088	964	35690	6118		
1992	9425	1758	7840	1474	4810	958	2257	434	1383	261	2704	517	1169	229	7513	1376	7252	1184	1022	37852	6494		
1993	9953	1850	8289	1559	5085	1010	2399	460	1491	281	2882	550	1269	247	8041	1469	7702	1253	1125	40195	6870		
1994	10479	1942	8751	1643	5358	1060	2546	487	1594	300	3054	582	1368	266	8562	1561	8145	1320	1190	42485	7241		
1995	11089	2048	9243	1735	5664	1117	2716	518	1715	323	3255	619	1476	286	9162	1666	8655	1398	1309	45122	7664		
1996	11705	2155	9738	1828	5990	1177	2903	551	1845	346	3467	657	1594	307	9809	1779	9212	1483	1387	47841	8104		
1997	12332	2263	10249	1924	6323	1238	3088	585	1979	372	3688	697	1716	330	10471	1894	9790	1571	1468	50633	8554		
1998	13016	2389	10798	2024	6699	1307	3301	623	2134	400	3927	740	1859	356	11221	2023	10435	1669	1558	53727	9057		
1999	13730	2516	11357	2129	7114	1383	3516	661	2298	431	4186	786	2015	385	12015	2161	11128	1776	1712	57056	9589		
2000	14462	2646	11941	2235	7536	1461	3748	703	2475	463	4463	835	2187	416	12873	2308	11855	1888	1814	60481	10141		
2001	15166	2770	12510	2341	7880	1525	3930	735	2608	488	4697	879	2328	443	13563	2431	12444	1981	1970	63533	10632		
2002	15830	2891	13045	2441	8194	1585	4097	767	2736	512	4911	919	2468	470	14212	2547	13008	2070	2057	66346	11101		
2003	16538	3021	13602	2545	8511	1647	4271	799	2861	535	5134	961	2610	497	14876	2666	13585	2160	2147	69259	11587		
2004	17273	3155	14193	2656	8838	1710	4451	833	2990	560	5362	1003	2749	523	15552	2788	14173	2253	2240	72269	12090		

(0) Año de referencia : 1984 (Demanda = 24588 GWh) . La información para 1985 es histórica.

(1) Incluye Bogotá, Cundinamarca y Meta

(2) Incluye Medellín, Antioquia y Chocó

(3) Corresponde al Valle del Cauca

(4) Incluye CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), Tolima, Huila y Caquetá, NORDESTE (Boyacá, Santander y Norte de Santander) y CEDELCA/CEDENAR (Cauca y Nariño)

(5) Incluye a Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Cesar, Sucre y Guajira

(6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA y pérdidas en la Red de Interconexión

(7) Demanda agregada de los submercados con diversidad

(8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye pérdidas)

CUADRO NO 2
 SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
 PROYECCION DE DEMANDAS DE ENERGIA(Gwh) Y POTENCIA (MW)
 ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DE 6.2 %
 EN EL PERIODO 1985 - 2000 (0)

EEEB (1)		EPPM (2)		CVC (3)		I C E L (4)										CORELCA (5)		PERDI BAS (6)		SISTEMA TOTAL		
						COR		TOL/HUI/CAQ		NORDESTE		CEDEL/CEDEN		AGREGADO								
Ene (GWH)	Pot (MW)	Ene (GWH)	Ene (GWH)	Pot (MW)	Pot (MW)	Pot (MW)																
6612	1232	5605	1040	3415	679	1544	294	886	165	1947	371	678	136	5055	920	4623	743	533	25739	4436		
6979	1317	5840	1102	3569	724	1599	314	918	175	1976	382	725	144	5218	966	5060	828	544	27210	4720		
7355	1385	6137	1158	3764	762	1679	328	983	187	2063	398	785	156	5510	1018	5415	882	604	28785	4987		
7763	1460	6470	1221	3973	801	1799	350	1065	202	2195	423	861	170	5920	1094	5760	936	672	30558	5290		
8192	1538	6815	1284	4185	841	1914	372	1142	216	2316	445	935	184	6307	1162	6119	991	744	32362	5593		
8686	1625	7232	1360	4441	889	2066	400	1243	235	2483	476	1028	202	6820	1253	6514	1050	793	34486	5942		
9139	1707	7611	1431	4673	934	2200	425	1332	251	2633	504	1115	219	7280	1336	6909	1114	988	36600	6275		
9719	1813	8086	1521	4960	988	2327	448	1426	269	2790	533	1205	236	7748	1419	7458	1217	1054	39025	6693		
10317	1918	8592	1616	5271	1046	2487	477	1546	291	2986	570	1316	256	8335	1523	7960	1294	1166	41641	7117		
10919	2024	9119	1712	5583	1105	2652	507	1661	312	3182	606	1426	277	8921	1626	8459	1370	1239	44240	7540		
11614	2145	9679	1817	5932	1170	2844	542	1796	338	3409	649	1546	299	9595	1745	9034	1459	1369	47223	8020		
12322	2269	10251	1925	6306	1239	3056	580	1942	365	3650	692	1678	324	10326	1873	9663	1555	1459	50327	8524		
13048	2395	10845	2036	6691	1310	3268	619	2094	393	3903	738	1816	349	11081	2004	10322	1655	1553	53540	9045		
13846	2541	11485	2153	7126	1391	3511	662	2269	425	4178	787	1977	379	11935	2152	11058	1767	1656	57106	9626		
14682	2690	12144	2276	7606	1479	3759	707	2457	461	4476	840	2155	411	12847	2310	11853	1890	1829	60961	10245		
15545	2844	12835	2402	8100	1570	4029	755	2660	498	4798	898	2350	447	13837	2481	12693	2020	1949	64959	10891		
16371	2990	13503	2527	8506	1646	4242	794	2815	527	5071	949	2513	478	14641	2624	13381	2128	2124	68526	11467		
17150	3132	14133	2645	8877	1718	4438	831	2964	555	5321	996	2674	509	15397	2760	14038	2232	2226	71821	12017		
17981	3284	14790	2768	9254	1790	4644	869	3111	582	5582	1045	2838	540	16175	2899	14715	2338	2333	75248	12588		
18850	3443	15489	2899	9645	1866	4858	909	3263	611	5851	1095	3000	571	16972	3042	15407	2447	2443	78806	13182		

(0) Año de referencia : 1984 (Demanda = 24588 GWh). La información para 1985 es histórica.

(1) Incluye Bogotá, Cundinamarca y Meta

(2) Incluye Medellín, Antioquia y Chocó

(3) Corresponde al Valle del Cauca

(4) Incluye COR (Caldas, Quindío y Risaralda), Tolima, Huila y Caquetá, NORDESTE (Boyacá, Santander y Norte de Santander) y CEDELCA/CEDEMAR (Cauca y Maricao)

(5) Incluye a Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Cesar, Sucre y Guajira

(6) Incluye el consumo propio en plantas de ISA y pérdidas en la Red de Interconexión

(7) Demanda agregada de los submercados con diversidad

(8) Demanda pico agregada con diversidad (incluye pérdidas)

