

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

LA ELECTRIFICACION EN COLOMBIA

1986/87

500

333.793

333.793L

I 125 e

1988



**INSTITUTO COLOMBIANO
DE ENERGIA ELECTRICA**

**LA ELECTRIFICACION EN
COLOMBIA**

INFORME 1986 — 1987



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

OSCAR MEJIA VALLEJO
 MINISTRO

GUILLERMO PERRY RUBIO
 MINISTRO 1986 - JUNIO 1988

HERNAN CORREA NOGUERA
 VICEMINISTRO

ALBERTO BRUGMAN MIRAMON
 VICEMINISTRO 1987 - JUNIO 1988

MONICA DE GREIFF
 SECRETARIO GENERAL

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

OSCAR MEJIA VALLEJO
 LUIS FERNANDO ALARCON M.
 MARIA MERCEDES DE MARTINEZ
 ALEJANDRO DEEB PAEZ
 SÁBAS PRETEL DE LA VEGA
 JUAN CAICEDO AYERBE
 ALFONSO VEJARANO GALLO

SUPLENTES

HERNAN CORREA NOGUERA
 JUAN GUILLERMO SERNA VALENCIA
 CARLOS GARCIA BOTERO
 ANTONIO GARCIA RÓZO
 OCTAVIO CAMPO URREA
 CAMILO GONZALEZ CHAPARRO
 SEBASTIAN ARANGO FONNEGRA

NOTA: El doctor Gabriel Marulanda ocupó el cargo de Viceministro durante el período agosto de 1986 a junio de 1987.

ADMINISTRACION

DIEGO FERNANDO OTERO PRADA
Director General

RAFAEL L. RAMIREZ ZORRO
Subdirector Financiero

MARIO PERDOMO ABDALLAH
Subdirector Técnico

YEZID OBREGON FLOREZ
Subdirector Operativo

GERMAN RUEDA ESCOBAR
Secretario General

ROQUE J. PACHECO SIERRA
Auditor Especial

NOTA: El doctor Iván Calderón González hizo parte de la administración durante el año de 1987.

JEFES OFICINA Y DIVISION

IVAN NICHOLLS NICHOLLS Oficina de Planeación	PEDRO A. ROA BARRAGAN División de Asesoría y Control Operativo
MAURICIO RAMIREZ FRANCH Oficina Jurídica	ALVARO ALZATE CARDENAS División de Generación y Transmisión
LUIS FERNANDO SASIAIN Oficina de Sistemas	FABIO AYALA OVIEDO División de Electrificación Rural
JORGE E. DANIELS GUZMAN Oficina de Coordinación y Asesoría a Filiales	ROBERTO L. BRICEÑO CORREDOR División de Presupuesto y Contabilidad
JUVENAL PEÑALOZA ROSAS División de Centrales	BLANCA NELSY SEPULVEDA S. División de Personal
JORGE A. MORALES RODRIGUEZ División de Transmisión	CAMILO E. GAVIRIA C. División de Servicios Administrativos
EUGENIO PEÑA BARRERA División de Interventoría	RAFAEL SARMIENTO LOTERO División de Programación
PEDRO JOSE BARJUCH MARTINEZ División de Asesoría Técnica	HERNANDO CARREÑO PILONIETA División de Crédito y Tesorería
JAIRO RAMIREZ CASTRO División de Energía de Intendencias y Comisarías	

NOTA: Durante el año de 1987 formaron parte de la administración, el doctor Marco Antonio Gómez A., como Jefe de la División de Interventoría; y el doctor Antonio J. Londoño V. como Jefe de la División de Presupuesto y Contabilidad.

CONTENIDO

Introducción	11
CAPITULO I Estructura Institucional del Sector Eléctrico Colombiano	13
CAPITULO II Sistema Eléctrico Colombiano Descripción del Sector	25
CAPITULO III -Proyectos de Inversión del Sector Eléctrico Generación y Estudios Programa de Transmisión Programa de Subtransmisión y Distribución	45 83 103
CAPITULO IV Política Financiera del Sector Eléctrico 1987 Balances Ingresos y Gastos Tarifas	129 135
CAPITULO V Estadísticas	163

Nuestra Portada
Central Hidroeléctrica de Betania (Departamento del Huila)

El sector eléctrico colombiano ha experimentado un crecimiento sostenido en los últimos años, impulsado por la inversión en nuevas plantas generadoras y la expansión de la red de transmisión y distribución. Este crecimiento se ha reflejado en un aumento de la capacidad instalada y en una mayor cobertura de servicio eléctrico para la población. En el marco de este desarrollo, el presente estudio busca analizar la estructura institucional del sector eléctrico colombiano, con el fin de identificar los actores clave y sus roles en el proceso de planificación, construcción y operación de las plantas generadoras. El estudio se centra en la planta térmica de Leticia (Amazonas), una de las principales plantas generadoras del país. A través de un análisis de la estructura organizacional de la planta y de la relación con los organismos reguladores y operadores del sistema eléctrico nacional, se busca comprender el funcionamiento del sector eléctrico colombiano en su conjunto.

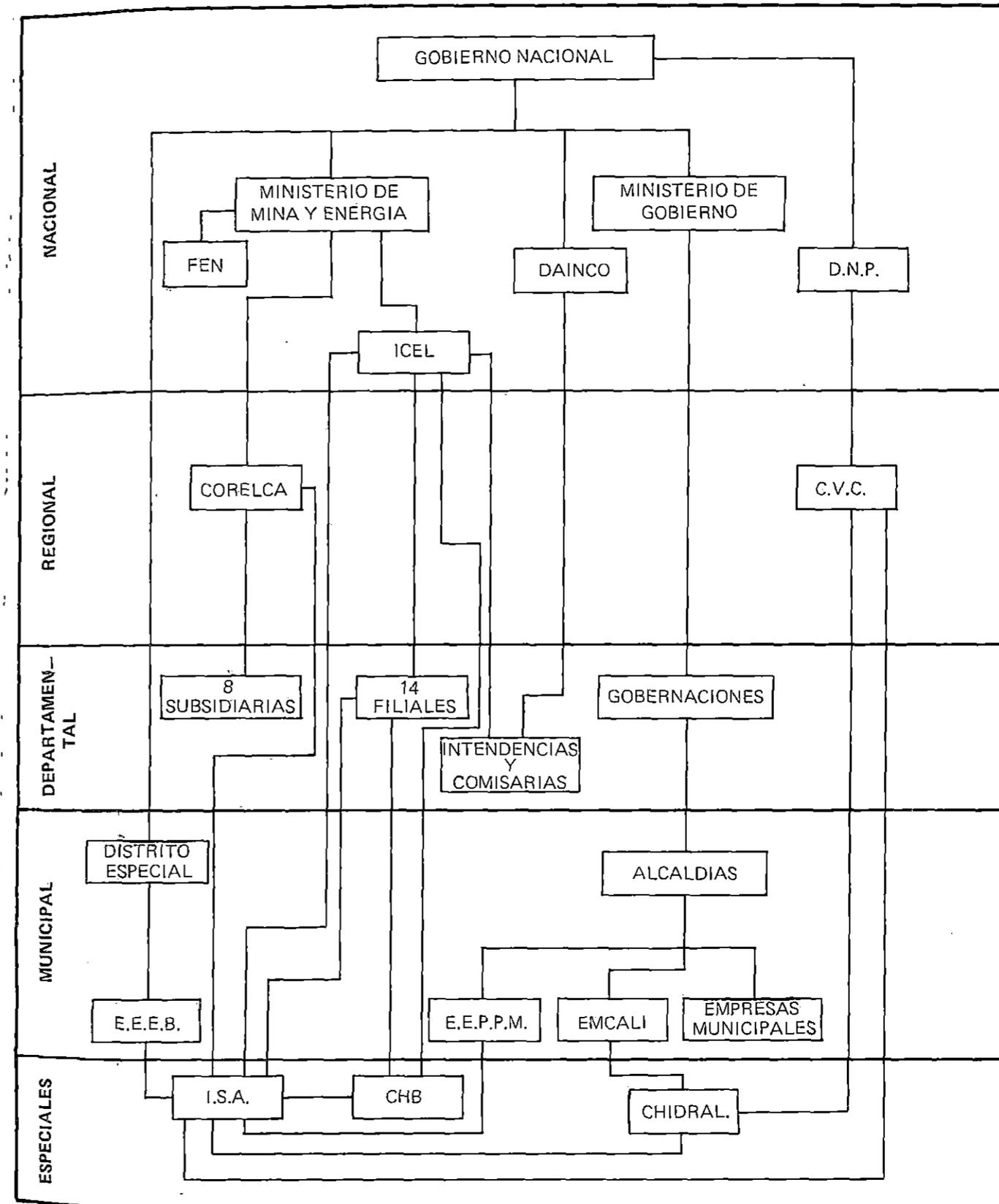
El sector eléctrico colombiano ha experimentado un crecimiento sostenido en los últimos años, impulsado por la inversión en nuevas plantas generadoras y la expansión de la red de transmisión y distribución. Este crecimiento se ha reflejado en un aumento de la capacidad instalada y en una mayor cobertura de servicio eléctrico para la población. En el marco de este desarrollo, el presente estudio busca analizar la estructura institucional del sector eléctrico colombiano, con el fin de identificar los actores clave y sus roles en el proceso de planificación, construcción y operación de las plantas generadoras. El estudio se centra en la planta térmica de Leticia (Amazonas), una de las principales plantas generadoras del país. A través de un análisis de la estructura organizacional de la planta y de la relación con los organismos reguladores y operadores del sistema eléctrico nacional, se busca comprender el funcionamiento del sector eléctrico colombiano en su conjunto.

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO



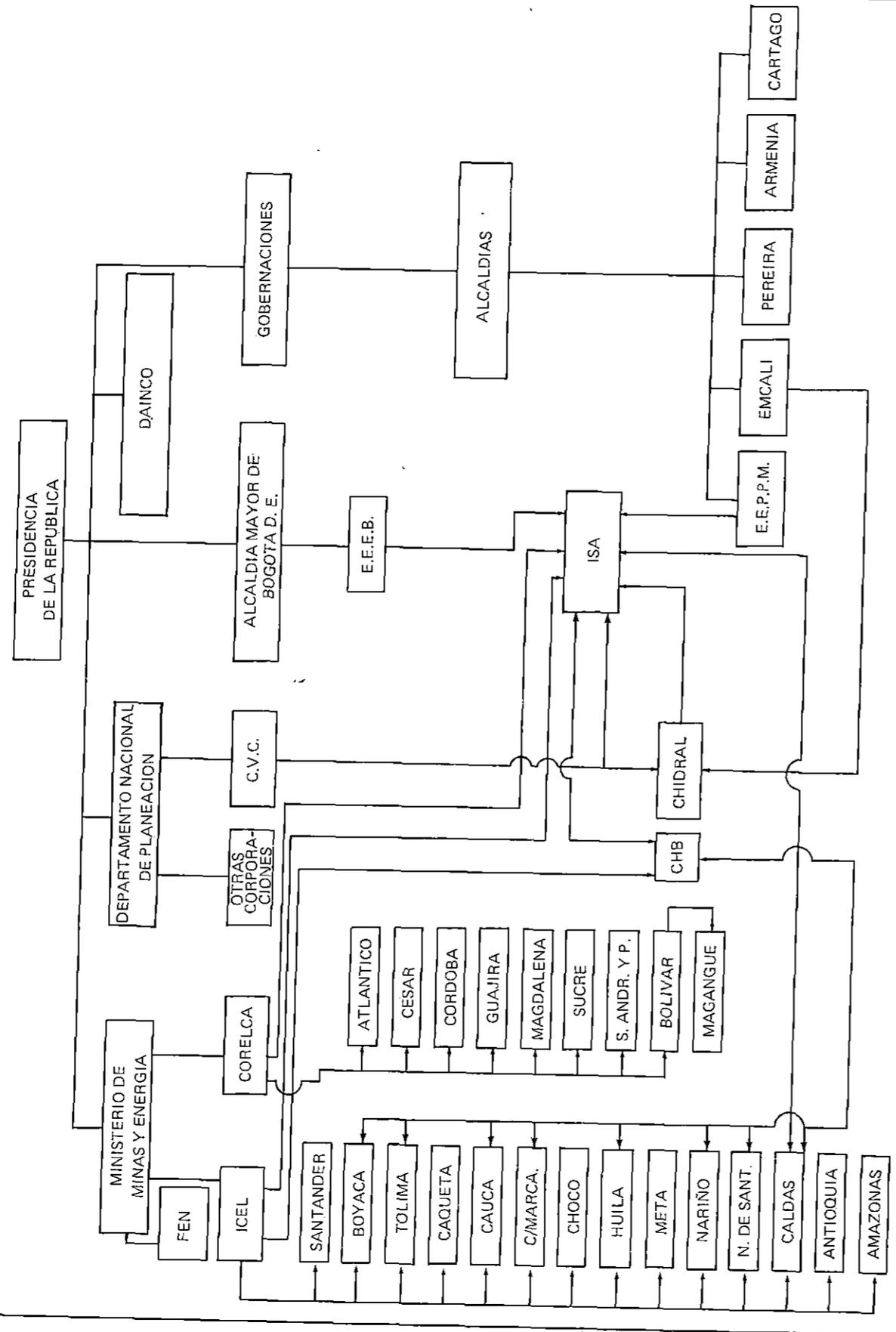
PLANTA TERMICA DE LETICIA (AMAZONAS).

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO



EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

ESQUEMA OPERACIONAL DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO



RESEÑA HISTORICA

El origen del Sistema Eléctrico Colombiano se remonta a los últimos años del siglo pasado, cuando se constituyeron las primeras empresas de energía eléctrica, la mayoría de carácter privado.

Con la ley 126 de 1938, el suministro de energía eléctrica se declaró servicio público fundamental, con lo cual la nación, los departamentos y municipios deberán cooperar en su desarrollo y financiamiento. Durante las dos décadas siguientes a la promulgación de esa ley, se constituyeron diversos establecimientos públicos encargados de la prestación del servicio eléctrico. El primero de ellos, de carácter nacional fue el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico —ELECTRAGUAS—.

En 1968 se reestructuró ELECTRAGUAS y cambió su nombre por el de Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL. Con el apoyo del ICEL, después de 1970 se constituyeron cuatro nuevas empresas, llegándose a un total de veinte electrificadoras.

La relación ICEL - Electrificadoras fue el paso inicial necesario para lograr la consolidación del Sector Eléctrico en el ámbito departamental y regional, facilitando el flujo de recursos financieros y técnicos del centro del país hacia las regiones. Sin embargo, ya en los años cincuenta estaba en proceso de descentralización sectorial el cual cobró mayor fuerza con la creación de entidades regionales como la Corporación Autónoma Regional del Cauca —CVC— (1954) y la constitución de entidades municipales como las Empresas Públicas de Medellín —EPPM— (1955) y la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá —EEEB— (1959). Dicho proceso continuó con la creación de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica —CORELCA— en 1967.

En 1963 las principales empresas iniciaron negociaciones con el fin de interconectar sus sistemas, con el resultado de Interconexión Eléctrica S.A. —ISA— en

1967, teniendo como socios a EPPM, EEEB, CVC e ICEL. Con el ingreso de CORELCA a ISA en 1976 se configuró un sistema que ha logrado cambiar la autonomía regional con un alto nivel de planeamiento técnico a nivel integrado, tanto en la programación de nuevas inversiones como en la operación de los sistemas existentes.

Al Departamento Nacional de Planeación están adscritos diversos organismos que poseen entre otras funciones la de fomentar la actividad eléctrica. Estos organismos son, la Corporación Autónoma Regional de la Sabana de Bogotá y los Valles de Ubaté y Chiquinquirá (CAR), Corporación Regional del Quindío (CRQ), Corporación Regional de Urabá y Corporación del Chocó.

ORGANIZACION

En Colombia la prestación del servicio de energía eléctrica es adelantada totalmente por Entidades del Estado y mediante la expedición del Decreto-Ley 636 del 10 de abril de 1974, le fue asignado al Ministerio de Minas y Energía proponer y adelantar la política nacional en materia de electricidad a través de las diferentes entidades adscritas o vinculadas al mismo.

EMPRESAS

A continuación se presenta una breve descripción de cada una de las empresas que conforman el Sector Eléctrico Colombiano. No se hace referencia a los proyectos de inversión que ejecuta actualmente por ser este el objeto de la tercera sección del presente informe. Los aspectos económicos de las empresas están tratados en la cuarta sección que cubre el tema de los ingresos, gastos y tarifas así como también algunos detalles técnicos referentes a sus sistemas eléctricos. La última sección contiene estadísticas, cuadros y gráficas que permiten comparaciones entre empresas.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA (ICEL)

La ley 80 de 1946 creó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico - ELECTRAGUAS el cual fue estructurado bajo la reforma administrativa de 1968 mediante el decreto ley 3175 del 26 de diciembre del mismo año, pasando a denominarse Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL.

Desde la creación de ELECTRAGUAS, el organismo promovió la constitución de empresas departamentales de energía eléctrica que sirvieron fundamentalmente para integrar los recursos del Estado en los órdenes nacional y regional para atender el desarrollo eléctrico.

Con tal fin desarrolló las Electrificadoras de Antioquia, Atlántico, Bolívar, Córdoba, Cesar, Cundinamarca, Chocó, Boyacá, Santander, Guajira, Magdalena, Sucre, Tolima, Huila, Meta, Caquetá, La Central Hidroeléctrica de Caldas, CHEC, que sirve a Caldas, Quindío y Risaralda, las Centrales Eléctricas del Cauca, las Centrales Eléctricas de Nariño y las Centrales Eléctricas de Norte de Santander. Organizó además empresas de energía locales en muchas ciudades y poblaciones de las Intendencias y Comisarías.

En cumplimiento de la ley 57 de 1975, el Instituto cedió a la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CORELCA, todos sus derechos y acciones en las Electrificadoras de Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Sucre, Cesar y Guajira.

Recientemente ha adoptado políticas de intervención más activa en sus filiales, con el fin de optimizar al máximo la operación de esas entidades y evitar los problemas administrativos que presentaban algunas de ellas.

El ICEL atiende actualmente a través de sus catorce filiales, el servicio eléctrico en quince departamentos y mediante plantas y sistemas locales en todas las Intendencias y Comisarías con excepción de la Intendencia de San Andrés y Providencia, adscrita a CORELCA.

EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA (EADE)

Fue constituida el 10 de febrero de 1959 y reformados sus estatutos el 4 de octubre de 1973. Es una empresa

industrial y comercial del Estado indirecta del orden nacional, con sede en la ciudad de Medellín. En su reunión extraordinaria de la Asamblea General según acta No. 48 del 9 de agosto de 1983 se reformaron los estatutos incluyendo el cambio de nombre de Electrificadora de Antioquia por Empresa Antioqueña de Energía.

Esta es la entidad encargada del suministro de energía en las áreas del departamento que no son atendidas directamente por las Empresas Públicas de Medellín, además, atiende en forma directa el suministro de energía, a El Carmen de Atrato (Chocó).

ELECTRIFICADORA DE BOYACA S.A.

Fue constituida el 9 de febrero de 1955 y reformados sus estatutos el 8 de abril de 1965 y el 15 de julio de 1974. Es una empresa industrial y comercial del Estado, descentralizada indirecta del orden nacional, con sede en la ciudad de Tunja. Atiende la capital y la mayor parte de los municipios del departamento de Boyacá.

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. (CHEC)

Fue constituida el 31 de marzo de 1955 y reformados sus estatutos el 26 de septiembre de 1973. Es una empresa industrial y comercial del Estado, descentralizada indirecta del orden nacional, con sede en la ciudad de Manizales y campo de operación en los departamentos de Caldas, Risaralda y Quindío.

CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. (CEDELCA)

Fue constituida el 31 de marzo de 1955 y reformados sus estatutos el 28 de diciembre de 1973. Es una sociedad de economía mixta, descentralizada indirecta del orden nacional, con sede en la ciudad de Popayán. Atiende la capital y demás municipios del departamento del Cauca.

ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A.

Fue constituida el 13 de junio de 1978 con el objeto de atender la prestación del servicio eléctrico en el departamento. Es una empresa industrial y comercial del Estado, del orden nacional, con sede en la ciudad de Florencia.

COMPANIA DE ELECTRICIDAD Y GAS CUNDINAMARCA S.A. (CELGAC)

Fue constituida el 13 de marzo de 1958 y reformados sus estatutos el 14 de enero de 1974 y el 4 de junio de 1977. Es una sociedad de economía mixta, indirecta del orden nacional, con sede en Bogotá D.E. Atiende los mercados del departamento de Cundinamarca. El 30 de agosto de 1984 en Asamblea General de Accionistas No. 63 se reformaron sus estatutos y fueron solemnizados ante el Registro 1293 de la Cámara de Comercio el 18 de Julio de 1985.

Al extender su servicio de energía al suministro de gas natural, adopta el nombre de Compañía de Electricidad y Gas Cundinamarca S.A. —CELGAC S.A.—

ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A.

Fue constituida el 28 de mayo de 1958. Es una sociedad de economía mixta, descentralizada indirecta del orden nacional, con sede en la ciudad de Quibdó. Atiende la capital y para próximos años se espera suministre el servicio a las demás poblaciones del departamento del Chocó.

ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A.

Fue constituida en julio de 1947 y reformados sus estatutos el 27 de abril de 1973. Es una empresa industrial y comercial del Estado, descentralizada indirecta del orden nacional, con sede en la ciudad de Neiva. Atiende la capital y varias poblaciones del departamento.

ELECTRIFICADORA DEL META S.A. (EMSA)

Fue constituida el 18 de diciembre de 1981. Es una sociedad de economía mixta, descentralizada indirecta del orden nacional con sede en la ciudad de Villavicencio. Atiende el mercado del departamento del Meta, que anteriormente había sido atendido por la Electrificadora de Cundinamarca y Meta. Es atendido su mercado actualmente a través de la interconexión de Villavicencio por compras y una parte aislada que es la población de Puerto López, que se atiende con generación propia de unas plantas diesel. Son accionistas de esta Electrificadora, la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá en un 29%, el ICEL 45.9%, el departamento en un 21.6%, y los municipios en 2.6% y otros en un .9%.

CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A.

Fue constituida el 9 de agosto de 1955 y reformados sus estatutos el 17 de octubre de 1973. Es una sociedad de economía mixta, indirecta del orden nacional, con sede en la ciudad de Pasto. Atiende la capital y demás poblaciones del departamento de Nariño.

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. (CENS)

Fue constituida el 16 de octubre de 1952 y reformados sus estatutos el 23 de julio de 1973. Es una empresa industrial y comercial del Estado, indirecta del orden nacional, con sede en la ciudad de Cúcuta. Atiende la capital y demás poblaciones del Norte de Santander y también algunas poblaciones del sur del Cesar.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. (ESSA)

Fue constituida el 16 de septiembre de 1950 bajo la razón social de "Central Hidroeléctrica del Río Lebrija Ltda." y transformada en sociedad anónima el 21 de febrero de 1974. Es una empresa industrial y comercial del Estado, descentralizada indirecta del orden nacional, con sede en la ciudad de Bucaramanga. Atiende la capital y demás municipios del departamento de Santander.

ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.

Fue constituida el 24 de mayo de 1955 y reformados sus estatutos el 31 de diciembre de 1973. Es una sociedad de economía mixta, indirecta del orden nacional, con sede en la ciudad de Ibagué. Atiende la capital y demás poblaciones del departamento del Tolima y administra los bienes de la antigua compañía de electricidad de la zona de Honda.

ELECTRIFICADORA DEL AMAZONAS S.A. (ELECTROAMAZONAS)

Fue constituida el 20 de noviembre de 1987 mediante Escritura Pública No. 2415 de la Notaría Tercera de Bogotá con un capital suscrito de 447.3 millones de pesos.

Se clasifica como una entidad descentralizada indirecta del orden nacional con el régimen jurídico de las empresas industriales y comerciales del Estado con sede en la ciudad de Leticia.

El Instituto promovió la creación de la filial, cuya finalidad es atender directamente el servicio eléctrico de la Comisaría del Amazonas e inicialmente la operación y mantenimiento de la central diesel de Leticia.

Son accionistas de esta Electrificadora el ICEL con un 70%, la Comisaría del Amazonas con un 8.6%, el municipio de Leticia con un 15.5%, el municipio de Puerto Nariño con un 1.2% y los principales corregimientos de la Comisaría con un 4.7%.

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA (CORELCA)

CORELCA es un establecimiento público creado mediante la ley 59 de diciembre de 1967 y reorganizada por el Decreto Extraordinario 636 de 1974 y la ley 57 de 1975, con Personería Jurídica, autonomía administrativa y patrimonio independiente, adscrito al Ministerio de Minas y Energía y con domicilio en la ciudad de Barranquilla.

La Corporación tiene por objeto proyectar, construir y explotar centrales generadoras de electricidad, a base de energía hidráulica o térmica y sistemas principales de transmisión para suministro de fluido eléctrico en bloque a las empresas electrificadoras y complejos industriales y agrícolas dentro del área de su jurisdicción, la cual comprende los departamentos del Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Sucre, Cesar, Guajira y la Intendencia de San Andrés y Providencia.

ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO S.A.

Fue constituida el 21 de septiembre de 1957 y reformados sus estatutos el 26 de diciembre de 1974. Es una sociedad de economía mixta indirecta del orden nacional con sede en la ciudad de Barranquilla. Atiende a Barranquilla y a los municipios del departamento del Atlántico. Administra los bienes de la antigua compañía de electricidad del Atlántico.

ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR S.A.

Fue constituida el 10. de diciembre de 1954 y reformados sus estatutos el 30 de junio de 1975. Es una

sociedad de economía mixta indirecta del orden nacional, con sede en la ciudad de Cartagena. Atiende a Cartagena y a los municipios del departamento de Bolívar por intermedio de su filial Energía Eléctrica de Magangué S.A. Atiende el mercado de Magangué y poblaciones circunvecinas.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE MAGANGUE S.A.

Fue constituida el 5 de septiembre de 1955. Es una empresa industrial y comercial del Estado, indirecta del orden departamental, con sede en Magangué. Atiende el mercado de Magangué y sus poblaciones vecinas.

ELECTRIFICADORA DEL CESAR

Fue constituida el 10. de abril de 1971. Es una empresa industrial y comercial del Estado, indirecta del orden departamental, con sede en la ciudad de Valledupar. Atiende la capital y demás poblaciones del departamento del Cesar, exceptuando las del sur que son servidas por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A.

ELECTRIFICADORA DE CORDOBA S.A.

Fue constituida el 27 de mayo de 1958 y reformados sus estatutos el 10. de octubre de 1973. Es una sociedad de economía mixta, del orden nacional con sede en la ciudad de Montería. Atiende la capital y demás mercados localizados en el departamento de Córdoba.

ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA S.A.

Fue constituida el 2 de abril de 1971. Es una empresa industrial y comercial del Estado, descentralizada indirecta del orden departamental con sede en la ciudad de Riohacha. Atiende la capital y demás municipios del departamento de la Guajira, incluyendo a Maicao que está interconectada con Venezuela.

ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA S.A.

Fue constituida el 12 de julio de 1958 y reformados sus estatutos el 25 de abril de 1975. Es una sociedad de economía mixta, indirecta del orden nacional. Atiende la capital y varias poblaciones del departamento.

ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA S.A.

Fue constituida el 5 de marzo de 1974. Es una sociedad de economía mixta, descentralizada indirecta del orden nacional con sede en la Isla de San Andrés.

ELECTRIFICADORA DE SUCRE S.A.

Fue constituida el 28 de agosto de 1956 bajo la razón de Empresa de Energía de Sincelejo S.A. y reformados sus estatutos el 10 de abril de 1972. Es una sociedad de economía mixta, descentralizada del orden nacional, con sede en la ciudad de Sincelejo. Atiende la capital y demás municipios del departamento de Sucre.

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA (CVC)

La CVC es un establecimiento público nacional, con autonomía administrativa y patrimonio propio; entidad descentralizada tanto territorialmente como por la prestación de servicios; adscrita al Departamento Nacional de Planeación. Creada según Decreto Legislativo No. 3110 de octubre 22 de 1954.

El objetivo fundamental de la Corporación es promover el desarrollo integral; económico y social de la zona geográfica bajo su jurisdicción, constituida por la Hoya Hidrográfica del Alto Cauca, las vertientes del Pacífico vecinas a ésta y los terrenos aledaños que le están relacionados.

La CVC junto con su subsidiaria CHIDRAL, produce y vende energía en bloque a EMCALI, Compañía de Electricidad de Tuluá, EMCARTAGO e ISA; además la CVC distribuye energía eléctrica en el departamento del Valle del Cauca, a excepción de las ciudades de Cali, Yumbo, Tuluá y Cartago, atendidas las dos primeras por EMCALI y las otras por las respectivas empresas municipales.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA (EEEB)

La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá tuvo origen en la sociedad colectiva de comercio organizada por los hermanos Samper Brush en el mes de agosto de 1903 y conocida bajo la razón social Samper Brush &

Cia. En abril de 1904 la Sociedad Colectiva de Comercio se transformó en sociedad anónima que funcionó hasta 1927 con el nombre de Compañía de Energía Eléctrica de Bogotá, año en el cual se hizo la fusión con la Compañía Nacional de Electricidad, constituyéndose así las Empresas Unidas de Energía Eléctrica S.A.

En 1951 el municipio de Bogotá adquirió la totalidad de las acciones de las empresas antes mencionadas, creándose así las Empresas Unidas de Energía de Bogotá.

En 1959, el Distrito Especial de Bogotá instituyó la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá como una empresa autónoma descentralizada, cuyo objetivo principal es el de producir y vender energía eléctrica, en el Distrito Especial de Bogotá.

En la actualidad, la prestación de este servicio se extiende a algunas poblaciones del departamento de Cundinamarca.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN (EPPM)

Las Empresas Públicas de Medellín son un establecimiento autónomo del orden municipal, creado por el Acuerdo No. 58 de 1955 del Concejo Municipal de Medellín según autorizaciones que le fueron dadas por el Decreto Legislativo No. 1816 de 1955 del Gobierno Nacional.

Atiende los servicios de energía, acueducto, alcantarillado y teléfonos, cada uno estatutario y patrimonialmente independiente de los demás.

Las Empresas Públicas de Medellín atienden el servicio de energía eléctrica en la ciudad de Medellín y en la mayor parte de los municipios del departamento de Antioquia, vende energía en bloque a varias empresas en el área y a la Empresa Antioqueña de Energía de la cual es accionista y que directamente atiende el resto del departamento.

Estas a través del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), suministran por medio de la línea a 110 KV, Ancón-Sur-Bolombolo-Quibdó, energía a los municipios de Quibdó e Itmina en el departamento del Chocó, también las líneas de interconexión eléctrica de ISA permiten el transporte de energía desde el sistema de Empresas Públicas de Medellín a otras regiones del país.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

—ISA—

El 14 de septiembre de 1967, las principales empresas que tienen a su cargo la prestación del servicio de energía eléctrica en el país como son: Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, Central Hidroeléctrica de Caldas, Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, Empresas Públicas de Medellín, Corporación Autónoma Regional del Cauca y Central Hidroeléctrica del Alto Anchicayá constituyen la Sociedad de Interconexión Eléctrica, ISA, con domicilio en Bogotá, con el objeto de ejecutar la interconexión de las redes eléctricas y coordinar la ejecución de las instalaciones de generación y transmisión de dichas empresas. Además se le encomendó el planeamiento y ejecución de los grandes proyectos del Sector.

El Gobierno Nacional y las empresas socias de ISA acordaron en septiembre de 1977 incluir en la Sociedad a la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica para lo cual el ICEL y la CVC cedieron a esta entidad las acciones requeridas para su inclusión en la sociedad.

Interconexión Eléctrica S.A., es una entidad de derecho público, descentralizada, de segundo grado, clasificada como una empresa industrial y comercial del Estado.

Actualmente tiene su sede en la ciudad de Medellín. Tiene como objeto social: La interconexión de los sistemas eléctricos de los accionistas y entre éstos y las centrales de propiedad de la Sociedad.

Son accionistas de ISA, la EEEB en un 25%, EEPPM en un 25%, la CVC en un 20%; el ICEL en un 15% y CORELCA en un 15%.

CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A. (CHB)

Fue constituida el 15 de octubre de 1980. Es una Sociedad Anónima, clasificada legalmente como sociedad de economía mixta, con carácter de entidad descentralizada indirecta del orden nacional. Tiene como sede la ciudad de Neiva.

El ICEL y sus Filiales poseen un 66.1% de este proyecto. La operación está en cabeza de la Electrificadora del Huila y la administración técnica y financiera en la Central Hidroeléctrica de Betania S.A. Beneficia especialmente a los departamentos del Huila, Caquetá, Cauca, Nariño y Valle.

La Sociedad tuvo en principio como objeto la construcción de la Central Hidroeléctrica de Betania y actualmente cumple la función de venta y distribución de la energía producida por la misma Central.

CARBONES DE NORTE DE SANTANDER S.A.

Fue constituida el 5 de diciembre de 1980. Es una sociedad anónima de economía mixta indirecta, del orden nacional, vinculada al sector administrativo del Ministerio de Minas y Energía, con sede en la ciudad de Cúcuta, pudiendo establecer sucursales o agencias y extenderse en sus negocios a otras plazas del país o del exterior.

El término de duración de la sociedad será de cincuenta años a partir de su constitución. El objeto primordial para el cual fue creada, es la compraventa y transporte de carbón a la Central Térmica de Tasajero y además, promover la explotación del carbón de las minas existentes en la región.

CARBONES DE BOYACA S.A. (CARBOYACA)

Fue constituida por escritura pública No. 1220 el 6 de junio de 1986. Es una sociedad anónima de economía mixta indirecta del orden nacional, vinculada al sector administrativo del Ministerio de Minas y Energía con sede en la ciudad de Tunja.

El término de duración de la sociedad será de cincuenta (50) años.

El objeto social de esta sociedad es la compraventa y transporte de carbón mineral con destino a la Central Termoeléctrica de Paipa, Unidades I, II, III de propiedad del ICEL y las electrificadoras de Boyacá, Santander y Norte de Santander, así como a las unidades que

con posterioridad instalen las mencionadas entidades en el departamento de Boyacá; venta del excedente de carbón a otras entidades; la comercialización internacional de carbón mineral; la compraventa e importación de toda clase de elementos para la prospección, producción y transporte del carbón mineral; prestar asistencia técnica y financiera a sus asociados y demás mineros del carbón; promover la exploración y explotación del carbón en las minas existentes en el departamento de Boyacá mediante los mecanismos técnicos adecuados.

FINANCIERA ELECTRICA NACIONAL (FEN)

La Financiera Eléctrica Nacional, cuya creación fue autorizada por el artículo primero de la ley 11 de 1982, es una entidad financiera del Estado, del orden nacional constituida como sociedad de capital público por acciones, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, regida por las normas previstas para las empresas industriales y comerciales del Estado y sometida a la vigilancia y control de la Superintendencia Bancaria; la Contraloría General de la República ejercerá sobre la Financiera Eléctrica Nacional, el control fiscal previsto para las entidades financieras del Estado. Su fin primordial es la financiación de proyectos, o programas del Sector Eléctrico.

Para dar cumplimiento a este objeto social la Financiera Eléctrica Nacional realiza entre otras, las siguientes operaciones:

Otorga créditos en moneda nacional o extranjera a las empresas del Sector Eléctrico, que acrediten su calidad de accionistas de la Financiera Eléctrica Nacional.

Hasta mediados de 1985, la Financiera Eléctrica Nacional, captó ahorro interno mediante la emisión de títulos, los CEV, Certificados Eléctricos Valorizables, y los TER, Títulos Energéticos de Rentabilidad Creciente; celebra operaciones de crédito tanto interno como externo.

Compra y/o descuenta títulos valores y otros documentos de crédito emitidos, aceptados o negociados por entidades del Sector Eléctrico.

INDUSTRIA DE CONCRETO CENTRIFUGADO (INCO) LTDA.

La Sociedad fue creada por cuatro socios mediante escritura No. 700 de la Notaría 1o. del Circuito de Bogotá el 3 de febrero de 1954, con carácter de entidad descentralizada, indirecta del orden nacional, bajo el régimen de las empresas industriales y comerciales del Estado y con sede en la ciudad de Bogotá.

Su objeto es la fabricación, compra y venta de postes en concreto centrifugado para conducciones de electricidad y telecomunicaciones, tubos, conductos para canalizaciones subterráneas, pilotes, columnas para carga y ornamentaciones y en general la fabricación de toda clase de elementos, objetos y accesorios, hechos a base de hierro y concreto, especialmente con destino a las actividades públicas y rurales de electrificación.

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA

Con el objeto de institucionalizar este proceso de planeación integrada del Sector Energético y lograr su armonía con las metas macroeconómicas, el Gobierno ha propuesto al Congreso un proyecto de ley para la creación de una Comisión Nacional de Energía la cual estaría conformada de la siguiente manera: El Ministro de Minas y Energía quien la presidirá, el Jefe del Departamento Nacional de Planeación, el Gerente de Interconexión Eléctrica S.A., el Presidente de la Empresa Colombiana de Petróleos, el Presidente de Carbones de Colombia S.A. y el Director del Instituto de Asuntos Nucleares. La Comisión contará con dos asesores de alto nivel y un grupo de profesionales especializados en distintas ramas de la problemática energética. Las funciones de esta Comisión serían las siguientes:

Adoptar los planes de expansión para atender a mínimo costo económico y social las necesidades energéticas del país; autorizar los programas y proyectos de la exportación de energéticos; coordinar la elaboración de programas a cargo de las entidades descentralizadas del Sector Energético; fijar los precios para el productor del gas natural, del petróleo crudo y recomendar a la Junta Nacional de Tarifas ajustes a la política de tarifas del servicio de energía eléctrica, para garantizar su consistencia con las políticas de precios de otros energéticos.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO



SUBESTACION SAN BERNARDINO.- SALA DE CONTROL.- (POPAYAN)

DESCRIPCION DEL SISTEMA

El Sector Eléctrico Colombiano está conformado en su mayor parte por el sistema nacional interconectado y en menor proporción por las zonas aisladas, en las cuales la energía eléctrica es suministrada mediante pequeñas centrales generadoras.

El sistema interconectado nacional es operado por ISA, EEEB, EPPM, CVC, CORELCA y sus Subsidiarias e ICEL y sus Filiales.

En el sistema aislado, el servicio eléctrico está a cargo del ICEL en los departamentos de su jurisdicción y en las Intendencias y Comisariás a excepción de San Andrés y Providencia y de Corelca en los departamentos de la Costa Atlántica.

De la capacidad nominal instalada en el país, el 69.9% corresponde a centrales hidráulicas y el 30.1% restante a plantas de tipo térmico. La generación bruta en 1986 fue de 2778.6 GWH de los cuales el 75.95% le correspondió a energía hidráulica y el resto fue de origen térmico.

De una demanda máxima de 4913.8 MW en 1985, el país pasó en 1986 a un total de 5145.5 MW, lo cual representa un incremento del 4.71%. En cuanto a la demanda total de energía en Colombia en 1986 fue de 27772.3 GWH, con un crecimiento del 6.95% respecto a 1985.

A continuación se presenta una descripción de las características principales del sistema de generación y transmisión del Sector Eléctrico Colombiano.

PRINCIPALES PLANTAS DEL SISTEMA EN OPERACION 1987

PLANTA	CAPACIDAD NOMINAL (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	No. DE UNIDADES	TIPO	LOCALIZACION
ICEL - NORDESTE					
PAIPA I	33.0	30.0	1	T	BOYACA
PAIPA II	66.0	66.0	1	T	BOYACA
PAIPA III	75.0	75.0	1	T	BOYACA
TIBU I, II, III	19.0	15.0	3	T	N. DE SANTANDER
ZULIA I	15.0	10.0	1	T	N. DE SANTANDER
BARRANCA I, II	25.0	24.0	2	T	SANTANDER
BARRANCA III	66.0	55.0	1	T	SANTANDER
PALENQUE III, IV	31.1	20.0	2	T	SANTANDER
PALENQUE V	22.0	22.0	1	T	SANTANDER
PALMAS - SAN GIL	18.0	15.0	4	H	SANTANDER
BARRANCA IV	32.0	32.0	1	T	SANTANDER
TASAJERO	163.0	150.0	1	T	N. DE SANTANDER
SUBTOTAL	565.1	514.0			
ICEL - CHEC - PRADO					
ESMERALDA	30.0	30.0	3	H	CALDAS
INSULA	27.0	18.0	3	H	CALDAS
SAN FRANCISCO	135.0	135.0	3	H	CALDAS
PRADO	54.5	51.0	4	H	TOLIMA
RIO NEGRO	10.0	10.0	2	H	CUNDINAMARCA
SUBTOTAL	256.5	244.0			
ICEL - CEDELCA - CEDENAR					
RIO MAYO	21.0	21.0	3		NARIÑO
FLORIDA II	24.0	24.0	2		CAUCA
SUBTOTAL	45.0	45.0			



PLANTA	CAPACIDAD NOMINAL (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	No. DE UNIDADES	TIPO	LOCALIZACION
C. H. B. CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA	510.0	510.0	3	H	HUILA
ISA CHIVOR I	500.0	500.0	4	H	BOYACA
CHIVOR II	500.0	500.0	4	H	BOYACA
SAN CARLOS I	620.0	620.0	4	H	ANTIOQUIA
SAN CARLOS II	620.0	620.0	4	H	ANTIOQUIA
CALDERAS	18.4	18.0	2	H	ANTIOQUIA
JAGUAS	170.0	170.0	2	H	ANTIOQUIA
CHINU	133.0	133.0	4	T	CORDOBA
TERMOZIPA IV	66.0	66.0	1	T	CUNDINAMARCA
TERMOZIPA V	66.0	66.0	1	T	CUNDINAMARCA
SUBTOTAL	2.693.4	2.693.0			
E.E.E.B. PARAISO - LA GUACA	600.0	600.0	6	H	CUNDINAMARCA
SALTO I	61.5	55.0	5	H	CUNDINAMARCA
SALTO II	70.0	70.0	2	H	CUNDINAMARCA
LAGUNETA	76.0	72.0	4	H	CUNDINAMARCA
COLEGIO	300.0	300.0	6	H	CUNDINAMARCA
CANOAS	50.0	50.0	1	H	CUNDINAMARCA
TERMOZIPA I, II	70.5	65.0	2	T	CUNDINAMARCA
TERMOZIPA III	60.0	65.0	1	T	CUNDINAMARCA
SUBTOTAL	1.288.0	1.277.0			
E.E.P.P.M. GUADALUPE II	10.0	10.0	1	H	ANTIOQUIA
GUADALUPE III	240.0	270.0	6	H	ANTIOQUIA
GUADALUPE IV	209.0	202.0	3	H	ANTIOQUIA
TRONERAS	36.0	36.0	2	H	ANTIOQUIA
RIO GRANDE	71.3	75.5	4	H	ANTIOQUIA
PIEDRAS BLANCAS	10.6	7.0	1	H	ANTIOQUIA
GUATAPE I Y II	526.4	560.0	8	H	ANTIOQUIA
AYURA	17.2	17.0	1	H	ANTIOQUIA
SUBTOTAL	1.120.5	1.177.5			
C.V.C. ALTO ANCHICAYA	340.2	345.0	3	H	VALLE
BAJO ANCHICAYA	64.0	68.0	4	H	VALLE
CALIMA	120.0	120.0	4	H	VALLE
YUMBO	50.0	45.0	3	T	VALLE
SALVAJINA	270.0	270.0	3	H	VALLE
SUBTOTAL	844.2	848.0			

PLANTA	CAPACIDAD NOMINAL (MW)	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	No. DE UNIDADES	TIPO	LOCALIZACION
CORELCA TERMOBARRANQUILLA	316.0	304.0	6	T	ATLANTICO
EL RIO	100.3	76.5	10	T	ATLANTICO
LA UNION	62.7	55.2	4	T	ATLANTICO
RIO MAR	10.8	6.0	1	T	ATLANTICO
TERMOCARTAGENA	203.0	203.0	3	T	BOLIVAR
COSPIQUE	49.0	39.0	5	T	BOLIVAR
CHINU	48.4	38.0	4	T	CORDOBA
BALLENAS	32.0	32.0	2	T	GUAJIRA
TERMOGUAJIRA	340.0	320.0	2	T	GUAJIRA
SUBTOTAL	1.162.2	1.073.7			
TOTAL	8.484.9	8.382.7			

(1) H: HIDRAULICA; T: TERMICA

PRINCIPALES EMBALSES EXISTENTES EN EL SISTEMA 1987

NOMBRE	CAPACIDAD UTIL (Mm ³)	ENERGIA EQUIVALENTE (GWH)	PROPIETARIO
BETANIA	1.020.0	170.0	ICEL - ISA
PRADO	528.0	60.5	ICEL
ESMERALDA (CHIVOR)	634.0	1.143.0	ISA
PUNCHINA (SAN CARLOS)	54.0	73.0	ISA
SAN LORENZO	170.0	334.0	ISA
TOMINE	690.0	2.511.6	EEEB
MUÑA	41.4	150.7	EEEB
SISGA	96.0	349.4	CAR
NEUSA	102.0	371.4	CAR
MIRAFLORES	136.0	319.1	EPPM
TRONERAS	29.2	68.4	EPPM
SANTA RITA (EL PEÑOL)	1.168.9	2.280.4	EPPM
ALTO ANCHICAYA	30.0	30.0	C.V.C
CALIMA	437.5	236.0	C.V.C.
SALVAJINA	732.4	215.8	C.V.C.
SAN FRANCISCO	3.8	1.5	ICEL - CHEC
CHINGAZA	230.0	2.088.0	EAB

