

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**LA AUDITORIA INTEGRAL DE LAS EMPRESAS DEL  
ESTADO UNA EXPERIENCIA: LA EMPRESA  
INTERCONEXION LCTRICA S.A.**

**ISA**

**1986**

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO

PROYECTO COL/82/021

LA AUDITORIA INTEGRAL DE LAS EMPRESAS DEL ESTADO

UNA EXPERIENCIA :

LA EMPRESA INTERCONEXION ELECTRICA S.A. "ISA"

Bogotá, Colombia

1986

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO

PROYECTO COL/82/021

LA AUDITORIA INTEGRAL DE LAS EMPRESAS DEL ESTADO  
UNA EXPERIENCIA :

LA EMPRESA INTERCONEXION ELECTRICA S.A. "ISA"

RAFAEL REYES  
Supervisor CGR-ONU

GABRIEL TURBAY  
Asesor Externo CGR-ONU

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA

INTERCONEXION ELECTRICA S. A. "ISA"

Jaime Galeano - Coordinador  
Armando Ortíz  
Héctor M. Vieira  
Ramiro A. Castellanos  
Alejandro Parada  
Rodolfo Botello

Eliécer Maya - Coordinador  
Pablo B. Gómez  
Ernesto Reyes  
Martha Luz Puerta  
Germán Zárrate  
Fernando Toro

Bogotá, Colombia  
1986

## C O N T E N I D O

	<u>Página</u>
CONTENIDO	ii
CUADROS, ANEXOS, FIGURAS Y FOTOS	vi
PROLOGO	xii
RESUMEN	xiv
0 INTRODUCCION	1
0.1 DEFINICION DE TERMINOS	4
1 SECTOR ENERGETICO	14
2 SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	20
2.1 CONSIDERACIONES PREVIAS	20
2.1.1 Generación	21
2.1.2 Transmisión	21
2.1.3 Distribución y Ventas	21
2.1.4 Operación del Sistema	21
2.1.5 Inversiones en Proyectos	23
2.2 ASPECTOS INSTITUCIONALES	24
2.3 ASPECTOS OPERACIONALES	26
2.3.1 Generación	26
2.3.2 Transmisión	34

Página

3	INTERCONEXION ELECTRICA S.A. "ISA"	36
3.1	ASPECTOS INSTITUCIONALES	36
3.1.1	Antecedentes	36
3.1.2	Objetivos	37
3.1.3	Atribuciones	38
3.1.4	Capital Social	39
3.1.5	Estructura Organizativa y Funciones	40
3.1.6	Recursos Humanos	45
3.2	PLANEACION	49
3.2.1	Acuerdo Reglamentario	50
3.3	FINANZAS	60
3.3.1	Presupuesto	60
	1. Formulación	61
	2. Ejecución	63
	3. Control	64
3.3.2	Proyecciones Financieras	64
	1. Bases Generales	65
	2. Consolidado del Sector - Estado de Resultados	66
	a. Ventas al Consumidor	66
	b. Proyecciones de Demanda	71
	c. Tarifa Promedio al Consumidor Final	71
	d. Gastos	79
3.3.3	Situación Financiera	83
	1. Razones Financieras	84
	2. Evaluación de Activos Fijos por Diferencia de Cambio	88
3.4	OPERACION	95
3.4.1	Capacidad Instalada	96
3.4.2	Generación	98
3.4.3	Programa de Producción	101
3.4.4	Mantenimiento	105
3.4.5	Pruebas	113
3.5	TRANSMISION	117
3.6	PROYECTOS DE INVERSION	120

	<u>Página</u>	
3.6.1	Obras Contratadas por ISA - Sistema Nare Guatapé	121
	Proyecto Hidroeléctrico San Carlos II	121
	1. Características Generales	123
	2. Estructura Organizativa	123
	3. Interventoría	125
	4. Programas de Trabajo	128
	5. Control de Calidad	128
3.6.2	ISA como Socio - Proyecto Hidroeléctrico de Betania	129
	1. Características Generales	129
	2. Participación de ISA en el Proyecto	130
3.6.3	ISA como Entidad Financiera - Central Hidroeléctrica del Guavio	131
	1. Características Generales	132
	2. Participación de ISA en el Proyecto	132
4	ELECTRIFICADORAS	134
4.1	INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA ( ICEL )	134
4.1.1	Constitución y Objetivos	134
4.1.2	Filiales	136
4.1.3	Capacidad Instalada	137
4.1.4	Generación	139
4.1.5	Población Servida	140
4.1.6	Indicadores de Gestión	141
	1. Electrificadora de Antioquia S.A.	141
	2. Central Hidroeléctrica de Caldas	141
	3. Electrificadora de Santander S.A.	144
4.2	CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA (CORELCA)	144
4.2.1	Constitución y Objetivos	144
4.2.2	Filiales	145
4.2.3	Capacidad Instalada	145
4.2.4	Generación	147
4.2.5	Población Servida	149
4.2.6	Indicadores de Gestión	150

	<u>Página</u>
1. Electrificadora del Atlántico S.A.	150
2. Electrificadora de San Andrés y Providencia	150
3. Electrificadora de la Guajira	150
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	153
5.1 Conclusiones	153
5.2 Recomendaciones	154
APÉNDICE A : PROGRAMAS DE AUDITORIA OPERACIONAL	157

## CUADROS, ANEXOS, FIGURAS Y FOTOS

<u>Cuadros</u>		<u>Página</u>
1	Situación de Reservas Energéticas	15
2	Estructura de la Demanda Total de Energía	16
3	Proyección de la Estructura de Demanda	17
4	Sistema Eléctrico Nacional. Total Capacidad Instalada	29
5	Sistema Eléctrico Nacional. Capacidad Instalada por Fuente de Energía en 1985	30
6	Sistema Eléctrico Nacional. Generación de Energía Eléctrica Durante 1985	31
7	Sistema Eléctrico Nacional. Generación de Energía Hidráulica Durante 1985	32
8	Sistema Eléctrico Nacional. Generación de Energía Térmica Durante 1985	33
9	Interconexión Eléctrica S.A. Composición del Capital Social	40
10	Interconexión Eléctrica S.A. Comparación Presupuestos 1985-1986	62



<u>Cuadros</u>		<u>Página</u>
11	Sistema Eléctrico Nacional. Comportamiento Histórico y Proyección de la Demanda de Energía	68
12	Sistema Eléctrico Nacional. Proyección Demanda Pico Agregada y Capacidad Instalada	73
13	Sistema Eléctrico Nacional. Comportamiento Demanda Pico 1985	74
14	Sistema Eléctrico Nacional. Proyección de las Tarifas Promedio de Energía	76
15	Sistema Eléctrico Nacional. Estructura Tarifaria Durante 1986	77
16	Grupo ICEL. Tarifas Promedio al Consumidor Final	78
17	Grupo CORELCA. Tarifas Promedio al Consumidor Final ( 1986 )	80
18	Sistema Eléctrico Nacional. Estado de Resultados ( 1986 )	82
19	Revaluación Activos Fijos por Diferencia en Cambio	90
20	Capacidad Instalada de ISA	96
21	Capacidad Instalada por Fuentes de Energía, ISA 1985	98
22	Generación de Energía a Nivel de Cada Central	99
23	Energía Hidroeléctrica Generada por Unidades 1985	100
24	Estadísticas de Desconexión Centrales Hidroeléctricas	106

<u>Cuadros</u>		<u>Página</u>
25	Red de Transmisión 500/230/115 Kv	119
26	Participación Porcentual de ISA en el Proyecto de Betania	131
27	ICEL. Composición y Tendencia de la Capacidad Instalada	137
28	ICEL. Distribución de la Capacidad Instalada 1984	138
29	ICEL. Resultado de Operación 1984	139
30	Sistema Eléctrico Nacional. Población Servida por Entidad ( 1984 )	140
31	ICEL. Índice de Cobertura de las Electrificadoras	142
32	ICEL. Indicadores de Estructura y Desempeño Operacional ( 1984 )	143
33	CORELCA. Capacidad Instalada	146
34	CORELCA. Generación por Electrificadora	147
35	CORELCA. Relación Energía Comprada/Vendida, Respecto a la Disponible	148
36	CORELCA. Índice de Cobertura de las Electrificadoras	149
37	CORELCA. Indicadores de Estructura y Desempeño Operacional	151
 <u>Anexos</u>		
1	ISA. Balance General a Diciembre 31 de 1985. Activo	91
2	ISA. Balance General a Diciembre 31 de 1985. Pasivo y Patrimonio a los Accionistas	92

Anexos

		<u>Página</u>
3	ISA. Estado de Rendimientos Capitalizables	93
4.	ISA. Razones Financieras	94

Figuras

1	Estructura Institucional del Sector Eléctrico	25
2	Esquema Operacional del Sector Eléctrico	27
3	Principales Centrales Generadoras en Operación	28
4	Sistema Eléctrico Nacional. Líneas de Interconexión	35
5	Interconexión Eléctrica S.A. Organigrama Estructural	42
6	Interconexión Eléctrica S.A. Fuerza Laboral ( 1985 )	47
7	Interconexión Eléctrica S.A. Fuerza Laboral por Escalafón	48
8	Sistema Eléctrico Nacional. Pérdidas del Sistema	69
9	Sistema Eléctrico Colombiano. Evaluación Histórica de la Demanda de Energía	70
10	Sistema Eléctrico Nacional. Proyección de Demanda Pico Agregada	72
11	Sistema Nare Guatapé. Distribución Promedio de Caudales	122
12	Sistema Nare Guatapé. Ubicación Geográfica	124
13	Area de Cubrimiento de las Empresas del Sector Eléctrico	135

<u>Fotos</u>		<u>Página</u>
	PROYECTO SAN CARLOS :	213
1	Presa de Panchiná	214
2	Torres de Captación - Embalse Seco	215
3	Torres de Captación - Embalse Lleno	215
4	Casa de Máquinas	216
5	Túnel de Presión	217
6	Válvula Esférica	218
7	Canal de Descarga	219
8	Túnel de Descarga - San Carlos II	220
9	Túnel de Descarga - San Carlos I	221
10	Descarga de Aguas Turbinadas	222
11	Pozo de Cables	223
12	Pozo de Cables - Vista del Ascensor	223
13	Puente de Cables	224
14	Edificio de Mando de la Central	225
15	Subestación de Transformación	225
	PROYECTO JAGUAS :	226
16	Presa y Embalse San Lorenzo	227
17	Torre de Captación	228
18	Vertedero	229
	PROYECTO CALDERAS :	230
19	Presa de Calderas - Aguas Arriba	231
20	Presa de Calderas - Aguas Abajo	231

<u>Fotos</u>		<u>Página</u>
21	Vertedero	232
22	Subestación	233
23	Casa de Máquinas	234

## PROLOGO

Como parte del Proyecto COL 82/021 se programó el desarrollo de cursos de análisis financiero, control de gestión, auditoría financiera y operacional, con participación de representantes de la Contraloría General de la República y de tres (3) entidades del Estado; con el propósito de complementar las bases teóricas para formar los recursos humanos necesarios y así ampliar los alcances del control actualmente ejercido por dicho organismo.

La metodología utilizada incluyó la modalidad escolarizada, cumplida en la sede de la Escuela de Capacitación de la Contraloría General de la República y el Desarrollo de Talleres de Trabajo en las empresas industriales y comerciales del Estado Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) y Empresa Colombiana de Petróleos S.A. (ECOPETROL), así como en el establecimiento autónomo Empresa Nacional de Telecomunicaciones (TELECOM).

El resultado esperado de acuerdo con modernas técnicas de control, incluyó la posibilidad de conceptuar este ejercicio, como una herramienta útil para las empresas controladas, materializada a través de recomendaciones oportunas encauzadas a lograr niveles de eficiencia, efectividad y economía en su gestión administrativa.

El presente informe se refiere a los resultados obtenidos en la Empresa Interconexión Eléctrica S.A. y está orientado a proporcionar una vi sión de conjunto del sistema eléctrico nacional en sus aspectos institucionales, operacionales y financieros.

Se aprecia la colaboración recibida por parte de los representantes de las distintas entidades que permitieron el desarrollo de esta actividad, conforme a los programas previstos; particularmente al personal de Interconexión Eléctrica S.A. vinculado con el desarrollo del proyecto.

## RESUMEN

Introducción. El desarrollo del Taller de Auditoría Operacional en ISA, se orientó a la obtención de resultados globales y particulares al Sector Energético y al Sistema Eléctrico, respectivamente, a cuyo efecto el Presente Informe está conformado por los capítulos que se describen en los apartes siguientes.

Capítulo 1. Este Capítulo contiene una breve descripción de las características del Sector Energético, destacando la participación de las diferentes fuentes de energía.

Capítulo 2. Capítulo que se inicia con la necesaria descripción de las características de la Industria Eléctrica, para luego proporcionar información básica sobre los aspectos constitucionales y operacionales de dicho sistema.

Capítulo 3. Enmarcada la Empresa Interconexión Eléctrica S.A. "ISA" dentro del Sistema Eléctrico Nacional y éste a su vez en el Sector Energético, permite seccionar el capítulo del informe, en apartes descriptivos de los resultados obtenidos a través de las auditorías operacional y financiera.



Capítulo 4. La síntesis sobre las principales características de las Electrificadoras incluídas en este capítulo, permite completar el proceso que se inicia con la transformación de fuentes térmicas e hidráulicas en energía eléctrica, al considerar los aspectos como la población servida y las pérdidas en distribución.

Capítulo 5. Este capítulo incluye las conclusiones y recomendaciones estructuradas en concordancia con los aspectos más relevantes del informe.

## 0 INTRODUCCION

A nivel nacional existe información amplia sobre la materia objeto del presente informe, la cual ha ocupado la atención mundial durante los últimos años. En consecuencia, ha sido de obligatoria consulta, los informes y memorias emitidos por los Organismos Oficiales, así como aquellos elaborados por estudiosos de la materia, particularmente en los aspectos institucionales, operativos y financieros.

Las Memorias del Ministerio de Minas y Energía, correspondiente al año de 1985, proporciona información importante acerca de la situación energética a nivel mundial, así como los resultados del análisis del Balance Energético a nivel nacional.

La información estadística proporcionada por el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), contribuye a conformar la Base de Datos para interpretar indicadores de gestión correspondientes a las electrificadoras que operan en el país.

Por último, el contenido de los informes y reportes elaborados por la Empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), suministraron el conjunto de

datos que aunados a lo antes indicado, proporcionan la información documental comprensiva de los distintos ángulos desde donde se ha enfocado el desarrollo del presente estudio.

Realizada la investigación documental, como parte de la metodología de análisis enunciada por las técnicas de auditoría operacional, surge el interrogante acerca de las posibilidades de que el organismo superior de control intervenga en áreas distintas a las referidas al control numérico-legal, que en uso de su competencia efectúa en las distintas instituciones del Estado.

La experiencia adquirida indica que la auditoría operacional, es el medio para nivelar el desequilibrio que se ha hecho presente, entre la complejidad de las diferentes entidades que conforman el sector de la administración descentralizada del Estado y las posibilidades de evaluar adecuadamente el cumplimiento de los objetivos y metas de las instituciones.

Dentro del Contexto del PROYECTO COL/82/021, "CONTROL DE LA ADMINISTRACION FINANCIERA DEL ESTADO", se fijan dos objetivos fundamentales cuyo cumplimiento queda plasmado en este informe. El enunciado de los mismos de manera general y particular, contribuyen a iniciar al lector en el examen del presente documento.

El primer objetivo está referido a la complementación de las técnicas de auditoría financiera, que ha venido ejerciendo la Contraloría General de la República en uso de su competencia y por requerimientos de la banca

multilateral. En ISA, este objetivo se enmarca dentro de la necesidad de planear, ejecutar e informar los resultados de la auditoría sujeto a las normas vigentes en el país sobre la materia.

El segundo objetivo corresponde a la ampliación de los alcances del control, que en uso de sus facultades puede ejercer la Contraloría General de la República en el sector de la administración descentralizada del Estado, mediante el uso de técnicas que le permitan evaluar el cumplimiento de su gestión, constituyéndose en elemento de apoyo para las empresas auditadas, mediante la formulación de recomendaciones oportunas. El objetivo particular en este caso, se define en función de la identificación de áreas críticas de análisis, mediante la elaboración de un diagnóstico en las áreas de producción e inversiones en proyectos.

Para el logro de los fines propuestos en el segundo de los objetivos, se aplicó la metodología que proporciona la técnica de la auditoría operacional, la cual corresponde a las siguientes fases:

Primera Fase: Obtención de información mediante entrevistas y visitas a las instalaciones. Se obtiene información general acerca de la naturaleza y características de la entidad.

Segunda Fase: Estudio de la información obtenida. Recopilada la información inherente a los estatutos, normas que le son aplicables a la entidad, aspectos operacionales y financieros, se procede al estudio sistemático de la misma, para obtener un conocimiento global sobre la empresa.

Tercera Fase: Evaluación del sistema de control interno. Mediante la elaboración y ejecución de programas orientados a comprobar la confiabilidad del control interno de la empresa, se obtiene un diagnóstico en el que se fijan las áreas prioritarias de control.

Cuarta Fase: Análisis de áreas críticas. Identificadas mediante la evaluación practicada en la tercera fase; las áreas críticas se analizan con el propósito de establecer la relación causa-efecto y formular las recomendaciones consideradas pertinentes para lograr eficiencia, efectividad y economía en la gestión administrativa.

Quinta Fase: La comunicación de resultados. Previa discusión de éstos, con las autoridades de la entidad, se elabora el informe contentivo de las observaciones y recomendaciones del examen practicado.

#### 0.1 DEFINICION DE TERMINOS

Debido al uso de una serie de términos particulares a la Industria objeto del informe, a continuación se incluye una definición de los considerados más importantes, con el propósito de facilitar su interpretación.

##### Central

Conjunto de instalaciones donde se produce energía eléctrica mediante la utilización de otro tipo de energía ( hidráulica, térmica, eólica, etc. )

### Capacidad Nominal

Potencia que por especificaciones de diseño debe generar una planta ( o una unidad ).

### Capacidad Efectiva

Potencia máxima que realmente está en condiciones de generar una planta.

### Campo

Conjunto de aparatos y conexiones que unen eléctricamente una línea, un transformador, un generador ( o varios ) y demás elementos a los juegos de barras.

### Circuito

Conjunto de conductores a través de los cuales fluye la energía eléctrica.

### Cuenta de Variaciones

Diferencia entre el programa de despacho horario de los recursos de generación y la generación real de los mismos.

### Carga Media

Es la energía generada en un período sobre el número de horas programadas de operación ( Mw.h/HP ).

Caudal

Bien puede ser el caudal natural o artificial de un río. Es la materia prima para la generación de energía eléctrica. Mientras más alto sea ese caudal, mayor generación tendrá la central. A veces, para incrementarlo se desvían artificialmente los cauces de otros ríos, aumentando así los m<sup>3</sup>/seg. disponibles.

Centro Nacional de Telecomunicaciones y Control ( CNTC )

Ubicado en ISA-Medellín. Encargado de operar el sistema eléctrico interconectado nacional con la ayuda de un conjunto de equipos y computadores.

Coefficiente de Indisponibilidad Forzada

Razón del total de horas de desconexión forzadas a la suma de horas de servicio más total de horas de desconexión forzada:

$$\left( \frac{HDF}{HS + HDF} \right)$$

Casa de Máquinas

Es la instalación donde están ubicados los equipos que reciben el caudal a una gran presión y lo transforma en energía eléctrica. Básicamente consta de: turbinas, generadores y transformadores.

Disponibilidad Operacional

Porcentaje de tiempo que una unidad estuvo disponible para servicio, haya estado o no en operación ( HD/HP ).

### Demanda Autónoma

Demanda pronosticada para cada empresa incluyendo pérdidas internas y consumos propios.

### Factor de Potencia

Relación entre potencia media en vatios ( o activa ) y la potencia aparente en un circuito de corriente alterna.

### Fronteras Comerciales

Puntos físicos de recepción y entrega de energía y potencia.

### Generador

Está acoplado a la turbina, la cual le transmite la potencia para lograr la producción de potencia nominal medida en megavatio-amperio ( MVA ), operando con determinada frecuencia y voltaje en kilo-voltios ( KV ).

### Horas de Desconexión forzada

Horas que una unidad permanece fuera de servicio por razones de fallas (HDF).

### Horas de Desconexión Programada

Horas en que una unidad está parada por razones de mantenimiento preventivo. (HDP).



### Horas de Servicio

Horas que una unidad de generación estuvo en operación. ( HS ).

### Interconexión Eléctrica S.A.

Empresa Industrial y Comercial del Estado, del orden nacional, constituida en sociedad anónima, con capital público y vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Objeto:

- a) La interconexión de los sistemas eléctricos de los accionistas y entre éstos y las centrales de propiedad de la sociedad.
- b) Planeamiento integral de la constitución del sistema de generación y transmisión, en función de lo más conveniente para el país, en concordancia con las políticas que adopte el Ministerio de Minas y Energía.
- c) La programación, construcción y operación de las futuras plantas de generación.

### Interconexión

Entrelazamiento de los sistemas de cada uno de los socios con el objeto de intercambiar energía para atender deficiencias donde la capacidad de generación no pueda servir adecuadamente la demanda.

### Interruptor

Aparato de corte de potencia destinado a establecer o interrumpir

pir el flujo de energía eléctrica en un circuito.

### Intercambios

Exportaciones o importaciones realizadas entre diferentes empresas socias del sistema, con el fin de maximizar la eficiencia de la operación del conjunto.

### Juego de Barras

Conjunto de conductores que permiten canalizar o encauzar el tránsito de energía eléctrica y acoplar los diferentes equipos y circuitos controlados por la subestación.

### Línea de Transmisión

Se utiliza para transportar energía eléctrica entre la planta de generación y las subestaciones o entre éstas.

### Límites de Confiabilidad

Es el máximo nivel aceptable de riesgo en el suministro de energía y potencia.

### Necesidades de Energía / Potencia

Es la cantidad de energía y/o potencia que debe comprar una empresa deficitaria para alcanzar los límites de confiabilidad.

### Número de Salidas

Número de veces que una unidad de generación ha presentado sali-

das forzadas en un período de tiempo.

#### Oficina Central de Mando

Es la encargada de dirigir, coordinar y controlar todo el proceso de generación de la casa de máquinas. Desde allí se establecen parámetros tales como los niveles de carga y tensión, la regulación de la frecuencia, arranque y parada de unidades, etc.

#### Obras de Infraestructura

Son aquellas que facilitan la construcción y futura operación de todas las demás obras de la Central Hidroeléctrica. Comprende obras tales como: Carreteras que unen los diferentes puntos de la central como la presa, la casa de máquinas, la subestación, las oficinas centrales y a éstas con las grandes ciudades; instalaciones para el suministro de energía, acueducto, comunicaciones, reparaciones, etc.; campamentos para el alojamiento del personal, etc.

#### Pérdidas de Interconexión

Pérdidas de transmisión de energía producidas por los intercambios entre las empresas. Pueden ser fijas y/o variables.

#### Pérdidas Fijas

Son pérdidas por la energía requerida para energizar las líneas, transformadores y servicios auxiliares de la red.

### Pérdidas Variables

Pérdidas de energía causadas por el flujo de energía en la red.

### Pozos de Presión

Los túneles de presión terminan en los pozos de presión, con fuertes pendientes a lo largo de cientos de metros, buscando con esto que el caudal llegue con gran fuerza y velocidad a la casa de máquinas.

### Presa

Sirve para regular los caudales de los ríos y llega a embalsar millones de m<sup>3</sup> de agua. Consta de un rebosadero que permite evacuar el exceso de agua que se pudiera acumular cuando se presenta una creciente de los ríos en épocas invernales.

### Protección

Conjunto de elementos de un circuito que al presentarse una falla actúan accionando automáticamente los interruptores requeridos para ponerlos fuera de servicio.

### Recursos Energéticos

Conjunto de recursos hidráulicos ( caudales de ríos, niveles de embalse ) y de combustibles con que cuenta el sistema agregado.

### Seccionador

Aparato destinado a abrir o cerrar eléctricamente equipos. No

tiene poder de corte-establecimiento de flujo. Efectúa el corte físico y puede ser operado manualmente o por telemando.

### Subestación

Conjunto de elementos que permite transformar los niveles de tensión con el objeto de transmitir energía.

Recibe la energía de la casa de máquinas y la envía a varias líneas de transmisión que van a otras subestaciones distantes para la correcta distribución a través de todo el sistema.

### Sistema Eléctrico

Conjunto y/o componentes de las plantas, subestaciones, líneas, circuitos y distribución de la energía eléctrica, conectados físicamente y operados como una unidad integral.

### Torre de Captación

Situada en la zona del embalse, permite recoger el agua que se ha de utilizar para la generación de la central. Esta torre entrega su caudal a los túneles de presión.

### Túneles de Presión

Transportan el agua durante miles de metros subterráneamente y con pendientes pequeñas. Generalmente, los túneles son revestidos en concreto. En algunos túneles se hace necesaria la construcción de almenaras con el fin de aliviar las fuertes presiones que en ciertos momentos se pueden presentar a lo largo de es

tas conducciones.

#### Total Horas Indisponibles

Horas de desconexión programadas ( HDP ) más horas de desconexión forzada ( HDF ).

#### Turbina

Está dispuesta de tal forma que al recibir los chorros de agua y girando a una determinada velocidad en r.p.m. genera una potencia nominal medida en megavatios ( MW ).

#### Tasas de Salida

Es el mismo Coeficiente de Disponibilidad Total.

#### Tensión

Diferencia de potencia entre conductores ( fases ) y entre conductores y tierra, expresado en voltios.

#### Transformador

Equipo que permite elevar o reducir los niveles de tensión y/o de corriente.

#### Transformador de Potencia

Con una potencia nominal en MVA eleva el voltaje a 230 KV o 500 KV con objeto de realizar la transmisión de energía a esos niveles.

## 1 SECTOR ENERGETICO

Ubicar la industria eléctrica dentro del Sector Energético, es materia cuya amplitud se limita en el presente caso a destacar los aspectos más importantes de la estructura de la demanda global de energía y del comportamiento de la Hidroelectricidad dentro de ese contexto, que representa aproximadamente el 70% de la capacidad instalada de generación en el País.

En efecto, el sector energético, donde participa el Estado a través de distintas formas de organización, constituye a los fines del presente informe el marco de referencia dentro del cual se incluye la industria eléctrica, cuyas características institucionales, operacionales, financieras y tecnológicas representan indicadores que de manera global dimensionan la importancia de la generación de la electricidad como resultado de la transformación, de otras fuentes de energía primaria: la térmica y la hidráulica.

La situación de reservas energéticas a nivel mundial en comparación con las del Estado Colombiano, indica el potencial disponible, particularmente en Hidroelectricidad donde la identificación de aprovechamientos de los recursos hidráulicos totalizan una capacidad del orden de los 100 millones de KW.

## Cuadro N° 1

## SITUACION DE RESERVAS ENERGETICAS

	<u>Nivel Mundial</u>	<u>Nivel Colombiano</u>
Petróleo	630x10 <sup>9</sup> barriles	609 millones de barriles
Gas natural	455x10 <sup>9</sup> b.e.p.	650 millones de b.e.p.
Hidroelectricidad	2.500 millones de KW	100 millones de KW
Nuclear ( uranio )	2.3 millones de tone - tadas	Proyectos aplazados

---

Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Memoria 1985.

Al examinar las conclusiones del Balance Energético Nacional, presentadas por el Ministerio de Minas y Energía se determina que la hidroelectricidad mejoró su participación en la oferta durante el año 1984, afectada durante el año precedente por situaciones hidrológicas.

Por otra parte, la comparación de la estructura de la demanda total de energía en el año 1980 con la correspondiente a 1984, indica un aumento del 15% y determina un crecimiento anual promedio del 3.5%.



## Cuadro N° 2

## ESTRUCTURA DE LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA

( Expresado Porcentualmente )

<u>FUENTE</u>	<u>1980</u>	<u>1984</u>
Hydroenergía	7.5	9.2
Gas Natural	18.0	18.9
Petróleo	39.4	37.1
Carbón	11.3	12.8
No Convencionales	23.8	22.0
	<hr/>	<hr/>
TOTAL	100.0 =====	100.0 =====
Teracalorías	205.964 =====	236.705 =====

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Memoria 1985.

Tal como puede observarse la demanda de hidroenergía aumentó en proporción superior a las otras fuentes, donde el petróleo observa una disminución en el comportamiento de la demanda, debido entre otras razones a la recesión económica.

En lo que se refiere a las proyecciones de la demanda, la intervención de la hidroenergía mantiene la tendencia de aumentar su participación, al colocarse de 9% en relación con otras fuentes en 1985 a

11.3% en 1990. Tal comportamiento es representativo de la política de sustituir las fuentes de generación térmica por hidráulica.

Cuadro N° 3

## PROYECCION DE LA ESTRUCTURA DE DEMANDA

( Expresado Porcentualmente )

<u>FUENTE</u>	<u>1985</u>	<u>1990</u>
Hidroenergía	9.0	11.3
Gas Natural	17.9	15.4
Hidrocarburos	38.4	39.1
Carbón	13.2	14.4
No Convencionales	21.5	19.8
	<hr/>	<hr/>
TOTAL	100.0	100.0
	=====	=====
Teracalorías	247.410	289.885
	=====	=====

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Memoria 1985

Por otra parte, el uso del gas natural para fines económicamente más rentables mediante su transformación para usos petro-químicos, reflejan una disminución en la proyección de la estructura de la demanda debido a

la utilización de la hidroelectricidad, como forma de generación sustitativa.

El uso del gas natural se mantendrá como fuente de generación termo-eléctrica, hasta tanto se logre la necesaria interconexión entre las diferentes centrales, manteniéndose ésta como capacidad de reserva del sistema eléctrico nacional.

Iguals consideraciones podrían efectuarse con respecto al uso de los hidrocarburos, en la generación de electricidad debido a su condición de recurso natural no renovable, que si bien presenta una tendencia a disminuir en los precios internacionales, se continúan estudiando las fuentes alternas para disminuir su consumo en la generación de electricidad.

Con respecto al carbón, considerando su participación dentro del esquema de producción del sistema eléctrico nacional, es evidente que participa con un mínimo porcentaje (9.9%) dentro de la capacidad de generación total del país.

Las modificaciones en las plantas de generación térmica existentes para adaptarlas en su operación con esta forma de combustible limitan las posibilidades de utilización en la industria. Adicionalmente el manejo de aspectos contaminantes como cenizas y efluentes, mantuvieron el uso del carbón como alternativa válida para generar electricidad en países donde la hidroenergía y los hidrocarburos constituyen fuentes escasos de energía. Otras fuentes consideradas no convencionales encabezadas por la energía nu

clear tienen limitaciones en el uso para la producción de electricidad debido a los desperdicios radiactivos en este caso y a los costos de desarrollo y construcción de Centrales con base en energía solar, eólica o geotérmica, cuyos niveles de desarrollo pueden considerarse aún en etapa experimental.

Las consideraciones anteriores permiten afirmar que la tendencia al uso de la hidroenergía como fuente, puede incluir el estudio de su aprovechamiento integral mediante la instalación de minicentrales hidráulicas, cuyos costos de construcción sean económicos al compararlos con factores como el tendido de redes de transmisión para servir los diferentes mercados.

## 2 SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

### 2.1 CONSIDERACIONES PREVIAS

La descripción de las características de la industria eléctrica, contribuye a la utilización de este documento, a través de la comprensión previa de los diferentes procesos cumplidos en la producción de energía eléctrica; la prestación del servicio a los usuarios y al desarrollo de proyectos necesarios para ampliar la capacidad del sistema.

Para el fin propuesto, a continuación se identifican las diferentes etapas que conforman el proceso indicado anteriormente, y luego la descripción breve de cada una:

1. Generación
2. Transmisión
3. Distribución y ventas
4. Operación del sistema
  - . Pérdidas de energía
5. Inversiones en proyectos

### 2.1.1 Generación

Esta fase comprende la transformación de diferentes fuentes de energía en electricidad y se clasifica de acuerdo a la mayor o menor utilización de las fuentes de energía disponibles; en consecuencia se definen 2 grupos:

- A. Las formas de generación tradicionales representadas por Centrales Térmicas e Hidráulicas; y
- B. Las formas de generación no tradicionales, constituidas entre otras, por Centrales a Base de Energía Nuclear, Solar, Geotérmica y Eólica.

### 2.1.2 Transmisión

Generada la energía eléctrica en las centrales, es necesario mediante subestaciones de transmisión y redes de distribución en alta tensión, transformarla de acuerdo a los niveles de tensión del sistema y transportarla a los centros poblados donde se inicia la distribución de la misma.

### 2.1.3 Distribución y Ventas

Esta fase comprende la operación de subestaciones y redes de distribución en baja tensión, así como la medición y facturación de consumos de los usuarios, los cuales se clasifican en industriales, comerciales, residenciales y agrícolas.

### 2.1.4 Operación del Sistema

Las características de los sistemas eléctricos determinan su cla

sificación en 2 tipos.

- A. Interconectado, sistema que mediante redes de transmisión une las capacidades instaladas de distintas centrales de producción; y
- B. Aislado, constituido por centrales de generación que sirven a una población determinada en forma independiente de otras plantas.

En la actualidad la tendencia es interconectar las centrales de generación, debido a las ventajas que presenta para la operación del sistema el poder planificar, con mayor certeza, la expansión en función de la demanda; obtener economías de escala en el diseño de las centrales debido a la disminución de la capacidad de reservas y fijar parámetros de operación, en función del costo más bajo de producción.

Pérdida de Energía. Como en todo proceso industrial, durante la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica, se generan pérdidas que pueden ser evaluadas en los diferentes momentos que se producen, de acuerdo con los diseños de los equipos de medición instalados por las empresas generadoras y distribuidoras. En este sentido, las pérdidas pueden clasificarse en dos grupos:

- A. Las especificadas por los fabricantes de equipos de generación, transmisión y distribución, cuya medición y evaluación se efectúa periódicamente, con el propósito de establecer si se mantie

ne dentro de los rangos considerados razonables ( Pérdidas Blancas ); y

- B. Aquellas que no dependen del estado y valor de los parámetros eléctricos de la transferencia, y se originan por pérdidas en contadores dañados, descalibrados, mal instalados o conexiones de circuitos ramales en forma ilegal. ( Pérdidas Negras ).

#### 2.1.5 Inversiones en Proyectos

Las formas de generación de acuerdo a los recursos energéticos disponibles; el comportamiento de la demanda; la confiabilidad de los pronósticos; las características del sistema eléctrico en cuanto a que sea interconectado o aislado y el costo de las alternativas disponibles, son factores que condicionan la ejecución de los proyectos de inversión de la industria eléctrica.

El proceso de identificación del proyecto, los estudios de pre y factibilidad, el diseño y posterior ejecución guardan relación con la modalidad de generación adoptada, en el sentido de que los plazos de ejecución son mayores para la construcción de un aprovechamiento hidroeléctrico y aún más las condiciones aleatorias para su construcción, debido a la presencia de factores naturales, como los climáticos y geológicos, que determinan el logro de los rendimientos programados.

Diferente es el caso de las centrales térmicas, cuya construcción e instalación puede enmarcarse en parámetros dados de acuerdo a la capacidad de las unidades de generación.



## 2.2 ASPECTOS INSTITUCIONALES

La evolución del sistema eléctrico nacional durante los últimos veinte años, está determinada por un crecimiento sostenido de la demanda en la década del 70, a una rata de crecimiento del 9% interanual.

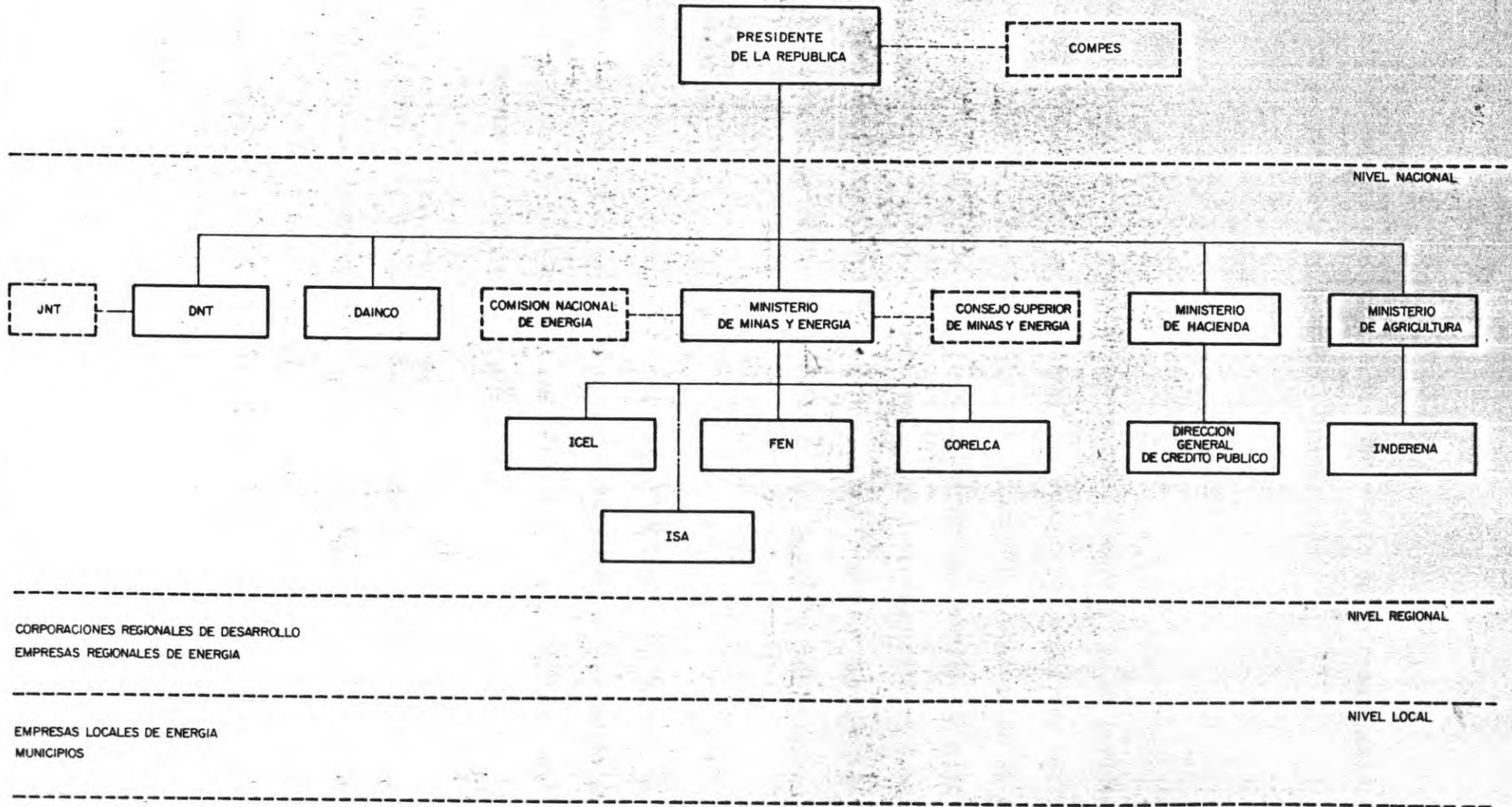
Los requerimientos organizativos para hacer frente a la ejecución de un conjunto de proyectos para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el país, confronta las consecuencias propias del concurso de entidades de naturaleza jurídica distintas y niveles de interés diferente, ya que ello incide en la definición y aplicación de políticas coherentes que orienten la gestión administrativa hacia el logro de objetivos y metas previamente definidas.

Lo antes indicado se ilustra a través del esquema de la estructura institucional ( Figura No. 1 ) en el cual se observa la participación de entidades a nivel nacional, regional y local sin que se incluya un organismo que actúe como rector en las políticas operativas y financieras del sistema eléctrico nacional.

Adicionalmente existen relaciones con diversos organismos y entidades del orden nacional, regional o local, diferentes a las indicadas anteriormente, entre los que se pueden mencionar al FONADE, en la obtención de licencias de importación de bienes y protección a la industria nacional; Corporaciones Regionales de Desarrollo y los mismos Municipios, en la determinación de programas y medidas de desarrollo y de mitigación de impactos so

FIGURA Nº 1

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO



ciales y ambientales, así como de aportes por efecto de la construcción y operación de proyectos de generación y transmisión.

## 2.3 ASPECTOS OPERACIONALES

A través del examen del esquema operacional Figura N° 2, es posible inferir la duplicidad de esfuerzos entre entidades cuyos objetivos son similares como el caso de ICEL, CORELCA e ISA, en cuanto a generación de energía y construcción de obras se refiere, mientras que a nivel de electrificadoras la configuración de los sistemas de distribución y la variedad y restricciones de las estructuras tarifarias, propicia desequilibrios entre los ingresos y los costos de prestación del servicio eléctrico.

### 2.3.1 Generación

Esta Sección del informe comprende aspectos descriptivos de la composición y características de la capacidad instalada de generación del sistema, así como de los volúmenes de energía eléctrica producidos por cada empresa durante el año 1985.( Figura N°3 ).

En principio, la capacidad de generación del Sistema Eléctrico Nacional está distribuída entre las seis (6) entidades que a nivel Nacional y Regional totalizan una capacidad nominal instalada de 6.524.2 MW, de los cuales el 97.02% corresponde a la capacidad efectiva (6.329.6 MW), tal como se detalla a continuación.