CUADRO No. 3

PROYECCIONES DE VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

BASE TENDENCIA 87 - 2000

ESCENARIO DE REFERENCIA

AÑO	RESIDENCIAL		INDUSTRIAL		COMERCIAL		OFICIAL		ALUMBRADO PUB.		OTROS		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1987	10566		5963		2745		1419		567		346		21606	
1988	11055	4.63	6391	7.18	3017	9.91	1511	6.48	587	3.53	408	17.92	22970	6.31
1989	11557	4.54	6842	7.06	3309	9.68	1609	6.49	608	3.58	464	13.73	24389	6.18
1990	12170	5.30	7317	6.94	3624	9.52	1712	6.40	628	3.29	640	37.93	26093	6.99
1991	12804	5.21	7820	6.87	3963	9.35	1823	6.48	650	3.50	718	12.19	27778	6.46
1992	13460	5.12	8349	6.76	4326	9.16	1941	6.47	671	3.23	899	25.21	29646	6.72
1993	14137	5.03	8906	6.67	4717	9.04	2066	6.44	693	3.28	1061	18.02	31581	6.53
1994	14838	4.96	9495	6.61	5135	8.86	2200	6.49	716	3.32	1193	12.44	33576	6.32
1995	15559	4.86	10114	6.52	5583	8.72	2341	6.41	738	3.07	1474	23.55	35809	6.65
1996	16437	5.64	10768	6.47	6062	8.58	2493	6.49	761	3.12	1602	8.68	38124	6.46
1997	17352	5.57	11457	6.40	6575	8.46	2654	6.46	785	3.15	1683	5.06	40506	6.25
1998	18301	5.47	12182	6.33	7123	8.33	2825	6.44	809	3.06	1893	12.48	43132	6.48
1999	19287	5.39	12946	6.27	7708	8.21	3007	6.44	833	2.97	2154	13.79	45936	6.50
2000	20310	5.30	13751	6.22	8333	8.11	3202	6.48	858	3.00	2378	10.40	48832	6.30
2001	21377	5.25	14342	4.30	8804	5.65	3368	5.18	881	2.68	2459	3.41	51233	4.92
2002	22271	4.18	14950	4.24	9294	5.57	3544	5.23	905	2.72	2530	2.89	53495	4.42
2003	23193	4.14	15579	4.21	9803	5.48	3729	5.22	929	2.65	2604	2.92	55837	4.38
2004	24144	4.10	16226	4.15	10330	5.38	3923	5.20	954	2.69	2685	3.11	58263	4.34

CUADRO No. 4

PROYECCIONES DE VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

BASE TENDENCIA 87 - 2000

ESCENARIO DE PROYECCION DE DEMANDA CON TASA DE CRECIMIENTO DEL 6.2 %

AÑO	RESIDENCIAL		INDUSTRIAL		COMERCIAL		OFICIAL		ALUMBRADO PUB.		OTROS		TOTAL	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1987	10590		6016		2768		1430		569		342		21715	
1988	11139	5.18	6476	7.65	3061	10.59	1531	7.06	590	3.69	406	18.71	23203	6.85
1989	11707	5.10	6964	7.54	3379	10.39	1639	7.05	612	3.73	459	13.05	24760	6.71
1990	12393	5.86	7481	7.42	3723	10.18	1754	7.02	634	3.59	638	39.00	26623	7.52
1991	13107	5.76	8030	7.34	4096	10.02	1877	7.01	656	3.47	720	12.85	28486	7.00
1992	13852	5.68	8611	7.24	4500	9.86	2009	7.03	680	3.66	905	25.69	30557	7.27
1993	14626	5.59	9227	7.15	4937	9.71	2151	7.07	703	3.38	1073	18.56	32717	7.07
1994	15432	5.51	9881	7.09	5408	9.54	2302	7.02	727	3.41	1213	13.05	34963	6.86
1995	16267	5.41	10572	6.99	5917	9.41	2464	7.04	752	3.44	1504	23.99	37476	7.19
1996	17277	6.21	11306	6.94	6465	9.26	2637	7.02	777	3.32	1644	9.31	40106	7.02
1997	18335	6.12	12083	6.87	7056	9.14	2823	7.05	802	3.22	1733	5.41	42832	6.80
1998	19440	6.03	12904	6.79	7692	9.01	3021	7.01	828	3.24	1960	13.10	45845	7.03
1999	20596	5.95	13775	6.75	8376	8.89	3234	7.05	855	3.26	2244	14.49	49080	7.06
2000	21804	5.87	14697	6.69	9111	8.78	3461	7.02	882	3.16	2493	11.10	52448	6.86
2001	23071	5.81	15377	4.63	9666	6.09	3651	5.49	907	2.83	2587	3.77	55259	5.36
2002	24131	4.59	16080	4.57	10245	5.99	3852	5.51	933	2.87	2668	3.13	57909	4.80
2003	25229	4.55	16809	4.53	10849	5.90	4064	5.50	959	2.79	2755	3.26	60665	4.76
2004	26367	4.51	17563	4.49	11479	5.81	4288	5.51	987	2.92	2849	3.41	63533	4.73

Cuadro No. 5

SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

PROGRAMA DE ENTRADA EN OPERACION DE LAS CENTRALES
Y PROYECTOS EN CONSTRUCCION Y DISEÑO

CENTRALES	CLASE (1)	ENTIDAD EJECUTORA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FECHA	ESTADO (2)	LOCALIZACION (DEPTO)	OBSERVACIONES
San Carlos II (4)	H	ISA	620.0	Abr 1987	C	Antioquia	4 unidades, 1 cada mes
Calderas	H	ISA	18.0	Jun 1987	C	Antioquia	2 unidades, 1 cada mes
Betania	H	ICEL-ISA	500.0	Jun 1987	C	Rhulla	3 unidades, 1 cada 2 meses
Jaguas	H	ISA	170.0	Ago 1987	C	Antioquia	2 unidades, 1 cada mes
Termoquajira II	T C	COPELCA	170.0	Sep 1987	C	Quajira	3 unidades, 1 cada mes
Playas	H	REPOM	200.0	Dic 1987	C	Antioquia	5 unidades, 1 cada 3 meses
Guavio	H	EXED-ISA	1000.0	2do. Sem. 1991	C	Cundinamarca	3 unidades, 1 cada mes
Río Grande (3)	H	REPOM	322.5	2do. Sem. 1991	C	Antioquia	5 unidades, 1 cada 3 meses
Callama III	H	CVC	240.0	2do. Sem. 1996	D	V. del Cauca	3 unidades
Miel I	H	CHBC	405.0	1er. Sem. 1997	D	Caldas	3 unidades
Urrá I y II (A. Simi)	H	CCA-ISA	1200.0	2do. Sem. 1997	D	Córdoba	I: 4x85 MW, II: 4x215 MW
Cañafisto	H	ISA	1500.0	1er. Sem. 1999	D	Antioquia	5 unidades
Miel II	H	ICEL-CHBC	331.0	1er. Sem. 2001	F	Caldas	3 unidades
PROYECTOS		ENTIDAD EJECUTORA		FECHA	ESTADO (2)	LOCALIZACION (DEPTO)	OBSERVACIONES
Desviación río Calderas a San Carlos		ISA		Jun 1987	C	Antioquia	5.1 m ³ /s. en promedio
Desviación río Tafetanes a Calderas y San Carlos		ISA		Jul 1987	C	Antioquia	1.7 m ³ /s. en promedio

NOTAS:

- (1) H - Central Hidráulica
- T C - Central Térmica a carbón
- (2) C - Construcción; D - Diseño; F - Factibilidad
- (3) El proyecto del Río Grande comprende dos centrales: La Tasa Jera (300 MW) y Niquila (22.5 MW), programada para el 1er. semestre de 1990.
- (4) Dos unidades en operación desde Abr/87, las dos restantes en Jul/87 y Ago/87.