SISTEMA DE TRANSMISION EXISTENTE

1987

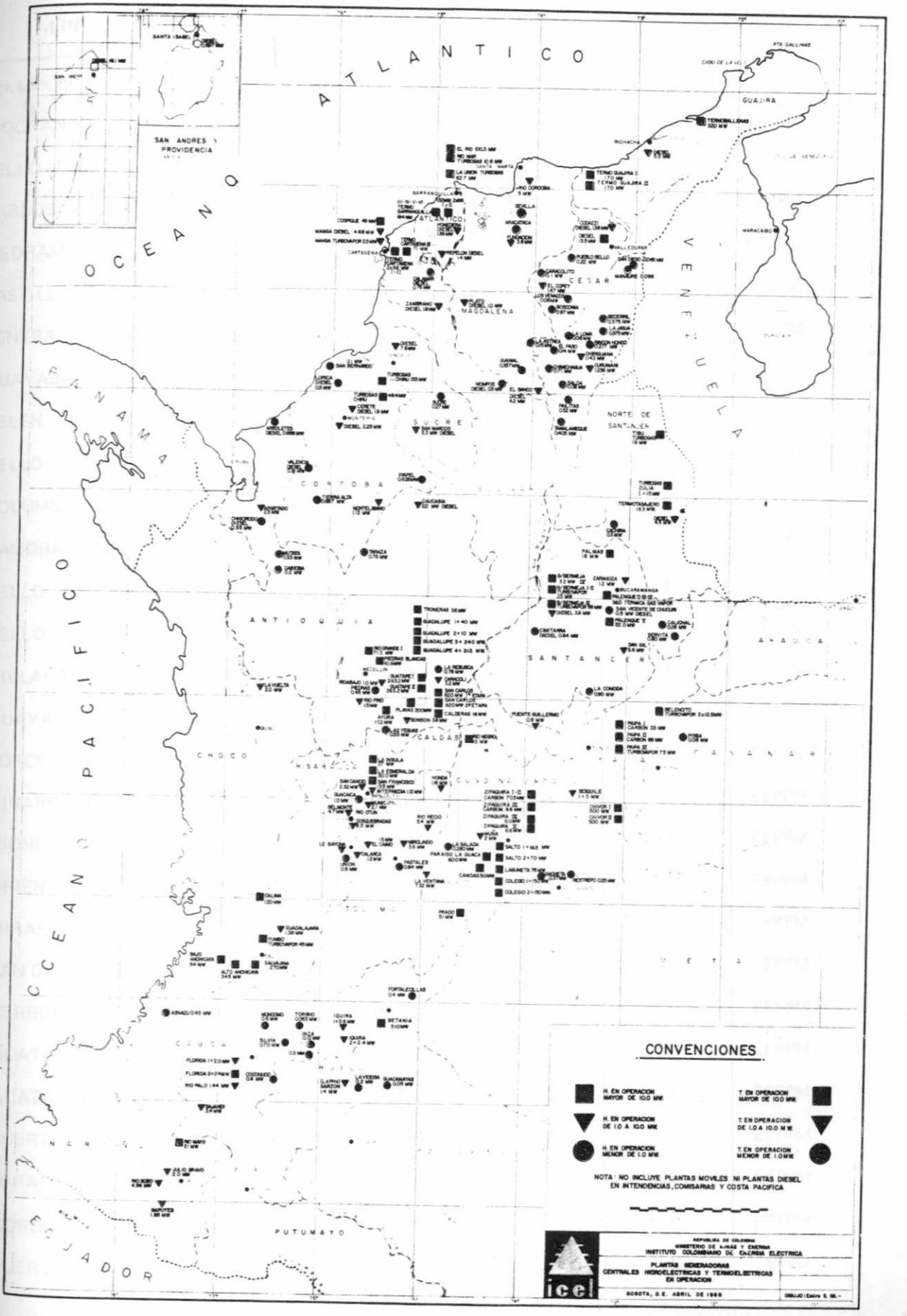
LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	EMPRESA
SAN CARLOS - CERROMATOSO	500	210.0	1	ISA
CERROMATOSO - CHINU	500	133.0	1	ISA
CHINU - SABANALARGA	500	181.0	1	ISA
ESMERALDA - YUMBO	230	194.1	2	ISA
ESMERALDA - YUMBO	230	194.1	2	ISA
ESMERALDA - LA MESA	230	174.4	2	ISA
GUATAPE - BARRANCA	230	191.3	1	ISA
GUATAPE - SAN CARLOS	230	34.0	2	ISA
CHIVOR - TORCA	230	102.6	2	ISA
CHIVOR - TORCA	230	105.0	2	ISA
CHIVOR - PAIPA	230	119.7	2	ISA
TORCA - LA MESA	230	54.7	2	ISA
SAN CARLOS - BALSILLAS (1)	230	205.0	1	ISA
SAN CARLOS - TORCA (1)	230	209.0	1	ISA
SAN CARLOS - ESMERALDA (2)	230	194.2	2	ISA
SAN CARLOS - ANCON SUR (2)	230	107.0	2	ISA
PAIPA - BUCARAMANGA	230	154.0	1	ICEL
BUCARAMANGA - TASAJERO	230	107.0	1	ICEL
TASAJERO - BELEN (CUCUTA)	230	15.0	1	ICEL
TASAJERO - MATEO - BELEN	230	31.0	1	ICEL
BARRANCA - BUCARAMANGA	230	90.0	1	ICEL
BETANIA - POPAYAN	230	143.9	2	ICEL
POPAYAN YUMBO (3)	230	123.0	1	ICEL
POPAYAN - JUANCHITO (3)	230	108.8	1	ICEL
JUANCHITO - YUMBO (3)	230	14.2	1	ICEL
GUATAPE - ORIENTE	220	35.3	1	EEPPM

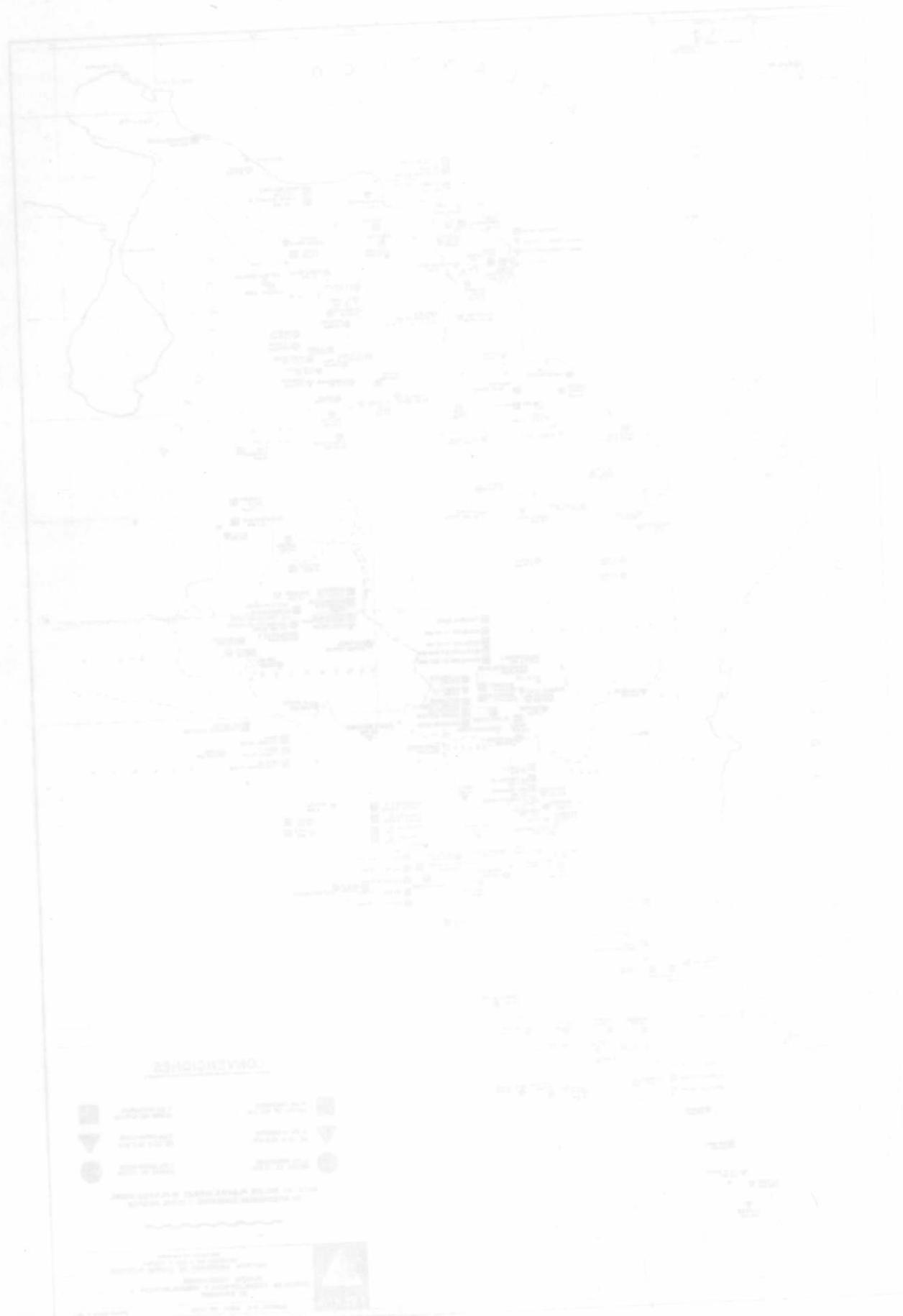
LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	EMPRESA
ORIENTE - ENVIGADO	220	28.7	1	EEPPM
GUATAPE - ENVIGADO	220	63.4	1	EEPPM
GUATAPE - MIRAFLORES	220	51.1	1	EEPPM
GUATAPE - BARBOSA	220	36.5	1	EEPPM
BARBOSA - MIRAFLORES	220	53.0	1	EEPPM
MIRAFLORES - ANCON SUR	220	18.0	1	EEPPM
ENLACE EEPPM - ISA - ANCON SUR	220	0.5	1	EEPPM
GUADALUPE IV - BARBOSA	220	49.0	2	EEPPM
PLAYAS - ORIENTE (RIO NEGRO) (3)	220	63.0	1	EEPPM
PLAYAS - GUATAPE (3)	220	23.0	1	EEPPM
PARAISO - LA GUACA	230	6.0	2	EEEB
PARAISO - SUR - TUNAL - CIRCO	230	66.0	2	EEEB
TORCA - CIRCO	230	24.5	2	EEEB
LA GUACA - LA MESA	230	6.0	2	EEEB
ALTO ANCHICAYA - YUMBO	230	54.2	1	C.V.C.
ALTO ANCHICAYA - PANCE	230	53.7	1	C.V.C.
PANCE - YUMBO	230	27.1	1	C.V.C.
SALVAJINA - PANCE	230	49.2	2	C.V.C.
SOLEDAD - SABANALARGA	220	38.2	2	CORELCA
SABANALARGA - TERNERA	220	80.0	2	CORELCA
SABANALARGA - FUNDACION	220	92.6	1	CORELCA
TERMOCARTAGENA - TERNERA	220	6.4	2	CORELCA
SANTA MARTA - FUNDACION	220	86.0	2	CORELCA
TERMOGUAJIRA - CUESTECITA (4)	220	95.0	2	CORELCA
TERMOGUAJIRA - SANTA MARTA	220	92.0	2	CORELCA
FUNDACION - EL COPEY	220	60.0	1	CORELCA
EL COPEY - VALLEDUPAR	220	80.0	1	CORELCA
SESQUILE - CHIVOR	115	55.0	1	ISA
MUÑA - FUSAGASUGA	115	30.0	1	ICEL - CELGAC

LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	EMPRESA
FRONTINO - APARTADO	115	124.0	1	ICEL - EADE
FRONTINO - BELEN	115	94.0	1	ICEL - EADE
ENVIGADO - BOLOMBOLO - QUIBDO	115	163.0	1	ICEL EADE
QUIBDO - CERTEGUI - ISTIMINA	115	90.0	1	ICEL - E CHOCO
ROSA - REGIVIT	115	35.9	1	ICEL - CHEC
IRRA - SALAMINA	115	25.3	1	ICEL - CHEC
ESMERALDA - IRRA	115	22.7	1	ICEL - CHEC
ROSA - ESMERALDA	115	31.4	2	ICEL - CHEC
M/ZALES - M/ZANARES - DORADA	115	120.0	1	ICEL - CHEC
ROSA - CARTAGO	115	30.6	1	ICEL - CHEC
INSULA - MANIZALES	115	13.8	1	ICEL - CHEC
ESMERALDA - VITERBO	115	13.8	1	ICEL - CHEC
SAN FRANCISCO - ESMERALDA	115	2.1	3	ICEL - CHEC
ESMERALDA - MANIZALES	115	25.8	1	ICEL - CHEC
VICTORIA - MARIQUITA	115	17.0	1	ICEL - CHEC
INSULA - ESMERALDA	115	12.0	2	ICEL - CHEC
DORADA - GUADUERO	115	42.0	1	ICEL - E. TOLIMA
IBAGUE - DIAMANTE	115	10.0	1	ICEL - E. TOLIMA
DIAMANTE - FLANDES	115	40.0	1	ICEL - E. TOLIMA
REGIVIT - IBAGUE	115	61.0	1	ICEL - E. TOLIMA
FLANDES - PRADO	115	58.1	2	ICEL - E. TOLIMA
PRADO - NEIVA	115	107.0	2	ICEL E. HUILA
NEIVA - ALTAMIRA	115	140.0	1	ICEL - E. HUILA
NEIVA - BETANIA	115	30.0	2	ICEL
ZULIA - LA FRIA	115	29.8	1	ICEL - CENS
ZULIA - TIBU	115	68.0	1	ICEL - CENS
BELEN - ZULIA	115	40.4	1	ICEL CENS
TIBU - CONVENCION	115	79.0	1	ICEL - CENS
CONVENCION - OCAÑA	115	29.0	1	ICEL - CENS

LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	EMPRESA
CONVENCION - AYACUCHO	115	38.0	1	ICEL - CENS
BELEN - SEVILLA	115	4.0	2	ICEL - CENS
PAIPA - TUNJA	115	32.6	1	ICEL - E. BOYACA
BARBOSA - CHIQUINQUIRA	115	45.0	1	ICEL - E. BOYACA
PAIPA - BELENCITO	115	32.0	1	ICEL - E. BOYACA
PAIPA - BARBOSA	115	64.0	1	ICEL - E. BOYACA
PALENQUE - BUCARAMANGA	115	8.0	1	ICEL - ESSA
PALENQUE - BOSCONIA	115	12.0	1	ICEL - ESSA
PALENQUE - LIZAMA	115	52.0	2	ICEL - ESSA
BARRANCA - SAN SILVESTRE	115	8.4	1	ICEL - ESSA
PALENQUE - BARRANCA	115	90.0	2	ICEL - ESSA
BUCARAMANGA - SAN GIL	115	88.0	1	ICEL - ESSA
BARBOSA - CIMITARRA	115	60.0	1	ICEL - ESSA
CATAMBUCO - IPIALES	115	56.0	1	ICEL - CEDENAR
PASTO - RIO MAYO (3)	115	56.0	1	ICEL - CEDENAR
PASTO - CATAMBUCO (3)	115	12.0	1	ICEL - CEDENAR
RIO MAYO - POPAYAN (3)	115	106.0	1	ICEL - CEDENAR
CATAMBUCO - POPAYAN (3)	115	173.0	1	ICEL - CEDENAR
POPAYAN - FLORIDA II	115	12.0	1	ICEL - CEDENAR
POPAYAN - SANTANDER (3)	115	73.5	1	ICEL - CEDELCA
POPAYAN - PANCE (3)	115	116.0	1	ICEL - CEDELCA
SANTANDER - PANCE (3)	115	42.5	1	ICEL - CEDELCA
COLEGIO - FLANDES	115	60.0	1	ICEL
SALTO (GUADALUPE) - PORCE C-1	110	25.0	1	EEPPM
SALTO (G/LUPE) - CASTILLA C-2	110	77.6	1	EEPPM
SALTO (G/LUPE) - BARBOSA C-3-4	110	45.2	2	EEPPM
BARBOSA - BELLO C-4	110	26.1	1	EEPPM
SALTO (G/PE) - BARBOSA C-5	110	44.8	1	EEPPM
BARBOSA - BELLO C-5	110	26.1	1	EEPPM
SALTO (G/LUPE) - BELEN C-6	110	87.7	1	EEPPM
EL SALTO - YARUMAL	110	30.2	1	EEPPM

LÍNEA DE ENERGÍA	Nº DE CIRCUITOS	LONGITUD (KM)	TENSION (KV)
BOGOTÁ - CÁRDENAS	1	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	2	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	3	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	4	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	5	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	6	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	7	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	8	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	9	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	10	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	11	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	12	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	13	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	14	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	15	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	16	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	17	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	18	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	19	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	20	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	21	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	22	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	23	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	24	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	25	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	26	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	27	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	28	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	29	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	30	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	31	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	32	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	33	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	34	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	35	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	36	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	37	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	38	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	39	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	40	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	41	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	42	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	43	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	44	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	45	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	46	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	47	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	48	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	49	120	115
BOGOTÁ - CÁRDENAS	50	120	115





LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	EMPRESA
BELLO - RIOGRANDE	110	36.0	1	EEPPM
RIOGRANDE - P/DRASBLANCAS	110	43.2	1	EEPPM
BELLO - CENTRAL	110	12.1	1	EEPPM
BARBOSA - CENTRAL	110	38.2	1	EEPPM
PIEDRASBLANCAS - MIRAFLORES	110	5.1	1	EEPPM
CASTILLA - CENTRAL	110	5.2	2	EEPPM
CENTRAL - GUAYABAL	110	5.0	2	EEPPM
GUAYABAL - ENVIGADO	110	4.2	2	EEPPM
BELEN - ENVIGADO	110	8.2	2	EEPPM
BELLO - COLOMBIA	110	11.9	1	EEPPM
COLOMBIA - BELEN	110	6.9	1	EEPPM
ZAMORA - CASTILLA	110	3.6	1	EEPPM
BELLO - ZAMORA	110	3.4	1	EEPPM
BELLO - VILLAHERMOSA	110	11.1	1	EEPPM
VILLAHERMOSA - MIRAFLORES	110	4.8	1	EEPPM
GUAYABAL - ANCON SUR	110	9.8	2	EEPPM
PORCE - GIRARDOTA	110	37.4	1	EEPPM
GIRARDOTA - BELLO	110	11.3	1	EEPPM
RIONEGRO - ORIENTE	110	2.1	1	EEPPM
ORIENTE - PIEDRAS	110	26.4	1	EEPPM
MIRAFLORES - SAN DIEGO	110	4.3	2	EEPPM
SAN DIEGO - GUAYABAL	110	5.1	2	EEPPM
CERROMATOSO - CAUCASIA	110	33.5	1	EEPPM
GUATAPE - PUERTO NARE	110	62.3	1	EEPPM
GUATAPE - RIO CLARO	110	60.2	1	EEPPM
PUERTO NARE - PUERTO INMARCO	110	10.1	1	EEPPM
MIRAFLORES - CORDOBA	110	15.0	1	EEPPM
CORDOBA - RIONEGRO	110	5.7	1	EEPPM
PUERTO NARE - COCORNA	110	20.0	1	EEPPM

LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	EMPRESA
ORIENTE - CORDOBA	110	7.9	1	EEPPM
COLEGIO - CONCORDIA	115	50.2	1	EEEB
COLEGIO - LAGUNETA	115	12.7	1	EEEB
COLEGIO - SALITRE	115	42.0	1	EEEB
COLEGIO - BALSILLAS	115	23.8	1	EEEB
COLEGIO - FLANDES	115	60.0	1	EEEB
LAGUNETA - SALTO II	115	3.2	1	EEEB
SALTO II - MUÑA	115	7.9	1	EEEB
CANOAS - MUÑA	115	6.0	1	EEEB
MUÑA - SAN CARLOS	115	19.7	1	EEEB
SAN CARLOS - MUZU	115	2.6	1	EEEB
MUZU - VERAGUAS	115	3.1	1	EEEB
VERAGUAS - SALITRE	115	8.1	1	EEEB
SALITRE - LA PAZ	115	3.5	1	EEEB
LA PAZ - LAGUNETA	115	26.2	1	EEEB
CONCORDIA - CRA. 5a.	115	3.1	1	EEEB
CRA. 5a. - CASTELLANA	115	10.1	1	EEEB
CASTELLANA - AUTOPISTA	115	4.4	1	EEEB
AUTOPISTA - SUBA	115	6.5	1	EEEB
AUTOPISTA - TORCA	115	8.9	1	EEEB
TORCA - CASTELLANA	115	13.5	1	EEEB
SUBA - BOLIVIA	115	10.0	1	EEEB
BOLIVIA - MOSQUERA	115	17.4	1	EEEB
MOSQUERA - BALSILLAS	115	4.5	1	EEEB
BALSILLAS - FONTIBON	115	19.6	1	EEEB
FONTIBON - SALITRE	115	5.6	1	EEEB

LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	EMPRESA
SALITRE - TERMOZIPA	115	47.0	1	EEEB
SALITRE - EL SOL	115	39.5	1	EEEB
EL SOL - TERMOZIPA	115	7.5	1	EEEB
TERMOZIPA - SESQUILE	115	19.2	1	EEEB
SESQUILE - SANTA MARIA	115	59.0	1	EEEB
TORCA - LA CALERA	115	17.7	1	EEEB
LA CALERA - CONCORDIA	115	24.6	1	EEEB
CONCORDIA - SAN CARLOS	115	13.5	1	EEEB
LAGUNETA - BOSA	115	17.0	1	EEEB
BOSA - VERAGUAS	115	9.0	1	EEEB
VERAGUAS - MUZU	115	3.1	1	EEEB
BALSILLAS - VILLETA	115	47.0	1	EEEB
SAN CARLOS - VICTORIA	115	5.0	1	EEEB
VICTORIA - CAQUEZA	115	25.0	1	EEEB
CAQUEZA - VILLAVICENCIO	115	48.0	1	EEEB
MORATO - USAQUEN	115	5.7	1	EEEB
TUNAL - MUZU	115	5.7	1	EEEB
TUNAL - DERIV. BOSA - VERAGUAS	115	5.1	2	EEEB
CASTELLANA - LA PAZ	115	2.7	1	EEEB
CIRCO - CONCORDIA	115	1.0	2	EEEB
TORCA - USAQUEN	115	10.5	1	EEEB
BAJO ANCHICAYA - CHIPICHAPE	115	50.2	2	C.V.C.
B. ANCH/YA - TABOR (B/VENTURA)	115	35.7	1	C.V.C.
BUGA - TULUA	115	27.6	2	C.V.C.
CALIMA - BUGA	115	32.7	2	C.V.C.
CHIPICHAPE - YUMBO	115	10.8	2	C.V.C.

LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	EMPRESA
JUANCHITO - MELENDEZ	115	13.5	2	C.V.C.
MELENDEZ - PANCE	115	10.3	2	C.V.C.
PANCE - JUANCHITO	115	14.8	2	C.V.C.
PANCE - SAN ANTONIO	115	12.1	2	C.V.C.
SAN ANTONIO - CHIPICHAPE	115	3.8	2	C.V.C.
SANTA BARBARA - CODAZZI	115	7.0	2	C.V.C.
TULUA-ZARZAL	115	37.6	2	C.V.C.
YUMBO - BUGA	115	43.0	2	C.V.C.
YUMBO - JUANCHITO	115	14.8	2	C.V.C.
YUMBO - S/BARBARA (PALMIRA)	115	21.5	2	C.V.C.
ZARZAL - CARTAGO	115	41.8	2	C.V.C.
PAILON - TABOR (BUENAVENTURA)	115	9.0	1	C.V.C.
BAJO ANCHICAYA - PAILON	115	35.0	1	C.V.C.
SANTA BARBARA - CERRITO	115	18.4	1	C.V.C.
JUANCHITO - CANDELARIA	115	15.4	1	C.V.C.
SOLEDAD - LA UNION	110	3.5	1	CORELCA
SOLEDAD - EL RIO	110	7.1	1	CORELCA
SOLEDAD - EL SILENCIO	110	13.6	2	CORELCA
SOLEDAD - TURBOGAS	110	0.2	1	CORELCA
TERNERA - TOLUVIEJO	110	108.5	1	CORELCA
RIOCORDOBA - FUNDACION	110	68.5	1	CORELCA
MAGANGUE - MOMPOS	110	45.0	1	CORELCA
VALLEDUPAR - SAN JUAN	110	40.0	1	CORELCA
RIOHACHA - TERMOBALLENAS	110	31.3	1	CORELCA
CUESTECITA - RIOHACHA	110	59.7	1	CORELCA
CUESTECITA - MINA INTERCOR	110	7.7	1	CORELCA
MINA INTERCOR - MINA CARBOCOL	110	18.0	1	CORELCA
CUESTECITA - PUERTO BOLIVAR	110	142.0	2	CORELCA
CUESTECITA - MINA CARBOCOL	110	25.7	2	CORELCA

LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	EMPRESA
CUESTECITA - MAICAO	110	47.0	1	CORELCA
COPEY - EL PASO	110	56.0	1	CORELCA
EL PASO - EL BANCO	110	91.0	1	CORELCA
RIO CORDOBA - SANTA MARTA	110	21.5	1	CORELCA
SANTA MARTA - MANZANARES	110	3.5	1	CORELCA
CERROMATOSO - URE	110	6.5	1	CORELCA
CHINU ISA - CHINU CORELCA	110	0.8	1	CORELCA
CHINU - MONTERIA	110	67.0	1	CORELCA

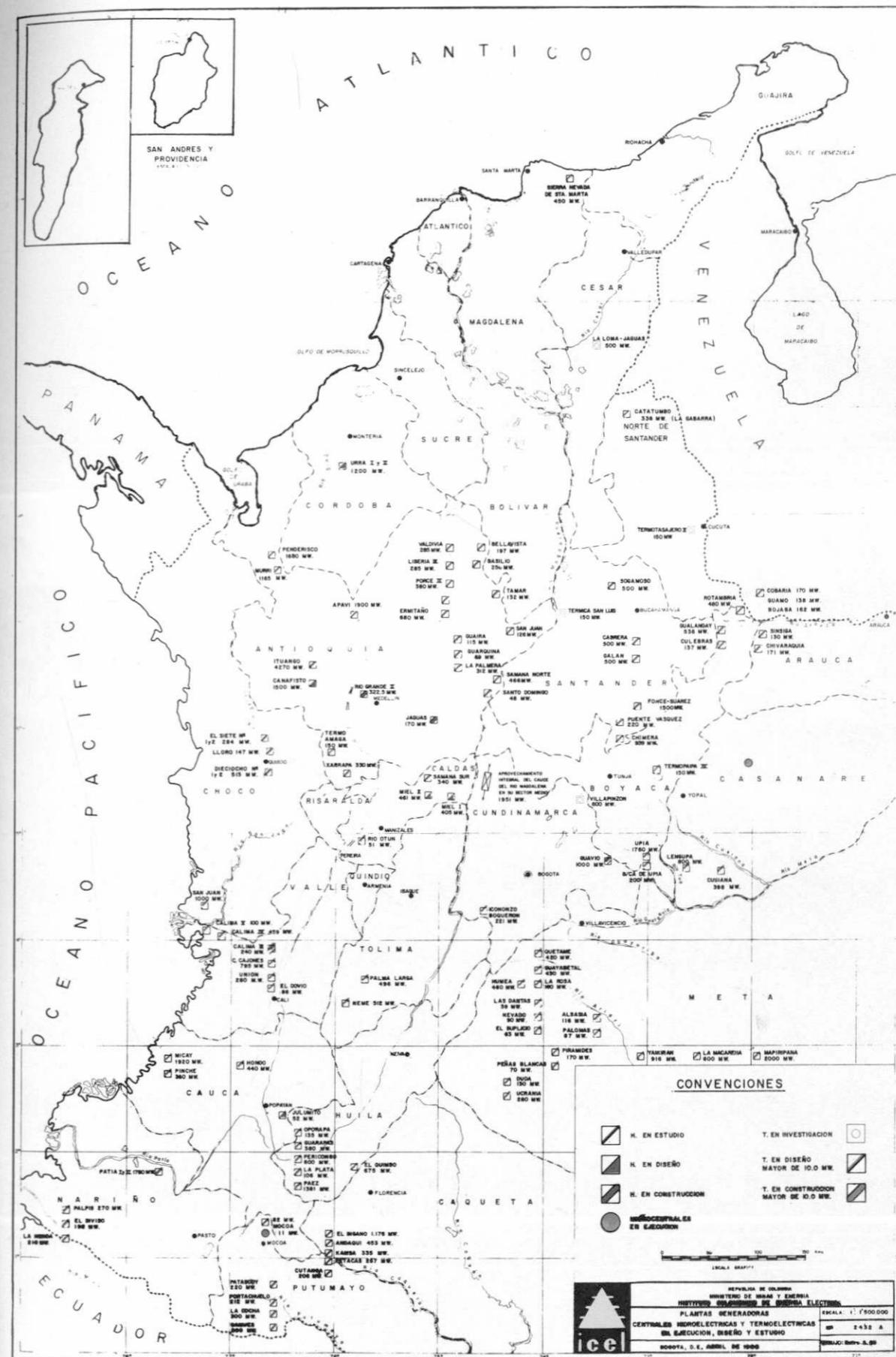
Notas: (1) Corresponde a la línea San Carlos - Bogotá. La longitud común hasta el empalme Torca - Balsillas es de 198.2 Km.
(2) Sustituye la línea Guatapé - Esmeralda, de la cual se aprovechan 116 Km. El tramo nuevo desde San Carlos es de 70 Km.

(3) La transmisión es por torres de doble circuito.
(4) Energizada provisionalmente a 110 KV.

PRINCIPALES SUBESTACIONES A 500 KV Y 230 KV 1987

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)	No. DE UNIDADES	EMPRESA
SAN CARLOS	500/230/34.5	450	2 X 3	ISA
CERROMATOSO	500/110/34.5	150	1 X 3	ISA
CHINU	500/110/34.5	150	1 X 3	ISA
SABANALARGA	500/220/34.5	450	1 X 3	ISA
ESMERALDA	230/115/13.8	180	2	ISA
YUMBO	230/115/13.8	180	2	ISA
CHIVOR	230/13.8	1.296	8 X 3	ISA
TORCA	230/115/13.8	504	3 X 3	ISA
BALSILLAS	230/115/13.8	180	2	ISA
JAGUAS	230/44	15	1	ISA
BARRANCA	230/115	90	1	ICEL
BARRANCA	230/13.8	75	1	ICEL
PAIPA	230/115/13.8	180	2	ICEL

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)	No. DE UNIDADES	EMPRESA
BUCARAMANGA	230/115	90	1	ICEL
BELEN	230/115/34.5	90	1 X 3	ICEL
TASAJERO	230/20	220	1 X 3	ICEL
SAN BERNARDINO	230/115/34.5	150	1 X 3	ICEL
SAN MATEO	230/115/34.5	150	1 X 3	ICEL
LA ENEA	230/115/34.5	150	1 X 3	CHEC
GUATAPE	230/46/115	90/30/90	1	EEPPM
ANCON SUR	220/13.8/115	90/30/90	1	EEPPM
BARBOSA	220/46/110	180/60/180	1	EEPPM
GUADALUPE IV	13.2/13.2/230	90/90/180	2	EEPPM
ORIENTE	220/46/110	180/60/180	1	EEPPM
GUATAPE	13.2/13.2/230	85.5/85.5/171	4	EEPPM
MALENA	220/6.3/44.5	20/6/20	1	EEPPM
MIRAFLORES	220/46/110	180/30/180	2	EEPPM
ENVIGADO	220/46/110	180/60/180	2	EEPPM
ALTO ANCHICAYA	230/13.8	387	3	C.V.C.
PANCE	230/115	360	4	C.V.C.
SALVAJINA	230/13.8	345	3	C.V.C.
SALVAJINA	230/34.5/13.8	12	1	C.V.C.
YUMBO	230/115	360	4	C.V.C.
SOLEDAD	220/110	200	2	CORELCA
SABANALARGA	220/66/13.8	28	1	CORELCA
TERNERA	220/66	200	2	CORELCA
	220/110/6.3	60	1	CORELCA
FUNDACION	220/110	55	1	CORELCA
VALLEDUPAR	220/34.5/13.8	45	1	CORELCA
TERMOCARTAGENA	220/13.8	234	3	CORELCA
SANTA MARTA	220/110/34.5	100	1	CORELCA
VALLEDUPAR	220/110/34.5	60	1	CORELCA
TERMOGUAJIRA	220/13.8	400	2	CORELCA
	220/34.5/6.9	80	2	CORELCA
EL COPEY	220/110/34.5	41	1	CORELCA



PROYECTOS DE INVERSION DEL SECTOR ELECTRICO



LINEA POPAYAN - PASTO A 230 KV.

GENERACION Y ESTUDIOS

PROGRAMA DE GENERACION 1988-2001

CENTRALES	CLASE (1)	CAPACIDAD INSTALADA	ENTIDAD EJECUTORA	FECHA DE ENTRADA EN OPERACION	LOCALIZACION
PLAYAS	H	200.0	EEPPM	MAYO DE 1988	ANTIOQUIA
RIO GRANDE (2)	H	322.5	EEPPM	1o. SEMESTRE 1992	ANTIOQUIA
GUAVIO	H	1.000.0	EEEEB - ISA	2o. SEMESTRE 1992	CUNDINAMARCA
CALIMA III	H	240.0	C.V.C.	2o. SEMESTRE 1996	VALLE
MIEL I	H	405.0	CHEC	1o. SEMESTRE 1997	CALDAS
URRA I Y II	H	1.200.0	CORELCA - ISA	2o. SEMESTRE 1997	CORDOBA
CAÑAFISTO	H	1.500.0	ISA	1o. SEMESTRE 1999	ANTIOQUIA
MIEL II	H	351.0	CHEC	1o. SEMESTRE 2001	CALDAS

(1): H: HIDRAULICA
T: TERMICA

(2) El proyecto de Río Grande comprende dos centrales: La Tasajera (300 Mw) y Niquía (22.5 Mw), esta última programada para el segundo semestre de 1991.

**CARACTERISTICAS DE LOS EMBALSES FUTUROS
1988 - 2001**

EMBALSE	VOLUMEN UTIL (Mm ³)	ENERGIA EQUIVALENTE (GWH)	CLASE REGULACION OTROS USOS	ENTIDAD	LOCALIZACION
AGREGADO BOGOTA INCR. (1) (2)		490.0	MULTIANUAL	EEEB	CUNDINAMARCA
MUÑA INCR. (1)		23.0	MENSUAL	EEEB	CUNDINAMARCA
GUAVIO	950	2.391.0	MULTIANUAL	EEEB - ISA	CUNDINAMARCA
CHINGAZA I INCR. (1) (3)		124.0	MULTIANUAL - ACUEDUCTO	EAAB	CUNDINAMARCA
SANTA RITA INCR. (1)		507.0	MULTIANUAL	EEPPM	ANTIOQUIA
PLAYAS	47	20.7	MENSUAL	EEPPM	ANTIOQUIA
RIO GRANDE II (3)	110	238.0	ANUAL - ACUEDUCTO	EEPPM	ANTIOQUIA
CALIMA INCR. (1)		521.0	ANUAL	C.V.C.	VALLE
CALIMA III	7	8.0	MENSUAL	C.V.C.	VALLE
MIEL I	430	216.0	ANUAL	CHEC	CALDAS
MIEL II (CON MIEL I)	75	134.0	MENSUAL	ICEL - CHEC	CALDAS
URRA I	1.125	150.0	MENSUAL	CORELCA - ISA	CORDOBA
URRA II (CON URRRA I)	17.100	8.004.0	MULTIANUAL	CORELCA - ISA	CORDOBA
SAN LORENZO	170	404.0	ANUAL	ISA	ANTIOQUIA
CAÑAFISTO	1.430	350.0	MENSUAL	ISA	ANTIOQUIA

Notas: (1) Incrementos producidos en la capacidad energética de embalses que están actualmente en operación al poner en operación nuevas centrales, que quedarían ubicadas aguas abajo de éstos.

(2) Corresponde a la suma de los embalses de Tominé, Sisga y Neusa.

(3) Embalses que no serán operados directamente por el Sistema Eléctrico, pero que sí contribuyen a la producción de energía eléctrica, además de propósitos de acueducto y/o agricultura.

**ESTUDIOS EJECUTADOS
A 1987**

PROYECTO	NIVEL DE ESTUDIO	CAPACIDAD (MW)	ENTIDAD	LOCALIZACION
CENTRAL TERMICA DE 500 MW A CARBON	FACTIBILIDAD	500	ISA	CESAR
NEME	FACTIBILIDAD	512	ISA	TOLIMA
ITUANGO	FACTIBILIDAD	4.270	ISA	ANTIOQUIA
SAN JUAN	FACTIBILIDAD	1.000	ISA	CHOCO
FARALLONES	PREFACTIBILIDAD	2.120	ISA	ANTIOQUIA
HOYA DE LOS RIOS FONCE - SUAREZ	PREFACTIBILIDAD	500	ISA	SANTANDER
	FACTIBILIDAD	1.000	ISA	
MAGDALENA MEDIO		903	ISA	
– Nariño	PREFACTIBILIDAD	225	ICEL	
– Piedras Negras	PREFACTIBILIDAD	194		
– Honda	PREFACTIBILIDAD	191		
– Totaré	PREFACTIBILIDAD	169		
– Cambao	PREFACTIBILIDAD	124		
CHIMERA	FACTIBILIDAD	939	ICEL	SANTANDER
GABARRA	FACTIBILIDAD	336	ICEL	N. DE S/TANDER
H. PAEZ - LA PLATA	PREFACTIBILIDAD	1.487	ICEL	CAUCA - HUILA
– Paicol		960		
– Piedra Grande		115		
– Guinea		106		
– Macama		306		
H. MICAY	PREFACTIBILIDAD	1.918	ICEL	CAUCA
– Angosturas Medio		1.500		
– Plateado		420		
SAMANA MEDIO	FACTIBILIDAD	289	ICEL	CALDAS

PROYECTO	NIVEL DE ESTUDIO	CAPACIDAD (MW)	ENTIDAD	LOCALIZACION
PATIA I	FACTIBILIDAD	900	ICEL	NARIÑO
PATIA II	FACTIBILIDAD	880	ICEL	NARIÑO
H. RIO OTUN	PREFACTIBILIDAD	51	ICEL	RISARALDA
NECHI	FACTIBILIDAD	750	EEPPM	ANTIOQUIA
RIACHON	FACTIBILIDAD	90	EEPPM	ANTIOQUIA
PORCE		1.922	EEPPM	ANTIOQUIA
– Porce II	FACTIBILIDAD	392		
– Porce III	FACTIBILIDAD	846		
– Ermitaño	PREFACTIBILIDAD	684		
PENDERISCO - MURRI	PREFACTIBILIDAD	1.673	EEPPM	ANTIOQUIA
– Cerrazón		1.202		
– El Sireno		243		
– Bajo Murri		228		
SAN BARTOLOME	RECONOCIMIENTO	496	EEPPM	ANTIOQUIA
– La Guaira		115		
– Guarquiná		69		
– La Palmera		312		
UPIA	FACTIBILIDAD	1.760	EEEE	BOYACA
QUETAME	FACTIBILIDAD	420	EEEE	CUNDINAMARCA
GUAYABETAL	FACTIBILIDAD	430	EEEE	META
HUMEA	FACTIBILIDAD	460	EEEE	CUNDINAMARCA
MACARENA	PREFACTIBILIDAD	600	EEEE	META - GUAVIARE
YAIKIRAN	PREFACTIBILIDAD	916	EEEE	META - GUAVIARE
MAPIRIPANA	PREFACTIBILIDAD	2.000	EEEE	META - GUAVIARE
DUDA	PREFACTIBILIDAD	130	EEEE	META
UCRANIA	PREFACTIBILIDAD	260	EEEE	META

PROYECTO	NIVEL DE ESTUDIO	CAPACIDAD (MW)	ENTIDAD	LOCALIZACION
BALSILLAS	PREFACTIBILIDAD	120	EEEE	CAQUETA
PIRAMIDES	PREFACTIBILIDAD	170	EEEE	META
PEÑAS BLANCAS	PREFACTIBILIDAD	92	EEEE	META
ALSACIA	PREFACTIBILIDAD	116	EEEE	META
PALOMAS	PREFACTIBILIDAD	87	EEEE	META
LAS DANTAS	PREFACTIBILIDAD	59	EEEE	META
NEVADO	PREFACTIBILIDAD	90	EEEE	META
EL SUPICIO	PREFACTIBILIDAD	83	EEEE	META
LA CASCADA	CON IDENTIFICACION	70	EEEE	CUNDINAMARCA
LA PLAYA	CON IDENTIFICACION	84	EEEE	CUNDINAMARCA
ICONONZO	CON IDENTIFICACION	117	EEEE	CUNDINAMARCA
BOQUERON	CON IDENTIFICACION	104	EEEE	CUNDINAMARCA
SAN JUAN	FACTIBILIDAD	1.500	C.V.C.	VALLE
CAJONES	ESTUDIOS PRELIMINARES	795	C.V.C.	VALLE
LA UNION	ESTUDIOS PRELIMINARES	280	C.V.C.	VALLE
LA UNION (1)	ESTUDIOS PRELIMINARES	780	C.V.C.	VALLE
EL DOVIO	ESTUDIOS PRELIMINARES	86	C.V.C.	VALLE
EL DOVIO (1)	ESTUDIOS PRELIMINARES	835	C.V.C.	VALLE
SIERRA NEVADA	PREFACTIBILIDAD	450	CORELCA	MAGDALENA

(1) Características de los proyectos considerando la desviación del Río Cauca.

**PROGRAMA DE ESTUDIOS
1988 - 1990**

PROYECTO	ESTADO ACTUAL DE LOS ESTUDIOS	NIVEL A ESTUDIAR 1988-1990	CAPA-CIDAD (MW)	ENTIDAD	LOCALIZACION
H. ALTO ARAUCA	RECONOCIMIENTO			ISA	
H. ALTO CAQUETA	RECONOCIMIENTO	RECOPIACION INFORM. BASICA		ISA	
H. ALTO PUTUMAYO	RECONOCIMIENTO			ISA	
H. ALTO ARAUCA	RECONOCIMIENTO			ISA	N. DE SANTANDER, BOYACA Y ARAUCA
- Rotambría		PREFACTIBILIDAD	480		
- Gualanday		PREFACTIBILIDAD	536		
H. ALTO CAQUETA	RECONOCIMIENTO			ISA	CAUCA
- Ingano		PREFACTIBILIDAD	1.176		
- Andaquí		PREFACTIBILIDAD	453		
H. ALTO PUTUMAYO	RECONOCIMIENTO	PREFACTIBILIDAD	1.012	ISA	NARIÑO Y CAUCA
R. SOGAMOSO				ISA	SANTANDER
- Sogamoso	FACTIBILIDAD	FACTIBILIDAD (1)	500		
H. MIRA	RECONOCIMIENTO	RECOPIACION INFORM. BASICA (4)	672	ISA	NARIÑO
H. CARARE OPON	RECONOCIMIENTO	RECOPIACION INFORM. BASICA	918	ISA	
R. PATIA					
- Patía	FACTIBILIDAD	FACTIBILIDAD (1)	-	ICEL	NARIÑO Y CAUCA
R. CUSIANA	PREFACTIBILIDAD			ICEL	BOYACA
- Guspaquirá		FACTIBILIDAD	74		
- Ranchería		FACTIBILIDAD	95		
- Candelas		FACTIBILIDAD	85		

PROYECTO	ESTADO ACTUAL DE LOS ESTUDIOS	NIVEL A ESTUDIAR 1988-1990	CAPA-CIDAD (MW)	ENTIDAD	LOCALIZACION
- Sabanalarga		FACTIBILIDAD	144		
H. ALTO MAGDALENA	PREFACTIBILIDAD			ICEL	HUILA
- Quimbo		FACTIBILIDAD	675		
GEOTERMIA BINACIONAL				ICEL	CHOCO
R. MANSO	PREFACTIBILIDAD			CHEC	CALDAS
- Aprovechamiento del Río Manso		FACTIBILIDAD	140		
R. SAMANA SUR	PREFACTIBILIDAD			ICEL - CHEC EPPM	
- Butatán		FACTIBILIDAD	340		
R. PORCE	PREFACTIBILIDAD			EPPM	ANTIOQUIA
- Ermitaño		FACTIBILIDAD	680		
H. PENDERISCO MURRI	RECONOCIMIENTO			EPPM	ANTIOQUIA-CHOCO
- Murri		PREFACTIBILIDAD	1.165		
R. SAMANA NORTE	RECONOCIMIENTO	PREFACTIBILIDAD	466	EPPM	ANTIOQUIA
R. SAN BARTOLOME	RECONOCIMIENTO	PREFACTIBILIDAD	496	EPPM	ANTIOQUIA
R. SAN ANDRES	RECONOCIMIENTO	PREFACTIBILIDAD	166	EPPM	ANTIOQUIA
R. GUAYURIBA	PREFACTIBILIDAD			EEEEB	C/MARCA Y META
- La Rosa		FACTIBILIDAD	160		
RIO UPIA	FACTIBILIDAD			EEEEB	META
- Upia		FACTIBILIDAD (1)			
R. LENGUPA	PREFACTIBILIDAD				

PROYECTO	ESTADO ACTUAL DE LOS ESTUDIOS	NIVEL A ESTUDIAR 1988-1990	CAPACIDAD (MW)	ENTIDAD	LOCALIZACION
- Chapasía		FACTIBILIDAD	580	EEEB	CUNDINAMARCA
H. GUAYABERO - GUAVIARE	RECONOCIMIENTO	RECOPIACION INFORM. BASICA(1)	3.516	EEEB	C/MARCA Y META
MACIZO DEL SUMAPAZ (RIO BLANCO)	RECONOCIMIENTO	PREFACTIBILIDAD	375	EEEB	CUNDINAMARCA
R. CAUCA Y TRIBUTARIOS	PREFACTIBILIDAD	PREFACTIBILIDAD (3)	1.000	C.V.C.	VALLE DEL CAUCA
R. CALIMA					
- Calima IV	PREFACTIBILIDAD	FACTIBILIDAD	459	C.V.C.	VALLE DEL CAUCA
R. NAYA	RECONOCIMIENTO	PREFACTIBILIDAD	733	C.V.C.	VALLE DEL CAUCA
R. CAJAMBRE Y RAPOSO	RECONOCIMIENTO	RECOPIACION INFORM. BASICA	250	C.V.C.	VALLE DEL CAUCA
R. GARRAPATAS	RECONOCIMIENTO	PREFACTIBILIDAD	337	C.V.C.	VALLE Y CHOCO
R. ALTO ANCHICAYA				C.V.C.	VALLE DEL CAUCA
- Traslase Río Dagua	RECONOCIMIENTO	RECOPIACION INFORM. BASICA	50		
R. TAMAR	RECONOCIMIENTO			CORELCA - EPPM	BOLIVAR - ANTIOQUIA
- Tamar		RECOPIACION INFORM. BASICA	132		
R. SAN JORGE	RECONOCIMIENTO			CORELCA - EPPM	CORDOBA
- Chimurro		RECOPIACION INFORM. BASICA	146		
R. TIGÜI	RECONOCIMIENTO			CORELCA - EPPM	BOLIVAR - ANTIOQUIA
- Bellavista y Basilio		RECOPIACION INFORM. BASICA	450		
R. MICAY	PREFACTIBILIDAD			CRC	CAUCA
- Angosturas del Micay		FACTIBILIDAD	1.000		

(1) Factibilidad que requiere estudios adicionales.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA

PROGRAMA DE GENERACION 1988 - 2001

OPTIMIZACION SISTEMA DE ENFRIAMIENTO TERMOBARRANCA UNIDAD 66 MW

La Central Termoeléctrica de Barrancabermeja, en el departamento de Santander, requiere adquisición y reparación de algunos equipos para el correcto funcionamiento del sistema de enfriamiento de la unidad III y así recuperar de 35000 KW a 66000 KW su capacidad generadora. Actualmente se adelanta la complementación de los equipos requeridos para tal fin mediante contrato suscrito con la Electrificadora de Santander S.A., por un valor de \$226.5 millones.

LA MIEL I

El proyecto Miel I, con capacidad instalada de 405 MW MW, está situado en el departamento de Caldas sobre la vertiente oriental de la Cordillera Central cerca de la población de Norcasia.

Las principales características son:

Presa de enrocado con cara de concreto y altura de 185 metros, localizada aguas abajo de los ríos Moro y La Miel, creará un embalse con un volumen total de 565 Mm³ de los cuales 290 serán conducidos a la casa de máquinas por tres túneles y pozos de carga independientes, el rebosadero estará localizado en la margen derecha del río, diseñado para un caudal de 8500 m³/seg. y constará de un canal de conducción, una estructura de control con dos compuertas radiales y la descarga se hará por dos túneles de 11 metros de diámetro y 638.6 metros y 667 metros de longitud, respectivamente.

La Central subterránea alojará tres unidades tipo Francis de eje vertical de 135 MW cada una, diseñadas para un salto neto de 214.5 metros y un caudal de 198 m³/seg. Los caudales turbinados serán restituidos al río mediante un túnel de fuga de 9.2 x 9.2 metros de sección y 4.2 de longitud.

El proyecto cuenta con diseños terminados para la construcción. El costo total aproximado de este proyecto es de US\$365 millones y su entrada en operación se prevé para el primer semestre de 1997.

LA MIEL II

El desarrollo hidroeléctrico de Miel II se encuentra localizado sobre el flanco oriental de la Cordillera Central, a unos 60 kilómetros aguas arriba de la desembocadura del río Miel en el río Magdalena, al oriente del departamento de Caldas. El desarrollo del proyecto, con capacidad instalada de 351 MW, se inicia inmediatamente aguas abajo de la confluencia de los ríos Pensilvania y Miel y se extiende hasta el extremo del embalse del Proyecto Miel I.

Las características principales son:

Presa tipo enrocado con capa de concreto y 170 metros de altura, embalse útil de 75.3 Mm³, túnel de carga con longitud de 9212 metros, un caudal de diseño de 73.8 m³/seg. La Central subterránea alojará tres turbinas tipo Pelton de eje vertical y tres generadores de 117 MW cada uno. Las aguas serán restituidas al río mediante un túnel de fuga de 2750 metros de longitud y diámetro de 6.0 metros.

A finales de 1986 se adelantaban los trámites necesarios para la ejecución del diseño, por parte de ISA. El costo total de este proyecto se estima en US\$380 millones, su entrada en operación se prevé para el primer semestre de 2001.

PROGRAMA DE GENERACION DIESEL PARA INTENDENCIAS, COMISARIAS Y ZONAS AISLADAS

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ha puesto en marcha un programa para atender las necesidades de energía eléctrica de las Intendencias, Comisarias y otras zonas aisladas. Este programa consiste en el aprovechamiento de 57 plantas diesel disponibles que pueden generar 29993 kilovatios y la adquisición de 64 más que serán traídas desde Italia y que representan 10100 kilovatios adicionales.