FIGURA Nº2

ESQUEMA OPERACIONAL DEL SECTOR ELECTRICO

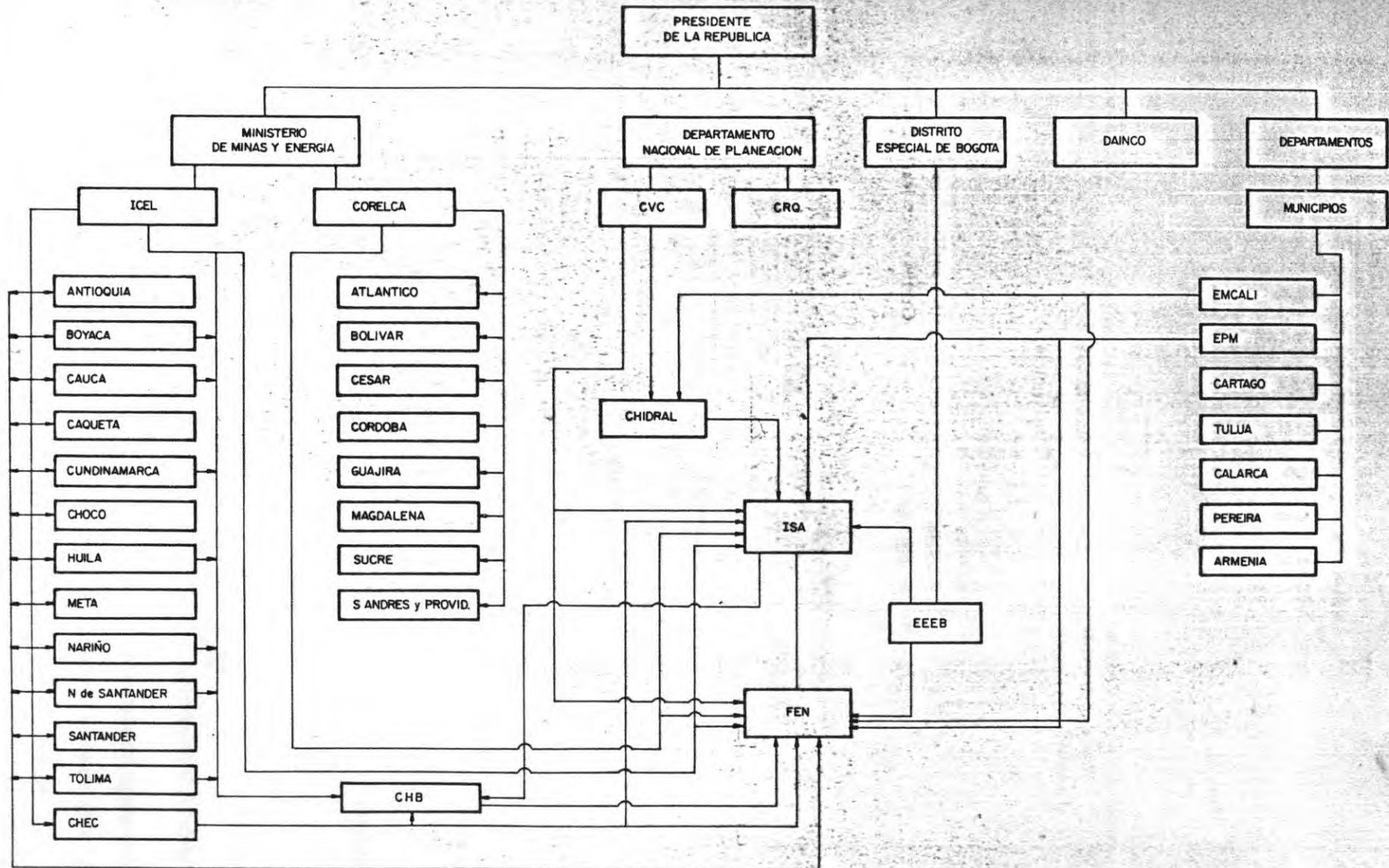



FIGURA Nº 3



 **ISA Interconexión Eléctrica S.A.**

PRINCIPALES CENTRALES  
GENERADORAS EN OPERACION

1986

FEBRERO

Cuadro No. 4  
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL  
TOTAL CAPACIDAD INSTALADA EN 1985

EMPRESA	Capacidad Nominal (MW)	Porcentaje por Empresa (%)	Capacidad Efectiva (MW)	Porcentaje por Empresa (%)	Relación de Capacidades Efectiva/Nominal
ISA	1.885.0	28.9	1.885.0	29.8	100.00
EPM	1.198.6	18.4	1.168.5	18.5	97.48
CORELCA	956.9	14.6	893.1	14.1	93.33
ICEL	931.1	14.3	845.5	13.3	90.81
CVC	858.6	13.2	860.0	13.6	100.16
EEEB	694.0	10.6	677.5	10.7	97.62
TOTAL	6.524.2 =====	100.0 =====	6.329.6 =====	100.0 =====	97.02

Fuente: Informe de Operación - 1985

ISA 1986

La mayor participación dentro de la capacidad instalada corresponde a ISA, de acuerdo con la previsión adoptada de que dicha empresa contribuya con un mínimo del 30% de la capacidad total de generación.

En este mismo sentido, a continuación se incluye la composición de la capacidad instalada, de acuerdo con las fuentes de generación:

Cuadro No. 5  
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL  
CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTES DE ENERGIA  
EN 1985

EMPRESA	Fuentes Hidráulicas ( MW )	Porcentaje por Empresa ( % )	Fuentes Térmicas ( MW )	Porcentaje por Empresa ( % )	Capacidad Total del Sistema ( MW )	Porcentaje por Empresa ( % )
ISA	1.620.0	36.0	265.0	14.5	1.885.0	29.8
EPM	1.168.5	26.0	-	-	1.168.5	18.5
CORELCA	-	-	893.1	48.7	893.1	14.1
ICEL	347.5	7.7	498.0	27.2	845.5	13.3
CVC	815.0	18.1	45.0	2.5	860.0	13.6
EEEB	547.5	12.2	130.0	7.1	677.5	10.7
TOTAL	4.498.5 =====	100.0 =====	1.831.1 =====	100.0 =====	6.329.6 =====	100.0 =====

Fuente: Informe de Operación - 1985

ISA 1986

Al establecer la relación entre las 2 formas de generación, se observa que la hidroenergía participa con un 71.1% mientras que la termoenergía es es tá representada por un 28.9%, dentro de la cual es evidente la mayor utili zación de esta fuente por los grupos ICEL y CORELCA.

Proporcional a la capacidad instalada, se observa en el cuadro que se incluye a continuación, la generación de energía eléctrica durante el año

1985:

Cuadro No. 6  
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL  
GENERACION DE ENERGIA DURANTE 1985

EMPRESA	Energía generada 1985 (GW-h)	Porcentaje ( % )	Generación máxima (GW-h)	Factor de Utilización ( % )
ISA	7.445.7	29.1	16.512.6	45.1
EPM	5.185.8	20.3	10.236.1	50.7
CORELCA	4.289.9	16.8	7.823.6	54.8
ICEL	3.641.2	14.2	7.406.6	49.2
CVC	2.231.5	8.7	7.533.6	29.6
EEEB	2.777.4	10.9	5.934.9	46.8
TOTAL	<u>25.571.5</u> =====	<u>100.0</u> =====	<u>55.447.4</u> =====	46.1

Fuente: Informe de Operación - 1985

ISA 1986

De acuerdo con la relación existente entre la energía generada y el uso máximo de las unidades, se determinan porcentajes de utilización que varían entre el 29.6% y el 54.8%. En este sentido, es conveniente señalar que las características del sistema condicionan la obtención de parámetros de comparación, a los fines de evaluar el factor de utilización en referencia.



Las cifras correspondientes a la generación de energía hidráulica y térmica incluídas en los dos cuadros siguientes son representativas de la proporcionalidad que existe entre la capacidad instalada y su utilización:

Cuadro No. 7  
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL  
GENERACION DE ENERGIA HIDRAULICA DURANTE 1985

EMPRESA	Energía hidráulica generada (GW-h)	Porcentaje por Empresa ( % )	Energía Hidráulica máxima generación	Factor de utilización ( % )
ISA	7.111.4	39.1	14.191.2	50.1
EPM	5.185.9	28.5	10.236.1	50.7
CORELCA	-	-	-	-
ICEL	1.406.0	7.7	3.044.1	46.2
CVC	2.091.5	11.5	7.139.4	29.3
EEEB	2.398.6	13.2	4.796.1	50.0
TOTAL ENERGIA HIDRAULICA GENERADA	18.193.4 =====	100.0 =====	39.406.9 =====	46.2
TOTAL DE ENERGIA GENERADA	25.571.5 =====			
PORCENTAJE DE ENERGIA HIDRAULICA	71.1 =====			

Fuente: Informe de Operación, ISA 1985

Cuadro No. 8  
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL  
GENERACION DE ENERGIA TERMICA DURANTE 1985

EMPRESA	Energía tér - mica generada (GW-h)	Porcentaje por Empresa ( % )	Energía tér - mica máxima de generación	Factor de utilización ( % )
ISA	334.2	4.5	2.321.4	14.4
EPM	-	-	-	-
CORELCA	4.289.9	58.1	7.823.6	54.8
ICEL	2.235.2	30.3	4.362.5	51.2
CVC	140.0	1.9	394.2	35.5
EEEB	378.8	5.2	1.138.8	33.3
TOTAL ENERGIA TERMI- CA GENERADA	<u>7.378.1</u> =====	<u>100.0</u> =====	<u>16.040.5</u> =====	46.0
TOTAL DE ENERGIA TERMICA GENERADA	<u>25.571.5</u> =====			
PORCENTAJE DE ENERGIA TERMICA	<u>28.9</u> =====			

Fuente: Informe de Operación, ISA 1986

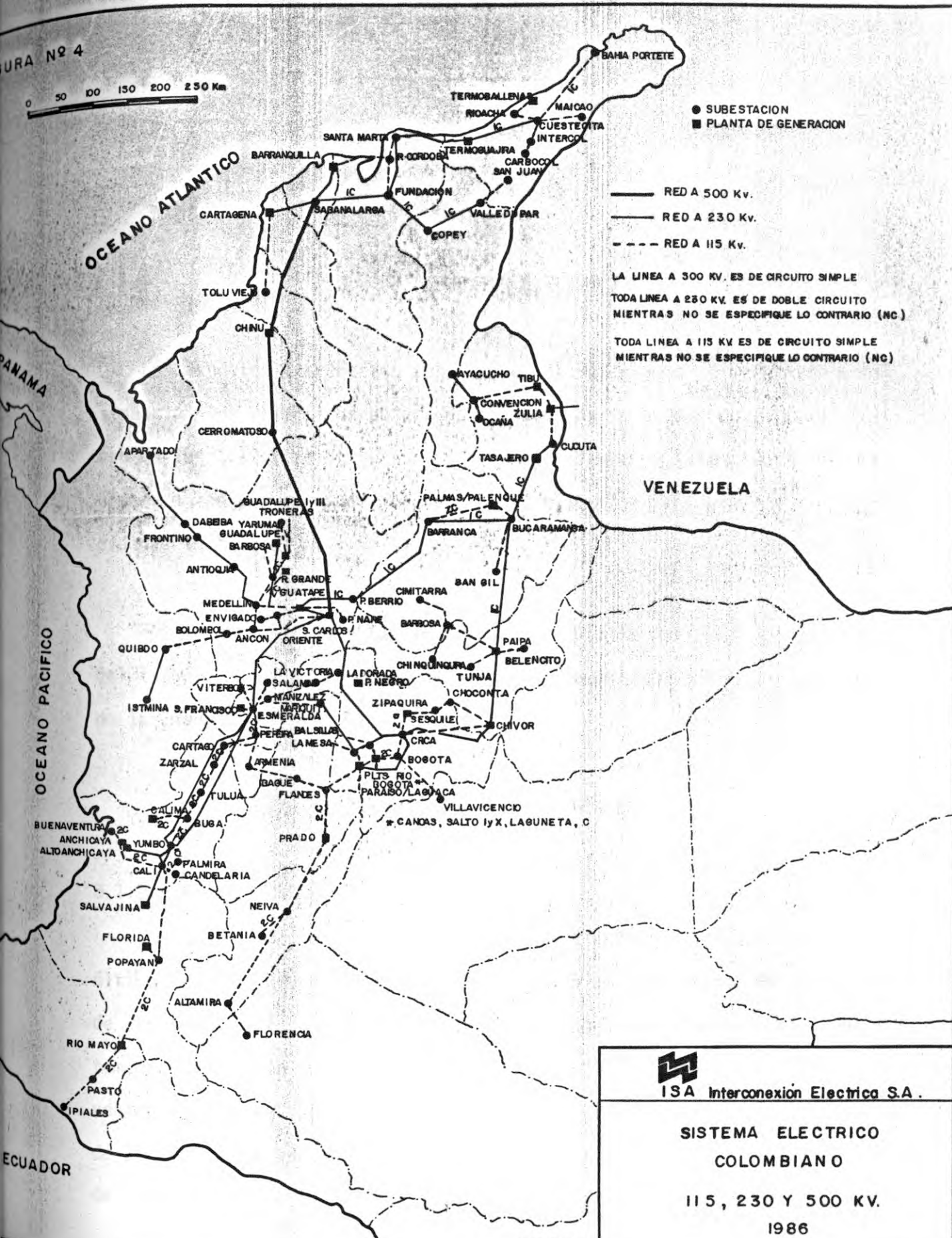
Por otra parte, el promedio de utilización de ambas formas de generación, situado en un 46%, se obtiene a partir de rangos que varían entre un 29.3% y un 50.7% en el caso de la generación hidráulica y del 14.4% al 54.8% para la generación térmica.

### 2.3.2 Transmisión

La composición de las líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional comprende diferentes niveles de tensión que incluye redes a 115, 230 y 500 kv.

La tendencia en el diseño de redes es elevar los niveles de tensión ya que los volúmenes de pérdida son inversamente proporcionales a la capacidad de las líneas. En este sentido cabe anotar que a finales del año 1985, quedó energizada a 500 kv, la línea San Carlos - Sabanalarga, construída por ISA con aportes del gobierno nacional, considerada etapa importante en la interconexión del interior del país con la Costa Atlántica.

En la figura No. 4 se incluye la distribución geográfica de las líneas de interconexión del Sistema Eléctrico Nacional.



● SUBESTACION  
■ PLANTA DE GENERACION

— RED A 500 Kv.

- - - RED A 230 Kv.

· · · RED A 115 Kv.

LA LINEA A 500 KV. ES DE CIRCUITO SIMPLE  
TODA LINEA A 230 KV. ES DE DOBLE CIRCUITO  
MIENTRAS NO SE ESPECIFIQUE LO CONTRARIO (NC)

TODA LINEA A 115 KV ES DE CIRCUITO SIMPLE  
MIENTRAS NO SE ESPECIFIQUE LO CONTRARIO (NC)

VENEZUELA

OCEANO PACIFICO

PANAMA

EQUADOR



ISA Interconexion Electrica S.A.

SISTEMA ELECTRICO  
COLOMBIANO

115, 230 Y 500 KV.

1986

### 3 INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

Los aspectos precedentes constituyen el fundamento para incluir a continuación los resultados obtenidos a través de la actuación en ISA., dentro de los cuales se destacan los correspondientes a la operación del sistema y a los proyectos de inversiones en ejecución para ampliar las capacidades instaladas.

Por la naturaleza de las actividades cumplidas por ISA, esta sección del informe, será ampliamente descriptiva, comenzando por los antecedentes de la Empresa.

#### 3.1 ASPECTOS INSTITUCIONALES

##### 3.1.1 Antecedentes

Así como la evolución del Sistema Eléctrico Nacional durante los últimos veinte (20) años, estuvo condicionado al crecimiento de la demanda de energía y potencia, los aspectos Institucionales y Operacionales del Sistema, determinaron que en la década del sesenta (60), se evaluaran la conveniencia técnica, económica y social de unir las capacidades instaladas de las entidades nacionales, regionales y locales. Es así como en el año de 1967 la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá ( EEEB ), Empresas Públi-

cas de Medellín ( EPM ), Corporación Autónoma Regional del Cauca ( CVC ), Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ( ICEL ), Central Hidroeléctrica de Anchicayá (CHIDRAL) y la Central Hidroeléctrica de Caldas ( CHEC ) se constituyeron en socios fundadores de ISA.

### 3.1.2 Objetivos

De acuerdo con sus estatutos ISA tiene por objeto:

a. La interconexión de los sistemas eléctricos de los accionistas y entre éstos y las centrales de propiedad de la Sociedad. La Interconexión de los sistemas tiene por fin principal el intercambio de energía para atender deficiencias donde la capacidad de generación no puede servir adecuadamente la demanda, el mejor aprovechamiento de la capacidad de reserva extendida a lo largo del sistema interconectado y la posibilidad de colocar producción eléctrica sobrante en todas las zonas interconectadas. A este efecto la sociedad dirigirá y coordinará los intercambios y el transporte de la energía de tal manera que se utilicen los recursos disponibles en el sistema en la forma más económica y más conveniente para el país.

b. El planeamiento y el establecimiento de prioridades en la construcción del sistema de generación y transmisión requerido en función de sus ventajas técnicas y económicas para todo el sistema interconectado, más conveniente para el país, en concordancia con la política general que adopte el Ministerio de Minas y Energía.

c. La programación, construcción y operación de las futuras plantas de generación que requieran el esfuerzo conjunto de todos los socios, de tal manera que permitan ayuda recíproca en el abastecimiento de los pro-

pios consumos de las entidades mencionadas y que cubran las necesidades de otras zonas que puedan beneficiarse de la mayor capacidad de generación. Dichas plantas de generación serán de propiedad de la Sociedad. Se exceptúan plantas de interés regional cuya construcción pudieran emprender, previo acuerdo de la Sociedad, uno o algunos de los accionistas.

### 3.1.3 Atribuciones

Para cumplir con su objeto social, la Sociedad podrá por medio de sus órganos estatutarios correspondientes, ejecutar los actos civiles y mercantiles convenientes o necesarios que conduzcan a realizarlo, tales como adquirir bienes muebles o inmuebles; gravar sus bienes con hipoteca y prenda; enajenar bienes inmuebles y muebles; tomar dinero en préstamo o mutuo o contraer obligaciones bancarias y comerciales; emitir bonos; emitir títulos representativos de derechos especiales de participación; girar, aceptar, endosar y descargar títulos valores; participar en otras sociedades y finalmente, celebrar cualquier acto o contrato que tienda en forma directa al cumplimiento del objeto social.

En concordancia con los objetivos de ISA, se definen las facultades para financiar, construir y administrar el sistema de interconexión así como la definición del orden de construcción de las nuevas centrales generadoras, consultando la capacidad económica y financiera de la Empresa y la satisfacción de la demanda.

Por otra parte, se prevé la forma de financiación de los proyectos, incluyendo los gastos en moneda nacional y extranjera, así como las

bases de operación del sistema interconectado y los aspectos tarifarios.

En lo que se refiere a la administración, los órganos de la sociedad están representados por la Asamblea de Accionistas, Junta Directiva y el Gerente General, cuyas atribuciones y funciones están definidas en los estatutos. En capítulos apartes se establecen las funciones de la Auditoría Fiscal, así como las características de los estados financieros, distribución de utilidades y fondos de reserva.

Por último se consideran las causales y procedimientos para la disolución de la Sociedad.

#### 3.1.4 , Capital Social

Para el año de 1967, fecha de constitución de ISA, el capital social autorizado se fijó en \$200.0 millones, del cual fue suscrito y pagado el 10% ( \$20.0 millones ). Para el 31 de diciembre de 1985, el capital autorizado totalizó \$ 12.500.0 millones, representado por 125.000 acciones de valor nominal de \$100. mil cada una. El capital suscrito y pagado es de \$ 9.269.7 millones, con la siguiente participación accionaria ( Véase Cuadro No. 9 ) :



Cuadro N° 9  
 INTERCONEXION ELECTRICA S.A.  
 COMPOSICION CAPITAL SOCIAL

A Diciembre 31 de 1985

	<u>Acciones</u>	<u>Millones de Pesos</u>	<u>Participación %</u>
E.E.E.B.	20.200	2.020.0	21.36
E.P.M.	25.666	2.566.6	27.13
CVC	20.143	2.014.3	21.30
CHIDRAL	389	38.9	0.41
CHEC	389	38.9	0.41
ICEL	12.403	1.240.3	13.11
CORELCA	15.400	1.540.0	16.28
	<u>94.590</u>	<u>9.459.0</u>	<u>100.0</u>
	=====	=====	=====

3.1.5 Estructura Organizativa y Funciones

Para el cumplimiento de su objeto social, la estructura organizativa de ISA comprende los siguientes niveles:

DIRECTIVO	Asamblea General Junta Directiva Gerencia General
ASESOR	Oficina de Planeación Secretaría General Auditoría Interna
OPERATIVO	Gerencia Administrativa Gerencia Técnica Gerencia de Operación Gerencia Financiera

Las atribuciones y funciones del nivel directivo están contenidas en los estatutos y comprenden las facultades necesarias para la administración de la empresa. Como complemento en la Figura N° 5, se presenta el Organigrama Estructural de la Empresa.

A continuación se incluyen los principales objetivos y características de los niveles de asesoría y operación descritos por los responsables de las respectivas áreas, en vista de la falta de actualización del Manual de Organización vigente.

#### Oficina de Planeación

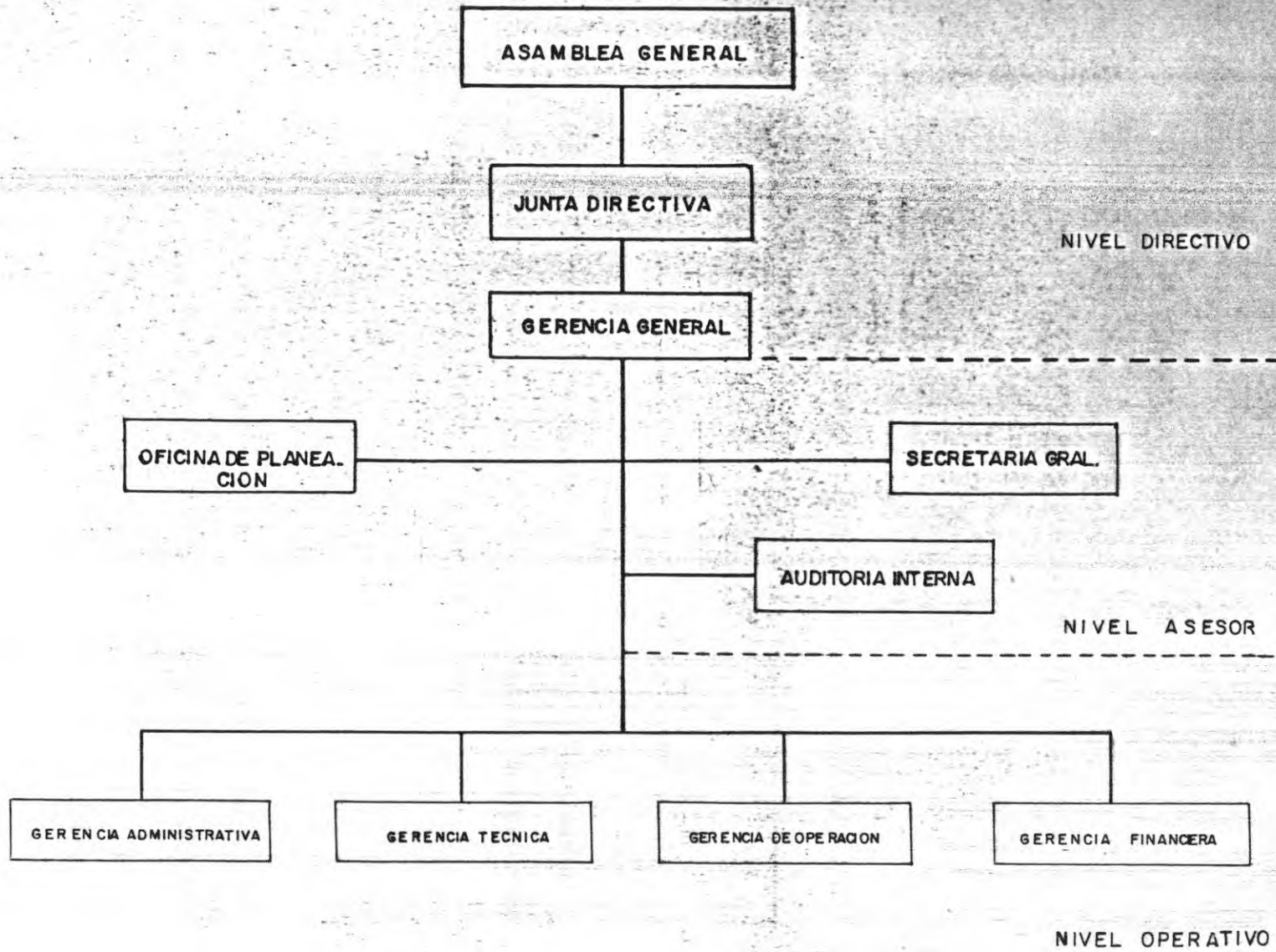
Objetivos. De acuerdo con los estatutos de ISA, se tienen los siguientes objetivos:

1. Realizar el planeamiento integral y el establecimiento de prioridades en la construcción del Sistema de Generación y Transmisión requerido en función de sus ventajas técnicas y económicas para todo el sistema interconectado.
2. Coordinar los intercambios y el transporte de la energía de tal manera que se utilicen en la forma más económica los recursos disponibles en el sistema Interconectado Nacional.

Así mismo, se efectúan los estudios necesarios para evaluar las tarifas de intercambio de energía y potencia, básica y optimizable, de compra y venta entre ISA y las empresas socias. Estos estudios se efectúan con el criterio de optimización de expansión y operación del Sistema Interconectado Nacional.

FIGURA Nº 5

INTERCONEXION ELECTRICA, SA  
ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL



Estos objetivos fundamentales, que el gobierno nacional ha delegado en ISA, los ejecuta la Oficina de Planeación bajo la dirección y supervisión de la Gerencia General.

En lo que se refiere a las 2 dependencias que se incluyen a continuación sólo se dispone de la descripción general de sus funciones.

#### Secretaría General

Adicionalmente a las funciones relacionadas con la Secretaría de la Junta Directiva, esta unidad tiene a su cargo la asesoría jurídica de la empresa mediante recursos propios o contratados.

#### Auditoría Interna

La unidad de Auditoría Interna cumple actividades orientadas al ejercicio del control previo al gasto. Gestiones de control posterior se efectúan ocasionalmente a solicitud de la Gerencia General.

#### Gerencia Administrativa

##### Objetivos:

1. Conseguir, conservar y desarrollar los recursos humanos, físicos y de información de acuerdo a las necesidades, políticas y variables de la organización.
2. Proyectar el desarrollo organizacional mediante el análisis y normalización de la estructura y los procesos para facilitar y garantizar el cumplimiento del objeto social y las metas de la Empresa.

### Gerencia Técnica

#### Objetivos:

1. Elaborar el plan de estudios del Sector Eléctrico Colombiano y ejecutar los estudios de reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad que le sean encomendados en la aprobación de dicho plan, con el fin de que el Sector Eléctrico disponga de una amplia gama de posibilidades para seleccionar los proyectos que entrarán a formar parte del plan de generación.
2. Programar, construir y poner en marcha los proyectos de generación y sistemas de transmisión de energía eléctrica que a la empresa le sean asignados en los planes del Sector Eléctrico Colombiano, de tal manera que la demanda de este servicio pueda ser atendida adecuadamente y los sistemas eléctricos de los accionistas de la sociedad y sus centrales sean interconectados debidamente.
3. Participar en el control de los proyectos de los socios en los cuales ISA tiene responsabilidad financiera significativa.

### Gerencia de Operación

#### Objetivos:

De acuerdo con el objeto social de la empresa, la Gerencia de Operación dirige sus recursos en la obtención de los siguientes objetivos:

1. Administrar óptimamente el sistema de ISA ( Generación y Transmisión ), planear, programar y controlar la operación y el mantenimiento de las unidades operativas con el fin de garantizar al Sector Eléctrico Colombiano la disponibilidad de sus recursos energéticos.
2. Optimizar el recurso energético nacional para lo cual debe planear a corto plazo, dirigir y coordinar los intercambios y el transpor-

te de la energía, de tal forma que se opere el sistema eléctrico interconectado con el mejor grado de confiabilidad y efectividad.

### Gerencia Financiera

#### Objetivos:

Manejar eficientemente los recursos financieros de la empresa, en el marco de la estructura y coyuntura económica y financiera del sector y del país, con el propósito de optimizar los recursos financieros disponibles para el planeamiento integral del Sector Eléctrico y para la construcción y operación de los proyectos de la empresa.

#### 3.1.6 Recursos Humanos

El criterio seguido por ISA para la conformación de su planta de personal guarda relación con los recursos humanos requeridos para cumplir con su objeto social permanente, cual es el de generar energía y operar las líneas de transmisión del sistema interconectado nacional. En lo que se refiere al desarrollo de los proyectos para la construcción de las nuevas centrales y ampliación de las capacidades existentes incluyendo los sistemas de transmisión asociados, la empresa celebra contratos para el diseño, construcción e interventoría, bajo la administración de distintas dependencias creadas de acuerdo con las características de cada proyecto.

El Departamento de Relaciones Industriales de ISA, adscrito a la Gerencia Administrativa mantiene las estadísticas relacionadas con aspectos cualitativos y cuantitativos de los recursos humanos de ISA. A continuación se incluye la síntesis de algunos aspectos relevantes contenidos

en el informe sobre estadísticas de personal para el año de 1985.

Personal Activo	:	1.273 personas
Auxilios previstos en los contratos colectivos por el orden de:	:	45 millones de pesos
La edad promedio del personal	:	33.5 años
Antigüedad promedio	:	6 años
Salario promedio general	:	\$63.000.00
Pólizas de Hospitalización y cirugía	:	1.191 afiliados
Prima anual	:	15.8 millones de pesos
V/r. pagado por siniestros	:	17.4 millones de pesos

Conforme a los registros contables los gastos de personal llevados a resultados del ejercicio de 1985, totalizaron la cantidad de \$ 2.179.3 millones.

De acuerdo con la Figuras Nos. 6 y 7, la distribución de la fuerza laboral en ISA determina que el 30% ( 383 personas ) está representado por el escalafón I correspondiente al personal profesional, y el escalafón III con un 37% ( 471 personas ) representativo del personal auxiliar y de secretarías.

La distribución de la fuerza laboral a nivel de las diferentes gerencias determinan que la Gerencia de Operación cuenta con 526 personas ( 41% del total ) siguiéndole en importancia la Gerencia Administrativa con 327 personas ( 26% del total ).

FIGURA Nº 6

FUERZA LABORAL  
A DICIEMBRE DE 1985  
1273

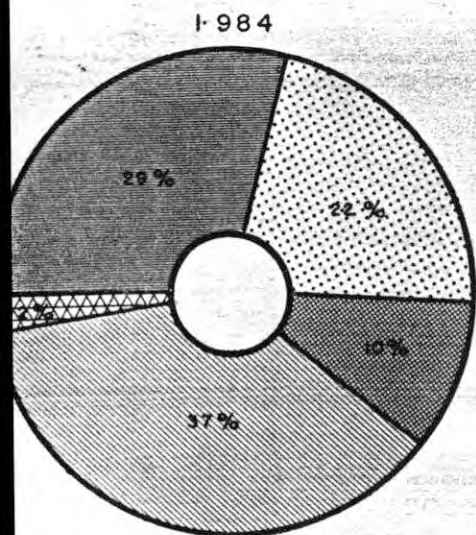
	Medellín	Bogotá	Manizales	San Carlos	Jaguas	Chinú	Carranato- so	Esmeralda	Yumbo	Santa María	Torra	La Mesa	Cartago	Calde- ras	Sabana larga	TOTAL	% Esc. Resp a ISA
Esca la fon																	
I	302	5	6	22	10	3	2		1	19	7			5	1	383	30
II PI	80		5	14	4	4	1	1	1	14	3	1			1	129	10
II	179	5	8	17	7	5			1	22	15			2		262	21
III	131	5	31	75	19	13	5	8	12	103	52	12		1	5	471	37
NE *	18		3	1						6						28	2
TOTAL	710	15	53	129	40	25	8	9	15	164	77	13		8	7	1.273	
% Localidad Respecto ISA	56	1	4	10	3	2	1	1	1	13	6	1		1	1		100

NE\*: Nº Escalafonados (Aprendices Sena, Estudiantes en Práctica).

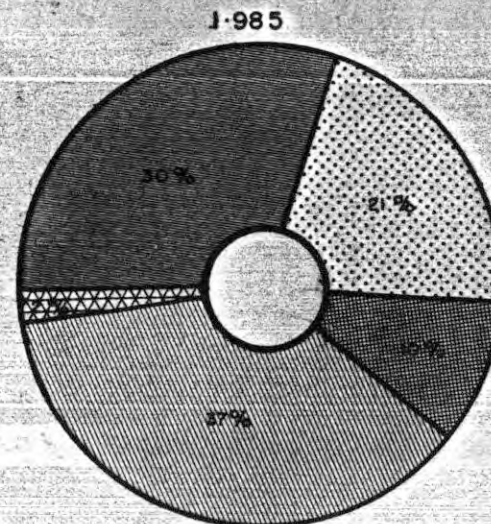


FIGURA Nº 7

FUERZA LABORAL DE ISA POR ESCALAFON  
A DICIEMBRE DE 1984 Y 1985



1-1984		ISA	1-1985	
FUERZA LABORAL			FUERZA LABORAL	
%	CANTIDAD		CANTIDAD	%
29	382	Escalafon I	383	30
22	284	Escalafon II	262	21
10	130	Escalafon 2 PL	129	10
37	476	Escalafon III	471	37
2	24	No Escalafonados	28	2
100	1296	Total	1273	100



Disminuyó en  
23 personas

- CONVENCIONES
- ESCALAFON I
  - ▤ ESCALAFON II
  - ▥ ESCALAFON 2 PL
  - ▧ ESCALAFON III
  - ▨ NO ESCALAFONADOS

Al examinar los datos de crecimiento y de rotación del personal se observa lo siguiente:

1. Durante los últimos diez años el incremento del número de personas incorporadas a la planta de ISA fluctúa entre un nivel máximo de 211 personas incorporadas en el año 1978, lo que representa un 44% en relación con el personal activo de ese año, para situarse en una reducción del 1.8% en el año 1985.

2. En cuanto al índice de rotación se observa que su valor máximo alcanza en el año 1977 un incremento del 38%, para después mantener un promedio durante los últimos seis años del 6.8%.

3. La distribución de la fuerza laboral de ISA entre los 14 centros de responsabilidad distribuidos en los departamentos de Antioquia, Cundinamarca, Caldas, Valle, Córdoba y Atlántico está representada en la Figura No. 5, donde se destaca lo siguiente: el 56%, 710 personas, prestan sus servicios en las oficinas de ISA en Medellín, siguiéndole en importancia el personal que labora en la Central Hidroeléctrica de Chivor ( Santamaría ) en el departamento de Cundinamarca, con 164 personas. En la central de San Carlos con 129 personas que laboran en el proyecto San Carlos II, en la Central San Carlos I y en los servicios administrativos de la central y las obras en construcción.

### 3.2 PLANEACION

Por su importancia el planeamiento de la operación del sistema interconectado Nacional, está regulado por un Acuerdo Reglamentario aprobado por la Junta Directiva de ISA, cuya última revisión permite disponer de un ins

trumento actualizado con vigencia a partir del 1° de mayo del corriente año. Su aplicación y control está a cargo del Centro Nacional de Telecomunicaciones y Control ( CNTC ), que mediante el uso del procesamiento electrónico de datos, centraliza la mayor parte de la información producida en las Centrales de Generación a través de distintas formas de comunicación. A continuación se incluye el resumen del citado Acuerdo Reglamentario, para luego considerar las proyecciones de la demanda con base en la información proporcionada por el despacho horario de carga.

### 3.2.1 Acuerdo Reglamentario

Objetivo: El objetivo del planeamiento operativo es el de utilizar los recursos tanto hidráulicos como térmicos disponibles para atender la demanda con confiabilidad y calidad, minimizando los costos operativos y el racionamiento.

El problema se centra en encontrar para cada hora la generación de las plantas que tiene el sistema, determinando en la generación hidráulica la cantidad a descargar de los embalses y en la generación térmica los costos de combustibles.

Para la eficiente operación del sistema interconectado se estableció el "Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Colombiano", considerado en reunión de Junta Directiva No. 379 del 24 de abril de 1986 y donde se autoriza a efectuar la operación del sistema interconectado de conformidad con él a partir del 1o. de mayo de 1986, remplazando así al anteriormente vigente que había sido

aprobado en el Acta No. 205 de abril 3/78. Este Acuerdo es utilizado por el Centro Nacional de Telecomunicaciones y Control (CNTC), quien se encarga de ejecutarlo mediante la programación del despacho horario.

Contenido del Acuerdo: El Acuerdo Reglamentario consta de cinco partes o capítulos, a saber:

1. Principios: Se enumeran a continuación los principios sobre los cuales se fundamenta la planeación de la operación del sistema interconectado:

- La expansión de los sistemas de generación y transmisión a alto voltaje se planea en forma integrada y con el criterio de mínimo costo.
- La participación de las empresas en los proyectos del plan de expansión les otorga derechos y obligaciones sobre la compra de los servicios de energía y potencia definidos para las plantas correspondientes.
- La operación de los recursos de generación debe hacerse en forma integrada, con el criterio de mínimo costo y con un adecuado nivel de confiabilidad y calidad de servicio.
- Los riesgos de la operación integrada se comparten entre las empresas interconectadas; por lo tanto, los costos y racionamientos se deben distribuir entre ellas.
- Los beneficios resultantes de la operación integrada se distribuyen equitativamente entre las empresas.

- Las tarifas deben cubrir los costos de la prestación del servicio e incentivar la operación óptima.

2. Definiciones: Contiene el Acuerdo una extensa lista de definiciones de términos utilizados y que es importante tener en cuenta para el correcto entendimiento de los procedimientos operativos y comerciales que se tratan en él, algunos de los cuales se incluyen en la Sección 0.1 de este Informe.

3. Procedimientos Operativos: Describe los criterios y procedimientos adoptados para planear y ejecutar la operación de los recursos del sistema de potencia. Se divide en tres grandes áreas:

A. Planeamiento Operativo Energético: Es la planeación de la operación de los recursos de energía a mínimo costo en forma integrada, el cual contiene los siguientes aspectos:

1. Planeamiento Energético a largo plazo: Mediante metodologías de optimización y simulación se obtiene información tal como:

- Tablas de descargas mensuales de los embalses con regulación mayor que mensual.
- Indices de confiabilidad.
- Estadísticas de operación tales como generación mensual esperada de cada recurso hídrico o térmico, evolución esperada de embalses, racionamiento esperado de energía.

La utilización del programa es mensual, el período de resolución es mensual y el horizonte de planeamiento es a cinco años.

2. Planeamiento energético a mediano plazo: Mediante metodologías de programación lineal se obtienen Tablas de descargas de los embalses con períodos de regulación de un día.

La utilización es diaria, el período de resolución es diario la primera semana, y semanal durante otras doce semanas; el horizonte de planeamiento es de trece semanas.

3. Planeamiento energético a corto plazo: Con este programa se obtiene el despacho a nivel horario para cada una de las plantas del sistema interconectado. El programa obtiene:

- Evolución diaria del nivel de los embalses.
- Despacho horario de plantas hidráulicas y térmicas y programa de intercambio horaric.
- Costos incrementales por planta.

El factor de utilización es diario, el horizonte es de dos días y el período de resolución horario.

B. Planeamiento Operativo Eléctrico: Es la planeación de la operación del sistema de potencia, es decir, con base en las demandas, es quemas de generación, transmisión y transformación, se obtiene:

- Areas eléctricas determinadas por límites de transmisión y/o transformación.
- Límites de exportación/importación de cada área.
- Generaciones mínimas por seguridad eléctrica.
- Políticas de operación de voltajes y reactivos.

El horizonte de análisis es de cinco años y frecuencia estacional.

C. Manejo de Información: Enumeración de los diferentes datos requeridos por los programas de cómputo, tanto para el planeamiento energético como para el eléctrico.

Para el planeamiento a largo plazo se requiere:

- Predicciones mensuales de energía y potencia por seis años.
- Pérdidas mensuales de energía y potencia en la red de interconexión con un horizonte de seis años.
- Serie de caudales de los ríos para seis años.
- Tasas de salidas forzadas y programadas por unidades de generación con base en datos históricos.
- Costos de combustibles.
- Fechas de entrada en operación de nuevos elementos.

- Programas de mantenimiento.
- Tarifas promedio de venta al usuario.

Para el planeamiento a mediano plazo:

- Predicción de demandas horarias por un horizonte de dos semanas.
- Predicción de demandas diarias por dieciseis semanas.
- Pérdidas de interconexión mensuales.
- Predicción de caudales promedios mensuales por cinco meses.

Para el planeamiento a corto plazo:

- Predicción de demanda horarios para un horizonte de dos semanas.
- Predicciones diarias de pérdidas de energía.
- Cuenta de variaciones de racionamiento.
- Predicción de caudales promedio a dos días con base en los promedios del día anterior.
- Estado del sistema ( niveles de embalse ).

4. Procedimientos Comerciales: Describe los procedimientos y criterios adoptados para repartir los costos y beneficios de la operación a mínimo costo entre las empresas interconectadas.

Los procedimientos comerciales se definieron debido a que existe un intercambio de energía y potencia entre las empresas interconectadas. Se trata de simular la forma en que cada empresa utilizaría sus recursos si



estuviera aislada y mediante comparaciones entre la operación integrada del sistema y la operación hipotética de cada empresa ( Operación Autónoma ) se determinan los intercambios a realizar. Se presentan a continuación los procedimientos comerciales más importantes contenidos en el Acuerdo:

1. Aspectos Comerciales a largo plazo: Se definen los intercambios mensuales de energía y potencia entre las empresas interconectadas a través de ISA.

Para los cálculos de la operación autónoma, se tienen en cuenta también los derechos que cada empresa posee en las plantas de propiedad múltiple. Si los costos de operar plantas térmicas son mayores que las tarifas de intercambio, no se tienen en cuenta para la simulación de la operación autónoma.

Al integrar los resultados de la simulación de la operación autónoma de todas las empresas, se obtienen intercambios de energía y potencia con los siguientes criterios:

- Si la suma de los excedentes es mayor que las necesidades, cada empresa con excedentes efectúa ventas proporcionalmente a éstos.
- Si la suma de los excedentes es menor que las necesidades, cada empresa deficitaria compra en proporción a sus necesidades.

El horizonte utilizado es de cinco años, el período de resolución un mes y la frecuencia de actualización es estacional.

2. Aspectos Comerciales a corto plazo: El despacho horario de los recursos del sistema integrado obtenido en el planeamiento operativo ocasiona intercambios horarios entre las empresas interconectadas. En esta parte se identifican origen y destino de los intercambios con el criterio adoptado de distribución de costos y beneficios. Para lograrlo se parte de los siguientes datos:

- Contribución de cada empresa a la generación del sistema.
- Contribución de ISA en su parte de utilización de las plantas de propiedad múltiple.
- Pérdidas de interconexión por hora y por empresa.
- Cuenta de variaciones o desviación del despacho horario óptimo.

Los intercambios a corto plazo para cada empresa, durante cada hora, es la diferencia entre la contribución de la empresa al sistema integrado y la demanda autónoma horaria.

3. Tarifas: Las tarifas mensuales de venta de energía y potencia las establece la Junta Nacional de Tarifas. Los criterios para el intercambio son:

- Los beneficios resultantes se reparten por igual entre la empresa vendedora y la compradora.
- El recurso vendedor más económico reemplaza el recurso comprador más costoso.

4. Facturación: Cada empresa paga o recibe mensualmente a través de ISA, por concepto de intercambio de energía y potencia a largo plazo, el resultado de multiplicar la tarifa de intercambio por el intercambio contratado para el mes respectivo.

5. Regulaciones: A continuación se enumeran las regulaciones que permiten interpretar, cumplir y modificar el Acuerdo Reglamentario:

a. Interpretación: Define pautas a seguir para el caso que surjan discrepancias en cuanto a los procedimientos operativos y/o comerciales dispuestos en el Acuerdo. Encarga al Comité de Operaciones de efectuar las interpretaciones de acuerdo con los principios fundamentales esbozados para el planeamiento del sistema interconectado.

b. Cumplimiento: Se fijan los compromisos de cada una de las empresas. Así las empresas socias se comprometen a cumplir con el programa de despacho horario de generación calculado por ISA mediante los procedimientos y metodologías descritos en el Acuerdo y a enviar diariamente a ISA la información requerida para la elaboración del programa de despacho del siguiente día. Igualmente, ISA se compromete a enviar estos programas con la adecuada anticipación.

c. Facturación y Pago: Todas las facturas se deben cancelar antes de los sesenta días, so pena de pagar un interés de mora mensual aprobado por la Junta Directiva de ISA.

d. Modificaciones: Respecto a las modificaciones relacionadas con el planeamiento energético serán analizadas por el Grupo de Planeamiento Operativo y aprobadas por el Comité de Operación y el Comité de Planeación. Las modificaciones del planeamiento eléctrico, serán analizadas por el Grupo de Regulación de Voltaje y aprobadas por el Comité de Operación y el Comité de Planeación. Toda modificación para su aplicación deberá ser ratificada por la Junta Directiva de ISA.

### 3.3 FINANZAS

El Presupuesto constituye uno de los principales instrumentos de administración financiera, que asociado con la planificación a corto, mediano y largo plazo, permite identificar la inversión de los recursos con el logro de los propósitos y metas de la Entidad.

#### 3.3.1 Presupuesto

En el Sector Público el Régimen Presupuestario está definido por dispositivos de rango legal, cuyos alcances incluyen generalmente todas las formas de Organización del Estado.