Junio de 1987

CUADRO No. 6

PROGRAMA DE INVERSIONES SEGUN LA FECHA DE ENTRADA DEL PROYECTO GUAVIO
(Miles de US \$ constantes de 1986) (1)

FECHA DE ENTRADA :	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	TOTAL DE PERIODO
GUAVIO EN OCTUBRE DE 1991									
Moneda local	72200	58103	28075	19053	14826				192257
Moneda extranjera	97425	87982	56885	32225	17779				292298
Total	* 169625 *	* 146085 *	* 84960 *	* 51278 *	* 32605 *	*	*	*	* 484553
GUAVIO EN OCTUBRE DE 1992									
Moneda local	67626	53043	16734	23216	18771	16707			196097
Moneda extranjera	97479	78689	43322	27653	28825	17470			293438
Total	* 165105 *	* 131732 *	* 60056 *	* 50869 *	* 47596 *	* 34177 *	*	*	* 489535
GUAVIO EN OCTUBRE DE 1993									
Moneda local	66405	52380	14633	10280	20467	18714	17394		200273
Moneda extranjera	97445	78686	40213	6884	24227	28509	17472		293438
Total	* 163850 *	* 131066 *	* 54846 *	* 17164 *	* 44694 *	* 47223 *	* 34866 *	*	* 493709
GUAVIO EN OCTUBRE DE 1994									
Moneda local	65494	51884	15324	6917	7130	21606	18515	17805	204675
Moneda extranjera	97420	78683	40233	3745	3460	23917	28507	17472	293437
Total	* 162914 *	* 130567 *	* 55557 *	* 10662 *	* 10590 *	* 45523 *	* 47022 *	* 35277 *	* 498112

NOTA: (1) Informacion obtenida de los documentos: "Esquema de Financiacion, Proyecto Guavio, Diciembre de 1986. Fecha de Iniciacion de Operacion del Proyecto : Octubre de 1991", Abril de 1987 y "Cronogramas de Inversion y Esquemas de Financiacion al desplazar la Inversion en Guavio Uno, Dos o Tres anos", de Mayo de 1987. publicados por la EEEB. La informacion extraida de estos documentos fue transformada eliminandole impuestos, aranceles e intereses segun los Cuadros anexos Nos. A1, A2, A3 y A4.

CUADRO No. 7

PROGRAMA DE INVERSIONES SEGUN LA FECHA DE ENTRADA DEL PROYECTO GUAVIDO (1), (2)
(Miles de US \$ constantes de 1984)

FECHA DE ENTRADA :	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	TOTAL DE PERIODO
GUAVIDO EN OCTUBRE DE 1991:									
Moneda local	93724	75425	36445	24733	19246				249572
Moneda extranjera	94971	85766	55452	31413	17331				284933
Total	* 188695 *	* 161191 *	* 91897 *	* 56146 *	* 36577 *	*	*	*	* 534505
GUAVIDO EN OCTUBRE DE 1992:									
Moneda local	87786	68856	21723	30137	24367	21688			254557
Moneda extranjera	95023	76707	42231	26956	28099	17030			286046
Total	* 182809 *	* 145563 *	* 63954 *	* 57093 *	* 52466 *	* 38718 *	*	*	* 540603
GUAVIDO EN OCTUBRE DE 1993:									
Moneda local	86201	67995	18995	13345	26569	24293	22579		259978
Moneda extranjera	94990	76704	39200	6711	23617	27791	17032		286045
Total	* 181191 *	* 144699 *	* 58195 *	* 20056 *	* 50186 *	* 52084 *	* 39611 *	*	* 546023
GUAVIDO EN OCTUBRE DE 1994:									
Moneda local	85019	67352	19892	8979	9256	28047	24035	23113	265692
Moneda extranjera	94966	76701	39219	3651	3373	23314	27789	17032	286045
Total	* 179985 *	* 144053 *	* 59111 *	* 12630 *	* 12629 *	* 51361 *	* 51824 *	* 40145 *	* 551737

Notas:

- (1) Miles de US \$ constantes de 1984 , 1 US\$ = 113.89 COL \$
 (2) Información obtenida a partir del Cuadro No 6 y transformada a dolares de Dic /84, mediante los siguientes parametros:
- | Año | 1985 | 1986 |
|----------------------|-------|-------|
| Inflacion Interna(%) | 22.7 | 20.7 |
| Inflacion Externa(%) | 1.292 | 1.276 |
| Devaluacion (%) | 51.2 | 27.2 |

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
EVALUACION Y JUSTIFICACION ECONOMICA DEL PROYECTO GUAVIDO
SECUENCIAS DE GENERACION (1)
ESCENARIO DE REFERENCIA

JULIO/87

ANO DEMANDA (GWH)	ALTERNATIVA 1 CON GUAVIDO/91	ALTERNATIVA 2 SIN GUAVIDO	ALTERNATIVA 3 SIN GUAVIDO
1994 42488		CAL3 OCT	ZIP6 ABR TAM3 OCT
1995 45124		MIE1 ENE URR1 JUL URR2 JUL	CAL3 ABR MIE1 OCT
1996 47844	CAL3 JUL		URR1 OCT URR2 OCT
1997 50635	MIE1 ABR URR1 JUL URR2 JUL	CANA JUL	
1998 53729		MIE2 JUL	CANA ENE
1999 57059	CANA ENE	PORC ENE	MIE2 ENE
2000 60483			
2001 63535	MIE2 ENE PORC ABR		PORC ENE
2002 66348		TAM3 OCT ZIP6 ENE	
EVALUACION ECONOMICA VALORES PRESENTES A DIC. 1985 (2) (US X 1000) TASA DE DESCUENTO = 12.0%			
INVERSION (3)	1647020	1677492	1644815
OP. Y COMB (4)	235707	247839	302525
(3)CORTER	0	175795	182594
INDEMN-SALVA (5)	0	41139	41139
TOTAL (6)	1882727	2143265	2171073
DELTA (7)	0	260538	288346
%	0.00	13.84	15.32

- (1) CAL3: Calima III, CANA: Cañafisto, MIE1: Miel I, MIE2: Miel II, PORC: Porce 3, URR1: Urrá I, URR2: Urrá II, ZIP6: Zipa VI, TAM3: Amagá 300.
- (2) Tasa de cambio : US\$1 = \$113.89 (Diciembre de 1984).
- (3) Incluye inversión en proyectos de generación y conexión de los mismos a la red de transmisión.
- (4) Incluye los costos de mantenimiento y operación de todas las centrales térmicas e hidroeléctricas que entran en operación en el periodo de análisis (1990 - 2002), y los de combustible para todas las centrales termoeléctricas del Sistema Interconectado.
- (5) La suspensión de la construcción de Guavio, ocasionará un costo por la indemnización menos el valor de salvamento de algunos activos.
- (6) Valor Presente Total = Valor presente de la inversión + Valor presente de costos de operación, mantenimiento y combustible + Incremento en valor presente por corrección terminal.
- (7) El incremento se calcula con respecto a la alternativa de menor valor presente.