Se trata de plantas que actualmente están fuera de servicio y pueden trasladarse con relativa facilidad a los sitios donde haya déficit o carencia de energía eléctrica.

Para cubrir el déficit de generación actual a corto plazo en cabeceras municipales de zonas aisladas se necesitan aproximadamente 715 millones de pesos. Para cubrir el déficit de mediano y largo plazo, hacen falta alrededor de 600 millones de pesos para un total de 1315 millones.

La solución del suministro de energía eléctrica en las localidades de Mitú, Puerto Carreño y Puerto Inírida tienen un costo de recuperación y traslado que asciende a cerca de 645 millones de pesos.

El proyecto de las 64 plantas consiste en la adquisición de plantas diesel con todos los accesorios para su normal funcionamiento, incluyendo herramientas y repuestos para su mantenimiento. Las plantas prestarán el servicio eléctrico en 55 localidades de las Intendencias y Comisarías, distribuidas así:

Casanare	16 plantas
Amazonas	12 plantas
Guainía	9 plantas
Vaupés	7 plantas

PROGRAMA DE ESTUDIOS

Estudios de Prefactibilidad Técnica para Aprovechamientos Hidroeléctricos

Proyecto Páez - La Plata

La cuenca del Alto Magdalena está localizada en la parte Sur-Central del país, en los departamentos del Huila y Cauca. Dentro de esta cuenca se estudiaron a nivel de reconocimiento preliminar por parte del ESEE, tanto la Hoya del Alto Magdalena como la de sus principales afluentes, los ríos Negro, Páez, La Plata y Negro de Narváez. El área de la cuenca en estudio es de 4765 km² aproximadamente.

PROYECTO	RIO	CAIDA NETA (m)	CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	ENERGIA GENERADA (GWH/año)	TIPO PRESA
Paicol	Páez	354	176	960	4.206	Enrocado
Piedragrande	Páez	315	52	115	851	Enrocado
Macama	Páez	287	93	306	1.632	Enrocado
Guinea	Plata	261	42	106	677	Enrocado

Río Otún

La zona en estudio se encuentra ubicada en el departamento de Risaralda, sobre la cordillera central y el cauce del río Cauca. Los resultados de los estudios de prefactibilidad técnica, contratados por el ICEL muestran los siguientes aprovechamientos:

Vichada 11 plantas
Guaviare 9 plantas

La adquisición de las plantas se adjudicó al consorcio Issotta Fraschini y se prevé su instalación durante el año de 1988.

Con este plan las poblaciones fronterizas contarán con su propio servicio de energía eléctrica en el segundo semestre de 1988.

La inversión total de este proyecto es de 2.000 millones de pesos.

El mantenimiento de las plantas se hará mediante un convenio de cooperación entre Italia y Colombia, con un costo de 3.2 millones de dólares.

El estudio recomienda continuar con la etapa de factibilidad de los proyectos Paicol y Macama, que permitirán instalar una capacidad total de 1266 MW.

El ICEL, basado en los estudios efectuados por el ESEE y por intermedio de un consorcio integrado por dos firmas de consultoría nacional, finalizó en julio de 1983 los estudios de prefactibilidad técnica de los aprovechamientos hidroeléctricos localizados sobre los ríos Páez y La Plata, que se relacionan a continuación.

Zona Alta

El proyecto río Azul-La Cuenca, localizado aguas abajo de la confluencia del río Azul con el Otún, permitirá instalar una capacidad de 14 MW.

Zona Media

Proyecto El Porvenir. Se ubica en el río Otún en el sitio Pueblo Viejo, unos kilómetros aguas arriba de Pereira y permitirá instalar una capacidad de 7 MW.

Zona Baja

Proyecto Senegal. Filo de agua, posee una capacidad de 30 MW obtenida empleando las aguas del río Otún y del río Congotá.

Los estudios de prefactibilidad técnica del río Otún terminaron en noviembre de 1983.

ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD TECNICA PARA APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS

Río Suárez - Proyecto Chimera

La cuenca de la zona estudiada está localizada a 90 kilómetros al noroeste de la ciudad de Bogotá. Como resultado de los estudios de prefactibilidad, efectuados por el ICEL, se seleccionó el proyecto Chimera, localizado sobre el río Suárez, aguas abajo de la confluencia del río Oibita, cerca de la población de Chimá, en el departamento de Santander.

Los estudios de factibilidad terminaron en febrero de

PROYECTO	CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	CAIDA NETA (m)	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	ENERGIA FIRME (GWH/año)	TIPO PRESA
El Siete No. 1	25	353	75	319.8	Gravedad
El Siete No. 2	28	357.5	85	376.5	Gravedad

Proyecto Río Samaná Sur

La hoya del río Samaná Sur corresponde a la vertiente oriental de la cordillera central en el departamento de Caldas, la cual drena hacia el río Magdalena.

Los estudios de reconocimiento preliminares de posibles desarrollos hidroenergéticos sobre el río La Miel y Hoyas vecinas, permitieron estudiar a nivel de prefactibilidad los aprovechamientos de Puente Linda, Samaná Medio y Butatán, localizados en el cauce del río Samaná.

Con base en los resultados de tal estudio, se continuó

1984. Las principales características técnicas de este proyecto son:

Proyecto Chimera

Caudal medio (m ³ /seg.)	161
Caída Neta (m)	270
Capacidad instalada (MW)	939
Energía firme (GWH/año)	2779
Altura presa (m)	150
Tipo presa	Enrocado con núcleo de arcilla.

Proyecto Río Atrato

Está localizado al occidente del país en el departamento del Chocó, la zona de interés hidroeléctrico se encuentra hacia la parte alta del río Atrato, aguas abajo de la población del Carmen del Atrato.

Como resultado de los estudios de prefactibilidad técnica, elaborados por una Misión Japonesa en desarrollo del Convenio de Asistencia Técnica firmado por los Gobiernos de Colombia y el Japón, para los estudios del río Atrato, se seleccionaron los aprovechamientos denominados El Siete No. 1 y el Siete No. 2, con capacidades instaladas de 75 MW y 85 MW, respectivamente para adelantar la etapa de factibilidad. Los estudios de factibilidad terminaron a mediados de 1986.

Las principales características de estos proyectos son:

con la etapa de factibilidad para el Proyecto Samaná Medio, que permite instalar una capacidad de 289 MW. Los estudios de factibilidad finalizaron en abril de 1984.

Las principales características técnicas de este proyecto son:

Caudal medio (m ³ /seg.)	96.9
Caída Neta (m)	189.2
Capacidad instalada (MW)	289.0
Energía firme (GWH/año)	1431.6
Altura de la presa	169.0
Tipo de presa	Enrocado con pantalla de concreto

Proyecto Río Micay

La cuenca hidrográfica del río Micay pertenece a la Vertiente del Océano Pacífico y se halla totalmente localizada dentro del departamento del Cauca, se extiende desde las cumbres de la cordillera occidental, en las vecindades de Popayán, hasta las Bocas del río Micay en el Pacífico, cerca de la población de Noanamito.

Con base en los reconocimientos y proyectos seleccionados por el ESEE, se adelantaron estudios de prefactibilidad técnica, identificándose los proyectos Angosturas Medio (1500 MW), Plateado (420 MW) y Plateado Alto (425 MW). En razón de las ventajas socio-económicas del proyecto Angosturas Medio, se consideró llevarlo a la etapa de factibilidad para lo cual, a finales de 1983, se adelantaron gestiones previas de financiamiento ante el FONADE y el BID.

Las características principales de este proyecto, son:

Caudal medio (m ³ /seg.)	272
Caída neta (m)	255

PROYECTO	CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	CAIDA NETA (m)	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	ENERGIA FIRME (GWH/año)
Guspaquirá	17	497	73.4	313
Ranchería	19	578	94.6	353

Proyecto El Quimbo

Este proyecto hace parte de los aprovechamientos hidroeléctricos seleccionados por el ICEL, a nivel de prefactibilidad en el Alto Magdalena. Se encuentra localizado en el extremo norte de la cuenca alta del río Magdalena aguas arriba del proyecto Betania y de la confluencia del río Páez al Magdalena.

A finales de 1983 se adelantaron gestiones previas de financiación ante el FONADE y el BID, para llevar a cabo los estudios de factibilidad técnica. Posteriormente se adelantó el concurso de méritos correspondiente, cuya evaluación se encuentra en la actualidad para consideración de la H. Junta Directiva del ICEL.

El proyecto tal como se ha concebido hasta el momento, tiene las siguientes características:

Capacidad instalada (MW)	1500
Energía firme (GWH/año)	4637
Tipo presa	Enrocado con núcleo impermeable.

Proyecto Río Cusiana

El río Cusiana nace en el Páramo de Sama, al suroeste de la ciudad de Sogamoso y cruza el departamento de Boyacá y la Intendencia del Casanare, donde desemboca al río Meta.

Con base en el inventario de recursos hidroeléctricos efectuados por el ESEE y los estudios de prefactibilidad técnica adelantados por el ICEL, en la cuenca del río Cusiana, se consideró conveniente continuar los estudios a nivel de factibilidad de los proyectos Guspaquirá y Ranchería. En la actualidad se culmina la protocolización de los mecanismos de financiación para este proyecto acordados entre ICEL, la Electricidad de Boyacá y el FONADE, cuyo monto alcanza la suma de \$253.4 millones más US\$130.000.

Las principales características de estos proyectos, son:

Caída neta (m)	128
Caudal medio (m ³ /seg.)	250
Capacidad instalada (MW)	675
Energía generada (GWH/año)	2159
Tipo de presa	Enrocado

ESTUDIOS CON FACTIBILIDAD TECNICA CONCLUIDA

Proyecto Patía I

Este proyecto, con una capacidad instalada de 900 MW, está localizado en el departamento de Nariño aproximadamente 60 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Pasto.

La cuenca del río Patía presenta un régimen hidrológico opuesto al del centro del país, puesto que el período

de mayor precipitación se presenta en los meses de noviembre a mayo y los meses más secos van de junio a octubre.

Los estudios comparativos para diferentes cotas mostraron que el mejor aprovechamiento para potencia y energía, corresponde a una presa coronada a la cota 585, con la cual se crea un embalse con un nivel máximo de funcionamiento a la cota 580 que describe el proyecto típico de Patía I.

Las principales características de este proyecto son:

Una presa de enrocado de 195 metros de altura, con núcleo inclinado, un vertedero de tajo abierto en concreto con una capacidad de descarga de 6400 m³/seg.

Estas obras crean y controlan el embalse con una capacidad total de 18900 Mm³ de los cuales 2600 Mm³ corresponden al embalse útil; el caudal de diseño es de 640 m³/seg.

Los caudales serán conducidos a la central a través de cuatro conductos individuales revestidos en concreto. La estructura de toma situada entre la presa y el canal de aproximación al rebosadero, tendrá una compuerta vertical para cada conducto de carga operado hidráulicamente.

La casa de máquinas está localizada inmediatamente aguas abajo de la presa (pie de presa), será una estructura cerrada convencional, con patio de equipos y alojará cuatro unidades turbogeneradoras tipo Francis, diseñadas con una caída neta de 160 metros. La energía firme anual será de 3616 GWH.

Su costo total de construcción se estimó en US\$939.4 millones a precios de diciembre de 1983.

Proyecto Hidroeléctrico Patía II

Este proyecto se encuentra localizado unos 40 kilómetros aguas abajo del proyecto Patía I y aprovechará el caudal regulado por éste.

Las alternativas que ofrece costos más bajos de potencia y energía corresponde a una presa cuya cota de la cresta es 416 metros, lo cual implica un nivel máximo de funcionamiento normal para una cota de 408 metros, en la cual se describe el proyecto.

Las principales características son:

Presa de enrocado de 195 metros de altura máxima; volumen total de relleno 958 Mm³, rebosadero tipo rápido con compuerta para un caudal máximo de 6300 m³/seg. El embalse asociado tiene una capacidad de 1025 Mm³ de los cuales 510 Mm³ corresponden al volumen útil.

La casa de máquinas superficial estará localizada aguas abajo de la presa y contendrá cuatro unidades generadoras, conformando una potencia instalada de 880 MW y cuatro turbinas tipo Francis, un caudal nominal o de diseño de 612 m³/seg, y caída nominal neta de 1635 metros. La energía firme anual será de 3690 GWH.

Los estudios de factibilidad fueron concluidos en 1981, los cuales tuvieron un costo de US\$1.33 millones. El costo total de construcción se estimó en US\$605.5 millones a precios de diciembre de 1983.

PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS (PCH)

En consideración a la conformación topográfica de Colombia, recorrida de sur a norte por tres cordilleras (donde está asentada la mayoría de la población) y la existencia de innumerables ríos, quebradas y arroyos que confluyen a las grandes cuencas, se induce la existencia de abundantes aprovechamientos hidráulicos en pequeña escala que utilizados racionalmente, puede ser la solución para el abastecimiento de energía eléctrica en sitios distantes, hacia donde construir líneas de interconexión resultaría una alternativa muy costosa, por sus distancias y características del mercado.

Por las condiciones anteriores, el ICEL ha venido desarrollando un plan para la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, con financiación del BID, localizadas en el departamento del Chocó y la Intendencia del Putumayo.

Este plan, en su primera etapa contempla la instalación y puesta en operación comercial de dos pequeñas centrales, que además del grupo turbogenerador, incluye toda la infraestructura eléctrica requerida (subestaciones y redes de transmisión y distribución). El alcance físico del Plan, es como sigue:

PROYECTO	CAPACIDAD (KW)	LOCALIZACION
Mocoa, I etapa (*)	11.000	Putumayo
Bahía Solano	2.400	Chocó

(*) Capacidad total 22.000 KW.

Proyecto Río Mocoa

a. Localización

El proyecto está localizado en el río Mocoa, inmediatamente aguas abajo del puente Monclar.

El acceso al sitio se hace mediante carretable que se deriva de la carretera en construcción Mocoa-Pitalito, aproximadamente en la abscisa K 7 + 500 y a una altura de 965 m.s.n.m.

b. Desarrollo hidroeléctrico seleccionado

Se seleccionó un desarrollo hidroeléctrico sobre el río Mocoa, localizado inmediatamente aguas abajo del puente Monclar.

— Esquema Básico

El esquema de generación adoptado contempla una presa de derivación con bocatoma lateral, un box-coulbert, un desarenador, dos pondajes o lagunas artificiales, un canal trapezoidal y un tanque de carga, desde el cual se desprende una tubería de presión hasta la casa de máquinas y un canal de fuga.

— Características del proyecto

Caudal de diseño:	15.0 m ³ /seg.
Potencia instalable:	22000 KW
Potencia a instalar I etapa (Plan Icel-Bid):	11000 KW
Tipo de turbina:	Francis - Dos unidades
Caída bruta:	100 metros
Línea de transmisión:	34.5 KV y longitud de 17.7 Km a Villagarzón; 13.2 kv y longitud de 35 km para Mocoa, San Antonio, Pueblo Viejo, Monclar, Puerto Limón, Planadas, Rumiyaco y Pepino.
Línea de Distribución:	35 km para Mocoa; 12 km para Villagarzón; 9 km para Puerto Limón y 4 km para El Pepino.

Con este proyecto se espera servir en el año 2000 a una población en el casco urbano de 70000 habitantes.

— Estado Actual

A la presente se termina la construcción de campamentos, de talleres, de almacenes y se avanza en la ejecución de la vía de acceso a la casa de máquinas y tanque de carga; asimismo se han iniciado los movimientos de tierra correspondientes a los tramos I y III de la conducción. El tramo I se refiere a la explanación para la ejecución de un box-coulbert y el tramo III, a la excavación del canal abierto de aproximación al tanque de carga.

— Costos

Se estima que la construcción y puesta en operación de la pequeña central asciende a US\$18'822.000, de los cuales US\$4'670.000 se financian con el crédito ICEL-BID.

Central de Bahía Solano

A. Características Técnicas

Con base en los resultados de los estudios ejecutados, se ha seleccionado un desarrollo hidroeléctrico sobre la quebrada Mutatá.

Potencia Instalable:	2400 KW
Potencia a instalar 1a. etapa:	1200 KW
Caudal de diseño:	0.85 m ³ /seg.
Caída bruta:	406 metros
Tipo de turbina:	Pelton 1 unidad
Línea de transmisión:	34.5 KV en una longitud de 25.6 km a ciudad Mutis y a Nuquí 50 km; a 13.8 KV al Valle 14 km.
Red de Distribución:	Ciudad de Mutis 8.0 kms, El Valle 4.8 km, Nuquí 8.8 km, Panguí 3.2 km y Coquí 1.6 km.

Con este proyecto se espera servir una población de aproximadamente 12000 habitantes para 1996.

B. Estado Actual

— Obras civiles

De acuerdo con la programación previamente elaborada se continúa con los trámites de la licitación a fin de que se proceda a su apertura en el último trimestre de 1988.

— Interventoría

El ICEL seleccionó al Consorcio Consultores Unidos e Hidroconsulta Ltda., para efectuar la interventoría. En la actualidad se encuentra para consideración de Junta Directiva la adjudicación del contrato de interventoría.

— Equipos hidromecánicos y electromecánicos

La Junta directiva declaró desierta la licitación por segunda vez el 8 de julio de 1986.

Teniendo en cuenta lo anterior, la administración procedió a solicitar cotizaciones con el fin de tramitar la contratación directa del suministro de estos equipos. Sin embargo, como las cotizaciones presentadas superaron el valor presupuestado por el ICEL, se ha solicitado autorización a la H. Junta Directiva para que la administración proceda a abrir una licitación pública internacional y la correspondiente autorización por parte del BID.

— Impacto ambiental

La ejecución de estos estudios los adelantó la firma Estudios Ecológicos mediante contrato No. 5423 por un valor de COL\$3.559.585. Actualmente se espera notificación escrita de su aprobación por parte del Inderena.

— Adquisición de terrenos

La zona afectada por la construcción de la central corresponde a un resguardo indígena. Se efectuó por parte del Incora la entrega de los terrenos al ICEL, esta última entidad adelantó la demarcación correspondiente, la cual se encuentra disponible para iniciar su construcción.

— Redes

Se contrató con la Electrificadora del Chocó, (contrato No. 4892), para que realice el diseño, suministro de

materiales, transporte, construcción, montaje, pruebas y puesta en operación de las redes e instalaciones anteriores de las poblaciones de Ciudad Mutis, El valle, Panguí y Coquí y otras poblaciones comprendidas dentro del programa de pequeñas centrales hidroeléctricas ICEL-BID.

Se han construido las redes secundarias de Aruzi Panguí, Coquí y Joví y en la actualidad se realizan los diseños de Bahía Solano y El Valle. Asimismo se inició la construcción de postera para las redes y líneas del Plan ICEL-BID. El porcentaje de avance corresponde a un 30%.

El valor del contrato 4892 y sus adiciones es de \$26.700.000 del cual ICEL ha girado a Electrochocó la suma de \$7.627.348 incluido el valor del anticipo.

Para ampliar el alcance y el valor del contrato se tramitó un contrato adicional por \$8.000.000 con el objeto de realizar adicionalmente los trabajos topográficos de la zona donde se va a construir la PCH de Bahía Solano y la exploración de rutas alternativas para la vía de acceso y líneas de transmisión.

C. Costos del Proyecto

Valor estimado de construcción de la pequeña central hidroeléctrica de Bahía Solano, incluyendo suministro y obra civil.

Parte extranjera	US\$2.063.000
Parte nacional	US\$3.707.000

Valor estimado para la construcción de líneas y redes incluyendo suministro de materiales y montaje de equipos.

Parte extranjera	US\$1.497.000
Parte nacional	US\$1.564.000

Valor de la ingeniería e interventoría y administración

US\$1.099.000

Proyecto Patico

Denominado también proyecto alterno Santa Rosa-Argelia, se localiza al suroeste de Popayán sobre la margen derecha del río Cauca, en el área comprendida entre el puente sobre el río Cauca de la actual carretera Popayán-La Plata y la bocatoma de la Central Hidroeléctrica Florida II.

El proyecto permite instalar una potencia de 9600 KW en tres unidades tipo Francis, una de las cuales ya se encuentra en el sitio lista para su instalación.

La construcción de este proyecto se ha iniciado a través de un contrato firmado con Centrales Eléctricas del Cauca, CEDELCA.

Proyecto López-Puerto Sergio

A. Descripción

El proyecto escogido consiste en el aprovechamiento de la quebrada Joli, afluente del río Micay a unos 7 kilómetros de su desembocadura y a unos 9 kilómetros de la población de Puerto López en el departamento del Cauca.

La microcentral proyectada consiste en un aprovechamiento a filo de agua, captando un caudal de 6.12 m³/seg. y utilizando mediante una presa vertedero, una caída bruta de 13 metros, para generar una potencia de 600 KW.

Se tiene proyectado para una primera etapa, la construcción de la totalidad de la obra civil y la instalación de equipos para generar 300 KW.

B. Características Técnicas

Caudal:	6.12 m ³ /seg.
Presa:	Tipo vertedero
Capacidad:	300 KW - 1a. etapa
Caída bruta:	13 metros
Tipo de turbina:	En diseño por CESEN
Línea de transmisión:	13.3 km. tensión 13.2 KV a Puerto López.

C. Antecedentes

El ICEL adelantó unos estudios de diseño con una firma consultora colombiana, en 1981.

El Gobierno Nacional, a través de CVC, inició el Plan de Desarrollo Integral de la Costa Pacífica, con el objeto de promover una región de alto potencial económico.

Con base en lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación y el CESEN, con el fin de llevar adelante un estudio específico relativo a un plan de desarrollo energético, a corto, mediano y largo plazo en la zona Pacífica,

definieron conjuntamente la viabilidad del proyecto López-Puerto Sergio.

El Gobierno Italiano a través del CESEN, ofreció el diseño y suministro del equipo electromecánico para la 1a. etapa (300 KW).

D. Estado Actual

Mediante convenio suscrito entre ICEL y la CVC, en el presente año, se acordó la construcción de las obras civiles de la microcentral por parte del Instituto y la consecución y traslado de los recursos necesarios al ICEL por parte de la CVC.

Actualmente se encuentra perfeccionado el Convenio No. 026/87, con el fin de que la CVC gire el primer desembolso para iniciar la ejecución de las obras.

El ICEL ha elaborado los pliegos de licitación, los cuales se encuentran en trámite de revisión. Se tiene proyectada la apertura de la licitación para construcción de las obras civiles a finales del presente año.

E. Presupuesto y Costos

El valor total del proyecto, a precios de 1987 es de 458.1 millones de pesos.

Proyecto Paya

Este proyecto entró en servicio en diciembre de 1987 y se localiza a cinco (5) kilómetros de la población del mismo nombre, en el departamento de Boyacá. Cuenta con 50 KW de capacidad instalada y capta aguas de la quebrada Agua Blanca.

ESTUDIOS PROYECTOS TERMoeLECTRICOS

TERMOPAIPA IV

Actualmente se encuentran en ejecución los estudios de factibilidad para la construcción de una unidad adicional en la Central Termoeléctrica de Paipa, localizada en Paipa departamento de Boyacá, cuya fecha de terminación se prevé para el segundo semestre de 1988.

La nueva unidad tendrá una capacidad de 150 MW, utiliza carbón como combustible básico, requiere de una torre de enfriamiento para el circuito cerrado de enfriamiento, aprovecha la infraestructura existente en

Termopaipa en cuanto a áreas disponibles, suministro y evacuación de la energía y algunos servicios auxiliares.

Durante la operación se tendrá centralizado el grupo encargado de la Central para las 4 unidades con sus diferentes departamentos facilitando la capacitación del personal requerido para las funciones de operación y mantenimiento.

El proyecto presenta características que lo hacen atractivo, los cuales están siendo evaluados para su consideración dentro del plan de expansión del sistema eléctrico.

TERMOTASAJERO II

El ICEL próximamente abrirá el Concurso de Méritos conducente a la contratación de los estudios de factibilidad técnico-económica y pliegos de licitación para la construcción de la segunda unidad de la Central Termoeléctrica de Tasajero, localizada a unos 35 kilómetros de la ciudad de Cúcuta en el departamento de Norte de Santander.

La construcción de la Unidad I ejecutada en 1980 a 1984 con capacidad de 150 MW, se proyectó con obras de infraestructura para dos unidades tales como áreas para la ampliación de casa de máquinas, subestación, patio de carbón y obras complementarias, instalaciones de oficinas y campamentos, captación y conducción de agua y otros.

Para asegurar el abastecimiento del carbón de la nueva unidad, la empresa Carbonorte adelanta las investigaciones de las reservas de los yacimientos carboníferos.

La capacidad de la nueva unidad será de 150 MW o mayor y las características de este nuevo proyecto lo hacen muy competitivo frente a los demás estudiados por el Sector.

CENTRAL TERMoeLECTRICA SAN LUIS

El ICEL y la Electrificadora de Santander ya disponen de los términos de referencia para la contratación de los estudios de factibilidad de una Central Termoeléctrica en el departamento de Santander con una capacidad de 150 MW o mayor a base de carbon.

La empresa Carbonorte actualmente adelanta los estudios para determinar las reservas de los yacimientos del sinclinal de San Luis en el área de San Vicente a 70

kilómetros de la ciudad de Barrancabermeja y según concepto de Carbocol, está asegurado el suministro de carbón durante la vida útil de la planta.

Se han identificado 6 posibles sitios de localización comprendidos entre el área adyacente a la mina y la central Termobarranca de los cuales saldrá la alternativa que será estudiada.

FUENTES ALTERNAS DE ENERGIA

Proyecto Geotérmico

A partir del mes de septiembre de 1986, el ICEL, INECEL del Ecuador y la Organización Latinoamericana de Energía OLADE, iniciaron los estudios de prefactibilidad del proyecto geotérmico binacional Chiles-Cerro Negro-Tufiño en el departamento de Nariño con fondos no reembolsables aportados por el gobierno italiano y recursos propios del ICEL e INECEL, respectivamente.

El contrato de la ejecución de los estudios fue adjudicado por la OLADE a la firma italiana AQUATER para adelantar investigaciones de geovulcanología, geoquímica, hidrogeología y geofísica y el informe final será entregado a finales del año 1987.

El aporte del ICEL para dichos estudios fue de \$22.000.000.

En enero del año 1988 el ICEL iniciará los estudios de prefactibilidad fase I, del proyecto geotérmico Paipalza, específicamente en geovulcanología, geoquímica y geofísica con aporte de \$10.000.000 con recursos propios del Instituto. El tiempo estimado para dichos estudios es de un año y medio.

PROGRAMA ESPECIAL DE ENERGIA HIDROELECTRICA DE PEQUEÑA ESCALA

El objetivo de este programa es fomentar la fabricación de equipos electromecánicos, turbina y alternadores para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la primera etapa con unidades hasta 250 KW y posteriormente con unidades de mayor potencia hasta 2000 KW.

Se están ejecutando las siguientes actividades:

— Pequeña Central de Argelia (Cauca)

Se celebró un contrato con la Universidad del Valle para el diseño, cálculo y asesoría en la fabricación,

montaje, evaluación técnica y económica de 3 unidades tipo Francis de 250 KW de potencia.

En la actualidad, el proyecto se encuentra en las fases finales de diseño y prueba del modelo de la turbina. Con base en estos diseños se gestiona en Colciencias, un crédito por valor de \$21 millones, para la fabricación de la turbina y el alternador. El costo total del proyecto, incluyendo los estudios hasta ahora realizados, asciende a \$133 millones.

Pequeña Central de Labranzagrande (Boyacá)

Esta pequeña central hidroeléctrica, suministra energía a esa población, mediante turbina tipo Pelton, acoplada a un generador sincrónico de 150 KVA. La División de Fuentes Alternas de Energía, realizó la ingeniería del proyecto y participó en las labores de asesoría técnica en la etapa de construcción, la cual fue financiada con recursos propios de la Electricidad de Boyacá. Esta planta entró en operación en noviembre de 1985.

ESTUDIO PARA EL DESARROLLO ENERGETICO DE LAS INTENDENCIAS Y COMISARIAS

Como parte integrante del convenio marco de cooperación técnica y científica suscrito entre los gobiernos de Italia y Colombia, el 24 de febrero de 1983 se firmó un acuerdo complementario entre el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL, y el Centro Studi Energia Renzo Tasselli, CESEN, con el propósito de encontrar una respuesta a las demandas energéticas de Leticia, en el corto plazo, planear el desarrollo energético de las Intendencias y Comisarias incluyendo Leticia, buscando sustituir combustibles derivados del petróleo con otras fuentes locales y en particular las nuevas y renovables y análisis técnico-económicos relativos a las diversas tecnologías energéticas más prometedoras, así como la instalación de plantas demostrativas de estas tecnologías.

En desarrollo de estos propósitos se llevaron a cabo los siguientes estudios:

- Solución energética para Leticia a corto y mediano plazo.
- Definición de áreas de desarrollo socioeconómico para las Intendencias y Comisarias.
- Estimación de la demanda de energía.

- Alternativas energéticas para los Territorios Nacionales (recurso solar, energético-minero, eólico, biomasa e hídrico).
- Modelo de oferta de energía.

En cumplimiento de lo pactado en el acuerdo, se hizo la instalación del biodigestor para el matadero de Yopal, con una capacidad de 86.3 m³ el cual utiliza las excretas del ganado sacrificado en el matadero y los desechos vegetales de la plaza de mercado con el propósito de producir gas que alimenta una caldera, lámparas de gas y un grupo electrógeno de 20 KW que genera energía eléctrica para alimentar una trituradora y para iluminación del matadero.

El proyecto está en etapa de arranque y ya fueron probados todos los equipos que dará la contraparte italiana, así como la obra civil que fue efectuada con ingeniería colombiana. Los funcionarios del CESEN capacitaron al personal del Instituto, así como a los funcionarios del municipio para la operación de la planta de digestión anaeróbica. En una futura etapa se espera construir un tanque de almacenamiento de gas para poder utilizar durante más horas al día el servicio de la planta.

Como la salida de materia orgánica después de haber extraído el gas, es un buen abono vegetal, se creará una granja agrícola en las inmediaciones del matadero como demostración de los beneficios del proyecto. Estas dos últimas actividades serán realizadas con asesoría italiana mediante la ampliación del acuerdo complementario.

PLAN DE DESARROLLO ENERGETICO EN LA COSTA PACIFICA

Dentro del marco del Convenio de Cooperación Energética, suscrito entre el Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Minas y Energía y CESEN de Italia, se delegó al ICEL y a CVC, para la realización de un estudio relativo a un plan de Desarrollo Energético que comprende el departamento del Chocó y la Costa Pacífica de los departamentos de Cauca, Nariño y Valle. Tiene como objetivo planear el desarrollo energético a mediano y largo plazo, buscando sustituir el consumo de combustibles derivados del petróleo, teniendo en cuenta los aspectos siguientes:

- Utilización apropiada de recursos energéticos locales con el fin de satisfacer necesidades energéticas en varios sectores.

- Utilización y desarrollo de fuentes energéticas locales por medio de tecnologías y sistemas coherentes con las exigencias del país.
- Identificación de iniciativas prioritarias y proyectos concretos.

En abril de 1984 conjuntamente con el CESEN se presentó un plan de operaciones para adelantar los estudios a mediano y largo plazo, el programa general de actividades propuesto constó de los siguientes items.

- Definición de áreas de desarrollo socioeconómico.
- Estimación de la demanda de energía.
- Análisis de la demanda de energía.
- Prospección de la demanda (Recurso solar, eólico, biomasa e hídrico).
- Análisis de aceptabilidad social de las nuevas tecnologías.
- Estudios de factibilidad.
- Plantas demostrativas.

Se convino establecer la planta piloto demostrativa en López-Puerto Sergio y el gobierno italiano se comprometió a suministrar los equipos para una potencia de 300 kw en dos unidades, las obras civiles necesarias para la instalación de los equipos estarán a cargo del gobierno colombiano.

PLAN DE RECUPERACION DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Mediante un convenio de cooperación técnica internacional suscrito entre los Gobiernos de Colombia y Japón el 6 de agosto de 1987, se inició el estudio de recuperación de PCH, plantas diesel y plantas térmicas comprendidas dentro del área ICEL.

El Grupo ICEL ha propuesto inicialmente 3 térmicas, 45 diesels y 79 hidráulicas, localizadas en la jurisdicción del ICEL, para una capacidad instalada de 384.6 MW. El plan de investigación así propuesto demanda inversiones por US\$3.200.000 aproximadamente, de lo cual el Gobierno Japonés aporta un 50% y tiene una duración estimada de 10 meses.

OTROS ESTUDIOS ESPECIALES

En la actualidad se adelanta un proyecto de cooperación técnica Italo-Colombiano, para prestar asistencia técnica y capacitación en las áreas de organización, operación y mantenimiento de las plantas eléctricas diesel de las intendencias y comisarias y Costa Pacífica.

Igualmente el Gobierno Israelí ha ofrecido al Gobierno Colombiano una cooperación técnica en el desarrollo de fuentes alternas de energía, el cual incluirá estudios de factibilidad especialmente en energía solar, biomasa, eólica y desalinización de agua. Este proyecto está previsto para realizarse en el periodo de 1988-1989.

Dentro del marco del convenio de cooperación suscrito entre los Gobiernos de Colombia e Italia, se ha propuesto por parte de Italia llevar a cabo estudios referentes a los siguientes proyectos:

- Creación y puesta en marcha de un centro demostrativo para la explotación de la biomasa con fines directos e indirectos.
- Creación y puesta en marcha de la industria para la explotación de las cenizas de carbón.
- Estudio para constitución de una Joint Venture para la construcción en Colombia de turbinas mini-hidráulicas.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

PROGRAMA DE GENERACION 1988 - 2001

PROYECTO HIDROELECTRICO DE CAÑAFISTO

Este proyecto está localizado en el departamento de Antioquia, al suroeste de la ciudad de Medellín, forma parte del aprovechamiento integral del río Cauca, utilizará un caudal medio de 1050 m³/seg. y una caída neta de 95 metros. Contará inicialmente con cinco unidades generadoras de 300 MW cada una y provisiones para una sexta unidad del mismo tamaño, con la cual alcanzará una capacidad instalada de 1800 MW.

La presa será de lleno de roca fracturada con núcleo central de tierra y una altura de 110 metros sobre el lecho del río. El embalse tendrá un volumen de 2728 Mm³, de los cuales 1810 Mm³ serán útiles. La casa de máquinas será superficial a pie de presa y con capacidad para alojar seis grupos generadores con turbinas tipo Francis.

Hasta el momento se han realizado los estudios complementarios relacionados con climatología, hidrología, sedimentos, cartografía, topografía, geomorfología, sismología, potencia y energía; se llevó a cabo el diseño de las obras de desviación hasta obtener pliegos de licitación y se avanzó en el diseño de otras obras tales como la presa, el vertedero y la captación. En la actualidad se encuentran suspendidos todos los diseños. En cuanto a las obras complementarias, se produjeron planos de licitación para la vía sustitutiva y los campamentos de obreros y satélite; fueron realizados el censo predial y los estudios ecológicos y socioeconómicos para precisar los impactos que se ocasionarán en estos aspectos con la construcción del proyecto.

La entrada en operación está prevista para el primer semestre de 1999.

PROGRAMA DE ESTUDIOS

En junio de 1985 ISA presentó a consideración de su Junta Directiva el documento "Programa de Estudios del Sector Eléctrico Colombiano 1986-1990", el cual se consideró necesario aplazar la decisión de su iniciación teniendo en cuenta la situación financiera del sector. Este programa se mantiene vigente y se ha dividido en tres partes a saber:

La primera parte la conforman los estudios de reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad de proyectos hidroeléctricos e incluye aproximadamente 5224 MW en la etapa de recolección de información básica, 8020 MW en prefactibilidad y 4092 MW en factibilidad, con un costo total de \$9.455 millones de pesos, a precios de junio de 1987.

La segunda parte tiene relación con el inventario nacional de los recursos hidroeléctricos en centrales con capacidad instalada entre 10 y 100 MW. Para su realización se propone establecer una coordinación general y la distribución de áreas entre las entidades del sector y sus electrificadoras, de tal manera que se realice en forma unificada y normalizada, y de común acuerdo en su proceso de ejecución.

No se ha considerado un costo asociado con este inventario, pues se supone que será ejecutado con recursos económicos y humanos propios de cada entidad o electrificadora.

Complementa este programa de estudios el inventario nacional de centrales existentes que no operan o que lo hacen con baja eficiencia, el cual busca determinar las causas de tales ocurrencias y servirá de base para establecer las prioridades de recuperación de esta capacidad instalada y proponer un plan al respecto.

A continuación se presentan las características de los proyectos que han sido asignados a ISA dentro del programa general vigente cuyos estudios, o están siendo realizados, o se contratarán durante este período.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL RIO SOGAMOSO

Los estudios de factibilidad del proyecto Sogamoso se realizaron entre 1973 y 1976 por la firma Hidroestudios Ltda., en consorcio con Harza Engineering Company International y financiados por el BIRF. De acuerdo a la tendencia existente en la época en cuanto al mejor aprovechamiento hidroeléctrico y a las características del sector se recomendó un proyecto de gran magnitud, localizado en el sitio La Paz, cuyas principales características son: volumen total de embalse de 13200 Mm, de los cuales 3180 Mm son útiles, presa tipo enrocado con núcleo impermeable, volumen de 65.3 Mm de llenos, casa de máquinas cerrada-superficial, capacidad instalada de 1730 MW y energía media de 6920 GWh/año.

Este proyecto ha estado figurando como alternativa para integrar planes de expansión desde 1976, pero no ha sido seleccionado por su tamaño, costos financieros y, sobre todo, aspectos técnicos que incrementan enormemente los costos.

Hoy en día se ha considerado conveniente replantear el esquema de aprovechamiento hidroeléctrico del río Sogamoso por intermedio de un consultor que, con una orientación muy especializada, genere otras alternativas de aprovechamiento que consideren disminución en la magnitud del volumen de la presa y en el número de excavaciones, para lo que se están haciendo los trámites de apertura del concurso de méritos correspondiente, contándose con financiación del FONADE. El costo aproximado de estos estudios es de \$150 millones.

HOYA HIDROGRAFICA DEL ALTO ARAUCA

Esta cuenca está localizada en los departamentos de Norte de Santander y Boyacá y la intendencia de

Arauca, aprovecha los ríos Margua, Cobugón, Bojabá y Cobaría, afluentes del Arauca, y el primer tramo del mismo río Arauca.

Sobre esta hoya se seguirán haciendo estudios de recolección de información básica y se harán los

estudios de prefactibilidad de los proyectos Rotambria y Gualanday, con un costo aproximado de \$300 millones.

Los proyectos identificados en la primera etapa del reconocimiento fueron:

PROYECTO	RIO	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA MEDIA (GWH/año)	CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	CAIDA NETA (m)	ALTURA PRESA (m)	TIPO PRESA
ROTAMBRIA	COBUGON	698	4.361	147	408	235	ENROCADO CON NUCLEO
GUALANDAY	COBUGON	255	1.588	167	130	98	ENROCADO CON NUCLEO
CULEBRAS	COBUGON	137	1.088	20	748	27	CONCRETO
SINSIGA	BOJABA	130	1.033	22	646	27	CONCRETO
CHIVARAQUIA	BOJABA	171	1.364	37	507	27	CONCRETO
COBARIA	ARAUCA	170	724	262	38	32	TIERRA
EL GUAMO	ARAUCA	138	934	265	48	33	CONCRETO
BOJABA	ARAUCA	162	1.126	320	48	27	CONCRETO

HOYA DEL ALTO PUTUMAYO

Está localizada en el departamento de Nariño y la intendencia del Putumayo, y comprende los ríos Guamués y Putumayo hasta su confluencia, cerca de Puerto Asís.

Para estos proyectos se hará la etapa de prefactibilidad, con un costo aproximado de \$310 millones,

además de que se continuará recogiendo información básica de la cuenca.

Las características de los principales proyectos identificados son:

PROYECTO	RIO	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA MEDIA (GWH/año)	CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	CAIDA NETA (m)	ALTURA PRESA (m)	TIPO DE PRESA
PATASCOY	PUTUMAYO	220	1.756	35	690	25	CONCRETO
PROTACHUELO	PUTUMAYO	212	1.689	49	474	25	CONCRETO
LA COCHA	GUAMUES	300	1.821	21	1.193	20	CONCRETO
GUAMUES	GUAMUES	280	1.995	58	499	25	CONCRETO

HOYA DEL ALTO CAQUETA

Esta hoya se localiza en el departamento del Cauca y la Intendencia del Putumayo, abarca el río Caquetá en su

parte alta, donde se conoce como el río Las Papas y sus principales afluentes son los ríos Grande, Cascabel, Mandiyaco y Mocoa. Las principales características de los proyectos identificados son:

PROYECTO	RIO	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA MEDIA (GWH/año)	CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	CAIDA NETA (m)	ALTURA PRESA (m)	TIPO PRESA
PAPAS	CAQUETA	85	486	13	514	50	ENROCADO CON NUCLEO
SOCOGONI	GRANDE	150	907	34	367	50	ENROCADO CON NUCLEO
GUSIYACO	CAQUETA	108	698	64	150	135	ENROCADO CON NUCLEO
PETACAS	CAQUETA	257	1.460	72	279	150	ENROCADO CON NUCLEO
CUTANGA	CAQUETA	206	1.171	90	179	155	ENROCADO CON NUCLEO
SANDUYACO	CAQUETA	210	1.136	93	168	125	ENROCADO CON NUCLEO
TUJUMBINA	CASCABEL	155	1.233	54	314	15	CONCRETO
KAMSA	CAQUETA	335	2.258	203	153	125	ENROCADO CON NUCLEO
MANDIYACO	MANDIYACO	104	598	42	196	125	ENROCADO CON NUCLEO
EL INGANO	CAQUETA	1.176	6.459	326	273	205	ENROCADO CON NUCLEO
ANDAQUI	CAQUETA	453	2.507	349	99	105	ENROCADO CON NUCLEO
MOCOA	MOCOA	82	542	26	290	105	ENROCADO CON NUCLEO

De estos proyectos, se determinó pasar a prefactibilidad los aprovechamientos de El Inga y Andaquí, para lo que se ha estimado un costo de \$620 millones,

además de continuar con la recolección de información básica en esta cuenca.

HOYA DEL RIO MIRA

La cuenca del río Mira en su parte colombiana y su principal afluente, el río Guisa, se encuentra en la etapa de recolección de información básica. Hasta el momento se cuenta con información de hidrología y sedimentación y se tiene programada la recopilación

de información cartográfica y geológica, con un costo aproximado de \$140 millones.

Las principales características de los proyectos identificados son:

PROYECTO	RIO	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA MEDIA (GWH/año)	CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	CAIDA NETA (m)	ALTURA PRESA (m)	TIPO PRESA
PALPIS	GUIZA	270	2.159	60	495	35	CONCRETO
EL DIVISO	GUIZA	192	1.538	114	186	35	CONCRETO
LA HONDA	MIRA	210	1.680	570	41	50	ENROCADO CON NUCLEO

ESTUDIO DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA (ESEE)

El ESEE, cuyo informe final fue entregado en abril de 1980, comprendió tres aspectos fundamentales:

- Inventario nacional de recursos hidroeléctricos.
- Planeamiento del sistema eléctrico.
- Estudio institucional.

ISA tuvo a su cargo las partes del estudio concernien-

tes a el planeamiento del sistema y al inventario de recursos hidroeléctricos.

INVENTARIO DE RECURSOS HIDROELECTRICOS

Como resultado de este inventario, se estima que el país cuenta con 308 proyectos hidroeléctricos de más de 100 MW aproximadamente, los cuales se encuentran en distintas fases, tal como se muestra a continuación.

RESUMEN DEL ESTADO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS INVENTARIADOS POR EL ESEE.

ESTADO	NUMERO DE PROYECTOS	CAPACIDAD (MW)
OPERACION (*)	32	5.888
CONSTRUCCION O DISEÑO	9	4.750
FACTIBILIDAD	19	15.428
PREFACTIBILIDAD	44	15.214
ESTUDIOS PRELIMINARES	204	51.720
TOTAL	308	93.000

(*) Incluye algunas plantas menores de 100 MW que se encuentran en operación.

ESTUDIO DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSION

Se ha iniciado la implementación del Sistema Integrado de Planeamiento de la Expansión (SIPE) con la aprobación de todo el sector del esquema organizativo para su ejecución.

El SIPE busca integrar, homogenizar y hacer compatibles las metodologías utilizadas en los estudios de ingeniería de proyectos (hidroeléctricos, termoeléctricos y eléctricos), estudios socio-económicos, estudios financieros, evolución del mercado de la electricidad (consumos, pérdidas, proyecciones, costos de racionamiento), aspectos ambientales y la evaluación y control periódico del avance en la ejecución real de las obras.

Con lo anterior se garantiza que el proceso de toma de decisiones sea más ágil y flexible, de tal forma que permita acomodar el plan de expansión (de generación, transmisión o distribución) a las condiciones futuras, y se facilitan las acciones de ajuste y control de

dicho plan, para mantenerlo constantemente actualizado y acorde con la situación real económica y social del país.

La organización para la implementación del SIPE contempla como parte principal al Comité de Planeamiento del Sector; a nivel de interacción estarán los Comités Técnico, Financiero y Ambiental. Un grupo de metodologías reunirá todas las entidades del sector a nivel de discusiones metodológicas y de intercambio de información. La coordinación técnica de ISA será responsable de la ejecución de las actividades, de la administración de los contratos de asesoría y/o consultoría que sean necesarios y de la coordinación general; además, se contará con grupos de trabajo interinstitucionales en cada uno de los subsistemas que conforman el SIPE con una asesoría técnica general.

Los subsistemas en que está dividido el SIPE son los siguientes:

SIPE/EPM: Estudios de Mercado
 SIPE/PH: Proyectos Hidroeléctricos
 SIPE/PT: Proyectos Termoeléctricos
 SIPE/PE: Proyectos Eléctricos
 SIPE/IC: Ingeniería de Costos
 SIPE/OE: Optimización de la Expansión
 SIPE/EE: Estudios Eléctricos
 SIPE/ES: Estudios Socioeconómicos
 SIPE/EF: Estudios Financieros
 SIPE/EC: Evaluación y Control del Plan
 SIPE/DE: Distribución y Electrificación Rural
 SIPE/EA: Estudios Ambientales

Próximamente se elaborará un inventario y evaluación del estado actual de las metodologías y procedimientos que posean las entidades para elaborar los distintos tipos de estudios, a fin de determinar las prioridades para el desarrollo de cada uno de los subsistemas, sin embargo, teniendo en cuenta la incidencia que sobre los planes de expansión tienen los estudios de mercado y los financieros, se ha decidido darles prioridad a éstos. Asimismo, los estudios socioeconómicos y de distribución y electrificación rural deben ser desarrollados inmediatamente, dada su importancia y las políticas actuales del Gobierno Nacional.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN

PROGRAMA DE GENERACION 1988-2001

PROYECTO HIDROELECTRICO DE PLAYAS

Este proyecto está localizado al oriente de la ciudad de Medellín, entre los municipios de San Rafael y San Carlos, cuenta con un embalse de 85 Mm³, de los cuales 47 Mm³ corresponden a embalse útil. La presa tendrá una altura de 65 metros sobre el lecho del río y una longitud de 450 metros; la captación es del tipo de torre sumergida y el túnel de conducción tiene una longitud de 4650 metros entre el portal de entrada y la casa de máquinas.

La casa de máquinas es subterránea y está constituida por tres recintos alineados para albergar los generadores, la sala de montajes y los transformadores. Estará equipada con tres turbinas tipo Francis de eje vertical con una velocidad sincrónica de 360 rpm y potencia nominal de 68 MW cada una, bajo una cabeza neta de 176 metros y un caudal de 42.1 m³/seg.

Los generadores son sincrónicos de eje vertical, con una capacidad nominal de 71.9 MVA, 13.8 KV, 360 rpm y un factor de potencia de 0.9.

La central estará conectada a las subestaciones de Guatapé y Oriente mediante una línea de transmisión de 230 KV, con un tramo inicial hasta Guatapé en doble circuito y el restante en un solo circuito.

Este proyecto incrementará la energía firme del sistema en 1452 GWH anuales y su entrada en operación comercial está prevista para el mes de mayo de 1988.

APROVECHAMIENTO MULTIPLE DEL RIO GRANDE

Este proyecto está localizado al nororiente de la ciudad de Medellín, en predios de los municipios de Entreríos, San Pedro, Bello, Copacabana, Girardota, Barbosa y Don Matías.