En el caso de las Empresas Industriales y Comerciales del Estado, el Decreto No. 294 del 28 de febrero de 1973 contentivo de los principios presupuestarios, establece para dichas empresas la obligación de presentar los estados financieros, cuando el Ministerio de Hacienda y Crédito Público se lo requiera, sin establecer pautas sobre el ciclo presupuestario. Tal discrecionalidad posibilita que cada empresa estructure su presupuesto, conforme el criterio prevaleciente en las Juntas Directivas. En el caso de ISA se dispone de sus propias instrucciones y modelos para la elaboración del presupuesto.

Considerado a los fines del presente informe el ciclo presupuestario en sus fases de formulación, ejecución y control, a continuación se incluyen los comentarios referidos al Presupuesto de ISA para 1986.

### 1. Formulación

El documento Presupuestario consta de dos volúmenes, el primero a probado por la Junta Directiva el 16 de enero de 1986, con estimación de ingresos y gastos que suman la cantidad de \$58.659.0 millones y \$58.653.0 millones respectivamente. El segundo volumen, cuya oportunidad de aprobación no está especificada, incluye el Presupuesto antes indicado y las reservas correspondientes al año de 1985, para un total de ingresos y gas-tos de \$89.572.1 millones y \$89.521.0 millones, respectivamente.

En ambos documentos se observa que la descripción de las bases para la estimativa presupuestaria, se presenta de manera resumida excluyendo importantes aspectos como los que se señalan a continuación:

a. Bases de Cálculo para estimar los ingresos de operación de acuerdo con los bloques de energía que se programa entregar durante el ejercicio, no obstante que el decreto 3298 de 1985 prevé la compra por parte de cada socio, durante la respectiva estación de no menos del 75% de la potencia efectiva y la energía firme a que tiene derecho como resultado de su participación.

b. Componentes de la matriz de cálculo utilizada para la distribución de los Costos y Gastos, así como los criterios para su definición.

c. Avance físico de las obras en construcción conforme a los recursos financieros asignados a cada proyecto, considerando las inversiones realizadas en el ejercicio precedente, así como las programadas para el ejercicio subsiguiente.

A continuación se presenta la composición del Presupuesto para 1986, incluídas las reservas de 1985, así como su tendencia con respecto a este último año:

## Cuadro N° 10

## INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

## COMPARACION PRESUPUESTOS 1985-1986

( En millones de \$ )

	<u>Presupuesto</u>		Aumentos (Disminuciones)	
	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>\$</u>	<u>%</u>
<b>Presupuesto de Egresos</b>				
Inversión	16.925	34.069	17.144	101.3 +
Gastos	7.758	9.601	1.843	23.8 +
Servicio de la Deuda	27.382	36.105	8.723	31.9 +
Vigencias Expiradas	25.433	-0-	(25.433)	100.0 -
Otros Egresos	5.327	9.746	4.419	83.0 +
	<u>82.825</u>	<u>89.521</u>	<u>6.696</u>	<u>8.1 +</u>
	=====	=====	=====	
<b>Presupuesto de Ingresos</b>				
De operación	25.551	32.953	7.402	29.0 +
Recursos de Capital	7.460	19.278	11.818	158.4 +
Recursos del Crédito	20.570	23.405	2.835	13.8 +
Recursos del Balance	25.335	-0-	(25.335)	100.0 -
Otros Ingresos	3.909	13.936	10.027	256.5 +
	<u>82.825</u>	<u>89.572</u>	<u>6.747</u>	<u>8.1 +</u>
	=====	=====	=====	
Ingresos menos Egresos	-	51		
		=====		

Con relación al Presupuesto en referencia es necesario señalar lo siguiente:

- a. El servicio de la deuda totaliza la cantidad de \$36.104.8 millones, los cuales son superiores a los ingresos de operación en \$3.152.1 millones.
- b. El Presupuesto de Inversiones que suma la cantidad de \$34.069.5 millones, deberá ser financiado, con recursos de capital y de crédito, que totalizan la cantidad de \$42.682.9 millones, en los cuales participan con un 55% los citados recursos de crédito, con la consecuente carga financiera y la incidencia de las variaciones de tipo de cambio, en el caso de financiamiento contratado en moneda extranjera.
- c. Ante el evidente déficit presupuestario, calculado a partir de los recursos necesarios para satisfacer como mínimo, los gastos del ejercicio (\$9.601.4 millones) y el servicio de la deuda, ISA deberá recurrir al aporte de los socios o en último caso a los recursos financieros provenientes de préstamos.

## 2. Ejecución

Dentro de la fase de ejecución del presupuesto las etapas de autorización e imputación del gasto, registro de las transacciones y emisión de los informes de ejecución, determina la oportunidad y por ende la utilidad de la información producida a partir de la ejecución presupuestaria.



Particular importancia merece el informe de ejecución presupuestaria incluyendo las desviaciones entre lo previsto y lo ejecutado con los comentarios considerados pertinentes. En este sentido es conveniente dividir el tratamiento dado a las operaciones según su naturaleza:

a. Los comprobantes correspondientes a cualquier transacción, son codificados en el Departamento de Contabilidad, situado en la sede principal de la Empresa, lo que implica la codificación centralizada de las operaciones realizadas en catorce distintos centros de responsabilidad.

b. El sistema integrado de Contabilidad patrimonial y presupuestaria, permite el uso de una codificación uniforme lo que simplifica el proceso de registro antes mencionado. Sin embargo, el volumen de transacciones, aproximadamente 13.000 registros mensuales, y los procedimientos de codificación inciden sobre la oportuna emisión de los Estados Financieros, así como de los informes de ejecución presupuestal.

### 3. Control

Las deficiencias anotadas en las fases de formulación y ejecución y la ausencia de un sistema de contabilidad de Costos, que permita la fijación de parámetros de comparación a nivel de los diferentes elementos del Costo, tanto en el área de operación como en las obras en ejecución, condicionan el control efectivo sobre el presupuesto y en consecuencia, el mismo está limitado a verificar las disponibilidades presupuestarias.

#### 3.3.2 Proyecciones Financieras

Dentro del papel que asume ISA para la planeación del Sector Eléc-

trico Nacional, ha implementado modelos matemáticos que sirven de base a las proyecciones financieras del período 1985-1996.

### 1. Bases Generales

La síntesis de las bases generales para tales proyecciones constituye el marco de referencia para los comentarios que se incluyen enseguida:

a. Plan de Expansión y Demanda. Proyección de crecimiento de la demanda de energía en 6.5% promedio anual así como el programa de entrada en operación de las centrales y proyectos en construcción y diseño, durante el lapso comprendido entre el segundo semestre de 1985 y el primer semestre de 1997, con una capacidad adicional de 7.758.5 MW.

b. Balance de Energía y Potencia. Sobre la base del comportamiento de cada uno de los mercados correspondientes a las empresas socias de ISA, la oportunidad de la entrada en operación de los proyectos, el crecimiento de la demanda de energía en un 6.5% promedio anual y las obligaciones de compra de derechos de energía y potencia disminuídos de un 80% a un 75%.

c. Factores de escalación y devaluación. Devaluación real del 51.2% en 1985 y una proyección del 20% en 1986.

d. Programa de Inversiones. Conforme a las empresas y tipos de inversión.

e. Política Tarifaria. Para las proyecciones en pesos colombia-

nos se consideraron las tarifas vigentes a la fecha y sus incrementos autorizados por la Junta Nacional de Tarifas aplicados únicamente hasta diciembre de 1986. Para los años siguientes se estimó la tarifa promedio a aplicando a la tarifa promedio de 1986, factores tales como la inflación interna, inflación externa y devaluación.

f. Aportes de Presupuesto Nacional. Se incluyen los aportes que cada empresa proyecta recibir.

g. Política de Crédito Externo. Se incluyen los créditos internos por contratar y los créditos futuros asociados con la inversión programada, de acuerdo con las condiciones promedios para la obtención de financiamientos de la banca multilateral, Bancos Comerciales y proveedores.

h. Crédito Interno. Conforme a las condiciones de las organizaciones oficiales de financiamiento.

## 2. Consolidado del Sector - Estado de Resultados.

De acuerdo a lo señalado anteriormente a continuación se incluyen algunos comentarios sobre el documento contentivo del consolidado de las proyecciones financieras, 1985-1996, publicado en febrero de 1986.

a. Ventas al consumidor final. Se estiman de acuerdo a un crecimiento que se sitúa en un 7.6% en 1986 para alcanzar el nivel máximo en 1988 con un 8.4%.

A partir del año 1989 disminuyemoderadamente la tasa interanual para colocarse en un 6.8% en 1996, para un promedio del 7.2% anual. Examinadas las bases de las proyecciones de ventas al consumidor final, es necesario compararlas con el comportamiento histórico y se obtiene como resultado que de un 4.83% de incremento anual en el lapso 1980-1984 se calcula un aumento promedio de 7.34% para el período 1985-1996, sin incluir las causas que determinan tal variación. El Cuadro N° 11 demuestra la situación comentada.

Si se parte del supuesto que la disminución de las pérdidas del sistema incide sobre un mayor volumen facturado, se observa que el comportamiento histórico de las pérdidas es creciente, mientras que las proyecciones incluyen una drástica reducción de las mismas sin indicar las medidas que se programa adoptar.

Cabe señalar que el ICEL durante el año 1979 desarrolló un estudio sobre los niveles de pérdida en el sistema y se formularon recomendaciones para disminuirlas por lo menos el 1% anual que para la fecha se aproximaba al 20%. Tal disminución representaba un incremento en la facturación estimada en \$1.000 millones anuales. En la actualidad, considerando tarifas promedios para 1986 la disminución del 1% propuesto por ICEL representa \$2.106.5 millones anuales.

La Figura N°8 representa la tendencia de las pérdidas durante el lapso 1970-1984 y las proyecciones para el período 1985-1996.

## SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

## COMPORTAMIENTO HISTORICO Y PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA

	<u>Comportamiento Histórico</u>			<u>Proyección 1985-1996</u>	
	1980 (1)	1984 (1)	Promedio Anual Incremento	1985 (2)	1996 (2) Promedio Anual Incremento
Demanda (GW.H) (Fig. N° 9)	19.481	24.588	5.99 %	26.088	53.666 6.78 %
Ventas al Consumidor	15.101	18.238	4.83 %	20.293	44.209 7.34 %
Consumo propio más Pérdidas	4.380	6.350	9.73 %	5.795	9.457 4.55 %
<u>Porcentajes:</u>					
Ventas / Demanda	77.52 %	74.17 %	(1.11 %)	77.79 %	82.39 % 0.52 %
Consumo y Pérdidas / Demanda	22.48 %	25.83 %	3.53 %	22.21 %	17.62 % (2.13 %)

Fuentes: 1/ Sector Eléctrico Colombiano, Informe General ISA, Febrero de 1986

2/ Sector Eléctrico Colombiano, Consolidado Proyecciones Financieras ISA, Febrero de 1986.

FIGURA Nº 8

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

PERDIDAS DEL SISTEMA

PORCENTAJE DE PERDIDAS  
MAS CONSUMOS PROPIOS

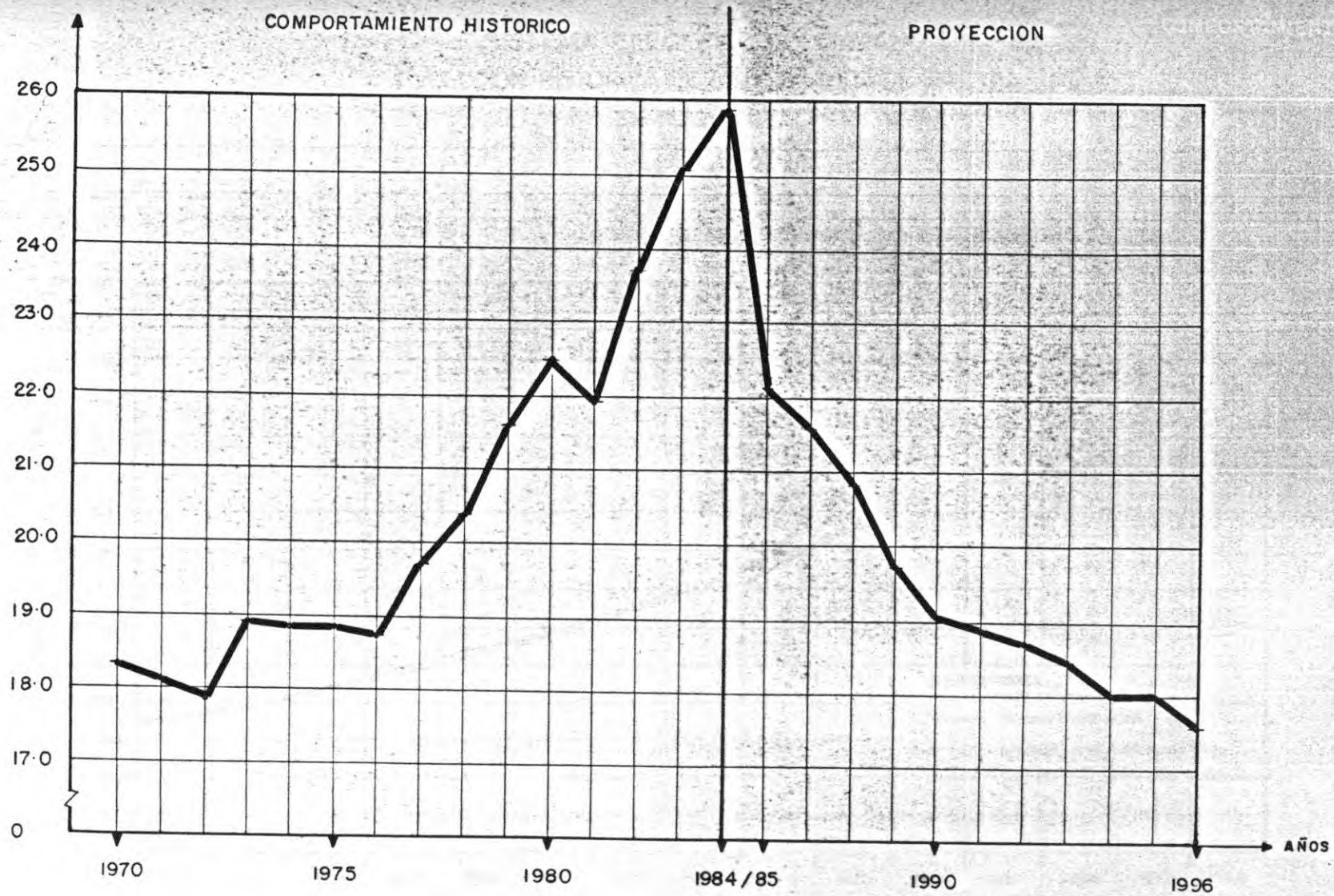
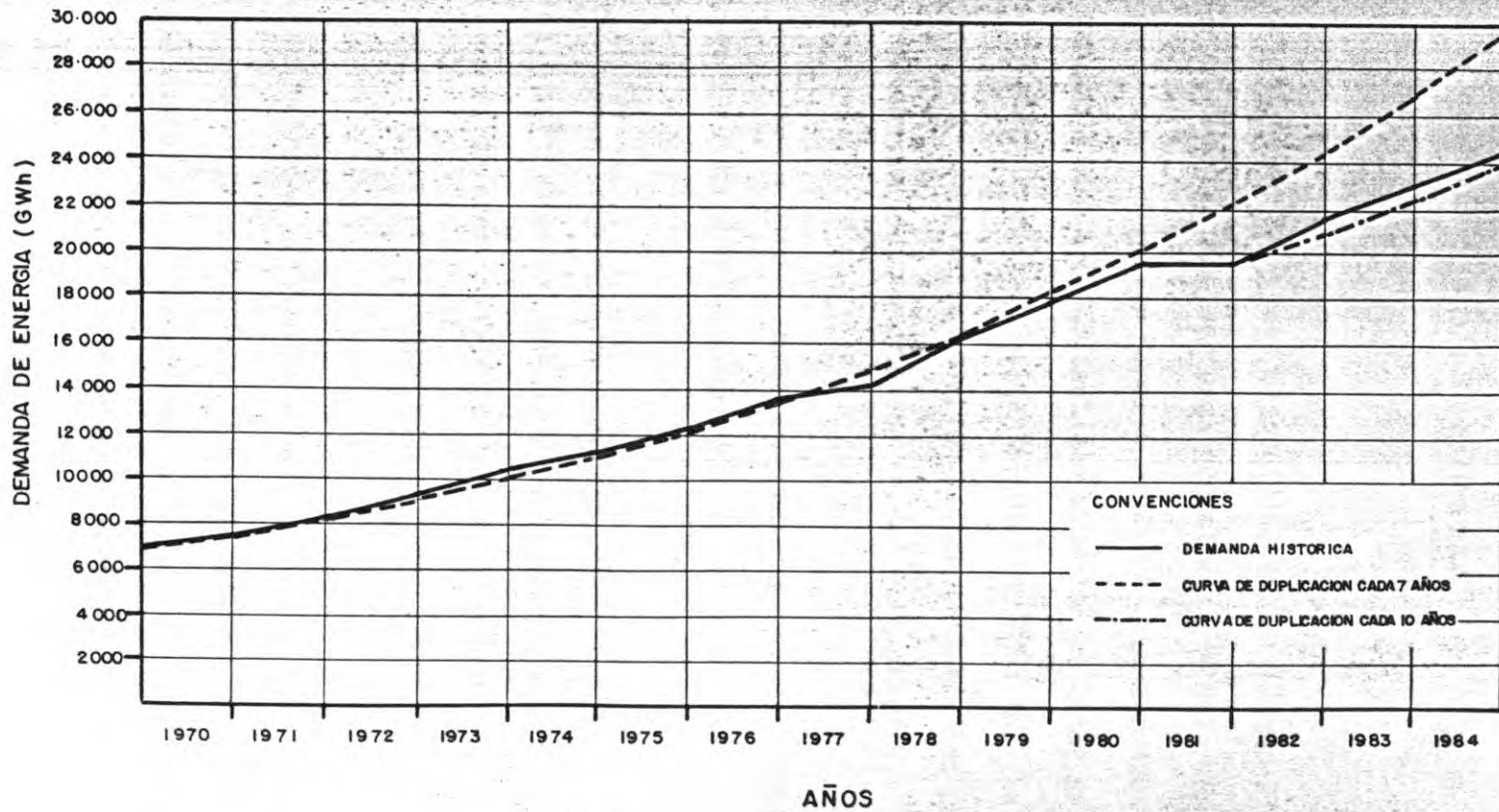


FIGURA Nº 9

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO  
EVOLUCION HISTORICA DE LA DEMANDA DE ENERGIA  
SISTEMA TOTAL  
1970- 1978



b. Proyecciones de Demanda. Las proyecciones de la demanda, asociadas con las ventas al consumidor final, se estiman sobre la base de una capacidad disponible del 86.8%, ( Cuadro N° 12 ).

Al mantenerse constante la capacidad disponible, se determinan diferencias entre ésta y la demanda pico agregada que alcanza su valor máximo en 1986 con un 33.58%, para reducirse en 1995 a 12.08%. En términos absolutos, el 33.58% equivale a 2.407 MW, cantidad superior al total de la capacidad efectiva de ISA, la cual actualmente totaliza 1885 MW. La Figura N° 10 complementa gráficamente la relación existente entre los pronósticos de demanda y la entrada en operación de nuevas centrales.

El supuesto de una demanda pico diferente permite estimar un excedente mayor, tal como se demuestra en el Cuadro N° 13.

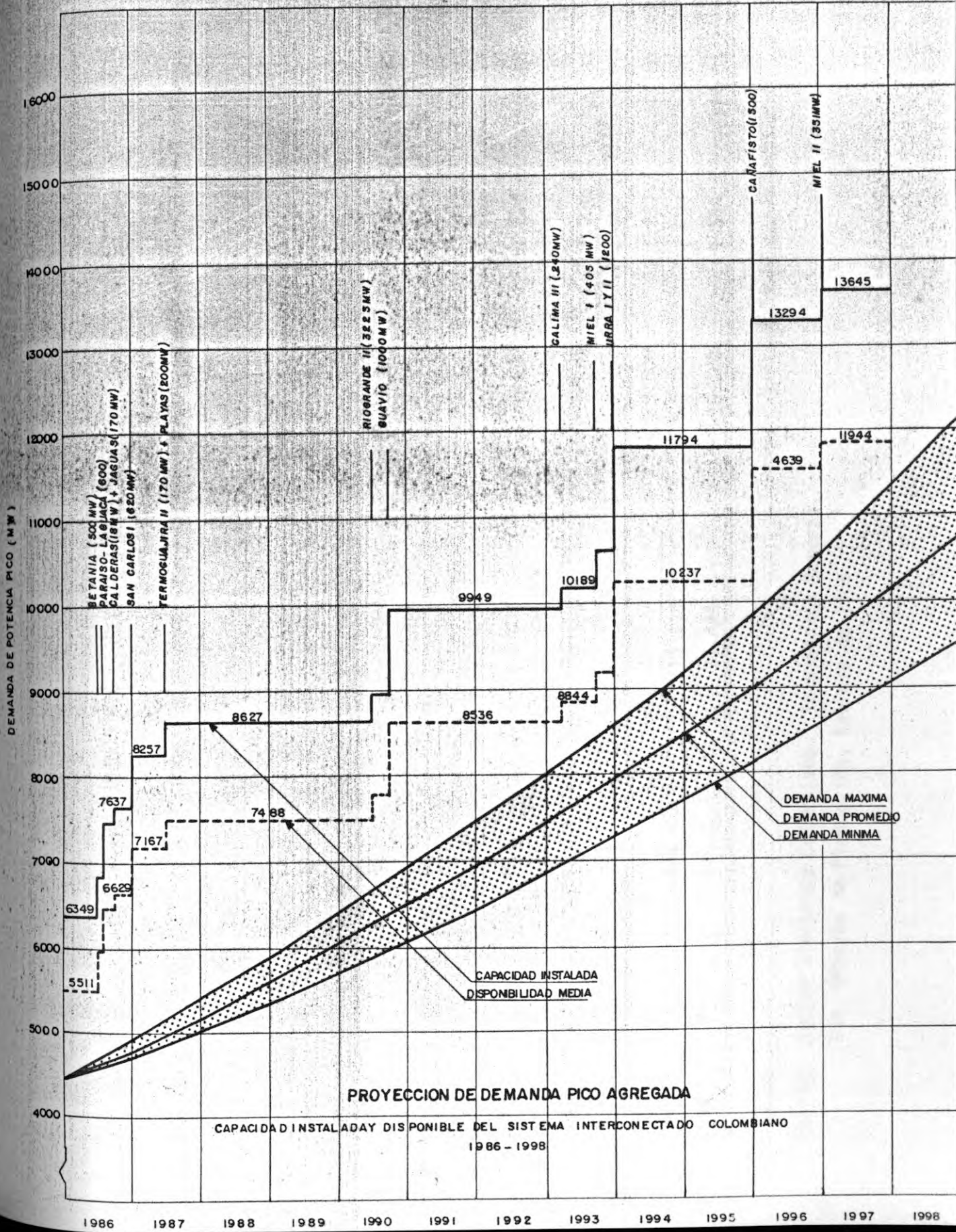
c. Tarifa promedio al Consumidor Final (\$/MWh). De acuerdo con la clasificación de los suscriptores en industriales, comerciales, residenciales y agrícolas, se establecen tarifas aplicables a cada grupo, cuyo promedio reúne una variedad de precios por KWH.

Generalmente, al referirse a un tipo de usuario, como el industrial, su tarifa será distinta según los volúmenes utilizados; además, para influir sobre el patrón de consumo se fijan valores por KWH que varían según la hora en que la demanda de energía y potencia sea mayor.

Considerando las características aleatorias para estructurar el régimen tarifario a continuación se comenta la proyección efectuada en este rubro:



FIGURA Nº 10  
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL



## SISTEMA ELECTRICO NACIONAL 1985 - 1997

## PROYECCION DEMANDA PICO AGREGADA Y CAPACIDAD INSTALADA 1985 - 1997

Año	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Disponibile (MW)	Demanda Pico Agregada	Diferencia	
	(A)	(B)	(C)	Absoluta	Relativa (%)
1985	6.349	5.511	4.290	1.221	22.16
1986	8.527	7.167	4.760	2.407	33.58
1987	8.627	7.488	5.180	2.308	30.82
1988	8.627	7.488	5.600	1.888	25.21
1989	8.627	7.488	6.060	1.428	19.07
1990	9.949	8.636	6.550	2.086	24.15
1991	9.949	8.636	6.940	1.696	19.64
1992	9.949	8.636	7.450	1.186	13.73
1993	10.594	9.196	7.970	1.226	13.33
1994	11.794	10.237	8.420	1.817	17.75
1995	11.794	10.237	9.000	1.237	12.08
1996	13.294	11.539	9.550	1.989	17.24
1997	13.645	11.844	10.180	1.664	14.05

Fuente: Sector Eléctrico Colombiano. Información General.  
ISA, Oficina de Planeación, Febrero de 1986.

## SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

## COMPORTAMIENTO DEMANDA PICO - 1985

Hora	Capacidad Disponible (MW) (1)	Demanda Pico (B) (1)	Diferencia (D <sub>i</sub> )		Porcentaje del Tiempo (F <sub>i</sub> )
			A - B	Relativa	
22:00 - 06:00	5.511	2.988	2.523	45.78	33.4 %
06:00 - 12:00	5.511	3.991	1.520	27.58	25.0 %
12:00 - 17:00	5.511	3.431	2.080	37.74	20.8 %
17:00 - 22:00	5.511	4.290	1.221	22.16	20.8 %

Fuente: (1) Sector Eléctrico Colombiano. Información General

ISA, Febrero de 1986.

En términos absolutos se estima que la tarifa vigente en 1984, año base, de \$/MWH 4.251.00 se fijará en 1990 en \$/MWH 15.479.00 para situarse en 1996 en \$/MWH 35.632.00, lo que representa un incremento total del 738% con una tasa de crecimiento interanual promedio del 19.4%.

En el Cuadro N°14 se observa la diversidad de las tarifas que se aplican al consumidor final, con un rango de variación en el año 1984 de 4.687 por MWH a \$11.046.00 por MWH correspondientes a la CVC y a EEEB, respectivamente.

Al examinar comparativamente las tarifas promedios se observa que ICEL y CORELCA presentan una relación del 53.66% y 72.85% respectivamente, al confrontarla con las tarifas promedio de la EEEB, la más alta del sistema.

Ello implica que aun cuando ICEL supera los volúmenes de venta de EEEB percibe aproximadamente el 38% menos de ingresos. ( Cuadro N° 15 ).

A nivel de Electrificadoras del Grupo ICEL el Rango de Tarifas Promedio oscila para 1986 entre \$/MWH 4.615.00 y \$/MWH 3.811.00 correspondientes a las Electrificadoras de Antioquia y Cundinamarca, respectivamente. ( Cuadro N° 16 ).

Comparados los resultados de ambas electrificadoras, se determina que la empresa de Antioquia con la tarifa más baja del mercado alcanza rendimientos similares a la Electrificadora de Cundinamarca, la cual detenta la tarifa más alta.

## SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

## PROYECCION DE LAS TARIFAS PROMEDIO DE ENERGIA ( \$ /MW.h )

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
EEEB	6275	8226	11046	13536	16218	19399	22864	26560	30461	34491	40073	45957	52705
EPM	3660	4972	6695	8354	9932	11761	13883	16169	18603	21423	24710	28420	32680
CVC	2880	3586	4637	5747	6827	8048	9434	11031	12654	14503	16637	19083	21900
ICEL	3527	4583	5927	7268	8628	10172	11995	13943	16000	18372	21073	24207	27758
CORELCA	4919	6210	8047	9857	11694	13772	16216	18827	21582	24737	28393	32501	37262
Tarifa Promedio	4251	5739	7568	9306	11091	13147	15479	17976	20615	23657	27130	31098	35632
Incre- mento (%)	-	35.0	31.9	23.0	19.2	18.5	17.7	16.1	14.7	14.8	14.7	14.6	14.6

Fuente: Sector Eléctrico Colombiano. Consolidado de Proyecciones Financieras.

ISA, Febrero de 1986.

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL  
ESTRUCTURA TARIFARIA 1986

	Tarifa Promedio (\$/Mw.h) (1)	Porcentaje respecto al mayor	Energía vendida al consumidor final (GW.h) (1)	Ingresos por ventas (Millones de \$) (1)	Porcentaje respecto a Ingresos más Altos
EEEB	11046	100.00	4934	54503	100.00
CORELCA	8047	72.85	3376	27165	49.84
EPM	6995	63.33	3741	25045	45.95
ICEL	5927	53.66	5645	33458	61.39
CVC	4637	42.43	3451	16175	29.68

Fuente: (1) Sector Eléctrico Colombiano. Consolidado Proyecciones Financieras ISA, Febrero de 1986.

## GRUPO ICEL

## TARIFAS PROMEDIO AL CONSUMIDOR FINAL ( 1986 )

Electrificadoras	Tarifa Promedio (\$/MW.h) (1)	Porcentaje respecto al Mayor	Energía vendida al Consumidor Final (GW.h) (1)	Ingreso por Ventas (Millones de \$) (1)	Porcentaje respecto a Ingresos más Altos
Antioquia	4615	52.38	880	4061	64.54
Boyacá	6186	70.21	554	3427	54.47
Caquetá	7938	90.09	32	254	4.04
Cauca	6209	70.47	234	1453	23.09
Caldas	4825	54.76	1304	6292	100.00
Chocó	5483	62.29	41	225	3.58
Cundinamarca	8811	100.00	396	3489	55.45
Huila	7313	88.67	278	2172	34.52
Meta	7674	87.10	190	1458	23.17
Nariño	5519	62.64	310	1711	27.19
Norte	6666	75.66	431	2873	45.66
Santander	6088	69.10	556	3385	53.80
Tolima	6055	68.72	439	2658	42.24
Total ICEL	5427		5645	33458	

Fuente: (1) Sector Eléctrico Colombiano. Consolidado Proyecciones Financieras ISA, Febrero de 1986.

Un indicador de eficiencia viene dado por el número de suscriptores por trabajador que tiene cada empresa el cual para 1984, último dato disponible, estaba conformado por 167.0 y 136.0 para las Electricificadoras de Antioquia y Cundinamarca respectivamente.

En lo que se refiere a las electricificadoras del grupo CORELCA, las tarifas promedio más alta corresponden a San Andrés y Providencia y las más bajas a la Guajira con S/MWH 9.506.00 y \$/MWH 6.718.00 respectivamente.

De acuerdo a las proyecciones la Electricificadora del Atlántico registra para 1986 el mayor volumen de energía vendida al consumidor, con un ingreso estimado de \$12.956 millones. ( Cuadro N° 17 ).

No obstante el incremento tarifario, la mayoría de las electricificadoras de este grupo, presentan pérdidas en sus resultados operacionales.

Tal como puede apreciarse las tarifas promedios de las 21 electricificadoras agrupadas por ICEL y CORELCA son diferentes, con rangos que varían hasta en un 52% con respecto a la más baja, factor que determina el desequilibrio entre las distintas empresas.

d. Gastos. En lo que se refiere a la participación de los gastos con respecto a los ingresos proyectados se observa que para el año 1986, el total de gastos del sector - \$102.321. millones, representa el 58.94% de los ingresos de operación - \$173.600 millones.



## Cuadro N° 17

## GRUPO CORELCA

TARIFAS PROMEDIO AL CONSUMIDOR FINAL 1986  
 ( Expresado en Millones de pesos )

Electrificadoras	Tarifa Promedio (\$/MM.h)	Porcentaje Respecto al Mayor	Energía vendida al consumidor final (GW.h)	Ingresos por Ventas (Millones de pesos)	Porcentaje Respecto al ingreso Mayor
Atlántico	8305	87.35	1560	12956	100.00
Bolívar	8189	36.13	757	6199	47.85
Cesar	7863	82.70	139	1093	8.44
Córdoba	7628	80.23	242	1846	14.25
Guajira	6718	70.66	124	833	6.43
Magdalena	7713	81.12	321	2476	19.11
Sucre	6902	72.59	174	1201	9.27
San Andrés	9508	100.00	59	561	4.33

GRUPO CORELCA

8047

3376

27165

Fuente: Sector Eléctrico Colombiano. Consolidado Proyecciones Financieras.

ISA, Febrero de 1986.

Esta participación tiende a disminuir durante el período al colocarse en un 56.74% en 1987 y en un 47.24% en 1996.

Tales proyecciones permiten que los resultados de operación esperados, se incrementen anualmente y pasen de \$29.765 millones de 1986 a \$767.766 millones en 1996, con un promedio anual de crecimiento del 43.5%.

El Cuadro N° 18 resume los resultados previstos para 1986 para los grupos CORELCA e ICEL y las empresas EEEB, EPM y CVC.

Tal como puede observarse ICEL y CORELCA son las empresas que presentan pérdidas en sus operaciones.

Los recursos financieros requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional serán provistos de acuerdo a las proyecciones, en una mayor proporción por el incremento de las tarifas.

Tales proyecciones de consumo y régimen tarifario pueden considerarse optimistas, si se toma en cuenta que los aumentos tarifarios influyen sobre el comportamiento del consumidor.

Si se trata de suscriptores industriales, a menos que exista la protección oficial, buscarán los medios para disminuir sus costos de energía, a través de la instalación de unidades propias de generación. En consecuencia, se deben considerar las incidencias que tendría para el Sistema Eléctrico Nacional el aumento del sector autoprodutor de energía.

## SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

ESTADO DE RESULTADOS 1986

( Millones de pesos )

	GRUPO ICEL		GRUPO CORELCA		EEEB		EPM		CVC	
	\$	%	\$	%	\$	%	\$	%	\$	%
<u>INGRESOS DE OPERACION</u>										
Ventas Consumidor	33458	92.9	27165	95.3	54503	91.1	25045	88.5	16175	97.6
Otros Ingresos	<u>2547</u>	<u>7.1</u>	<u>1333</u>	<u>4.7</u>	<u>5338</u>	<u>8.9</u>	<u>3240</u>	<u>11.5</u>	<u>398</u>	<u>2.4</u>
Total Ingresos	<u>36005</u>	<u>100.0</u>	<u>28498</u>	<u>100.0</u>	<u>59841</u>	<u>100.0</u>	<u>28285</u>	<u>100.0</u>	<u>16573</u>	<u>100.0</u>
<u>Gastos</u>	<u>37330</u>	<u>103.7</u>	<u>30610</u>	<u>107.4</u>	<u>33439</u>	<u>55.9</u>	<u>16541</u>	<u>58.5</u>	<u>10265</u>	<u>61.9</u>
Ingreso Neto de Operación	-1325	(3.7)	-2112	(7.4)	26402	44.1	11744	41.5	6308	38.1
Otros Ingresos no Operacionales	1535	4.3	619	2.2	1213	2.0	1719	6.1	517	3.1
Otros Egresos	<u>30</u>	<u>0.1</u>	<u>0</u>	<u>0.0</u>	<u>2846</u>	<u>4.8</u>	<u>1518</u>	<u>5.4</u>	<u>0</u>	<u>0.0</u>
Ingresos antes Intereses	180	0.5	-1493	(5.2)	24769	46.1	11945	42.2	6825	41.2
Gastos Financieros de Operación	<u>585</u>	<u>1.6</u>	<u>271</u>	<u>1.0</u>	<u>11522</u>	<u>19.3</u>	<u>3311</u>	<u>11.7</u>	<u>4698</u>	<u>28.3</u>
RESULTADO DE OPERACION	- 405	(1.1)	-1764	(6.2)	13247	26.8	8634	30.5	2127	12.9
	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====	=====

Fuente: Sector Eléctrico Colombiano . Consolidado Proyecciones Financieras.

ISA, Febrero de 1986

Por otra parte, el suscriptor comercial y residencial, tenderá a mantener sus consumos dentro de rangos mínimos a través de la sustitución de instalaciones y equipos que presten igual servicio pero con un consumo inferior, tal como sucede con los sistemas de iluminación o los equipos domésticos.

Todo ello, sin incluir el posible aumento de las denominadas pérdidas negras.

De acuerdo con los comentarios precedentes el presupuesto de ISA, requiere de los complementos necesarios que permitan su utilización como instrumento de administración de los recursos financieros en función del cumplimiento de las metas fijadas periódicamente y a su vez se considere, que las proyecciones financieras del sector, están formuladas de manera optimista donde el crecimiento de la demanda y el aumento tarifario determinan beneficios en los resultados operacionales a nivel de empresas y por ende en su consolidación.

### 3.3.3 Situación Financiera.

Los comentarios acerca de la situación financiera y de resultados al 31 de diciembre de 1985, están sustentados en el Informe de Auditoría sobre los Estados Financieros, emitido por la Contraloría General de la República, con el dictamen contentivo de la opinión fechado el 2 de julio de 1986, cuyo desarrollo se cumplió en paralelo con el Taller de Trabajo, para la aplicación de las técnicas de la Auditoría Operacional.

### 1. Razones Financieras.

A los fines de facilitar la interpretación de los indicadores financieros, a continuación se extrae del citado documento, la siguiente información:

- El Balance General Comparativo al 31 de diciembre de 1985 con respecto a 1984 y el Estado de Rendimientos Capitalizables, Comparativo entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 1985 y 1984, identificados como anexos 1, 2 y 3.

- Las Razones Financieras, incluidas en el anexo 4, cuyos comentarios se presentan a continuación:

a. Liquidez. Los Ingresos de Interconexión Eléctrica S.A., se originan básicamente en operaciones por venta de energía y potencia, recursos financieros provenientes de aportes de capital, suscripción de títulos representativos y créditos externos.

Teóricamente los primeros, sirven para atender los gastos de operación tales como sueldos y salarios, servicios públicos, materiales y suministros y aportes entre otros. Los recursos financieros, son utilizados para cancelar obligaciones originadas con contratistas y entidades que financian los diferentes proyectos y obras que actualmente ejecuta ISA.

Previo este análisis, se observa que la razón de liquidez para 1985 fue de 1.14, desmejorada en relación con el año anterior, que alcanzó a

## INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

## BALANCE GENERAL \*

( Expresado en Millones de Pesos Colombianos )

ACTIVO	31 de Diciembre de:	
	<u>1.985</u>	<u>1.984</u>
ACTIVO FIJO		
Planta Eléctrica en Servicio		
Planta de Generación Hidráulica	95.852.6	50.345.6
Planta de Generación Térmica	21.424.6	8.012.3
Planta de transmisión	25.943.5	13.674.8
Planta General	861.6	756.5
Centro Nacional de Telecomunicaciones y Control	<u>2.796.0</u>	
Menos: Depreciación acumulada	<u>146.878.3</u>	<u>72.789.2</u>
	<u>10.685.8</u>	<u>5.406.4</u>
Obras en Construcción	136.192.5	67.382.8
Total Activo Fijo	<u>71.807.7</u>	<u>70.953.8</u>
	<u>208.000.2</u>	<u>138.336.6</u>
ACTIVO A LARGO PLAZO		
Inversiones	3.164.9	1.399.2
Participación en Proyectos	4.240.0	3.866.1
Valorización de inversiones	157.6	112.9
Préstamos a largo plazo	<u>4.502.4</u>	<u>36.6</u>
Total Activo a Largo Plazo	<u>12.064.9</u>	<u>5.414.8</u>
ACTIVO CORRIENTE		
Efectivo en caja y bancos nacionales	340.5	1.337.7
Fondos Rotatorios préstamos externos	3.134.8	820.7
Fondos especiales	63.5	55.3
Depósitos y otras inversiones	348.6	83.6
Cuentas por cobrar venta energía	14.618.5	13.299.7
Cuentas por cobrar Accionistas	12.331.0	12.590.3
Otras cuentas por cobrar	7.335.2	838.8
Gastos pagados por anticipado	138.1	145.5
Materiales y suministros	<u>1.091.3</u>	<u>776.2</u>
Total Activo Corriente	<u>39.401.5</u>	<u>29.947.8</u>
OTROS ACTIVOS Y CARGOS DIFERIDOS		
Estudios e Investigaciones Preliminares	<u>2.980.3</u>	<u>2.589.6</u>
TOTAL ACTIVO	<u>262.446.9</u>	<u>176.288.8</u>

## INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

## BALANCE GENERAL \*

( Expresado en Millones de Pesos Colombianos )

	31 de Diciembre de:	
	<u>1.985</u>	<u>1.984</u>
PASIVO Y PATRIMONIO DE LOS ACCIONISTAS		
DEUDA A LARGO PLAZO		
Títulos de participación	27.229.2	23.048.7
Préstamos a largo plazo	151.067.3	86.126.3
Retenciones a contratistas	687.3	589.0
Cuentas por pagar a contratistas	4.004.5	3.752.6
Cesantías consolidadas y pensiones de jubilación	<u>562.8</u>	<u>431.7</u>
Total deuda a largo plazo	183.551.1	113.948.3
PATRIMONIO		
Capital social		
Autorizado 125 acciones de valor nominal \$100.000 cada una		
Capital suscrito y pagado	9.269.8	8.240.6
Capital suscrito por pagar	<u>189.2</u>	<u>336.1</u>
Capital suscrito	9.459.0	8.576.7
Reserva Legal	1.752.1	1.276.7
Prima en colocación de acciones	8.414.1	7.090.7
Recibido Línea 500 KV-Isa-Corelca	12.956.7	8.753.2
Reserva para reposición de activos	5.924.7	3.930.7
Rendimientos capitalizables acumulados	4.848.3	7.193.2
Valorización de inversiones	<u>157.6</u>	<u>112.9</u>
Total Patrimonio	43.512.5	36.934.0
PASIVO CORRIENTE		
Obligaciones a corto plazo	3.038.2	64.5
Parte corriente préstamos a largo plazo	14.266.5	9.622.1
Cuentas por pagar a contratistas	2.582.4	2.936.8
Gastos financieros causados por pagar	6.000.7	3.371.3
Cuentas por pagar a accionistas	7.025.6	7.149.1
Prestaciones sociales	318.8	256.4
Otras cuentas por pagar	<u>1.394.9</u>	<u>1.477.3</u>
Total Pasivo Corriente	34.627.1	24.877.5
OTROS PASIVOS		
Cuentas por pagar Línea 500 KV.	<u>756.2</u>	<u>529.0</u>
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	262.446.9	176.288.8
	=====	=====
CUENTAS DE ORDEN POR CONTRA	<u>13.094.0</u>	<u>9.011.2</u>
	=====	=====

\* Reclasificado para efectos comparativos

## Anexo N° 3

## INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

## ESTADO DE RENDIMIENTOS CAPITALIZABLES \*

( Expresado en Millones de Pesos Colombianos )

Entre el 1o. de Enero y diciembre 31 de

	<u>1.985</u>	<u>1.984</u>
<u>Ingresos de Operación</u>		
Ventas de energía y potencia	27.771.8	19.572.0
Contribuciones de los accionistas para la Red Central		160.4
	<u>27.771.8</u>	<u>19.732.4</u>
<u>Gastos de Operación</u>		
<u>Generación</u>		
Compras de energía y potencia	6.027.8	4.348.7
Combustibles		701.2
Gastos A.O.M.	2.426.5	1.682.8
Depreciación Plantas de Generación	3.743.1	1.436.5
Depreciación Planta General y Telecomunicaciones y Control	98.7	32.5
	<u>12.296.1</u>	<u>8.201.7</u>
<u>Transmisión</u>		
Gastos A.O.M.	317.4	323.2
Depreciación Plantas de transmisión	1.407.4	501.6
Depreciación Planta General y Telecomunicaciones y Control	42.3	14.0
Peaje	67.7	45.5
	<u>1.834.8</u>	<u>884.3</u>
Total Gastos de Operación	<u>14.130.9</u>	<u>9.086.0</u>
Producto de operación antes de Gastos Financieros	<u>13.640.9</u>	<u>10.646.4</u>
<u>Gastos Financieros</u>		
De Operación	6.476.6	3.235.6
Rendimiento de Títulos de Participación 1985	2.278.0	2.671.2
	<u>8.754.6</u>	<u>5.906.8</u>
Producto Neto de Operación	<u>4.886.3</u>	<u>4.739.6</u>
Otros Ingresos		
Dividendos e Intereses Varios	4.936.8	2.728.6
	43.2	459.7
	<u>4.980.0</u>	<u>3.188.3</u>
Otros Gastos		
Pérdida en cambio	6.089.8	1.965.8
Intereses pagados a contratistas	1.367.3	1.208.0
	<u>7.457.1</u>	<u>3.173.8</u>
RENDIMIENTO CAPITALIZABLE	<u>2.409.2</u>	<u>4.754.1</u>
	=====	=====

\* Reclasificado para efectos de presentación y comparación.