CUADRO No. 9
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
EVALUACION Y JUSTIFICACION ECONOMICA DEL PROYECTO GUAVIO
SECUENCIAS DE GENERACION (1)
ESCENARIO ALTO

JULIO /87

ANO DEMANDA (GMH)	ALTERNATIVA 1A CON GUAVIO /91	ALTERNATIVA 2A SIN GUAVIO	ALTERNATIVA 3A SIN GUAVIO
1994 44241		MIE1 ENE CAL3 JUL	ZIP6 ENE CAL3 JUL MIE1 OCT
1995 47224	CAL3 JUL MIE1 OCT	URR1 ENE URR2 ENE	TAM3 ENE URR1 JUL URR2 JUL
1996 50328	URR1 ABR URR2 ABR	CANA ENE	
1997 53541		MIE2 OCT	CANA JUL
1998 57107	CANA ENE	POCR ENE	MIE2 ABR
1999 60962	MIE2 JUL		PORC OCT
2000 64960	PORC ABR	NECA ENE ZIP6 JUL TAM3 JUL	NECA ENE
2001 68527	NECA ABR		
2002 71823			
EVALUACION ECONOMICA VALORES PRESENTES A DIC. 1985 (2) (US X 1000) TASA DE DESCUENTO = 12.0 %			
INVERSION (3)	1968877	2033141	1961776
OP. Y COMB (4)	241451	263124	314385
(3)CORTER	0	64109	68455
INDEMN-SALVA (5)	0	41139	41139
TOTAL (6)	2210328	2401513	2385755
DELTA (7)	0	191185	175427
%	0.00	8.65	7.94

- (1) CAL3: Calima III, CANA: Cañafisto, MIE1: Miel I, MIE2: Miel II, NECA: Nechi A, PORC: Porce 3, URR1: Urrá I, URR2: Urrá II, ZIP6: Zipa VI, TAM3: Amagá 300.
- (2) Tasa de cambio : US\$1 = \$113.89 (Diciembre de 1984).
- (3) Incluye inversión en proyectos de generación y conexión de los mismos a la red de transmisión.
- (4) Incluye los costos de mantenimiento y operación de todas las centrales térmicas e hidroeléctricas que entran en operación en el periodo de análisis (1990 - 2002), y los de combustible para todas las centrales termoeléctricas del Sistema Interconectado.
- (5) La suspensión de la construcción de Guavio, ocasionará un costo por la indemnización menos el valor de salvamento de algunos activos.
- (6) Valor Presente Total = Valor presente de la inversión + Valor presente de costos de operación, mantenimiento y combustible + Incremento en valor presente por corrección terminal.
- (7) El incremento se calcula con respecto a la alternativa de menor valor presente.

CUADRO No 10
 EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO GUAVIO
 INDICADORES ECONOMICOS
 ESCENARIO DE REFERENCIA

PROCEDIMIENTO : Elasticidades y consumos representativos de cada sector

Fecha de entrada proyecto Guavio	TIR	VPN (1) Flujo Neto (millones)	Relación Ben./Cost. (1)	VPN (1) Beneficios (millones)	VPN (1) Inv Guavio. (millones)	VPN (1) Costo. (2) (millones)
Octubre de 1991	15.62	189.94	1.2759	878.38	366.19	688.4
Octubre de 1992	16.13	215.08	1.3166	894.33	358.81	679.3
Octubre de 1993	16.22	215.13	1.3202	886.93	352.96	671.8
Octubre de 1994	15.77	190.05	1.2857	855.26	347.79	665.2

Nota:

- (1) En dólares constantes de 1984. Tasa de descuento del 12 % .
 (2) Costo Total de Inversión + Mantenimiento + Transmisión

CUADRO No 11
EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO GUAVIO
INDICADORES ECONOMICOS
ESCENARIO ALTO

PROCEDIMIENTO : Elasticidades y consumos representativos de cada sector

Fecha de entrada proyecto Guavio	TIR	VPN (1) Flujo Neto (millones)	Relación Ben./Cost. (1)	VPN (1) Beneficios (millones)	VPN (1) Inv Guavio. (millones)	VPN (1) Costo. (2) (millones)
Octubre de 1991	16.83	253.93	1.3556	968.03	366.19	714.1
Octubre de 1992	17.05	256.99	1.3646	961.92	358.81	704.9
Octubre de 1993	16.95	248.60	1.3564	946.06	352.95	697.5
Octubre de 1994	16.27	214.26	1.3101	905.13	347.79	690.9

Nota:

- (1) En dólares constantes de 1984. Tasa de descuento del 12 % .
(2) Costo Total de Inversión + Mantenimiento + Transmisión

CUADRO No A.1 (1)

0.0222 Impuestos por Remesa + Renta + Timbre (2.22 %)
 0.0300 impuestos en moneda local 3 %
 0.2278 Impuestos por nacionalizacion de equipos

GUAVIDO EN OCTUBRE /91		1987	1988	1989	1990	1991	TOTAL DEL PERIODO
INFRAESTRUCTURA							
Costo base	ME	17198	9425				
	ML	11814	3785				
Imprevistos	ME	1038	562				
	ML	737	236				
PRESA Y OBRAS ANEXAS							
Costo base	ME	37581	22302	1280			
	ML	21364	12508	820			
Imprevistos	ME	3758	2231	130			
	ML	2136	1251	82			
CONDUCCION Y CENTRAL SUBT.							
Costo base	ME	29734	20405	8162			
	ML	10721	7357	2943			
Imprevistos	ME	2973	2041	816			
	ML	1072	736	295			
EQUIPO MAYOR							
Costo base	ME	2981	14095	19831	3490	5706	
	ML	4916	6317	3619	1350	2196	
Imprevistos	ME	298	1418	1984	349	571	
	ML	491	632	362	136	220	
EQUIPO ADICIONAL							
Costo base	ME	0	0	950	3991	651	
	ML			0	0	1695	
Imprevistos	ME			95	399	65	
	ML			0	0	170	
EQUIPO MENOR							
Costo base	ME	3443	15763	9273	14839	9097	
	ML	1606	15568	4688	10082	8106	
Imprevistos	ME	343	1577	928	1484	909	
	ML	161	1558	469	1009	810	
TRANSMISION							
Costo base	ME	0	0	13292	7589	1076	
	ML			10659	5175	2799	
Imprevistos	ME			1372	809	108	
	ML			1286	776	280	
SUBTOTAL COSTO DIRECTO							
Costo base	ME	90937	81990	52788	29909	16530	
	ML	50421	45535	22729	16607	14796	
Imprevistos	ME	8410	7829	5325	3041	1653	
	ML	4597	4413	2494	1921	1480	
TOTAL	ME	99347	89819	58113	32950	18183	
	ML	55018	49948	25223	18528	16276	
	T	154365	139767	83336	51478	34459	
INGENIERIA Y ADMINISTRAC							
Costo base	ME	745	413	163	17	0	
	ML	21277	17866	11485	6887	3009	
TOTAL menos IMPUESTOS							
	ME	97425	87982	56885	32225	17779	292296
	ML	72200	58103	28075	19053	14826	192256
	T	169625	146085	84959	51278	32605	484552

(1) Miles de dólares de Dic./86

CUADRO No A.2 (1)

0.0222 Impuestos por Remesa + Renta + Timbre (2.22 %)
 0.0300 Impuestos en moneda local 3 %
 0.2278 Impuestos por nacionalización de equipos

		1987	1988	1989	1990	1991	1992	TOTAL DEL PERIODO
GUAVIO EN OCTUBRE /92								
INFRAESTRUCTURA								
Costo base	ME	17198	9425					
	ML	11814	3785					
Imprevistos	ME	1038	562					
	ML	737	236					
PRESA Y OB. ANEXAS								
Costo base	ME	37675	16573	6914				
	ML	19633	11716	3342				
Imprevistos	ME	3768	1658	1863				
	ML	1963	1172	334				
CONDUCCION Y CENTRAL SUBV.								
Costo base	ME	29734	20405	8162				
	ML	10721	7357	2943				
Imprevistos	ME	2973	2041	816				
	ML	1072	736	295				
EQUIPO MAYOR								
Costo base	ME	2981	14095	18665	4353	590	5419	
	ML	4916	6317	3619	1350	0	2196	
Imprevistos	ME	298	1418	1867	436	59	542	
	ML	491	632	362	136	0	220	
EQUIPO ADICIONAL								
Costo base	ME	0	0	0	950	3990	652	
	ML						1695	
Imprevistos	ME				95	399	65	
	ML				0	0	170	
EQUIPO MENOR								
Costo base	ME	3443	12858	5394	7043	14581	9096	
	ML	1606	13301	3190	4079	9854	8022	
Imprevistos	ME	344	1286	539	705	1458	909	
	ML	161	1330	319	408	987	802	
TRANSMISION								
Costo base	ME	0	0	0	13292	7589	1076	
	ML				10659	5175	2799	
Imprevistos	ME				1372	809	108	
	ML				1286	776	280	
SUBTOTAL COSTO DIRECTO								
Costo base	ME	91031	73356	39135	25638	26750	16243	
	ML	48690	42476	13094	16088	15029	14712	
Imprevistos	ME	8421	6965	5085	2608	2725	1624	
	ML	4424	4106	1310	1830	1763	1472	
TOTAL	ME	99452	80321	44220	28246	29475	17867	
	ML	53114	46582	14404	17918	16792	16184	
	T	152566	126903	58624	46164	46267	34051	
INGENIERIA Y ADMINISTRAC								
Costo base	ME	619	399	220	89	11	0	
	ML	18481	15228	9134	9169	7512	4966	
TOTAL menos IMPUESTOS								
	ME	97479	78689	43322	27653	28825	17470	293439
	ML	67626	53043	16734	23216	18771	16707	196097
	T	165105	131733	60056	50869	47596	34177	489536