Este desarrollo está conformado por la presa y embalse de Riogrande, el cual regula el caudal del río del mismo nombre y por las centrales hidroeléctricas de La Tasajera y Niquia que desviarán dicho caudal hacia la hoya del río Medellín, lo que permite aprovechar el desnivel existente entre las dos cuencas para la generación eléctrica y el caudal descargado por la central de Niquia para el abastecimiento del acueducto del Valle de Aburrá. La presa de Riogrande, con una altura máxima de 65 metros sobre el nivel de fundación, formará un embalse de 200 Mm³, de los cuales 100 Mm³ corresponden al volumen útil.

1. Proyecto La Tasajera

La captación de la central La Tasajera estará conformada por una bocatoma de aducción frontal con compuertas incorporadas, que se encuentra localizada al final de un canal de aducción de 75 metros de ancho por 150 metros de longitud.

La casa de máquinas será subterránea y estará conformada por dos cavernas, una de generadores y otra de transformadores. La central estará equipada con tres grupos generadores de eje vertical, para una capacidad instalada de 300 MW, las turbinas serán tipo Pelton, diseñadas para una potencia nominal de 105 MW con una eficiencia del 89.5%, cuando operan bajo un salto neto de 900 metros, un caudal de 13.4 m³/seg. y una velocidad sincrónica de 514.3 rpm.

Los generadores serán sincrónicos, de 109 MVA de capacidad nominal, para una eficiencia del 98%, 0.95 de factor de potencia, voltaje nominal de 13.8 KV y velocidad de 600 rpm.

El aporte neto del proyecto al sistema, considerando que la generación de la nueva central es con el sacrificio de la central de Riogrande (Mocorongo) existente, será de 1338 GWH anuales, esperándose su entrada en operación comercial para el primer semestre de 1992.

2. Proyecto Niquia

La captación de esta central está localizada en la misma estructura de La Tasajera, pero con sus bocatomas y pozos propios. Contará con una casa de máquinas superficial, con una zona para las unidades generadoras y otra para el montaje de los transformadores.

Inicialmente se contará con una unidad generadora, constituida por una turbina tipo pelton de eje vertical, diseñada para una potencia de 20 MW cuando opera bajo un salto neto de 370 metros y un caudal de 6.4 m³/seg., con una velocidad sincrónica de 450 rpm. El generador sincrónico de eje vertical tendrá una capacidad nominal de 23.5 MVA, un factor de potencia de 0.95 y un voltaje nominal de 13.8 KV.

Este proyecto incrementará la energía firme del sistema en 156 GWH anuales, previéndose su entrada en operación para el segundo semestre de 1991.

PROGRAMA DE ESTUDIOS

Las Empresas Públicas de Medellín están desarrollando estudios de aprovechamientos hidroeléctricos en 10 cuencas hidrográficas cuyas principales características se resumen en el siguiente cuadro:

CUENCA	PROYECTO	CAIDA NETA (m)	ALTURA PRESA (m)	TIPO DE PRESA	CAPACIDAD (MW)
PENDERISCO - MURRI	EL SIRENO	636	30	CONCRETO	243
	CERRAZON	266	275	ENROCADO CON NUCLEO IMPERMEABLE	1.202
	BAJO-MURRI	49	60	ENROCADO CON NUCLEO IMPERMEABLE	228
PORCE	PORCE II	219	125	ENROCADO CON PANTALLA DE HORMIGON	392
	PORCE III	325	156	ENROCADO CON PANTALLA DE HORMIGON	846
	ERMITAÑO	185	221	ENROCADO CON NUCLEO IMPERMEABLE	684
SAMANA NORTE	SAMANA NORTE	86	115	ENROCADO	196
	STO. DOMINGO	226	23	ENROCADO	48
S. BARTOLOME	LA GUAIRA	232	66	ENROCADO CON PANTALLA DE HORMIGON	115
	GUARQUINA	90	71	ENROCADO CON PANTALLA DE HORMIGON	69
	LA PALMERA	195	106	ENROCADO CON PANTALLA DE HORMIGON	312
SAN ANDRES	CUERQUIA	837	57	ENROCADO	75
	EL PALMAR	798	20	CONCRETO	91

CUENCA	PROYECTO	CAIDA NETA (m)	ALTURA PRESA (m)	TIPO DE PRESA	CAPACIDAD (MW)
TIGÜI (BAGRE)	BELLAVISTA	349	57	ENROCADO	197
	BASILIO	96	112	ENROCADO	253
TAMAR	TAMAR	215	60	ENROCADO CON NUCLEO IMPERMEABLE	132
NECHI	NECHI	537	176	ENROCADO CON NUCLEO IMPERMEABLE	750
	LIBERIA	124	145	ENROCADO CON PANTALLA DE HORMIGON	255
	CHAGUALO	184	131	ENROCADO CON PANTALLA DE HORMIGON	77
	ANORI	550	105	ENROCADO CON PANTALLA DE HORMIGON	58
RIACHON	RIACHON	920	48	TIERRA	90
NUS	NUS	345	95	ENROCADO	189

TRATAMIENTO DE AREAS CRITICAS Y SUBCRITICAS EN EL EMBALSE DE RIOGRANDE

De acuerdo a los estudios adelantados en 1981 en la cuenca del Rio grande, existen aproximadamente 4200 hectáreas con zonas en estado crítico y 10900 con zonas en estado subcrítico que son grandes productores de sedimentos; se hace necesario un tratamiento correctivo de ellas, pues de lo contrario produciría una colmatación acelerada del embalse, disminuyendo su capacidad reguladora y un aumento en los costos de tratamiento de aguas. También en aquellas áreas potencialmente críticas (18900 hectáreas) se estudiarán las medidas preventivas que se deben aplicar para evitar que se conviertan en focos de erosión. Asimismo, el área a inundar y los alrededores del embalse deben ser tratados para evitar los problemas de eutrofización y contaminación y su efecto sobre la calidad de las aguas, sobre todo en un embalse de acueducto como va a ser el de Rio grande.

Partiendo de los resultados e información obtenida en el estudio se adelantarán las tareas necesarias para determinar de manera preliminar las obras tipo requeridas, su localización, costos estimados, factibilidad económica y dificultades que se presenten para su ejecución.

Se estudiarán todas aquellas acciones y mecanismos de carácter administrativo, legal e interinstitucional requeridos para lograr la adecuada protección y conservación de la cuenca.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO PENDERISCO-MURRI

El objetivo de este estudio será el de realizar los trabajos e investigaciones necesarias para determinar la factibilidad técnica y económica del aprovechamiento del río Penderisco-Murri, el cual ha sido preliminarmente estudiado por EEPPM. en el "Estudio de Reconocimiento del Potencial Hidroeléctrico de los ríos Penderisco y Murri", de diciembre de 1976, y los estudios de prefactibilidad para el potencial hidroeléctrico de los ríos Penderisco y Murri, de mayo de 1981, llevados a cabo por Sedic Ltda. y financiados por FONADE.

Los estudios realizados permiten establecer que el desarrollo hidroeléctrico del cauce principal del río Penderisco-Murri, tiene un potencial instalable aproximado de 1680 MW. Este potencial se desarrollará en tres proyectos, de los cuales el mayor será el proyecto Cerrazón que tendrá un potencial de 1202 MW. Las obras principales serán: una presa de 275 metros de

altura situada en la cota 130 del río, formando un embalse de 10200 Mm³ de los cuales 3400 serán embalse útil para regulación. La conducción a la casa de máquinas superficial se hará por 2 túneles de 2000 metros cada uno y 2 tuberías de presión de 220 metros cada una.

APROVECHAMIENTO QUEBRADA OVEJAS

El objeto de este estudio será el de realizar los trabajos e investigaciones necesarias para determinar la factibilidad técnica y económica para el aprovechamiento de la quebrada Ovejas, localizada en el oriente de Medellín.

Comprende este proyecto la construcción de una presa sobre la quebrada Ovejas en la cota 2190 aproximadamente, una tubería de impulsión y un bombeo hacia la quebrada La Magdalena para aprovechar aproximadamente 1.5 m³/seg. del caudal de la quebrada Ovejas en el sistema Guatapé-Playas-San Carlos.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO SAMANA NORTE

El objetivo de este estudio será el de realizar los trabajos e investigaciones para determinar la factibilidad técnica y económica de los proyectos correspondiente al río Samaná Norte.

En el estudio de identificación de proyectos se encontró que había posibilidades de realizar desarrollos con un potencial de 409 MW distribuidos en cinco (5) proyectos, pero a raíz de las desviaciones de los ríos Calderas y Tafetanes hacia la central de San Carlos, las posibilidades energéticas de esta cuenca se reducen a dos proyectos, Samaná Norte y Santo Domingo.

1. Proyecto Samaná Norte

El proyecto Samaná Norte está localizado sobre el río del mismo nombre, cerca a su confluencia con el río Guatapé.

Se contempla la construcción de una presa de enrocado con núcleo impermeable de 115 metros de altura, una tubería de presión de 700 metros hacia la central de pie de presa para el aprovechamiento de una caída media neta de 86 metros, y una capacidad instalada de 196 MW con un embalse útil de 300 Mm.

2. Proyecto Santo Domingo

Se contempla la construcción de una presa de enrocado con núcleo impermeable de 23 metros de altura que formará un embalse útil de 10 Mm, el túnel de conducción será de 3750 metros de longitud, la tubería de presión de 240 metros y la caída media neta de 226 metros. La central subterránea tendrá una capacidad instalada de 48 MW.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO SAN BARTOLOME

El objetivo de este estudio de factibilidad en dos etapas será determinar las características y relaciones que puedan tener los proyectos identificados por EEPPM en el estudio "Reconocimiento preliminar del potencial hidroeléctrico del río San Bartolomé", realizado por AEI y presentados en informe de enero de 1976.

Técnicamente las posibilidades hidroeléctricas del río San Bartolomé presentan un potencial de 496 MW en tres centrales denominadas La Guaira, Guarquiná y La Palmera.

1. Proyecto La Guaira

Esta central, planeada para una capacidad de 115 MW, tiene como obras principales la desviación del río Volcán mediante la construcción de una presa de enrocado de 50 metros de altura, que formará el embalse de Vegachi sobre este río con un área inundada de 16.6 km² y embalse útil de 220 Mm³. El túnel de desviación al embalse de la Guaira tendrá 9.8 kilómetros de longitud.

El embalse de La Guaira sobre el río San Bartolomé será creado por una presa de enrocado de 66 metros de altura, tendrá un volumen útil de 248 Mm³, e inundará un área de 10.9 km².

La presa tendrá un vertedero tipo embudo. El túnel de conducción tendrá 4870 metros hasta una casa de máquinas subterránea. El caudal regulado de esta manera es de 27 m³/seg.

2. Proyecto Guarquina

Agua abajo del proyecto La Guaira se construirá una presa de enrocado de 71 metros, con vertedero de cresta libre, que formará un embalse útil de 66 Mm³ capaz de regular un caudal de 41 m³/seg.

captación conducirá a un túnel de conducción de 60 metros de longitud, seguido por 330 metros de tubería de presión y de allí a una casa de máquinas superficial. La capacidad instalable será de 69 MW.

Proyecto La Palmera

La construcción de esta central, aguas abajo de las anteriores, implica la desviación del río Ité mediante el embalse del Hatillo con un volumen útil de 38 Mm³, que cubrirá un área de 4.5 km², este embalse será regulado por una presa de enrocado de 29 metros de altura.

La desviación se hará mediante un túnel de 3.4 kilómetros de longitud hasta un afluente del embalse Palmera.

El embalse de La Palmera, de 430 Mm³ de volumen útil y 14.6 km² de área inundada, será creado por una presa de enrocado de 106 metros de altura con vertedero de esta libre. La captación de las aguas para la central se efectuará mediante una torre circular en la cual se inicia un túnel de presión cuya longitud será de 5320 metros hasta la cámara de válvulas superficial, de donde saldrán cuatro (4) tuberías de presión de una longitud de 360 metros cada una, hasta la casa de máquinas superficial. El caudal regulado será de 87.5 m³/seg. el salto neto, de 195 metros y la capacidad instalada de 92 MW.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO SAN ANDRES

El objeto de este estudio de factibilidad en dos etapas será determinar las características y relaciones que puedan tener los proyectos identificados preliminarmente por el ESEE en 1979. Se presentan dos posibilidades de aprovechamiento con un potencial instalado de 166 MW en dos centrales denominadas Cuerquia y Palmar.

Proyecto Cuerquia

La central proyectada para 75 MW, considera la construcción de dos presas sobre el río San Andrés.

En el sitio El Castillo (cota 2550) se construirá una presa reguladora de enrocado de 57 metros de altura que formará un embalse de 150 Mm³, de los cuales 137 Mm³ serán embalse útil. El área inundada será de 590 hectáreas y el caudal regulado de 4.3 m³/seg.

Aguas abajo de este sitio (cota 2350) se construirá otra presa de enrocado de 57 metros de altura que creará un embalse de 5 Mm³ sin capacidad de regulación. A partir de la toma habrá un túnel de conducción de 1000 metros de longitud y 2200 metros de tubería superficial de presión para descargar las aguas en una central superficial situada en la cota 1.520. La caída media neta aprovechada será de 837 metros.

2. Proyecto El Palmar

La presa para este proyecto estará localizada en el sitio Loma Grande, cota 1500 del río San Andrés. El proyecto tiene como obras principales una presa de concreto de 20 metros de altura, la cual formará un pequeño embalse sin capacidad de regulación (caudal regulado de 4.3 m³/seg. entregados por el proyecto Cuerquia).

La caída media neta aprovechable será de 798 metros, el túnel de conducción tendrá una longitud de 10 kilómetros y la tubería de presión 1600 metros.

La central será superficial y estará situada en la cota 650, con una capacidad instalada de 91 MW.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO TIGÜI (Bagre)

El objeto de este estudio será el de realizar los trabajos e investigaciones necesarias para determinar la factibilidad técnica y económica del aprovechamiento del río Tigüí, el cual fue identificado preliminarmente en el inventario de los recursos hidroeléctricos realizado por el ESEE en 1979.

En el estudio de identificación de proyectos se encontró que hay posibilidades de realizar desarrollos hidroeléctricos con un potencial de 450 MW, distribuidos en dos proyectos.

1. Proyecto Bellavista

Se contempla en este proyecto una central para una instalación de 197 MW que comprende una presa de enrocado de 57 metros de altura localizada en la cota 500 sobre el río, una conducción por túnel de 4500 metros, una tubería en la cota 179 y un túnel de fuga de 4000 metros. El embalse útil será de 90 Mm³ de volumen con un área inundada de 7 km². La caída media neta será de 349 metros.

2. Proyecto Basilio

Este proyecto comprende una presa de 112 metros de altura localizada en la cota 70 del río con la cual se obtendrá un embalse útil de 2000 Mm³ que inundará un área de 151 km², una tubería de presión superficial con una longitud de 500 metros, una casa de máquinas superficial localizada al pie de la presa con una potencia instalada de 253 MW, aprovechando una caída neta de 96 metros.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO TAMAR

El objeto de este estudio será el de realizar los trabajos e investigaciones necesarias para determinar la factibilidad técnica y económica del proyecto Tamar que fue identificado preliminarmente en el inventario de los recursos hidroeléctricos realizado por el ESEE en 1979.

Se contempla en este proyecto una central para una instalación de 132 MW que comprende una presa de enrocado con núcleo impermeable de 60 metros de altura, formando un embalse de 92 Mm³ y un área inundada de 15 km²; una conducción por un túnel de presión de 4.900 metros, una tubería de presión de 1450 metros de longitud, una planta subterránea en la margen izquierda del río y un túnel de fuga de 2900 metros de longitud. La caída media neta será de 215 metros.

ESTUDIOS DE ORDENACION DE CUENCAS HIDROGRAFICAS Y EVALUACION DE IMPACTO AMBIENTAL

Los estudios de factibilidad técnica y económica de los siguientes proyectos, deberán ser complementados con estudios de impacto ambiental y socioeconómico para determinar la factibilidad del proyecto respectivo.

1. Proyecto Porce II

Esta central proyectada para una instalación de 392 MW, tiene como obras principales una presa de enrocado con cara de concreto de 125 metros de altura con su vertedero, un túnel de conducción de 5000 metros de longitud y 6.90 metros de diámetro, una casa de máquinas superficial y una subestación encapsulada de 230 KV

El embalse útil será de 183 Mm³ con un área total inundada de 13.8 km² y se aprovechará un salto nominal de 219.4 metros, de una caída bruta de 234.7 metros.

2. Proyecto Porce III

Esta central planeada para una capacidad de 846 MW tiene como obras principales una presa de enrocado con cara de concreto de 156 metros de altura con su vertedero de descarga libre, dos tomas y dos túneles de conducción de 13.8 kilómetros de longitud y 6.1 metros de diámetro. La casa de máquinas será superficial y albergará seis grupos generadores. El embalse útil será de 209 Mm³ y se aprovechará un salto nominal de 325 metros.

3. Proyecto Nechí

Este proyecto estará localizado sobre el río del mismo nombre, en los límites de los municipios de Valdivia y Anorí, el desarrollo aprovechará una diferencia de nivel entre esta zona y el río Cauca, de aproximadamente 480 metros. La presa estará ubicada un poco aguas abajo de la desembocadura de la quebrada Santa Bárbara, será del tipo de enrocado con núcleo impermeable y tendrá una altura de 180 metros para formar un embalse de 866 Mm³, de los cuales 747 serán útiles.

La central será subterránea con una capacidad nominal de 750 MW, bajo un salto de 537 metros.

4. Proyecto Riachón

Está localizado en el municipio de Amalfi y pretende básicamente aprovechar la caída que presenta el río Riachón de aproximadamente 1000 metros, antes de su desembocadura al río Porce.

Este proyecto consta de una presa reguladora en el sitio Los Suribios, construida en tierra con 48 metros de altura, para formar un embalse útil de 93 Mm³; una presa derivadora en el sitio Bodegavieja, 10.3 kms aguas abajo de Los Suribios, en concreto, con 16 metros de altura; una longitud de conducciones de 4.6 kms hasta la casa de máquinas subterránea. La capacidad instalable del proyecto básico es de 90 MW.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

PROGRAMA DE GENERACION 1988-2001

PROYECTO GUAVIO

Este proyecto, cuya propiedad comparte la EEEB con ISA, pero cuya construcción y posterior operación será responsabilidad de la Empresa, adicionará a la capacidad de generación del país 1000 MW en su primera etapa y 600 MW más en la segunda. Está localizado en el departamento de Cundinamarca al oriente de Bogotá a una distancia de 120 km, cerca a las poblaciones de Ubalá, Gachalá y Mámbita.

Utilizará las aguas de los ríos Guavio, Chivor y Batatas y una caída de 1100 metros mediante un túnel de 16 kilómetros de longitud que conducirá las aguas del embalse a la casa de máquinas que será subterránea.

El embalse asociado tendrá una capacidad útil de 940 millones de metros cúbicos y estará formado por una presa de 240 metros de altura, construida sobre el lecho del río Guavio. Las aguas de los ríos Chivor y Batatas serán desviadas a este embalse a través de túneles.

La construcción de este proyecto se inició en Julio de 1981 y su entrada en operación se espera para el segundo semestre de 1992.

El avance del proyecto a diciembre de 1987 era del 63%. La revisión del costo del proyecto para la primera

PROYECTO	RIO	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA MEDIA (GWH/año)	CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	CAIDA NETA (m)	ALTURA PRESA (m)	TIPO DE PRESA
UPIA	UPIA	1.760	5.980	426	181	230	GRAVAS CON NUCLEO CENTRAL
CHAPASIA	LENGUPA	800	2.890	69	553	215	ENROCADO CON NUCLEO
BARRANCA	UPIA	200	1.000	426	30	30	CONCRETO

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DE LOS RIOS NEGRO, GUAYURIBA Y HUMEA

Las cuencas están localizadas en los departamentos de Cundinamarca y Meta.

etapa, realizada en junio de 1987, arrojó un presupuesto de US\$1999 millones, incluyendo costos financieros, de los cuales se han invertido US\$849.5 millones hasta diciembre de 1986, que representan el 42.5% del costo total del proyecto.

Aunque existen atrasos en los frentes de la caverna de máquinas y ramales del túnel inferior de carga, estos no se encuentran dentro de la ruta crítica del proyecto, y pueden ser recuperados durante el transcurso de la obra.

PROGRAMA DE ESTUDIOS

Teniendo en cuenta el inventario nacional de recursos del ESEE, la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, llevó a cabo estudios de factibilidad y prefactibilidad en una amplia región que abarca sectores de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Meta, la intendencia de Casanare y las comisarías del Vichada, Guainía y Guaviare. Se estudiaron las hoyas de los ríos Negro, Upía, Lengupá, Guayuriba, Ariari, Duda, Guayabero y Guaviare.

RIOS UPIA Y LENGUPA

La cuenca del río Upía está localizada en el departamento de Boyacá y en la intendencia de Casanare. Se estudia el río Upía y su afluente el río Lengupá, teniendo en cuenta la relación que puede existir entre el aprovechamiento de éstos y el desarrollo realizado en los ríos Batá y Guavio. Son tres los proyectos, los cuales se relacionan a continuación, con nivel de factibilidad el primero y prefactibilidad los restantes:

Las características básicas de los proyectos estudiados a nivel de factibilidad son las siguientes:

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA MEDIA (GWH/año)	CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	CAIDA NETA (m)	TIPO DE PRESA
QUETAME	420	1.664	54	444	ENROCADO CON NUCLEO
GUAYABETAL	430	2.497	100	409	CONCRETO
HUMEA	460	1.883	226	106	ENROCADO CON NUCLEO
LA ROSA (PREFACTIBILIDAD)	160	710	50	152	ENROCADO CON NUCLEO

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DE LA CUENCA DEL ALTO GUAVIARE

La cuenca del Alto Guaviare está localizada en la región centro-oriental del país, en el departamento del Meta y la comisaría del Vaupés. En el estudio del desarrollo de esta cuenca se examinaron las posibilidades de los

ríos Guayabuco, Ariari y de sus principales afluentes, los ríos Duda, Sinai, Nevado y Guapé.

Las principales características de estos proyectos son:

PROYECTO	RIO	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA MEDIA (GWH/año)	CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	CAIDA NETA (m)	ALTURA PRESA (m)	TIPO DE PRESA
ALSACIA	ARIARI	116	750	17.1	625	7	CONCRETO
PALOMAS	ARIARI	87	566	56.6	146	7	CONCRETO
LAS DANTAS	GUAPE	59	382	12.2	450	7	CONCRETO
NEVADO	GUATEPE	90	579	18.4	432	7	CONCRETO
EL SUPPLICIO	GUAPE	83	539	24.6	299	7	CONCRETO
PIRAMIDES	GUEJAR	170	1.119	85.3	199	173	CONCRETO
PEÑAS BLANCAS	GUEJAR	92	559	126.7	101	123	CONCRETO
UCRANIA	DUDA	260	1.530	63.0	370	23	CONCRETO
DUDA	DUDA	130	700	18.3	380	17	CONCRETO
BALSILLAS	BALSILLAS	120	700	27.5	550	17	CONCRETO

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO GUAYABERO-GUAVIARE

Este estudio comprende el cauce principal del río Guayabero-Guaviare en el departamento del Meta, las intendencias del Vichada y Guaviare y las comisarías

del Vaupés y Guainía. El desarrollo está constituido por tres proyectos de grandes embalses y pequeñas caídas, sus principales características son:

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA (MW)	ENERGIA MEDIA (GHW/año)	CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	CAIDA NETA (m)	ALTURA PRESA (m)	TIPO DE PRESA
LA MACARENA	600	2.700	800	50.0	85	ENROCADO
YAIKIRAN	916	4.500	1.050	55.7	96	CONCRETO
MAPIRIPANA	2.000	9.100	2.600	52.5	92	CONCRETO

PROYECTOS TERMOELECTRICOS

Durante 1986 se realizó una actualización económica del proyecto Tibitá, el cual contempla una planta a base de carbón con una capacidad instalada de 600 MW y sistema de enfriamiento por aire. Los resultados de este estudio arrojaron un costo del proyecto de US\$566 millones, costo unitario de US\$943.36 por KW instalado, sin incluir los costos de adecuación minera. El costo total de la energía sería de 3.54 centavos de dólar por kWh.

Se terminaron los estudios conducentes a la exploración y comprobación de reservas de carbón térmico, cuyos resultados indican que estas garantizan la operación de la planta durante su vida útil.

FUTUROS PROYECTOS DE GENERACION

En la página 39 se presentan las características principales de los proyectos en estudio y el nivel de investigación de los mismos.

Para el proyecto Upía, dada la magnitud de este proyecto, y considerando los costos sociales que demanda actualmente la ejecución de este tipo de obras por el valor de los predios y el desplazamiento de poblaciones y asentamientos humanos, se ha estimado conveniente profundizar el estudio sobre las implicaciones sociales de su ejecución.

Sobre la cuenca de los ríos Guayabero y Guaviare, donde se han identificado una serie de proyectos que van desde los 60 MW hasta los 2000 MW, se continuó con el proceso de recolección de información básica en las áreas de hidrología y cartografía.

El aprovechamiento de los recursos hídricos del Macizo de Sumapaz tiene múltiples alternativas. Sobre este proyecto se trabajó en la elaboración de los Términos de Referencia, los cuales fueron enviados a FONADE para solicitar la financiación de los estudios.

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA

PROGRAMA DE GENERACION 1988-2001

PROYECTO HIDROELECTRICO CALIMA III

Este proyecto está localizado sobre el río Calima, en el departamento del Valle, cerca de la ciudad de Buga. Forma parte del aprovechamiento de la cuenca del río Calima.

Esta central aprovechará las aguas del embalse Madroñal (Calima I), las de los ríos Bravo y Azul y las de las quebradas Cristalina, Cusumbo, Militar y Mico.

Las principales características del proyecto son:

Embalse de 10.4 Mm³, con un volumen útil de 7.0 Mm³, altura neta de 505 metros y factor de planta de 0.55; el caudal promedio será de 61.3 m³/seg., la capacidad instalada de la planta será de 240 MW, repartida en tres unidades generadoras accionadas por turbinas tipo Pelton. El proyecto tendrá una energía firme de 910 GWH y una energía promedio anual de 1185 GWH.

El proyecto se encuentra en etapa de construcción y tendrá un costo total de US\$360.0 millones; su entrada en operación comercial está prevista para el segundo semestre de 1996.

PROGRAMA DE ESTUDIOS

DESARROLLOS HIDROELECTRICOS CALIMA IV Y V

Estos proyectos están ubicados en la hoya del bajo Calima aprovecharán las aguas reguladas por el embalse Madroñal y el embalse del proyecto Calima III actualmente en construcción, así como aguas de cuencas vecinas y, eventualmente, los provenientes de la desviación parcial del río Cauca.

La capacidad a instalar para estos proyectos se ha estimado en 200 MW para Calima IV y 100 MW para Calima V. Además, al considerar la desviación parcial del río Cauca, se podría ampliar la capacidad en 350

MW y 200 MW respectivamente.

El cuadro siguiente muestra las características de los estudios del desarrollo del río Calima.

CARACTERISTICAS DE LOS ESTUDIOS DEL DESARROLLO ELECTRICO DEL RIO CALIMA

CARACTERISTICAS	CALIMA II CON DESVIACION RIO CAUCA	CALIMA IV CON DESVIACION RIO CAUCA	CALIMA IV SIN DESVIACION RIO CAUCA
CAPACIDAD TOTAL (MW)	800.0	687.0 - 200.0	346 - 100
ENERGIA MEDIA ANUAL (GWH)	3.900.0	3.900.0 - 850.0	1.517 - 400
PRESA (m)	106.0	182.0	182.0
EMBALSE TOTAL (Mm ³)	10.3	4.4	4.4
TUNEL DE CARGA (Ø m)	7.6	7.2	5.2
TUNEL DE PRESION	600.0		1.600.0
REBOSADERO (m ³ /seg)	1.885.0	1.600.0	587.0
CAUDAL MEDIO (m ³ /seg)	118.5	167.3	82.3
CAUDAL DESVIADO (m ³ /seg)	85.0	35.0	-

NOTA: Donde aparecen dos valores corresponden el primero a Calima IV y el segundo al proyecto Calima V.

OTROS ESTUDIOS

La CVC ha adelantado estudios de factibilidad en el proyecto San Juan (1500 MW); a su vez en estudios preliminares están los proyectos Cajones (795 MW), la Unión (280 MW) y el Dovio (86 MW), estos dos últimos, si se considera la desviación del río Cauca tendrán capacidades de 780 MW y 835 MW respectivamente.

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

PROGRAMA DE GENERACION 1988-2001

PROYECTO HIDROELECTRICO DE URRÁ

El proyecto hidroeléctrico de Urrá, ubicado en el departamento de Córdoba en el municipio de Tierral-

ta, generará 1200 MW en dos centrales denominadas Urrá I (340 MW) y Urrá II (860 MW). El proyecto utilizará los caudales naturales del Río Sinú, adicionados con los que desvían de los ríos San Jorge y Verde.

La desviación del río San Jorge, con un caudal de 51 m³/seg., se realizará en un sitio localizado a 120 kilómetros de la población de Juan José. El río Verde se desviará a 5 kilómetros aguas arriba de la población de Saiza, cuyo caudal será de 63 m³/seg. Como consecuencia, principalmente a la situación financiera del país y teniendo en cuenta las tasas de crecimiento de la demanda de energía y potencia, el Gobierno Nacional decidió adjudicar únicamente la construcción de las obras civiles de Urrá I al Consorcio Skanska-Con-civiles, quedando por determinar la parte correspondiente a la licitación de Urrá II.

Es de anotar, que el proyecto Urrá no significa solamente la mayor producción de energía eléctrica,

sino que también permitirá obtener beneficios adicionales, tales como:

- Regulación del río Sinú, la cual conlleva a recuperar 300.000 hectáreas localizadas en un valle fértil. Estas tierras permanecen inundadas por más de medio año, lo cual las vuelve completamente improductivas.
- Regularizar la navegación del río Sinú desde su desembocadura hasta el municipio de Tierralta.
- Generación de más de 7000 empleos directos que producirá la ejecución del proyecto, la regularización de los distritos de riego que van a contar con un caudal confiable a lo largo de todo el año, el aumento de los volúmenes de pesca resultante del repoblamiento de alevinos provenientes de la estación piscícola de Lorica.

Los anteriores beneficios y otros más compensan holgadamente el impacto negativo de la inundación de 70.000 hectáreas de bosque tropical húmedo escasamente aprovechado en la actualidad.

El sistema eléctrico de CORELCA necesita contar con la generación de las unidades de Urrá I - II para mediados de 1997, fecha en la cual, con la entrada de estas unidades la capacidad firme se incrementa hasta 1822 MW para atender 1595 MW de demanda según el escenario de 5.8% de crecimiento anual.

PROGRAMA DE ESTUDIOS

PROGRAMA ESPECIAL DE ENERGIA DE LA COSTA ATLANTICA - PESENCA

Este programa está siendo adelantado por la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica —CORELCA—, el Instituto Colombiano Agropecuario, ICA, y la Sociedad Alemana de Cooperación Técnica - GTZ. Se inició en mayo de 1985 y durará cuatro años. Su objetivo principal es el de satisfacer las necesidades energéticas de la población rural, para incrementar la producción agropecuaria e industrial, especialmente en aquellas localidades, las cuales por su gran distancia a los centros de producción, adolecen de un suministro deficiente de energía.

El aporte de la República Federal de Alemania es de unos \$750 millones y el de la República de Colombia de \$50 millones aproximadamente.

En el transcurso de los cuatro años que durará el PESENCA, se realizarán los siguientes trabajos:

1. Elaboración de un informe sobre la situación socio-económica de la Costa Atlántica, del cual se espera tener una orientación en el reconocimiento de la importancia de la energía para los diferentes sectores de la economía y zonas de la Costa Atlántica.
2. Informe sobre la situación energética de la Costa Atlántica, que incluye un balance energético y recomendaciones para la política energética regional.
3. Análisis de la situación socio-económica y energética en zonas seleccionadas de la Costa Atlántica, con el propósito de disponer de la información necesaria para el desarrollo de soluciones energéticas locales y regionales. Se seleccionarán tres zonas en cada uno de los siete departamentos, ya que no es posible realizar el estudio en toda el área de la Costa Norte de Colombia.
4. Instalación de plantas de demostración, que deben representar la solución más rentable, aumentar la productividad y los ingresos agropecuarios.
5. Fomento a la producción regional y nacional de equipos de energía. Se prestará asistencia técnica para el mejoramiento de equipos nacionales, y control de calidad por medio de bancos de prueba, capacitación de personal, etc.
6. Desarrollo de instrumentos financieros adecuados, que ofrezcan plazos razonables, tasas de interés de acuerdo a las condiciones financieras del mercado sin recargos excesivos, que aseguren al usuario contra posibles riesgos técnicos y/o económicos de las tecnologías nuevas.
7. Fomento al uso racional de energía (URE) en la agroindustria y en el sector hotelero, por medio de auditorías energéticas en las plantas y análisis de flujos de recursos y de productos en las diferentes etapas de fabricación.

Con base en éstos, se elaborarán recomendaciones concretas para el ahorro de energía, o para la sustitución de recursos costosos por otros abundantes y renovables.

Funcionarios de PESENCA, consultores colombianos y expertos alemanes vienen trabajando en la elabora-

ción de un amplio estudio sobre la situación energética de la Costa Atlántica, que comprende los siguientes subtemas: Carbón, petróleo, gas, electricidad, potencial hidroeléctrico, maremotriz, geotermia, leña, carbón vegetal, residuos agropecuarios, combustibles a partir de productos agrícolas, energía solar y energía eólica.

Se han editado las investigaciones sobre potencial hidroeléctrico, geotermia, energía solar, energía eólica, maremotriz y electricidad. Las restantes están en preparación.

El análisis de la situación socioeconómica de las zonas seleccionadas se viene adelantando mediante la aplicación de encuestas, con la participación de las Universidades de las zonas respectivas. Para tal fin, fueron seleccionadas las siguientes localidades: Chorrera, Arroyo Negro y el Cerrito, en el departamento del Atlántico; San Cayetano, Margarita y Santa Rosa del Sur, en Bolívar; Pueblo Bello, Chimila y Poponte, en el Cesar; Rabo largo, Canalete, El Lazo y el Rodeo, en Córdoba; Carraipía, Caracolí y Cabo de la Vela, en la Guajira; San Zenón, Buriticá-Guachacá, Bálsamo y Palmar en el Magdalena; Palmas de Vino, Belén y Pita abajo, en Sucre.

En dicha selección participaron entidades como el DRI, Caja Agraria, Banco Ganadero, Banco Cafetero, Federación Nacional de Cafeteros, Himat, Inderena, Incora, Secretarías de Planeación Departamental, Cámaras de Comercio, Intercor, Corpocesar, Corpoguajira, Electrificadoras, CVC, Corelca y el ICA, de los respectivos departamentos.

PROGRAMA DE RECUPERACION DE UNIDADES

Una solución planteada para mantener los niveles de confiabilidad adecuados en la Costa Atlántica, previniendo un posible retraso en la entrada del segundo circuito a 500 KV de interconexión nacional, es el de recuperar la capacidad de generación de algunas unidades térmicas de CORELCA a partir de 1990.

La razón de recuperar las unidades se fundamenta en el elevado tiempo de servicio de muchas de ellas, lo cual ha implicado desmejoras en su eficiencia y otras requieren de grandes mantenimientos para ser rehabilitadas.

De acuerdo a lo anterior, es necesario tener la máxima capacidad disponible a mediados de 1990 y se ha estimado que con el programa de recuperación de unidades se dispondrán de 140 MW adicionales

utilizando una inversión cercana a los US\$26.0 millones.

Esta potencia adicional permitirá elevar la capacidad térmica garantizada de la Costa Atlántica.

PROYECTO TRASLADO TURBOGASES DE ISA EN CHINU

Como complemento al programa de recuperación de unidades y ante la necesidad de CORELCA de reforzar su capacidad de generación a partir de 1991 se adelantaron estudios preliminares tendientes a determinar la factibilidad de utilización de las unidades turbogases de ISA instaladas en Chinú, bien sea en el mismo sitio o trasladándolas a otro lugar en la Costa Atlántica.

Esta alternativa está prevista para mediados de 1990 y adicionará 100 MW de capacidad firme al sistema de CORELCA. Con esto la capacidad firme total se aumenta hasta 1196 en ese año, y es suficiente para atender la demanda confiablemente y con un solo circuito a 500 KV de Interconexión Nacional hasta finales de 1991.

PLAN DE EXPANSION DE GENERACION PARA SAN ANDRES ISLA

El último plan de expansión de generación para la isla de San Andrés, se llevó a cabo en 1984 y 1985 con el montaje de tres (3) unidades diesel de 3200 KW cada una, para trabajar con combustible ACPM al igual que las existentes.

Con el fin de atender adecuadamente la demanda para mediados de 1990, se realizó un estudio de expansión de generación para San Andrés Isla, el cual concluyó que la mejor alternativa es la de montar dos (2) unidades de 10.000 KW en baja o media velocidad para entrar en operación la primera en abril de 1990 y la segunda en octubre de 1991.

Además, teniendo en cuenta el alto crecimiento estimado de la demanda para esta zona del país en la década del 90 se considera conveniente la realización de un plan de recuperación de algunas de las unidades existentes en la Isla, que cuentan con muchos años de servicio y han desmejorado su eficiencia. Se estima que se podrán recuperar 5800 KW que se adicionarán a la capacidad firme de la Isla para atender confiablemente la demanda ante la contingencia de retrasos durante la ejecución del plan de expansión mencionado anteriormente.

PROGRAMA DE TRANSMISION

LINEAS DE 500 KV DEFINIDAS HASTA EL 2001

LINEA	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION	EMPRESA
SAN CARLOS - CERROMATOSO	250.0	1	1991	ISA
CERROMATOSO - CHINU (1)	133.0	1	1991	ISA
CERROMATOSO - URRÁ I (2)	84.0	1	1991	ISA
CHINU - SABANALARGA	183.0	1	1991	ISA
URRÁ I - URRÁ II (3)	30.0	2	1997	CORELCA
URRÁ I - (CERROMATOSO - CHINU) (4)	88.0	1	1997	CORELCA
CAÑAFISTO - ESMERALDA	180.0	1	1999	ISA

(1) Los primeros 51 kilómetros de esta línea desde Cerromatoso serán desmontados en 1997. Los restantes 62 kilómetros se empalman con la línea proveniente de Urrá I.

(2) Esta línea se energiza provisionalmente a 115 KV. Con la entrada en operación de Urrá II, el tramo Cerromatoso - Urrá II (114 kms.) opera a 500 KV.

(3) Con esta línea se configuran Urrá II - Cerromatoso (114 kms., 1 cto.) y Urrá I - Urrá II (30 kms., 1 cto.).

(4) La nueva línea configurada, Urrá I - Chinú, es de 170 kilómetros.

LÍNEAS A 230 KV DEFINIDAS HASTA EL 2001

LÍNEA	LONGITUD (KMS)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION	EMPRESA
ESMERALDA - LA HERMOSA (1)	24.0	2	1988	CHEC
POPAYAN - PASTO	193.0	2	1988	ICEL
ANCON SUR - ESMERALDA	132.4	2	1989	ISA
GUADALUPE IV - EL SALTO	8.0	1	1989	EEPPM
PALOS (B/MANGA - CAÑO LIMON (ARAUCA)	245.0(2)	1	1989	ISA
BARRANQUILLA - (S/LARGA - SOLEDAD)	16.3	2	1990	CORELCA
PASTO - TUMACO (1)	210.0	1	1990	ICEL - CVC
LA TASAJERA - BARBOSA	15.0	1	1990	EEPPM
LA TASAJERA - OCCIDENTE	23.1	2	1990	EEPPM
OCCIDENTE - ANCON SUR	28.4	1	1990	EEPPM
OCCIDENTE - ENVIGADO	27.8	1	1990	EEPPM
SABANALARGA - FUNDACION	92.6	1	1990	CORELCA
GUAVIO - CIRCO	80.0	2	1991	EEEE
GUAVIO - CIRCO (3)	100.0	2	1991	EEEE
SAN CARLOS - BARRANCA	183.2	1	1991	ISA
BARRANCA - PALOS (B/MANGA)	95.7	1*	1991	ICEL
PALOS - OCAÑA - SAN MATEO (CUCUTA)	222.0(4)	1	1991	ICEL
BETANIA - IBAGUE	200.0	2	1991	ISA
CUESTECITA - VALLEDUPAR	110.0	1	1991	CORELCA
LA MESA - IBAGUE	110.0	2	1991	ISA
GUAVIO - VILLAVICENCIO	90.0	1	1991	ISA
URRA I - APARTADO (5)	58.0	1	1991	ISA
CALIMA III - VIJES	50.0	2	1996	CVC
VIJES A 2 CTOS ESMERALDA - YUMBO	2.0	2	1996	CVC
MIEL I - DORADA	35.0	1	1997	CHEC
MIEL I - SAN FELIPE (MARIQUITA)	40.0	2	1997	CHEC
VIJES A 2 CTOS ESMERALDA - YUMBO	2.0	2	1998	CVC
ZARZAL A 2 CTOS ESMERALDA - VIJES	2.0	2	1998	
CAÑAFISTO - ANCON SUR (6)	36.0	4	1999	ISA
MIEL II - SAN FELIPE (MARIQUITA)	20.0	1	2001	CHEC - ICEL

NOTAS: * Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito.

(1) Operará provisionalmente a 115 KV.

(2) Esta línea comprende los siguientes tramos:

- Palos - Toledo 75.0 kms.
- Toledo - Samore 40.0 kms.
- Samore - Banadía 53.0 kms.
- Banadía - Caño Limón 77.0 kms.

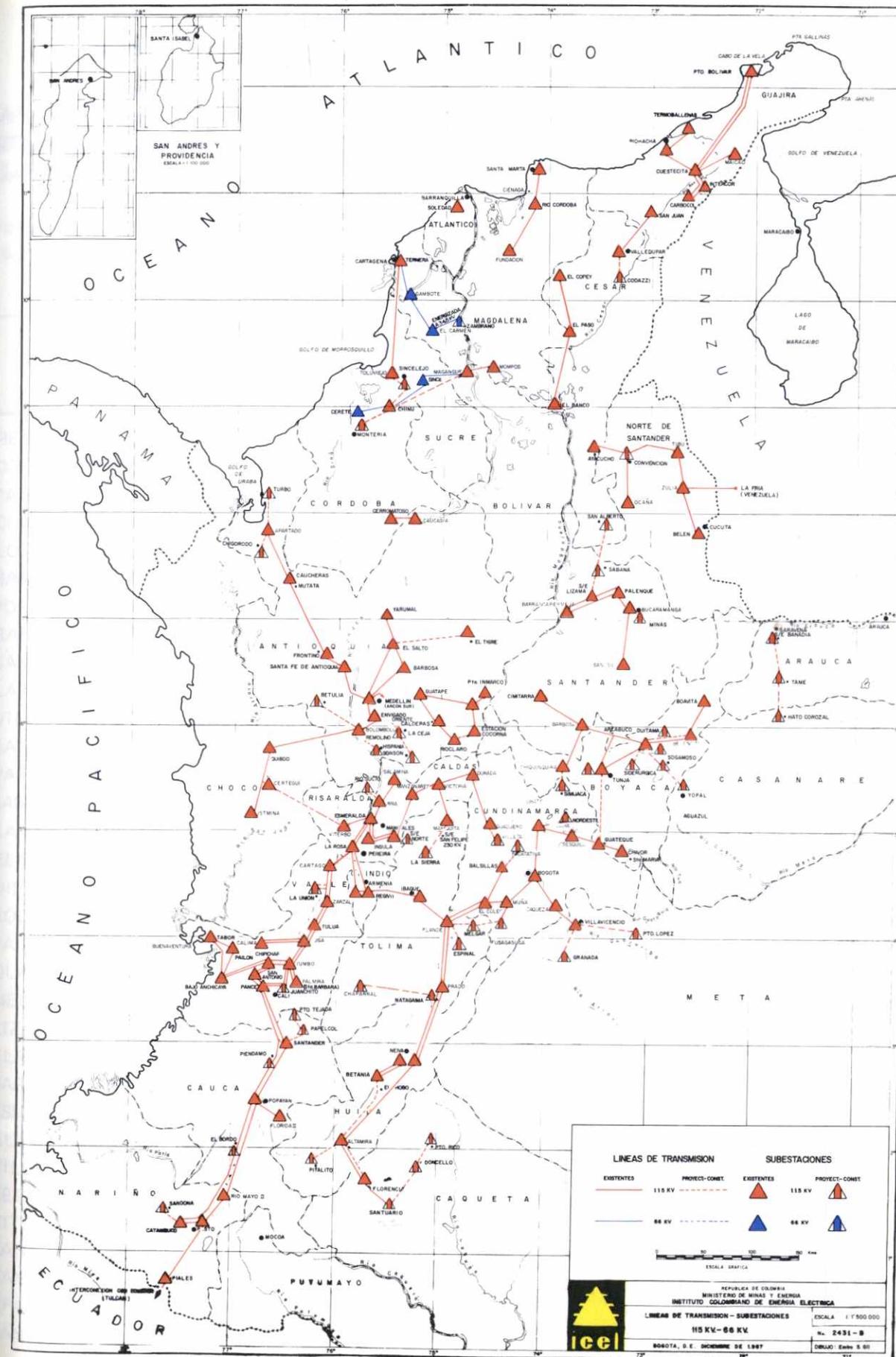
(3) El tramo a construir es de 80 kms., los restantes 20 kms., corresponden a la línea actual Circo - Torca.

(4) El circuito sigue la ruta Bucaramanga - Villacaro - Cúcuta de 164 kms., y se desvía configurando Villacaro - Ocaña - Villacaro con una longitud de 58 kilómetros.

(5) Se energiza provisionalmente a 115 kv., hasta la entrada en operación de Urrá II.

(6) Un circuito se anticipa a 1988 para construir Cañafisto.

Actualmente se está estudiando el plan de expansión óptimo de líneas de refuerzo a la red de interconexión en el período 1996-2001.



INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA

PLAN NACIONAL DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION DEL ICEL Y SUS FILIALES

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica y el grupo de sus electrificadoras filiales, para atender los creci-

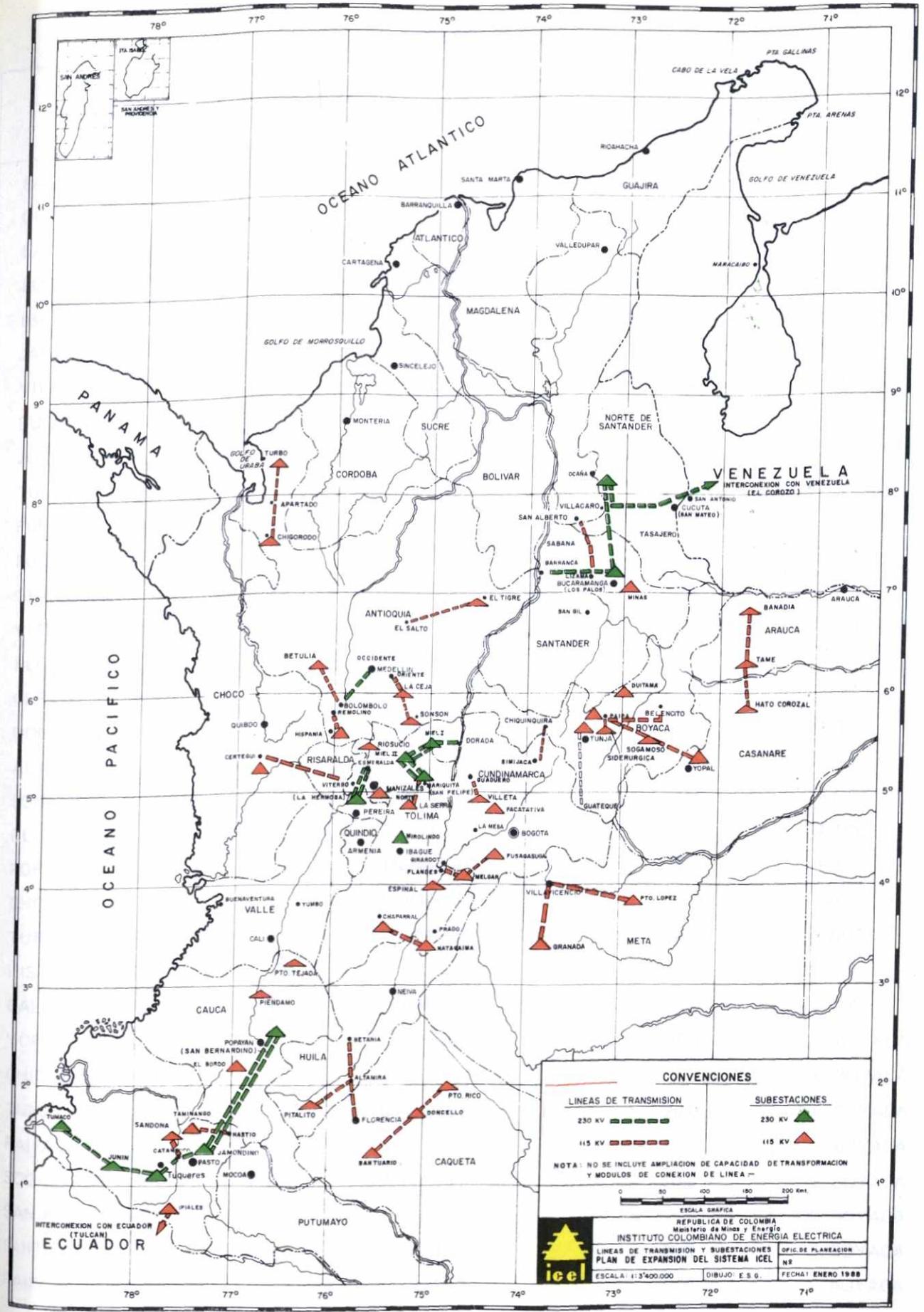
mientos futuros de energía, mejorar la calidad de servicio e interconectar zonas aisladas, ha puesto en marcha un programa de expansión de líneas de transmisión a 230 KV y 115 KV con sus subestaciones asociadas, que beneficiarán un alto número de regiones de su zona de influencia.