## RAZONES FINANCIERAS

(Expresado en miles de pesos)

	<u>1985</u>	<u>1984</u>
1. LIQUIDEZ		
$\frac{\text{Activo Corriente}}{\text{Pasivo Corriente}}$	$\frac{39.401.436}{34.267.096} = 1.14$	$\frac{29.947.766}{24.877.468} = 1.20$
2. LIQUIDEZ INMEDIATA		
$\frac{\text{Efectivo}}{\text{Pasivo Corriente}}$	$\frac{3.475.238}{34.627.096} = 0.10$	$\frac{2.158.341}{24.877.468} = 0.08$
3. ROTACION DE CARTERA		
$\frac{\text{Ventas Anuales}}{\text{Cuentas por Cobrar por ventas}}$	$\frac{27.771.839}{14.618.458} = 1.90$	$\frac{19.571.979}{13.299.695} = 1.47$
3.1 PLAZO PROMEDIO DE CUENTAS POR COBRAR		
$\frac{360}{\text{Rotación de cuentas por cobrar}}$	$\frac{360}{1.90} = 189.47 \text{ días}$	$\frac{360}{1.47} = 245 \text{ d.}$
4. SOLVENCIA		
$\frac{\text{Activo Total}}{\text{Pasivo Total}}$	$\frac{262.446.911}{218.934.393} = 1.20$	$\frac{176.288.814}{139.354.777} = 1.27$
5. ENDEUDAMIENTO		
$\frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Activo Total}} \times 100$	$\frac{218.934.393}{262.446.911} \times 100 = 83.4\%$	$\frac{139.354.777}{176.288.814} \times 100 = 78.5\%$
6. PARTICIPACION		
$\frac{\text{Patrimonio}}{\text{Activo Total}} \times 100$	$\frac{43.512.518}{262.446.911} \times 100 = 16.6\%$	$\frac{36.934.036}{176.288.814} \times 100 = 20.9\%$
7. RENTABILIDAD		
$\frac{\text{Utilidad Neta}}{\text{Ventas Netas}}$	$\frac{2.409.242}{27.771.839} = 0.09$	$\frac{4.754.150}{19.571.980} = 0.24$
8. TASA DE GANANCIA		
$\frac{\text{Utilidad Neta}}{\text{Activo Total}} \times 100$	$\frac{2.409.242}{262.446.911} \times 100 = 0.92\%$	$\frac{4.754.150}{176.288.814} \times 100 = 2.69\%$
9. INDICE DE RENDIMIENTO		
$\frac{\text{Utilidad Neta}}{\text{Patrimonio(-Util. ejercicio)}}$	$\frac{2.409.242}{43.512.518} = 0.06$	$\frac{4.754.150}{32.179.886} = 0.15$
10. VALOR INTRINSECO DE LA ACCION		
$\frac{\text{Patrimonio Neto}}{\text{No. acciones en circulación}}$	$\frac{43.512.518}{94.590} = 460.012$	$\frac{36.934.036}{87.567} = 421.78$

1.20, lo que indica la disminución de la capacidad de ISA para cubrir sus obligaciones a corto plazo, entre otras cosas, debido a los costos financieros que asumió durante el año 1985 por la utilización de créditos en moneda extranjera de inmediata cancelación (FODEX).

b. Liquidez Inmediata. Para el año de 1985, ISA posee diez (10) centavos por cada peso exigible, mientras que el año 1984, tenía ocho (8) centavos. Esta situación financiera obedece básicamente a la lenta rotación de cartera tal como se demuestra en el respectivo índice.

c. Rotación de Cartera. Plazo Promedio de Cuentas por Cobrar. Interconexión Eléctrica S.A. tuvo en el año de 1984 una rotación de cartera que indican un plazo de 245 días para que los socios cancelen a ISA sus obligaciones. Esta situación mejoró para el año de 1985, al reducirse la periodicidad de cobro a 189 días. La recuperación de cartera, se vió favorecida a raíz del decreto 2915 del 29 de noviembre de 1984, el cual establece en su artículo primero el plazo de 60 días a las entidades compradoras de energía o potencia eléctrica en bloque para cancelar las cuentas que por estos conceptos se causen.

La inoportuna cancelación de las cuentas por parte de los socios genera altos costos financieros incidiendo en el resultado final de las operaciones, tal como se comenta en el índice de rentabilidad.

d. Solvencia. Para el año de 1985, las condiciones para garantizar el total de las obligaciones indican que por cada peso de acreencias

se cuenta con \$1.20 de respaldo.

Con relación al año anterior, esta razón disminuyó en 0.07 centavos. Los incrementos tanto de activos como pasivos, se originaron principalmente por variaciones de cambio, ocasionadas por la deuda en moneda extranjera, la cual representa el 65% del total del pasivo.

e. Endeudamiento. Al establecer la relación entre el total del activo y pasivo de Interconexión Eléctrica S.A. para el año de 1985 incrementó su endeudamiento al llegar al 83% frente al año de 1984, que poseía el 79%. Merece destacarse, que dentro de los pasivos, están incluidos los Títulos de Participación de los accionistas por valor de \$27.229 millones, los cuales podrían ser considerados como parte del patrimonio.

En relación con el endeudamiento se destaca que en el año 1985, la tasa de devaluación alcanzó el 58.31%, lo que determina el incremento de los pasivos en moneda extranjera por las variaciones de los tipos de cambio asociados con dicha devaluación.

f. Participación. Los accionistas de Interconexión Eléctrica S.A. para 1985 poseen una participación en el total de los activos del 16.6%, inferior a la del año 1984 en un 4.4%, lo cual significa una mayor participación de los acreedores en los activos de la empresa.

g. Rentabilidad. El índice de rentabilidad para el año de 1985 fue de 9 centavos por cada peso vendido, disminuyendo en relación con el

año anterior que fue de 24 centavos. El incremento de las ventas del año 1985 fue del 30%, provocado primordialmente por un aumento gradual tarifario y la utilidad neta descendió en un 51%, originados por un mayor valor de las pérdidas ocasionadas en la diferencia de cambio.

h. Tasa de Ganancia. Interconexión Eléctrica S.A. obtuvo para 1985 una tasa de ganancia del 0.92% mientras que para 1984 alcanzó 2.69%, lo cual denota una variación del 1.77%, explicada por la disminución de la Utilidad Neta.

i. Índice de Rendimiento. El índice de rendimiento para 1985 indica que por cada peso de patrimonio invertido, ISA obtiene seis (6) centavos de utilidad, mientras que para el año de 1984, este índice fue de quince (15) centavos, originada esta baja por la tendencia de la utilidad, explicada en los dos índices anteriores.

j. Valor Intrínseco de la Acción. Para 1985, el valor intrínseco de cada acción alcanzó la cifra de \$460.012. mientras que en el año 1984 era de \$421.780. El incremento de \$38.232 por acción, obedece principalmente al aumento de lo recibido del gobierno nacional por la línea de 500 KV.

La situación financiera y de resultados a la fecha indicada y su comportamiento con el año precedente, son indicadores de la necesidad de un análisis profundo, sobre la participación de factores indicados anteriormente, con criterios más conservadores.

Por último, la continua disminución del poder adquisitivo propicia la búsqueda de soluciones para presentar la incidencia de este hecho sobre la situación financiera y resultados de la empresa.

En tal sentido a continuación se incluye parte de la nota No. 4 presentada en el informe de auditoría sobre los estados financieros de ISA, al 31 de diciembre de 1985:

## 2. Revaluación de Activos Fijos por Diferencia en Cambio.

Durante el período de construcción de una planta, todas las diferencias en cambio relacionadas con la financiación del proyecto son capitalizables.

Desde la puesta en servicio de una planta, o parte de ella, hasta cuando se termine de amortizar la deuda, las diferencias en cambio relacionadas con su financiación serán o no capitalizables de acuerdo con lo siguiente:

Son capitalizables las diferencias en cambio originadas por:

- El principal de las deudas en moneda extranjera incurridas para la construcción de las Plantas.
- Cuentas por Pagar a contratistas en moneda extranjera.
- Retenciones a contratistas en moneda extranjera.

No son capitalizables las diferencias en cambio originadas por intereses u otros gastos financieros causados durante la operación de la planta.

El valor total durante el año 1985 de la Revaluación de Activos Fijos por diferencia en cambio, ascendió a \$59.917.449, tal como se muestra en el Cuadro N° 19.

El incremento de la depreciación por efecto de la Revaluación de los Activos Fijos por diferencia en cambio, se aplica por el método de la tasa compuesta, que consiste en calcular un promedio ponderado de la tasa de depreciación utilizadas para las diferentes clases de activos que absorbieron este mayor costo y teniendo en cuenta el tiempo que falta por depreciar.

## Cuadro N° 19

## INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

## REVALUACION ACTIVOS FIJOS POR DIFERENCIA EN CAMBIO

(millones de pesos)

	<u>Parcial</u>	<u>TOTAL</u>
<u>Planta de Generación Hidráulica</u>		26.796.5
San Carlos	11.589.3	
Chivor I	5.149.2	
Chivor II	4.384.6	
Desviaciones ríos a Chivor	<u>5.673.4</u>	
<u>Planta de Generación Térmica</u>		2.881.8
Termozipa IV	1.089.2	
Termozipa V	728.4	
Central Turbogas - Chinú	<u>1.064.2</u>	
<u>Planta de Transmisión</u>		6.404.9
Red Central	1.165.6	
Línea Chivor II - Torca - La Mesa	255.4	
Línea San Carlos - Bogotá	1.013.3	
Línea de Transmisión a 500 KV	<u>3.970.6</u>	
<u>Obras en Construcción</u>		<u>23.834.2</u>
Total		<u>59.917.4</u> =====

### 3.4 OPERACION

Esta Sección del informe está orientada a dimensionar las características del sistema operado por ISA. Para el fin propuesto, se adoptó como fuente El Informe de Operación, documento anual que contiene lo siguiente:

1. Características del sistema de potencia colombiano.
2. Recursos energéticos.
3. Generación.
4. Intercambios.
5. Demandas.
6. Transmisión.
7. Transformación.
8. Regulación de voltaje y frecuencia.
9. Estadísticas de interrupciones y desconexiones.

Uno de los principales objetivos de ISA es el de integrar las operaciones de cada una de las empresas socias y formar una sola unidad de generación, con el aporte también de sus plantas. La suma de todas las plantas produce la totalidad de la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional.



En lo que se refiere al sistema operado por ISA, la Capacidad Instalada está representada en un 85.1% para operación hidráulica, tal como se analizará en el aparte correspondiente.

### 3.4.1 Capacidad Instalada

La capacidad instalada de ISA está conformada por 2 centrales hidroeléctricas y 2 plantas térmicas, tal como se muestra a continuación:

Cuadro No. 20  
CAPACIDAD INSTALADA DE ISA  
1985

CENTRAL	Número de Unidades	Capacidad por unidad (MW)	Total Capacidad Nominal (MW)	Total Capacidad efectiva (MW)	Porcent (%)
Hidroeléctrica SAN CARLOS I	4	155	620	620	32.9
Hidroeléctrica CHIVOR I	4	125	500	500	26.5
Hidroeléctrica CHIVOR II	4	125	500	500	26.5
TERMOZIPA	2	66	132	132	7.0
TERMOGAS CHINU	4	33.25	133	133	7.1
<b>TOTALES</b>			<u>1.885</u>	<u>1.885</u>	<u>100.0</u>

Fuente: Informe de Operación, ISA 1985

De acuerdo con los análisis efectuados, se presentan seguidos de algunos comentarios a nivel de cada uno de las Centrales en referencia:

1. Central Hidroeléctrica San Carlos I. Esta Central actualmente en expansión, para el aumento de su capacidad instalada, forma parte del sistema Nare Guatapé y su capacidad actual de 620 MW, representan el 40.0% de la capacidad total, prevista en 1.550 MW. La segunda etapa ac -

tualmente en construcción, incluye igualmente cuatro unidades para un total de 620 MW., cuya operación comercial está prevista para el primer trimestre de 1987, lo que representa un total de 1.240 MW., equivalentes al 80% de la capacidad total.

2. Central Hidroeléctrica Chivor I y II. Las cuatro unidades de generación correspondientes a la primera etapa de Chivor, tienen en la actualidad más de 10 años en operación comercial y representan el 50% de la capacidad total instalada.

Con el aporte de los caudales de los ríos Rucio, Negro y Tunjita, se aumenta la capacidad de generación con la instalación de cuatro (4) unidades, cuya operación se inicia en el año de 1982.

3. Central Termozipa IV y V. Las unidades Termozipa IV y V, operadas a base de carbón, forman parte de la Central operada por la EEEB. La transferencia de propiedad de dichas unidades, se ha diferido por falta de acuerdo en las condiciones para poder llevar a cabo tal transacción. En la actualidad la EEEB factura periódicamente a ISA el costo de operación y mantenimiento de ambas unidades.

4. Central Turbogas Chinú. Esta Central entró en operación comercial en el año de 1982 y desde el inicio presentó dificultades debido a causas imputables al diseño de las Unidades hasta dejar de operar totalmente en septiembre de 1984. Sin embargo se continúa presentando en los informes de operación como unidades disponibles que absorbieron \$144.5 mi

llones, de depreciación desde septiembre de 1984 hasta diciembre de 1985, e igualmente se previeron gastos de operación y mantenimiento para el año de 1986, por un total aproximado de \$100.0 millones.

De acuerdo con la composición de la capacidad instalada por fuentes de energía, las Centrales Hidroeléctricas operadas por ISA, representan el 85.9%, mientras que el 14.1% restante corresponde a Centrales térmicas tal como se muestra a continuación:

Cuadro No. 21

## CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTES DE ENERGIA

ISA-1985

	Capacidad por centra- les (MW)	Capacidad por fuente de energía	Porcentaje por central ( parcial )	Porcentaje por central (del total)
<b>HIDROELECTRICAS:</b>				
SAN CARLOS I	620		38.2	32.9
CHIVOR I	500		30.9	26.5
CHIVOR II	500		30.9	26.5
TOTAL HIDRO- ELECTRICAS		1620	100.0	85.9
<b>TERMICAS:</b>				
TERMOZIPA IV	66		24.9	3.5
TERMOZIPA V	66		24.9	3.5
TERMOGAS CHINU	133		50.2	7.1
TOTAL TERMICAS		265	100.0	14.1
CAPACIDAD TOTAL ISA		1.885		100.0

Fuente: Informe de Operación. ISA 1985.

3.4.2 Generación

La proporción de la energía generada a través de los recursos hi -

dráulicos y térmicos, se mantiene en relación con la capacidad instalada de ISA, al corresponderle un 95.5% a la generación hidráulica y un 4.5% a la generación térmica.

Tal como se muestra en el Cuadro N°22 que se incluye a continuación, es evidente la variación entre los factores de utilización de las distintas Centrales.

Cuadro No. 22

ISA

## GENERACION DE ENERGIA A NIVEL DE CADA CENTRAL

1985

CENTRAL	Energía generada (Gw-h)	Energía generada por fuentes (Gw-h)	Porcentaje central (Parcial)	Porcentaje por central (del total)	Energía máxima que podría generar	Factor de Utilización (%)
<b>HIDROELECTRICAS:</b>						
SAN CARLOS I	3505.5		49.3	47.1	5431.2	64.5
CHIVOR I	1760.7		24.8	23.6	4380.0	40.2
CHIVOR II	<u>1845.2</u>		<u>25.9</u>	<u>24.8</u>	<u>4380.0</u>	42.1
TOTAL HIDRO-ELECTRICAS		7111.4	<u>100.0</u>	95.5	14191.2	50.1
<b>TERMICAS:</b>						
ZIPA IV	33.5		10.0	0.5	578.2	0.6
ZIPA V	300.8		90.0	4.0	578.2	52.0
CHINU	<u>0.0</u>		<u>0.0</u>	<u>0.0</u>	<u>1165.0</u>	0.0
TOTAL TERMICAS		<u>334.3</u>	<u>100.0</u>	4.5	<u>2321.4</u>	14.4
TOTAL		<u>7445.7</u>	<u>100.0</u>	<u>100.0</u>	<u>16512.6</u>	45.1

Fuente: Informe de Operación 1985

ISA - 1986

Por considerarlo de interés, a continuación se incluye la generación por cada una de las unidades instaladas en las Centrales Hidroeléctricas operadas por ISA.

Cuadro No. 23

ISA

## ENERGIA HIDROELECTRICA GENERADA POR UNIDADES

1985

	Energía Ge- nerada (GW-h)	Porcenta- je de la Unidad res- pecto a la central	Porcenta- je de uni- dad respec- to a Gen. Hid.	Genera- ción má- xima de energía	Factor de Utilización
SAN CARLOS I					
UNIDAD 1	942.9	26.9	13.3	1357.8	69.4
UNIDAD 2	951.2	27.1	13.4	1357.8	70.1
UNIDAD 3	755.2	21.5	10.6	1357.8	55.6
UNIDAD 4	856.2	24.5	12.0	1357.8	63.1
TOTAL SAN CARLOS I	3505.5	100.0	49.3	5431.2	64.5
CHIVOR I					
UNIDAD 1	447.7	25.4	6.3	1095.0	40.9
UNIDAD 2	454.1	25.8	6.4	1095.0	41.5
UNIDAD 3	459.8	26.1	6.5	1095.0	42.0
UNIDAD 4	399.1	22.7	5.6	1095.0	36.4
TOTAL CHIVOR I	1760.7	100.0	24.8	4380.0	40.2
CHIVOR II					
UNIDAD 5	466.7	25.3	6.5	1095.0	42.6
UNIDAD 6	460.9	25.0	6.5	1095.0	42.1
UNIDAD 7	461.7	25.0	6.5	1095.0	42.2
UNIDAD 8	455.9	24.7	6.4	1095.0	41.6
TOTAL CHIVOR II	1845.2	100.0	25.9	4380.0	42.1
TOTAL ENERGIA HIDRO- ELECTRICA	7111.4		100.0	14191.2	50.1

Fuente: Informe de Operación. ISA, 1985.

En términos comparativos el factor de utilización de las Centrales Hidroeléctricas varió en 1985 al colocarse en un 50.1% con relación al 43.4% alcanzado en 1984.

### 3.4.3 Programa de Producción

Los programas de producción para las diferentes plantas generadoras del sistema interconectado son un producto de la aplicación de la metodología establecida en el Acuerdo Reglamentario cuyos comentarios fueron incluidos en la Sección 3.2.1 del informe. Existen programas de producción a largo plazo, mediano plazo y corto plazo, los cuales están exhaustivamente descritos en los manuales titulados "Tercer Seminario Operativo del Planeamiento Operativo en el Sector Eléctrico Nacional" ( 2 tomos ) disponibles en la Dirección del CNTC.

Programa a Largo Plazo: El objetivo de este programa es encontrar decisiones de descarga mensuales tales que el valor presente de los costos mensuales de operación sea mínimo. Se utilizan para obtener programas de optimización con metodologías de programación dinámica a partir de información suministrada por cada una de las empresas socias, cuya base de datos está conformada de la siguiente manera:

- Predicciones mensuales de energía y potencia por seis años.
- Pérdidas mensuales de energía y potencia en la red de interconexión por seis años.
- Serie de caudales de los ríos a seis años.
- Tasas de salidas forzadas y programadas por unidad de generación con base en datos históricos.
- Costo de combustibles.
- Fecha de entrada en operación de nuevas unidades.
- Programas de mantenimiento.
- Tarifas de venta al usuario.
- Capacidad nominal de plantas, embalses, etc.

Procesados los datos se obtiene la siguiente información:

- Costo térmico total.
- Racionamiento esperado.
- Costo del racionamiento.
- Costo total de operación.
- Generación por planta.
- Generación hidráulica.
- Generación térmica.
- Niveles de embalse.
- Déficit de potencia.
- Consumo de combustibles.
- Número de casos en déficit.
- Intercambios de potencia.

Este programa a largo plazo se actualiza mensualmente, tiene un horizonte de cinco años y un período de resolución de un mes.

Programa a mediano plazo: Su objetivo es encontrar decisiones de generación térmica o hidráulica que minimicen los costos de operación, usando como metodología la programación lineal, a través de los costos incrementales para embalses con períodos de regulación mayores que un día. La información de entrada al programa, comprende:

- Predicción de demandas horarias por dos semanas.
- Predicción de demandas diarias por dieciseis semanas.
- Pérdidas de interconexión mensuales.
- Predicción de caudales mensuales promedios por cinco meses.

- Contenido inicial de los embalses.
- Políticas de racionamiento del largo plazo.

Las salidas del programa a mediano plazo son:

- Despacho para plantas hidráulicas y térmicas para cada área y para el sistema integrado.
- Intercambios de energía y potencia para cada área.
- Decisiones de racionamiento.
- Evolución de embalses.

Programa a corto plazo: Es la meta final del planeamiento operativo. El objetivo principal de este programa de producción es el de obtener el despacho de generación a nivel horario para la operación de los recursos del sistema integrado. Comprende la generación a nivel horario de las plantas hidráulicas y térmicas del sistema y la magnitud a nivel horario de la reserva rodante mínima requerida. Los datos de entrada al programa son:

- Predicción de demandas horarias por dos semanas.
- Predicciones diarias de pérdidas de energía.
- Cuenta de variaciones de racionamiento.
- Predicción de caudales promedio a dos días.
- Niveles de los embalses.

El programa a corto plazo es en últimas el que se ejecuta, ya que



contiene la programación de los despachos a nivel horario. Estos despachos se han logrado a partir de los programas del mediano plazo. La información de salida es:

- Determinación de la reserva rodante mínima requerida por el sistema integrado para cumplir el criterio de confiabilidad de suministro de la demanda, a nivel horario y por los dos días siguientes a la obtención del programa.
- Despacho hidráulico y térmico a nivel horario tal que cumpla con el criterio del mínimo costo de operación.

El programa a corto plazo o de despacho horario puede modificarse por cambios en las condiciones de los sistemas tales como cambios en la disponibilidad o variaciones importantes de caudales. El control de estos redespachos corre a cargo del CNTC, con la aprobación con una hora de anticipación con respecto a la hora a partir de la cual se harán efectivos, de las empresas interconectadas.

El despacho a corto plazo se elabora todos los días con un horizonte de dos días y con un período de resolución de una hora.

De acuerdo con lo expuesto, los programas de producción tienen un procedimiento estandarizado para su obtención siguiendo los parámetros establecidos en el Acuerdo Reglamentario. Estos programas según lo descrito, están en función no sólo de la demanda de energía y potencia, sino que pondera la participación de importantes variables como las indicadas.

Empezar la programación para un período largo ( cinco años ) permite obtener una mejor visión de las necesidades futuras, al considerar que cada mes se va reajustando el programa conforme al comportamiento de cada variable.

En lo que se refiere a la ejecución de los programas de cómputo, sobre todo para los del planeamiento operativo a corto plazo, es vital la oportunidad en la entrega de información por parte de las empresas socias de ISA, información que ha de ser diaria. Es igualmente necesario que la misma sea la que realmente se está teniendo a nivel de cada central, ya que con base en la información de corto plazo se realizan los despachos y estos bien podrían no cumplirse si algún sistema no es capaz de alcanzar los niveles asignados de generación o reserva.

Dentro del contexto del programa de generación, la disponibilidad de las unidades constituye un importante elemento de análisis. En este sentido, a continuación se incluye el Cuadro N°24 demostrativo de las estadísticas de desconexión de las centrales operadas por ISA.

#### 3.4.4 Mantenimiento

El mantenimiento en ISA está a cargo de las Regionales de Operación y Mantenimiento ( ROM ) repartidos geográficamente en cada Regional y divididas en la ROM de generación y la ROM de transmisión.

Cada ROM cuenta con los Grupos de Ejecución de Mantenimiento

## INTERCONEXION ELECTRICA S. A.

## ESTADISTICAS DE DESCONEXION CENTRALES HIDROELECTRICAS

DESCRIPCION:	CHIVOR I		CHIVOR II		SAN CARLOS I		TOTAL ISA (HID)	
	Total	%	Total	%	Total	%	Total	%
- Total horas programables (4 unidades) (HP)	35040.00	100.0	35040.00	100.0	35040.00	100.0	105120.00	100.0
- Total horas desconexiones programadas (HDP)	660.13	1.9	879.67	2.5	1009.71	2.9	2549.51	2.4
- Total horas desconexiones forzadas (HDF)	1069.43	3.1	41.64	0.1	2198.86	6.3	3309.93	3.1
Total horas de disponibilidad	33310.44	95.0	34118.69	97.4	31831.43	90.8	99260.56	94.5
- Horas de parada por operación	2226.92	6.4	2143.03	6.1	515.55	1.4	4885.50	4.7
Total horas de servicio (HS)	31083.52	88.7	31975.66	91.3	31315.88	89.4	94375.06	89.8

INDICES: (en porcentaje)

- Coeficiente de Indisponibilidad Forzada (HDF/(HDF+HS))	3.33%	0.13%	6.56%	3.39%
- Coeficiente de Indisponibilidad Progra- mada (HDP/HP)	1.88%	2.51%	2.88%	2.43%
- Coeficiente de Indisponibilidad total: (HDP+HDF/HDP+HDF+HS)	5.27%	2.80%	9.29%	5.85%

Fuente: Informe de Operación. ISA, 1985.

Adicionalmente, es necesario señalar lo siguiente:

1. En San Carlos la desconexión forzada de las unidades 3 y 4 fue de 67 y 57 días respectivamente.
2. En Chivor I se produjo una falla en el bobinado del estator de la unidad 4.
3. El coeficiente de indisponibilidad total para las centrales hidroeléctricas fue de 5.85%, el cual es menor al promedio de 1984 que alcanzó un 13%.

( GEM ), cuyos objetivos incluyen la ejecución de manera óptima y eficiente de los servicios de mantenimiento de las instalaciones y equipos.

El ROM de Generación cuenta con los siguientes grupos:

- GEM Mecánico
- GEM Eléctrico
- GEM Control
- GEM Instrumentación
- GEM Obras Civiles

El ROM de Transmisión cuenta con:

- GEM Telecomunicaciones
- GEM Subestaciones
- GEM Protecciones
- GEM Líneas de Transmisión

Existe además una oficina de apoyo centralizado, para el desarrollo de nuevas metodologías en los aspectos técnicos y administrativos del mantenimiento, denominada Oficina de Investigación y Desarrollo del Mantenimiento ( IDM ) que está a nivel de asesoría de la Gerencia de Operación.

Las políticas de mantenimiento dictadas a nivel de la Gerencia de Operación y desarrolladas por el IDM son llevadas a cabo por los Grupos ejecutores ( GEM ) a partir de los programas de mantenimiento elaborados por los Grupos de Programación y Control de Mantenimientos adscritos a los ROM.

En la planificación del mantenimiento se lleva un plan a largo plazo ( cinco años ), uno a mediano plazo ( un año ) y otro a corto plazo ( quince días ). Las actividades de mantenimiento preventivo a media no plazo se toman por el Grupo de Programación y Control de cada regional para la conformación del programa a corto plazo. Existen en ISA cinco regionales a saber:

- División de Transmisión y Generación Bogotá
  1. Regional de Transmisión Occidental
  2. Regional de Transmisión Oriental
  3. Regional de Generación Chivor
  
- División de Generación y Transmisión Medellín
  4. Regional de Generación San Carlos
  5. Regional de Transmisión Noroccidental

Adicionalmente al plan de mantenimiento preventivo, se tienen en cuenta las solicitudes de trabajo de mantenimiento correctivo recibidos y que son convertidas en Ordenes de Trabajo y clasificadas según su prioridad y grupo de ejecución. Con las actividades de mantenimiento preventivo y de mantenimiento correctivo se conforma el programa de mantenimiento a corto plazo ( quince días ).

La Orden de Trabajo, documento que debe ser previamente diligenciado para el desarrollo de cualquier trabajo de mantenimiento, fue diseñado como resultado de la implantación de políticas para asegurar un desem

peño eficiente de los programas de mantenimiento, de acuerdo a lo previsto en el "Manual de Procedimientos para el Sistema de Control de Trabajos de Mantenimiento".

Los criterios para desarrollar los programas de mantenimiento preventivo se basan en:

- Recomendaciones del fabricante.
- Análisis estadístico de fallas.
- Importancia relativa del equipo ( criticidad )
- Experiencias en mantenimiento.
- Evaluación del estado operativo de los equipos mediante mantenimiento predictivo.

De acuerdo con lo dicho, para cada central se tiene un programa de mantenimiento preventivo a corto y mediano plazo. El programa se refiere a la ROM-Generación, dividido de acuerdo con los Grupos Ejecutores de Mantenimiento ( GEM ) en GEM en Eléctrico, Mecánico e Instrumentación ( electrónica ).

Procedimientos para el Control de Trabajos: El Manual de Procedimientos para el Control de Trabajos de Mantenimiento describe los pasos que se siguen para la elaboración de cualquier trabajo de mantenimiento, desde la solicitud por parte del área responsable de la operación de los equipos hasta el informe de realización del trabajo por parte del área responsable por la buena condición de estos equipos. Estos pasos son:

1. Solicitud de trabajo: Proceso en el cual se comunica la ne-

cesidad de realizar un mantenimiento a una acción correctiva.

2. Planeación del trabajo: Se revisan los requerimientos del trabajo por medio de la Sección de Servicios Técnicos.

3. Estimación de trabajos: Proceso por medio del cual se estiman los costos del trabajo ( mano de obra, materiales, repuestos, costos directos ).

4. Autorización de trabajos: La dependencia responsable autoriza la ejecución del trabajo de acuerdo con el plan propuesto y los costos estimados.

5. Programación de trabajos: Proceso durante el cual Programación y Control de Mantenimiento optimiza los recursos de mantenimiento de acuerdo con los requerimientos del plan de trabajo.

6. Ejecución de trabajos: Durante el cual se realizan los trabajos ordenados y se controla el cumplimiento del programa.

7. Revisión de trabajo: Proceso en el que se estudia la calidad del trabajo.

En el formato "Registro de Ordenes de Trabajo" se anotan las órdenes de trabajo incluidas en el programa a corto plazo con el objeto de controlar las órdenes emitidas y consignar datos como las horas-hombre

por cada GEM, tiempos reales de ejecución, órdenes no aprobadas, anuladas, etc.

En resumen, los trabajos de mantenimiento se hacen a dos niveles: preventivo y correctivo. A nivel de mantenimiento preventivo están definidos los procedimientos a seguir para la elaboración de los programas, y se toman en cuenta criterios como las recomendaciones de los fabricantes y los análisis estadísticos de fallas.

Los mantenimientos correctivos forman parte de los programas a corto plazo de acuerdo con el grado de urgencia con que se requiera, a través del proceso de solicitud de trabajos, el cual permite llevar control sobre los mismos. Un número elevado de solicitudes de trabajo para mantenimiento correctivo puede deberse a fallas o deficiencias en la ejecución de los trabajos de mantenimiento preventivo.

Una vez transcurridas las dos semanas de ejecución del programa de mantenimiento a corto plazo, la Sección de Servicios Técnicos junto con las Coordinaciones de Operación y Mantenimiento, evalúa su cumplimiento y a la vez autoriza la ejecución del siguiente programa, la cual es ratificada por el jefe de la respectiva Regional.

Igualmente, cada mes se produce informe por escrito de la gestión de mantenimiento en cada regional, la cual se envía a la sede central de ISA ( IDM ) incluyendo información tal como:

- Estadísticas de desconexiones forzadas y sus causas.
- Estadísticas de desconexiones programadas y sus causas ( generalmente por mantenimientos preventivos ).



- Total de actividades por cada GEM.
- Indices de cumplimiento de las Ordenes de Trabajo de Mantenimiento y su distribución por cada GEM.
- Distribución de cargas de trabajo de cada GEM.
- Indices y coeficientes de rendimiento y eficiencia.
- Detalle de los mantenimientos preventivos y correctivos llevados a cabo y de los aplazados.
- Registro de las solicitudes de trabajo.

### 3.4.5 Pruebas

Las pruebas de las unidades de generación, constituyen un conjunto de procedimientos programados para confrontar los parámetros de operación de cada unidad con lo especificado por el fabricante de los equipos. La siguiente clasificación incluye 2 formas típicas de pruebas:

Pruebas de Puesta en Servicio: Durante el transcurso y al final de la etapa de montaje de los equipos de generación de una central y antes de ponerlos en marcha, se realizan lo que se denomina Pruebas de Puesta en Servicio para garantizar la futura operación de la misma conforme a las especificaciones del fabricante.

Existen guías que explican detalladamente los pasos a seguir para la ejecución de las pruebas, establecen la duración de cada una de ellas y determina el recurso humano que ha de intervenir. Algunas de estas pruebas son:

- Pruebas eléctricas de Generadores para Puesta en Servicio:

Pruebas tipo A: Pruebas durante el proceso de ensamble.

Pruebas tipo B: Pruebas a partes ya ensambladas.

Pruebas tipo C: Para pruebas en condiciones severas.

- Programa de Puesta en Servicio de Obras y Equipos de la presa y conducciones anexas: ( PRUEBAS A )

. Inspecciones y pruebas de los equipos de las Torres de Captación.

. Inspecciones, operaciones y pruebas de los equipos del conducto de desfogues.

- . Inspecciones de equipos en casa de máquinas.
- . Preparativos en la presa para el llenado del embalse.
- . Preparativos en la torre de Captación para el llenado del embalse.
- . Preparativos en el conducto de desfogue.
- . Preparativos para el llenado de las conducciones.
- . Llenado y vaciado del embalse.
- . Llenado y vaciado de las conducciones.
- . Recomendaciones generales de Mantenimiento para vertedero, presa, zona baja, pozos de captación, túnel de presión, almenaras, túnel de descarga.

En los informes de las pruebas de puesta en servicio se consignan los resultados de las pruebas. Si estas son desfavorables, se efectúan las consiguientes revisiones y reparaciones y se repite la prueba.

Equipos en Operación: A los equipos en operación se les realizan revisiones diarias, las cuales se anotan en formatos diseñados para tal efecto. Permanentemente se encuentran los revisores haciendo rondas por cada uno de los puntos de control. Los resultados de la inspección se registran. Estos registros abarcan puntos referentes a:

- Fecha y hora de inspección.
- Voltaje terminal.
- Corriente de línea.
- Potencia reactiva, potencia activa, factor de potencia.
- Temperaturas ( agua de enfriamiento, cojinetes, temperaturas internas y ambientales, etc. )

Tales registros permiten detectar cualquier cambio en las condiciones de operación del generador. También se realizan inspecciones visuales como al nivel de aceite en cojinetes, transformadores, vibraciones, sonidos, temperaturas, etc.

Los generadores de una central son sometidos a revisión mayor por lo general cada cinco años, lo que obliga a sacarlo de servicio por aproximadamente dos meses, uno de los cuales se invierte en el desmontaje-montaje del equipo.

En los que se refiere a las unidades de generación en operación, en ISA se planteó la necesidad de efectuar pruebas que sin ser de eficiencia, permitieran comparar los parámetros eléctricos, obtenidos durante la operación de la unidad en determinadas condiciones, con los especificados por el fabricante de los equipos. Esta rutina permite obtener información útil transcurrido determinado número de años, sobre el comportamiento de los diferentes componentes de la unidad de generación, bien sea que se programe periódicamente o que se efectúen al término de los mantenimientos mayores efectuados.

Es preciso disponer como mínimo para la práctica de pruebas periódicas, de equipos de medición cuya calibración periódica garanticen la confiabilidad de los datos obtenidos.

Sobre la práctica en referencia ISA, estima que la medición periódica e instantánea efectuada por el personal en cada planta, suple informa

ción más confiable que la proporcionada por pruebas distintas a las de eficiencia.

### 3.5 TRANSMISION

El sistema de transmisión comprende las líneas y subestaciones necesarias para el transporte de energía y potencia hasta los puntos de frontera, lugar donde se produce la medición de ambos elementos, lo cual constituye la base de facturación entre ISA y sus asociados.

La evaluación de las pérdidas de energía en este proceso requiere de equipos de medición confiable, que permita mantener un efectivo control sobre las posibles variaciones de las pérdidas técnicas en transformadores y líneas. Las estadísticas de interrupciones, incluyendo la duración, tiempo, causa y recurrencia, proporciona información a los fines de programar los mantenimientos de líneas y subestaciones.

Durante los años 1984 y 1985, ISA incluye un promedio del 5.69% y 5.57% respectivamente, de pérdidas del total de energía exportada a través de la red de interconexión. En este sentido cabe señalar que la obtención de ambos promedios se obtiene a partir de un comportamiento mensual de las pérdidas que oscila entre el 4.84% y el 7.41% en 1984 y el 3.70% y el 6.80% en 1985.

Los sistemas de medición de ISA, solo permiten establecer pérdidas glo

bales, ya que no se dispone de los equipos necesarios para medir los bloques de energía en centrales y subestaciones, lo que limita la posibilidad de evaluarlas según el proceso en que se produzcan.

La red de transmisión de ISA permite conectar sus puntos de generación con los puntos de frontera con las demás empresas. En el diagrama unifilar se observa claramente la red de transmisión de ISA incluyendo el número de circuitos que integran cada línea.

Existen líneas a 500 KV, 230 KV y 115 KV. La línea de 500 KV que va de San Carlos hacia la costa norte presenta menor volumen de pérdida que las líneas de 230 KV y éstas que las de 115 KV, debido a que a un mayor nivel de tensión éstas disminuyen. La mayor parte de la red está energizada a 230 KV y las líneas en construcción y estudio también están proyectadas para trabajar a este nivel de tensión.

Con el objeto de darle mayor confiabilidad a la transmisión se decidió la construcción de otra línea de 500 KV entre ISA y el sistema de la Costa Atlántica.

En cuanto a la operación de las líneas de transmisión, el comportamiento no es uniforme. Es así que hay líneas como La Esmeralda-Guatapé con alto índice de utilización ( 94.28% ) y otras como San Carlos-Ancón Sur con bajo índice ( 13.02% ).

La línea de transmisión a 500 KV recién energizada muestra un bajo factor de utilización debido a que presentó una rata de fallas tres ve -

ces superior a las líneas más deficientes de 230 KV.

Los factores de capacidad y de utilización disminuyeron en 1985 comparado con los valores obtenidos el año anterior. Esto se debe a la entrada de nuevas líneas de transmisión, aumentando así las líneas disponibles para la transmisión. A continuación se presenta un cuadro contentivo de la Red de Transmisión de ISA, con indicación de la Tensión, Número de Circuito y longitud.

Cuadro N° 25

INTERCONEXION ELECTRICA, S.A.  
RED DE TRANSMISION 500/230/115KV

LINEAS:	Tensión (KV)	Número Circuitos	Longitud (Kms)
San Carlos-Cerromatoso	500	1	210.00
Cerromatoso-Chinú	500	1	133.00
Chinú-Sabanalarga	500	1	181.00
La Mesa-Esmeralda	230	2	174.42
Esmeralda-Yumbo	230	4	194.12
Guatapé-Jaguas	230	1	16.50
Jaguas-Malena	230	1	74.50
Malena-Barranca	230	1	108.00
Chivor-Paipa	230	2	119.70
Chivor-Torca I	230	2	102.60
Chivor-Torca II	230	1	105.00
Chivor-Circo	230	1	126.60
Torca-La Mesa	230	1	54.67
La Mesa-Balsillas	230	1	26.82
Guatapé-San Carlos	230	2	36.51
San Carlos-Torca	230	1	209.00
San Carlos-Balsillas	230	1	205.00
San Carlos-Esmeralda	230	2	194.18
San Carlos-Ancón Sur	230	2	107.01
Sesquilé-Chivor	115	1	55.00



### 3.6 PROYECTOS DE INVERSION

ISA, desarrolla proyectos mediante contratos de ejecución de obras, a través de la constitución de empresas y mediante la suscripción de convenios para financiamiento.

Sobre el particular, esta Sección del informe se subdivide en las siguientes áreas:

1. Obras contratadas por ISA
  - Proyecto San Carlos II. ( Fotos de la N° 1 a la 15 )
  - Proyecto Jaguas. ( Fotos de la N° 16 a la 18 )
  - Proyecto Calderas - Tafetanes. ( Fotos de la N° 19 a la 23 )
  
2. Proyectos en que participa ISA como socio.
  - Central Hidroeléctrica de Betania.
  
3. ISA. Como entidad financiera.
  - Central Hidroeléctrica del Guavio.

### 3.6.1 Obras contratadas por ISA-Sistema Nare Guatapé.

El conjunto de proyectos identificados como San Carlos II, Calderas-Tafetanes y Jaguas, forman parte del Sistema Nare-Guatapé, cuyo potencial de Capacidad total es de 2.498.4 MW, de los cuales los tres proyectos en referencia representan aproximadamente el 70% de dicha capacidad equivalente a 1.738.4 MW. (Figura N° 11).

La distribución de la capacidad instalada, entre los tres proyectos, indican la prioridad de análisis en función de las magnitudes, correspondientes a cada proyecto:

San Carlos I y II	1.550.00 M.W.
Jaguas	170.00 M.W.
Calderas-Tafetanes	<u>18.40 M.W.</u>
TOTAL	<u>1.738.40 M.W.</u> =====

Con el propósito de identificar los principales aspectos presentes en la ejecución de un proyecto de inversión, se seleccionó el Proyecto Hidroeléctrico San Carlos II, para examinar sus diferentes áreas, comenzando por describir sus características generales, para luego continuar con la estructura organizativa, Interventoría, programas de trabajo y control de calidad.