(1) Miles de dólares de Dic./86

CUADRO No A.3 (1)

0.0222 Impuestos por Remesa + Renta + Timbre (2.22 %)
 0.0300 Impuestos en moneda local 3 %
 0.2278 Impuestos por nacionalización de equipos

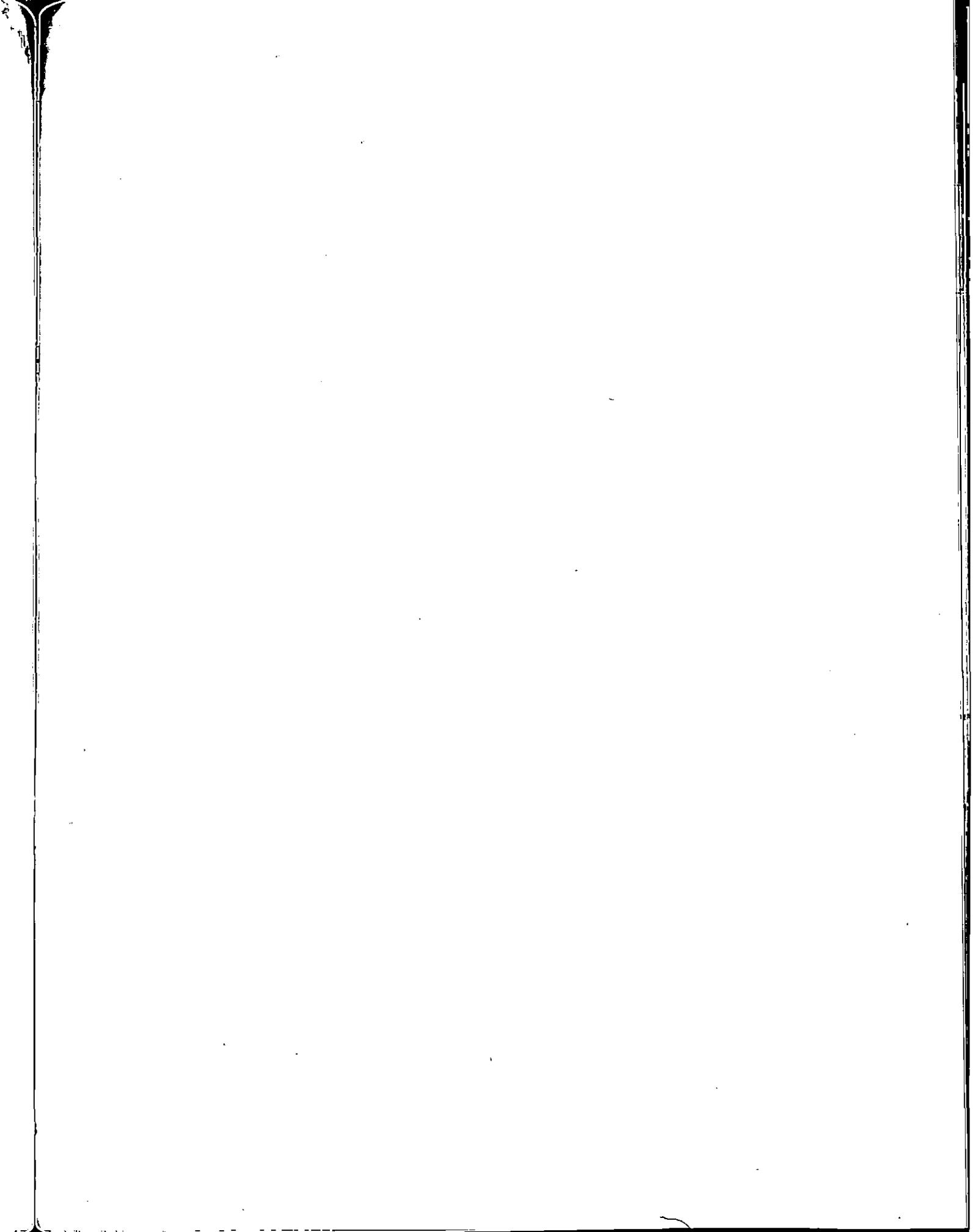
PLAZO EN OCTUBRE /93		1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	TOTAL DE PERIODO
INFRAESTRUCTURA									
Costo base	ME	17198	9425						
	ML	11814	3785						
Imprevistos	ME	1038	562						
	ML	737	236						
PRESA Y OBRAS ANEXAS									
Costo base	ME	37675	16573	6914					
	ML	19633	11716	3342					
Imprevistos	ME	3768	1658	1863					
	ML	1963	1172	334					
CONDUCCION Y CENTRAL SUBT.									
Costo base	ME	29734	20405	8162					
	ML	10721	7357	2943					
Imprevistos	ME	2973	2041	816					
	ML	1072	736	295					
EQUIPO MAYOR									
Costo base	ME	2981	14095	18665	3187	1453	303	5419	
	ML	4916	6317	3619	1350	0	0	2196	
Imprevistos	ME	298	1418	1867	319	146	30	542	
	ML	491	632	362	136	0	0	220	
EQUIPO ADICIONAL									
Costo base	ME	0	0	0	0	950	3990	652	
	ML					0	0	1695	
Imprevistos	ME				0	95	399	65	
	ML				0	0	0	170	
EQUIPO MENOR									
Costo base	ME	3443	12858	2489	3164	6785	14577	9097	
	ML	1606	13301	923	2581	3849	9771	8023	
Imprevistos	ME	344	1286	249	316	679	1457	910	
	ML	161	1330	92	258	385	978	802	
TRANSMISION									
Costo base	ME	0	0	0	0	13292	7589	1076	
	ML					0	10659	2799	
Imprevistos	ME				0	1372	809	108	
	ML				0	1286	776	280	
SUBTOTAL COSTO DIRECTO									
Costo base	ME	91031	73356	36230	6351	22480	26459	16244	
	ML	48690	42476	10827	3931	14508	14946	14713	
Imprevistos	ME	8421	6965	4795	635	2292	2695	1625	
	ML	4424	4106	1083	394	1671	1754	1472	
TOTAL	ME	99452	80321	41025	6986	24772	29154	17869	
	ML	53114	46582	11910	4325	16179	16700	16185	
	T	152566	126903	52935	11311	40951	45854	34054	
INGENIERIA Y ADM									
Costo base	ME	529	389	260	141	12	6	0	
	ML	17223	14544	8706	7923	7254	7470	5674	
TOTAL menos IMPUESTOS									
	ME	97445	78686	40213	6884	24227	28509	17472	293436
	ML	66405	52380	14633	10280	20467	18714	17394	200274
	T	163851	131066	54846	17164	44694	47223	34866	493710