Este plan de transmisión contempla la construcción de las siguientes líneas y subestaciones:

LINEAS (8)	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION	ENTIDAD EJECUTORA
REMOLINO - HISPANIA	110	6.0	1	1988	EADE
ORIENTE - LA CEJA (1)	110	16.0	1	1988	EADE
PAIPA - BELENCITO	115	32.0	1	1988	E. BOYACA
CHIQUINQUIRA - SIMIJACA	115	14.0	1	1988	E. BOYACA
LOS PALOS - A LA LINEA BARRANCA - B/MANGA (2)	230	14.6	2	1988	ESSA
POPAYAN - PASTO	230	188.0	2	1988	ICEL
BARRANCA - PALOS (B/MANGA) (3)	230	95.7	1	1989	ESSA
SAN FELIPE, A 1 CTO ESMERALDA - LA MESA	230	-	-	1989	ICEL
VILLAVICENCIO - PUERTO LOPEZ	115	85.0	1	1989	ICEL
SANTUARIO - PUERTO RICO	115	75.0	1	1989	ICEL
PASTO - JAMONDINO (4)	115	6.0	1	1989	ICEL
JAMONDINO - CATAMBUCO (4)	115	18.0	2	1989	ICEL
LA CEJA - SONSON	110	36.0	1	1989	EADE
EL SALTO - EL TIGRE	110	55.0	1	1989	EADE
HISPANIA - JERICO (1)	110	16.0	1	1989	EADE
BOLOMBOLO - BETULIA (1)	110	25.0	1	1989	EADE
PAIPA - SIDERURGICA	115	10.0	1	1989	E. BOYACA
GUADUERO - VILLETA	115	27.0	1	1989	E. C/MARCA
MELGAR - FUSAGASUGA	115	35.0	1	1989	E. C/MARCA
LIZAMA - SABANA (1)	115	53.0	1	1989	ESSA
FLANDES - MELGAR	115	20.0	1	1989	E. TOLIMA
PASTO - TUMACO (5) (7)	230	210.0	1	1990	CVC - ICEL
ESMERALDA - LA HERMOSA (7)	230	22.5	2	1990	CHEC
ALTAMIRA - FLORENCIA	115	70.0	1	1990	ICEL
VILLAVICENCIO - GRANADA	115	80.0	1	1990	ICEL
BETANIA - ALTAMIRA	115	90.0	1	1990	ICEL
VITERBO - CERTEGUI	115	120.0	1	1990	ICEL
BANADIA - TAME	115	58.0	1	1990	ICEL
TAME - HATO COROZAL	115	34.0	1	1990	ICEL
APARTADO - TURBO	115	20.0	1	1990	EADE
SAN ANTONIO - YOPAL	115	95.0	2	1990	E. BOYACA

LÍNEAS (8)	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION	ENTIDAD EJECUTORA
ENEA - NORTE (MANIZALES)	115	-	-	1990	CHEC
LA ROSA - LA HERMOSA	115	11.0	1	1990	CHEC
BOTE - SURORIENTE	115	-	-	1990	E. HUILA
ALTAMIRA - PITALITO	115	40.0	1	1990	E. HUILA
CATAMBUCO - SANDONA	115	28.5	1	1990	CEDENAR
SABANA - SAN ALBERTO (1)	115	-	-	1990	ESSA
PALENQUE - MINAS	115	2.9	2	1990	ESSA
SAN FELIPE - MARIQUITA	115	6.0	1	1990	E. TOLIMA
FLANDES - ESPINAL	115	5.0	1	1990	E. TOLIMA
SAN FELIPE - LA SIERRA	115	36.0	1	1990	E. TOLIMA
PALOS (BUCARAMANGA) - OCAÑA	230	-	-	1991	ICEL
MATEO (CUCUTA) (6)	115	17.0	1	1991	EADE
HISPANIA - ANDES (1)	115	3.0	1	1991	CHEC
NORTE - LINEA DORADA	230	-	-	1992	ICEL
ESMERALDA - LA MESA	230	16.0	1	1992	EADE
OCCIDENTE - BOLOMBOLO	115	25.0	1	1992	EADE
APARTADO - CHIGORODO (1)	115	61.0	1	1992	E. BOYACA
GUATEQUE - TUNJA	115	20.0	1	1992	CHEC
IRRA - RIOSUCIO	115	21.0	1	1992	CEDENAR
EL HASTIO - TAMINANGO	115	58.0	1	1992	E. TOLIMA
NATAGAIMA - CHAPARRAL	230	35.0	1	1997	CHEC
MIEL I - DORADA	230	40.0	2	1997	CHEC
MIEL II - SAN FELIPE (MARIQUITA)	230	20.0	1	2001	CHEC/ICEL
MIEL II, SOBRE 1 CTO MIEL I - SAN FELIPE	230	-	-	2001	CHEC/ICEL

- NOTAS: (1) Inicialmente operan aisladas a 115 KV.
(2) Se configuran las líneas: B/manga - Los Palos y Los Palos - Barranca.
(3) Tendido sobre las mismas torres del circuito actual.
(4) Conforman el anillo a 115 KV para Pasto.
(5) Hace parte del programa PLADEICOP adelantado por la CVC.
(6) Comprende los siguientes tramos:
- B/manga - Villacaro, 1 C, 102.5 Kms.
- Villacaro - Cúcuta, 1 C, 62.2 Kms.
- Ocaña - Villacaro, 2 C, 58.0 Kms.
(7) Se energizará provisionalmente a 115 KV.
(8) Fuente: Plan de Inversiones 1987-1992.



INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA

PLAN NACIONAL DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION DEL ICEL Y SUS FILIALES

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica y el grupo de sus electrificadoras filiales, para atender los creci-

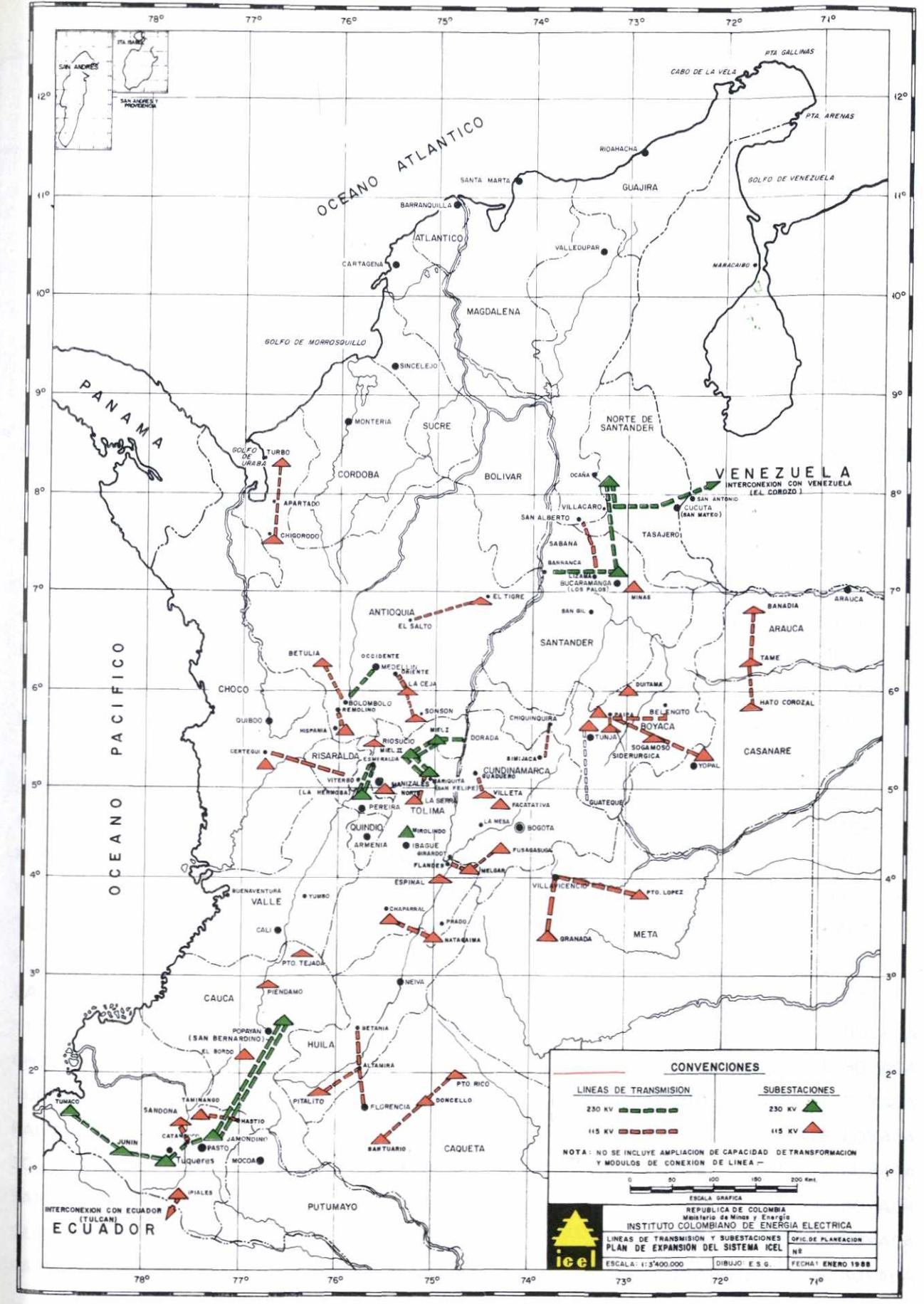
mientos futuros de energía, mejorar la calidad de servicio e interconectar zonas aisladas, ha puesto en marcha un programa de expansión de líneas de transmisión a 230 KV y 115 KV con sus subestaciones asociadas, que beneficiarán un alto número de regiones de su zona de influencia.

Este plan de transmisión contempla la construcción de las siguientes líneas y subestaciones:

LINEAS (8)	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION	ENTIDAD EJECUTORA
REMOLINO - HISPANIA	110	6.0	1	1988	EADE
ORIENTE - LA CEJA (1)	110	16.0	1	1988	EADE
PAIPA - BELENCITO	115	32.0	1	1988	E. BOYACA
CHIQUEQUIRA - SIMIJACA	115	14.0	1	1988	E. BOYACA
LOS PALOS - A LA LINEA BARRANCA - B/MANGA (2)	230	14.6	2	1988	ESSA
POPAYAN - PASTO	230	188.0	2	1988	ICEL
BARRANCA - PALOS (B/MANGA) (3)	230	95.7	1	1989	ESSA
SAN FELIPE, A 1 CTO ESMERALDA - LA MESA	230	-	-	1989	ICEL
VILLAVICENCIO - PUERTO LOPEZ	115	85.0	1	1989	ICEL
SANTUARIO - PUERTO RICO	115	75.0	1	1989	ICEL
PASTO - JAMONDINO (4)	115	6.0	1	1989	ICEL
JAMONDINO - CATAMBUCO (4)	115	18.0	2	1989	ICEL
LA CEJA - SONSON	110	36.0	1	1989	EADE
EL SALTO - EL TIGRE	110	55.0	1	1989	EADE
HISPANIA - JERICO (1)	110	16.0	1	1989	EADE
BOLOMBOLO - BETULIA (1)	110	25.0	1	1989	EADE
PAIPA - SIDERURGICA	115	10.0	1	1989	E. BOYACA
GUADUERO - VILLETIA	115	27.0	1	1989	E. C/MARCA
MELGAR - FUSAGASUGA	115	35.0	1	1989	E. C/MARCA
LIZAMA - SABANA (1)	115	53.0	1	1989	ESSA
FLANDES - MELGAR	115	20.0	1	1989	E. TOLIMA
PASTO - TUMACO (5) (7)	230	210.0	1	1990	CVC - ICEL
ESMERALDA - LA HERMOSA (7)	230	22.5	2	1990	CHEC
ALTAMIRA - FLORENCIA	115	70.0	1	1990	ICEL
VILLAVICENCIO - GRANADA	115	80.0	1	1990	ICEL
BETANIA - ALTAMIRA	115	90.0	1	1990	ICEL
VITERBO - CERTEGUI	115	120.0	1	1990	ICEL
BANADIA - TAME	115	58.0	1	1990	ICEL
TAME - HATO COROZAL	115	34.0	1	1990	ICEL
APARTADO - TURBO	115	20.0	1	1990	EADE
SAN ANTONIO - YOPAL	115	95.0	2	1990	E. BOYACA

LÍNEAS (8)	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION	ENTIDAD EJECUTORA
ENEAS - NORTE (MANIZALES)	115	-	-	1990	CHEC
LA ROSA - LA HERMOSA	115	11.0	1	1990	CHEC
BOTE - SURORIENTE	115	-	-	1990	E. HUILA
ALTAMIRA - PITALITO	115	40.0	1	1990	E. HUILA
CATAMBUCO - SANDONA	115	28.5	1	1990	CEDENAR
SABANA - SAN ALBERTO (1)	115	-	-	1990	ESSA
PALENQUE - MINAS	115	2.9	2	1990	ESSA
SAN FELIPE - MARIQUITA	115	6.0	1	1990	E. TOLIMA
FLANDES - ESPINAL	115	5.0	1	1990	E. TOLIMA
SAN FELIPE - LA SIERRA	115	36.0	1	1990	E. TOLIMA
PALOS (BUCARAMANGA) - OCAÑA	230	222.0	1	1991	ICEL
MATEO (CUCUTA) (6)	115	17.0	1	1991	EADE
HISPANIA - ANDES (1)	115	3.0	1	1991	CHEC
NORTE - LINEA DORADA	230	-	-	1992	ICEL
ESMERALDA - LA MESA	230	16.0	1	1992	EADE
OCCIDENTE - BOLOMBOLO	115	25.0	1	1992	EADE
APARTADO - CHIGORODO (1)	115	61.0	1	1992	E. BOYACA
GUATEQUE - TUNJA	115	20.0	1	1992	CHEC
IRRA - RIOSUCIO	115	21.0	1	1992	CEDENAR
EL HASTIO - TAMINANGO	115	58.0	1	1992	E. TOLIMA
NATAGAIMA - CHAPARRAL	230	35.0	1	1997	CHEC
MIEL I - DORADA	230	40.0	2	1997	CHEC
MIEL II - SAN FELIPE (MARIQUITA)	230	20.0	1	2001	CHEC/ICEL
MIEL II, SOBRE 1 CTO MIEL I - SAN FELIPE	230	-	-	2001	CHEC/ICEL

- NOTAS: (1) Inicialmente operan aisladas a 115 KV.
(2) Se configuran las líneas: B/manga - Los Palos y Los Palos - Barranca.
(3) Tendido sobre las mismas torres del circuito actual.
(4) Conforman el anillo a 115 KV para Pasto.
(5) Hace parte del programa PLADEICOP adelantado por la CVC.
(6) Comprende los siguientes tramos:
- B/manga - Villacaro, 1 C, 102.5 Kms.
- Villacaro - Cúcuta, 1 C, 62.2 Kms.
- Ocaña - Villacaro, 2 C, 58.0 Kms.
(7) Se energizará provisionalmente a 115 KV.
(8) Fuente: Plan de Inversiones 1987-1992.



SUBESTACIONES

SUBESTACION (5)	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)	ENTIDAD EJECUTORA
SAN FELIPE (MARIQUITA)	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5	ICEL
OCAÑA	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5	ICEL
LA HERMOSA (PEREIRA)	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5	CHEC
LOS PALOS (B/MANGA)	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5	ESSA
IBAGUE (1)	230/115/34.5	150/40	ISA - ICEL
JAMONDINO (PASTO)	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5	ICEL
VILLAVICENCIO (1)	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5	ISA - ICEL
BUCHELI (TUMACO) (2)	230/34.5	25.0	CVC - ICEL
JUNIN (2)	230/34.5	5.0	CVC - ICEL
TUQUERRES (2)	230/34.5	12.5	CVC - ICEL
PUERTO LOPEZ	115/34.5	12.5	ICEL
PUERTO RICO	115/34.5	12.5	ICEL
GRANADA	115/34.5	40.0	ICEL
VITERBO (3)	-	-	ICEL
FLORENCIA (3)	-	-	ICEL
CERTEGUI (3)	-	-	ICEL
DONCELLO (3)	-	-	ICEL
ALTAMIRA (3)	-	-	ICEL
SONSON	110/44/13.2	30.0	EADE
EL TIGRE	110/44/13.2	30.0	EADE
PORCE (4)	110/44/13.2	30.0	EADE
CHORODO (4)	110/44/13.2	30.0	EADE
TURBO - APARTADO (4)	110/44/13.2	30.0	EADE
HISPANIA (4)	110/44	30.0	EADE
CALDERAS (4)	110/44/13.2	30.0	EADE
YOPAL	115/34.5	30.0	E. BOYACA
CHIQUINQUIRA (3)	-	-	E. BOYACA
TUNJA	115/34.5/13.8	20.0	E. BOYACA
PAIPA (3)	-	-	E. BOYACA
SOGAMOSO	115/13.8	20.0	E. BOYACA
SAN ANTONIO (3)	-	-	E. BOYACA
DUITAMA	115/13.8	20.0	E. BOYACA
PAIPA	115/13.8	10.0	E. BOYACA

SUBESTACION (5)	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)	ENTIDAD EJECUTORA
GUATEQUE (4)	115/34.5	10.0	E. BOYACA
MANZANARES	115/34.5/13.2	-	CHEC
NORTE (MANIZALES)	115/34.5/13.2	-	CHEC
PIENDAMO	115/34.5	20.0	CEDELCA
EL BORDO	115/34.5	16.0	CEDELCA
PUERTO TEJADA	115/34.5	20.0	CEDELCA
CERTEGUI (4)	115/34.5	10.0	E. CHOCO
FACATATIVA	115/34.5/13.8	40.0	E. C/MARCA
MELGAR (3)	-	-	E. C/MARCA
FUSAGASUGA	115/34.5/13.8	40.0	E. C/MARCA
GUADUERO (3)	-	-	E. C/MARCA
SURORIENTE	115/34.5	12.5	E. HUILA
PITALITO	115/34.5	12.5	E. HUILA
SANDONA	115/34.5/13.8	30.0	CEDENAR
TAMINANGO	115/34.5	12.5	CEDENAR
FLORIDA	115/34.5	40.0	ESSA
MINAS	115/34.5	40.0	ESSA
BARBOSA (4)	115/34.5/13.8	10.0	ESSA
MELGAR	115/34.5	20.0	E. TOLIMA
CHAPARRAL	115/34.5	12.5	E. TOLIMA
NATAGAIMA	115/34.5	6.0	E. TOLIMA
ESPINAL (4)	115/34.5	20.0	E. TOLIMA
LA SIERRA	115/34.5/13.2	40.0	E. TOLIMA
CAJAMARCA	115/34.5/13.2	10.0	E. TOLIMA
CONVENCION	115/34.5/13.8	5.0	CENS
TAME	115/34.5/13.2	12.5	ICEL
HATO COROZAL	115/34.5/13.2	12.5	ICEL

NOTAS: (1) ISA ejecutará lo correspondiente a patios 230 KV e ICEL a 115 KV.

(2) Subestaciones asociadas al proyecto Pasto - Tumaco 230 KV, adelantado por la CVC en coordinación con el ICEL.

(3) Ampliación de campos de conexión de línea.

(4) Ampliación de capacidad de transformación.

(5) FUENTE: Plan de Inversiones 1987-1992.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

En el siguiente cuadro se muestra el programa de expansión en líneas de transmisión que será desarrollado por ISA.

ISA estudia actualmente el plan de expansión óptimo de líneas de refuerzo a la red de interconexión para el periodo 1996-2001.

LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KMS)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
ANCON SUR - ESMERALDA	230	132.4	2	1989
PALOS (B/MANGA) - CAÑO LIMON	230	245.0	1	1989
SAN CARLOS - CERROMATOSO	500	250.0	1	1991
CERROMATOSO - CHINU (1)	500	133.0	1	1991
CHINU - SABANALARGA	500	183.0	1	1991
CERROMATOSO - URRÁ I (2)	500	84.0	1	1991
SAN CARLOS - BARRANCA	230	183.2	1	1991
BETANIA - IBAGUE	230	200.0	2	1991
LA MESA - IBAGUE	230	110.0	2	1991
GUAVIO - VILLAVICENCIO	230	90.0	1	1991
URRÁ I - APARTADO (3)	230	58.0	1	1991
CAÑAFISTO - ESMERALDA	500	180.0	1	1999
CAÑAFISTO - ANCON SUR	230	36.0	4	1999
MIEL II - MARIQUITA	230	20.0	1	2001

NOTAS: (1) Los primeros 51 kilómetros de esta línea desde Cerromatoso serán desmontados en 1977; los restantes 62 kilómetros se empalmarán con la línea proveniente de Urrá I.

(2) Esta línea se energiza provisionalmente a 115 KV. Con la entrada en operación de Urrá II, el tramo Cerromatoso Urrá II (114 kms.), operará a 500 KV.

(3) Se energiza provisionalmente a 115 KV, hasta la entrada en operación de Urrá II.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN

Los estudios correspondientes a la expansión del

sistema de transmisión de Empresas Públicas de Medellín, contemplan las siguientes líneas:

LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KMS)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
EMPALME S/E EL POBLADO A				
LINEA GUAYABAL - SAN DIEGO	110	3.0	2	1988
GUATAPE - PLAYAS	220	23.0	1	1988
PLAYAS - ORIENTE	220	63.0	1	1988
EMPALME S/E ZAMORA A				
2o. CIRCUITO DE GUDALUPE	110	1.0	2	1988

LÍNEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KMS)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
EMPALME S/E BELLO A				
2o. CIRCUITO DE GUADALUPE	110	0.3	2	1988
EMPALME S/E BARBOSA A				
2o. CIRCUITO DE GUADALUPE	110	1.0	2	1988
INTERCAMBIO DE CIRCUITOS				
EL SALTO - CASTILLA Y ZAMORA - CASTILLA CON EL SALTO - BELEN Y BELLO COLOMBIA	110	1.7	2	1988
INTERCONEXION ANCON SUR (EPPM - ISA)	220	0.4	1	1989
GUADALUPE IV - EL SALTO	220	8.0	1	1989
EMPALME S/E HORIZONTE A LINEA ZAMORA - COLOMBIA	110	1.0	2	1989
RIO CLARO - COCORNA	110	38.0	1	1989
INTERCONEXION S/E OCCIDENTE CON S/E COLOMBIA Y CIRCUITO EL SALTO - BELEN	110	2.0 (1.0)	2 (1)	1990
INTERCONEXION S/E OCCIDENTE S/E BELEN A TRAVES DE CIRCUITOS EL SALTO - BELEN Y EL SALTO - COLOMBIA	110	2.0	2	1991
BARBOSA - LA TASAJERA	220	15.0	2	1991
LA TASAJERA - OCCIDENTE	220	23.1	2	1991

LÍNEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
OCCIDENTE - ENVIGADO	220	27.8	2	1991
OCCIDENTE - ANCON SUR	220	28.4	1	1991
CAMBIO DE UN CIRCUITO BELEN ENVIGADO POR BELEN - ANCON SUR	110	17.0	1	1991
EMPALME S/E GUARNE A LINEA GUATAPE - MIRAFLORES	220	1.0	2	1991
EMPALME S/E BELLO A LINEA BARBOSA - CENTRAL	110	1.0	2	1991
EMPALME S/E ALTAVISTA CON LINEA BELEN - ENVIGADO	110	2.0	2	1993

De las subestaciones asociadas con el programa de expansión, se pueden citar las siguientes:

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)	No. DE UNIDADES	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
ANCON SUR	220/46/110	180/60/180	1	1988
GUATAPE	220/46/110	90/30/90	1	1988
ANCON SUR	220/46/110	180/60/180	1	1988
ORIENTE	220/46/13.2	180/60/180	1	1988
EL SALTO	220/46/110	180/60/180	1	1989
BANCO DE AUTO-TRANSFORMADORES	220/46/13.2	180/60/180	1	1990
OCCIDENTE	220/46/110	180/60/180	1	1990
GUARNE	220/46/110	90/30/90	1	1991

CENTRO DE CONTROL

En febrero de 1986 se inició la construcción del edificio del centro de control, el cual estará ubicado en la actual subestación Colombia; también se inició la

construcción de las casetas, vías de acceso y alimentación eléctrica para el sistema de microondas y se efectuaron las pruebas en fábrica del mismo.

En este período se efectuó la primera parte de las pruebas en fábrica del sistema para manejo de energía, las cuales fueron llevadas a cabo en Suecia. Se inició el montaje de las unidades terminales remotas, cuya función es recoger información sobre la operación de las plantas y subestaciones y enviarla al centro de control.

Actualmente están en ejecución las siguientes licitaciones:

- Equipos de alimentación del centro de control, los cuales incluyen la subestación, la unidad de suministro ininterrumpido (UPS), los inversores y las plantas de energía.
- Suministro de los tableros de interposición para ubicar en plantas y subestaciones.
- sistemas contra incendio para los edificios del

LÍNEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
ZARZAL A UN CIRCUITO ESMERALDA - YUMBO	230	2.0	2	1989
LA UNION A UN CIRCUITO ZARZAL - CARTAGO	115	8.0	2	1989
JUANCHITO - JUANCHITO	115	2.4	2	1989
AGUABLANCA DE PANCE - JUANCHITO	115	3.1	2	1989
SAN LUIS DE YUMBO - JUANCHITO	115	3.1	2	1989
SAN LUIS - YUMBO	115	9.3	2	1990
ZARZAL - LA UNION	115	28.9	1	1990
CALIMA III - VIJES	230	50.0	2	1996
VIJES A 2 CIRCUITOS ESMERALDA - YUMBO	230	2.0	2	1996
VIJES A 2 CIRCUITOS ESMERALDA - YUMBO	230	2.0	2	1998
ZARZAL A 2 CIRCUITOS ESMERALDA - VIJES	230	2.0	2	1998

En el cuadro que a continuación aparece, se presentan las características de las subestaciones que construirá

centro de control ubicados en la subestación Colombia y en la central de Guadalupe.

- Equipos de aire acondicionado.
- Equipos de PLC y fibra óptica.

Adicionalmente se llevó a cabo el entrenamiento en Suecia de siete Ingenieros en el manejo del equipo del centro de control y el entrenamiento de dos ingenieros en Japón en el manejo del equipo del sistema de comunicaciones.

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA

En el siguiente cuadro se presentan las líneas que ejecutará la CVC y su correspondiente año de entrada en operación.

la CVC con sus correspondientes años de entrada en operación.

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD (MVA)	No. DE UNIDADES	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
JUANCHITO	220/115	90	1	1988
ZARZAL	220/115	90	1	1989
JUANCHITO	220/115	90	1	1990
ZARZAL	220/115	90	1	1992
VIJES	220/115	90	1	1992

PROYECTO DE CENTRO DE CONTROL PARA EL SISTEMA ELECTRICO CVC-CHIDRAL

Con el centro de control se busca dotar al Centro de Coordinación del Sistema Eléctrico CVC-CHIDRAL de la información y los medios de control necesarios para supervisar y controlar las plantas de generación y las líneas y subestaciones del sistema de alta tensión, logrando en esta forma una mayor confiabilidad y economía en la operación.

La economía en la operación se logrará a través de un mejor seguimiento de los programas de generación, distribuyendo óptimamente la carga entre las unidades y haciendo un seguimiento más estricto de los intercambios con otros sistemas interconectados.

Se descargará al operador de funciones rutinarias, de modo que pueda concentrar su atención en la operación y análisis del sistema. Adicionalmente, se dispondrá de una contabilización centralizada que reflejará las condiciones reales de explotación del sistema, permitiendo una coordinación más eficiente de maniobras para propósitos de mantenimiento.

LÍNEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
OASIS - EL RIO (1)	110	5.8	1	1988
SILENCIO - CENTRO (1) (4)	110	3.2	1	1988
CENTRO - OASIS (1) (4)	110	7.6	1	1988
OASIS - LAS FLORES (1)	110	2.5	1	1988
OASIS - SILENCIO (1) (4)	110	4.4	1	1988
CHINU - MAGANGUE	110	75.0	1	1988
VALLEDUPAR - SAN JUAN (2)	110	40.0	1	1988
VEINTE DE JULIO - A LA LINEA TURBOGAS - EL SILENCIO (1)	110	2.8	2	1988

Se estima que el costo total del proyecto sea del orden de US\$14.6 millones y COL\$1132 millones, a precios de diciembre de 1985.

De la inversión anterior, US\$467.000 y COL\$63.702.070 corresponden al estudio e interventoría durante el desarrollo del proyecto, para lo cual se cuenta con un préstamo otorgado por FONADE por COL\$22.208.000 que cubren el 50% de los costos correspondientes al estudio del proyecto.

En el momento se están tramitando préstamos con el Swiss Bank Corporation, que cubren el 85% de costo de los equipos y servicios en moneda extranjera.

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

Con el objeto de prestar un mejor servicio de suministro de energía eléctrica, CORELCA tiene dentro de su plan de expansión de transmisión las siguientes líneas y subestaciones:

LÍNEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
VEINTE DE JULIO - MALAMBO (1)	110	13.1	1	1988
VALLEDUPAR - CODAZZI (3)	110	50.0	1	1988
CHINU - SINCELEJO	110	18.0	1	1990
BARRANQUILLA - LAS FLORES	110	5.9	1	1990
BARRANQUILLA - A LA LINEA SILENCIO - CENTRO	110	5.2	1	1990
SILENCIO - CENTRO	110	5.2	1	1990
SANTA MARTA - LIBERTADOR	110	3.0	1	1990
SABANALARGA - FUNDACION (SEGUNDO CIRCUITO)	220	92.6	1	1990
BARRANQUILLA - A LA LINEA SABANALARGA - SOLEDAD	220	16.3	2	1990
VALLEDUPAR - CUESTECITA	220	110.0	1	1991
LIBERTADOR - MANZANARES	110	4.1	1	1993
PORVENIR - CRUCE SILENCIO - OASIS (6)	110	0.5	2	1994
NUEVA BARRANQUILLA - PORVENIR (6)	110	4.3	1	1994
SIMON BOLIVAR - CRUCE SOLEDAD - SILENCIO (6)	110	2.0	2	1994
CHINU - MONTERIA (SEGUNDO CIRCUITO)	110	69.5	1	1995
CHINU - SINCELEJO (SEGUNDO CIRCUITO)	110	20.0	1	1996
URRA I - URRA II (7)	500	30.0	2	1997
URRA I - A LA LINEA CERROMATOSO - CHINU (5)	500	88.0	1	1997

- NOTAS: (1) Corresponde al plan de expansión del área metropolitana de Barranquilla.
(2) Actualmente energizada a 34.5 KV.
(3) Obras asignadas al programa Percas Fase A.
(4) Líneas subterráneas.
(5) Se configura una nueva línea, Urrá I - Chinú, de 170 kms.
(6) En estudio.
(7) Con esta línea de 2C a 500 KV se configura Urrá II - Cerromatoso de 114 Km. y Urrá I - Urrá II de 30 Km. en 1C a 500 KV.

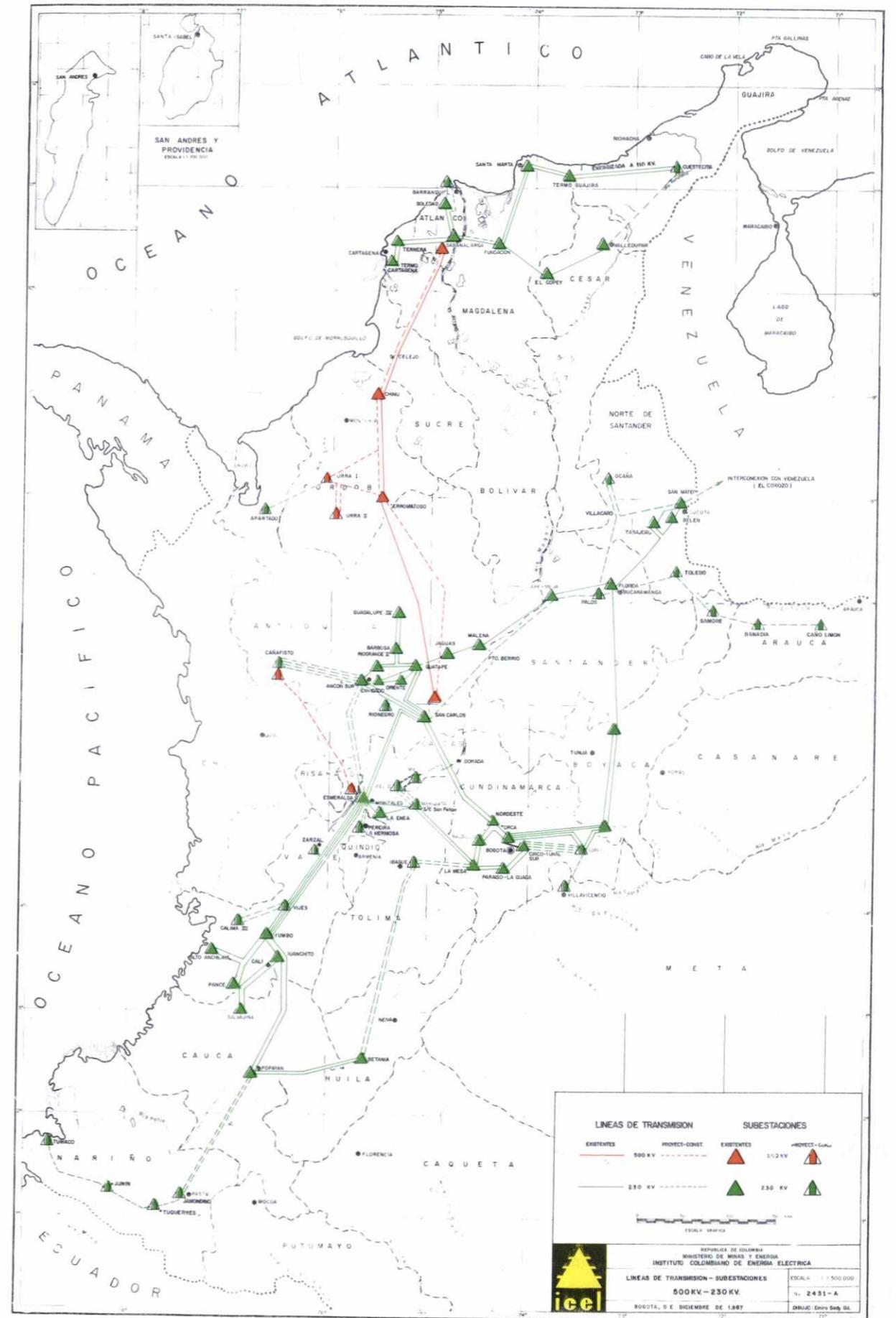
SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)	No. DE UNIDADES	ESTADO ACTUAL	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
CUESTECITA	220/110	120	2	EN EJEC.	1988
TERMOCARTAGENA (AMPLIACION)	220/66	100	1	EN EJEC.	1988
NUEVA BARRANQUILLA	220/110	200	2	LICITAC.	1990

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)	No. DE UNIDADES	ESTADO ACTUAL	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
SOLEDAD (AMPLIACION) (2)	220	-	-	DISEÑO	1990
SABANALARGA (AMPLIACION) (1)	220/34.5/13.8	45	1	LICITAC.	1990
FUNDACION (1)	-	-	-	-	1990
TERMOCARTAGENA (AMPLIACION)	220/66	100	1	ESTUDIO	1993
SANTA MARTA (AMPLIACION)	220/110/34.5	100	1	ESTUDIO	1993
VALLEDUPAR (AMPLIACION)	220/34.5/13.8	60	1	ESTUDIO	1993
NUEVA BARRANQUILLA (AMPLIACION)	220/110	200	-	ESTUDIO	1995
URRA I	525/13.8	120	4	ESTUDIO	1997
URRA II	525/13.8	360	4	ESTUDIO	1997

NOTAS: (1) Incluye un módulo de la línea a 220 KV para la llegada del segundo circuito Sabanalarga - Fundación.

(2) Construcción de un barrage a 220 KV.

AÑO DE ENTRADA EN OPERACION	ESTADO	PROYECTO	LONGITUD (KM)	TIPO DE LINEA
1980
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987
1988
1989
1990



PROGRAMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA —ICEL—

PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL (PNER)

En diciembre de 1987 el plan nacional de electrificación rural, presentaba un avance físico del 98% con respecto a la meta mínima de dotar de servicio eléctrico a 130.000 viviendas campesinas, según lo pactado en el contrato de préstamo BID-ICEL.

Sin embargo, dada la aceptación y la respuesta de las comunidades al programa, las metas inicialmente establecidas se incrementaron en un 15%, lo que significa que al final del proyecto se tengan alrededor de 150.000 nuevas viviendas en la zona rural. A continuación se presenta un cuadro donde se resumen los alcances y realizaciones de este programa.

DEPARTAMENTO	No. DE VIVIENDAS A BENEFICIAR CON EL PNER		VIVIENDAS CON SERVICIO			REDES EN CONSTRUCCION	
	(3)	(4)	CANTIDAD		%	CANTIDAD	
			(3)	(4)		(3)	(4)
ANTIOQUIA	19.500	21.475	19.500	21.475	100	—	—
BOYACA	19.200	25.330	19.200	22.319	100	—	3.011
CAQUETA (2)	4.000	4.098	3.643	3.643	91	357	455
CAUCA	8.800	9.070	8.800	9.070	100	—	—
CUNDINAMARCA	14.100	17.740	13.705	13.705	97	395	4.035
CHEC (1)	5.800	5.927	5.800	—	100	—	—
CHOCO	4.000	5.339	4.000	4.376	100	—	963
HUILA	4.400	4.400	4.400	—	100	—	—
META	2.400	2.459	2.336	2.336	97	64	123
NARIÑO	11.200	11.614	10.553	10.553	94	647	1.061
N. DE SANTANDER	5.600	5.776	5.600	5.718	100	—	58
SANTANDER	11.100	12.943	11.100	11.201	100	—	1.742
TOLIMA	8.500	11.275	8.500	9.516	100	—	1.759
VALLE	7.900	7.900	7.900	7.900	100	—	—
INTEN. Y COMISARIAS	3.500	4.137	2.766	2.766	80	734	1.371
TOTAL	130.000	149.483	127.803	134.905	98	2.197	14.578

NOTAS: (1) CHEC incluye los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda.

(2) Caquetá figura dentro del contrato de préstamo 603/SF-CO, en Intendencias y Comisarías

(3) Datos con respecto a la meta mínima, pactados en el contrato de préstamo BID - ICEL.

(4) Datos de avance real del proyecto.

Para la ejecución del PNER se hizo necesaria una inversión global de US\$150 millones, los cuales fueron financiados así:

ENTIDAD	US\$ MILLONES	%
CREDITO EXTERNO (BID)	50.0	33.3
PRESUPUESTO NACIONAL	33.0	22.0
CAJA DE CREDITO AGRARIO	22.5	15.0
FEDERACION NACIONAL DE CAFETEROS	22.5	15.0
ICEL	4.0	2.7
ELECTRIFICADORAS	13.5	9.0
USUARIOS	4.5	3.0
TOTAL	150.0	100.0

PLAN DE ELECTRIFICACION RURAL FASE II

Con el objeto de mejorar las condiciones de vida que afrontan quienes se han dedicado a las actividades agropecuarias, base fundamental de la economía colombiana, el Gobierno a través del ICEL, se propone adelantar un nuevo programa de electrificación, orientado a las zonas rurales de los quince (15) departamentos de su jurisdicción, al igual que las Intendencias y Comisarias, con excepción de las Islas de San Andrés y Providencia.

El Plan propuesto, a desarrollarse entre los años 1989 y 1993, incluirá infraestructura a 44 KV, 34.5 KV y 13.2 KV, subestaciones de transformación y proporcionará el servicio de energía eléctrica a 126.000 viviendas campesinas, correspondientes a núcleos hasta de 5.000 habitantes, que no cuenten con servicio actualmente, mediante:

- Construcción de 30.000 kilómetros de líneas y redes de media y baja tensión.
- Montaje de 17.000 transformadores, con una capacidad promedio de 25 KVA.

DEPARTAMENTO	VIVIENDAS A ELECTRIFICAR
ANTIOQUIA	10.524
BOYACA	10.638
CHEC	4.903

- Construcción de 155.000 instalaciones domiciliarias.
- Respecto a la infraestructura requerida, para mejorar la calidad y continuidad del servicio y/o ampliar la zona de influencia del sistema nacional interconectado se estima necesario:
- Construir 1.250 kms de líneas de subtransmisión hasta el nivel de 44 KV.
- Montar 75 subestaciones (34.5-44/13.8 KV) con capacidad promedio de 5 MVA.

PRESUPUESTO Y FINANCIACION

El Plan de Electrificación Rural ICEL-BID, prevé inversiones del orden de 190 millones de dólares para alcanzar las metas propuestas, será una fase complementaria del Plan Nacional de Electrificación Rural - PNER actualmente en liquidación.

La distribución de los usuarios que se electrificarán por departamentos, intendencias y comisarias, se hizo con base en los estudios de "Evaluación socio-económica" y "Proyecciones Financieras" llevados a cabo por firmas consultoras.

DEPARTAMENTO	VIVIENDAS A ELECTRIFICAR
CAQUETA	4.793
CAUCA	15.000
CUNDINAMARCA	10.444
CHOCO	4.440
HUILA	5.919
META	5.000
NARIÑO	12.000
NORTE DE SANTANDER	10.120
SANTANDER	14.060
TOLIMA	12.202
INTENDENCIAS Y COMISARIAS	6.000
TOTAL	126.032

PLAN NACIONAL DE REHABILITACION

El Gobierno Nacional dentro de su política de erradicación de la pobreza absoluta viene adelantando el Plan Nacional de Rehabilitación con programas de electrificación por intermedio del ICEL y sus electrificadoras filiales, en zonas que la Secretaría de Integración de la Presidencia de la República y el Departamento Nacional de Planeación han definido para tal fin.

Es así como el ICEL adelantará en el período 1987 a 1990 la ejecución de 574 proyectos que beneficiarán a 62.593 usuarios, aumentando la red nacional de electrificación en 7152 kilómetros, para una inversión aproximada de 15758 millones de pesos.

Para el logro de este objetivo, la presente administración dió servicio en 1987 a 14.739 usuarios construyendo redes en una extensión de 1500 kilómetros por un valor de \$2075 millones, tal como se describe a continuación:

DEPARTAMENTO	USUARIOS	KILOMETROS	VALOR MILLONES \$
ANTIOQUIA	9.568	594.8	1.041.7
BOYACA	141	88.3	99.2
CAQUETA	280	42.8	48.3
CAUCA	2.507	363.6	225.7
CUNDINAMARCA	500	163.0	335.1
NORTE DE SANTANDER	297	42.7	40.5
SANTANDER	1.132	182.9	278.2
TOLIMA	114	22.3	5.7
TOTAL	14.739	1.500.4	2.074.4

SUBPROGRAMA DE DESARROLLO RURAL INTEGRADO

SUBPROYECTO DE ELECTRIFICACION

El subproyecto de Electrificación Rural en el programa de desarrollo rural integrado - DRI, tiene como objetivo principal el suministro de energía eléctrica, el cual como su nombre lo indica, al ser integrado a un

conjunto de servicios básicos en las áreas de infraestructura, producción y comercialización, eleva las condiciones de vida y el ingreso del productor campesino minifundista.

Para la ejecución del programa, se logró la participación de entidades internacionales, las cuales financian obras programadas en las fases I y II del subproyecto de Electrificación Rural en cada uno de los departamentos seleccionados, así:

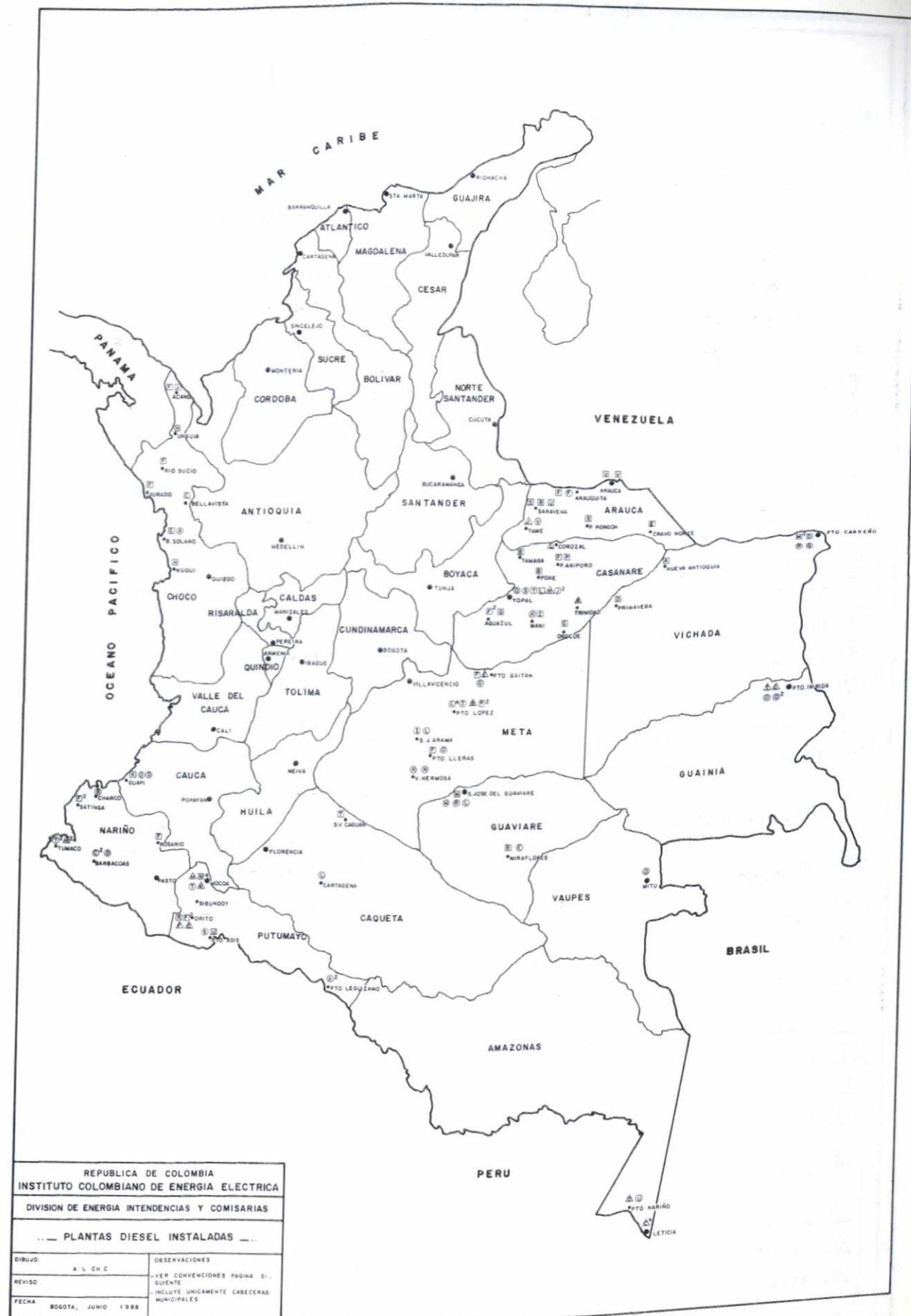
PRESTAMOS	DEPARTAMENTOS
FASE I - BIRF 1352 - ACDI - BID 475 SF/CO	CAUCA, NARIÑO, CUNDINAMARCA, TOLIMA Y ANTIOQUIA. CORDOBA Y SUCRE (ACTUALMENTE A CARGO DE CORELCA) BOYACA Y SANTANDER
FASE II - BIRF 2174 CO - BID 414 CO - BID 94 IC/CO	CALDAS, HUILA, TOLIMA Y META NORTE DE SANTANDER NORTE DE SANTANDER

En el siguiente cuadro se presentan las realizaciones del programa.