#### PROYECTO HIDROELECTRICO SAN CARLOS II

La modalidad de multicontratos utilizada por ISA, para la ejecución del Proyecto, presenta ventajas, en cuanto a la diversificación de

FIGURA Nº II

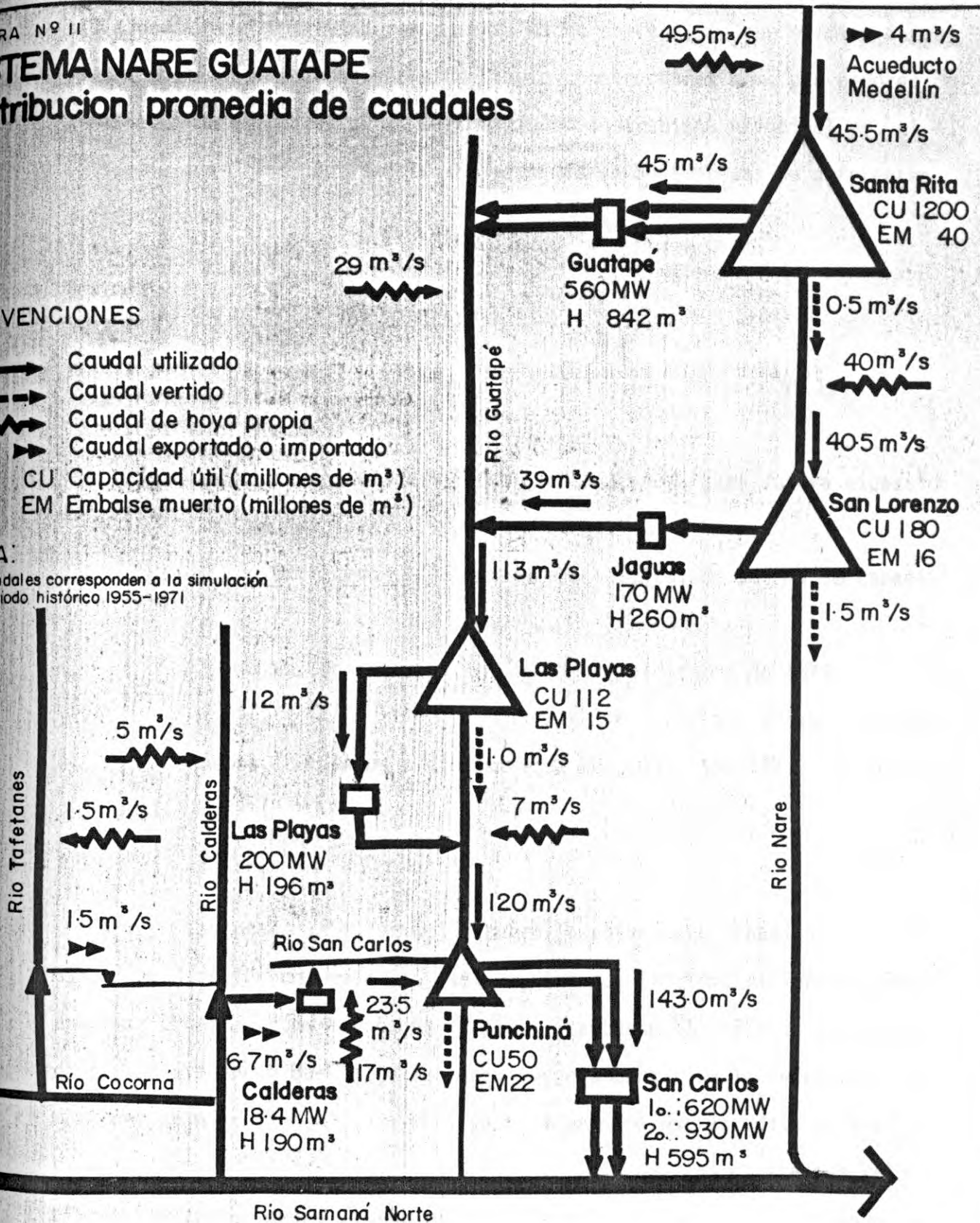
# SISTEMA NARE GUATAPE

## Distribucion promedio de caudales

### CONVENCIONES

- Caudal utilizado
- Caudal vertido
- Caudal de hoya propia
- Caudal exportado o importado
- CU Capacidad útil (millones de m<sup>3</sup>)
- EM Embalse muerto (millones de m<sup>3</sup>)

NOTA:  
Los caudales corresponden a la simulación del periodo histórico 1955-1971



Rio Samaná Norte

las empresas que intervinieron durante dicho proceso, lo que permite incorporar pequeñas y medianas empresas, tanto constructores como proveedores nacionales. En el proyecto San Carlos II, el contratista principal es el Consorcio Ica-Grandicón, e intervinieron más de 50 empresas de diferentes nacionalidades.

### 1. Características Generales

Localización: Departamento de Antioquia. (Figura N° 12).

Río: Guatapé.

Capacidad Instalada: 620 MW, más 310 M.W. para futura expansión.

Casa de Máquinas: Tipo Subterráneo.

No. de Unidades: 4 Pelton de eje vertical de 155 MW de capacidad cada una.

Tiempo de Construcción: - Inició en diciembre de 1979.

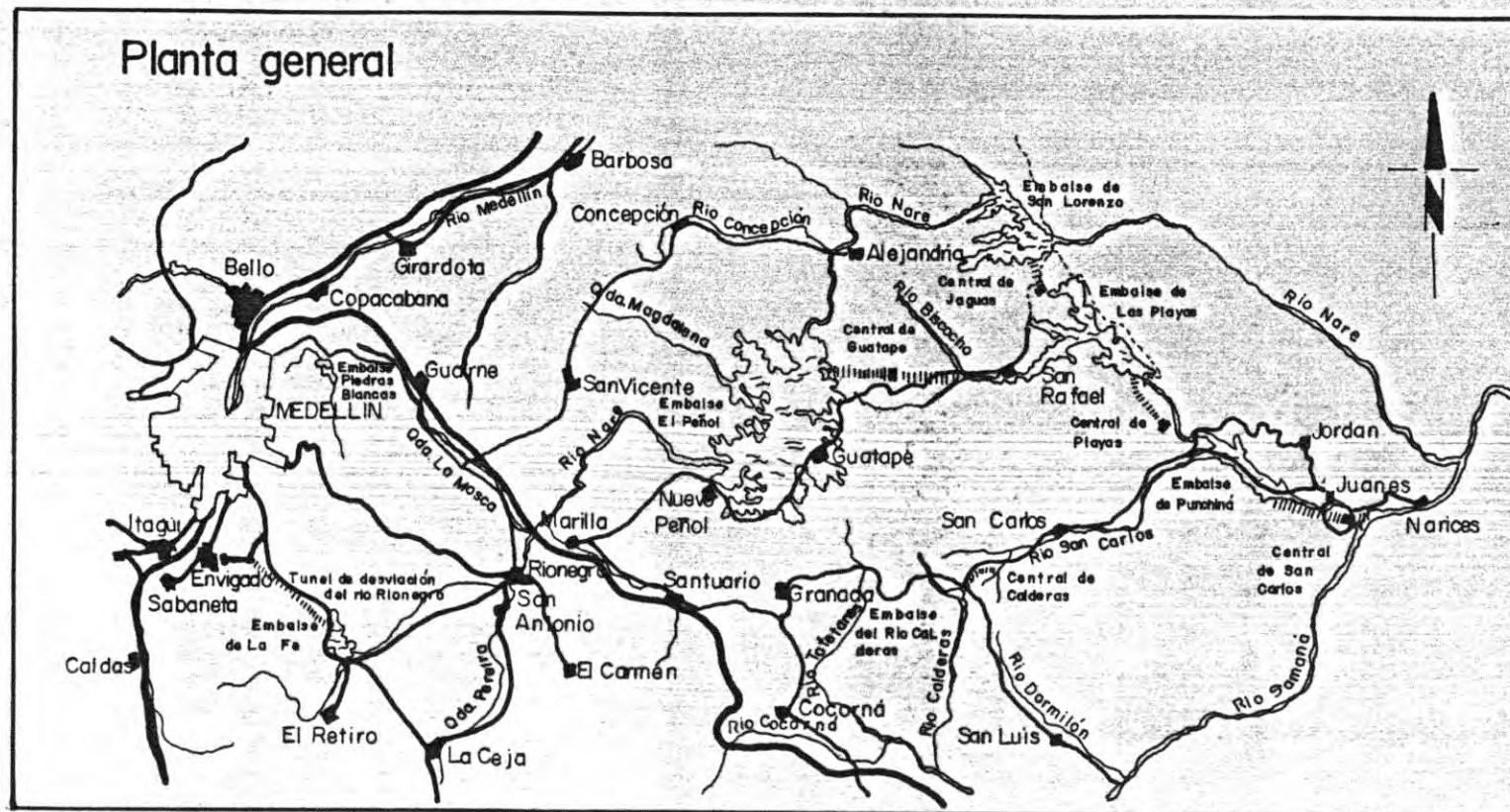
- Terminación prevista octubre de 1986.

Costos acumulados a diciembre 31 de 1985: \$33.572.0 millones.

### 2. Estructura Organizativa

Levantada la información sobre la estructura organizativa en el sitio de ejecución de las obras, se comprobó que la misma difiere de los esquemas organizativos aprobados en ISA. Efectuado el análisis correspondiente se evidenció que tal diferencia surge a partir de la necesidad de mantener la dirección del proyecto bajo la persona que acredita la experiencia adquirida durante su desarrollo; es así como las diferentes relaciones que surgen entre la oficina de ejecución del proyecto y la Sede de

SISTEMA NARE-GUATAPE  
UBICACION GEOGRAFICA



ISA en Medellín, se distribuyen entre la Gerencia Técnica y el Departamento San Carlos-Calderas, según la naturaleza de las situaciones planteadas.

Es conveniente señalar que de acuerdo con lo indicado en la Sección 3.1.6 de este informe, ISA emplea los recursos humanos que requiere conforme contribuya al logro de su objetivo permanente, cual es la generación y transmisión de energía, o forme parte de una planta de personal asociado con la construcción de obras, lo cual constituye el propósito transitorio de ISA.

Las previsiones que se adopten, para que exista además de la representación de ISA en obra, la necesaria coordinación entre contratistas de construcción y montaje, Consultoría e Interventoría permitirá disponer, al concluir las obras, de los datos pertinentes, para la elaboración de las especificaciones de proyectos similares, así como facilitar su futura operación.

### 3. Interventoría

Las etapas de diseño, construcción e interventoría, se contratan generalmente con distintas empresas, con el criterio de que la Interventoría se cerciore del cumplimiento de los programas de trabajo, por parte de los contratistas de obra y que las mismas se ejecuten conforme al diseño elaborado por la Consultoría; tal división de actividades facilita el cumplimiento de las funciones de control en el entendido de que la separación de los contratistas, contribuye así mismo al necesario límite, entre quienes diseñan, construyen y controlan.

La experiencia adquirida por ISA, en el Proyecto San Carlos, incluye la Contratación de la misma firma, para las actividades de Consultoría e Interventoría. Los razonamientos dados para sustentar esta modalidad incluyen la posibilidad de resolver fácilmente las modificaciones de diseño o métodos constructivos, cuando su proposición y acuerdo es adoptada rápidamente por las partes interesadas, previa aprobación de ISA.

Ahora bien, examinado el proceso sobre el manejo de la información, desde que se produce en el sitio de ejecución de obra, hasta la presentación del informe de construcción, se evidencia que la Interventoría suministra a ISA importantes datos sobre el avance de las obras, pero sin embargo excluye la presentación de datos cuya relevancia no puede ser considerada en forma instantánea, sino a través de la acumulación en registros que al establecer la secuencia de los eventos y su recurrencia, constituye herramienta útil para la adopción de decisiones, al fijar factores como rendimientos condicionados a los equipos a utilizar y a los métodos constructivos.

Corroborando lo antes indicado, los comentarios que se incluyen a continuación.

a. Los hechos presentes en la ejecución de las obras, se mantienen en un registro diario ( bitácora ) donde constan cronológicamente la recepción de materiales, frentes de trabajo abiertos, equipos disponibles, paralizaciones de obras y las causas de las mismas, todo ello con el propósito de sustentar los planteamientos ante el contratista de obra, las exigencias que puedan hacerse en las reuniones semanales celebradas para revi

sar la ejecución de las obras conforme a los programas de trabajo.

Cumplida esta finalidad los libros de bitácora son archivados, pero la información que contiene no es procesada adecuadamente.

b. Celebradas las reuniones semanales entre representantes del ISA, constructor e interventor y sustentada mediante el acta respectiva, la interventoría presenta informes semanales y mensuales, descriptivos del desarrollo de los programas de trabajo a nivel de cada frente, materiales recibidos y gráficos descriptivos del avance de obras, también a nivel de cada frente de trabajo.

En este sentido se observa que en la sección correspondiente al control del programa de construcción cada frente de actividad es presentado, según la fecha de terminación del programa y los días de atraso o adelanto que presentan para la fecha del informe, sin incluir las causas que determinan los atrasos, según sean imputables al contratista, ISA o efectos naturales.

El informe de construcción el cual se presenta concluida las obras, incluye la descripción entre otras cosas de las características de la obra, métodos constructivos utilizados y rendimientos obtenidos, pero presenta las limitaciones propias en su contenido al sustentarse en una buena parte en los informes mensuales de obras, antes comentados; donde no es posible establecer en todos los casos la relación causa efecto presente en el atraso de las obras, bien sea por causas imputables a la consultoría de diseño, contratistas de construcción y montaje o falta de eficiencia de la



interventoría.

#### 4. Programas de Trabajo

Los programas de trabajo, parte integrante de los contratos de construcción, los elabora el contratista sobre la base de los pliegos suministrados por la entidad contratante. Por su importancia como instrumento de Control el Programa de trabajo, debe incluir además de la definición de actividades y tiempo para su ejecución, las bases utilizadas para su definición, con inclusión de los rendimientos estimados de acuerdo con la capacidad técnica y económica del contratista.

Al solicitar los programas de trabajo correspondientes a las obras civiles y electromecánicas se comprobó que los mismos han sido objeto de sucesivas modificaciones, considerándose que uno de los factores que determinan el desfase de los proyectos, es la limitada capacidad financiera de ISA para hacer frente a las obligaciones derivadas de la ejecución de los contratos. Dicho argumento no es de aplicación general, al evidenciarse atrasos en la ejecución de los proyectos por causas imputables a la capacidad técnica y económica de los contratistas de obra.

#### 5. Control de Calidad

Durante la ejecución de las obras civiles, en especial donde se manejan grandes volúmenes de concreto, es necesario un riguroso control de calidad, sobre los materiales y las mezclas utilizadas para la elaboración de los concretos hidráulicos y lanzado, control que debe incluir las prue

bas de cilindros para medir la resistencia a compresión, de acuerdo con las especificaciones establecidas contractualmente.

Al verificar una muestra de los informes del control de calidad, sobre el concreto hidráulico, utilizado en el revestimiento del túnel de presión, se comprobó que las pruebas de laboratorio se efectuaron en su oportunidad y que los resultados, se encontraron dentro de los rangos especificados.

### 3.6.2. ISA como socio-Proyecto Hidroeléctrico de Betania

El Proyecto Hidroeléctrico de Betania, se inicia con la etapa de estudio por parte del ICEL en el año 1969. Concluidos los estudios en 1976 se presenta el informe de factibilidad y en abril de 1977 ISA se hace cargo del proyecto para la ejecución de los diseños mediante contrato. En 1980 ISA cede a ICEL el contrato de diseño y por último se constituye la sociedad denominada Central Hidroeléctrica de Betania S.A. (CHB) la cual se encargó de la administración de construcción del Proyecto, mediante convenio celebrado entre el ICEL y CHB.

#### 1. Características Generales

Localización: Departamento del Huila.

Río: Magdalena.

Capacidad Instalada: 510 MW.

Casa de Máquinas: Tipo Superficial.

No. de Unidades: 3 Francis, de 170 MW cada una.

Tiempo de construcción: 4 años.

Costos acumulados a diciembre 31/85: \$59.031.8 millones.

## 2. Participación de ISA en el Proyecto

La participación de ISA en la construcción de la Central, está representada por las siguientes formas:

	( Millones de \$ )
- Como socio en acciones de capital	2.710.0
- En títulos de participación	5.454.3
Suscritos y pagados:	3.097.3
Suscritos por pagar:	2.357.0
	<hr/>
TOTAL:	8.164.3
	=====

Los títulos de participación son "Títulos Representativos de Derechos Especiales de Participación", suscritos únicamente por los accionistas y que confieren a éstos, derechos proporcionales sobre la energía generada en la central para la cual fueron expedidos. Tiene como fecha de vencimiento la misma que se cumple al término actualizado de duración de la Sociedad y su rendimiento es equivalente al de las acciones y que para efectos financieros pueden considerarse como patrimonio.

La distribución de los derechos y obligaciones una vez terminado el período de construcción, es proporcional a la participación accionaria. La contribución prevista estatutariamente, estará distribuída de la siguiente manera, en la cual ICEL e ISA, participan mayoritariamente:

Cuadro N° 26

## PARTICIPACION PORCENTUAL DE ISA EN EL PROYECTO BETANIA

<u>Contribución</u>	<u>Participación porcentual ( % )</u>		
	<u>Costos</u>	<u>Energía</u>	<u>Potencia</u>
ICEL	44.82	42.12	49.82
ISA	33.90	36.60	28.90
Electrificadora Boyacá	2.40	2.40	2.40
Electrificadora Caldas	4.50	4.50	4.50
Electrificadora Cauca	1.00	1.00	1.00
Electrificadora Cundinamarca	3.00	3.00	3.00
Electrificadora Huila	6.00	6.00	6.00
Electrificadora Nariño	1.30	1.30	1.30
Electrificadora N. de S.	0.18	0.18	0.18
Electrificadora Tolima	2.90	2.90	2.90
	<u>100.00</u> =====	<u>100.00</u> =====	<u>100.00</u> =====

En la actualidad ISA, forma parte de la Junta Directiva de la Central Hidroeléctrica de Betania S.A. y recibe periódicamente información, sobre el avance de las obras que para la fecha de la última Asamblea Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 29 de abril de 1986, se considera que la obra se encuentra en su etapa final.

### 3.6.3 ISA como entidad financiera.-Central Hidroeléctrica del Guavio.

A través del convenio suscrito entre la EEEB e ISA, se acuerda fijar los términos en que ISA y sus accionistas, contribuirán a la financiación del Proyecto, los derechos a participar en la energía y potencia generada por la Central y los resultados de su operación, así como las obliga-

ciones de la EEEB para con ISA y sus Accionistas, de contribuir oportunamente a la financiación del proyecto.

## 1. Características Generales

Localización: Departamento de Cundinamarca.

Río: Guavio.

Capacidad Instalada: 1.000 MW etapa 1 y 600 MW etapa 2.

Casa de Máquinas: Tipo caverna.

No. de Unidades: 1a. etapa 5 unidades Pelton;

2a. etapa 3 unidades Pelton;

Tiempo de construcción: 9 años.

Costos acumulados a diciembre 31/85: \$55.581.8 millones.

## 2. Participación de ISA en el Proyecto

Conforme a los términos del convenio, ISA participa minoritariamente en los derechos de energía y potencia y en los costos del proyecto, correspondiéndole a la EEEB, la participación mayoritaria.

ISA se limita en este proyecto a cumplir con los términos del Convenio, en cuanto a su participación, más no recibe información sobre la inversión de los dineros aportados ni el avance de la obra.

Finalmente las tres formas antes indicadas, otorgan a ISA papeles distintos en cuanto a su condición de contratante para ejecución de proyectos y de financiador a través de acciones de capital y títulos de parti-

cipación lo que amerita disponer de mecanismos de control, suficientes para salvaguardar los activos que se originan a partir de cada una de las modalidades contenidas en esta Sección del Informe.

## 4 ELECTRIFICADORAS

Tal como se indicó anteriormente, ICEL y CORELCA tienen participación accionaria en ISA. Esta condición, además de ser las entidades que agrupan las Electrificadoras a nivel Nacional, permiten seleccionarlas a los fines de definir e interpretar algunos indicadores de gestión, directamente relacionados con la capacidad de generación de cada entidad así como de la población servida ( Figura N° 13 ).

### 4.1 INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA ( ICEL )

#### 4.1.1 Constitución y Objetivos

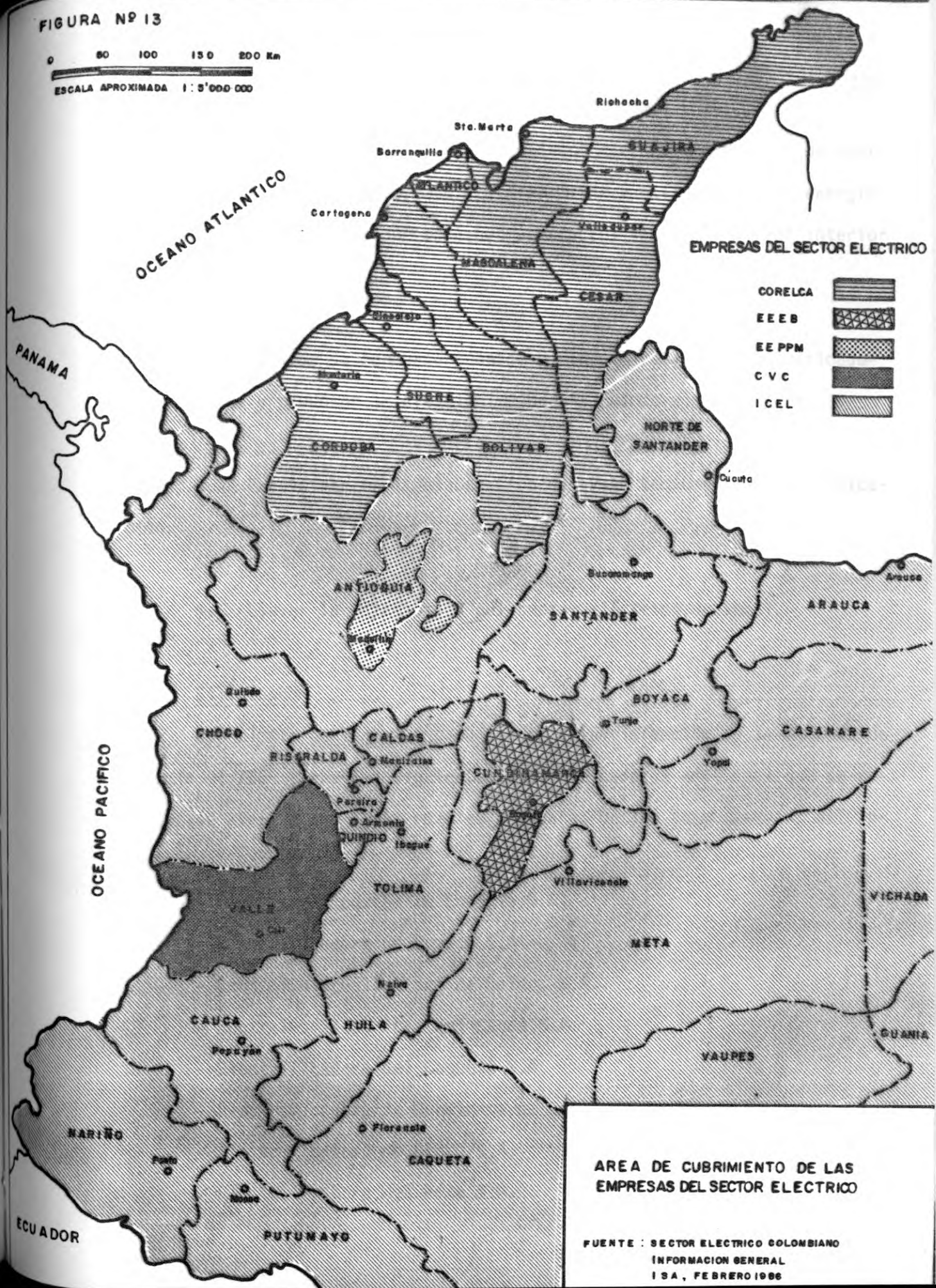
El ICEL es un establecimiento autónomo adscrito al Ministerio de Minas y Energía, creado bajo el nombre de Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico por la Ley 80 de 1946. Posteriormente estructurado bajo la reforma administrativa de 1968 mediante el Decreto-Ley 3175 del 26 de diciembre del mismo año, pasó a denominarse Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ( ICEL ).

De acuerdo con sus Estatutos el ICEL tiene los siguientes objetivos :

FIGURA Nº 13

0 50 100 150 200 Km

ESCALA APROXIMADA 1 : 5'000'000



AREA DE CUBRIMIENTO DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELECTRICO

FUENTE : SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO  
INFORMACION GENERAL  
ISA, FEBRERO 1986



1. Ejecutar la política del Gobierno Nacional en materia de energía eléctrica con el fin de generar, transmitir y distribuir esta energía en su área de influencia que está conformada por las regiones del interior del país.

2. Prestar su concurso técnico y financiero a las Electrificadoras filiales y promover la creación de nuevas cuando sea necesario.

3. Participar en la elaboración del Plan Nacional de Electrificación.

4. Llevar la estadística del sector eléctrico nacional.

#### 4.1.2 Filiales

Con el fin de lograr sus objetivos de satisfacción de la demanda de energía el ICEL tiene las siguientes Electrificadoras afiliadas que se encargan de atender las áreas rurales y urbanas de los departamentos del interior del país :

- Empresa Antioqueña de Energía S.A.
- Electrificadora de Boyacá S.A.
- Central Hidroeléctrica de Caldas S.A.
- Centrales Eléctricas del Cauca S.A.
- Electrificadora del Caquetá S.A.
- Electrificadora de Cundinamarca S.A.
- Electrificadora de Chocó S.A.
- Electrificadora del Meta S.A.

- Centrales Eléctricas de Nariño S.A.
- Electrificadora del Huila S.A.
- Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A.
- Electrificadora de Santander S.A.
- Electrificadora del Tolima S.A.

#### 4.1.3 Capacidad Instalada

La capacidad instalada total del Grupo ICEL para 1984 es de 944 Mw lo cual representa un aumento del 19.0% con respecto al año 1983 ( 793.3 Mw ). El siguiente cuadro es ilustrativo de la tendencia y composición de la capacidad de generación del Grupo ICEL :

CUADRO N° 27  
 INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA  
 COMPOSICION Y TENDENCIA DE LA CAPACIDAD INSTALADA

	1983 Mw	1984 Mw	Incremento %
Capacidad Fuentes Térmicas	409.3	560.0	36.83
Capacidad Fuente Hidráulica	384.0	384.0	00.00
T O T A L	793.3	944.0	19.00

FUENTE : Informe Estadístico 1984  
 ICEL, Octubre 1985

La variación en referencia corresponde en su totalidad al incremento de plantas termoeléctricas instaladas por ICEL ( 150 Mw ) y por la Electrificadora del Meta ( 0.7 Mw ). Ello implica que la composición de la ca

pacidad instalada de generación del Grupo ICEL, tenga una mayor participación de fuentes térmicas en relación con la hidráulica, al situarse en un 59.32% y 40.68%, respectivamente.

Para complementar la capacidad de las Electrificadoras filiales el ICEL cuenta con sus propias plantas de generación, las cuales representan el 29.55% del total de la capacidad instalada del Grupo, correspondiéndole a 3 de las 13 Electrificadoras el 48.42% de la capacidad instalada, de acuerdo con el siguiente cuadro :

CUADRO N° 28  
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA  
DISTRIBUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA

	1984	
	MW	%
ICEL ( plantas propias )	279.0	29.55
CHEC	197.4	20.91
Electrificadora de Santander	159.1	16.85
Electrificadora de Boyacá	100.6	10.66
Otras Electrificadoras ( 10 )	207.9	22.03
T O T A L	944.0	100.00

FUENTE : Informe Estadístico 1984  
ICEL, octubre 1985

#### 4.1.4 Generación

La estructura del resultado de operación de ICEL, indica que además de la generación propia del Grupo, efectúa intercambios con otros sistemas ( compra-venta ), en las proporciones indicadas a continuación :

CUADRO N° 29  
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA  
RESULTADOS OPERACION

	1984	
	Gw.h	%
Generación bruta de energía	3460.2	62.66
Energía comprada otros sistemas	3917.0	70.92
Energía vendida a otros sistemas	(1854.6)	(33.58)
Neto de energía comprada	2062.4	37.34
Energía disponible	5522.6	100.00
Consumo propio	(154.6)	(2.80)
Pérdidas	(1166.5)	(21.12)
Energía Vendida Usuarios	4201.5	76.08

FUENTE : Informe Estadístico 1984  
ICEL, octubre 1985

El porcentaje de la generación bruta con respecto a la energía disponible a los usuarios se define como coeficiente de autosuficiencia el cual fue de 62.66%, lo que indica una participación del 37.34% de las compras de energía.

Tal como puede observarse, las pérdidas del Grupo ICEL totalizan el 21.12% de la energía disponible, ello implica que al compararlas con la energía generada representa el 34.% lo que evidentemente influye sobre los rendimientos de las empresas del Grupo, al observarse los distintos niveles de pérdidas de cada Electrificadora, los cuales son objeto de análisis en esta sección del informe.

#### 4.1.5 Población Servida

A nivel nacional, la cobertura del servicio por parte del Grupo ICEL es inferior al promedio, debido a que tiene como zonas de operación, los sectores rurales de cada uno de los departamentos que les corresponde atender, en tanto que empresas como EPM, EEEB y CVC, atienden zonas de menor extensión pero con mayor densidad de población ( Cuadro N° 30 ).

CUADRO N° 30  
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL  
POBLACION SERVIDA POR ENTIDAD EN 1984

	Población Total	% del Total	Población Servida	% del Total	Cobertura %
ICEL	12'985.957	41.45	6'260.178	32.84	48.21
CORELCA	6'331.151	20.21	3'162.183	16.59	49.95
EEEB	5'460.513	17.43	4'467.496	23.44	81.81
EPM	2'487.760	7.94	2'024.551	10.62	81.38
CVC	3'443.760	10.99	2'247.597	11.79	65.27
OTRAS	620.253	1.98	566.264	4.72	91.30
PAIS	31'329.394	100.00	18'728.269	100.00	59.78

FUENTE : Informe Estadístico 1984  
ICEL, octubre 1985

Las regiones más deprimidas económicamente y con mayor aislamiento geográfico presentan una cobertura con promedios menores.

#### 4.1.6 Indicadores de Gestión

Los factores precedentes, constituyen bases para desagregar la información disponible y formular las siguientes consideraciones, de acuerdo al contenido del Cuadro N° 32.

1. Electrificadora de Antioquia S.A. Con una población de 1.8 millones sirve 891 mil, lo que equivale al 48.51%. Al establecer la relación entre la capacidad instalada y el coeficiente de autosuficiencia, es evidente que la empresa adquiere prácticamente toda la energía que distribuye.

Adicionalmente, el índice de pérdidas ( 23.26% ), la coloca en el séptimo lugar con respecto a las 13 Electricificadoras, lo que asociado con lo indicado anteriormente, implica que una importante proporción de la energía que adquiere no es facturada a los usuarios.

2. Central Hidroeléctrica de Caldas. Ocupa el 5° lugar en cuanto a densidad de población a servir ( un millón de habitantes ), con una cobertura del 88.32%, la más alta del Grupo ICEL ( 885 mil habitantes ), así como un coeficiente de autosuficiencia de 0.83.

Si bien es la empresa con mayor cobertura, es una de las que tiene el mayor índice de pérdidas al totalizar un 28.96%, dentro de un rango

Tal como puede apreciarse, corresponde al ICEL la mayor proporción de población con un 41.45%, mientras que el 58.55% se distribuye entre las 4 entidades que junto con ICEL, atienden la distribución y venta de energía eléctrica a nivel nacional.

Al establecer el promedio nacional, es posible indicar que el 60% de la población es usuaria del servicio eléctrico ; sin embargo al analizar la situación a nivel de electrificadoras es posible identificar importantes des niveles entre la población total y la atendida por las distintas electrificadoras.

En efecto, a continuación se clasifican las poblaciones en dos sectores según superen o no el promedio (48.21%) de usuarios servidos por las electrificadoras del Grupo ICEL :

CUADRO N° 31  
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA  
INDICE DE COBERTURA DE LAS ELECTRIFICADORAS

Electrificadoras	Población Servida	Indice %
CON MAYOR COBERTURA :		
- Central Hidroeléctrica de Caldas	885.490	88.32
- Electrificadora del Huila	433.688	69.84
- Electrificadora de Santander	924.761	60.23
- Centrales Eléctricas Norte de Santander	622.726	58.92
- Electrificadora del Tolima	655.137	57.36
- Empresa Antioqueña de Energía	891.970	48.51
CON MENOR COBERTURA :		
- Electrificadora del Chocó	36.977	12.56
- Electrificadora del Caquetá	52.669	15.17
- Electrificadora de Cundinamarca	324.111	24.95
- Centrales Eléctricas del Cauca	287.174	30.79
- Electrificadora de Boyacá	487.387	38.60
- Electrificadora del Meta	177.841	39.20
- Centrales Eléctricas de Nariño	480.227	40.03
Promedio Grupo :	48.21%	

FUENTE : Informe Estadístico 1984 - ICEL, octubre 1985

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA  
INDICADORES DE ESTRUCTURA Y DESEMPEÑO OPERACIONAL

	Población Total	Poblacion Servida	Cobertura	Capacidad Instalada (MW)	Generacion de Energía (GW.h)	Factor de Utiliza -	Coefic. de Autosu ficiencia	Porcentaje Pérdidas
BOGOTÁ	1'002.542 (5)	885.490 (3)	88.32 (1)	197.4 (1)	697.7 (2)	0.40 (5)	0.83 (2)	28.96 (11)
ANTANDER	1'535.323 (2)	924.761 (1)	60.23 (3)	159.1 (2)	451.1 (3)	0.32 (7)	0.70 (3)	12.26 (2)
BOLÍMIA	1'142.199 (7)	655.137 (5)	57.36 (5)	66.7 (4)	337.6 (4)	0.58 (2)	0.67 (4)	25.98 (9)
CALDAS	1'199.551 (6)	480.227 (7)	40.03 (7)	35.4 (5)	168.2 (5)	0.54 (3)	0.47 (5)	29.82 (12)
CALDAS	1'262.796 (4)	487.387 (6)	38.60 (9)	100.6 (3)	707.5 (1)	0.80 (1)	1.22 (1)	12.74 (3)
CAUCA	932.745 (9)	287.174 (10)	30.79 (10)	33.4 (7)	120.7 (6)	0.41 (4)	0.47 (6)	25.50 (8)
CORTE	1'056.922 (8)	662.726 (4)	58.92 (4)	34.0 (6)	44.6 (7)	0.15 (10)	0.10 (7)	18.34 (5)
ANTIOQUEÑA	1'838.779 (1)	891.970 (2)	48.51 (6)	12.9 (9)	36.7 (8)	0.32 (7)	0.04 (9)	23.26 (7)
QUINDINAMARCA	1'298.857 (3)	324.111 (9)	24.95 (11)	10.0 (10)	31.5 (9)	0.36 (6)	0.08 (8)	13.62 (4)
QUINDINAMARCA	453.662 (11)	177.841 (11)	39.20 (8)	1.6 (11)	2.4 (11)	0.18 (9)	0.01 (11)	28.27 (10)
QUINDINAMARCA	620.954 (10)	433.688 (8)	69.84 (2)	14.0 (8)	12.0 (10)	0.10 (11)	0.04 (9)	21.36 (6)
QUINDINAMARCA	347.172 (12)	52.669 (12)	15.17 (12)	0 (12)	0. (12)	0.0 (12)	0.0 (12)	9.84 (1)
QUINDINAMARCA	294.455 (13)	36.997 (13)	12.56 (13)	0 (13)	0. (13)	0.0 (13)	0.0 (13)	32.33 (13)

Nota : Entre paréntesis, la posición que ocupan.

FUENTE: Informe Estadístico 1984  
ICEL, Octubre de 1985



mínimo del 9.84% y un rango máximo del 32.33%, referido al total de las Electrificadoras.

3. Electrificadora de Santander S.A. Empresa con los indicadores que permiten afirmar que se pueden lograr mayores niveles de eficiencia, considerando naturalmente las características de los sistemas servidos. En efecto, la población atendida es de 924 mil lo que representa el 60.23% del total ( 1.5 millones ), con un coeficiente de autosuficiencia de 0.70 y un nivel de pérdidas del 12.26%.

Al examinar el Cuadro en referencia son evidentes las diferencias entre las distintas empresas electrificadoras que, a pesar de estar agrupadas institucionalmente, se puede inferir que actúan aisladamente lo que implica un evidente desequilibrio que limita las posibilidades de obtener mayores niveles de cobertura, asociados con sistemas de control de mediciones y facturación que las hagan más eficientes y económicamente rentables.

#### 4.2 CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA ( CORELCA )

##### 4.2.1 Constitución y Objetivos

CORELCA es un establecimiento público adscrito al Ministerio de Minas y Energía creado mediante la Ley 59 de diciembre de 1967, con jurisdicción en los departamentos de la Costa Atlántica colombiana y la Intendencia de San Andrés y Providencia, correspondiéndole el cumplimiento de los siguientes objetivos :

- Generar energía eléctrica e interconectar a alto voltaje sus sistemas y éstos con los del resto del país.
- Vender energía en bloque a sus filiales.
- Coordinar y prestar concurso técnico y financiero a sus electrificadoras.

#### 4.2.2 Filiales

El Grupo CORELCA tiene 8 electrificadoras filiales las cuales se detallan a continuación :

- Electrificadora del Atlántico S.A.
- Electrificadora de Bolívar S.A.
- Electrificadora del Cesar S.A.
- Electrificadora de Córdoba S.A.
- Electrificadora de la Guajira S.A.
- Electrificadora del Magdalena S.A.
- Electrificadora de Sucre S.A.
- Electrificadora de San Andrés y Providencia S.A.

#### 4.2.3 Capacidad Instalada

La capacidad total instalada es de 1.085 MW conformada en un 99.89% por fuentes térmicas y un 0.11% por fuentes hidráulicas.

CORELCA dispone de la mayor parte de la capacidad instalada del sistema que atiende, tal como se muestra en el Cuadro N° 33.

CUADRO N° 33  
C O R E L C A  
CAPACIDAD INSTALADA  
1984

Electrificadoras	Capacidad Instalada ( MW )	%
Plantas propias	769.5	70.89
Atlántico	136.0	12.53
Bolívar	53.9	4.96
Cesar	22.7	2.10
Córdoba	39.0	3.59
Guajira	12.7	1.17
Magdalena	11.9	1.09
Sucre	10.5	0.97
San Andrés y Providencia	29.2	2.69
T O T A L	1.085.4	100.00

FUENTE : Informe Estadístico 1984  
Octubre 1985

De acuerdo con el cuadro, se observa lo siguiente :

- El 70.89% de la capacidad instalada corresponde a CORELCA y el 29.11% restante se encuentra distribuido entre las ocho filiales.

- Tal distribución condiciona los niveles de autosuficiencia de las electrificadoras que con su capacidad instalada no logran abastecer los mercados que sirven, a excepción de San Andrés y Providencia que co-

responde a un sistema aislado.

#### 4.2.4 Generación

Las plantas propias de CORELCA generaron el 75.07% de la energía producida por el GRUPO ( la cual fue para 1984 de 4560.6 Gw.h ( Cuadro N° 34 ).

CUADRO N° 34

C O R E L C A

GENERACION POR ELECTRIFICADORA ( 1984 )

	Generación Bruta (GW.H)	Porcentaje (%)
Plantas Propias	3.423.5	75.07
Electrificadora del Atlántico	748.7	16.42
Electrificadora de Bolívar	206.9	4.53
Electrificadora del Cesar	12.5	0.27
Electrificadora de Córdoba	92.7	2.03
Electrificadora de la Guajira	0.0	0.00
Electrificadora del Magdalena	9.9	0.22
Electrificadora de Sucre	0.0	0.00
Electrificadora de San Andrés	66.4	1.46
Total Electrificadoras	1.137.1	24.93
GRUPO CORELCA	4.560.6	100.00

FUENTE : Informe Estadístico 1984  
ICEL, octubre 1985.

De acuerdo a su condición de socio de ISA, CORELCA adquiere la energía que requiere para satisfacer la demanda total de los mercados servidos por las electrificadoras. Para el año 1984, la proporción de compras con respecto a la energía disponible fue de 1.19%, de acuerdo al Cuadro N° 35.

## CUADRO N° 35

## C O R E L C A

## RELACION ENERGIA COMPRADA / VENDIDA RESPECTO A LA DISPONIBLE

	GW.H	%
Generación Bruta GRUPO CORELCA	4.560.6	98.81
Compras a otros sistemas	606.7	13.14
Ventas a otros sistemas	(551.7)	(11.95)
Compras Netas	55.0	1.19
Energía disponible	4.615.6	100.00
Consumo propio	(277.8)	(6.02)
Pérdidas	(1.052.4)	(22.80)
Energía Vendida Usuarios	3.285.4	71.18

FUENTE : Informe Estadístico 1984  
ICEL, octubre de 1985

La proporción de pérdida de energía en relación con la energía disponible representa el 22.8% ( 1.052.4 MW ), porcentaje superior al correspondiente al Grupo ICEL ( 21.12% ).

#### 4.2.5 Población Servida

Tal como se indicó anteriormente, en el Cuadro N° 30, CORELCA ocupa el segundo lugar en cuanto a población a servir con un total de 6.3 millones de habitantes, de los cuales sirve 3.1 millones, lo que representa el 49.95% del total.

A nivel de electrificadoras, el porcentaje de cobertura oscila entre un 31.14% y un 74.16%, de acuerdo con el cuadro que se incluye a continuación :

CUADRO N° 36

C O R E L C A

## INDICE DE COBERTURA DE LAS ELECTRIFICADORAS

	Población a Servir	%	Población Servida	%	Cobertura %
Atlántico	1'539.665	24.32	1'141.788	36.11	74.16
S. Andrés y Prov.	41.030	0.65	24.909	0.79	60.71
Bolívar	1'250.809	19.76	633.316	20.03	50.63
Magdalena	763.646	12.06	360.312	11.39	47.18
Sucre	578.330	9.14	268.353	8.49	46.40
Guajira	378.873	5.98	142.307	4.50	37.56
Córdoba	1'075.131	16.98	372.087	11.77	34.61
Cesar	703.667	11.11	219.111	6.92	31.14
G R U P O	6'331.151	100.00	3'162.183	100.00	49.95

FUENTE : Informe Estadístico 1984  
ICEL, octubre de 1985

#### 4.2.6 Indicadores de Gestión

De manera similar a lo comentado en las Electrificadoras del Grupo ICEL, conviene destacar algunos aspectos, referidos al comportamiento de los indicadores estructurados para el Grupo CORELCA ( Cuadro N° 37 ).

1. Electrificadora del Atlántico S.A. La mayor cobertura en cuanto a población atendida con un 74.16%, tiene la capacidad instalada mayor del Grupo y el mejor factor de utilización de sus unidades de generación; sin embargo el porcentaje de pérdidas alcanza un 26.94%, uno de los más elevados del sistema, factor que limita sus niveles de eficiencia.

2. Electrificadora de San Andrés y Providencia. El reducido número de habitantes ( 41 mil ) facilita un nivel de cobertura del 60.71%, que si bien no es el óptimo es uno de los mejores del Grupo CORELCA. Por ser un sistema aislado su autosuficiencia es total ya que no puede importar energía de otros sistemas. Nuevamente es importante destacar el nivel de pérdidas que en este caso es del 19.59%.

3. Electrificadora de la Guajira S.A. Esta Empresa tiene una cobertura del 37.56% ( 142 mil habitantes ) en relación con la población a servir ( 378 mil habitantes ), lo que representa el índice más bajo dentro de las ocho electrificadoras del Grupo CORELCA. Inversamente, tiene el nivel de pérdidas más alto al colocarse en un 33.03%.

También en el Grupo CORELCA se determinan discrepancias importantes

CUADRO N° 37

C O R E L C A

INDICADORES DE ESTRUCTURA Y DESEMPEÑO OPERACIONAL  
ELECTRIFICADORA GRUPO CORELCA

	Población a Atender	Población Atendida	Cobertura	Capacidad Instalada ( MW )	Generación de Energía ( GW.h )	Factor de Utilización	Coef. de Autosuficiencia	Porcentaje de Pérdidas
Atlántico	1'539.665 (1)	1'141.788 (1)	74.16 (1)	136.0 (1)	748.7 (1)	0.63 (1)	0.40 (2)	26.94 (5)
Bolívar	1'250.809 (2)	622.216 (2)	50.63 (3)	53.9 (2)	206.9 (2)	0.44 (2)	0.26 (4)	13.63 (2)
Cesar	703.667 (5)	219.111 (7)	31.14 (8)	22.7 (5)	12.5 (5)	0.06 (6)	0.08 (5)	27.64 (6)
Córdoba	1'075.131 (3)	372.087 (3)	34.61 (7)	39.0 (3)	92.7 (3)	0.27 (3)	0.35 (3)	23.81 (4)
Guajira	378.873 (7)	142.307 (8)	37.56 (6)	12.7 (6)	0.0 (7)	0.00 (7)	0.00 (7)	33.03 (8)
Magdalena	763.646 (4)	360.312 (4)	47.18 (4)	11.9 (7)	9.9 (6)	0.10 (5)	0.03 (6)	32.07 (7)
Sucre	578.330 (6)	268.353 (5)	46.40 (5)	10.5 (8)	0.0 (7)	0.00 (7)	0.00 (7)	12.52 (1)
San Andrés	41.030 (8)	24.909 (6)	60.71 (2)	29.2 (4)	66.4 (4)	0.26 (4)	1.00 (1)	19.59 (3)

FUENTE : Información Estadística  
ICEL, octubre de 1985.