(1) Miles de dólares de Dic./86

CUADRO No A.4 (1)

0.0222 Impuestos por Remesa + Renta + Timbre (2.22 %)
 0.0300 Impuestos en moneda local 3 %
 0.2278 Impuestos por nacionalización de equipos

GUAVIO EN OCTUBRE /94		1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	TOTAL DEL PERIODO
INFRAESTRUCTURA										
Costo base	ME	17198	9425							
	ML	11814	3785							
Imprevistos	ME	1038	562							
	ML	737	236							
PRESA Y OBRAS ANEXAS										
Costo base	ME	37675	16573	6914						
	ML	19633	11716	3342						
Imprevistos	ME	3768	1658	1863						
	ML	1963	1172	334						
CONDUCCION Y CENTRAL SUBV.										
Costo base	ME	29734	20405	8162						
	ML	10721	7357	2943						
Imprevistos	ME	2973	2041	816						
	ML	1072	736	295						
EQUIPO MAYOR										
Costo base	ME	2981	14095	18665	3187	287	1166	303	5419	
	ML	4916	6317	3619	1350	0	0	0	2196	
Imprevistos	ME	298	1418	1867	319	29	117	30	542	
	ML	491	632	362	136	0	0	0	220	
EQUIPO ADICIONAL										
Costo base	ME	0	0	0	0	0	950	3990	652	
	ML						0	0	1695	
Imprevistos	ME				0	0	95	399	65	
	ML				0	0	0	0	170	
EQUIPO MENOR										
Costo base	ME	3443	12858	2489	259	2906	6784	14577	9097	
	ML	1606	13301	923	314	2351	3766	9769	8023	
Imprevistos	ME	344	1286	249	26	291	679	1457	910	
	ML	161	1330	92	31	235	377	977	802	
TRANSMISION										
Costo base	ME	0	0	0	0	0	13292	7589	1076	
	ML				0	0	10659	5175	2799	
Imprevistos	ME				0	0	1372	809	108	
	ML				0	0	1286	776	280	
SUBTOTAL COSTO DIRECTO										
Costo base	ME	91031	73356	36230	3446	3193	22192	26459	16244	
	ML	48690	42476	10827	1664	2351	14425	14944	14713	
Imprevistos	ME	8421	6965	4795	345	320	2263	2695	1625	
	ML	4424	4106	1083	167	235	1663	1753	1472	
TOTAL	ME	99452	80321	41025	3791	3513	24455	29154	17869	
	ML	53114	46582	11910	1831	2586	16088	16697	16185	
	T	152566	126903	52935	5622	6099	40543	45851	34054	
INGENIERIA Y ADMINISTRAC										
Costo base	ME	463	382	313	101	66	12	0	0	
	ML	16283	14033	9418	6194	5595	8444	7268	6098	
TOTAL menos IMPUESTOS										
	ME	97420	78683	40233	3745	3460	23917	28507	17472	293437
	ML	65494	51884	15324	6917	7130	21606	18515	17805	204674
	T	162914	130567	55557	10662	10590	45522	47022	35278	498112



INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

**PROPUESTA PARA LA ASIGNACION DE GASTOS
DE ADMINISTRACION CAPITALIZADOS**

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIDO

**GERENCIA FINANCIERA
ASISTENCIA GERENCIA FINANCIERA
MEDELLIN, 1.990.**

35-026

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

**PROPUESTA PARA LA ASIGNACION DE GASTOS
DE ADMINISTRACION CAPITALIZADOS**

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL GUAVIDO

**GERENCIA FINANCIERA
ASISTENCIA GERENCIA FINANCIERA
MEDELLIN, 1.990.**

GASTOS DE ADMINISTRACION DE EEB CARGADOS AL PROYECTO GUAVIO

- ANTECEDENTES

Por acuerdo entre las empresas socias del proyecto (EEB e ISA), la responsabilidad en la construcción del proyecto Guavio le fue asignada a la EEB. Esta empresa ha venido cargando al proyecto los costos de administración en que ha incurrido durantee la construcción, los cuales se clasifican en:

a. Gastos directos. Corresponden a los valores que la empresa tiene en esta actividad y que son claramente asignables al proyecto Guavio.

b. Costos indirectos. Corresponden a la asignación de un porcentaje sobre el total de gastos de administración de la EEB, que se estima pertenece a gastos imputables por la construcción del proyecto Guavio.

A pesar de que, a través de los contratos firmados entre las empresas comprometidas en el proyecto, se establece la obligatoriedad por parte de la EEB de llevar una contabilidad separada del proyecto, se presentan algunos gastos, que dada su naturaleza, dificultan su asignación razonable al proyecto, para los cuales, hasta el momento no existe una definición precisa

sobre la forma y metodología de aplicación de gastos de administración al Proyecto.

En el presente documento se hará una revisión de la información histórica correspondiente a estos gastos, sobre los cuales se hará una descripción, en forma general, de los conceptos y metodologías usadas por la Empresa para cargar estos costos al Proyecto y por otro lado se planteará una revisión de los mismos. Igualmente será necesario definir algunos criterios que permitan diseñar una metodología para seguir cargando estos costos al Proyecto.

A. METODOLOGIA ACTUAL PARA CARGAR GASTOS DIRECTOS AL PROYECTO

Los gastos directos del Proyecto son aquellos que se identifican en forma clara y precisa, se dividen en:

- . Servicios Personales
- . Materiales y Suministros
- . Gastos Generales
- . Servicios de Energía

1. **Servicios personales.** Esta cuenta comprende el valor de los sueldos y salarios (incluyendo horas extras), subsidios, auxilios, prestaciones sociales, etc., que en virtud de normas legales establecidas o convenciones pactadas con los empleados y trabajadores, la empresa está obligada a cancelar periódicamente

como pago por servicios prestados, al personal que labora en forma directa y exclusiva para Guavio.

2. **Materiales y suministros.** Esta cuenta comprende el costo de los elementos de consumo que sean empleados en las operaciones propias de Guavio.

3. **Gastos generales.** Esta cuenta comprende el costo de los honorarios, portes y telegramas, papelería y útiles de escritorio, seguros y demás gastos en los cuales se incurre para el normal funcionamiento de la organización administrativa de Guavio.

4. **Servicio de energía.** Corresponde al valor de la energía suministrada por la empresa y requerida en la construcción de Guavio. Esta energía es facturada mensualmente al costo de tarifa industrial de la empresa.

Los gastos directos de administración cargados al Proyecto se discriminan, según los conceptos señalados anteriormente, de la siguiente forma:

GASTOS DIRECTOS DE ADMINISTRACION
D O L A R E S

FECHA	SERVICIOS PERSONALES	MATERIALES SUMINISTROS	GASTOS GENERALES	SERVICIO ENERGIA	TOTAL
1981	318,798	3,542	85,435	-	407,775
1982	968,120	44,973	103,255	-	1,116,348
1983	1,574,292	28,039	79,989	-	1,682,320
1984	1,225,694	30,771	460,549	-	1,717,014
1985	632,885	2,767	185,866	3,017,538	3,839,056
1986	866,392	14,719	142,757	5,352,256	6,376,124
1987	968,220	3,860	549,058	7,956,159	9,477,297
1988	1,148,821	14,152	871,221	8,716,211	10,750,405
1989	1,334,236	15,029	634,303	6,871,869	8,855,437
TOTAL	9,037,458	157,852	3,112,433	31,914,033	44,221,776

B. METODOLOGIA ACTUAL PARA CARGAR GASTOS INDIRECTOS AL PROYECTO

La empresa ha considerado conveniente que la capitalización de los gastos de administración indirectos imputables al Proyecto Guavio se efectúe con base en la participación proporcional de gastos de la empresa durante cada año, los cuales se causan como consecuencia de la construcción del Proyecto Guavio.