DEPARTAMENTO	FASE	No. DE VIVIENDAS A ELECTRIFICAR (ALCANCES)	No. DE VIVIENDAS CON SERVICIO (REALIZACIONES)
BOYACA	I	7.000	10.283
CAUCA	I	4.694	4.732
CORDOBA	I	5.288	3.359
NARIÑO	I	9.403	8.961
SANTANDER	I	5.000	4.634
SUCRE	I	2.545	2.412
ANTIOQUIA	I	773	1.396
CUNDINAMARCA	I	1.129	1.483
META	II	900	258
TOLIMA	I Y II	1.600	295
CALDAS	II	900	-
HUILA	II	1.400	51
NORTE DE SANTANDER	II	3.000	1.454

En la actualidad se encuentran en ejecución obras que beneficiarán a 384 usuarios en Norte de Santander,

1.434 en el Tolima, 807 en el Huila y 275 en el departamento del Meta.



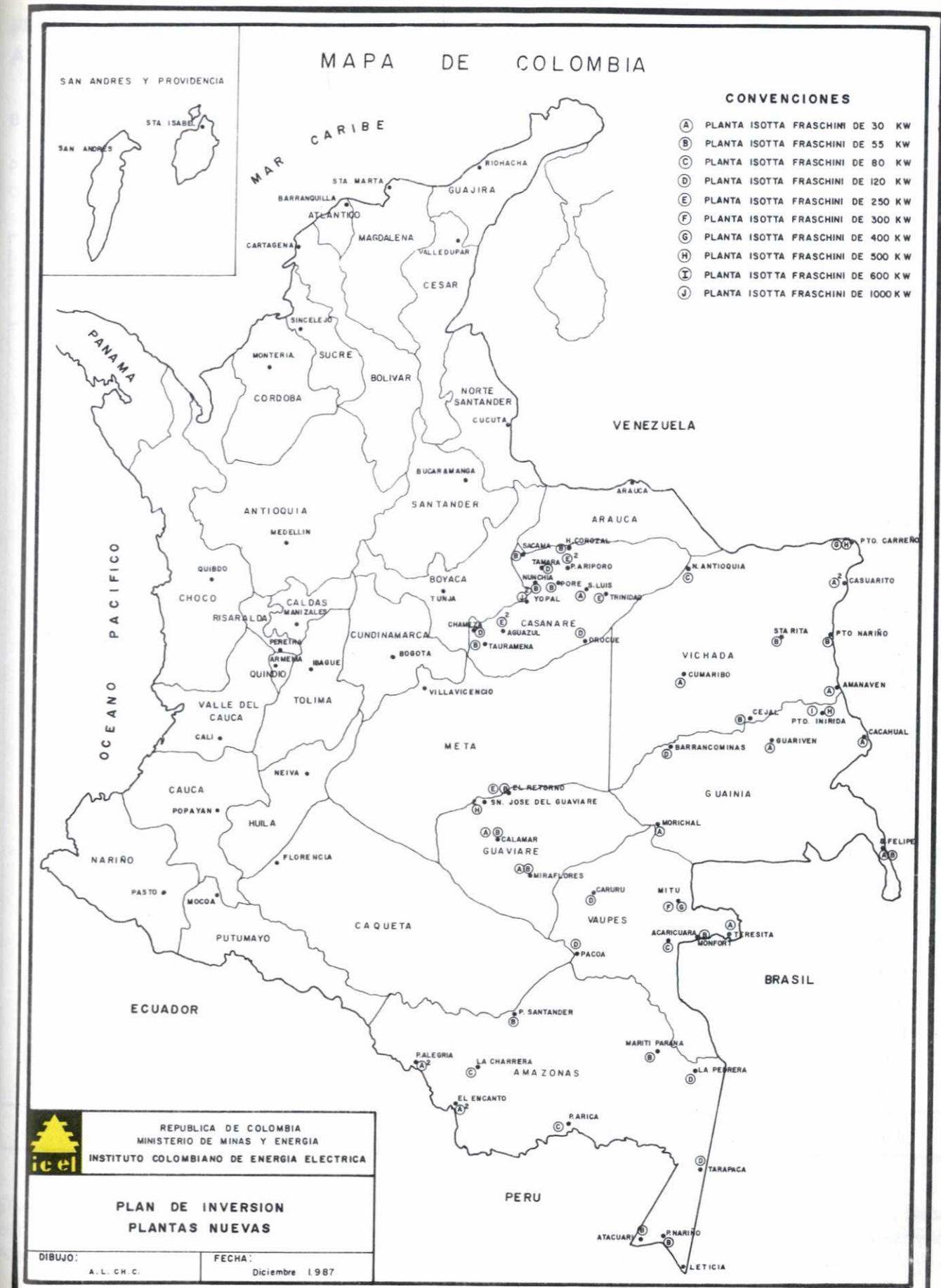
REPUBLICA DE COLOMBIA	
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA	
DIVISION DE ENERGIA INTENDENCIAS Y COMISARIAS	
... PLANTAS DIESEL INSTALADAS ...	
DIBUJO	A. L. CH. C.
REVISO	SUCENTE
FECHA	BOGOTA, JUNIO 1988
OBSERVACIONES	
- VER CONVENCIONES PAGINA 51 -	
- INCLUIE UNICAMENTE CABECERAS MUNICIPALES	

PLANTAS DIESEL INSTALADAS

... CONVENCIONES ...

A	DETROIT DIESEL	30
B	DETROIT DIESEL	55
C	DETROIT DIESEL	80
D	DETROIT DIESEL	90
E	DETROIT DIESEL	100
F	DETROIT DIESEL	120
G	DETROIT DIESEL	140
H	DETROIT DIESEL	150
I	DETROIT DIESEL	206
J	DETROIT DIESEL	220
K	DETROIT DIESEL	250
L	DETROIT DIESEL	275
M	DETROIT DIESEL	280
N	DETROIT DIESEL	300
O	DETROIT DIESEL	310
P	DETROIT DIESEL	312
Q	DETROIT DIESEL	350
R	DETROIT DIESEL	400
S	DETROIT DIESEL	576
T	DETROIT DIESEL	600
U	DETROIT DIESEL	930
V	MIRLESS BLACKSTONE	533
X	PEGASSO	200
A	GMT	120
B	GMT	930
C	GMT	3.030
D	MWM	72
E	MWM	108
F	MWM	150
G	MWM	200
A	E. M. D.	2100
A	SKODA	324
J	SKODA	405
K	SKODA	500
A	PERKINS	60

A	CATERPILLAR	100
B	CATERPILLAR	235
C	CATERPILLAR	350
D	CATERPILLAR	700
E	CUMMINS	100
F	CUMMINS	140
G	CUMMINS	228
H	CUMMINS	230
I	CUMMINS	250
J	CUMMINS	922
K	MAN MTU	80
L	MAN MTU	145
M	MAN MTU	176
N	MAN MTU	250
O	MAN MTU	260
P	MAN MTU	300
Q	MAN MTU	363
R	MAN MTU	400
S	MAN MTU	710
T	MAN MTU	3.056
U	BLACKSTONE	60
V	BLACKSTONE	187
X	BLACKSTONE	330



PLAN INTENDENCIAS Y COMISARIAS Y ÁREAS DE FRONTERA

INTENDENCIA DE ARAUCA

Para aprovechar la extensión de la red de interconexión del Sistema Nacional que llegará a Caño Limón y su

prolongación con líneas de 34.5 KV a Arauquita, Arauca y Saravena, se ha previsto un plan de electrificación para la zona de influencia de la línea 230 KV que comprende en su primera etapa la construcción de líneas de 34.5 KV, líneas de 13.2 KV y remodelación y ampliación de redes de distribución.

Los proyectos previstos en esta etapa son los siguientes:

LINEAS Y REDES	LONGITUD (KM)	COSTO ESTIMADO \$ MILL
- LINEAS 34.5 KV		
ARAUQUITA - EL TRONCAL	24.0	90.0
SARAVENA - FORTUL	25.0	94.0
- LINEAS 13.2 KV		
ARAUQUITA - EL TRONCAL	5.0	11.0
SARAVENA - PTO. NARIÑO - PTO. LLERAS	18.0	39.6
FORTUL - CARANAL	15.0	33.0
FORTUL - BARRANCONES	12.0	26.4
CAÑO LIMON - REINERA - LOS ANGELES	18.0	39.6
REINERA - PANAMA	23.0	50.6
- REDES DE DISTRIBUCION		
ARAUCA	103.0	623.0
ARAUQUITA	14.0	85.0
SARAVENA	20.0	121.0
LA ESMERALDA	10.0	60.0
PUERTO NARIÑO	8.0	48.0
FORTUL	15.0	91.0
LA REINERA	7.0	42.0
LOS ANGELES	5.0	30.0
PANAMA	4.0	24.0
BARRANCONES	3.0	18.0
CARANAL	4.0	24.0
PUERTO LLERAS	5.0	30.0
TOTAL	338.0	1.580.0

El valor de estas obras se financia con algunos recursos del ICEL y con presupuesto de la intendencia por regalías del petróleo.

Las obras fueron iniciadas en el año de 1987 y serán terminadas en el año de 1989 con la puesta en servicio de la interconexión desde Bucaramanga.

Con la interconexión a Tame desde la subestación Banadía, a través de una línea de 115 KV se beneficiarán otras poblaciones del suroccidente de la intendencia, entre las que podemos mencionar a Tame, Puerto Rondón, San Salvador, Puerto Nidia y Betoyes.

Esta zona requerirá la construcción de 70 kilómetros de líneas a 34.5 KV, 50 kilómetros de líneas a 13.2 KV y la remodelación y ampliación de 90 kilómetros de redes de distribución.

El valor de estas obras se ha estimado en \$920.0 millones y se financiará con recursos de la intendencia.

INTENDENCIA DE CASANARE

El Plan de Subtransmisión y Distribución que el Instituto ha diseñado para la Intendencia de Casanare, se ha basado en la construcción que se hará de las líneas a 115 KV, Sogamoso-Yopal y Tame-Hato Corozal.

El costo estimado del proyecto es de \$5239.1 millones. Parte de la financiación será efectuada con recursos de regalías de petróleo.

Las obras que se contemplan en este programa son las siguientes:

LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	COSTO ESTIMADO (\$ MILL)
SOGAMOSO - YOPAL	115.0	95.0	2	2.514.3
YOPAL - AGUAZUL	34.5	27.0	1	155.1
YOPAL - ARAGUANAY	34.5	10.0	1	57.5
AGUAZUL - MANI	34.5	50.0	1	287.4
YOPAL - NUNCHIA	34.5	35.0	1	201.2
AGUAZUL - RECETOR	34.5	30.0	1	172.4
RECETOR - CHAMEZA	13.2	13.0	1	22.1
HATO COROZAL - PAZ DE ARIPORO	34.5	40.0	1	68.3
REDES DE DISTRIBUCION PARA 4.800 USUARIOS				647.6

SUBESTACIONES	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)	COSTO ESTIMADO (\$ MILL)
YOPAL	115/34.5/13.2	40.0	1.021.1
AGUAZUL	34.5/13.2	5.0	41.7
ARAGUANAY	34.5/13.2	5.0	41.7
MANI	34.5/13.2	3.0	25.6
NUNCHIA	34.5/13.2	3.0	25.6
RECETOR	34.5/13.2	3.0	25.6

COMISARIA DEL GUAINIA

Con el fin de mejorar y ampliar la cobertura de las redes de distribución en Puerto Inírida, el ICEL acometió las obras necesarias durante el año de 1986, lo cual implicó a la vez la ampliación de la capacidad de generación con el traslado de una planta diesel desde

Cimitarra. El costo final de las obras ejecutadas ascendió a \$60.0 millones y benefició a 520 familias de la capital de la Comisaría.

Dentro de las obras futuras del ICEL, se espera llevar a cabo trabajos similares, en las localidades de Barrancas Cominas, San Felipe, Guariven, Cacahual y el Remanso con inversiones que se estiman en \$40.0 millones.

COMISARIA DEL AMAZONAS

El ICEL planea la remodelación y ampliación de redes en varias localidades de la Comisaría, para lo cual se han llevado a cabo los respectivos diseños. Las poblaciones consideradas en este plan son Santa Sofía, Nazarette, Puerto Alegría, El Encanto, Puerto Arica, La Chorrera, Puerto Santander, La Pedrera y Puerto Nariño.

El total de redes a mejorar asciende a 25 kilómetros y requerirá inversiones del orden de los \$236.0 millones en los próximos dos años.

Igualmente se emprendió desde mediados del año 1987 la remodelación de la red urbana de Leticia, proyecto complementario al de Generación que permitirá mejorar ampliamente las condiciones del servicio eléctrico. El alcance físico es de 20 kilómetros de red primaria, 28.5 kilómetros de red secundaria para dotar de servicio a 2540 usuarios. Dicha remodelación tiene un costo aproximado de \$198.7 millones.

A través del Plan Nacional de Electrificación Rural - PNER, para la Comisaría del Amazonas se adelantará el proyecto Leticia-Los Lagos, carretera a Tarapacá, que beneficiará aproximadamente 200 viviendas de las cuales el 50% corresponden a zonas indígenas.

El proyecto comprende la construcción de 43.52 kilómetros de líneas y redes de media y baja tensión con un costo estimado de \$70.0 millones.

COMISARIA DEL VICHADA

Las obras que el ICEL diseñó para el Vichada beneficiarán a las poblaciones de Puerto Carreño, Casuarito, Puerto Nariño, Amanaven y el Cejal y comprenden la remodelación de 41 kilómetros de redes de distribución con inversiones que ascienden a \$300.0 millones.

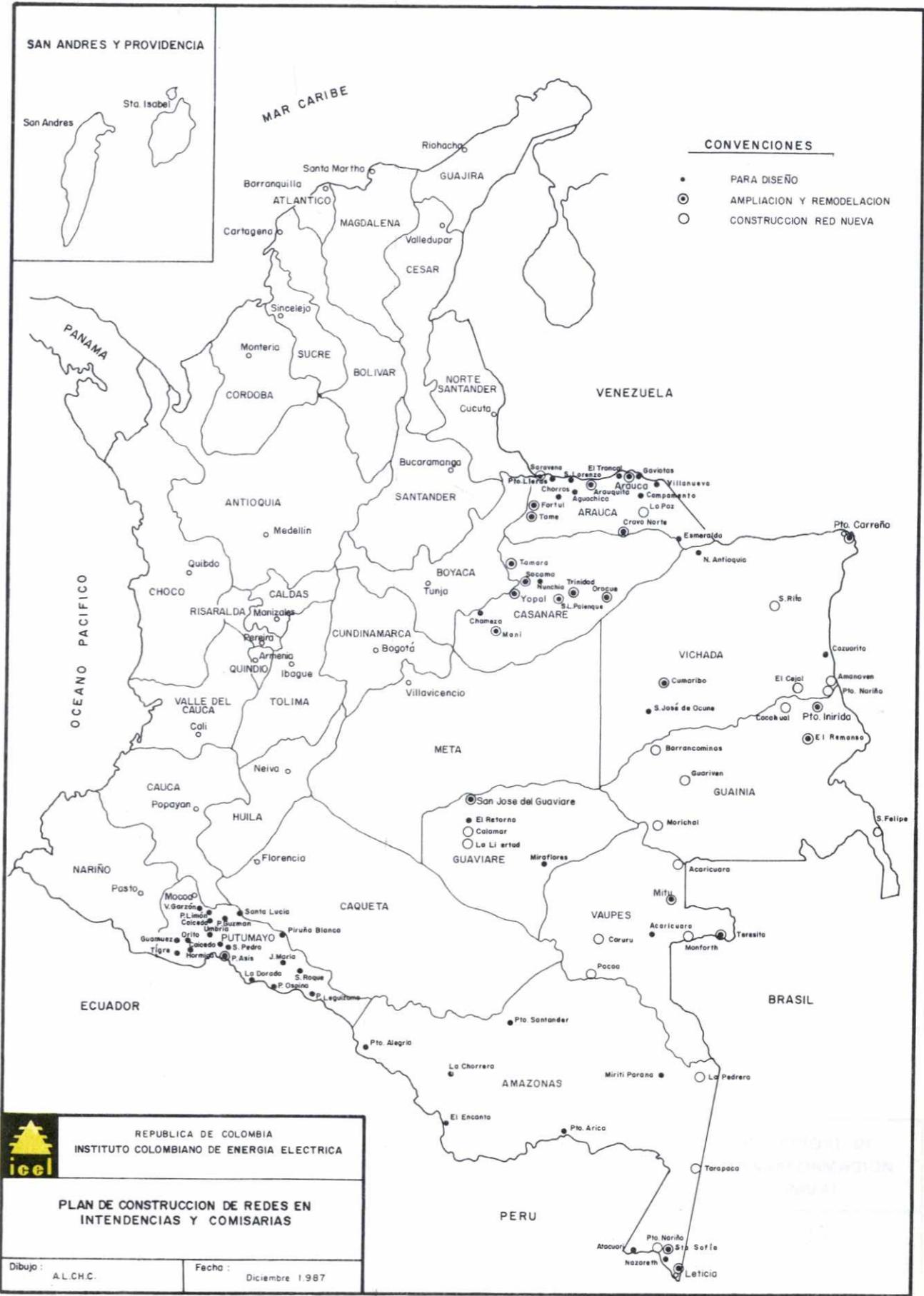
COMISARIA DEL VAUPES Y GUAVIARE

Las obras diseñadas requieren inversiones del orden de los \$200.0 millones de los cuales se invertirán \$10.0 millones con recursos del año 1987 para las poblaciones de San José del Guaviare, El Retorno, Miraflores y Calamar en Guaviare; Monforth, Carurú, Teresita y Acaricuará en Vaupés.

PLAN DE ELECTRIFICACION DEL CHOCO

El ICEL en este programa, a través de la Electrificadora del Chocó, ejecutará inversiones por \$121.5 millones con el objeto de ampliar y mantener el servicio eléctrico en el departamento del Chocó.

PROYECTO	COSTO MILL \$
- COMPRA DE EQUIPO Y MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	7.0
- EQUIPO DE COMUNICACIONES	6.0
- CABLE DE GUARDA LINEA QUIBDO - YUTO	8.5
- CAMION GRUA	16.0
- REPARACION TRANSFORMADOR SUBESTACION ISTMINA	3.0
- LINEA YUTO - LORO 13.2 KV	17.0
- HERRAMIENTA Y EQUIPO PARA MANTENIMIENTO DE LINEAS Y REDES	3.0
- REMODELACION TUTUNENDO	11.0
- REMODELACION REDES TADO, ISTMINA, ACANDI Y BELLAVISTA	10.0
- MANTENIMIENTO DE PLANTAS Y REDES EN VARIOS MUNICIPIOS (UNGUIA), VILLA CLARET (LORO), NAPIPI ((BOJAYA), ALTAGRACIA (QUIBDO) Y PIE DE PATO (ALTO BAUDO)	24.0
- MANTENIMIENTO DE PLANTAS DIESEL	4.0
- VEHICULOS DE MANTENIMIENTO SISTEMA	10.0
- BOTE CON MOTOR FUERA DE BORDA	2.0
COSTO TOTAL	121.5



[Faint, illegible text from the reverse side of the page, including words like 'COMISARIA DEL CHICO', 'COMISARIA DEL VAUPE', and 'PLAN DE ELECTRIFICACION DEL CHICO']

ELECTRIFICACION DEL MEDIO Y BAJO PUTUMAYO

Como complemento a la construcción de la Central Hidroeléctrica de Mocoa y con la meta de maximizar la utilización de dicha central, el ICEL diseñó el programa de electrificación del medio y bajo Putumayo en razón a que en la primera etapa sólo se contemplaba la construcción de líneas de transmisión a las poblaciones de Mocoa, Villagarzón, Puerto Limón, El Pepino, Planadas, San Antonio, Rumiaco, Pueblo Viejo y Monclar.

El denominado programa de electrificación del medio y bajo Putumayo comprende dentro de su alcance llevar un suministro continuo y confiable de energía a las siguientes poblaciones adicionales: Puerto Asís, Puerto Caicedo, Puerto Umbría, San Pedro, Orito, La

Hormiga, El Tigre, San Miguel, La Dorada y San Antonio de Guamuéz.

En este plan adicional se requieren inversiones del orden de US\$16.2 millones, los cuales serán cubiertos con aportes de la Intendencia Nacional del Putumayo con base en el programa de anticipo y pignoración de regalías de Ecopetrol, con recursos del ICEL (propios y presupuesto nacional), con recursos del II Plan de Electrificación Rural y del Plan ICEL-BID de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas que adelanta el ICEL.

Este programa beneficiará a 65000 habitantes e incorporará al desarrollo nacional a grandes y ricas regiones del Putumayo.

A continuación se describen las principales obras del programa.

LINEA	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS
CENTRAL MOCOA - PTO. CAICEDO	115.0	59.0	1
CENTRAL MOCOA - VILLAGARZON	34.5	12.0	1
PTO. CAICEDO - PTO. ASIS	34.5	21.4	2
PTO. CAICEDO - PTO. COLON	34.5	29.6	2
PTO. COLON - LA HORMIGA	34.5	37.0	1
CENTRAL MOCOA - MOCOA	13.2	2.0	1
MOCOA - SAN ANTONIO	13.2	6.0	1
MOCOA - PUEBLO VIEJO	13.2	6.6	1
MOCOA - EL PEPINO (1)	13.2	7.5	1
VILLAGARZON - PTO. UMBRIA	13.2	15.0	1
PTO. CAICEDO - SAN PEDRO	13.2	11.0	1
LA HORMIGA - EL TIGRE	13.2	12.0	1
LA HORMIGA - SAN MIGUEL	13.2	18.0	1
VILLAGARZON - PTO. LIMON (1)	13.2	11.0	1
PTO. LIMON - SANTA LUCIA - PTO. GUZMAN	13.2	20.0	1

NOTAS: (1) Para remodelación.

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)
CENTRAL MOCOA	13.2/34.5	8.0
	13.2/115	40.0

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION (MVA)
PUERTO CAICEDO	34.5/13.8	-
	115/34.5	0.5
PUERTO ASIS	34.5/13.8	3.0
ORITO	34.5/13.8	2.0
LA HORMIGA	34.5/13.8	0.6
VILLAGARZON	34.5/13.8	1.5

Como obras complementarias al programa de electrificación del medio y bajo Putumayo, con presupuesto de la vigencia del año 1987, se acometen algunos trabajos de remodelación y ampliación de redes por 100.0 millones en las localidades del bajo Putumayo, entre las que podemos mencionar a Puerto Asís, Orito, La Dorada, La Hormiga, San Miguel, Puerto Caicedo, San Pedro, Cedral y Santana.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

PERDIDAS DE SISTEMAS DE ENERGIA Y DE DISTRIBUCION

PERDIDAS DE ENERGIA

En el año 1981 el Sector Eléctrico obtuvo el informe final del estudio que se había contratado para evaluar el estado de las pérdidas energéticas y que se denominó "Estudio de Pérdidas de Energía en el Sector Eléctrico Colombiano", ISA-SISTECOM LIMITADA, julio de 1981.

El estudio citado clasificó las pérdidas por empresa, por sistema y por nivel de tensión y además por tipo

EMPRESA	INDICE DE PERDIDAS %		
	1980	1983	1986
EEEEB	20.7	22.3	24.7
EEPPM	20.8	20.1	21.1
CVC	14.3	16.1	17.8
ICEL GRUPO Y OTROS MERCADOS MENORES	18.9	22.9	25.0
CORELCA	22.7	23.2	22.7
SISTEMA	20.4	22.6	23.8

de causa. Del total de pérdidas (19% de la demanda) la tercera parte correspondía a las denominadas "pérdidas negras", o sea energía consumida pero no facturada ya sea por fraude, medición incorrecta, facturación deficiente, etc., las dos terceras partes restantes eran pérdidas físicas destacándose las pérdidas en los sistemas de distribución.

En mayo de 1982 fue entregado el informe final del Plan maestro de distribución: ISA-SISTECOM LIMITADA, cuyo objetivo fue el de revisar y evaluar los procedimientos y criterios de planeación que utilizan las distintas empresas del sector y también buscó una consolidación de los planes de expansión en el área de distribución hasta el año 2.000. En noviembre de 1982 el CONPES hizo solicitud a las empresas eléctricas para que programaran actividades y controles a fin de obtener las metas de rebajar las pérdidas.

No obstante los esfuerzos realizados por las empresas para controlar sus pérdidas, han aumentado año tras año en la mayoría de los casos como puede verse en el siguiente cuadro, lo cual demuestra que de no haber empezado a trabajar en este aspecto, los índices serían aún mayores.

Dado que los correctivos establecidos no han sido suficientes, el sector ha estructurado una serie de medidas a realizar en los próximos años:

La primera que puede mencionarse se refiere al programa nacional de reducción de pérdidas de energía financiado por el BID y por la FEN con las siguientes características:

- Un alcance del orden de US\$200.0 millones, de los cuales el BID puede financiar alrededor de US\$80.0 millones.
- El objetivo básico es reducir pérdidas de energía tanto de origen físico como las debidas a fraude, robo o energía no facturada.
- La ejecución del programa se estima en cuatro años a partir de 1988.

Comprende fundamentalmente remodelaciones de redes de distribución, legalización y normalización de usuarios fraudulentos y sin contador y reconfiguración de sistemas de subtransmisión.

Se han replanteado los objetivos del "Subcomité de sistemas de distribución y pérdidas de energía", que

EMPRESA	1987	1988	1989	1990
EEEEB	24.3	21.5	19.0	17.0
EE.PP.M.	20.6	20.1	19.6	19.1
C.V.C.	17.4	17.0	16.6	16.2
ICEL GRUPO Y OTROS MERCADOS MENORES	23.3	22.7	21.9	21.0
CORELCA	22.6	21.0	20.2	20.0
SISTEMA	23.1	21.9	20.8	20.1

Durante el período 1988 - 1990, la mayor parte de las empresas eléctricas realizarán estudios de pérdidas de sus sistemas para lo cual se han establecido unos términos de referencia unificados y además se cuenta con línea de financiación del FONADE.

SISTEMAS DE DISTRIBUCION

El Sector Eléctrico está realizando el proceso de reorientación de las inversiones hacia las áreas de subtransmisión y distribución, en el corto plazo, a fin de mejorar estos sistemas tanto en calidad de servicio,

tiene como funciones principales las siguientes:

- Trazar las políticas y orientar medidas remediales tendientes a controlar las pérdidas y reducirlas a niveles económicos.
- Canalizar y propiciar el intercambio de información entre las empresas para aprovechar las experiencias y resultados en los controles de las pérdidas energéticas.
- Revisar y evaluar los procedimientos y criterios de planeación que utilizan las empresas en las áreas de subtransmisión y distribución.
- Obtener la proyección de las inversiones consolidadas de los planes de expansión para las áreas mencionadas.

Para el período 1987-1990 se tiene como meta reducir las pérdidas de energía mediante las acciones que adelantan las empresas en coordinación con el subcomité de sistemas de distribución y pérdidas y con la ejecución del proyecto FEN-BID de reducción de pérdidas. Se espera obtener unos índices de pérdidas del siguiente orden para el próximo cuatrienio (a partir de 1987):

como en cobertura y en reducción de pérdidas.

Además, con el fin de tener una visión completa del sector, se está elaborando la consolidación de las proyecciones de inversión para todas las empresas y electrificadoras en lo concerniente a sus sistemas de distribución y a la vez se está realizando su integración con las áreas de generación y transmisión a alto voltaje. Con esta perspectiva, y de acuerdo a los recursos financieros disponibles, se dará atención al sistema de acuerdo a las prioridades evitando así los manejos aislados de las áreas.

de mencionarse también la política gubernamental ordenar financieramente las empresas, reduciendo gastos, mejorando su eficiencia, racionalizando los programas de inversiones y mejorando los sistemas de

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN

PROGRAMA DE OBRAS EN SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DISTRIBUCION

ESTACIONES

El fin de mejorar el servicio de energía eléctrica en el área de influencia, las Empresas Públicas de

facturación.

En general, se buscará una mayor eficiencia en la gestión administrativa de las empresas.

Medellín han programado la construcción, modernización y ampliación de su sistema de subestaciones transformadoras. En la tabla siguiente se muestran algunas de las principales características de dicho plan de expansión.

PROYECTOS DE SUBESTACIONES A CONSTRUIRSE O AMPLIARSE EN EL SISTEMA DE EEPPM EN EL PERIODO 1988-1995

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD POR UNIDAD (MVA)	No. DE UNIDADES	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
JATAPE	44/13.2	10	1	1988
CON SUR	220/46/110	180/60/180	1	1988
AN CRISTOBAL	44/13.2	7.5	MOVIL	1988
LLA HERMOSA I	110/44/13.2	60/20/60	1	1988
L POBLADO	110/44/13.2	60/20/60	1	1988
JADALUPE IV	230/46/115	180/60/180	1	1988
JATAPE	230/46/115	90/30/90	1	1988
AN ANTONIO DE P.	44/13.2	20.0	1	1988
ELLO II	110/44/13.2	60/20/60	1	1988
IVIGADO	110/44/13.2	60/20/60	2	1988
ORIZONTE	110/44/13.2	60/20/60	1	1988
EDRAS BLANCAS	110/44/13.2	60/20/60	1	1988
JATAPE	110/13.2	10.0	1	1989
CCIDENTE	220/46/110	180/60/180	2	1990
RIENTE 220 KV	220/46/13.2	180/60/180	1	1990
BLANCAS II	110/44/13.2	60/20/60	1	1990
OGGRANDE	110/44	30.0	1	1990
NTA ROSA	44/13.2	20.0	1	1990
N CRISTOBAL	44/13.2	20.0	DEFINITIVO	1991
VEVO PEÑOL	44/13.2	10.0	1	1992
TAVISTA	110/44/13.2	60/20/60	1	1993
LOMBIA	110/44/13.2	60/20/60	1	1993

DISTRIBUCION

Empresas Públicas de Medellín ha continuado trabajando en la remodelación y ampliación de su sistema de redes para distribución de energía con miras a atender nuevos usuarios y mejorar la calidad del servicio. Para alcanzar los objetivos anteriores se llevaron a cabo durante 1986 importantes trabajos de remodelación en las redes existentes y extensión de otras nuevas. En total se construyeron para el sistema de distribución 360 kilómetros de redes primarias de diferentes voltajes, 188 kilómetros de redes secundarias; se instalaron 1300 transformadores de distribución y se legalizaron 25752 nuevas instalaciones, incluidas en este número 6406 del programa de habilitación de vivienda. El sistema de alumbrado público se incrementó en 1188 nuevos puntos luminosos.

En el campo del diseño se adelantaron 126 proyectos para el sistema de distribución, los cuales requerirán la extensión de 253 kilómetros de red primaria, 55 kilómetros de red secundaria e instalación de 537 transformadores de distribución (dentro de las cifras anteriores se incluyen las correspondientes a los programas de habilitación de viviendas). Asimismo, se elaboraron 35 proyectos destinados a alumbrado público.

En lo que respecta a proyectos particulares, EEPPM, aprobó un total de 1122 proyectos, los cuales requieren la instalación de 103 kilómetros de redes primarias, 83 kilómetros de redes secundarias y el montaje de 1407 transformadores.

RECUPERACION DE PERDIDAS DE ENERGIA

Durante el año de 1986 se revisaron algunos de los programas para recuperación de pérdidas negras en operación actualmente. Con base en las recomendaciones resultantes de dicha revisión se reestructuraron los programas para 1987, con los cuales se espera superar la cifra de recuperación de energía por encima de los 50 GWH.

ESTUDIOS

A. EXPANSION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

Durante el año de 1986 se realizó el análisis e interpretación de los resultados del Estudio de Expansión del Sistema de Distribución; también se

trabajó en la implantación de los mismos, reconfigurando el sistema de alimentadores primarios de varias subestaciones e iniciando el diseño correspondiente a algunas de ellas.

B. PERDIDAS FISICAS DE ENERGIA

Se estudiaron aquellos alimentadores primarios, que por su longitud y carga presentaban altos niveles de pérdidas, posteriormente, de ellos se seleccionaron los tramos que tanto técnica como económicamente eran factibles de mejorar y con dicha información se elaboraron los proyectos que entraron a formar parte del programa de reducción de pérdidas de las Empresas Públicas de Medellín.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION URBANA

La expansión en subtransmisión y distribución que requiere el área urbana se cumple a través del Sexto Programa de Ensanches, etapas I y II. La etapa I en su parte urbana está financiada por el Banco Mundial, préstamo BIRF 1807CO, y en el área rural por el KfW, préstamo 7766215.

La primera etapa en el área urbana fue iniciada en 1980 y se espera concluir los desembolsos en junio de 1987. La construcción de las obras de infraestructura en subtransmisión y distribución contempladas en esta fase permitirán suministrar el servicio a 200000 nuevos usuarios, con un costo total de 187 millones de dólares. El avance acumulado del proyecto a finales de 1986 era del 94%, habiéndose avanzado un 8% durante el año.

La concentración de usuarios generada por el desarrollo urbanístico de algunos sectores de la ciudad, hizo necesaria la ampliación de la capacidad de transformación en las subcentrales La Paz, en la cual se instaló un transformador de 30 MVA, y Tunal, en donde se adelantó en un 40% el montaje de un transformador de 50 MVA. Igualmente se trasladó un transformador de 15 MVA de la subcentral Tunal a la de Sesquilé.

materia de redes de distribución las labores realizadas en el año 1986 se tradujeron en un aumento de 162 kilómetros en la red de media tensión, y 227 kilómetros en la de baja tensión. Para hacer frente al aumento de usuarios, se hizo necesario incrementar la capacidad instalada en transformadores de distribución en una cantidad de 1950 unidades, con una capacidad acumulada de 279 MVA.

TRANSMISION Y DISTRIBUCION RURAL

En el área rural, la primera etapa se inició en 1982 y se espera concluir a mediados de 1989. Mediante las obras incluidas en esta fase se mejorará sustancialmente el servicio prestado en la actualidad y se dotará del servicio eléctrico a 55000 nuevos usuarios. El costo total del programa se calcula en 30 millones de dólares. Hasta el año 1986 se avanzó un 7%, llevando esta fase a un avance ponderado de 48%.

ENERGIA DE PERDIDAS NEGRAS RECUPERADA

SECTOR	No. DE CASOS	ENERGIA RECUPERADA (MWh)	VALOR FACTURADO (Miles de \$)
RESIDENCIAL	2.246	7.566	35.169
COMERCIAL	1.285	22.052	513.214
INDUSTRIAL	994	43.001	694.450
OFICIAL	1	64	681
TOTAL	4.526	72.683	1.243.514

La cifra de 1985 ha sido ajustada para hacerla comparativa a la de 1986, agregándole el consumo propio a la energía disponible.

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA

PROGRAMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

SUBESTACIONES A 115 KV

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD (MVA)	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
AGUA	115/34.5	58.0	1988
ZARZAL	115/34.5	25.0	1988
SANTA BARBARA	115/34.5	58.0	1988

RECUPERACION DE PERDIDAS DE ENERGIA

Durante el año 1986 se realizaron 15237 visitas, liquidándose un total de 4526 casos de fraude. La energía recuperada fue de 72.7 GWh, 40% por encima del año anterior. Esto representó un valor de \$1.243 millones. La discriminación por sector se encuentra en la tabla que aparece más adelante.

A pesar de estos esfuerzos, en los cuales viene empeñada la empresa de años atrás, la cifra total de pérdidas relativa a la energía disponible, 24.45%, aumentó con relación a la registrada en 1985 (24.18%).

Por medio de un contrato de consultoría externa se realizó un estudio sobre factores de utilización para la determinación de una función estadística que permite establecer la curva de los consumos estimados para un usuario y poder determinar la energía no facturada en el caso de fraude, teniendo como parámetros la carga real instalada y el tipo de usuario.

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD (MVA)	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
MOVIL	115/34.5	30.0	1988
TABOR	115/34.5	...	1988
PANCE	115/34.5	-	1988
CANDELARIA	115/34.5	25.0	1989
YUMBO	115/34.5	58.0	1989
MELENDEZ	115/34.5	58.0	1989
MELENDEZ	115/13.8	41.7	1989
LA UNION	115/34.5	31.2	1990
PANCE	115/34.5	25.0	1990
JUANCHITO	115/13.2	41.7	1991
CODAZZI	115/13.2	25.0	1991
AGUABLANCA	115/13.2	41.7	1992

DISTRIBUCION

En 1988 la CVC tiene planeada la construcción de alrededor de 105 kms en líneas de 34.5 KV y 50.0 kms

en líneas de 13.2 KV y la instalación de 42 MVAR a nivel de 34.5 y 13.2 KV para mejorar la calidad del servicio. Asimismo se construirán las siguientes subestaciones de distribución.

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD (MVA)	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
ALCALA	34.5/13.2	5.2	1988
ANSERMA NUEVO	34.5/13.2	5.2	1988
COSTA RICA	34.5/13.2	5.2	1988
DAGUA	34.5/13.2	5.2	1988
ANDALUCIA	34.5/13.2	5.2	1988
CERRITO	34.5/13.2	5.2	1988
CABUYAL	34.5/13.2	5.2	1988
PALOBLANCO	34.5/13.2	10.5	1988
RIOFRIO	34.5/13.2	5.2	1988
FLORIDA	34.5/13.2		1988
EL CAIRO	34.5/13.2	3.0	1989
AMAIME	34.5/13.2	5.2	1989
EL VINCULO	34.5/13.2	5.2	1989
EL ZARZAL	34.5/13.2	5.2	1989
GUACARI	34.5/13.2	5.2	1990
PRADERA	34.5/13.2	5.2	1990
TUNAL	34.5/13.2	5.2	1990

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION	CAPACIDAD (MVA)	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
CEDONIA	34.5/13.2	5.2	1991
UNDI	34.5/13.2	5.2	1991
MORRO	34.5/13.2	5.2	1991
DANILLO	34.5/13.2	5.2	1992
UNION	34.5/13.2	5.2	1992

INCORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

PROGRAMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

Las zonas urbanas y rurales y atenderá los crecimientos de la demanda; además que se mejorará las condiciones del servicio a los usuarios finales.

El programa de subtransmisión y distribución adelantado por CORELCA, permitirá ampliar la cobertura de

Las líneas y subestaciones que contempla este programa son:

LINEAS	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	ESTADO ACTUAL	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
MOCARTAGENA - MAMONAL	66.0	11.8	1	CONSTRUC.	1988
MOCARTAGENA - PLANTA SODA	66.0	7.9	1	CONSTRUC.	1988
MAMONAL - A LA LINEA PLANTA DE SODA - TERNERA	66.0	7.7	1	CONSTRUC.	1988
MOCARTAGENA - NUEVA SUBESTACION VALLEDUPAR	34.5	4.3	1	DISEÑO	1990
NUEVA SUBESTACION - PLANTA VALLEDUPAR (4)	34.5	4.7	1	DISEÑO	1990
MOCARTAGENA - EL BOSQUE (1) (3)	66.0	8.0	2	DISEÑO	1990
MOCARTAGENA - ZARAGOCILLA (3)	66.0	8.0	1	DISEÑO	1990
ZARAGOCILLA - CHAMBACU	66.0	7.0	1	DISEÑO	1990

LINEAS	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	No. DE CIRCUITOS	ESTADO ACTUAL	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
ZARAGOCILLA - TERNERA (2) (3)	66.0	4.9	1	DISEÑO	1990
NUEVA SINCELEJO - MAJAGUAL	34.5	3.0	1	DISEÑO	1990

NOTAS: (1) Un circuito llegará a El Bosque y el otro se conectará con la línea de Bocagrande - Bosque a 66 KV.

(2) Estas dos líneas saldrán de la línea Ternera - Chambacú.

(3) Ejecutará la Electrificadora de Bolívar.

(4) Ejecutará la Electrificadora del Cesar.

SUBESTACIONES

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION TOTAL (MVA)	No. DE UNIDADES	ESTADO ACTUAL	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
OASIS	110/13.8	100.0	2	MONTAJE	1988
LAS FLORES	110/34.5	100.0	2	MONTAJE	1988
LAS FLORES	34.5/13.8	78.0	2	MONTAJE	1988
CENTRO	110/13.8	100.0	2	MONTAJE	1988
LORICA (1)	34.5/13.8	12.5	1	MONTAJE	1988
CUESTECITA	110/34.5/13.8	42.0	1	MONTAJE	1988
MOMPOS	110/34.5/13.8	16.0	1	MONTAJE	1988
GAMBOTE	66/34.5/13.8	10.0	1	MONTAJE	1988
SAN JACINTO	66/34.5/13.8	6.0	1	MONTAJE	1988
MARIA LA BAJA	34.5/13.8	4.0	1	MONTAJE	1988
ZAMBRANO	66/34.5/13.8	10.0	1	MONTAJE	1988
MAGANGUE	110/34.5/13.8	33.0	1	MONTAJE	1988
COROZAL	34.5/13.8	12.5	1	MONTAJE	1988
MALAMBO	110/13.8	25.0	1	DISEÑO	1988
MALAMBO (5)	34.5/13.8	39.0	1	DISEÑO	1988
VEINTE DE JULIO	110/13.8	50.0	1	MONTAJE	1988
MONTERIA NUEVA	110/34.5/13.8	80.0	2	MONTAJE	1988
MAICAO	115/13.2	10.0	1	DISEÑO	1989
ZARAGOCILLA (3)	66/13.8	70.0	2	DISEÑO	1990
EL LIBERTADOR	110/13.8	30.8	1	DISEÑO	1990
SINCELEJO	110/34.5/13.8	60.0	1	DISEÑO	1990
NUEVA VALLEDUPAR (4)	34.5/13.8	28.0	1	DISEÑO	1990

SUBESTACION	RELACION DE TRANSFORMACION (KV)	CAPACIDAD DE TRANSFORMACION TOTAL (MVA)	No. DE UNIDADES	ESTADO ACTUAL	AÑO DE ENTRADA EN OPERACION
RA I (2)	110/34.5	15.0	1		1991
RA II (2)	110/34.5	15.0	1		1991
LIBERTADOR (1)	110/13.8	30.0	1	ESTUDIO	1992
HACHA	110/13.2	15.0	1	ESTUDIO	1993
SANTA MARTA (1)	110/13.8	30.0	1	ESTUDIO	1993
SINCELEJO	110/13.8	30.0	2	ESTUDIO	1993
BOLIVAR	110/13.8	100.0	2	ESTUDIO	1994
SINCELEJO	110/13.8	100.0	2	ESTUDIO	1995
FLORES	34.5/13.8	39.2	1	ESTUDIO	1995
SINCELEJO	110/34.5/13.8	60.0	1	ESTUDIO	1995

(1) Corresponden a una ampliación.

(2) Alimentará la construcción del proyecto Urrá.

(3) Ejecutará la Electrificadora de Bolívar.

(4) Ejecutará la Electrificadora del Cesar.

(5) Traslado del transformador de las flores.

Los proyectos presentados por las Electrificadoras de Córdoba, Magdalena, Sucre y San Andrés comprenden la remodelación de redes primarias y secundarias en las ciudades de Montería, Santa Marta, Sincelejo y San Andrés, respectivamente, a un costo de US\$16.8 millones.

Adicionalmente y como complemento al anterior programa de ahorro de pérdidas físicas, el Banco Mundial aprobó utilizar US\$3.0 millones del crédito asignado al proyecto de electrificación rural-Perkas Fase A en la ejecución de un programa de ahorro de pérdidas negras que beneficie a todas sus electrificadoras subsidiarias, destinando US\$1.3 millones en la compra de 100.000 contadores y 20 registradores magnéticos, 16 mesas de calibración, con el fin de sistematizar el manejo de la información de distribución de energía eléctrica.

En el siguiente cuadro se resumen los proyectos e inversiones del programa de pérdidas.

PROYECTO	COSTO US\$ (MILL)
SUBESTACION LIBERTADOR Y LINEAS	4.7
SUBESTACION SINCELEJO Y LINEAS	8.0
REDES DE SAN ANDRES	6.0
REDES DE SANTA MARTA	9.5
REDES DE SINCELEJO	4.5
REDES DE MONTERIA	5.4
TOTAL	38.1

PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL DE LA COSTA ATLANTICA

CORELCA se encuentra adelantando actualmente el programa regional de electrificación rural de la Costa Atlántica, San Andrés y Providencia —PERCAS— con el objeto de ampliar y mejorar la prestación del servicio de energía en la región, mediante la electrificación de localidades rurales y agroindustriales aún no atendidas o con servicio diesel.

La primera etapa de este programa, denominado PERCAS fase A, contempla la construcción de la totalidad de los proyectos de transmisión del programa y los proyectos de subtransmisión y distribución que beneficiarán directamente al usuario.

El proyecto tiene como fecha límite de finalización diciembre de 1989. La inversión ejecutada en el período 1981-1986 ha sido de \$5826.5 millones, beneficiando a 52.947 usuarios.

Finalizado el programa PERCAS Fase A, CORELCA adelantará para el período 1988-1992 la ejecución del programa CORELCA de electrificación rural PCER, que contempla la elaboración del diseño y la construcción de los subproyectos de subtransmisión y distribución, cuyo alcance físico es el siguiente:

— 285.5 kms de líneas a 34.5 KV.

— 2644.6 kms de líneas a 34.5 KV/13.8 KV.

— 28.4 MVA en subestaciones de 34.5/13.8 KV.

— Remodelación y construcción de redes en 345 localidades para 95025 usuarios estimados en 1995.

La inversión estimada para este programa es de \$11578.86 millones. CORELCA adelanta en la actualidad los términos de referencia para el concurso de méritos correspondientes a este programa de electrificación rural.

CAPITULO IV

INFORMACION FINANCIERA DEL SECTOR ELECTRICO



TURBINAS DEL PROYECTO HIDROELECTRICO DE BETANIA (HUILA).

POLITICA FINANCIERA DEL SECTOR ELECTRICO EN 1987

En los últimos años el sector eléctrico ha venido afrontando una complicada situación financiera, causada por variados factores internos y externos al sector como:

- Un elevado crecimiento en las inversiones en proyectos de generación, financiados en proporciones crecientes con créditos externos, con el propósito de atender una demanda energética proyectada que realmente no se ha dado por causa de la recesión ocurrida en el país en los últimos años.
- Los atrasos en los proyectos causados por dificultades técnicas, financieras y administrativas, que por una parte se han traducido en sobrecostos para los mismos y por otra han hecho necesario emprender costosos planes de emergencia para suplir la ausencia de los proyectos atrasados.
- Las condiciones en que se han pactado las deudas, cuyos plazos totales y períodos de gracia, en general no se compadecen con la vida útil de los proyectos ni con los períodos de construcción.
- La devaluación del peso frente al dólar y de este frente a otras monedas, que se ha traducido en incrementos cuantiosos del servicio de deuda en moneda extranjera que deben atender las empresas.
- La creciente cartera morosa de entidades del sector público por cuentas de energía eléctrica.
- El incremento en las pérdidas físicas y negras de energía debido a un volumen de inversiones proporcionalmente bajo en transmisión, distribución, manejo de usuarios y la administración general de las empresas.
- Reajustes tarifarios que no permitían obtener una adecuada generación interna de fondos, pese a que en algunos estratos y categorías de consumo se han observado indicios de saturación tarifaria.