( ): Entre paréntesis, la posición que ocupan dentro del GRUPO.



entre las electrificadoras, lo que propicia al igual que en ICEL, la adopción de medidas globales, particularmente para reducir los niveles de pérdidas, factor que condiciona los niveles de eficiencia y por ende los rendimientos económicos de cada empresa.

## 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 CONCLUSIONES

El Sistema Eléctrico Nacional se caracteriza por el concurso de entidades de distinta naturaleza jurídica y condiciones de operación diferentes, lo que determina un crecimiento desarticulado con las consecuencias evidenciadas a través del presente informe, tales como el sobredimensionamiento de la capacidad instalada, el crecimiento sostenido de las pérdidas y un régimen tarifario para cada empresa.

Las proyecciones financieras son representativas de un ejercicio matemático que no se corresponde con el comportamiento histórico y actual de la demanda del sistema, el incremento de las pérdidas de energía y por ende con los resultados de operaciones esperados, sustentados sobre la base de aumentos progresivos de las tarifas, sin considerar niveles de eficiencia factibles de ser cumplidos en el período a que corresponde.

La capacidad de respuesta de ISA para liderizar el Sistema Eléctrico Nacional está representado básicamente por la ejecución de estudios y proyectos, sin que se evidencie una decidida participación en la búsqueda de soluciones que permitan evaluar y reducir las pérdidas del sistema en el

que participa, aun cuando uno de sus socios, el ICEL, ha desarrollado estudios para cuantificar y formular recomendaciones para reducir las.

El sistema presupuestario de ISA no se corresponde con las características de la empresa, ya que no permite asociar los recursos financieros con las metas que se estiman alcanzar en un período determinado, particularmente en la generación y transmisión de energía y potencia, así como en la construcción de obras.

## 5.2 RECOMENDACIONES

La reorganización del Sistema Eléctrico Nacional a nivel institucional se plantea como la alternativa válida para conjugar planes, programas y políticas, donde las decisiones adoptadas a nivel regional, guarden estrecha relación con las directrices nacionales.

La consideración de los factores legales, económicos, financieros y sociales, ameritan de un detenido estudio de tal forma que la reorganización del sistema se produzca de manera armónica con la tendencia a establecer el equilibrio económico entre las diferentes organizaciones que lo conforman.

Las proyecciones financieras del Sistema Eléctrico Nacional, constituyen herramienta útil para la toma de decisiones, si se considera la difícil situación por la que atraviesan las empresas actualmente. En consecuencia, elaborarlas de manera optimista, es utilizar criterios donde se

abstrae parte de una realidad que necesariamente influye sobre cualquier simulación. La revisión de tales proyecciones deberá incluir con amplitud las bases que las sustentan y particularmente las referidas a los niveles de pérdida del sistema.

La clasificación de las pérdidas del Sistema Eléctrico Nacional, en pérdidas blancas y pérdidas negras permite formular recomendaciones que en vista de los limitados recursos disponibles, representen a corto plazo una disminución de las mismas con una mínima incidencia de costos:

#### Pérdidas Blancas

- Determinar las causas del bajo factor de potencia con que están operando la mayoría de las centrales de generación y proponer un programa de corto plazo donde la compensación de reactivos en las líneas se produzca en los puntos más críticos mediante la instalación de capacitores, incluyendo a su vez la difusión necesaria para que los suscriptores industriales mejoren su factor de potencia.
- Evaluar los componentes considerados para la facturación de consumo de energía para el alumbrado público, incluyendo los consumos de balastos y luminarias, así como la pérdida producida en este servicio por mal funcionamiento de relex y fotocélulas.
- Instalar los equipos de medición, suficientes y confiables, que permitan evaluar las pérdidas en los diferentes puntos donde se produce, a fin de poder establecer las causas de las mismas y adoptar los correc-

tivos oportunos.

- Determinar la participación de las pérdidas en líneas de distribución de tal forma que se programe la modernización de las mismas de manera progresiva. Este paso se estima realizar cuando se hayan desarrollado los precedentes, particularmente en la etapa de inversión.

#### Pérdidas Negras

- Programar inspecciones periódicas a los suscriptores de mayor consumo, (industriales y comerciales) con el propósito de comprobar mediante mediciones instantáneas si los volúmenes de energía recibidos se corresponden con las mediciones de los equipos.

- Examinar las instalaciones de los equipos de medición con el propósito de corregir a tiempo posibles deficiencias en la conexión de los circuitos, cuestión que incide directamente sobre el funcionamiento de los medidores.

- Programar la calibración y/o sustitución de medidores instalados, de acuerdo con las cargas servidas y el tiempo transcurrido desde su instalación.

## APENDICE A

## PROGRAMAS DE AUDITORIA OPERACIONAL

Corresponde a una de las aplicaciones específicas de las técnicas de Auditoría Operacional, representada por programas de trabajo, donde se fijan los objetivos, así como los procedimientos necesarios para alcanzarlos.

## C O N T E N I D O

		<u>Página</u>
1	FASE I	
1.1	INFORMACION ACTUALIZADA E HISTORICA	159
1.2	INDICE ARCHIVO PERMANENTE	162
2	FASE II	
2.1	INFORMACION DOCUMENTARIA	170
3	FASE III	
3.1	PROCESO DE GENERACION	
3.1.1	Hidráulica	172
3.1.2	Térmica	175
3.2	SISTEMA DE TRANSMISION ELECTRICA	177
3.3	PRESUPUESTO Y PROYECCIONES FINANCIERAS	179
3.4	INVERSIONES EN PROYECTOS DE CONSTRUCCION	185
3.5	EXAMEN DEL PROYECTO EN CONSTRUCCION	195
3.6	ORGANIZACION, METODOS Y SISTEMAS ( O.M.S. )	200
3.7	SEGURIDAD INDUSTRIAL	206
3.8	FORMATOS	208/212





**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # \_\_\_\_\_

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVARef. 111-1DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Des.

Fase 1

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>6. <u>Políticas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Obtenga información verbal o documentada sobre las principales políticas, en aspectos financieros, administrativos, operativos y técnicos (Inversiones). Determine la política general aplicable a estas actividades.</li> </ul>			
<p>7. <u>Métodos Operativos:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Obtener información general-narrativa por cada una de las principales actividades de la Empresa, como base de planeación del trabajo a realizar posteriormente.</li> </ul>			
<p>8. <u>Problemas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Determine y describa brevemente los problemas que se hayan identificado.</li> </ul>			
<p>9. <u>Auditoría Interna:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Obtención informes de los tres (3) últimos años.</li> </ul>			
<p>10. <u>Varios:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Obtenga adicionalmente otra información que considere útil para cumplir con los objetivos del trabajo.</li> </ul>			
<p>C. <u>Métodos para Obtener la Información</u></p> <p>Con el propósito de obtener la información anteriormente mencionada, lleve a cabo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Entrevistas con diferentes directivos de la Empresa.</li> <li>- Conferencias</li> <li>- Examen de documentos</li> <li>- Indagación, e</li> <li>- Inspección física de las principales actividades de la Empresa y su ubicación.</li> </ul>			
<p>D. <u>Fuentes de Información</u></p> <p>Como fuentes para obtener la información requerida, se puede contar con:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El archivo de la Contraloría</li> <li>- Archivo del Ministerio de Minas</li> </ul>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

HOJA # \_\_\_\_\_

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA  
DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Des.

Ref: 111-2  
Fase 1

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diferentes áreas de la Empresa.</li> <li>- Otras Empresas del Sector</li> <li>- Superintendencia de sociedades.</li> </ul>			
<p>E. <u>Recursos Humanos</u></p> <p>Para realizar esta primera Fase de la Auditoría Operacional, se consideró que se requiere de un grupo interdisciplinario de cinco (5) personas de tiempo completo.</p>			
<p>F. <u>Tiempo Estimado</u></p> <p>Con base en el punto anterior se estimó que para realizar esta fase del trabajo, se necesitarían cinco (5) días hábiles. (Total Horas: diario - 8 x 5 = 40 horas diarias x 5 días = 200 horas.</p>			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION: AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA  
 DIVISION: Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

TIPO DE ACTUACION: AUDITORIA OPERACIONAL

INDICE	
REF.	<u>V/F-112</u>
FASE	<u>1</u>

ALCANCE: Elaboración índice y contenido del Archivo permanente

ENTIDAD: Interconexión Eléctrica S.A. "ISA"

FECHAS PROGRAMADAS:  
 INICIO:            TERMINACION:             
DIA MES AÑO                      DIA MES AÑO

FECHAS EFECTIVAS:  
 INICIO:            TERMINACION:             
DIA MES AÑO                      DIA MES AÑO

**OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS**

ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
-----------------	-------------	---------

**OBJETIVOS:**

Determinar el Índice y Contenido del Archivo Permanente para la Auditoría Operacional practicada en "ISA".

Procedimientos:

De acuerdo con el Programa de Auditoría establecido en la Fase 1 y los objetivos propuestos para la Fase 2, proceda a relacionar los conceptos Integrados de la Información requerida, utilizando el Sistema de referenciación Numérica.

**RESULTADOS**

AUDITORIA OPERACIONAL  
 INDICE PARA EL ARCHIVO PERMANENTE

- 100. PLANEACION DEL TRABAJO
- 101. Cronograma de Actividades
- 111. Programa de Auditoría Operacional
- 121. Control Individual de Tiempo
- 131. Instrucciones sobre la Auditoría e Informes
- 141. Visitas a cada lugar de la Entidad
- 151. Memorandos sobre conferencias con Directivos de la Empresa
- 161. Programa General de Areas para examinar detalladamente.

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

HOJA # \_\_\_\_\_

A/P. 112-1

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA INTERNACIONAL  
DIVISION Auditoría Financiera Internacional y Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
171. Copias Informes de Auditoría			
200. <u>DISPOSICIONES LEGALES</u>			
201. Escritura de Constitución y Reformas			
211. Estatutos			
221. Reglamento de Trabajo			
231. Pactos Sindicales y Convención Colectiva			
241. Resoluciones Generales			
251. Leyes y Decretos			
261. Actas Asambleas de Socios			
271. Actas Junta Directiva			
281. Actas Comite <sup>S</sup>			
291. Contratos, Convenios y Acuerdos			
300. <u>ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA</u>			
301. Historia			
311. Antecedentes			
321. Propósitos			
400. <u>ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL</u>			
401. Organigramas			
421. Descripción de Funciones			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

## CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA

HOJA # \_\_\_\_\_

## PROGRAMA DE TRABAJO

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA INTERNACIONAL  
 DIVISION Auditoria Financiera Internacional y Proyectos de Desarrollo

Ref. 112-2

Fase 1

## OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS

ESTIMADO  
H/HREAL  
H/H

VARIAC.

431. Procedimientos

441. Manual de Compras

451. Manual de Contabilidad

461. Auditoría Interna

471. Control Fiscal - Auditoría Fiscal

481. Presupuestos.

491. Manual de Contratación

500. RECURSOS :

501. Propios

511. Internos

521. Externos

531. De capital

600. OTRA INFORMACION FINANCIERA

601. Costos de Operación

611. Presupuesto

621. Préstamos

631. Estados Financieros Básicos

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

HOJA # \_\_\_\_\_

DIRECCION: AUDITORIA FINANCIERA INTERNACIONAL  
DIVISION: Auditoria Financiera Internacional y Proyectos de Desarrollo

Ref. 112-3

Fase 1

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
700. <u>POLITICAS Y NORMAS DE LA EMPRESA</u>			
701. Generales			
711. Financieras			
721. Administrativas			
731. Operativas			
741. Técnicas			
800. <u>METODOS OPERATIVOS</u>			
801. Producción			
811. Mantenimiento			
821. Pruebas de Funcionamiento			
831. Seguridad Industrial			
841. Del C.N.T.C.			
851. Administrativos			
861. Financieros			
871. Contables			
881. Sistemas de computación			
900. <u>PROBLEMAS IDENTIFICADOS</u>			
901. De Tipo Legal			
911. Organizacional			
921. Financieros			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

PROGRAMA DE TRABAJO

AUDITORIA FINANCIERA INTERNACIONAL

Ref. 1124

DIRECCION  
DIVISION

Auditoría Financiera Internacional y Proyectos de Desarrollo

Fase 1

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
931. Políticas y Normas			
941. Operacional			
951. Controles			
961. Del Sector			
1000 <u>AUDITORIA INTERNA</u>			
1.001 Programas de Trabajo			
1.051 <sup>11</sup> Soportes (P/T)			
1.021 Informes			
1.100 <u>AUDITORIA FISCAL</u>			
1.101 Programas de Trabajo			
1.111 Soportes (P/T.)			
1.121 Informes			
1.200 <u>ASUNTOS VARIOS</u>			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

AUDITORIA OPERACIONAL

Archivo Permanente

I N D I C E

100	<u>PLANEACION DEL TRABAJO</u>
101-109	Cronograma de actividades
111-119	Programas de Auditoría Operacional
121-129	Control Individual de Tiempo
131-139	Instrucciones sobre la Auditoría e Informes
141-149	Visitas a cada lugar de la Entidad
151-159	Memorandos sobre Conferencias con Directivos de la Empresa
161-169	Programa General de Areas para Examinar Detalladamente.
171-179	Copias Informes de Auditoría
200	<u>DISPOSICIONES LEGALES</u>
201-209	Escritura de Constitución y Reformas
211-219	Estatutos
221-229	Reglamento de Trabajo
231-239	Pactos Colectivos y Convenciones Sindicales
241-249	Resoluciones Generales
251-259	Leyes y Decretos
261-269	Actas Asambleas de Socios
271-279	Actas Junta Directiva
281-289	Actas Comités
291-299	Contratos, Convenios y Acuerdos
300	<u>ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA</u>
301-309	Historia
311-319	Antecedentes
321-329	Propósitos
331-339	Proyectos de Inversión
400	<u>ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL</u>
401-409	Organigramas
411-419	
421-429	Descripción de Funciones
431-439	Procedimientos
441-449	Manual de Compras
451-459	Manual de Contabilidad



461-469	Auditoría Interna
471-479	Control Fiscal - Revisoría Fiscal
481-489	Presupuestos
491-499	Manual de Contratación
500	<u>RECURSOS</u>
501-509	Propios
511-519	Internos
521-529	Externos
531-539	De Capital
600	<u>OTRA INFORMACION FINANCIERA</u>
601-609	Costos de Operación
611-619	Presupuesto
621-629	Préstamos
631-639	Estados Financieros Básicos
700	<u>POLITICAS Y NORMAS DE LA EMPRESA</u>
701-709	Generales
711-719	Financieras
721-729	Administrativas
731-739	Operativas
741-749	Técnicas
800	<u>METODOS OPERATIVOS</u>
801-809	Producción
811-819	Mantenimiento
821-829	Pruebas de Funcionamiento
831-839	Seguridad Industrial
841-849	Del Centro Nacional de Telecomunicaciones y Control -C.N.T.C.-
851-859	Administrativos
861-869	Financieros
871-879	Contables
881-889	Sistemas de Computación
900	<u>PROBLEMAS IDENTIFICADOS</u>
901-909	De Tipo Legal
911-919	Organizacional
921-929	Financieros
931-939	Políticas y Normas
941-949	Operacional
951-959	Controles
961-969	Del Sector
1000	<u>AUDITORIA INTERNA</u>
1001-1009	Programa de Trabajo
1011-1019	Soportes (P/T)
1021-1029	Informes

1100	<u>AUDITORIA FISCAL</u>
1101-1109	Programas de Trabajo
1111-1119	Soportes (P/T)
1121-1129	Informes
1200	<u>ASUNTOS VARIOS</u>

Medellín, Abril de 1986

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

DIRECCION: AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA  
DIVISION: Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

TIPO DE ACTUACION:		INDICE	
AUDITORIA OPERACIONAL		REF.	AP-113
		FASE	2
ALCANCE: Información Documentaria Hasta el 30 de Abril de 1986		ENTIDAD: INTERCONEXION ELECTRICA S.A. "ISA"	
FECHAS PROGRAMADAS:		FECHAS EFECTIVAS:	
INICIO: 28.04.86 DIA MES AÑO	TERMINACION 05.05.86 DIA MES AÑO	INICIO: _____ DIA MES AÑO	TERMINACION: _____ DIA MES AÑO

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC
<p><u>REVISION GENERAL DE LOS OBJETIVOS</u></p> <p><u>POLITICAS Y NORMAS</u> .</p> <p>A. <u>Objetivos:</u></p> <p>Estudio, Clasificación y revisión de la información obtenida para comprender los objetivos, políticas y normas de la Empresa, el alcance de sus actividades autoridad y responsabilidad conferida a los funcionarios, y la forma en que dichos objetivos se desarrollan y financian.</p> <p>B. <u>Procedimientos:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Revisión y análisis de la documentación obtenida en la Fase 1.</li> <li>Con base en las pautas de la Fase 1, resume brevemente los principales aspectos de objetivos, políticas y normas para cada actividad, especialmente sobre los siguientes puntos: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Historia de la Empresa</li> <li>- Objetivos</li> <li>- Responsabilidades</li> <li>- Disposiciones legales y administrativas</li> <li>- Método de Financiamiento por recursos propios, externos e internos</li> <li>- Determinación de los Proyectos de la Empresa.</li> <li>- Determine las principales políticas financieras, administrativas, operativas de inversión y ventas.</li> <li>- Métodos operativos de la empresa o Sector Eléctrico con relación al mantenimiento, distribución y generación.</li> </ul> </li> <li>Describe y comente los principales problemas identificados la Fase 1.</li> <li>Tome nota de cualquier actividad autorizada por la Junta Directiva de la Empresa que no se esté llevando a cabo.</li> </ol>			

ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:
----------------	--------	---------------	--------

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

HOJA # \_\_\_\_\_

AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

Ref 113-1

DIRECCION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo  
DIVISION

Fase 2

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>5. Señale los manuales existentes y comente cada uno de ellos.</p> <p>6. Con relación a los informes de la Auditoría Interna y Externa determine su periodicidad, alcance y a quienes van dirigidos.</p> <p>7. Determine las restricciones establecidas en cada actividad por la Junta Directiva.</p> <p>8. Analice si los Estatutos están acordes con la Escritura de Constitución de la Empresa.</p> <p>9. Determine y analice los principales aspectos legales, estatutarios y otros con relación al Revisor Fiscal, Auditor Fiscal de la Contranal ante ISA y aspectos tributarios.</p> <p>10. Determine las posibles observaciones de la Superintendencia de Sociedades a ISA.</p>			
<p>C. <u>Método de Trabajo:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Análisis documentario (Resumen)</li> </ul>			
<p>D. <u>Fuentes de Información:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Archivo permanente de la Auditoría Operacional (Fase 1) y Financiera (Auditoría Fiscal).</li> </ul>			
<p>E. <u>Recursos Humanos:</u></p> <p>Para la realización de esta segunda Fase de la Auditoría Operacional, se determinó que se requiere de un grupo interdisciplinario de cinco (5) personas de tiempo completo.</p>			
<p>F. <u>Tiempo Estimado:</u></p> <p>Basado en lo anterior se estimó que para llevar a cabo esta fase del trabajo, se necesitarán cinco (5) días hábiles , para un total de 200 horas.</p>			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA OPERATIVA  
DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

TIPO DE ACTUACION:  AUDITORIA OPERACIONAL	INDICE	
	REF.	<u>8/P-114</u>
	FASE	3

ALCANCE: Gerencia de Operaciones Plantas Térmicas e Hidráulicas	ENTIDAD: Interconexión Eléctrica S.A. "ISA"
--	--

FECHAS PROGRAMADAS:	FECHAS EFECTIVAS:
INICIO: _____ TERMINACION: _____ DIA MES AÑO DIA MES AÑO	INICIO: _____ TERMINACION: _____ DIA MES AÑO DIA MES

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARI.
----------------------------	-----------------	-------------	-------

EVALUACION DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO

Las actividades relacionadas con la operación del sistema interconectado, incluyendo la operación de las plantas de Generación de ISA, están a cargo de la Gerencia de Operaciones y para fines de la evaluación del sistema de control interno, se considera conveniente la descripción de 2 aspectos fundamentales :

1. La interconexión de los sistemas de producción como alternativa para optimizar el uso de las capacidades instaladas y las reservas de generación del sistema.
2. La operación económica de las Unidades de Generación, en el entendido que el costo de producción de cada planta determina su utilización en el sistema.

De acuerdo con los aspectos señalados a continuación se definen los objetivos de la evaluación del sistema de control interno del área de operaciones de ISA.

Objetivos:

1. Evaluar los procedimientos utilizados por la Empresa para cerciorarse del cumplimiento de los programas de producción de acuerdo con los requerimientos del sistema interconectado.
2. Determinar las características y periodicidad de las pruebas para acreditar las capacidades instaladas al sistema interconectado, así como el sistema de información para obtener costos de operación actualizados.

Procedimientos:

1. Determine la existencia y aprobación de las políticas de planeación y operación del sistema interconectado y si las mismas son comunicadas a los responsables de su cumplimiento tanto a nivel de ISA como de las empresas involucradas en la operación del sistema.

ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:
----------------	--------	---------------	--------

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

HOJA # \_\_\_\_\_

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

Ref 114-1

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

Fase 3

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>2. Determine si existen programas de producción de las plantas que integran el sistema interconectado definidos en función de los pronósticos de demanda y su concordancia con las políticas de la empresa.</p> <p>3. Determine los métodos utilizados por ISA para comprobar el cumplimiento de los programas y políticas así como el análisis de las desviaciones entre los programado y lo ejecutado.</p> <p>4. Compruebe si los programas de producción se definen de acuerdo con los recursos requeridos para la operación de las plantas, las actividades mínimas para la sincronización de las unidades y el tiempo calculado en función de los índices de uso, disponibilidad e indisponibilidad de cada una de ellas.</p> <p>5. Determine si existen políticas y programas de mantenimiento, de acuerdo con las especificaciones de los fabricantes de las plantas.</p> <p>6. Comprobar el cumplimiento de los programas de mantenimiento y si se efectúa el registro estadístico de los resultados de los mismos.</p> <p>7. Determine si se estructuran programas de compras de repuestos de acuerdo con los requerimientos de los mantenimientos programados, así como de las reparaciones.</p> <p>8. Verificar si existe una programación de las pruebas y cerciorarse de su cumplimiento.</p> <p>9. Seleccione las pruebas que se llevan específicamente en una Central y tome una muestra representativa de ellas, clasificándolas según los equipos a los cuales se les realiza.</p> <p>10. Estudie detenidamente la forma como se realizan las pruebas, con qué propósito se realizan, cómo se miden los resultados y sus bases de comparación con lo esperado según las especificaciones.</p> <p>11. Si no existe o no se lleva a cabo la programación, obtenga la debida autorización de la Gerencia para realizar las pruebas.</p> <p>12. Defina junto con el Ingeniero Delegado por la Gerencia Operativa, cuáles son las pruebas que se van a realizar, descartando aquéllas que por su extrema dificultad o costo no sean factibles de realizar.</p>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

HOJA # \_\_\_\_\_

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA  
DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

Ref 114-2  
Fase 3

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>13. Elabore un cronograma de actividades para el trabajo de campo.</p> <p>14. Trabajo de campo. Lleve a cabo la ejecución de las pruebas previamente establecidas.</p> <p>15. Redacción del informe. Compare y evalúe las variaciones significativas con respecto a lo especificado.</p>			
<p>16. Presentación del informe.</p>			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

TIPO DE ACTUACION:

AUDITORIA OPERACIONAL

INDICE

REF.	A/P-114-5
FASE	3

ALCANCE:

PLANTA TERMICA

ENTIDAD:

Interconexión Eléctrica S.A.  
"ISA"

FECHAS PROGRAMADAS:

INICIO:

\_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_  
DIA MES AÑO

TERMINACION

\_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_  
DIA MES AÑO

FECHAS EFECTIVAS:

INICIO:

\_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_  
DIA MES AÑO

TERMINACION:

\_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_  
DIA MES AÑO

**OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS**

ESTIMADO  
H/H

REAL  
H/H

VARIAC.

EVALUACION DEL CONTROL INTERNO

A. Objetivos:

Evaluar la efectividad del control Interno en el Proceso de Generación Térmica.

B. Procedimientos

1. Examinar las políticas de operación de las Plantas Térmicas y su relación con las políticas generales de operación del "sistema".
2. Determine si existen programas sobre la operación de las plantas Termicas y su concordancia con las políticas de la Empresa.
3. Identifique los métodos utilizados por ISA para comprobar en las Plantas Térmicas el cumplimiento de los programas y políticas así como el análisis de las desviaciones entre lo programado y lo ejecutado.
4. Compruebe si los programas de producción Térmica se definen de acuerdo con los recursos requeridos para la operación de las correspondientes plantas, las actividades mínimas para la sincronización de las Unidades y el tiempo calculado en función de los índices de uso, disponibilidad e indisponibilidad de cada una de ellas.
5. Determine si existen políticas y programas de mantenimiento, de acuerdo con las especificaciones de los fabricantes de las Plantas.
6. Determine si se estructuran programas y presupuestos de compras e inventarios de combustibles para operación y repuestos para reparaciones y mantenimiento y si éstos son debidamente aprobados y elaborados con base en las especificaciones técnicas

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:



**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # \_\_\_\_\_

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA  
DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

A/P-114-6

Ref.

Fase: 3

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>de la Planta. Indique además que tipo de controles se producen para éstas operaciones y si éstas garantizan su cumplimiento oportuno.</p> <p>7. Establezca si existen los controles adecuados que permitan evaluar los resultados financieros de la producción.</p> <p>8. Examine los métodos de control existentes en la producción de la Planta en los niveles de combustibles (entrada y desechos) y Generación.</p> <p>9. Determine que tipo de información se presenta sobre la producción y si ésta permite la toma oportuna de decisiones.</p> <p>10. Establezca la existencia de controles sobre contaminación ambiental y su relación con las normas existentes sobre la materia.</p> <p>11. Estudie la organización de la Planta, niveles de autoridad y responsabilidad, cargas de trabajo, horarios y condiciones locativas.</p> <p>12. Con el examen de la información sobre las plantas anteriores, determine las posibles áreas críticas, que pueden ser entre otras el combustible, mantenimiento y la operación misma.</p>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION Auditoría Financiera y Operativa

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

TIPO DE ACTUACION:

AUDITORIA OPERACIONAL

INDICE

REF. A/P-114-10

FASE 3

ALCANCE:

Sistema de Transmisión Eléctrica

ENTIDAD:

Interconexión Eléctrica  
S.A. "ISA"

FECHAS PROGRAMADAS:

INICIO:

\_\_\_\_\_  
DIA MES AÑO

TERMINACION

\_\_\_\_\_  
DIA MES AÑO

FECHAS EFECTIVAS:

INICIO:

\_\_\_\_\_  
DIA MES AÑO

TERMINACION:

\_\_\_\_\_  
DIA MES AÑO

**OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS**

ESTIMADO  
H/H

REAL  
H/H

VARIAC.

EVALUACION DE CONTROL INTERNO:

Introducción:

La segunda etapa en el proceso de producción de la industria eléctrica está representada por la transmisión de la energía en alta tensión desde las plantas de producción, hasta los puntos de frontera.

Para fines de evaluación se consideran fundamentales los controles ejercidos por la Empresa, sobre los bloques de energía producidos, la eficiencia de los equipos de transformación, la confiabilidad de las protecciones y los programas de mantenimiento de líneas y equipos.

Objetivos:

1. Determinar los procedimientos de control y evaluación en el proceso de transmisión de energía.
2. Evaluar si las pérdidas de transmisión se mantienen dentro de rangos considerados razonables.

Procedimientos:

1. Solicitar los manuales de operación e identificar los principales términos y unidades de medida referidos a la generación bruta, consumos internos de planta, pérdidas de transformación y en línea.
2. Obtener los reportes de planta y determinar su contenido, frecuencia y su destino.
3. Estudiado el contenido de los reportes, seleccionar una muestra representativa, que puede ser del mes de operación próximo inmediato a la fecha de la visita, con el propósito de verificar:

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # 2DIRECCION Auditoría Financiera y Operativa

A/P-114-11

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>a) La energía bruta representada por el bloque de energía producida sin considerar los consumos de planta y las pérdidas de transformación.</p> <p>b) Que los consumos internos y pérdidas de transformación se correspondan con las especificaciones respectivas.</p> <p>c) Que los reportes sean elaborados y enviados oportunamente a quien corresponda, así como su oportuno análisis a nivel de planta y de usuarios.</p> <p>4. Obtenga los procedimientos correspondientes a la verificación y mantenimiento de la capacidad dieléctrica del aceite y determine si se efectúa la recirculación periódica del aceite del transformador, con el propósito de observar las especificaciones con respecto a límites de humedad e impurezas. Este procedimiento es válido para los transformadores instalados a la salida del generador, así como los que operan en las Subestaciones.</p> <p>5. Determine si existe control y evaluación de la frecuencia, causa y duración con que actúan las protecciones en las Subestaciones.</p> <p>6. Obtenga los programas de mantenimiento y despeje de las zonas de líneas de transmisión y compruebe su cumplimiento y evaluación.</p> <p>7. Compruebe los procedimientos para determinar los bloques de energía entregados en los puntos de la frontera.</p>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

TIPO DE ACTUACION:		INDICE	
AUDITORIA OPERACIONAL		REF.	AP-115
		FASE	3
ALCANCE: PRESUPUESTOS		ENTIDAD: Interconexión Eléctrica S.A.	
FECHAS PROGRAMADAS:		FECHAS EFECTIVAS:	
INICIO:	TERMINACION:	INICIO:	TERMINACION:
DIA MES AÑO	DIA MES AÑO	DIA MES AÑO	DIA MES AÑO
OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS		ESTIMADO H/H	REAL H/H
VARIAC.			
<p><u>EVALUACION DEL CONTROL INTERNO</u></p> <p><u>INTRODUCCION:</u></p> <p>El ciclo presupuestario comprende las fases de formulación, ejecución y control, las cuales se rigen por principios como el equilibrio presupuestario, la periodicidad y la unidad de presupuesto. Así entendido el presupuesto es una herramienta financiera que facilita la toma de decisiones en cuanto a las necesidades de recursos para inversión y gastos de funcionamiento y la consecución de las fuentes de financiamiento para el logro de las metas establecidas.</p> <p>ISA lleva a cabo su planeación financiera por medio de una proyección a 10 años, complementada con presupuestos a corto plazo y flujo de caja trimestrales, que proporcionan los parámetros de ajustes necesarios para actualizar tales proyecciones, de acuerdo con los modelos financieros disponibles de la Empresa.</p> <p>Adicionalmente ISA coordina y consolida la información sobre proyección financiera del Sector Eléctrico a 10 años con las empresas socias y sus respectivas filiales.</p> <p>El Flujo de Caja Trimestral está a cargo del Departamento de Tesorería General.</p> <p>El Presupuesto Anual y las Proyecciones Financieras a 10 años, así como el Consolidado del Sector Eléctrico están a cargo del Departamento de Planeación Financiera, lo cual es tema de la presente evaluación.</p> <p>Cada dependencia (Centro de Costo) suministra la información del presupuesto de egresos al Departamento de Planeación Financiera y la Unidad de planeamiento Energético informa sobre los estimados por ventas de energía para el Presupuesto de Ingresos.</p>			
ELABORADO POR:		FECHA:	
APROBADO POR:		FECHA:	

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA A/P. 115-1  
DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p><u>Objetivos:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Determinar el cumplimiento de los principios aplicados por ISA, durante la ejecución del ciclo presupuestario.</li> <li>2. Evaluar los procedimientos aplicados por la Empresa en la formulación, ejecución y Control del Presupuesto a mediano y largo plazo.</li> <li>3. Evaluar los distintos aspectos concernientes al Presupuesto Consolidado del Sector Eléctrico.</li> </ol> <p><u>Procedimientos:</u></p> <p>A. <u>Presupuesto Anual</u></p> <p><u>Formulación</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Determinar y analizar qué normas y reglamentaciones del Presupuesto son aplicables a la Empresa (Decretos, Leyes, Estatutos, Resoluciones).</li> <li>2. Describir las bases para la elaboración del presupuesto respecto a las políticas y procedimientos fijados, determinando su razonabilidad.</li> <li>3. Resumir y evaluar los procedimientos seguidos por la Empresa para la integración del Presupuesto de Ingresos y Egresos.</li> <li>4. Indagar sobre el método utilizado por la Empresa para estimar los ingresos y gastos del ejercicio considerando:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- La clasificación de los ingresos de acuerdo con las fuentes de recursos financieros.</li> <li>- El detalle de los ingresos propios, producto de sus operaciones, los recursos de Capital, según correspondan a crédito interno y externo y la transferencia de recursos del Presupuesto Nacional y aportes de Capital.</li> <li>- La clasificación de los gastos en gastos de funcionamiento y de Inversión.</li> <li>- El procedimiento seguido para la recapitulación y validación de la información utilizada para estructurar el presupuesto de gastos.</li> </ul> </li> </ol>			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P-115-2

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>5. Determinar la existencia de cronograma del presupuesto en cuanto a las etapas de su elaboración.</p> <p>6. Determine los recursos humanos, técnicos y materiales que dispone la Empresa para la elaboración del Presupuesto.</p> <p>7. Concretar y describir los niveles de autorización y aprobación del Presupuesto.</p> <p>8. Compruebe selectivamente si la elaboración del Presupuesto corresponde a las bases fijadas inicialmente.</p>			
<p><u>Ejecución:</u></p>			
<p>9. Comprobar el cumplimiento de normas y procedimientos referidos a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Asignación presupuestaria a nivel de los centros de Responsabilidad.</li> <li>- Control de los ingresos percibidos Vrs. los ingresos presupuestados.</li> <li>- Codificación de los conceptos, de acuerdo con las partidas presupuestarias.</li> <li>- Oportunidad en el registro de las transacciones en el sistema de Contabilidad Presupuestaria y Contabilidad General.</li> <li>- Tratamiento presupuestario, a las partidas que no representan en forma directa ingresos y egresos de dinero en efectivo, tales como la depreciación, provisión para cuentas incobrables, etc.</li> <li>- Oportunidad y confiabilidad de los informes de ejecución presupuestaria.</li> <li>- Determinar el número, frecuencia y causa de las modificaciones presupuestarias.</li> <li>- Verificar si la estimación de los ingresos se fundamentan en los proyectos de generación.</li> </ul>			
<p><u>Control:</u></p>			
<p>10. Determine si la Empresa hace estudios de las variaciones que se presenten entre lo ejecutado y lo presupuestado.</p>			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # 4

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P. 115-3

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>11. Mediante pruebas selectivas analizar las desviaciones más importantes y verificar el origen, causa y efecto que puedan generar para el Presupuesto de Ingresos y Egresos.</p> <p>Las pruebas selectivas deben hacerse teniendo en cuenta los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Con relación a los Egresos: Por Gastos de Funcionamiento, en cuanto a los Centros de Costo, Concepto del Gasto y Servicio de la Deuda.</li> <li>- Respecto a la Inversión, por Proyectos.</li> <li>- Sobre los Ingresos: Por recursos propios, los que se refieren a las ventas de energía y aportes de los Accionistas.</li> <li>- Por líneas de Crédito, tanto nacionales como extranjeras.</li> </ul> <p>12. Determinar si se adoptan decisiones para los fines de corregir las desviaciones presentadas</p> <p>13. Verificar la coherencia entre los diferentes instrumentos de planificación y programación financiera, particularmente en los que se refieren a la consistencia y uniformidad en los métodos de cálculo y presentación de la información respectiva.</p> <p><u>B. Proyecciones Financieras a 10 Años</u></p> <p>1. Determinar y analizar qué normas o reglamentaciones son aplicadas a la Empresa para la elaboración de las Proyecciones Financieras.</p> <p>2. Determinar las bases para la elaboración de las proyecciones financieras en cuanto a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Revaluación de Activos</li> <li>- Factores de Escalación</li> <li>- Proyección de las Tasas de cambio</li> <li>- Porcentaje de depreciación</li> <li>- Cifras Históricas Contables</li> <li>- Información del Presupuesto a mediano plazo.</li> </ul> <p>3. Establecer cuál es el esquema o modelo que emplea la Empresa para obtener la información.</p>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA  
DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

A/P. 115-4

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>4. Determinar los procedimientos que desarrolla la Empresa para la integración de las proyecciones financieras en cuanto a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Recolección de información sobre egresos, perspectivas de nuevas inversiones, gastos de funcionamiento, servicio de la deuda por préstamos vigentes y futuros.</li> <li>- Consecución de información sobre ingresos, balance energético de compras y ventas de energía por proyecto y por socio.</li> <li>- Políticas de financiación.</li> </ul> <p>5. Determinar qué estados financieros se elaboran en las correspondientes proyecciones.</p> <p>6. Determinar la existencia del cronograma de proyecciones financieras para su elaboración.</p> <p>7. Establecer qué recursos humanos, técnicos y materiales se utilizan para la elaboración y análisis de las proyecciones financieras.</p> <p>8. Indagar sobre los niveles de autorización y aprobación que tienen las proyecciones financieras.</p> <p>9. Selectivamente realizar pruebas de extensión aritmética, aprobaciones, cruces y comprobaciones de la información respectiva.</p> <p>10. Determinar qué evaluación hace la empresa sobre los distintos factores tomados como base para la formulación de las Proyecciones.</p> <p>11. Determinar la periodicidad y destino de los presupuestos elaborados por la Empresa.</p> <p>12. Establecer los beneficios que representan los informes que se obtienen a través de las proyecciones financieras.</p> <p>13. Verificar la coherencia entre los diferentes instrumentos de planificación y programación financiera, particularmente en los que se refieren a la consistencia y uniformidad en los métodos de cálculo y presentación de la información respectiva.</p>			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:



**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # 6

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P. 115-5

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p><u>C. Consolidado del Sector Eléctrico</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Determinar y analizar qué normas o reglamentaciones son o deben ser aplicadas en la elaboración de las proyecciones financieras.</li> <li>2. Determinar los criterios seguidos para la elaboración del consolidado en cuanto a:               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Qué instrucciones existen para cada una de las Empresas incluídas en el documento.</li> <li>- Modelo o esquema utilizado para la recopilación de la información.</li> </ul> </li> <li>3. Establecer de qué información se parte para la elaboración del Presupuesto Consolidado del Sector Eléctrico.</li> <li>4. Analizar los métodos de validación aplicados por la Empresa, a la información recibida de las distintas entidades.</li> <li>5. Determinar los procedimientos seguidos para la integración de la información.</li> <li>6. Determine los recursos humanos, técnicos y materiales que se dispone para su elaboración.</li> <li>7. Indagar y relacionar los problemas que se presentan en la consolidación.</li> <li>8. Determinar los niveles de autorización y aprobación de las Proyecciones Financieras.</li> <li>9. Selectivamente determine la razonabilidad de los cruces de cuentas (cuentas de socios).</li> <li>10. Establecer qué clase de análisis efectúa la Empresa en el desarrollo del consolidado del Sector.</li> <li>11. Determinar la periodicidad y destino de los informes que elabora la Empresa.</li> <li>12. Determinar cuál es la utilidad del consolidado para la Empresa, el Gobierno y el Sector Eléctrico.</li> <li>13. Verificar la coherencia entre los diferentes instrumentos de planificación y programación financiera, particularmente en los que se refieren a la consistencia y uniformidad en los métodos de cálculo y presentación de la información respectiva.</li> </ol>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA  
 DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

TIPO DE ACTUACION:  AUDITORIA OPERACIONAL	INDICE	
	REF.	<u>A/P-116</u>
	FASE	<u>3</u>

ALCANCE: Inversiones en Proyectos de Construcción. ENTIDAD: Interconexión Eléctrica S.A. "ISA".