Los gastos totales de administración de la empresa se dividen en dos conceptos: a.- Gastos Distribuibles (o indirectos) y b.- Gastos no Distribuibles. La asignación para cada uno de estos dos grupos se hace de acuerdo con la proporción que represente, en cada año, el total de egresos de la Empresa, entre egresos atribuibles a conceptos de operación y los atribuibles a conceptos de inversión respectivamente. Los distribuibles se asignan a cada proyecto de acuerdo con el monto de inversiones que se presentan en cada año para cada proyecto.

El total de Gastos Distribuibles (o Indirectos) cargados al Proyecto es el siguiente

FECHA	DOLARES
1981	331,447
1982	2,382,708
1983	4,488,042
1984	11,748,454
1985	10,500,614
1986	13,968,169
1987	15,282,576
1988	17,060,849
1989	14,468,993
TOTAL	90,231,852

Los gastos totales de administración de la empresa se dividen en dos conceptos: a.- Gastos Distribuibles (o indirectos) y b.- Gastos no Distribuibles. La asignación para cada uno de estos dos grupos se hace de acuerdo con la proporción que represente, en cada año, el total de egresos de la Empresa, entre egresos atribuibles a conceptos de operación y los atribuibles a conceptos de inversión respectivamente. Los distribuibles se asignan a cada proyecto de acuerdo con el monto de inversiones que se presentan en cada año para cada proyecto.

El total de Gastos Distribuibles (o Indirectos) cargados al Proyecto es el siguiente

FECHA	DOLARES
1981	331,447
1982	2,382,708
1983	4,488,042
1984	11,748,454
1985	10,500,614
1986	13,968,169
1987	15,282,576
1988	17,060,849
1989	14,468,993
TOTAL	90,231,852

GASTOS TOTALES DE ADMINISTRACION CARGADOS AL PROYECTO

En resumen, los gastos totales de administración que la EEB le ha cargado al proyecto desde 1981, lo podemos observar en las siguientes cifras:

FECHA	DIRECTOS	INDIRECTOS	TOTAL
1981	407,775	331,447	739,222
1982	1,116,348	2,382,708	3,499,056
1983	1,682,320	4,488,042	6,170,362
1984	1,717,014	11,748,454	13,465,468
1985	3,839,056	10,500,614	14,339,670
1986	6,376,124	13,968,169	20,344,293
1987	9,477,297	15,282,576	24,759,873
1988	10,750,405	17,060,849	27,811,254
1989	8,855,437	14,468,993	23,324,430
TOTAL	44,221,776	90,231,652	134,453,628

Un aspecto muy importante para tener en cuenta es la relación que existe entre los Gastos de Administración cargados al Proyecto con respecto al total de Costos Directos del Proyecto, tanto en moneda externa como en moneda local, este lo podemos analizar en la siguiente forma:

GTOS.ADMON/COSTO DIRECTO

FECHA	PORCENTAJE
1981	1.33%
1982	10.05%
1983	12.25%
1984	9.12%
1985	10.22%
1986	16.61%
1987	24.33%
1988	18.18%
1989	32.01%

Los porcentajes relacionados anteriormente, por sí solos, están mostrando unas magnitudes demasiado altas, las cuales producen como consecuencia de la aplicación de las políticas que tiene la Empresa para distribuir sus gastos de administración, y que ameritan un replanteamiento.

ANALISIS DE LAS IMPUTACIONES DE GASTOS DIRECTOS

En cuanto al concepto de Servicios de Energía, cargados como costos del proyecto, se ha utilizado la tarifa que tiene establecida la empresa para el suministro del servicio al sector industrial, tarifa que es considerablemente mayor a las de intercambio de energía utilizadas para las transacciones entre empresas del sector, tal como se puede apreciar a continuación:

TARIFA \$/kWh

ANO	INTERCAMBIO	INDUSTRIAL EEB
1985	3.11	11.98
1986	3.93	16.24
1987	5.34	20.47
1988	6.77	25.23
1989	8.50	41.32

Si la energía para el Proyecto se hubiera facturado a la tarifa de intercambio del Sector, el costo por este concepto hubiera sido el siguiente:

ANO	COSTO CARGADO	A TARIFA INTERCAMBIO	DIFERENCIA
1985	3,017,538	783,351	2,234,187
1986	5,352,256	1,295,219	4,057,037
1987	7,956,159	2,075,520	5,880,639
1988	8,716,211	2,338,833	6,377,378
1989	6,871,869	1,413,623	5,458,246
TOTAL	31,914,033	7,906,546	24,007,487

Por lo tanto, si consideramos la tarifa de intercambio para el suministro de energía y no la aplicada por la empresa, encontramos una diferencia de US\$24.007.487, que se explica solamente por efecto de la tarifa que se utiliza. Este concepto debe revisarse puesto que el Sector Eléctrico tiene establecidas unas reglas de juego para efectos de considerar las tarifas de intercambio entre las empresas.

Los demás conceptos de Gastos de Administración Directos del Proyecto, que aparecen registrados en la contabilidad, se estima que son los efectivamente ha incurrido la EEB.

ANALISIS DE LAS IMPUTACIONES DE GASTOS INDIRECTOS

Si la contabilidad del Proyecto que lleva la Empresa está diseñada en forma completa, se debería esperar que los gastos indirectos imputables al Proyecto fueran los mínimos, es decir, deberían ser solamente aquellos que no se hayan podido asignar en forma directa. Desde este punto de vista en este concepto de gastos no se deberían considerar la participación que corresponda a gastos generales y materiales y suministros, puesto que estos deben quedar incluidos dentro de los gastos directos. Sin embargo, esto no ha sido así, por lo menos en lo que respecta a la información histórica, ya que al observar los datos sobre los cargos al Proyecto, se puede apreciar que son mayores los cargos por los Costos Indirectos que los los Directos.

Esta parte de gastos es la que presenta un mayor cuestionamiento, ya que la magnitud de las cifras se explican, especialmente por la metodología que utiliza la Empresa para distribuir los gastos totales de administración de Empresa en función de los egresos, entre atribuibles a conceptos de gastos de operación y atribuibles a conceptos de inversión en obras.

La metodología que utiliza la EEB conduce a suponer que los Gastos de Administración se causan en función proporcional a la cantidad de dinero que destine a actividades relacionadas con a.- la operación y b.- la inversión. Según este planteamiento, para que se causen los gastos de administración, es lo mismo pagar una factura de una turbina (INVERSION), que incurrir en los gastos de la lectura del consumo de energía en la ciudad de Bogotá (GASTOS DE OPERACION). Lo que se está suponiendo con este esquema es que los Gastos de Administración son directamente proporcionales a la salida de efectivo para gastos o para inversión, lo que obviamente no conduce a la causalidad del gasto, puesto que los esfuerzos administrativos (en dinero) son muy diferentes en los dos casos anteriores planteados como ejemplo. La movilización de recursos financieros son muy diferentes y por lo tanto no se podrían asimilar para efectos de distribuir los Gastos de Administración .

Por otro lado, es importante tener en cuenta que los Gastos de Administración imputables al Proyecto son aquellos en que debe incurrir la EEB como consecuencia directa de la ejecución del Proyecto. Existen algunos gastos como vigilancia, aseo, seguros de edificios, servicios públicos, etc. que tendrían más sentido distribuirlos en función del área en metros cuadrados que ocupan

las oficinas del Proyecto con relación al total de la Empresa y no en la forma como se está haciendo. Otros gastos como revistas, publicaciones, libros y otros que se adquieren para la Empresa, no deberían hacer parte de los gastos a ser distribuidos al Proyecto, puesto que no hacen parte de la propiedad del Proyecto, sino que pertenecen a la Empresa.