Para afrontar esta situación, desde finales de 1986 y durante 1987, el Gobierno Nacional, ha venido desarrollando el "Plan de Ajuste del Sector Eléctrico", que busca mejorar la situación financiera, técnica e institucional de las empresas del sector, mediante las siguientes medidas:

- Formulación de una política de tarifas al usuario final, que establece metas tarifarias consistentes con los costos económicos de prestar el servicio, y toma en consideración la capacidad de pago de los usuarios. Mediante la Resolución 86 de 1986, se estableció el marco general de referencia sobre tarifas y durante 1987 se ha puesto en práctica mediante la expedición de Resoluciones para todas las empresas. Por otra parte, se regularizaron las tarifas de intercambio entre las empresas y se introdujo el concepto de "margen de comercialización" para corregir algunas situaciones inequitativas que se presentaban anteriormente.
- Definición de un plan de inversiones enfocado hacia la transmisión, subtransmisión, electrificación rural y urbana y reducción de pérdidas y con menor énfasis en los proyectos de generación, lo cual se traduce en una apreciable disminución en el volumen total de inversiones.
- Capitalización de las empresas mediante aportes del Presupuesto Nacional a ICEL, CORELCA y CHB, la creación de la estampilla para electrificación rural, la revaluación de activos, e inclusión dentro de los activos de las empresas de instalaciones construidas por urbanizadores y usuarios particulares.
- Recuperación de cartera morosa del sector oficial mediante una acción coordinada con el Ministerio de Hacienda que ha permitido identificar y clasificar las entidades deudoras, y definir y poner en práctica los procedimientos necesarios para incluir en los presupuestos de las entidades del orden nacional las partidas necesarias y/o retener lo

correspondiente en las transferencias que hace la nación a los municipios.

- Integración del sector eléctrico dentro del programa macroeconómico decidido por el Gobierno Nacional.
- Mejoramiento de la gestión en el sector para lo cual se formularon los programas de recuperación financiera del Grupo ICEL y el Grupo CORELCA y se están adelantando los trámites para realizar los estudios de optimización de la eficiencia administrativa, técnica, financiera y operativa en las electrificadoras del ICEL y CORELCA, las empresas municipales y la EEEB.
- Cración de un Comité de Seguimiento Financiero, integrado por el DNP, Minhacienda y Minminas y con la Secretaría Técnica de la FEN, con el fin de observar y analizar la evolución de la situación financiera del sector.
- Elaboración de proyecciones financieras de todas las empresas del sector con el propósito de cuantificar las necesidades de nuevos recursos de financiación para el período 1987-1990, lo cual condujo a identificar la necesidad de nuevos créditos externos por un total no inferior a US\$1400 millones para este período.
- Como consecuencia de lo anterior, se han adelantado gestiones para la consecución de esos

recursos, con resultados ampliamente positivos, representados en la aprobación de un crédito por US\$300.0 millones del BIRF para el Gobierno Nacional, con destino al sector, un crédito de US\$360.0 millones del BID para ISA con destino al proyecto Guavio, créditos de la Banca Comercial para la FEN por valor de US\$200.0 (incluidos dentro del crédito Concorde) y avances en las gestiones para contratar un crédito de US\$300.0 del EXIMBANK Japón a la FEN.

- Si bien el crédito sectorial antes mencionado tiene previstos recursos para financiar los faltantes de 1987, a causa del tiempo requerido para su negociación y contratación no fue posible obtener desembolsos durante el año, por lo cual se han propuesto diversas soluciones "puente". Con este propósito en varias oportunidades el CONPES analizó la crítica situación del sector en 1987, aprobando diferentes mecanismos de solución, tales como refinanciación de créditos del Presupuesto Nacional, reprogramación de amortizaciones de CHB, autorización a la FEN para captar más recursos y colocarlos en el sector y uso del FODEX para atender pagos de deuda externa.

En el presente capítulo se muestra la forma global y a modo de síntesis, algunas cifras, ingresos, gastos y tarifas del sector eléctrico en el país durante el período 1986-1987.

ELECTRIFICADORAS FILIALES DEL ICEL Y SUBSIDIARIAS DE CORELCA

GRUPO ICEL

EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA
ELECTRIFICADORA DE BOYACA S.A.
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A.
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A.
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD Y GAS CUNDINAMARCA S.A.
ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A.
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A.
ELECTRIFICADORA DEL META S.A.
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A.
CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A.
ELECTRIFICADORA DEL AMAZONAS S.A.

GRUPO CORELCA

ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO S.A.
ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR S.A.
ELECTRIFICADORA DEL CESAR S.A.
ELECTRIFICADORA DE CORDOBA S.A.
ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA S.A.
ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA S.A.
ELECTRIFICADORA DE SUCRE S.A.
ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA S.A.

ESTRUCTURA DEL INGRESO Y DEL GASTO
AÑO 1987
(Miles de Pesos)

ENTIDAD	ICEL	CORELCA	EEEB	EEPPM	ISA	CVC
FUENTES Y USOS						
PRESUPUESTO NACIONAL	16.611.674	7.447.100	—	—	3.135.000	—
RENTAS PROPIAS	7.142.835	19.329.800	65.894.000	42.871.000	37.601.000	22.431.273
CREDITO INTERNO	—	2.448.500	5.989.000	1.641.000	6.700.000	1.000.000
CREDITO EXTERNO	3.766.032	1.993.000	39.641.000(1)	18.067.000	6.140.000	—
APORTES Y OTROS	263.431	758.500	4.924.000	—	34.207.000(3)	3.156.313(4)
RECURSOS DEL BALANCE	—	—	—	8.076.000	—	—
TOTAL	27.783.972	31.976.900	116.448.000	70.655.000	87.783.000	26.587.586
FUNCIONAMIENTO	4.288.380	11.762.600	15.255.000	16.090.000	8.693.000	7.796.076
SERVICIO DE LA DEUDA	10.463.194	14.372.600	48.894.000	16.910.000	63.925.000	17.657.266
INVERSIONES PROGRAMAS DE GENERACION	4.554.725	1.739.000	20.468.000	16.880.000	5.301.000	1.294.973
INVERSIONES PROGRAMAS DE TRANSMISION	4.792.900	1.420.700	4.657.000	2.228.000	3.532.000	441.631
INVERSIONES PROGRAMAS DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUC.	3.684.773	1.963.600	4.459.000	1.620.000	—	394.868
OTRAS INVERSIONES	—	28.500	21.852.000	5.423.000	3.373.000	1.300.972
OTROS GASTOS	—	1.918.600	—	6.126.000	2.959.000	—
VARIACION CAPITAL DE TRABAJO	—	—	—	5.378.000 (2)	—	(2.298.200)
TOTAL	27.783.972	33.205.600	115.585.000	70.655.000	87.783.000	26.587.586

- NOTAS: (1) Incluye aportes a ISA.
(2) No incluye los inventarios en el Activo Corriente.
(3) Financiaciones transitorias.
(4) Incluye rendimiento inversiones.

BALANCES CONDENSADOS
AÑO 1987
(Miles de Pesos)

EMPRESAS	ICEL	CORELCA	EEEB	EEPPM	ISA	CVC
A. ACTIVOS						
1. CORRIENTE	38.525.264	28.086.600	48.205.631	24.637.000	66.214.491	8.143.798
2. LARGO PLAZO	144.568.182	26.340.000	24.901.435	12.148.000	21.321.019	35.789.304
3. FIJO DEPRECIABLE	42.245.766	124.817.400	498.018.292	85.640.000	358.585.000	103.542.968
4. FIJO NO DEPRECIABLE	3.633	23.034.300	1.137.129	98.669.000	255.926	1.780.058
5. OTROS	11.695.755	15.892.900	—	—	6.777.000	3.584.513
TOTAL ACTIVOS	237.038.600	218.171.200	572.262.487	221.094.000	453.153.436	152.840.641
B. PASIVOS						
1. CORRIENTE	39.605.712	57.052.800	111.540.525	25.780.000	107.391.732	44.240.174
2. LARGO PLAZO	127.437.266	96.102.100	370.573.273	126.094.000	294.840.121	87.781.655
3. OTROS	10.886.082	3.660.800	—	10.341.000	2.042.759	914.600
TOTAL PASIVOS	177.929.060	156.815.700	482.113.798	162.215.000	404.274.612	132.936.429
C. PATRIMONIO	59.109.540	61.355.500	90.148.689	58.879.000	48.878.824*	19.904.212
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	237.038.600	218.171.200	572.262.487	221.094.000	453.153.436	152.840.641

* Incluye títulos de participación.

BALANCES CONDENSADOS

AÑO 1986

(Miles de Pesos)

EMPRESAS	ICEL	CORELCA	EEEB	EEPPM	ISA	CVC
A. ACTIVOS						
1. CORRIENTE	32.777.802	14.291.483	30.825.581	12.689.000	54.060.895	4.874.618
2. LARGO PLAZO	112.018.552	25.603.193	6.725.861	1.030.000	18.060.852	27.870.719
3. FIJO DEPRECIABLE	35.008.421	63.563.140	107.000.668	65.243.000	169.201.680	80.176.989
4. FIJO NO DEPRECIABLE	3.633	54.912.908	225.064.909	64.212.000	113.311.218	1.980.359
5. OTROS	4.961.027	12.417.381	13.251.469	10.251.000	3.338.539	3.403.248
TOTAL ACTIVOS	184.769.435	170.788.105	382.868.488	153.425.000	357.973.184	118.305.933
B. PASIVOS						
1. CORRIENTE	32.768.154	35.277.024	74.414.860	18.315.000	59.733.564	25.705.739
2. LARGO PLAZO	103.437.173	82.758.142	246.205.637	84.723.000	251.718.728	74.227.559
3. OTROS	3.784.269	3.868.895	3.034.844	7.647.000	992.942	1.233.326
TOTAL PASIVOS	139.989.596	121.904.061	323.655.341	110.685.000	312.445.234	101.166.624
C. PATRIMONIO	44.779.839	48.884.044	59.213.147	42.740.000	45.527.950	17.139.309
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	184.769.435	170.788.105	382.868.488	153.425.000	357.973.184	118.305.933

ESTRUCTURA DEL INGRESO Y DEL GASTO

AÑO 1986

(Miles de Pesos)

FUENTES Y USOS	ENTIDAD	ICEL	CORELCA	EEEB	EEPPM	ISA	CVC
PRESUPUESTO NACIONAL		10.164.766	6.732.600	—	—	253.000	—
RENTAS PROPIAS		5.764.880	17.432.700	48.157.000	30.527.000	25.468.000	21.059.898
CREDITO INTERNO		—	560.000	8.791.000	2.017.000	22.482.000	1.475.000
CREDITO EXTERNO		4.742.678	7.444.375	26.356.000	11.511.000	9.707.000	151.718
APORTES Y OTROS		1.738.531	876.890	3.605.000 (1)	10.519.000	11.944.000	2.559.276
TOTAL		22.410.855	33.046.565	86.909.000	54.574.000	69.854.000	25.245.892
FUNCIONAMIENTO		3.451.231	10.320.040	12.697.000	12.767.000	5.670.000	9.596.419
SERVICIO DE LA DEUDA		9.081.531	11.900.610	36.532.000	14.430.000	43.787.000	9.509.527
INVERSIONES PROGRAMAS DE GENERACION		4.818.166	4.520.000	17.356.000	15.214.000	11.363.000	3.278.053
INVERSIONES PROGRAMAS DE TRANSMISION		1.960.278	3.416.075	1.933.000	2.214.000	497.000	414.257
INVERSIONES PROGRAMAS DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION		3.099.649	2.645.240	2.071.000	1.649.000	—	510.815
OTRAS INVERSIONES		—	244.600	15.116.000	4.169.000	1.966.000	978.897
OTROS GASTOS		—	—	—	4.131.000	6.571.000	957.924
TOTAL		22.410.855	33.046.565	85.705.000	54.574.000	69.854.000	25.245.892

(1) Incluye aportes a ISA.

**RECURSOS DEL PRESUPUESTO
NACIONAL PARA ICEL**

(Miles de Pesos)

DESCRIPCION	APROPIADO						
	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
FUNCIONAMIENTO	68.690	85.863	85.863	85.863	-	-	-
SERVICIO DE LA DEUDA:							
- EXTERNA	419.000	333.000	608.000	2.145.708	4.400.000	2.000.000	6.960.927
- INTERNA	1.200.000	1.010.000	1.700.000	2.921.426	1.630.000	1.050.000	2.069.800
INVERSION							
- ESTUDIOS		62.100	20.000	30.200	-	17.129	-
- GENERACION	1.766.000	1.949.800	924.000	1.368.000	870.000	1.314.987	720.481
- TRANSMISION	220.000	403.100	405.930	456.480	530.000	781.327	2.922.428
- SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION (1)	310.000	814.400	1.010.864	1.137.150	905.200	2.158.161	1.500.031
- APORTES A PARTICULARES Y ORGANISMOS NACIONALES	800.000	1.950.800 (2)	870.000	256.804	-	-	-
TOTAL	4.783.690	6.609.063	5.624.657	8.401.631	8.335.200	7.321.604	14.173.667

NOTAS: (1) Plan ICEL-BID, Plan Nacional de Electrificación Rural, Fondo de Desarrollo Rural Integrado y otros.

(2) Aportes de ICEL a la Financiera Eléctrica Nacional, Aportes ISA.

**DISTRIBUCION CAPITAL PAGADO
A DICIEMBRE 1987**

(Millones de Pesos)

ELECTRIFICADORAS	ICEL		DEPARTAMENTO		MUNICIPIOS		OTROS		TOTAL	
	\$	%	\$	%	\$	%	\$	%	\$	%
ANTIOQUIA	2.509	49.1	2.073	40.5	135	2.6	396	7.7	5.113	100.0
BOYACA	918	91.8	51	5.1	31	3.1			1.000	100.0
CALDAS	1.313	80.9	237	14.6	57	3.5	17	1.0	1.623	100.0
CAQUETA	71	71.0	16	16.0	13	13.0			100	100.0
CAUCA	1.146	79.4	6	0.4	289	20.0	2	0.1	1.443	100.0
CELGAC	298	57.3	185	35.6	37	7.1			520	100.0
CHOCO	3	77.5	1	22.5					4	100.0
HUILA	655	76.3	99	11.5	38	4.4	66	7.7	858	100.0
META	102	45.7	48	21.5	6	2.7	67	30.0	223	100.0
NARIÑO	147	93.6	4	2.5	6	3.8			157	100.0
NORTE DE SANTANDER	645	85.9	56	7.5	7	0.9	43	5.7	751	100.0
SANTANDER	2.401	79.8	271	9.0	114	3.8	224	7.4	3.010	100.0
TOLIMA	289	72.6	49	12.3	36	9.0	24	6.0	398	100.0
TOTAL	10.497	69.1	3.096	20.4	769	5.1	839	5.5	15.200	100.0

BALANCES CONSOLIDADOS 1986 - 1987

(MILLONES DE PESOS)

	1986	1987	VARIACIONES	
			\$	%
I. ACTIVOS	72.590.8	199.016.6	126.425.9	174.2
A. ACTIVO CORRIENTE	27.624.5	35.263.2	7.638.7	27.7
B. ACTIVO LARGO PLAZO	3.986.7	4.394.3	407.6	10.2
C. ACTIVO FIJO	36.604.3	48.155.1	11.550.8	31.6
D. OTROS ACTIVOS	4.375.3	111.204.0	106.828.8	2.441.6
II. PASIVO Y PATRIMONIO	72.590.8	199.016.6	126.425.9	174.2
A. PASIVO	47.750.9	62.576.8	14.825.9	31.0
1. PASIVO CORRIENTE	17.961.9	26.242.1	8.280.2	46.1
2. PASIVO LARGO PLAZO	17.997.7	21.366.1	3.368.4	18.7
3. OTROS PASIVOS	11.791.3	14.968.6	3.177.3	26.9
B. PATRIMONIO	24.839.8	136.439.8	111.599.9	449.3
1. CAPITAL AUTORIZADO	18.404.0	21.904.0	3.500.0	19.0
2. CAPITAL PAGADO	8.733.6	15.201.5	6.467.9	74.1
3. DEP. FUT. SUSC. ACCIONES	8.809.4	8.487.3	(222.1)	(2.5)
4. SUPERAVIT GANADO EJERCICIO ANTERIOR	(1.426.7)	(3.887.0)	(2.460.3)	172.4
5. SUPERAVIT DE CAPITAL	7.722.1	114.951.8	107.229.7	1.388.6
6. RESULTADO NETO DEL EJERCICIO	1.001.4	1.586.2	584.8	58.4

Fuente: Estados Financieros Electrificadoras.

EMPRESAS FILIALES DEL ICEL
BALANCE GENERAL A 31 DE DICIEMBRE DE 1987
(MILLONES DE PESOS)

	ANTIOQUIA	BOYACA	CALDAS	CAQUETA	CAUCA	CELGAC	CHOCO	HUILA	META	NARIÑO	N. S/DER	SANTANDER	TOLIMA	TOTAL
I. ACTIVOS	13.166.1	11.335.4	47.966.5	1.098.3	5.609.6	5.783.7	670.3	5.092.2	3.085.9	6.936.5	17.053.1	48.167.3	33.051.5	199.019.9
A. ACTIVO CORRIENTE	3.820.9	4.863.8	5.164.6	288.5	2.077.3	2.640.2	266.9	1.094.5	2.345.2	1.978.1	2.513.1	4.878.1	3.331.9	35.264.0
B. ACTIVO LARGO PLAZO	68.8	577.4	863.7	2.3	33.3	492.4	1.6	1.333.0	2.6	72.7	92.9	442.4	411.2	4.395.2
C. ACTIVO FIJO	9.133.0	5.739.5	7.974.3	791.6	2.908.2	2.588.5	401.8	2.569.2	729.4	2.578.0	2.942.6	7.057.9	2.741.0	48.155.9
D. OTROS ACTIVOS	143.4	154.7	33.963.9	15.9	590.8	62.6		95.5	8.7	2.307.7	11.504.5	35.788.9	26.567.4	111.204.8
II. PASIVO Y PATRIMONIO	13.166.0	11.335.4	47.966.5	1.098.2	5.609.6	5.783.7	670.2	5.092.2	3.085.9	6.936.6	17.053.1	48.167.3	33.051.4	199.021.9
A. PASIVO	4.441.9	4.250.1	12.050.6	304.5	5.395.3	4.653.0	450.7	4.098.2	2.711.7	5.012.2	3.672.1	7.374.9	8.161.5	62.579.3
1. PASIVO CORRIENTE	1.878.5	1.197.8	6.037.7	266.8	2.648.9	1.379.4	169.5	1.605.3	643.3	3.170.9	1.705.1	2.763.5	2.775.4	26.243.0
2. PASIVO LARGO PLAZO	1.140.3	1.377.7	4.244.2	31.2	1.806.1	1.895.0	29.0	2.090.6	207.6	1.220.0	844.4	2.228.8	4.251.2	21.366.9
3. OTROS PASIVOS	1.423.1	1.674.6	1.768.7	6.5	940.3	1.378.6	252.2	402.3	1.860.8	621.3	1.122.6	2.382.6	1.134.9	14.969.4
B. PATRIMONIO	8.724.1	7.085.3	35.915.9	793.7	214.3	1.130.7	219.5	994.0	374.2	1.924.4	13.381.0	40.792.4	24.889.9	136.442.5
1. CAPITAL AUTORIZADO	6.000.0	1.500.0	2.000.0	100.0	1.500.0	1.000.0	4.0	1.200.0	400.0	700.0	2.000.0	4.000.0	1.500.0	21.904.9
2. CAPITAL PAGADO	5.112.9	1.000.0	1.623.4	100.0	1.442.9	519.8	4.0	857.5	223.2	157.4	751.4	3.010.0	399.0	15.202.5
3. DEP. FUT. SUSCP. ACCIONES	224.4	3.824.5		527.1	14.2	171.3	198.3	916.9	120.5	856.3	276.7	608.6	848.5	8.588.2
4. SUPERAV. GANAD. EJER. ANT.	250.9	299.5	415.7	(10.6)	(679.0)	56.5	(38.6)	607.6	16.2	(1.794.5)	(155.7)	291.0	(1.930.8)	(3.886.5)
5. SUPERAVIT DE CAPITAL	2.086.0	78.4	33.730.1	163.3	109.0	145.1		529.0	35.8	3.321.0	11.935.9	36.076.3	26.741.9	114.952.6
6. RESULTADO EJERCICIO	1.049.9	1.882.9	146.7	13.9	(672.8)	238.0	55.8	(701.8)	(21.5)	(615.8)	572.7	806.5	(1.168.7)	1.585.8
1. GANANCIA	1.049.9	1.882.9	146.7	13.9		238.0	55.8				572.7	806.5		4.767.4
2. PERDIDAS					(672.8)			(701.8)	(21.5)	(615.8)			(1.168.7)	(3.180.0)

Fuente: Estados Financieros a diciembre 1987 Electrificadoras.

EMPRESAS FILIALES DEL ICEL
BALANCE GENERAL A 31 DE DICIEMBRE DE 1986
(Miles de Pesos)

EMPRESAS	ANTIOQUIA	BOYACA	CALDAS	CAQUETA	CAUCA	CHOCO	CELGAC
A. ACTIVOS							
1. CORRIENTES	3.166.563	3.597.462	3.757.406	224.228	1.868.221	210.749	1.836.323
2. LARGO PLAZO	49.194	577.358	791.708	2.000	33.944	1.582	481.068
3. FIJOS	5.682.049	4.400.090	6.729.749	549.233	2.179.814	185.714	2.009.808
4. OTROS ACTIVOS	78.298	58.500	653.471	5.191	360.685	-	71.253
TOTAL ACTIVOS	8.976.104	8.633.410	11.932.334	780.652	4.442.664	398.045	4.398.452
B. PASIVOS							
1. CORRIENTES	782.825	695.645	4.360.721	178.242	1.543.478	112.063	1.028.709
2. LARGO PLAZO	906.719	1.438.225	3.493.344	35.486	1.394.433	21.555	1.462.771
3. OTROS PASIVOS	1.306.440	1.324.234	1.471.772	575	824.161	120.770	1.123.914
TOTAL PASIVOS	2.995.984	3.458.104	9.325.807	214.303	3.762.072	254.388	3.615.394
C. PATRIMONIO	5.980.120	5.175.306	2.606.527	566.349	680.591	143.657	783.058
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	8.976.104	8.633.410	11.932.334	780.652	4.442.663	398.045	4.398.452

EMPRESAS	HUILA	META	NARIÑO	N. DE S/DER.	S/DER.	TOLIMA	TOTAL
A. ACTIVOS							
1. CORRIENTES	953.458	2.010.478	1.629.620	1.623.469	4.491.848	2.254.641	27.624.466
2. LARGO PLAZO	1.053.503	2.306	74.480	157.069	367.410	395.066	3.986.688
3. FIJOS	2.072.573	500.314	2.287.539	2.143.053	5.444.342	2.420.056	36.604.334
4. OTROS ACTIVOS	92.154	4.556	2.298.868	55.631	354.458	342.207	4.375.272
TOTAL ACTIVOS	4.171.688	2.517.654	6.290.507	3.979.222	10.658.058	5.411.970	72.590.760
B. PASIVOS							
1. CORRIENTES	1.035.856	435.343	2.248.624	1.304.785	2.728.681	1.506.934	17.961.906
2. LARGO PLAZO	1.545.567	169.348	1.366.847	767.610	1.836.528	3.559.289	17.997.722
3. OTROS PASIVOS	408.862	1.557.545	403.483	757.140	1.710.284	782.139	11.791.289
TOTAL PASIVOS	2.990.285	2.162.236	4.018.954	2.829.535	6.275.493	5.848.362	47.750.917
C. PATRIMONIO	1.181.403	355.418	2.271.554	1.149.687	4.382.565	(436.392)	24.839.843
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	4.171.688	2.517.654	6.290.508	3.979.222	10.658.058	5.411.970	72.590.760

EMPRESAS FILIALES DEL ICEL
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO 1986-1987
(MILLONES DE PESOS)

	1986	1987	VARIACIONES	
			\$	%
I. VENTAS	34.394.6	48.177.2	13.782.6	40.1
A. VENTAS DE ENERGIA	32.111.6	45.192.4	13.080.9	40.7
1. RESIDENCIAL	11.967.5	17.103.5	5.136.0	42.9
2. COMERCIAL	4.559.0	6.367.6	1.808.6	39.7
3. INDUSTRIAL	8.995.3	11.558.9	2.563.6	28.5
4. OFICIAL	1.524.0	2.354.6	830.6	54.5
5. OTRAS EMPRESAS ELECTRICAS	629.8	487.7	- 142.1	22.6
6. ALUMBRADO PUBLICO	657.5	957.8	300.3	45.7
7. EN BLOQUE A MUNICIPIOS	2.371.5	3.381.0	1.009.6	42.6
8. VARIOS	1.407.0	2.981.3	1.574.3	111.9
B. OTROS INGRESOS DE EXPLOT.	2.283.0	2.984.8	701.7	30.7
II. GASTOS DE EXPLOTACION	33.150.0	45.441.6	12.291.5	37.1
III. INGRESOS Y EGRESOS AJENOS EXPLOTACION				
1. INGRESOS AJENOS EXPLOTACION	1.767.6	3.371.5	1.603.9	90.7
2. EGRESOS AJENOS EXPLOTACION	814.9	2.429.8	1.614.9	198.2
3. GASTOS FINANCIEROS	1.510.0	1.473.1	- 36.9	(2.4)
4. AJUST. GANANCIAS Y PERDIDAS EJERC. ANT.	3.145.1	- 711.7	- 3.856.8	(122.6)
IV. RESULTADO NETO DEL EJERCICIO	1.001.4	1.586.2	584.8	58.4

FUENTE: Estados Financieros Electrificadoras.

EMPRESAS FILIALES DEL ICEL
ESTADO DE RESULTADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 1987
(MILLONES DE PESOS)

	ANTIOQUIA	BOYACA	CALDAS	CAQUETA	CAUCA	CELGAC	CHOCO	HUILA	META	NARIÑO	N. S/DER	SANTANDER	TOLIMA	TOTAL
I. VENTAS Y GASTOS														
1. VENTAS	6.077.7	5.783.8	8.160.0	466.5	1.698.0	4.467.4	400.7	2.205.5	1.634.7	2.138.6	4.385.0	6.365.2	4.393.7	48.176.8
a) VENTAS DE ENERGIA	5.854.1	5.604.1	8.053.0	395.7	1.578.8	4.246.2	385.0	2.085.1	1.477.1	2.022.8	4.101.3	5.683.4	3.685.6	45.192.2
b) OTROS ING. DE EXP.	223.6	179.7	107.0	70.8	119.2	221.2	15.7	120.4	137.6	115.8	283.7	681.8	708.1	2.984.6
2. GASTOS DE EXPLOTACION	5.193.8	4.303.0	8.132.9	468.9	2.125.2	3.968.4	329.4	2.352.5	1.652.6	2.717.7	3.870.3	5.583.3	5.252.2	45.950.2
a) COMPRAS DE ENERGIA	3.126.1	1.620.5	5.540.4	265.7	1.153.1	2.298.6	179.6	1.571.4	1.211.3	1.478.7	2.431.8	2.209.6	2.325.9	25.412.7
b) SALARIOS Y REM. BAS.	662.2	480.7	677.2	39.7	306.8	348.6	42.1	253.7	86.5	233.6	346.6	729.5	686.7	4.893.9
c) PRESTACIONES SOCIALES	839.6	625.1	1.023.8	32.3	449.5	929.4	51.3	362.6	158.2	298.5	573.0	1.306.6	1.568.8	8.218.7
d) OTROS GASTOS DE FUNC.	565.9	1.576.7	891.5	131.2	215.8	391.8	56.4	164.8	196.6	706.9	518.9	1.337.6	670.8	7.424.9
3. RESULTADO DEL EJERCICIO	1.049.9	1.882.9	146.7	13.9	-627.7	238.0	55.9	-701.8	-21.5	-615.8	572.7	806.4	-1.168.6	1.586.0
a) UTIL. (PERD.) PERIODO	1.049.9	1.650.6	83.1	13.9	-576.9	288.2	63.8	-268.1	-26.7	-462.7	642.4	898.8	-1.111.9	2.297.8
b) AJUST. GANANC. PER. EJ. ANT.		232.3	63.6		-95.8	-50.2	-7.9	-433.7	-48.2	-153.1	-69.7	-92.4	-56.7	-711.8

FUENTE: Estados Financieros a diciembre 1987 de las Electrificadoras.

EMPRESAS FILIALES DEL ICEL
ESTADO DE RESULTADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 1986
(Miles de Pesos)

EMPRESAS	ANTIOQUIA	BOYACA	CALDAS	CAQUETA	CAUCA	CHOCO	CELGAC
INGRESOS DE EXPLOTACION:							
VENTAS DE ENERGIA	4.176.609	3.800.083	5.769.313	268.688	1.188.250	227.942	2.934.352
OTROS INGRESOS DE EXPLOTACION	176.600	137.764	64.228	66.593	93.462	11.183	97.780
TOTAL INGRESOS DE EXPLOTACION	4.353.209	3.937.847	5.833.541	335.281	1.281.712	239.125	3.032.132
GASTOS DE EXPLOTACION:							
SALARIOS Y OTROS	488.948	388.161	534.971	26.836	245.550	33.810	262.035
PRESTACIONES SOCIALES	628.012	568.434	684.412	23.108	341.180	41.351	671.155
COMBUSTIBLE	21.305	480.927	-	-	6.059	-	-
ENERGIA COMPRADA	2.235.847	1.188.825	3.497.229	172.187	793.709	120.521	1.619.007
MATERIALES Y ACCESORIOS	142.057	263.460	268.122	52.172	125.828	13.141	102.627
SEGUROS	29.992	20.541	75.508	1.100	18.532	339	10.188
OTROS GASTOS	155.209	270.379	353.247	20.541	73.146	16.268	145.489
DEPRECIACION	111.034	119.295	125.284	15.118	31.838	2.809	29.799
GASTOS TRANSFERIDOS	(113.218)	-	(130.207)	(2.434)	(80.069)	-	(74.800)
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	3.699.186	3.300.022	5.408.566	308.472	1.555.773	228.239	2.765.500
UTILIDAD (PERDIDA) DE EXPLOTACION	654.023	637.825	424.975	26.809	(274.061)	10.886	266.632

EMPRESAS	HUILA	META	NARIÑO	N. DE S/DER.	S/DER.	TOLIMA	TOTAL
INGRESOS DE EXPLOTACION:							
VENTAS DE ENERGIA	1.534.406	959.134	1.421.173	2.754.201	4.309.372	2.768.028	32.111.551
OTROS INGRESOS DE EXPLOTACION	98.966	166.034	86.219	213.910	687.305	383.004	2.283.048
TOTAL INGRESOS DE EXPLOTACION	1.633.372	1.125.168	1.507.392	2.968.111	4.996.677	3.151.032	34.394.599
GASTOS DE EXPLOTACION:							
SALARIOS Y OTROS	201.676	57.990	207.466	274.147	563.745	532.656	3.817.991
PRESTACIONES SOCIALES	236.919	99.134	309.653	421.786	962.351	1.110.787	6.098.282
COMBUSTIBLE	-	40.100	290.988	112.038	259.631	137	1.211.185
ENERGIA COMPRADA	1.123.524	824.618	1.087.870	1.899.691	1.954.645	1.332.196	17.849.869
MATERIALES Y ACCESORIOS	52.426	37.084	118.245	108.243	288.205	225.688	1.797.298
SEGUROS	3.598	2.414	7.637	6.290	23.106	19.198	218.443
OTROS GASTOS	50.728	68.560	69.737	106.623	305.789	337.099	1.972.659
DEPRECIACION	32.023	14.475	30.602	51.706	161.465	105.381	830.829
GASTOS TRANSFERIDOS	(18.134)	(400)	(40)	(56.050)	(32.356)	(138.810)	(646.518)
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	1.682.760	1.143.975	2.122.158	2.924.474	4.486.581	3.524.332	33.150.038
UTILIDAD (PERDIDA) DE EXPLOTACION	(49.388)	(18.807)	(614.766)	43.637	510.096	(373.300)	1.244.561

**ELECTRIFICADORAS GRUPO ICEL
DISTRIBUCION DE PERSONAL POR AREAS DE TRABAJO
AÑO 1986**

AREAS DE TRABAJO ELECTRIFICADORAS	ADMINISTRACION Y GASTOS GENERALES		FACTURACION Y COBRANZAS		PRODUCCION		OTROS		TOTAL EMPLEADOS
	No.	%	No.	%	No.	%	No.	%	
ANTIOQUIA	444	44.1	139	13.8	422	41.9	2	0.2	1.007
BOYACA	297	35.0	192	22.6	319	37.6	41	4.8	849
CALDAS	465	35.0	143	10.7	686	51.5	38	2.8	1.332
CAQUETA	30	34.7	22	25.3	35	40.0	-	-	87
CAUCA	299	53.1	76	13.5	172	30.5	16	2.9	563
CHOCO	30	32.2	23	25.3	39	42.5	-	-	92
CELGAC	287	54.0	46	8.5	199	37.5	-	-	532
HUILA	161	41.7	54	14.0	165	42.7	7	1.6	387
META	51	45.8	11	9.3	50	44.9	-	-	112
NARIÑO	215	40.4	146	27.6	166	31.4	3	0.6	530
NORTE DE SANTANDER	186	40.4	73	15.9	172	37.4	29	6.3	460
SANTANDER	458	42.0	58	5.3	529	48.4	46	4.3	1.091
TOLIMA	327	37.7	84	9.7	434	50.0	23	2.6	868
TOTAL	3.250		1.067		3.388		205		7.910

**TARIFAS RESIDENCIALES DE ENERGIA ELECTRICA
DICIEMBRE DE 1987**

RESOLUC. No. 1987	EMPRESA	CARGO FIJO MENSUAL (\$/USUARIO)						CARGO POR CONSUMO (\$/KWH)				
		BAJO BAJO	BAJO	MEDIO BAJO	MEDIO	MEDIO ALTO	ALTO	0-200	201-400	401-800	801-1.600	> 1.600
005	ATLANTICO	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	3.62	10.33	17.45	20.77	24.90
006	BOLIVAR	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.74	10.27	17.81	20.83	22.80
007	CESAR	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.64	12.58	19.93	20.40	22.33
008	CORDOBA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.64	12.58	19.93	20.40	22.33
009	GUAJIRA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.64	12.58	19.93	20.40	22.33
010	MAGDALENA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.64	12.58	19.93	20.40	22.33
011	SUCRE	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.64	12.58	19.93	20.40	22.33
012	SAN ANDRES	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	5.22	12.59	16.74	18.83	19.31
013	MAGANGUE	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.74	10.27	17.38	20.83	22.80
016	MEDELLIN	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	2.66	5.02	8.70	15.77	28.03
017	ANTIOQUIA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	3.53	5.02	8.70	15.77	28.03
018	CHOCO	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	3.53	9.16	12.89	15.77	28.03
019	BOYACA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.23	9.63	16.15	19.74	28.03
020	SANTANDER	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.23	10.57	16.15	19.74	28.03
021	NORTE DE SANT.	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.23	9.63	16.05	19.74	28.03

RESOLUC. No. 1987	EMPRESA	CARGO FIJO MENSUAL (\$/USUARIO)						CARGO POR CONSUMO (\$/KWH)				
		BAJO BAJO	BAJO	MEDIO BAJO	MEDIO	MEDIO ALTO	ALTO	0-200	201-400	401-800	801-1.600	> 1.600
039	CALDAS	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	3.31	7.23	9.82	16.20	21.56
024	PEREIRA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	2.75	9.50	14.01	16.90	21.56
025	QUINDIO	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.33	11.30	14.01	16.90	21.56
026	ARMENIA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	3.38	8.39	14.01	16.90	21.56
027	CALARCA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	3.38	8.39	14.01	16.90	21.56
028	CALI	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	2.77	11.88	14.40	16.48	28.03
029	C.V.C.	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	2.77	11.88	14.40	16.48	28.03
303	TULUA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	2.77	11.88	14.40	16.48	28.03
031	CARTAGO	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	2.77	5.61	9.34	15.18	19.85
032	TOLIMA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	3.71	9.54	17.43	20.83	28.03
033	HUILA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	3.71	7.24	13.36	17.12	28.03
034	CAQUETA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	5.22	9.54	16.09	19.32	28.03
035	CAUCA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	4.45	10.29	13.91	19.72	23.65
036	NARIÑO	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	3.56	9.89	13.31	19.72	23.65
038	CUNDINAMARCA	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	2.31	6.08	10.58	15.18	19.85
023	META	40.26	104.90	275.69	578.23	1.185.71	1.854.20	3.74	8.59	16.53	20.59	28.03
062	BOGOTA*	40.25	104.90	275.69	578.21	1.185.72	1.854.21	1.92	5.89	12.96	25.92	36.52

* NOTA: Para el rango de consumo 201-300 la tarifa es de \$2.11 por Kwh.
FUENTE: Junta Nacional de Tarifas.

**TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA
NO RESIDENCIALES EN BAJA TENSION
DICIEMBRE 1987**

EMPRESA	INDUSTRIA (1) ENERGIA			POTENCIA DEMANDA Máxima \$/Kwh-mes	Pequeña (2) Industria (Monomia) \$/Kwh	Comercial y Otros (3) Energía \$/Kwh	Oficial \$/Kwh	Especial \$/Kwh	Provi- sional \$/Kwh	BLOQUE	
	Sencilla \$/Kwh	Doble en Punta \$/Kwh	Doble fuera de Punta \$/Kwh							Empresas Municipios \$/Kwh	Zonas Francas \$/Kwh
ATLANTICO	14.87	18.98	10.76	881.52	16.88	18.46	14.10	14.10	18.46	10.65	10.65
BOLIVAR	14.81	18.90	10.71	878.15	16.86	18.39	14.04	14.04	18.39	10.65	10.65
CESAR	16.56	21.18	11.94	644.37	18.06	20.17	14.31	14.31	20.17	10.65	10.65
CORDOBA	16.56	21.18	11.94	644.37	18.06	20.17	14.31	14.31	20.17	10.65	10.65
GUAJIRA	15.83	20.21	11.44	644.37	17.31	20.17	15.17	15.17	20.17	10.65	10.65
MAGDALENA	16.56	21.18	11.94	644.37	18.06	20.17	14.31	14.31	20.17	10.65	10.65
SUCRE	16.56	21.18	11.94	644.37	18.06	20.17	14.31	14.31	20.17	10.65	10.65
SAN ANDRES	15.37	19.99	10.74	644.38	16.87	17.71	16.12	16.12	17.71	0.00	0.00
MAGANGUE	14.81	18.90	10.71	878.15	16.86	18.39	14.04	14.04	18.39	10.65	10.65
MEDELLIN (4)	10.45	11.29	9.99	1.320.63	13.65	17.56	9.50	9.50	17.56	3.18	10.65
ANTIOQUIA (4)	10.45	11.29	9.99	1.320.63	13.65	17.56	9.50	9.50	17.56	4.43	10.65
CHOCO	10.71	13.92	9.99	644.44	12.13	10.86	9.50	9.50	12.13	0.00	10.65
BOYACA	11.08	14.40	7.95	1.169.32	13.83	13.43	9.56	9.56	13.83	6.56	10.65
SANTANDER	11.08	14.40	7.95	1.169.32	13.83	13.43	9.56	9.56	13.83	6.56	10.65
NORTE DE SANT.	10.38	14.40	7.95	786.52	12.29	12.31	9.56	9.56	12.31	6.56	10.65
CALDAS (5)	9.82	12.80	7.54	687.10	11.40	12.57	8.58	8.58	12.57	4.70	10.65
PEREIRA	9.82	12.80	7.54	687.10	11.40	12.57	8.58	8.58	12.57	0.00	10.65
QUINDIO	9.82	12.80	7.54	687.10	11.40	12.57	8.58	8.58	12.57	0.00	10.65
ARMENIA	9.82	12.80	7.54	687.10	11.40	12.57	8.58	8.58	12.57	0.00	10.65
CALARCA	9.82	12.80	7.54	687.10	11.40	12.57	8.58	8.58	12.57	0.00	10.65

EMPRESA	INDUSTRIA (1) ENERGIA			POTENCIA DEMANDA Máxima \$/Kwh-mes	Pequeña (2) Industria (Monomia) \$/Kwh	Comercial y Otros (3) Energía \$/Kwh	Oficial \$/Kwh	Especial \$/Kwh	Provi- sional \$/Kwh	BLOQUE	
	Sencilla \$/Kwh	Doble en Punta \$/Kwh	Doble fuera de Punta \$/Kwh							Empresas Municipios \$/Kwh	Zonas Francas \$/Kwh
CALI	10.55	15.04	8.06	1.273.93	13.32	14.85	9.68	9.68	14.85	6.31	10.65
C.V.C.	10.55	15.04	8.06	1.273.93	13.32	14.85	9.68	9.68	14.85	5.56	10.65
TULUA	10.55	15.04	8.06	1.273.93	13.32	14.85	9.68	9.68	14.85	0.00	10.65
CARTAGO	7.14	12.50	6.55	654.76	7.26	7.26	7.26	7.26	7.26	0.00	10.65
TOLIMA	11.83	15.40	8.29	658.60	13.31	14.23	10.98	10.98	14.23	4.50	10.65
HUILA	11.83	15.40	8.29	658.60	13.31	14.23	10.98	10.98	14.23	0.00	10.65
CAQUETA	11.83	15.40	8.29	658.60	13.31	14.23	10.98	10.98	14.23	0.00	10.65
CAUCA	9.86	12.83	6.90	658.91	11.33	12.86	9.21	9.21	12.86	0.00	10.65
NARIÑO	9.86	12.83	6.90	658.91	11.33	12.86	10.94	10.94	12.86	0.00	10.65
CUNDINAMARCA	8.10	10.21	7.00	644.44	8.46	9.21	7.74	7.74	11.68	3.96	10.65
META	14.89	20.05	10.13	644.44	15.76	13.17	9.51	9.51	15.76	0.00	10.65
BOGOTA	23.89	34.29	20.37	N.A (6)	23.17	33.05	15.62	7.81	33.05	8.42	15.62

NOTAS: (1) Aplicable al servicio industrial con carga instalada superior a 10 Kw. Estas tarifas se aplicarán de acuerdo con los contadores instalados (a opción del usuario o suscriptor) energía sencilla más demanda máxima o energía doble más demanda máxima.

(2) Aplicable a industriales medios en baja tensión y cuya carga instalada sea igual o inferior a 10 Kw.

(3) El comercio al por menor ubicado en municipios con una población no superior a 10.000 habitantes según estadísticas del DANE tendrán una tarifa reducida equivalente a un 80% de estas tarifas.

(4) Aplicable a establecimientos comerciales con carga instalada no superior a 10 Kw; a los restantes se les aplica tarifa binomia.

(5) Tarifa en bloque, adicional a indexación y puntual se incrementará mensualmente en \$0.02/Kwh hasta diciembre 1988.

(6) N.A. No aplicada

FUENTE: Junta Nacional de Tarifas.

**TARIFA DE ENERGIA ELECTRICA
NO RESIDENCIALES EN MEDIA Y ALTA TENSION
DICIEMBRE DE 1987**

EMPRESA	INDUSTRIA MEDIA TENSION ENERGIA			POTENCIA DEMANDA Máxima \$/KW-mes	INDUSTRIA ALTA TENSION ENERGIA			POTENCIA DEMANDA Máxima \$/KW-mes
	Sencilla \$/Kwh	Doble en Punta \$/Kwh	Doble Fuera de Punta \$/Kwh		Sencilla \$/Kwh	Doble en Punta \$/Kwh	Doble Fuera de Punta \$/Kwh	
ATLANTICO	13.90	17.73	10.11	671.70	12.21	15.52	8.91	587.61
BOLIVAR	13.87	17.68	10.06	669.14	12.54	15.90	9.13	601.42
CESAR	14.29	18.24	10.32	524.79	13.60	17.36	9.86	466.41
CORDOBA	14.29	18.24	10.32	524.79	13.60	17.36	9.86	466.41
GUAJIRA	12.50	15.94	9.04	580.03	11.88	15.17	8.62	515.50
MAGDALENA	14.29	18.24	10.32	524.79	13.60	17.36	9.86	466.41
SUCRE	14.29	18.24	10.32	524.79	13.60	17.36	9.86	466.41
SAN ANDRES	14.60	18.98	10.19	580.03	13.83	17.96	9.69	515.50
MAGANGUE	13.87	17.68	10.06	702.60	12.54	15.90	9.13	601.42
MEDELLIN	9.74	10.50	9.29	1.084.92	8.94	9.64	8.52	937.43
ANTIOQUIA	9.74	10.50	9.29	1.084.92	8.94	9.64	8.52	937.43
CHOCO	10.69	13.24	9.29	579.97	8.94	12.52	8.52	515.53
BOYACA	10.57	13.73	7.56	1.094.29	9.69	12.61	7.14	1.006.64
SANTANDER	10.57	13.73	7.56	1.094.29	9.69	12.61	7.14	1.006.64
NORTE DE SANT.	9.54	12.99	7.56	690.48	8.52	11.83	6.38	552.80
CALDAS	9.63	12.55	7.39	672.34	9.35	12.19	7.18	652.76
PEREIRA	9.63	12.55	7.39	672.34	9.35	12.19	7.18	652.76
QUINDIO	9.63	12.55	7.39	672.34	9.35	12.19	7.18	652.76

EMPRESA	INDUSTRIA MEDIA TENSION ENERGIA			POTENCIA DEMANDA Máxima \$/KW-mes	INDUSTRIA ALTA TENSION ENERGIA			POTENCIA DEMANDA Máxima \$/KW-mes
	Sencilla \$/Kwh	Doble en Punta \$/Kwh	Doble Fuera de Punta \$/Kwh		Sencilla \$/Kwh	Doble en Punta \$/Kwh	Doble Fuera de Punta \$/Kwh	
ARMENIA	9.63	12.55	7.39	672.34	9.35	12.19	7.18	652.76
CALARCA	9.63	12.55	7.39	672.34	9.35	12.19	7.18	652.76
CALI	9.77	13.96	7.82	1.046.89	8.96	12.85	7.37	909.98
C.V.C.	9.77	13.96	7.82	1.046.89	8.96	12.85	7.37	909.98
TULUA	9.77	13.96	7.82	1.046.89	8.96	12.85	7.37	909.98
CARTAGO	6.85	11.90	6.25	625.00	6.55	11.31	5.95	595.24
TOLIMA	11.01	14.56	7.83	579.97	10.44	13.86	8.81	515.53
HUILA	11.01	14.56	7.83	579.97	10.44	13.86	8.81	515.53
CAQUETA	11.01	14.56	7.83	580.68	10.44	13.86	8.81	515.53
CAUCA	9.38	12.20	6.58	593.80	8.87	11.55	6.21	561.03
NARIÑO	9.38	12.20	6.58	593.80	8.87	11.55	6.21	561.03
CUNDINAMARCA	7.45	9.49	6.51	579.97	7.07	9.10	6.46	515.53
META	13.89	19.27	9.46	640.80	12.76	18.39	8.81	596.16
BOGOTA (1)	N.A.(2)	33.56	19.94	N.A.(2)	N.A.(2)	33.38	19.72	N.A.(2)

(1) MEDIDA TRIPLE
De las 16:00 a las 22:00 MEDIA TENSION ALTA TENSION
De las 22:00 a las 6:00 33.56 33.38
De las 6:00 a las 16:00 16.75 16.66
De las 6:00 a las 16:00 19.94 19.83

(2) N.A. = No aplicada.