FECHAS PROGRAMADAS:		FECHAS EFECTIVAS:	
INICIO:	TERMINACION	INICIO:	TERMINACION:
_____	_____	_____	_____
DIA MES AÑO	DIA MES AÑO	DIA MES AÑO	DIA MES AÑO

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p><u>EVALUACION DEL SISTEMA DE CONTROL INTERNO</u></p> <p><u>INTRODUCCION</u></p> <p>En uso de sus facultades estatutarias, ISA desarrolla Inversiones en la Construcción de Sistemas de Generación y Transmisión de Energía, bajo diferentes modalidades. La descripción de cada una de ellas permite orientar el programa de trabajo, de acuerdo con sus características:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li><u>Contratación:</u>  Esta modalidad incluye la fórmula de los multi-contratos o la celebración de contratos únicos para los fines del estudio, diseño y ejecución de obras, por parte de ISA.</li> <li><u>Desarrollo de Proyectos Conjuntos con los Socios:</u>  - Mediante la constitución de una empresa, ISA participa como socio para el desarrollo de Proyectos cuya posterior operación se define proporcionalmente a las cuotas de cada accionista. - Convenio de participación.  De acuerdo con la estructura organizativa de ISA, corresponde a la Gerencia Técnica el cumplimiento de las funciones asociadas con los aspectos indicados, tal como se presentan a continuación:                     <ol style="list-style-type: none"> <li>Elaborar el Plan de Estudios del Sector Eléctrico Colombiano y ejecutar los estudios de reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad que le sean encomendados.</li> <li>Programar, construir y poner en marcha los proyectos de generación y sistemas de transmisión de energía eléctrica; y</li> <li>Participar en el control de los Proyectos de los Socios, en los cuales ISA tiene responsabilidad financiera significativa.</li> </ol> </li> </ol>			

ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:
----------------	--------	---------------	--------

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

A/P- 116-1

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>Identificadas las modalidades para desarrollar los Proyectos de Inversión y la Unidad Organizativa responsable, a continuación se incluyen los objetivos y procedimientos para la evaluación del Sistema de Control Interno:</p> <p><u>OBJETIVOS</u></p> <p>1. Determinar la confiabilidad de los sistemas y procedimientos vigentes en ISA para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Desarrollar los Proyectos con base a estudios de identificación, prefactibilidad y factibilidad.</li> <li>- Contratar las empresas más idóneas de acuerdo con las características de las obras y en función de procedimientos de selección.</li> <li>- Cerciorarse del cumplimiento de las condiciones previstas en convenios y contratos suscritos.</li> <li>- Cumplir las funciones asignadas a la Gerencia Técnica.</li> <li>- Determinar el cumplimiento de los propósitos previstos en la oportunidad de definir la participación de ISA en la construcción de Proyectos.</li> </ul> <p>2. Comprobar el cumplimiento de las cláusulas contractuales incluidas en los Contratos de Préstamos suscritos por ISA con Entidades Financieras.</p> <p><u>PROCEDIMIENTOS:</u></p> <p>I. <u>Estudios:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Determinar si los estudios de identificación, prefactibilidad y factibilidad son efectuados por ISA con recursos propios o contratados.</li> <li>2. Comprobar que los estudios se desarrollen conforme al Plan Integrado de Generación y Transmisión.</li> <li>3. Obtener la relación de estudios concluidos durante el año de 1985 y los que se encuentren en proceso para la fecha del análisis (abril de 1986). Así como copia del Pro-</li> </ol>			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # 3

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P - 116 - 2

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>grama de Estudios para los Sistemas de Distribución y Proyectos de Generación del Sector Eléctrico Colombiano 1986-1990.</p> <p>4. En el caso de los estudios efectuados por ISA, comprobar que se lleven a cabo de acuerdo con programas que especifiquen los objetivos, recursos involucrados, período de ejecución y costos.</p> <p>5. Cuando se trate de estudios contratados, efectúe un análisis de los contratos y cerciórese del cumplimiento de los procedimientos previstos para la selección, contratación y control de su ejecución.</p> <p>6. Seleccione una muestra representativa tanto de los estudios efectuados por ISA, como de los contratados y determine que los mismos dan origen a los términos de referencia, necesarios para cumplir la etapa de diseño, los cuales deben incluir la definición del objeto, alcance y plazos de las actividades a realizar, las condiciones y requisitos para las propuestas y contratación.</p> <p>II. <u>Diseños:</u></p> <p>1. En el caso de Diseños Contratados, verifique el cumplimiento de los procedimientos previstos para la selección y contratación por parte de ISA.</p> <p>2. De acuerdo con la muestra seleccionada, y en función de que los diseños sean elaborados por personal de ISA o contratados, comprobar que se efectúen conforme a programas de trabajo en los cuales se prevea:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La secuencia lógica de elaboración de planos conforme a los requerimientos durante el período de construcción.</li> <li>- Las horas hombre requeridas conforme a especialidades, para dar cumplimiento a los programas de trabajo.</li> <li>- Evaluación periódica de los tiempos estimados y medidas a adoptar ante posibles desfases durante la ejecución del Programa.</li> </ul>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # 4

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P-116-3

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>3. En el caso de Diseños Contratados, cerciórese de la constitución de las garantías previstas contractualmente.</p> <p>III. <u>Construcción:</u></p> <p>1. Seleccione una muestra de los contratos de Construcción de Obras Civiles y Electromecánicas, correspondiente a los Proyectos San Carlos, Jaguas, Calderas y Tafetanes, y compruebe:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El cumplimiento de los procedimientos legales referidos a declaratoria de utilidad pública de la zona; declaratoria del efecto ambiental; concesión estatal para la utilización de aguas públicas y el cumplimiento del régimen respectivo para las aguas privadas; permiso para la explotación de materiales y permisos para la ocupación y desviación de cauces.</li> <li>- Cumplimiento de los procedimientos para la adquisición de predios y servidumbres, conforme a las normas vigentes sobre la materia (obtener fotocopia de dichas normas).</li> <li>- El cumplido de los procedimientos de precalificación y calificación de empresas aptas técnica y económicamente para la ejecución de obras civiles y electromecánicas conforme a normas preestablecidas.</li> </ul> <p>2. Definidos los pliegos de licitación, comprobar que hayan sido debidamente revisados y aprobados por Interconexión Eléctrica S.A. "ISA", Instituto Col. de Comercio Exterior "Incomex" y la correspondiente Entidad Financiera.</p> <p>3. Cerciórese del cumplimiento de todos los aspectos previstos en la recepción y apertura de las ofertas.</p> <p>4. Indague sobre la constitución de la Comisión de Licitaciones para el estudio de las ofertas, y analice el documento producido para determinar la empresa favorecida, haciendo especial énfasis en el estudio del método constructivo ofertado y de los rendimientos programados en función del mismo.</p>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

A/p- 116-4

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVADIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>5. Determine que los contratos suscritos llenen los requisitos de aprobación y constitución de garantías.</p> <p>6. Cerciorarse de que forman parte integrante del contrato los siguientes documentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Programas de Trabajo para la ejecución de la obra. Mediante esta prueba se mide el cumplimiento de los tiempos.</li> <li>- Normas generales y especiales de contratación, es decir, las de aplicación común a todos los contratos y las aplicables de modo particular a los contratos de obras civiles, mecánicos, eléctricos, etc.</li> <li>- Aceptación del Contratista de las condiciones en las que se encuentran el sitio de ejecución de las obras.</li> </ul> <p>7. Comprobar que el anticipo otorgado se corresponde con los montos estipulados en las normas y que está debida y oportunamente garantizado.</p> <p>8. Estructure una cédula de trabajo a nivel de cada uno de los contratos con indicación de los siguientes aspectos en su orden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Nombre del Contratista</li> <li>- Oportunidad en la publicación y registro de timbres del contrato.</li> <li>- Objeto del Contrato</li> <li>- Fecha del Contrato</li> <li>- Fecha del Acta de Inicio de la obra.</li> <li>- Identificación de las garantías constituidas</li> <li>- Plazo de ejecución</li> <li>- Fecha de Terminación según Contrato.</li> <li>- Número de las Actas de Obra.</li> <li>- Obra ejecutada en el período correspondiente a cada acta.</li> <li>- Deduciones aplicables a cada acta, como amortización de anticipos, retención para garantizar el fiel cumplimiento de obligaciones laborales y cualesquier otra que estipule el Contrato.</li> <li>- Montos netos pagados por cada acta.</li> <li>- Montos de pagos acumulados hasta la fecha del análisis.</li> <li>- Aumentos y disminuciones de obra a nivel financiero.</li> </ul>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # 6

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P. 116-5

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>9. Verificar la oportuna solicitud y trámite de prórroga por parte del Contratista.</p> <p>10. Comprobar en la Gerencia Técnica o a quien corresponda las posibles variaciones entre lo programado y lo efectuado, durante el período de ejecución del contrato. Al efecto solicite las curvas de ejecución física y financiera.</p> <p>11. En el caso de que el Contrato objeto de análisis, corresponda al montaje y puesta en marcha de una Central de Generación, determine el cumplimiento del Programa de Pruebas Funcionales y de Eficiencia, y deje constancia en los P/T de las posibles variaciones surgidas durante la etapa de pruebas, las cuales deben constar en los protocolos correspondientes (Documento público suscrito por las partes correspondientes).</p> <p>12. Compruebe si conforme a los datos proporcionados por las pruebas de eficiencia y funcionalidad, se procede a la recepción provisional de la Central y se deja constancia de los puntos pendientes y su posible incidencia sobre el lapso de garantía.</p> <p>13. Cerciórese del cumplimiento de los procedimientos previstos para que la Gerencia Técnica entregue adecuadamente a la Gerencia de Operaciones la Central de Generación, delimitando la responsabilidad de quien construye y de quien opera la Central (Puede ser a través de documento suscrito por las partes interesadas).</p> <p>14. Cerciórese que el tratamiento contable de los costos incurridos durante el período de prueba de la Central, sean registrados conforme a políticas previamente establecidas.</p> <p>NOTA: La mayoría de los procedimientos antes descritos son aplicables a Contratos del estudio, diseño y construcción de una Central. A continuación se incluyen entonces algunos aspectos particulares referidos a la Construcción de Subestaciones y redes.</p>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

## CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA

HOJA # 7

## PROGRAMA DE TRABAJO

## AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P-116-6

DIRECCION

DIVISION

Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/M	REAL H/M	VARIAC.
<p>IV. <u>Subestaciones y Redes</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Determine la existencia de estudios previos para la construcción de subestaciones y tendidos de redes, considerando particularmente lo que se refiere al levantamiento topográfico, expropiación de predios y servidumbres (según lo expuesto en el punto III. Construcción: 1., tercer párrafo de este programa de trabajo).</li> <li>2. Seleccione una muestra de los contratos para la construcción de subestaciones y redes, adicionalmente a los puntos I (5), II (1 y 3) y III (en los puntos que sean aplicables) del presente programa de trabajo, y verifique lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Programa de trabajo para la construcción de subestaciones donde se especifiquen las actividades de construcción de obras civiles y montaje de equipos electromecánicos incluyendo las fechas previstas para el transporte y montaje de equipos, así como de las pruebas para la recepción definitiva de la Subestación.</li> <li>- Programa de trabajo para el despeje de la zona del tendido de redes, excavaciones para la instalación de estructuras (básicamente torres), transporte de equipos y materiales, así como el tendido y tensado de conductores.</li> </ul> </li> <li>3. En el caso de la construcción de subestaciones y redes, deberá considerarse adicionalmente dos situaciones: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Si el proyecto corresponde a la construcción de un sistema existente, en cuyo caso deberá determinarse la situación de los programas de trabajo, en lo que se refiere a la oportunidad prevista, para la terminación de las redes y la operación de las subestaciones.</li> <li>- Cuando corresponda a un sistema de transmisión asociado a la construcción de una Central de Generación, es necesario comprobar las fechas programadas para la entrada operacional de las unidades y los requerimientos a nivel</li> </ul> </li> </ol>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:



CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

HOJA #

DIRECCION  
DIVISION

AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA  
Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

A/P- 116-7

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VALOR
<p>de subestaciones y líneas.</p> <p>V. <u>Proyectos de Construcción cuando ISA es Socia:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Estudiar los antecedentes que determinen la constitución de la sociedad Central Hidroeléctrica de Betania S.A., creada con el propósito de construir la Central Hidroeléctrica de Betania.</li> <li>2. Determine el costo total de construcción de la Central Hidroeléctrica de Betania, anotando el concepto de los principales componentes de dicho valor.</li> <li>3. Solicite y analice la escritura de constitución y los estatutos de la empresa Central Hidroeléctrica de Betania S.A., y determine: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Composición del Capital Social.</li> <li>- Integración de la Junta Directiva</li> <li>- Funciones de la Junta Directiva</li> <li>- Régimen de autorizaciones</li> <li>- Objeto Social</li> <li>- Mecanismos de Control Estatutario.</li> </ul> </li> <li>4. Compruebe los mecanismos del control implantados por ISA como accionista, con el propósito de cerciorarse de la adecuada inversión de los recursos y de la ejecución de las obras, conforme a lo previsto en los contratos respectivos.</li> <li>5. Determine la periodicidad y oportunidad de los informes elevados a la Junta Directiva de la empresa Central Hidroeléctrica de Betania S.A.</li> </ol> <p>VI. <u>Proyectos de Construcción cuando ISA pacta Convenios:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Obtener y estudiar los convenios suscritos entre Interconexión Eléctrica S.A. "ISA" y la Empresa de Energía Eléctrica de Bo-</li> </ol>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # 9

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P-116-8

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/M	REAL H/M	VARIAC.
<p>gotá "EEEEB", para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Guavio, y verifique el cumplimiento de las cláusulas contractuales, particularmente la que se refiere a los procedimientos para controlar la adecuada inversión de los recursos.</p> <p>VII. Aspectos Financieros:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Para comprobar el cumplimiento de los Contratos de Préstamos suscritos por ISA con Entidades Financieras, y principalmente los relacionados con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Mundial (BIRF), se hace mediante el Programa de Auditoría del Proyecto que se adjunta, y el cual es ejecutado por la Auditoría Financiera de la Contraloría General de la República.</li> <li>2. Complementario a lo anterior y con propósitos de auditoría operacional, efectuar los siguientes procedimientos para cada uno de los Proyectos anteriormente seleccionados: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Obtener y examinar el presupuesto detallado del Proyecto bajo exámen, verificando su oportuna y adecuada actualización.</li> <li>- Obtener y verificar el documento donde el Ministerio de Hacienda y Crédito Público autoriza previamente iniciar gestiones para la obtención de Créditos Externos.</li> <li>- Obtener relación detallada de todos los empréstitos negociados hasta abril de 1986 por créditos externos e internos.</li> <li>- Obtener y verificar la autorización gubernamental para contratar y suscribir empréstitos externos.</li> <li>- Describir brevemente el proceso seguido por ISA, en la negociación de las condiciones a pactar con los Organismos Internacionales.</li> <li>- Verificar la confiabilidad del sistema de pagos al exterior, por parte de ISA.</li> </ul> </li> </ol>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P-116-

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC
<p>- Antes de solicitar los documentos anteriormente descritos, concretar con la Auditoría Financiera de la Contraloría General de la República, si dicha información se posee. Si es afirmativo proceder a realizar el trabajo planteado sobre dichos documentos, cruzando referencias a los P/T de la Auditoría Operacional.</p>			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

Auditoría Operacional

Exámen del Proyecto de Construcción:

PROCEDIMIENTOS	Elaborado Por:	Fecha	P/T
<p>1. Cuál es la Estructura Organizativa?</p> <p>2. Identifique las funciones asignadas a cada Unidad.</p> <p>3. Determine los mecanismos de control definidos por la dependencia que tenga a su cargo la administración de contratos:</p> <p>3.1 Mantiene una relación actualizada de todos los contratos?</p> <p>3.2 Existen contratos cuyo control está a cargo de otra dependencia?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuáles contratos?</li> <li>- Cuál Dependencia?</li> <li>- Por qué?</li> </ul> <p>4. En el caso de los contratos de interventoría:</p> <p>4.1 Quién tiene a su cargo la verificación del cumplimiento de las obligaciones de los contratistas?</p> <p>4.2 Cuáles medidas se adoptan en caso de incumplimiento por parte del contratista de construcción?</p> <p>4.3 Quién tiene a su cargo el control de calidad sobre el concreto? Laboratorio propio?</p> <p>4.4 Si es por contrato o propio se informa oportunamente sobre los resultados?</p> <p>4.5 Constancia de la evaluación en el otorgamiento de prórrogas.</p>			

PROCEDIMIENTOS	Elaborado Por:	Fecha	P/T
<p>Comprobaciones Básicas</p> <p>5.1 Control de Calidad - Concreto.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Determinar las oportunidades y frecuencia para la verificación de mezclas y observar:           <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Si el contratista se ajusta a las especificaciones.</li> <li>b) Si la interventoría acciona cuando los resultados de pruebas no son satisfactorios.</li> </ul> </li> </ul> <p>5.2. Cilindros de Concreto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Comparar con las cláusulas contractuales si se toman las muestras en su oportunidad y evalúan resultados.</li> </ul> <p>5.3 Solicitudes de Prórroga:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Determine causa y frecuencia de las prórrogas solicitadas. Clasifíquelas según las causas e indique:           <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Si es imputable a ISA. En qué porcentaje.</li> <li>b) Si es imputable al contratista. En qué porcentaje.</li> <li>c) Si es por causas naturales. En qué porcentaje.</li> <li>d) Otros. En qué porcentaje.</li> </ul> </li> </ul> <p>5.4 De acuerdo con el Programa de Trabajo para la Obra bajo examen, determine:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Para excavaciones en m<sup>3</sup> y metros lineales, la cantidad teórica y real. Haga los comentarios pertinentes.</li> <li>- Para el vaciado de concreto determine en m<sup>3</sup> la cantidad teórica y real. Efectúe los comentarios respectivos.</li> </ul>			

---

PROCEDIMIENTOS	Elaborado Por:	Fecha	P/T
5.5 Para el Proyecto bajo exámen, determine los últimos plazos autorizados y aprobados por los directivos respectivos para la entrega de las obras correspondientes. Describa brevemente el procedimiento que se emplea para tal fin.			
5.6 El período seleccionado para llevar a cabo nuestro exámen, y dependiendo de volúmen de documentación y frecuencia con que se realicen las pruebas anteriormente mencionadas, es el correspondiente al último semestre de 1985 y el transcurrido hasta el 30 de abril de 1986. Es importante empezar el examen sobre el mes de abril de 1986 hacia atrás.			

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P-116-20

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

TIPO DE ACTUACION:		INDICE	
AUDITORIA FINANCIERA		REF.	
		FASE	
ALCANCE:		ENTIDAD:	
AUDITORIA DEL PROYECTO DE INVERSION		Interconexión Eléctrica S.A. "ISA"	
FECHAS PROGRAMADAS:		FECHAS EFECTIVAS:	
INICIO:	TERMINACION	INICIO:	TERMINACION:
DIA MES AÑO	DIA MES AÑO	DIA MES AÑO	DIA MES AÑO
<b>OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS</b>		<b>ESTIMADO H/H</b>	<b>REAL H/H</b>
		<b>VARIAC.</b>	
<p><u>Objetivos:</u></p> <p>De acuerdo con los Contratos de Préstamos suscritos con el Birt y Bid, se debe cumplir con la Auditoría del Proyecto, que incluye principalmente los siguientes aspectos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. El dictámen sobre los Estados Financieros del Proyecto.</li> <li>2. Los Estados Financieros básicos del Proyecto.</li> <li>3. Información Financiera Complementaria del Proyecto.</li> <li>4. Opinión sobre el cumplimiento de las cláusulas contractuales de carácter contable financiero</li> <li>5. Recomendaciones sobre el Control Interno del Proyecto.</li> </ol> <p><u>Procedimientos:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Evaluar el sistema de Control Interno del Proyecto.</li> <li>2. Obtener el Estado de Inversión del Proyecto y compararlo contra el Estado de Progreso del Proyecto, enviado previamente al Banco en el informe semestral.</li> </ol> <p>El Estado de Inversión informa sobre:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El Presupuesto Original.</li> <li>- El Presupuesto Modificado.</li> <li>- Valor de la Inversión acumulada al año anterior, inversión durante el año y acumulado al año bajo examen, por categorías.</li> <li>- El valor de los préstamos en moneda extranjera y moneda nacional.</li> </ul>			
ELABORADO POR:		FECHA:	APROBADO POR:
			FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # 2DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P-116-21

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/M	REAL H/M	VARIAC.
<p>Esta información es suministrada por el Departamento de Tesorería General de ISA.</p> <p>3. Obtener relación de desembolsos en dólares, durante el año bajo exámen y proceda a:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Verificar las tasas de cambio utilizadas, para la conversión a pesos colombianos.</li> <li>- Comparar dicha información contra la inversión del año.</li> </ul> <p>Información que suministra Tesorería.</p> <p>4. Obtener narrativa y financieramente un informe sobre el avance o progreso de la obra, para determinar lo que se hizo en cada período.</p> <p>Cada Departamento a cargo de Proyectos, suministra la información.</p> <p>5. Cruzar la información del Estado de Inversión por categorías, contra los registros contables.</p> <p>6. Solicitar el Estado de Desembolsos en pesos colombianos y verificar el saldo disponible o no utilizado, contra el registro del Fondo Rotatorio o Saldo en Bancos.</p> <p>La información se obtiene en Tesorería.</p> <p>7. Obtener información sobre el cumplimiento por parte de la entidad de las Cláusulas Contable-Financieras estipuladas en los correspondientes Contratos de Préstamos. Opinar sobre este aspecto.</p> <p>Información que se puede obtener a través del Departamento de Contabilidad.</p> <p>8. Establecer las diferencias entre el Estado de Inversión y los registros contables. Procurando obtener la correspondiente conciliación.</p> <p>El Estado de Inversión lo prepara Tesorería.</p> <p>9. Practicar visita a las obras de construcción con el propósito de verificar el avance físico de las mismas, y así tener bases para hacer la evaluación correspondiente en el área.</p>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:



**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

TIPO DE ACTUACION:		INDICE	
AUDITORIA OPERACIONAL		REF.	<u>A/P-117</u>
		FASE	
ALCANCE: Organización, Métodos y Sistemas O.M.S. (Sistemas)		ENTIDAD: Interconexión Eléctrica S.A. "ISA"	
FECHAS PROGRAMADAS:		FECHAS EFECTIVAS:	
INICIO:	TERMINACION	INICIO:	TERMINACION:
<u>      </u> DIA MES AÑO	<u>      </u> DIA MES AÑO	<u>      </u> DIA MES AÑO	<u>      </u> DIA MES AÑO

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p><u>INTRODUCCION</u></p> <p>El área de Sistemas de ISA se encarga de atender las necesidades de información y de procesamiento electrónico de datos (PED) de las diferentes dependencias de la empresa.</p> <p>Cabe anotar que también existe el Centro Nacional de Telecomunicaciones y Control (CNTC), dependiente de la Gerencia de Operación y cuya principal función es la de operar el Sistema Interconectado Nacional con niveles adecuados de servicio, confiabilidad y seguridad, valiéndose para ello de dos computadores VAX ubicados en el Centro de Cómputo.</p> <p>Las necesidades administrativas de computación son soportadas por dos computadores VAX, además de una serie de microcomputadores en línea (o fuera de línea) respecto al sistema central.</p> <p>El área de Sistemas está ubicada en la Gerencia Administrativa.</p> <p><u>OBJETIVO:</u></p> <p>Evaluar la calidad del servicio que presta el área de Sistemas para satisfacer las necesidades administrativas de computación de las dependencias usuarias.</p> <p><u>PROCEDIMIENTOS:</u></p> <p>I. Determine las políticas de la empresa con relación a la adquisición de equipos de computación y programas de computador:</p> <p>1. Obtenga normas internas y externas que regulan aspectos técnicos y administrativos para la adquisición de equipos (Hardware) y programas (Software) y verifique su cumplimiento.</p>			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

A/p- 117-1

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>2. Determine los procedimientos y montos de autorización para la adquisición de equipos y programas.</p> <p>3. Establezca los procedimientos que se siguen para determinar las necesidades de expansión de equipos y programas.</p> <p>4. Obtenga, si lo hay, el programa de compras de Hardware y Software y evalúelo.</p> <p>5. Elabore una lista sobre el Hardware y Software disponible, incluyendo sus principales características y su factor de utilización.</p> <p>II. Determine el procedimiento existente para definir y desarrollar programas de computador.</p> <p>1. Evalúe los criterios que se tienen en cuenta para elegir entre la compra o el desarrollo de Software.</p> <p>2. Describa los pasos que se siguen para el desarrollo de un programa de computación, desde la respectiva solicitud elevada por el usuario hasta su elaboración.</p> <p>3. Determine el recurso humano y técnico disponible para el desarrollo de software.</p> <p>4. Elabore un listado de programas en producción y en desarrollo.</p> <p>5. Obtenga la opinión de los usuarios sobre la oportunidad y eficiencia de programas desarrollados.</p> <p>III. Determine los procedimientos implantados para la operación de los equipos y programas.</p> <p>1. Determine si existe un manual de funciones por cargo.</p> <p>2. Determine qué controles y limitaciones tiene cada usuario de los equipos para el manejo de terminales en línea asignados.</p>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P-117-2

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>3. Con respecto a los programas establezca:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Si están respaldados por un archivo de documentación que contenga información como el problema a resolver, listado del programa, gráficas de flujo, manual de instrucciones, etc.</li> <li>- El método para encontrar el tiempo real de proceso para cada trabajo.</li> <li>- Si existen, libros de corrida incluyendo instrucciones de operación.</li> <li>- Con qué periodicidad se corren y quiénes son los usuarios de cada uno de ellos.</li> <li>- Controles existentes sobre el software del sistema operativo.</li> </ul> <p>4. En los programas procesados por el mismo usuario, determine qué controles se utilizan para la validación y registro de la información de entrada y para verificar que todas las transacciones son alimentadas y procesadas por el computador.</p> <p>5. Determine qué controles existen sobre las salidas del proceso de computación.</p> <p>6. Determine qué controles existen sobre los archivos de procesamiento de datos (cintas, discos, diskettes, etc.)</p> <p>7. Determine qué controles existen sobre la transmisión de datos. Identifique los equipos y métodos utilizados.</p> <p>8. Sobre la operación del sistema central y/o de los terminales, obtenga:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Número de horas que trabaja.</li> <li>- Quiénes tienen acceso al área.</li> <li>- Número de corridas de cada programa por período.</li> <li>- Usuarios de los reportes.</li> </ul>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # 4

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P-117-3

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Información sobre procesamientos que se efectúan en batch (lotes) o en línea.</li> <li>- Si se incluye un análisis de costos para cada procesamiento.</li> <li>- Si existen copias de los reportes emitidos.</li> <li>- Si se lleva un registro y control sobre las fallas del equipo y del software (tanto del sistema operativo como de aplicación).</li> </ul> <p>9. Determine si están definidos los niveles de responsabilidad por la operación de los equipos y de los programas.</p> <p>10. Con relación a los usuarios del servicio determine:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Opinión de los diferentes departamentos respecto a la calidad y oportunidad de los resultados.</li> <li>-</li> </ul> <p>IV. Determine si existen políticas y programas de mantenimiento de los equipos y del software.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Analice los contratos para el mantenimiento de los equipos y del software adquiridos y si se cumplen eficientemente.</li> <li>2. Determine qué clase de mantenimiento se efectúa al software desarrollado por la empresa.</li> <li>3. Determine la existencia de programas de mantenimiento a equipos de seguridad tales como: detectores de incendio, alarmas, salidas de emergencia, plantas de emergencia, etc.</li> <li>4. Determine si se mantiene un stock adecuado de suministros como cintas, papel, formularios, tarjetas, discos, etc.</li> </ol>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

HOJA # 5

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P-117-4

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>V. Verifique si existe un programa de seguridad adecuado y cómo se lleva a cabo.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Obtenga y analice el Manual de Procedimientos de Seguridad.</li> <li>2. Verifique la existencia de normas y/o reglamentos para: <ul style="list-style-type: none"> <li>- El acceso de personas ajenas al área de los equipos.</li> <li>- Acceso a la biblioteca y área de almacenamiento de archivos, cintas, etc.</li> <li>-</li> </ul> </li> <li>3. Determine las medidas implantadas para prevenir robos o pérdidas, intencionales o no de información, equipo, software, etc.</li> <li>4. Para el caso de desastres o calamidades, determine: <ul style="list-style-type: none"> <li>- Disponibilidad de personal capacitado y entrenado.</li> <li>- Procedimientos de recuperación de archivos, programas, etc.</li> <li>- Prioridad en la reconstrucción de archivos, bases de datos, etc.</li> <li>- Existencia de equipos de reemplazo fuera de la empresa.</li> <li>- Existencia de software de reemplazo.</li> <li>- Asistencia y/o ayuda de parte de los proveedores.</li> <li>- Imposición de controles extraordinarios.</li> <li>-</li> </ul> </li> <li>5. Determine la existencia de equipos de apoyo que hagan más segura la operación.</li> </ol>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # 6DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

A/P-117-5

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
<p>6. Determine si existen seguros, de equipos, programas y archivos.</p> <p>7. Determine la existencia de prohibiciones a los operadores, programadores y usuarios del Centro de Cómputo para el uso de los computadores e impresoras para trabajos particulares, manipulación de archivos, extracción de información, discos, cintas, reportes, etc.</p>			

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

TIPO DE ACTUACION:		INDICE	
AUDITORIA OPERACIONAL		REF.	A/P-119
		FASE	3
ALCANCE:		ENTIDAD:	
SEGURIDAD INDUSTRIAL		Interconexión Eléctrica S.A. "ISA".	
FECHAS PROGRAMADAS:		FECHAS EFECTIVAS:	
INICIO:	TERMINACION	INICIO:	TERMINACION:
DIA MES AÑO	DIA MES AÑO	DIA MES AÑO	DIA MES AÑO
OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS		ESTIMADO H/H	REAL H/H
<p><u>INTRODUCCION</u></p> <p>Las fases del proceso de producción de ISA, generación y transmisión, determinan la importancia de Sistemas de Seguridad Industrial basados en normas de obligatorio cumplimiento para el personal que cumple las actividades desarrolladas en Plantas de Generación, Subestaciones y Líneas de Transmisión, tanto de operación como de mantenimiento.</p> <p>En efecto, las áreas donde existan puntos energizados, así como equipos de movimiento ameritan de señalizaciones que permitan al operario y/o visitantes identificar las zonas de peligro.</p> <p>El presente programa está orientado a evaluar la existencia y aplicación de normas mínimas de seguridad en las instalaciones de la Empresa.</p> <p><u>OBJETIVOS:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Evaluar el sistema de Seguridad Industrial adoptado por ISA, lo mismo que el procedimiento utilizado para velar por su cumplimiento.</li> <li>2. Determinar el grado de importancia que le concede ISA al problema de la Seguridad Industrial.</li> </ol> <p><u>PROCEDIMIENTOS:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Determine si existen políticas y planes generales con respecto a la seguridad industrial.</li> <li>2. Determine si existe y si se cumple el Manual de Seguridad Industrial desarrollado por el área asignada a tal efecto.</li> <li>3. Compruebe si se llevan estadísticas sobre los accidentes de trabajo, si se clasifican y si se obtienen los diferentes índices que para el área se han desarrollado</li> </ol>			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA**  
**PROGRAMA DE TRABAJO**

HOJA # 2

DIRECCION AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA  
DIVISION Auditoría Financiera Internacional y de Proyectos de Desarrollo

A/P- 118-1

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.
4. Compare la información estadística obtenida con los rangos o valores determinados para empresas del Sector Eléctrico.			
5. Determine si se preparan informes periódicos a la administración, su contenido y si sirve a los propósitos de control.			
6. Evalúe la cantidad y calidad de los equipos de protección personal y de las máquinas.			
7. Determine si se lleva un inventario de cada uno de los equipos de protección y si existe una política de renovación y modernización.			
8. Evalúe los programas existentes para la prevención y control de incendios.			
9. Evalúe los programas existentes para la prevención y control de riesgos ambientales.			
10. Determine si existen programas de entrenamiento para capacitar al personal en primeros auxilios, evacuaciones, incendios, etc.			
11. Determine si existen normas y procedimientos para la construcción y montaje de equipos, lo mismo que para el correcto uso de las diferentes instalaciones (talleres, almacenes, bodegas, etc.)			
12. Analice los programas de seguridad instalados en las Centrales y Subestaciones.			
13. Analice los programas de seguridad, las normas y procedimientos para la realización de trabajos en líneas y redes energizadas.			
14. Analice los programas de seguridad, las normas y procedimientos para la realización de trabajos en líneas y redes desenergizadas.			
15. Con la información obtenida, determine las posibles áreas críticas.			
ELABORADO POR:	FECHA:	APROBADO POR:	FECHA:





## CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA

DIRECCION \_\_\_\_\_

DIVISION \_\_\_\_\_

## CONTROL DE TIEMPO-INDIVIDUAL

INDICE

REF.

FASE

PROGRAMA :

RESPONSABLE :

FECHA	PROCEDIMIENTO	Nº DE HORAS	CODIGO DE EVALUACION

CODIGO DE EVALUACION :

**CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO**

DIRECCION \_\_\_\_\_

DIVISION \_\_\_\_\_

TIPO DE ACTUACION :

INDICE

REF.

FASE

ALCANCE :

ENTIDAD :

FECHAS PROGRAMADAS :

INICIO: \_\_\_\_\_ TERMINACION \_\_\_\_\_  
DIA MES AÑO DIA MES AÑO

FECHAS EFECTIVAS :

INICIO: \_\_\_\_\_ TERMINACION: \_\_\_\_\_  
DIA MES AÑO DIA MES AÑO

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS

ESTIMADO  
H/H

REAL  
H/H

VARIAC.

ELABORADO POR :

FECHA :

APROBADO POR :

FECHA :

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA  
PROGRAMA DE TRABAJO

HOJA Nº \_\_\_\_\_

DIRECCION \_\_\_\_\_

DIVISION \_\_\_\_\_

OBJETIVOS Y PROCEDIMIENTOS	ESTIMADO H/H	REAL H/H	VARIAC.

ELABORADO POR:

FECHA:

APROBADO POR:

FECHA:

CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA

DIRECCION: AUDITORIA FINANCIERA Y OPERATIVA

PROYECTO \_\_\_\_\_

CONTRATOS DE OBRA

1. INFORMACION GENERAL

CONTRATISTA:

CONTRATO N°

FECHA:

OBJETO:

PLAZO DE EJECUCION:

FECHA INICIO:

AMPLIACIONES EN PLAZO

FECHA DE TERMINACION  
ACTUALIZADA:

FECHA TERMINACION:

1.  
2.  
3.

COSTO ORIGINAL:

AMPLIACIONES EN VALOR:

COSTO ACTUAL:

MONEDA NAL.  
EXTRANJERA

1.  
2.  
3.

4.  
5.  
6.

MONEDA NAL.  
EXTRANJERA

2. SITUACION ACTUAL DEL CONTRATO

FECHA \_\_\_\_\_

MONTO OBRA EJECUTADA \_\_\_\_\_

RETENCIONES:

a. ANTICIPO \_\_\_\_\_

b. GARANTIAS

· DE ESTABILIDAD \_\_\_\_\_

· DE CUMPLIMIENTO \_\_\_\_\_

· DE SALARIO, PRESTACIONES

E INDEMNIZACIONES \_\_\_\_\_

MONTO RELACIONADO CONTRAT. \_\_\_\_\_

MONTO PAGADO CONTRAT. \_\_\_\_\_

AVANCE FISICO PREVISTO \_\_\_\_\_%

AVANCE A LA FECHA \_\_\_\_\_%

LAPSO TRANSCURRIDO \_\_\_\_\_ DIAS

LAPSO POR TRANSCURRIR \_\_\_\_\_ DIAS

FUENTE: \_\_\_\_\_

OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_

PROYECTO SAN CARLOS  
MATERIAL GRAFICO

PRESA DE PUNCHINA



FOTO  
Nº 1

Vista aérea de la Presa de Punchiná. A la izquierda las torres de captación; a la derecha el vertedero. En la parte superior, la zona a ser embalsada.

CARACTERÍSTICAS:

PRESA PUNCHINA:

Tipo: Relleno de suelos residuales compactados  
 Volumen: 6 millones M<sup>3</sup>  
 Altura: 75 metros  
 Longitud: 800 metros

VERTEDERO DE CRESTA LIBRE:

Tipo: Canal superficial de concreto  
 Capacidad: 6800 mts<sup>3</sup>.seg  
 Ancho: 130 mts.  
 Ancho final: 60 mts.

EMBALSE PUNCHINA:

Volumen total: 72 millones mts<sup>3</sup>.  
 Volumen útil: 50 millones mts<sup>3</sup>.  
 Extensión aproximada: 7 kms.

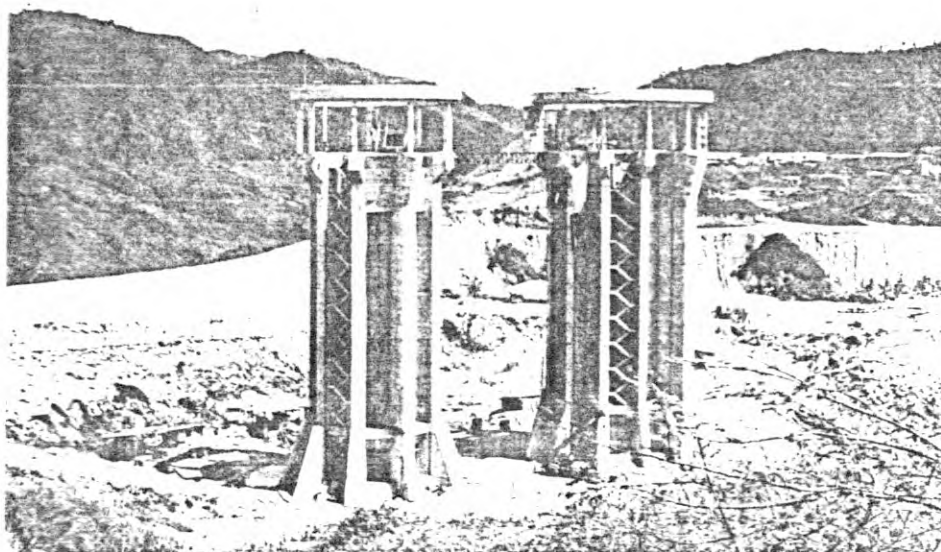


FOTO  
Nº 2

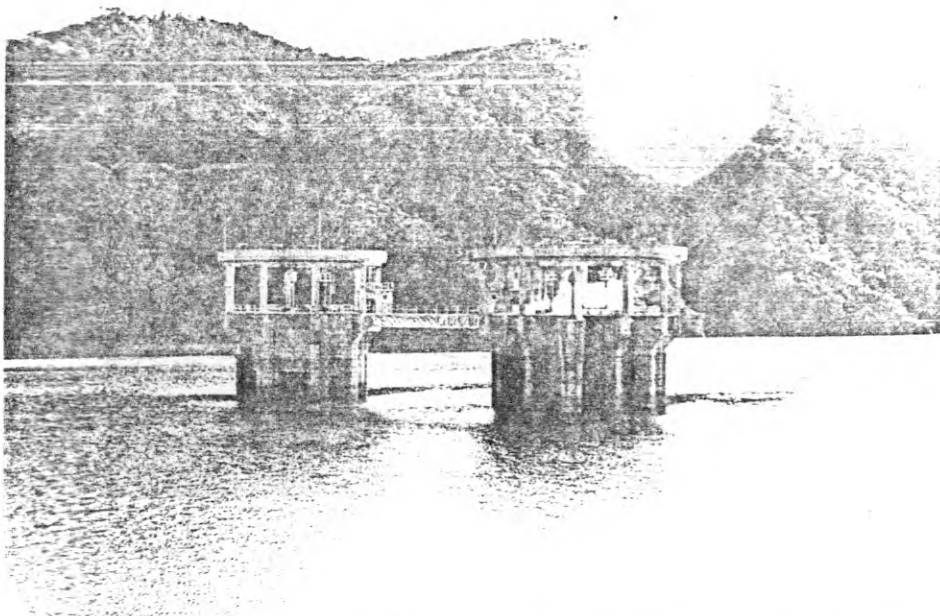


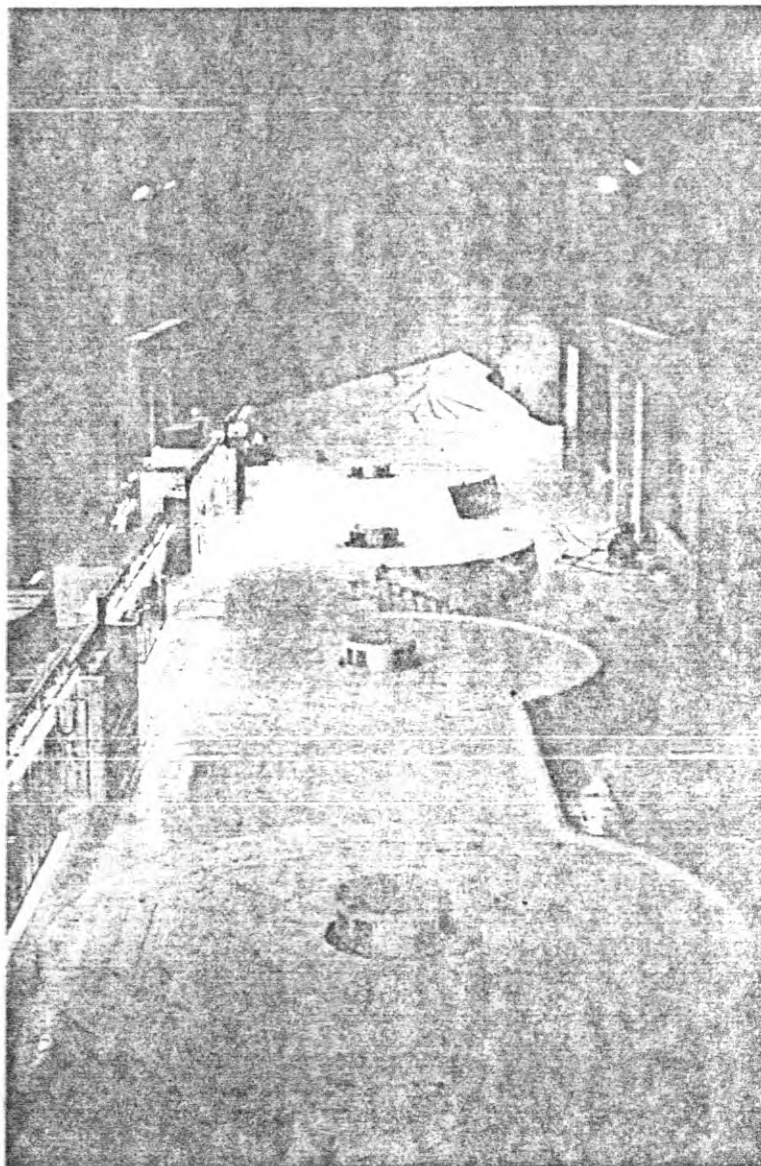
FOTO  
Nº 3

VISTA SUPERIOR: Torres de captación de San Carlos I y II. Con una altura de 53 mts. y unidos por un puente. El agua entra por las celdas que se observan en la base de las torres.

VISTA INFERIOR: Panorámica de las torres con el embalse de Punchiná lleno. La torre de captación de San Carlos II (a la derecha) tiene un diámetro mayor que permite llevar mayores volúmenes a la casa de máquinas.



## CASA DE MÁQUINAS

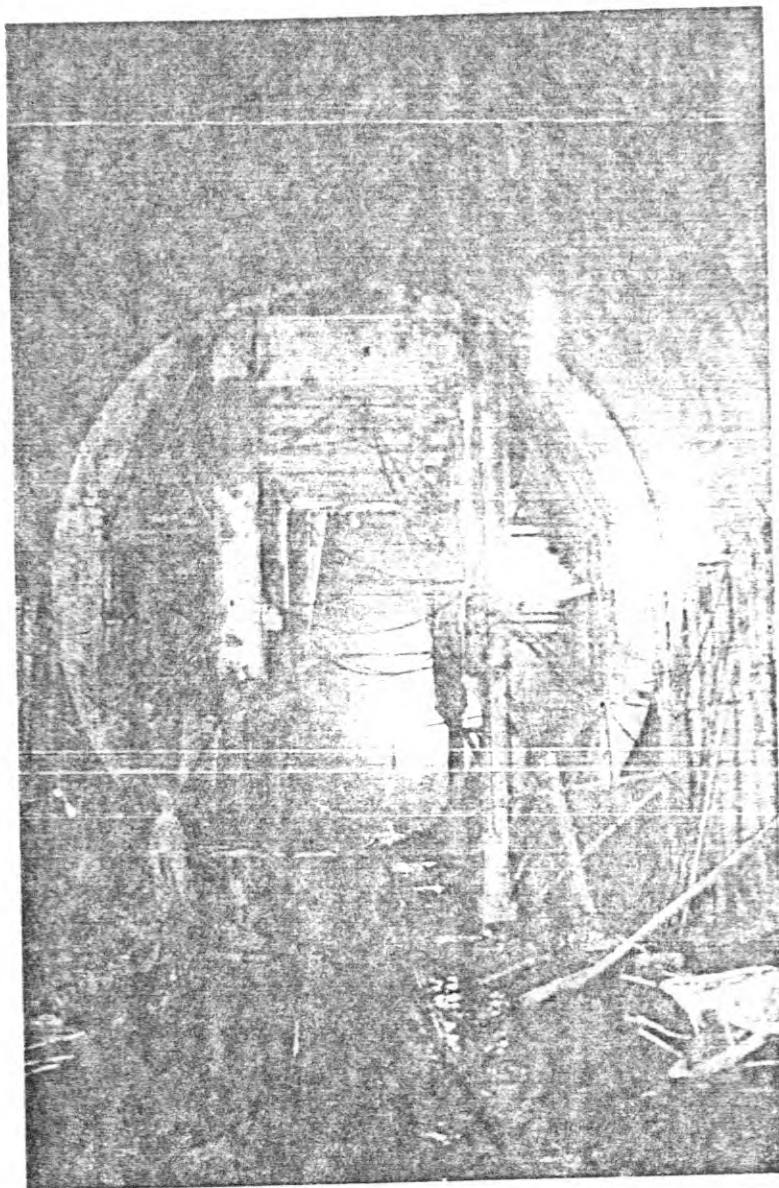
FOTO  
Nº 4

Casa de Máquinas de San Carlos I. Piso superior de las cuatro unidades de generación.

## CARACTERÍSTICAS:

Tipo: Subterránea  
Turbina: 4 unidades tipo Pelton para San Carlos I y 6 para San Carlos II. Cada una con una potencia nominal de 155 Mw, para un total de 1550 Mw.  
Generadores: 10 generadores de 155 MVA cada uno, velocidad de 300 rpm y energía de salida de 16 KV.