En general existen algunos gastos en los cuales la Empresa debe incurrir con el Proyecto Guavio o sin el Proyecto Guavio, lo que permite suponer que muchos de estos gastos no deberían ser distribuidos y otros que podrían serlo, se debería tener un especial cuidado en su manejo, para que solamente se carguen como costos del Proyecto aquellas cantidades en que razonablemente se incurran como consecuencia de la construcción de Guavio.

PROPUESTA

- Dado que la imputación de Gastos de Administración que resulta de la distribución de los gastos que hace la Empresa no llena los requisitos de razonabilidad expuestos anteriormente.

- Que la Empresa esta en su derecho a utilizar la matriz de asignación de gastos que considere más apropiada para sus análisis internos, sin que ISA tenga para ello ninguna ingerencia.

- Por otro lado, teniendo en cuenta que ISA ha ejecutado la construcción de varios proyectos de generación, sobre los cuales se tiene una completa información en cuanto a los costos de: Ingeniería, Gastos Directos y Gastos Indirectos, la cual se podría aprovechar para suponer que los Gastos Distribuibles, que resultan como promedio en la construcción de dichos proyectos, podrían ser del mismo orden de magnitud, en porcentaje, con respecto a los costos directos del Proyecto Guavio.

- El porcentaje se adopte para revisar los Gastos Distribuible o Indirectos Administración, debe abarcarlos costos desde el inicio de las inversiones y se continuaría aplicando hasta la finalización de las obras, momento en el cual sería necesario definir otra metodología para cargar los Gastos de Administración en el período de operación de la planta.

- En cuanto a los Gastos Directos del Proyecto se debería corregir lo correspondiente a los costos de la energía, en el sentido de utilizar la tarifa de intercambio de energía del Sector Eléctrico y no la aplicada por EEB a su sector industrial, como se está haciendo en este momento.

1	INTERCONEXION ELECTRICA S.A		
2	COSTO DE LAS PLANTAS DE ISA		
3	MONEDA LOCAL MAS MONEDA EXTRANJERA		
4			
5		MILLONES	
6		DE DOLARES	
7			
8	1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION		
9			
10	1.1 Ingenieria	14.6	8.53%
11	1.2 Gastos admon. Capitalizados	9.0	5.28%
12	1.3 Otros cargos distribuibles	1.2	0.70%
13	Subtotal	24.8	14.51%
14			
15	2. OBRA CIVIL Y EQUIPO	171.2	
16			
17	COSTO TOTAL	196.0	
18	-----		
19	COSTO DIRECTO TOTAL CENTRAL CHIVOR II		
20			
21	1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION		
22	1.1 Ingenieria	11.8	8.96%
23	1.2 Gastos admon capitalizados	3.5	2.67%
24	1.3 Otros cargos distribuibles	5.4	4.07%
25	Subtotal	20.6	15.70%
26			
27	OBRA CIVIL Y EQUIPO	131.4	
28			
29	COSTO TOTAL CHIVOR II	152.0	
30	-----		
31	COSTO DIRECTO TOTAL DESVIACIONES CHIVOR		
32			
33	1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION		
34	1.1 Ingenieria	6.6	5.54%
35	1.2 Gastos admon capitalizados	2.8	2.30%
36	1.3 Otros cargos distribuibles	7.3	6.06%
37	Subtotal	16.7	13.90%
38			
39	2. COSTO DIRECTO	120.0	
40			
41	COSTO TOTAL	136.7	
42	-----		

43 COSTO DIRECTO TOTAL CENTRAL JAGUAS

44

45 1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION

46 1.1 Ingenieria 21.3 13.38%

47 1.2 Gastos admon capitalizados 10.9 6.85%

48 1.3 Otros cargos distribuibles 5.1 3.18%

49 Subtotal 37.2 23.41%

50

51 2. COSTO DIRECTO 158.9

52

53 COSTO TOTAL 196.1

54 -----

55 COSTO DIRECTO TOTAL CENTRAL SAN CARLOS I

56

57 1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION

58 1.1 Ingenieria 27.1 9.19%

59 1.2 Gastos admon capitalizados 10.7 3.63%

60 1.3 Otros cargos distribuibles 10.8 3.68%

61 Subtotal 48.6 16.50%

62

63 2. OBRA CIVIL 294.3

64

65 COSTO TOTAL 342.9

66 -----

67 COSTO DIRECTO TOTAL CENTRAL SAN CARLOS II

68

69 1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION

70 1.1 Ingenieria 13.9 7.73%

71 1.2 Gastos admon capitalizados 11.9 6.64%

72 1.3 Otros cargos distribuibles 5.5 3.07%

73 Subtotal 31.4 17.44%

74

75 COSTO DIRECTO 179.9

76

77 COSTO TOTAL SAN CARLOS II 211.3

78 -----

79 COSTO DIRECTO TOTAL CENTRAL TURBOGAS CHINU

80

81 1. INGENIERIA Y ADMINISTRACION

82 1.1 Ingenieria 0.0 0.00%

83 1.2 Gastos admon capitalizados 1.7 4.74%

84 1.3 Otros cargos distribuibles 0.2 0.49%

85 Subtotal 1.9 5.23%

86

87 2. OBRA CIVIL Y EQUIPO 36.7

88

89 COSTO TOTAL 38.6

90 -----

COSTO DIRECTO TOTAL CENTRAL TERMOZIPA IV

1.	INGENIERIA Y ADMINISTRACION		
1.1	Ingenieria	0.5	1.11%
1.2	Gastos admon capitalizados	0.5	1.00%
1.3	Otros cargos distribuibles	0.1	0.16%
	Subtotal	1.0	2.26%
2.	OBRA CIVIL Y EQUIPO	45.1	
	COSTO TOTAL	46.1	

COSTO DIRECTO TOTAL CENTRAL TERMOZIPA V

1.	INGENIERIA Y ADMINISTRACION		
1.1	Ingenieria	0.4	0.76%
1.2	Gastos admon capitalizados	2.0	3.53%
1.3	Otros cargos distribuibles	0.6	1.04%
	Subtotal	3.1	5.34%
	COSTO DIRECTO	57.7	
	COSTO TOTAL	60.8	

TOTAL PLANTAS

1.	INGENIERIA Y ADMINISTRACION		
1.1	Ingenieria	56.2	8.05%
1.2	Gastos admon capitalizados	53.0	4.44%
1.3	Otros cargos distribuibles	36.1	3.02%
	Subtotal	185.3	15.51%
	COSTO DIRECTO	1,195.1	
	COSTO TOTAL	1,380.4	

GUAVIO (Acumulado 1981 - 1989)**REVISION PROPUUESTA**

1.	INGENIERIA Y ADMINISTRACION				
1.1	Ingenieria	99.8	11.06%	99.8	11.06%
1.2	Gastos admon capitalizados	47.2	5.22%	23.2	2.57%
1.3	Otros cargos distribuibles	90.2	9.13%	27.3	3.02%
	Subtotal	237.2	26.21%	150.3	16.64%
	COSTO DIRECTO	902.9			
	COSTO TOTAL	1,140.1			

35-026

149

AUTOR
ISA

35-026

149

Proyecto hidroeléctrico del Guavio Crédito BID
por US\$340 millones Departamento Nacional
de Planeación

333.7932 D419p1 Ej.1

CATALOGADO POR: HELPFIL LTDA

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01004183
BIBLIOTECA