## TUNEL DE PRESION

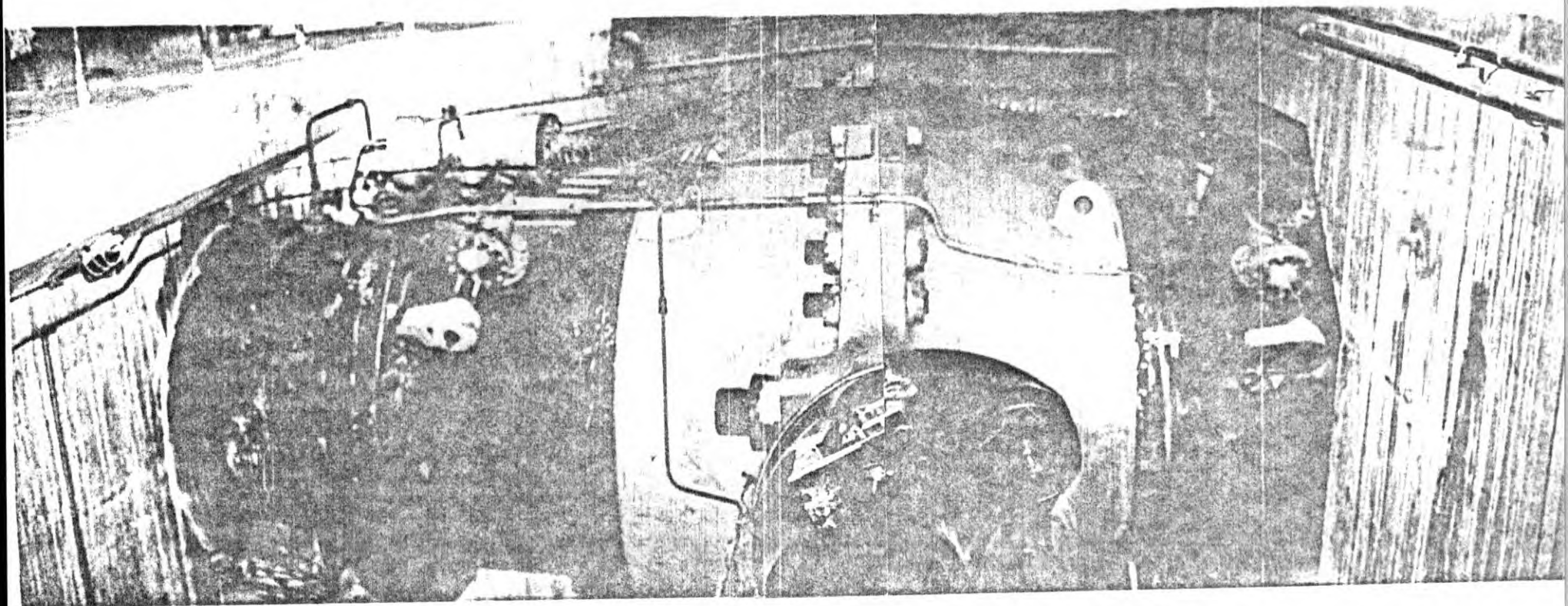
FOTO  
Nº 5

## TUNEL DE PRESION DE SAN CARLOS II EN CONSTRUCCION

El túnel de presión tiene una longitud aproximada de 4500 mets. y diámetro de 7.5 mts., con pendientes de 1.5% a 0.5%, recubiertas en su gran mayoría de concreto lanzado. Se encarga de conducir el agua desde las torres de captación hasta el pozo de presión.

VALVULA ESFERICA

FOTO Nº 6



Vista de una de las válvulas esféricas que regulan la entrada de agua a una de las turbinas de San Carlos I.

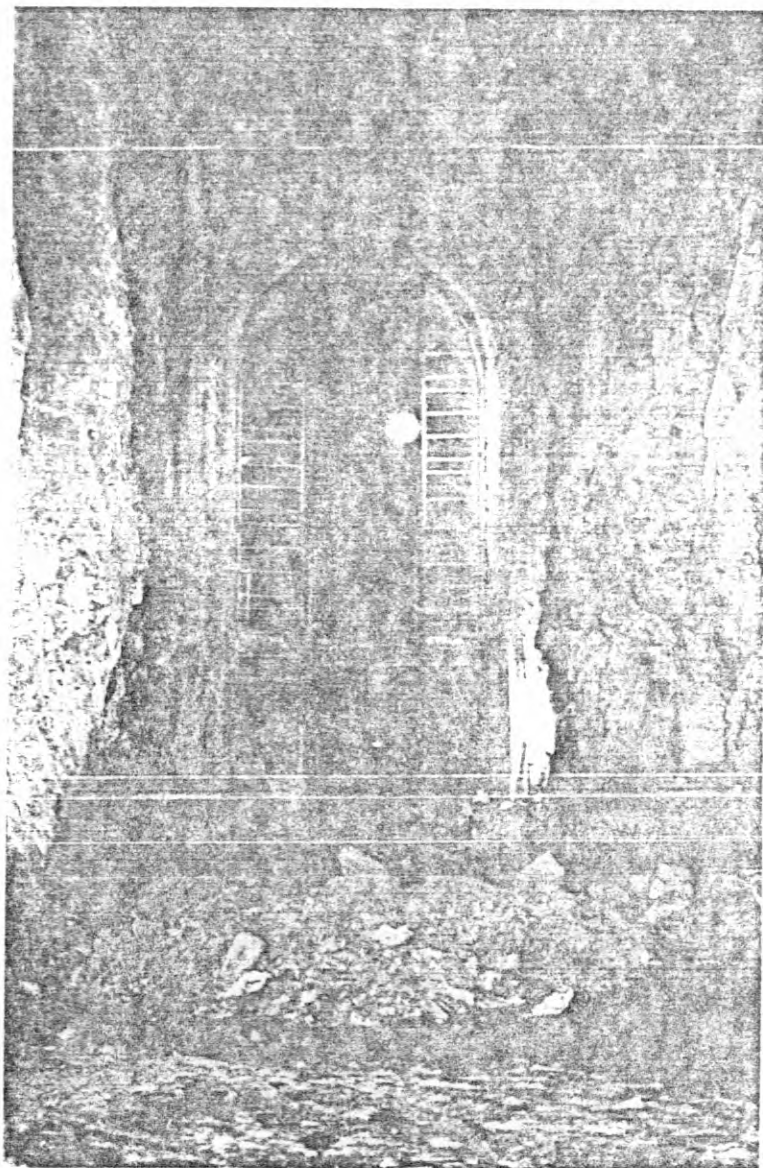


FOTO  
Nº 7

Los canales de descarga de las unidades llevan a un colector que canaliza el agua hacia el túnel de descarga de San Carlos II.

TUNEL DE DESCARGA SAN CARLOS II

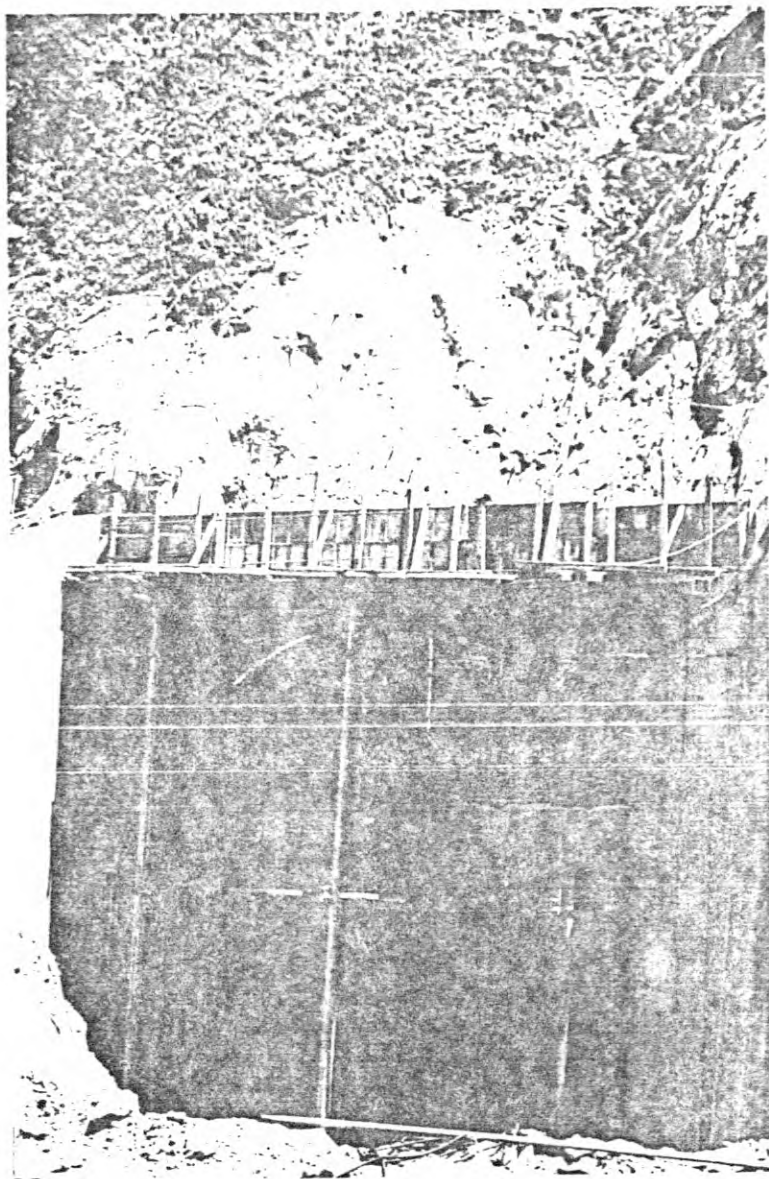
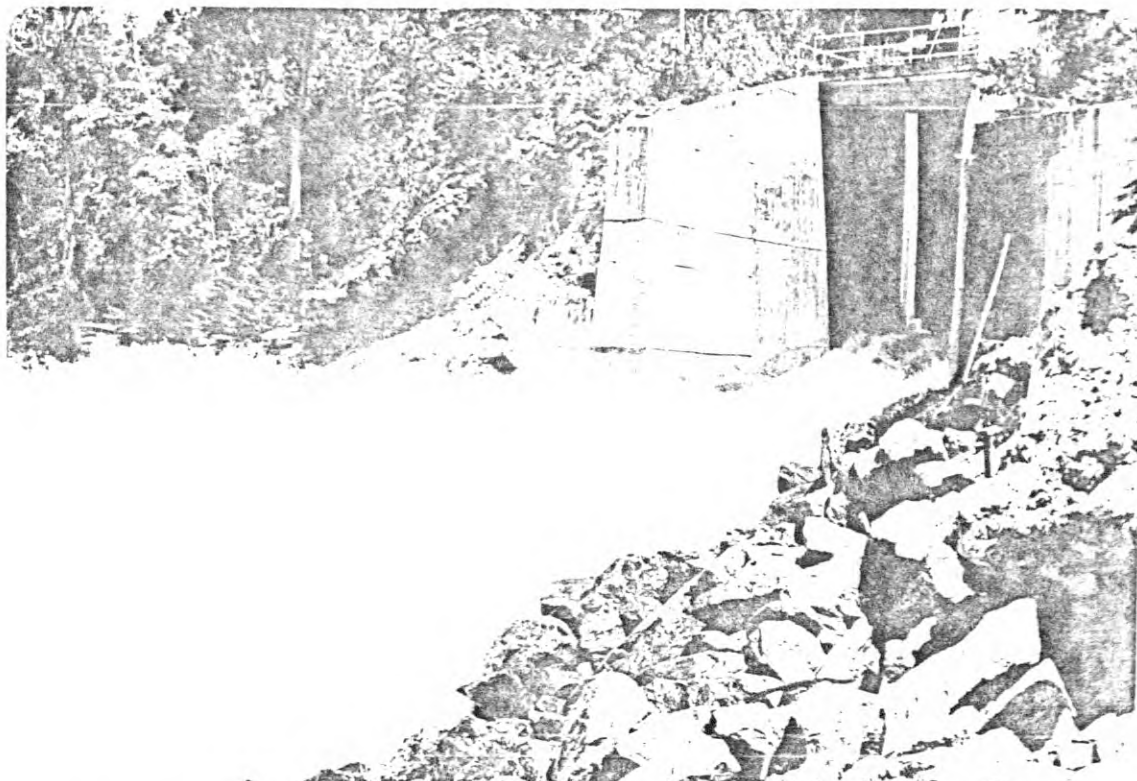


FOTO  
Nº 8

Vista frontal de la estructura de salida del túnel de descarga de San Carlos II, que corre paralela al de San Carlos I. En construcción en junio/86. La altura del túnel es de 12.15 metros.

FOTO Nº 9



Vista de la estructura de salida del túnel de descarga de San Carlos I.

Características:

Tipo: Túnel con flujo libre  
Longitud 1570 metros tanto San Carlos I como San Carlos II  
Caudal medio descarga: Para San Carlos I: 132mt<sup>3</sup>/seg.  
Para San Carlos II: 198mt<sup>3</sup>/seg.

FOTO Nº 10



Sitio preciso en que confluyen las aguas turbinadas en San Carlos I a las claras aguas del río Samaná.

FOTO Nº 11

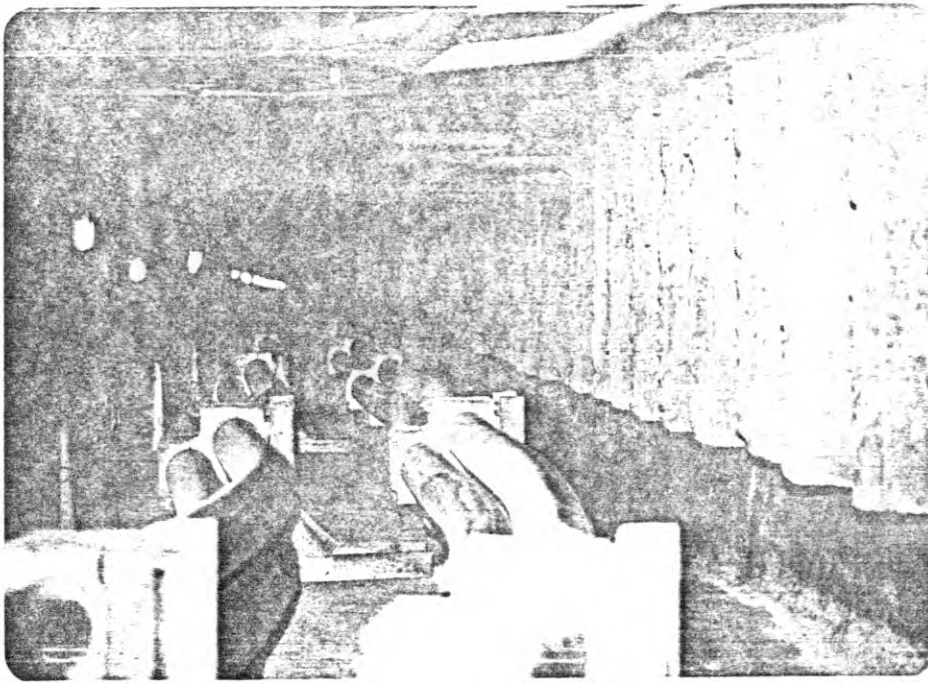
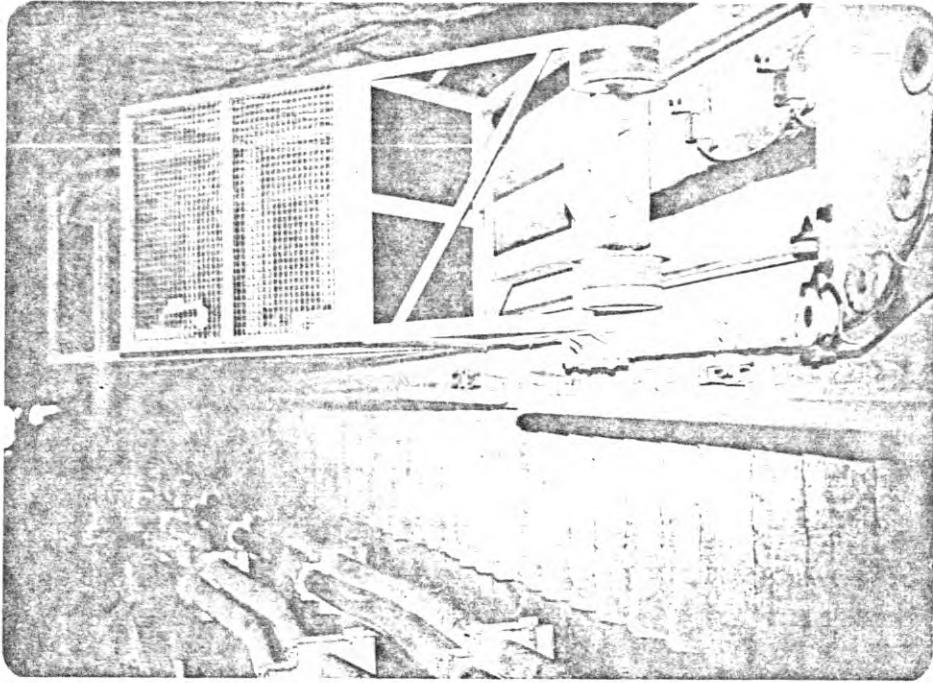


FOTO Nº 12



Los cables de alta tensión salen de la caverna de transformadores por estos pozos inclinados a  $46^{\circ}$ , de 260 metros de longitud que terminan en la parte superior en un túnel horizontal, de donde pasan al puente de cables.



PUENTE DE CABLES

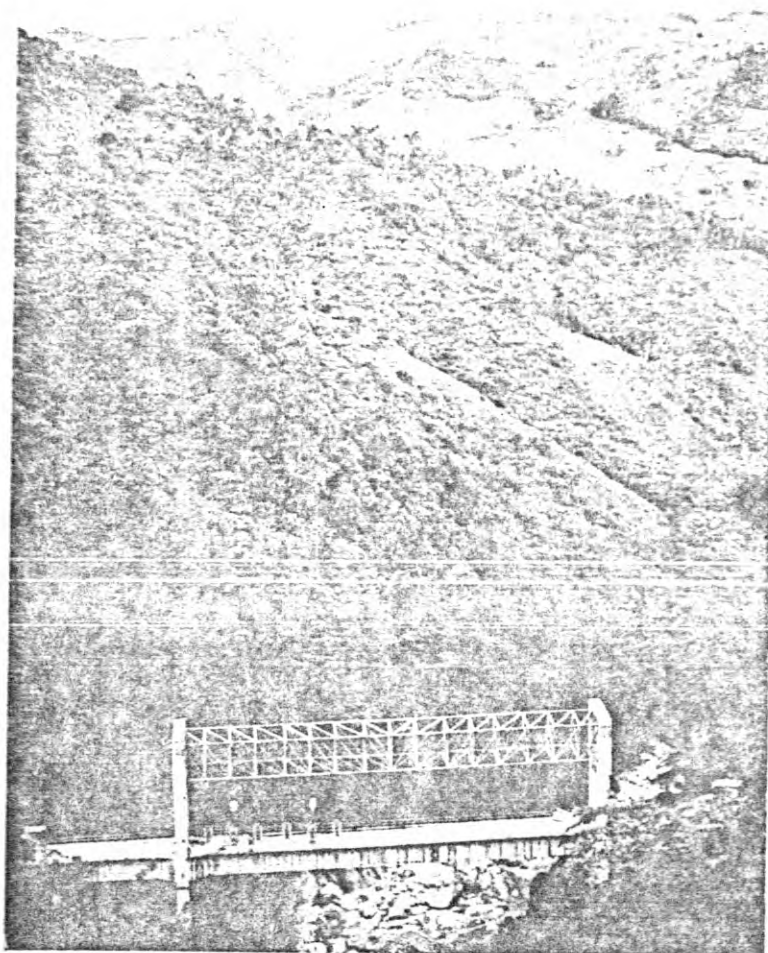
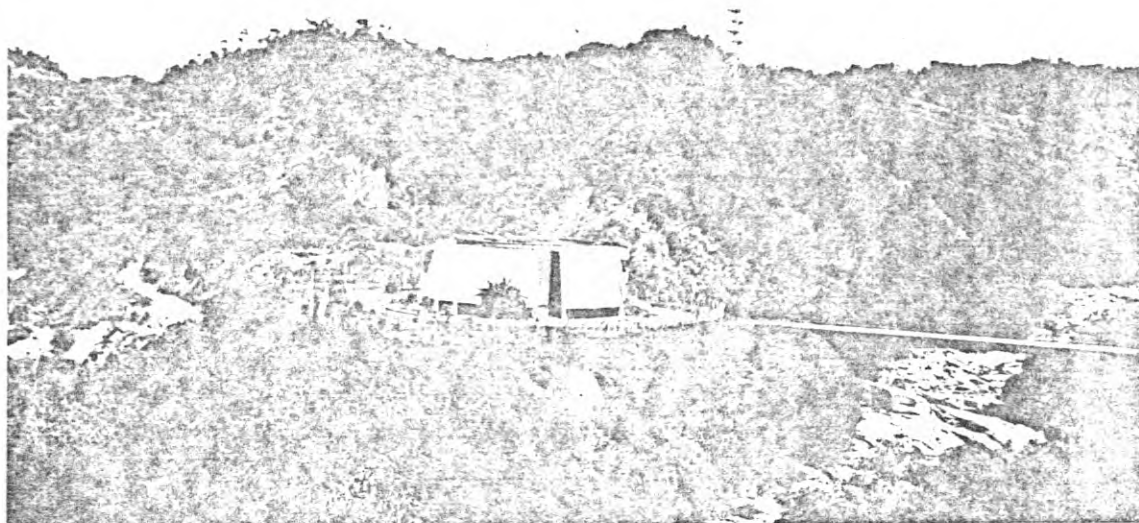


FOTO  
Nº 13

Vista General del Puente de Cables

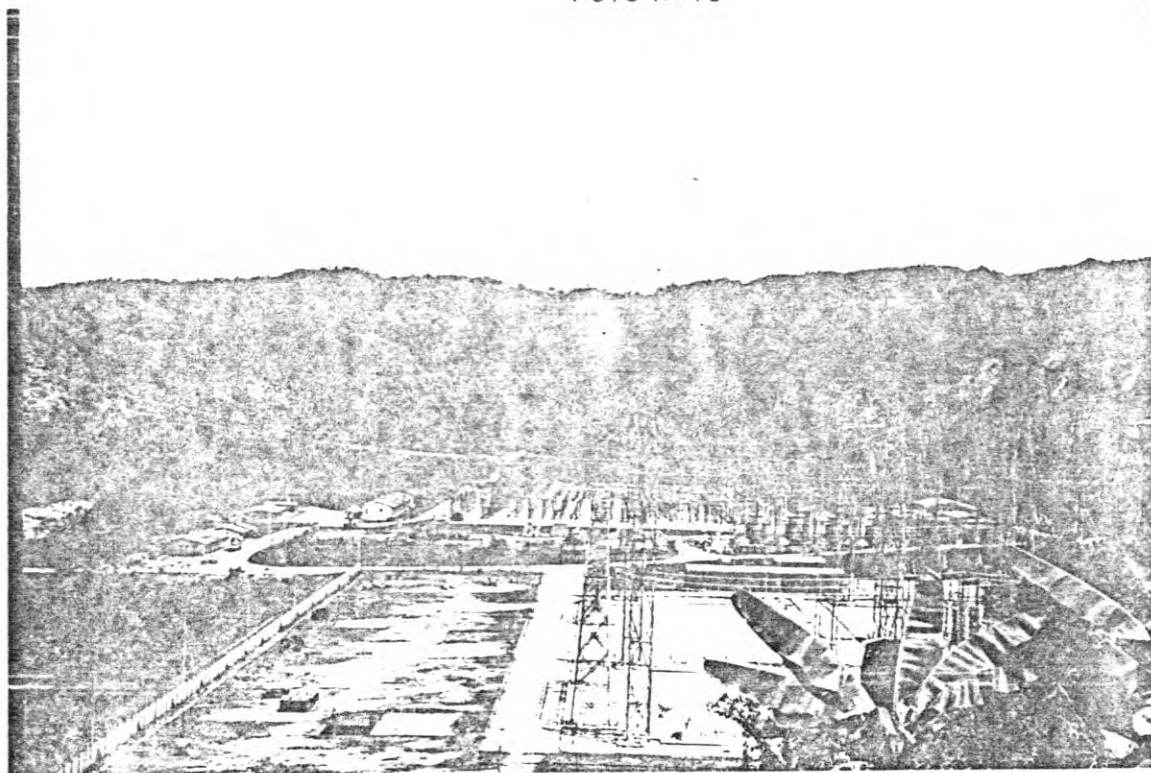
CARACTERÍSTICAS:

Estructura de salida de los cables provenientes de Casa de Máquinas, construída en forma de puente de concreto con voladizos sucesivos, apoyada en dos pilas en las márgenes del Río Guatapé con una luz de 71 metros. De allí los cables salen hacia la subestación de transformación.



VISTA DEL EDIFICIO DE MANDO DE LA CENTRAL

FOTO Nº 15



Vista de la Subestación de transformación inmediatamente a la derecha del Edificio de Mando. 16 Transformadores elevan el voltaje de 16 Kv a 220 Kv.

PROYECTO JAGUAS  
MATERIAL GRAFICO

PRESA Y EMBALSE SAN LORENZO



FOTO  
Nº 16

Vista de la Zona a ser embalsada. El nivel del embalse alcanza hasta donde se observa que comienza la vegetación.

CARACTERISTICAS:

PRESA SAN LORENZO:

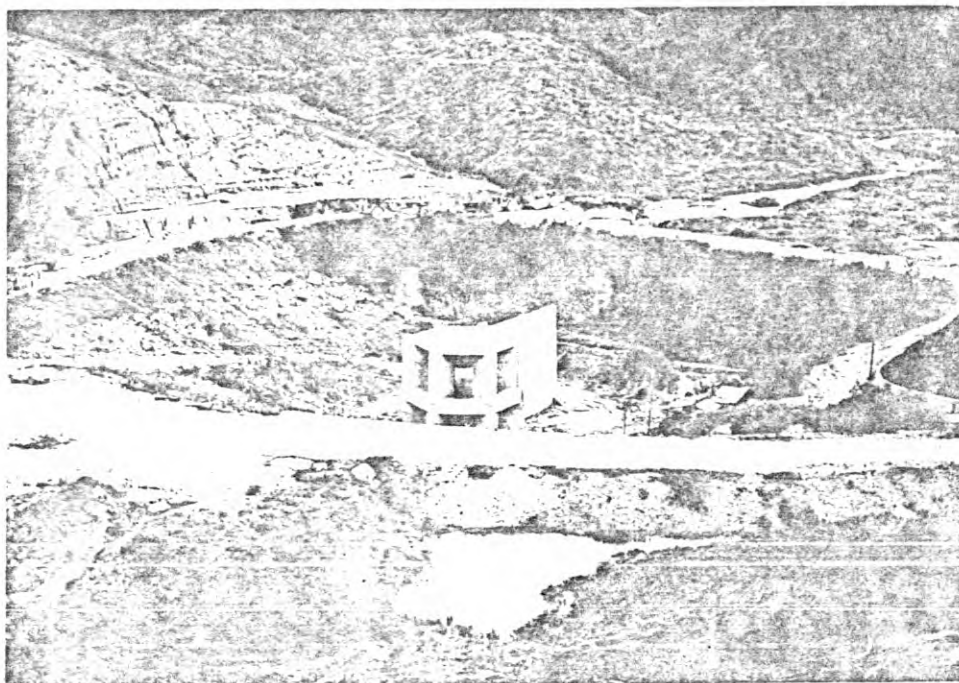
Tipo: Gravedad en limo y roca descompuesta  
Altura: 57 metros  
Longitud: 540 metros  
Volumen: 2.9 millones de mts<sup>3</sup>.

EMBALSE SAN LORENZO:

Volumen Total: 208 millones de mts<sup>3</sup>.  
Volumen Util: 180 millones de mts<sup>3</sup>.

## TORRE DE CAPTACION

FOTO Nº 17



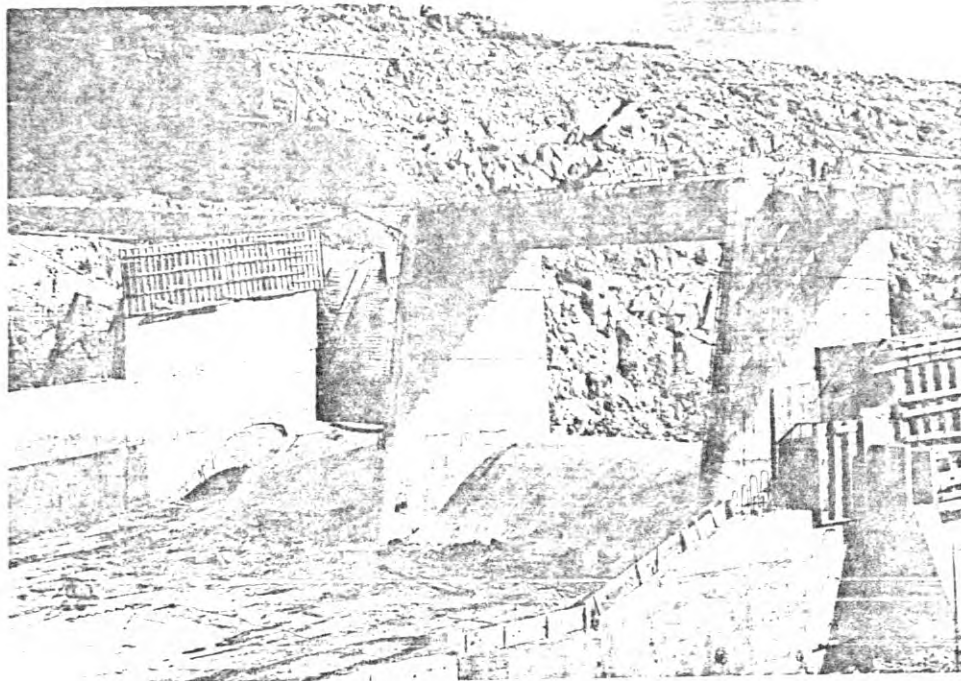
Panorámica de la torre de captación ubicada en el embalse de San Lorenzo.

La captación está compuesta de una estructura de rejas sumergidas, comunicada con un pozo de compuertas por un túnel de 185 metros de longitud. El caudal medio a captar es de 40.9 mts<sup>3</sup>/seg.

## PROYECTO JAGUAS

## VERTEDERO

FOTO Nº 18



Construcción del Vertedero de la presa de San Lorenzo (mayo/86)

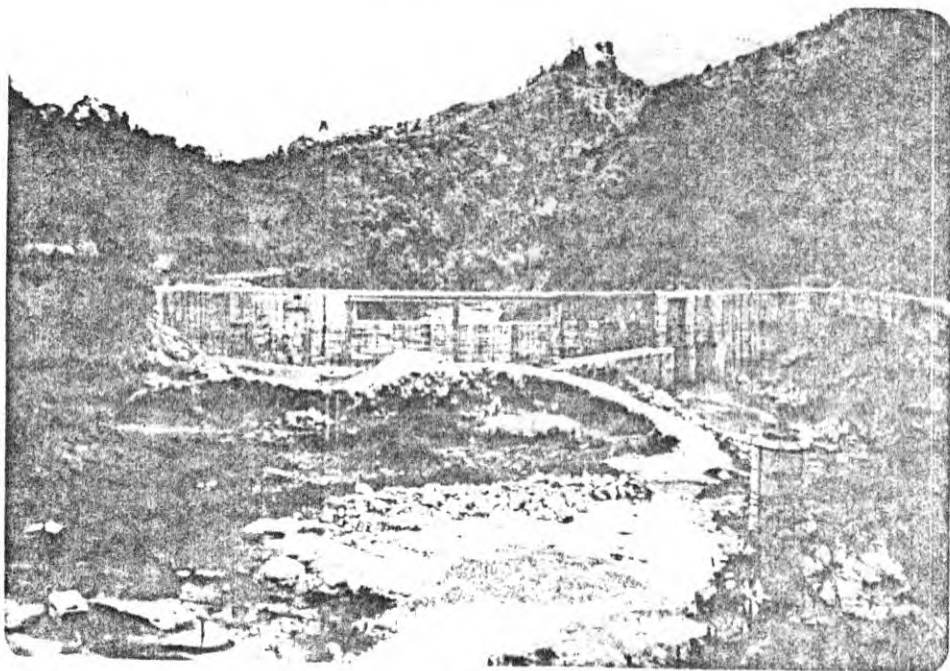
**CARACTERÍSTICAS:**

El vertedero es de tipo canal ancho de flujo no controlado. Tiene 30 metros de ancho en el canal de salida y 270 metros de longitud con pendiente del 5 y del 15.5%. Diseñado para evacuar una creciente hasta de 1900 mts<sup>3</sup>/seg.

PROYECTO CALDERAS - TAFETANES

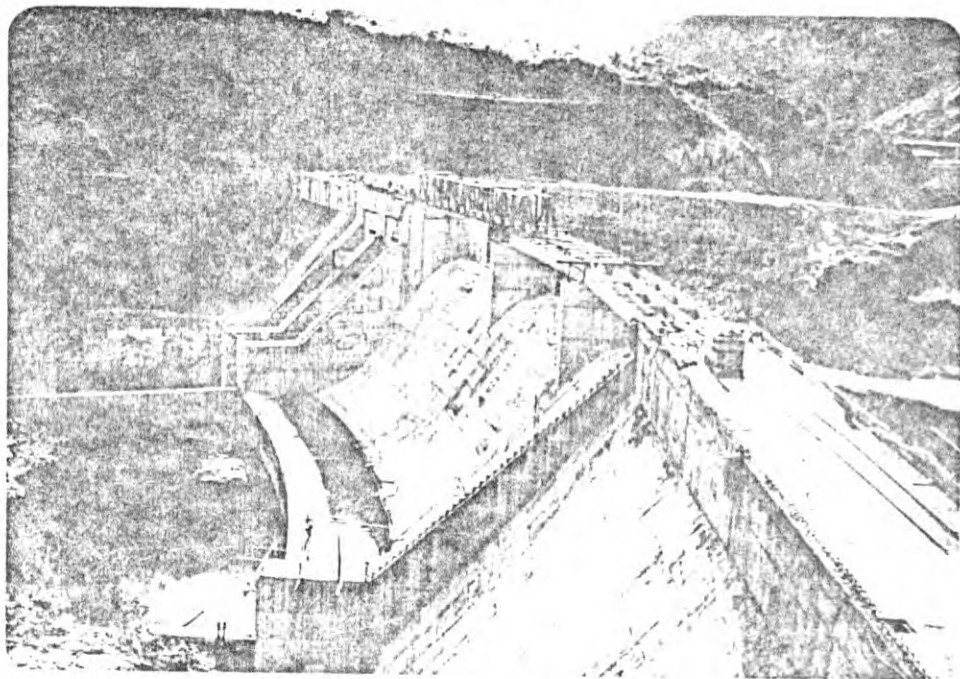
MATERIAL GRAFICO

FOTO N° 19



Presa de Calderas vista desde aguas arriba

FOTO N° 20



Presa de calderas vista desde aguas abajo

Características:

Presa Calderas:

-Tipo: Presa de gravedad en concreto

-Altura: 24 mts.

-Volumen 37.500 mts<sup>3</sup>

Embalse Calderas

-Volumen total 550000 mts<sup>3</sup>

-Volumen útil 150000 mts<sup>3</sup>



VERTEDERO

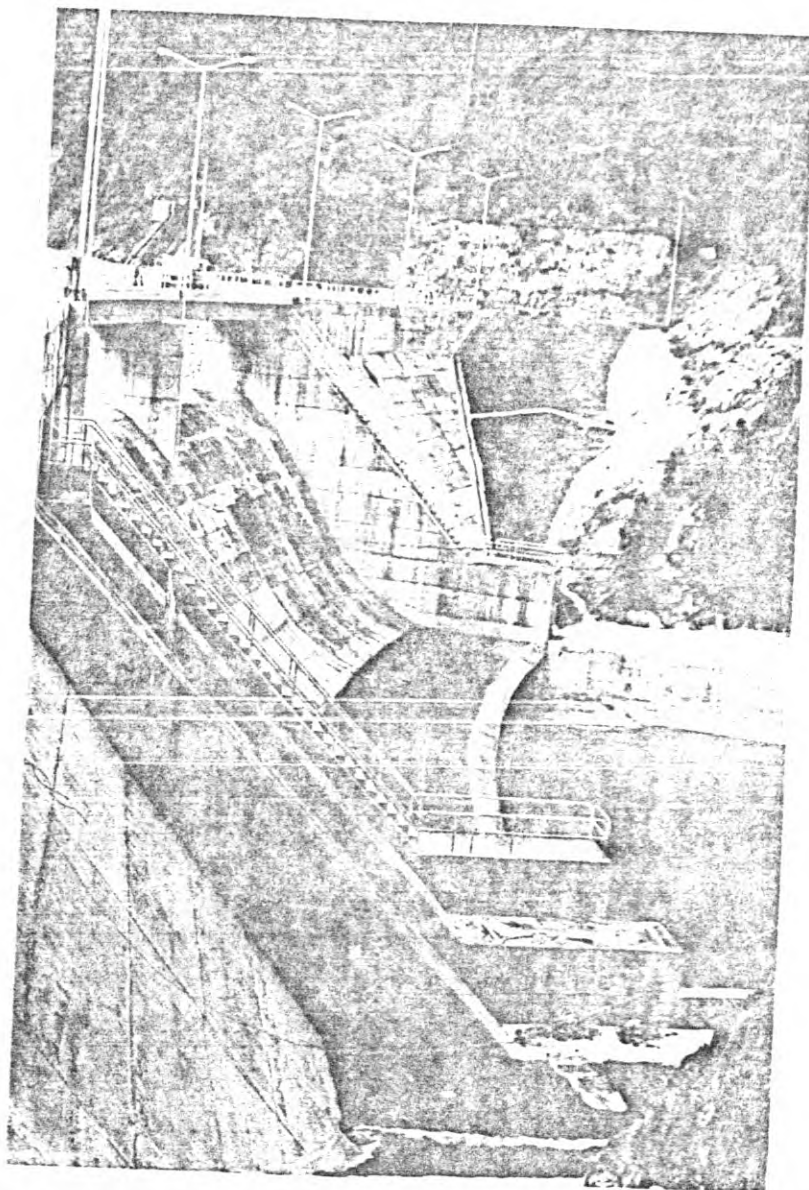


FOTO  
Nº 21

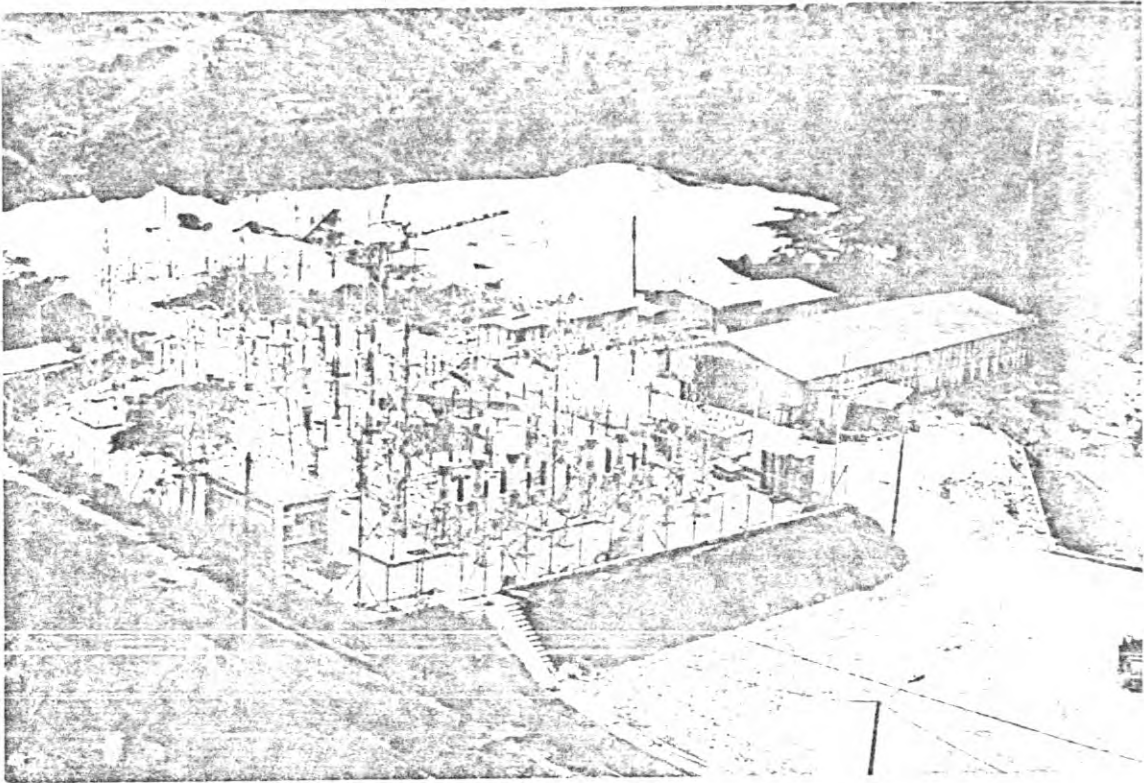
Vista del Vertedero de la Presa Calderas

CARACTERÍSTICAS:

Tipo: Canal abierto con salto disipador  
Longitud: 60 metros  
Capacidad: 860 mts<sup>3</sup>/seg.

SUBESTACION CALDERAS

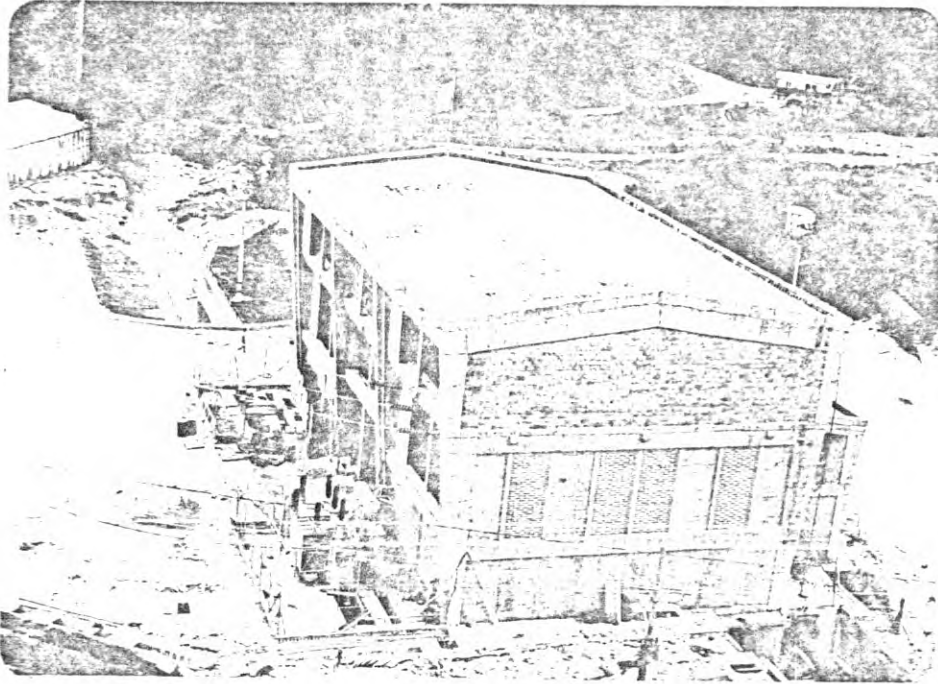
FOTO Nº 22



Panorámica de la Subestación de Calderas. Consta de un transformador trifásico de 18 MVA para una relación de transformación de 13.2 KV/115KV.

CASA DE MAQUINAS

FOTO N° 23



Panorámica de la Casa de Máquinas del Proyecto Calderas

CARACTERISTICAS:

TIPO: Superficial

UNIDADES: Dos turbinas tipo Pelton de eje vertical  
de 9.65 Mw cada una.

CAPACIDAD: 18.4 Mw