EMPRESAS FILIALES DEL ICEL
TARIFAS APLICADAS DICIEMBRE 1986
 (\$/KwH)

SECTORES	ANTIOQUIA	BOYACA	CALDAS	CAUCA	CHOCO	CAQUETA	CELGAC	HUILA	META	NARIÑO	N. S/DER.	S/DER.	TOLIMA
RESIDENCIAL													
0 - 200 Kwh	2.14	3.45	2.67	3.79	2.89	5.78	1.90	2.95	3.06	2.92	3.45	3.45	3.05
201 - 400 Kwh	4.04	7.75	5.60	8.43	7.52	9.88	4.80	5.48	7.03	7.14	7.58	8.62	7.82
401 - 800 Kwh	6.73	13.78	7.32	10.96	10.16	13.20	8.01	10.12	14.07	10.09	12.63	13.77	14.86
801 - 1.600 Kwh	12.20	17.23	12.06	16.88	13.41	16.49	10.14	13.49	17.59	16.84	16.86	17.24	19.80
MAS DE 1.600 Kwh	24.40	25.86	17.23	20.26	25.19	24.73	12.81	25.29	26.40	20.20	25.29	25.86	24.75
CARGO MINIMO	-	177.70	134.00	190.00	-	290.00	-	147.51	-	146.70	-	345.00	152.50
CARGOS FIJOS													
BAJO - BAJO	33.66	34.44	33.00	34.00	32.00	33.10	33.00	33.72	47.10	30.90	50.00	65.00	32.99
BAJO	84.15	86.13	86.00	34.00	32.00	86.00	86.00	84.29	117.70	77.20	55.00	172.00	82.48
MEDIO - BAJO	210.37	215.36	226.00	34.00	32.00	206.00	226.00	210.73	294.30	193.10	125.00	430.00	206.19
MEDIO	420.73	430.73	474.00	34.00	32.00	413.00	474.00	317.61	588.70	386.30	250.00	862.00	412.40
MEDIO - ALTO	646.11	646.10	972.00	34.00	32.00	619.00	972.00	476.42	833.00	579.40	375.00	1.291.00	618.61
ALTO	861.47	861.46	1.520.00	34.00	32.00	826.00	1.520.00	635.23	833.00	772.60	500.00	1.723.00	824.75
COMERCIAL													
TARIFA CUALQUIER CONSUMO	9.49	9.91	9.48	9.70	8.34	10.30	7.07	11.55	10.11	10.10	9.01	10.70	10.30
CARGO MINIMO	878.70	947.61	474.00	506.00	-	496.00	123.00	505.76	1 Kwh	505.60	-	1.071.00	495.00
INDUSTRIAL													
1. BINOMIA													
- ALTA TENSION:													
Tarifa sencilla	6.89	7.84		7.63		7.19	5.43	8.18	9.79		6.24	7.02	8.01
Tarifa doble 17:00 - 22:00	-	10.72		11.14		9.35	6.06	10.64	14.12		8.65	9.13	10.44
Tarifa doble 22:00 - 17:00	-	5.50		5.26		5.05	3.87	5.73	6.77		4.67	4.93	5.62
CARGO POR DEMANDA	758.10	861.46				396.00	106.74	354.03	457.81		423.00	759.00	395.90
- MEDIA TENSION:													
Tarifa sencilla	7.49	8.28		8.45		7.61	5.72	8.60	10.67	7.20	6.97	7.70	8.46
Tarifa doble 17:00 - 22:00	-	10.77		12.71		9.84	6.38	11.18	15.72	-	9.51	10.00	11.00
Tarifa doble 22:00 - 17:00	-	5.81		5.80		5.35	4.08	6.02	8.18	-	5.64	5.38	5.91
CARGO POR DEMANDA	878.70	904.54				446.00	113.15	404.61	493.03	455.00	526.00	879.00	445.38
- BAJA TENSION:													
Tarifa sencilla	8.06	8.72		9.56		8.00	6.22	9.10	11.91	7.58	7.59	8.27	
Tarifa doble 17:00 - 22:00	-	11.34		14.97		10.39	6.94	11.83	18.14	-	10.31	10.75	
Tarifa doble 22:00 - 17:00	-	6.10		6.53		5.62	4.43	6.37	8.18	-	5.57	5.78	
CARGO POR DEMANDA	1.068.23	947.61				496.00	122.75	505.76	528.24	505.60	604.00	927.00	

SECTORES	ANTIOQUIA	BOYACA	CALDAS	CAUCA	CHOCO	CAQUETA	CELGAC	HUILA	META	NARIÑO	N. S/DER.	S/DER.	TOLIMA
2. MONOMIA													
- ALTA TENSION													
Tarifa sencilla	8.97	10.42					5.72	9.15			7.81	9.31	
Tarifa doble 17:00 - 22:00		16.21					6.77	12.96			11.46	14.40	
Tarifa doble 22:00 - 17:00		7.14					4.06	6.35			5.39	6.98	
CARGO POR DEMANDA											386.00		
- MEDIA TENSION													
Tarifa sencilla	10.51	11.62					6.11	9.98			9.10	10.95	
Tarifa doble 17:00 - 22:00		18.61					7.31	14.50			13.86	17.61	
Tarifa doble 22:00 - 17:00		7.94					4.32	6.89			6.78	7.44	
CARGO POR DEMANDA											505.00		
- BAJA TENSION													
Tarifa sencilla	12.94	13.34			8.10		6.78	11.42			10.85	13.44	
Tarifa doble 17:00 - 22:00		22.20			-		8.11	17.37			17.26	22.93	
Tarifa doble 22:00 - 17:00		9.03			-		4.79	7.88			7.40	9.05	
CARGO POR DEMANDA					180.00						604.00		
OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO													
TARIFA	7.32	7.32	6.47	6.47	7.10	9.15	5.07	8.43	7.03	8.41	7.16	7.32	7.43
CARGO MINIMO		732.24	324.00	674.00		915.00	507.00	842.90	100 Kwh	842.00	-	1.464.00	743.00
EN BLOQUE													
TARIFA	4.65	4.85	3.71				2.75	-	-		-	5.05	3.47
CARGO MINIMO		4.854.60					2.754.00	-	-		-	10.10	3.470.00
PREFERENCIAL	4.57												

NOTAS: (1) ANTIOQUIA: En el sector comercial la tarifa de baja tensión se cobró así: consumo binomia \$9.99 Kwh; demanda binomia \$1.068.23 kwh; consumo monomia \$14.21 Kwh; cargo mínimo \$1.068.23 Kwh.

(2) CHEC: A diciembre de 1986 la empresa no cobraba tarifa en el sector industrial a nivel de tensión. Las tarifas que cobró en diciembre fueron:

Tarifa sencilla: \$7.40 Kwh
 Tarifa doble:
 HT: \$9.65 Kwh
 NT: \$5.69 Kwh

**OTRAS EMPRESAS DEL SECTOR
TARIFAS APLICADAS DICIEMBRE 1986**

(\$/Kwh)

SECTORES	E.E.E.B.	EE.PP.M.	C.V.C.
RESIDENCIAL			
0 - 200 Kwh		2.14	2.26
201 - 400 Kwh		4.05	9.69
401 - 800 Kwh		6.74	11.30
801 - 1.600 Kwh		12.22	12.92
MAS DE 1.600 Kwh		24.44	24.22
CARGO MINIMO		107.05	113.00
CARGOS FIJOS			
BAJO - BAJO		36.00	86.00
BAJO		82.53	86.00
MEDIO - BAJO		206.17	86.00
MEDIO		412.49	86.00
MEDIO - ALTO		632.27	86.00
ALTO		842.94	86.00
COMERCIAL			
TARIFA CUALQUIER CONSUMO	26.55	9.78	11.36
CARGO MINIMO	-	1.045.93	-
INDUSTRIAL			
1. BINOMIA			
- ALTA TENSION:			
Tarifa sencilla		6.74	-
Tarifa doble 17:00 - 22:00		-	-
Tarifa doble 22:00 - 17:00		-	-
CARGO POR DEMANDA		742.45	-
CARGO MINIMO		74.244.55	-
- MEDIA TENSION:			
Tarifa sencilla		7.34	7.47
Tarifa doble 17:00 - 22:00		-	5.99
Tarifa doble 22:00 - 17:00		-	9.78
CARGO POR DEMANDA		859.26	840.93
CARGO MINIMO		21.481.54	-
- BAJA TENSION:			
Tarifa sencilla		7.88	8.06
Tarifa doble 17:00 - 22:00		-	-
Tarifa doble 22:00 - 17:00		-	-
CARGO POR DEMANDA		1.045.93	1.023.30
CARGO MINIMO		1.045.93	-
2. MONOMIA			
- ALTA TENSION:			
Tarifa sencilla		8.97	-
Tarifa doble 17:00 - 22:00		-	-
Tarifa doble 22:00 - 17:00		-	-
CARGO POR DEMANDA		-	-
CARGO MINIMO		74.244.55	-
- MEDIA TENSION:			
Tarifa sencilla		10.51	-
Tarifa doble 17:00 - 22:00		-	-
Tarifa doble 22:00 - 17:00		-	-
CARGO POR DEMANDA		-	-
CARGO MINIMO		21.481.54	-
- BAJA TENSION:			
Tarifa sencilla		12.94	12.75
Tarifa doble 17:00 - 22:00		-	-

SECTORES	E.E.E.B.	EE.PP.M.	C.V.C.
Tarifa doble 17:00 - 22:00 CARGO POR DEMANDA CARGO MINIMO		- - 1.045.93	- - -
OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO CUALQUIER CONSUMO CARGO MINIMO	12.55 -	7.16 716.19	7.41 -
EN BLOQUE TARIFA CARGO MINIMO			2.44
PREFERENCIAL TARIFA CARGO MINIMO		4.47 446.57	

NOTAS:

1. RESIDENCIAL: La Empresa de Energía de Bogotá a diciembre 31/86 no había unificado sus tarifas con el sector y aplicaba 25 tarifas diferentes así:

Rangos Kwh	Tarifas \$/Kwh	Rangos Kwh	Tarifas \$/Kwh	Rangos Kwh	Tarifas \$/Kwh
0 - 200	1.61	1.201 - 1.350	6.16	3.251 - 3.500	15.48
201 - 300	1.88	1.350 - 1.500	7.10	3.501 - 4.000	16.51
301 - 400	2.11	1.501 - 1.600	7.49	4.001 - 4.500	19.10
401 - 600	2.34	1.601 - 1.800	8.84	4.501 - 5.000	20.59
601 - 650	2.77	1.801 - 2.000	9.48	5.001 - 6.000	22.09
651 - 700	3.27	2.001 - 2.250	10.96	6.001 - 7.000	30.26
701 - 750	3.86	2.251 - 2.500	11.81	Más de 7.000	30.26
751 - 800	4.56	2.501 - 3.000	12.66		
801 - 1.200	5.22	3.001 - 3.250	14.45		

2. INDUSTRIAL: La Empresa de Energía de Bogotá a diciembre 31/86 solamente contemplaba monomía utilizando 47 tarifas así:

	\$/Kwh		\$/Kwh
Hoteles Sencilla B.T. <= 2.500	18.61	Nocturna A.T.	26.81
Hoteles Sencilla B.T. > 2.500	19.19	Diurna B.T.	16.37
Nocturna M.T.	26.96	Diurna rural	11.46
Nocturna A.T.	26.81	Diurna M.T.	16.02
Diurna M.T.	16.02	Diurna A.T.	15.93
Diurna A.T.	15.93	Fijo B.T. <= 2.500	18.61
Nocturna B.T.	27.54	Fijo B.T. > 2.500	19.19
Diurna B.T.	16.37	Fijo rural <= 2.500	13.03
Cargo por demanda	2.210.05	Fijo rural > 2.500	13.43
Reactiva 370 < 2.500	18.61	Fijo M.T. <= 2.500	18.22
Reactiva 370 > 2.500	19.19	Fijo M.T. > 2.500	18.78
Reactiva de la 372	26.96	Fijo A.T. <= 2.500	18.12
Reactiva de la 373	26.81	Fijo A.T. > 2.500	18.68
Reactiva de la 374	16.02	Reactiva de la 430	27.54
Reactiva de la 376	15.93	Reactiva de la 432	26.96
Reactiva de la 378	27.54	Reactiva de la 433	26.81
Reactiva de la 379	16.37	Reactiva de la 440	16.37
Sencilla B.T. <= 2.500	18.61	Reactiva de la 442	16.02
Sencilla B.T. > 2.500	19.19	Reactiva de la 443	15.93
Sencilla rural <= 2.500	13.03	Madrugada M.T.	13.46
Sencilla rural > 2.500	13.43	Madrugada A.T.	13.39
Nocturna B.T.	27.54	Reactiva de la 480	13.46
Nocturna rural	19.28	Reactiva de la 483	13.39
Nocturna M.T.	26.96		

EMPRESAS FILIALES DE CORELCA
BALANCE GENERAL A 31 DE DICIEMBRE DE 1986
(Miles de Pesos)

EMPRESAS	ATLANTICO	BOLIVAR	CESAR	CORDOBA	GUAJIRA	MAGDALENA	SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	SUCRE
A. ACTIVOS								
1. CORRIENTES	8.248.544	2.987.013	586.607	1.117.030	717.901	2.115.312	332.156	1.186.290
2. LARGO PLAZO	417.675	106.072	6.782	57.721	1.365	44.484	7.023	53.621
3. FIJOS	10.257.433	3.555.692	803.324	957.622	500.924	545.160	780.004	971.771
4. OTROS ACTIVOS	140.393	136.902		21.319		11.398	3.378	278.628
TOTAL ACTIVOS	19.064.045	6.785.679	1.396.713	2.153.692	1.220.190	2.716.354	1.122.561	2.490.310
B. PASIVOS								
1. CORRIENTES	4.929.184	1.043.615	378.826	833.883	352.514	638.235	46.396	589.697
2. LARGO PLAZO Y OTROS	12.157.813	4.502.825	1.075.191	1.596.313	1.941.173	2.686.031	1.335.404	1.969.459
TOTAL PASIVOS	17.086.997	5.546.440	1.454.017	2.430.196	2.293.687	3.324.266	1.381.800	2.559.156
C. PATRIMONIO	1.977.048	1.239.239	(57.304)	(276.504)	(1.073.497)	(607.912)	(259.239)	(68.846)
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	19.064.045	6.785.679	1.396.713	2.153.692	1.220.190	2.716.354	1.122.561	2.490.310

ELECTRIFICADORAS FILIALES DE CORELCA
ESTADO DE RESULTADOS A 31 DE DICIEMBRE DE 1986
(Miles de Pesos)

EMPRESAS	ATLANTICO	BOLIVAR	CESAR	CORDOBA	GUAJIRA	MAGDALENA	SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	SUCRE	TOTAL
INGRESOS DE EXPLOTACION:									
VENTAS DE ENERGIA	1.009.041	5.686.282	1.094.901	1.574.574	709.155	2.317.758	608.644	1.359.125	25.359.500
OTROS INGRESOS DE EXPLOTACION	316.877	188.442	144.388	249.052	11.712	45.260	51.354	75.453	1.082.543
TOTAL INGRESOS DE EXPLOTACION	12.325.918	5.874.724	1.239.289	1.823.626	720.867	2.363.018	660.018	1.434.583	26.442.043
GASTOS DE EXPLOTACION:									
SALARIOS Y OTROS PRESTACIONES SOCIALES	8.7431	638.392	134.158	267.298	150.996	202.235	101.741	147.685	2.519.936
COMBUSTIBLE	1.623.050	999.203	154.994	468.489	160.801	276.617	176.248	255.846	4.117.248
ENERGIA COMPRADA	711.035	333.488	55.501	141.065	-	46.628	434.062	-	1.728.779
MATERIALES Y ACCESORIOS	7.736.460	3.142.773	799.030	904.713	604.498	1.693.262	-	940.187	15.820.923
SEGUROS	538.643	183.970	75.519	63.619	35.759	72.627	157.600	32.532	1.160.269
OTROS GASTOS	29.367	15.363	2.164	6.323	1.958	996	1.470	2.855	61.096
DEPRECIACION	781.182	281.648	60.834	134.426	88.382	159.520	39.274	79.640	1.625.606
GASTOS TRASFERIDOS	74.665	102.012	23.306	28.398	34.458	8.220	47.504	14.828	333.691
	(73.334)								(73.364)
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	12.309.069	5.696.849	1.305.506	2.014.331	1.076.852	2.460.104	957.899	1.473.574	27.294.184
UTILIDAD (PERDIDA) DE EXPLOTACION	16.849	177.875	(66.217)	(190.705)	(355.985)	(97.086)	(297.881)	(38.991)	(852.141)

ELECTRIFICADORAS FILIALES DE CORELCA
DISTRIBUCION DE PERSONAL POR AREAS DE TRABAJO
AÑO 1986

AREAS ELECTRIFI- CADORAS	ADMINISTRACION	GENERACION Y TRANSMISION	DISTRIBUCION Y REDES	PLANEACION DISEÑO Y OTROS	FACTURACION Y COBRANZAS	REVISORIA FISCAL	OTROS	TOTAL
	No.	No.	No.	No.	No.	No.	No.	
ATLANTICO	140	260	713	20	80	10	-	1.223
BOLIVAR	212	219	275	10	79	7	-	802
CESAR	98	86	23	1	76	6	-	290
CORDOBA	54	84	126	-	206	5	-	475
GUAJIRA	51	-	120	-	76	8	-	255
MAGDALENA	159	7	184	5	-	6	-	361
SAN ANDRES Y PROVID.	48	87	48	-	-	2	-	185
SUCRE	57	23	108	14	81	5	18	306
TOTAL	819	766	1.597	50	598	49	18	3.897

NOTAS: (1) No se incluyen practicantes del Sena, jubilados, etc.; únicamente se relacionan los empleados de planta.

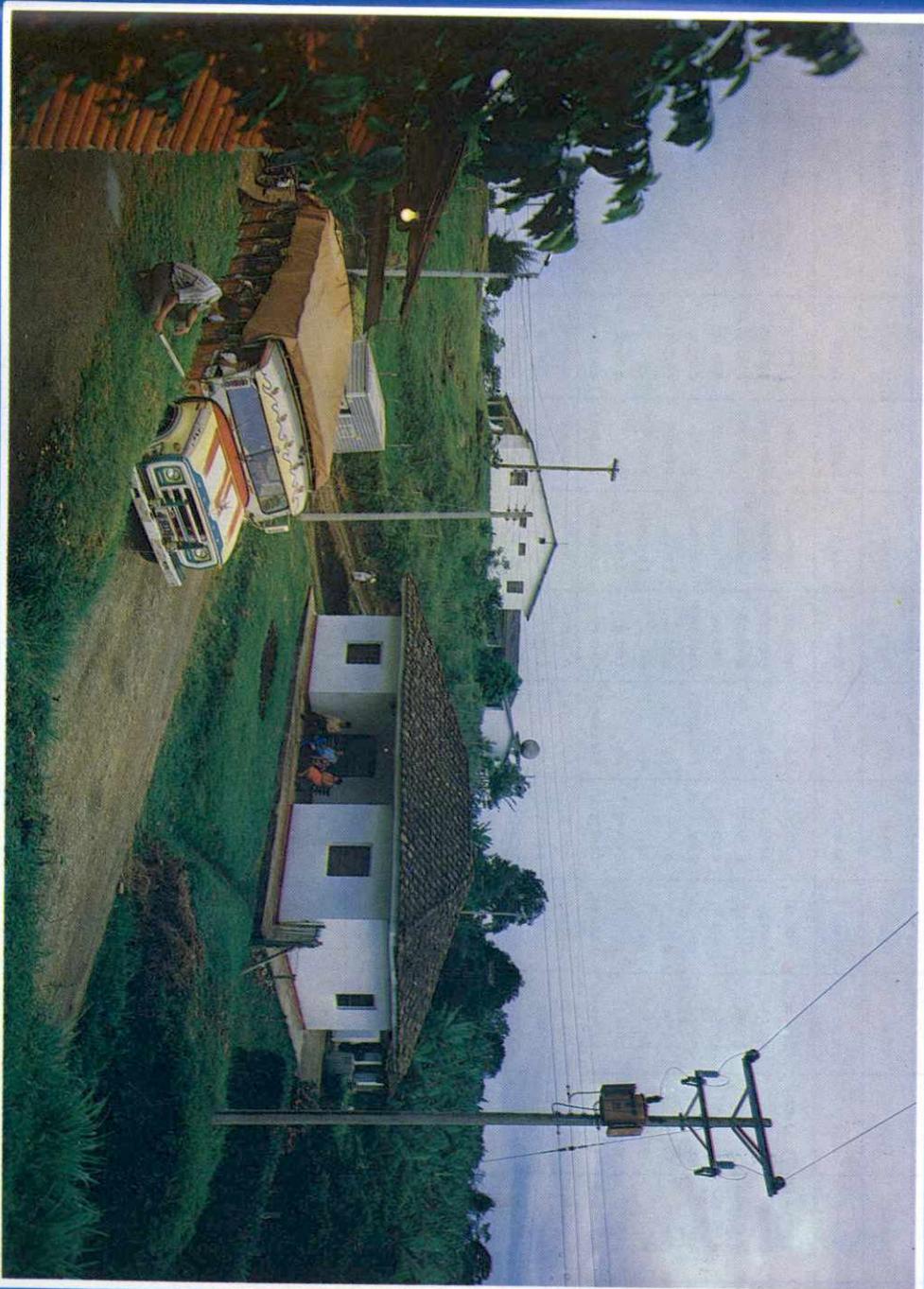
(2) Magdalena y San Andrés no discriminan el área de facturación.

FUENTE: Información suministrada por CORELCA.

EMPRESAS FILIALES DE CORELCA
TARIFAS APLICADAS DICIEMBRE 1986
(\$/Kwh)

SECTORES	ATLANTICO RES. 077 (04-12-84)	BOLIVAR RES. 085 (04-12-84)	CESAR RES. 084 (04-12-84)	CORDOBA RES. 086 (04-12-84)	GUAJIRA RES. 082 (04-12-84)	MAGDALENA RES. 080 (04-12-84)	SAN ANDRES Y PROVIDENCIA RES. 091 (04-12-84)	SUCRE RES. 083 (04-12-84)
RESIDENCIAL								
0 - 200 Kwh	2.95	3.88	3.80	3.80	3.80	3.80	4.28	3.80
201 - 400 Kwh	8.43	8.43	10.32	10.32	10.32	10.32	10.32	10.32
401 - 800 Kwh	13.91	13.91	16.08	16.08	16.08	16.08	13.19	16.08
800 - 1.600 Kwh	16.02	16.85	16.49	16.49	16.49	16.49	14.84	16.49
MAS DE 1.600 Kwh	20.24	18.54	18.14	18.14	18.14	18.14	16.49	18.14
CARGO FIJO:								
BAJO - BAJO	33.71	33.71	33.03	33.03	33.03	33.03	33.03	33.03
BAJO	84.29	84.29	82.45	82.45	82.45	82.45	82.45	82.45
MEDIO - BAJO	210.73	210.73	206.20	206.20	206.20	206.20	206.20	206.20
MEDIO	421.46	421.46	412.39	412.39	412.39	412.39	412.39	412.39
MEDIO - ALTO	632.19	632.19	618.59	618.59	618.59	618.59	618.59	618.59
ALTO	842.93	842.93	824.78	824.78	824.78	824.78	824.78	824.78
COMERCIAL	13.91	13.91	15.33	16.00	15.33	15.33	13.61	15.33
INDUSTRIAL								
1. BINOMIA								
- ALTA TENSION:								
Tarifa sencilla	8.89	8.70	10.62	10.62	10.09	10.62	10.62	10.62
Tarifa doble 17:00 - 22:00	11.54	11.29	13.81	13.81	13.12	13.81	13.80	13.81
Tarifa doble 22:00 - 17:00	6.22	6.09	7.44	7.44	7.06	7.44	7.44	7.44
CARGO POR DEMANDA	472.01	461.85	395.87	395.87	395.87	395.87	395.87	395.87

SECTORES	ATLANTICO	BOLIVAR	CESAR	CORDOBA	GUAJIRA	MAGDALENA	SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	SUCRE
	RES. 077 (04-12-84)	RES. 085 (04-12-84)	RES. 084 (04-12-84)	RES. 086 (04-12-84)	RES. 082 (04-12-84)	RES. 080 (04-12-84)	RES. 091 (04-12-84)	RES. 083 (04-12-84)
– MEDIA TENSION:								
Tarifa sencilla	9.73	9.73	11.21	11.21	10.66	11.21	11.21	11.21
Tarifa doble 17:00 - 22:00	12.65	12.65	14.56	14.56	13.85	14.56	14.57	14.56
Tarifa doble 22:00 - 17:00	6.80	6.80	7.84	7.84	7.46	7.84	7.83	7.84
CARGO POR DEMANDA	539.55	539.55	445.42	445.42	445.42	445.42	445.42	445.42
– BAJA TENSION:								
Tarifa sencilla	10.45	10.45	11.79	11.79	11.22	11.79	11.80	11.79
Tarifa doble 17:00 - 22:00	13.59	13.59	15.33	15.33	14.58	15.33	15.35	15.33
Tarifa doble 22:00 - 17:00	7.31	7.31	8.25	8.25	7.85	8.25	8.25	8.25
CARGO POR DEMANDA	674.37	674.37	494.84	494.84	494.84	494.84	494.84	494.84
1. MONOMIA								
– ALTA TENSION:								
Tarifa sencilla	10.18	10.18	11.95	11.95	11.43	11.95	11.95	11.95
Tarifa doble 17:00 - 22:00	14.65	14.65	16.77	16.77	16.06	16.77	16.76	16.77
Tarifa doble 22:00 a 17:00	7.04	7.03	8.30	8.30	7.91	8.30	8.30	8.30
– MEDIA TENSION:								
Tarifa sencilla	11.58	11.57	13.01	13.01	12.45	13.01	13.01	13.01
Tarifa doble 17:00 - 22:00	17.07	17.07	18.62	18.62	17.90	18.62	18.64	18.62
Tarifa doble 22:00 - 17:00	7.99	7.98	8.99	8.99	8.61	8.99	8.99	8.99
– BAJA TENSION:								
Tarifa sencilla	13.53	13.53	14.37	14.37	13.76	14.37	14.36	14.37
Tarifa doble 17:00 - 22:00	20.97	20.98	21.22	21.22	17.90	21.22	21.22	21.22
Tarifa doble 22:00 - 17:00	9.27	9.27	9.88	9.88	8.61	9.88	9.88	9.88
OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO	9.85	9.86	10.06	9.90	10.72	9.64	12.37	9.90



ELECTRIFICACION RURAL. VEREDA SAN JOAQUIN (CAUCA).

ESTADISTICAS

CAPITULO V

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO - 1986
INFORMACION BASICA

	EMPRESAS	G. ICEL	E.E.E.B.	E.P.M.	C.V.C.	I.S.A.	G. CORELCA	E.P.P.	QUINDIO	OTROS	T. PAIS (5)
E	GENERACION HIDRAULICA	1.307.038.6	3.005.564.4	5.547.494.0	2.973.245.3	8.137.561.0	0.0	80.005.7	9.000.0	24.660.0	21.084.569.0
N	GENERACION TERMICA	1.471.595.9	301.851.0	0.0	1.117.0	475.880.0	4.295.124.3	0.0	0.0	131.670.0	6.677.238.2
E	TOTAL GENERACION BRUTA	2.778.634.5	3.307.415.4	5.547.494.0	2.974.362.3	8.613.441.0	4.295.124.3	80.005.7	9.000.0	156.330.0	27.761.807.2
R	CONSUMO PROPIO	137.801.7	74.621.2	9.202.0	15.278.2	64.505.3	273.972.2	112.2	93.2	5.315.2	580.901.2
G	GENERACION NETA	2.640.832.8	3.232.794.2	5.538.292.0	2.959.084.1	8.548.935.7	4.021.152.1	79.893.5	8.906.8	151.014.8	27.180.906.0
I	COMPRADA (1)	4.128.752.0	3.246.676.5	1.050.977.1	1.925.409.7	3.583.422.0	865.020.6	279.729.1	238.894.3	20.743.1(3)	10.442.8 (4)
A	DISPONIBLE	6.769.584.8	6.479.470.7	6.589.269.1	4.884.493.8	12.132.357.7	4.886.172.7	359.622.6	247.801.1	171.757.9	27.191.348.8
	PERDIDA	1.634.339.0	1.603.383.1	1.035.894.3	723.922.6	427.747.7	1.165.388.4	94.340.2	53.341.7	31.775.2	6.770.132.2
MWH	VENDIDA	5.135.245.8	4.876.087.6	5.553.374.8	4.160.571.2	11.704.610.0	3.720.784.3	265.282.4	194.459.4	139.982.7	20.421.216.6
	DEMANDA*	6.340.833.5	6.554.091.9	4.898.752.9	3.617.650.3	492.253.0	5.159.878.2	359.734.8	247.894.3	177.073.1	27.772.250.0
	% FACTOR DE CARGA	57.07	62.14	51.40	55.40		71.83	61.48	50.53	55.53	61.61
	% PERDIDAS DE ENERGIA/DISP.	24.14	24.75	15.72	14.82		23.85	26.23	21.53	18.50	24.90
	% PERDIDAS DE ENERGIA/DEM.	25.77	24.46	21.15	20.01		22.59	26.22	21.52	17.94	24.38
POT.	DEMANDA MAXIMA	1.268.30 (2)	1.204.00	1.088.00	745.40	0.00	820.00	66.80	56.00	36.40	5.145.50 (2)
MW	NOMINAL INSTALADA	918.32	1.300.00	1.020.50	886.82	1.885.00	1.085.94	18.03	6.15	73.91	7.194.67
V	RESIDENCIAL	2.621.875.7	2.298.037.0	1.861.388.2	1.351.906.8	0.0	1.479.864.5	169.378.2	134.760.3	139.982.7	10.057.193.4
E	COMERCIAL	478.472.6	543.492.9	362.327.3	312.215.5	0.0	410.874.6	38.152.2	24.132.4	0.0	2.169.667.5
N	INDUSTRIAL	1.105.485.0	1.453.352.5	1.222.809.8	940.509.8	0.0	1.314.091.3	50.737.7	9.800.8	0.0	6.096.786.9
T	OFICIAL	221.269.8	351.971.9	243.791.7	162.430.5	0.0	338.032.9	7.014.3	8.750.7	0.0	1.333.261.8
A	O. EMPRESAS (1)	566.553.0	0.0	1.699.718.2	1.282.121.7	11.704.610.0	266.7	0.0	0.0	0.0	0.0
S	A. PUBLICO	121.418.1	153.449.9	53.877.7	76.076.2	0.0	156.287.0	0.0	9.042.4	0.0	570.151.3
	EN BLOQUE	0.0	75.783.4	105.014.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MWH	VIARIOS	20.171.6	0.0	4.447.0	35.310.7	0.0	21.367.3	0.0	7.972.8	0.0	194.155.7
	TOTAL	5.135.245.8	4.876.087.6	5.553.374.8	4.160.571.2	11.704.610.0	3.720.784.3	265.282.4	194.459.4	139.982.7	20.421.216.6
S	RESIDENCIAL	1.285.622.0	716.682.0	381.018.0	415.831.0	0.0	578.102.0	50.430.0	63.131.0	157.100.0	3.647.916.0
U	COMERCIAL	86.740.0	66.345.0	27.952.0	33.858.0	0.0	37.395.0	5.012.0	5.261.0	0.0	262.563.0
S	INDUSTRIAL	8.041.0	19.767.0	2.845.0	3.280.0	0.0	2.929.0	640.0	284.0	0.0	37.786.0
C	OFICIAL	14.316.0	6.946.0	1.638.0	3.833.0	0.0	6.162.0	337.0	853.0	0.0	34.085.0
R	O. EMPRESAS (1)	4.0	0.0	3.0	1.0	5.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0
I	A. PUBLICO	2.772.0	273.0	19.0	44.0	0.0	206.0	0.0	0.0	0.0	3.314.0
P	EN BLOQUE	0.0	7.0	9.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
T	VIARIOS	2.492.0	3.0	267.0	28.464.0	0.0	0.0	0.0	1.564.0	0.0	32.806.0
	TOTAL	1.399.987.0	810.023.0	413.751.0	485.311.0	5.0	624.795.0	56.419.0	71.093.0	157.100.0	4.018.470.0
C T	ACPM (GLS)	2.964.501.0	91.717.0	0.0	137.0	164.073.0	8.673.800.0	0.0	0.0	13.860.000.0	25.754.228.0
M B	FUEL OIL (GLS)	1.109.657.0	187.593.0	0.0	0.0	230.093.0	155.064.0	0.0	0.0	0.0	1.682.407.0
B L	CRUDO (GLS)	2.013.277.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.013.277.0
U E	GAS NATURAL (MP3)	2.424.539.2	0.0	0.0	0.0	0.0	57.054.100.0	0.0	0.0	0.0	59.478.639.2
S-S	CARBON (TON)	545.342.2	135.063.0	0.0	1.141.0	211.992.0	10.025.7	0.0	0.0	0.0	903.563.9

NOTAS: * Demanda de Energía = Generación Bruta + Importaciones - Exportaciones.

(1) Datos según relación de Intercambios.

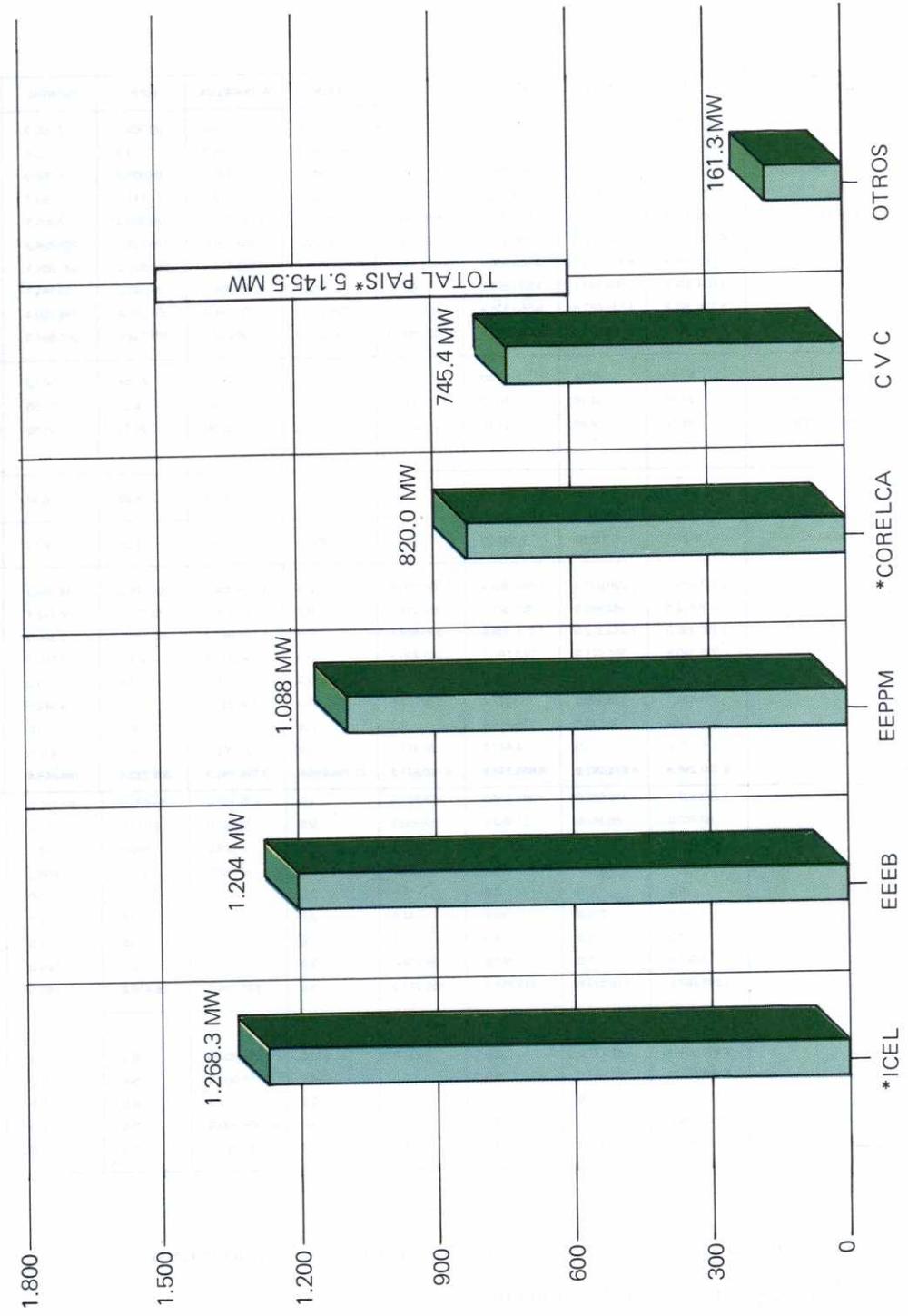
(2) Demanda diversificada.

(3) Incluye compras a Cadafe (Venezuela) para Arauca, a Brasil para Amazonas y a Cedenar para Putumayo.

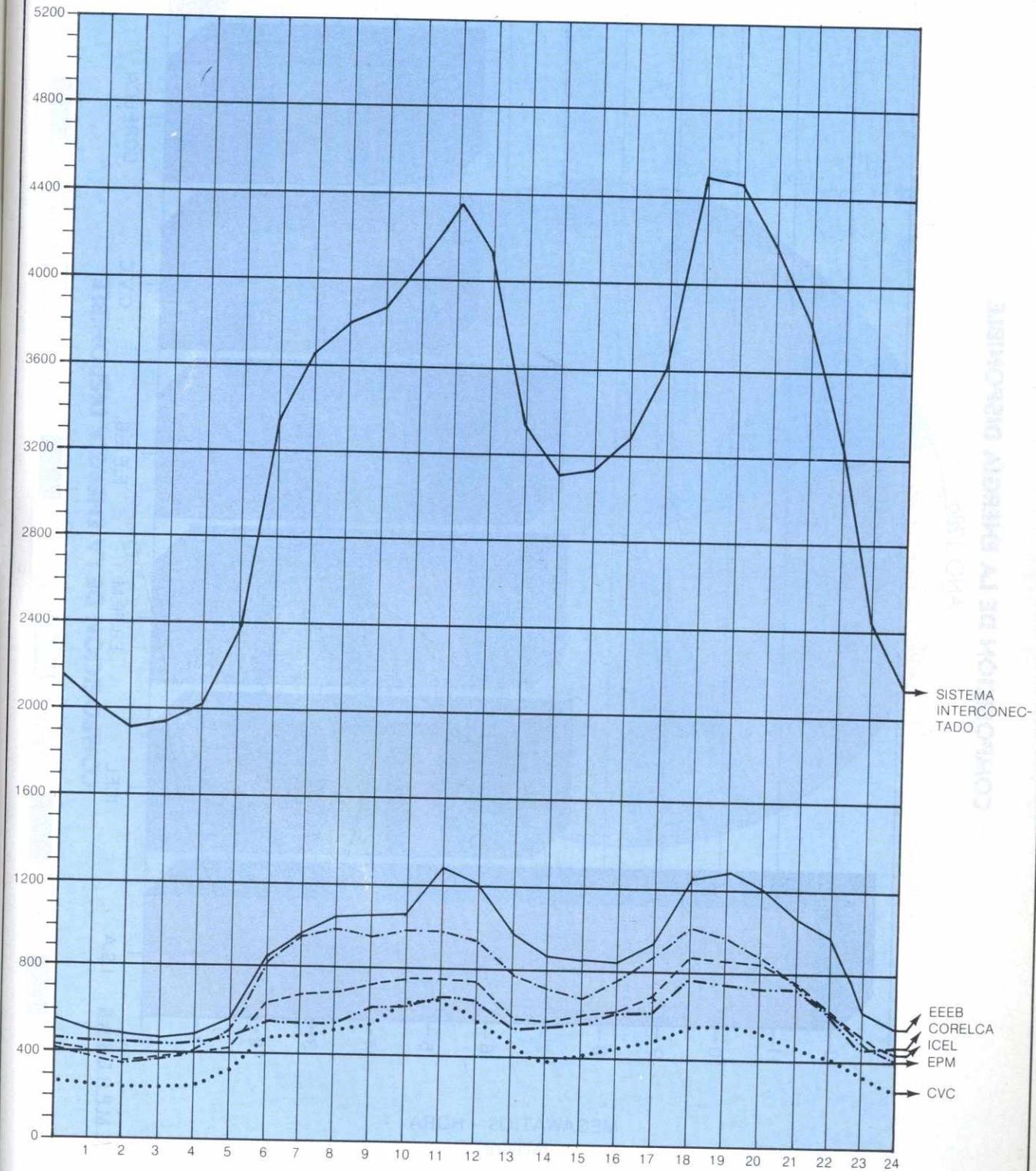
(4) Corresponde a compras a Venezuela (8.081.2 MWH) y a Brasil (2.361.6 MWH).

(5) Las cifras correspondientes a energía comprada, disponible, vendida y la demanda no se obtienen, de la suma horizontal, ya que se derivan del análisis de intercambios entre sistemas.

DEMANDA MAXIMA POR EMPRESAS EN COLOMBIA AÑO 1986



CURVA TIPICA DE DEMANDA (MW) (1) 1986

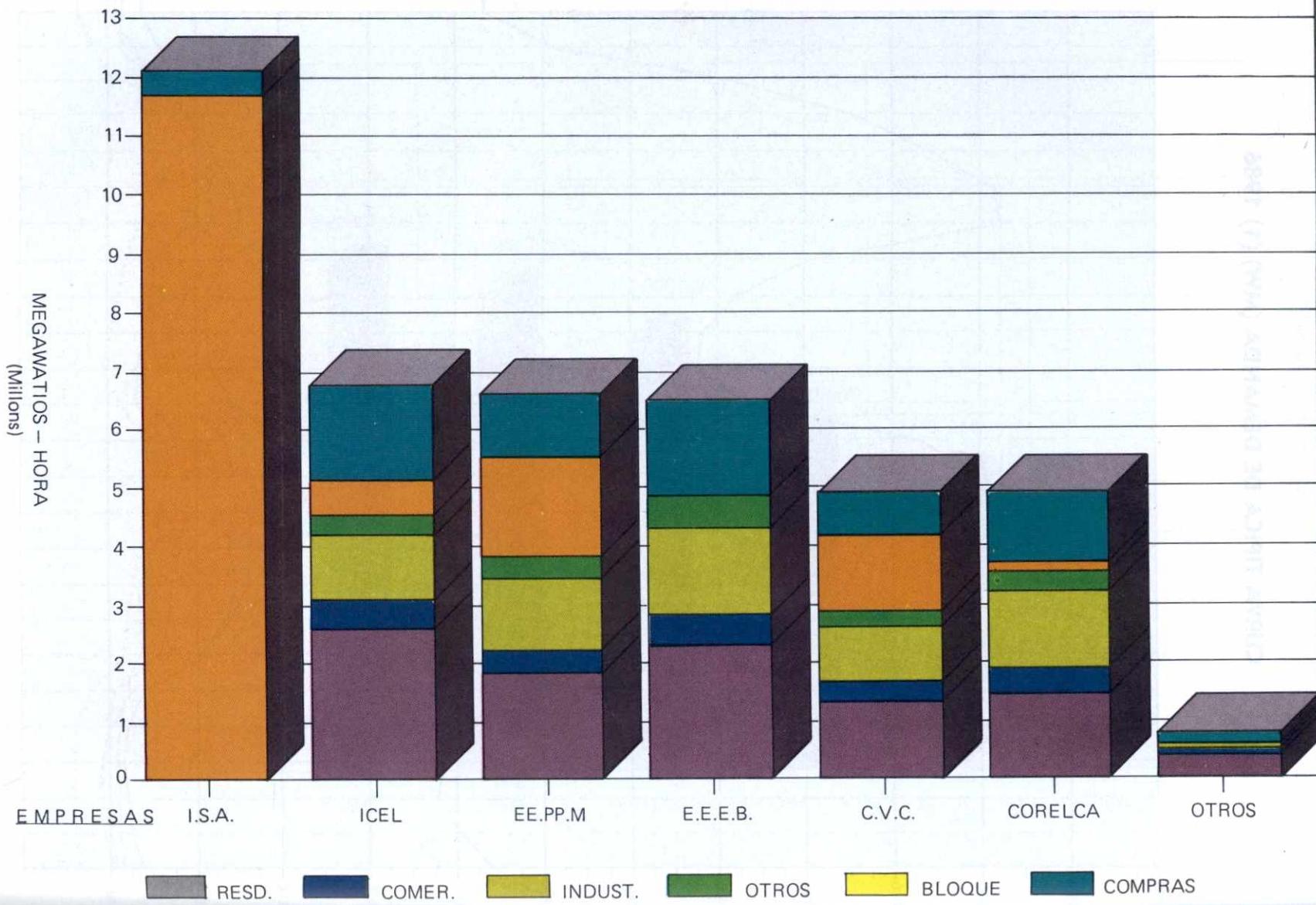


(1) MIERCOLES 12 DE NOVIEMBRE DE 1986

FUENTE: ISA.- INFORME DE OPERACION 1987.

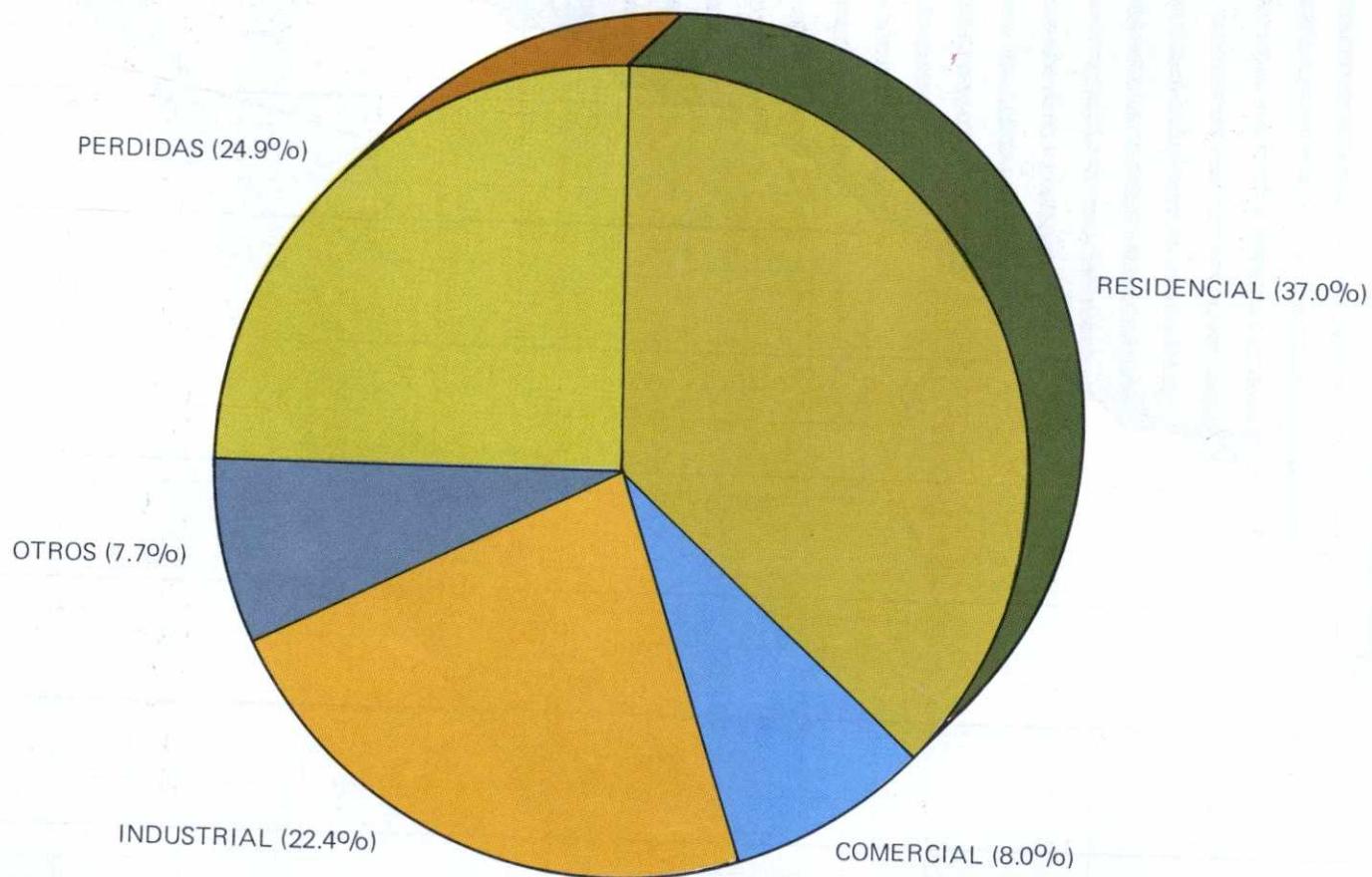
COMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE

AÑO 1986

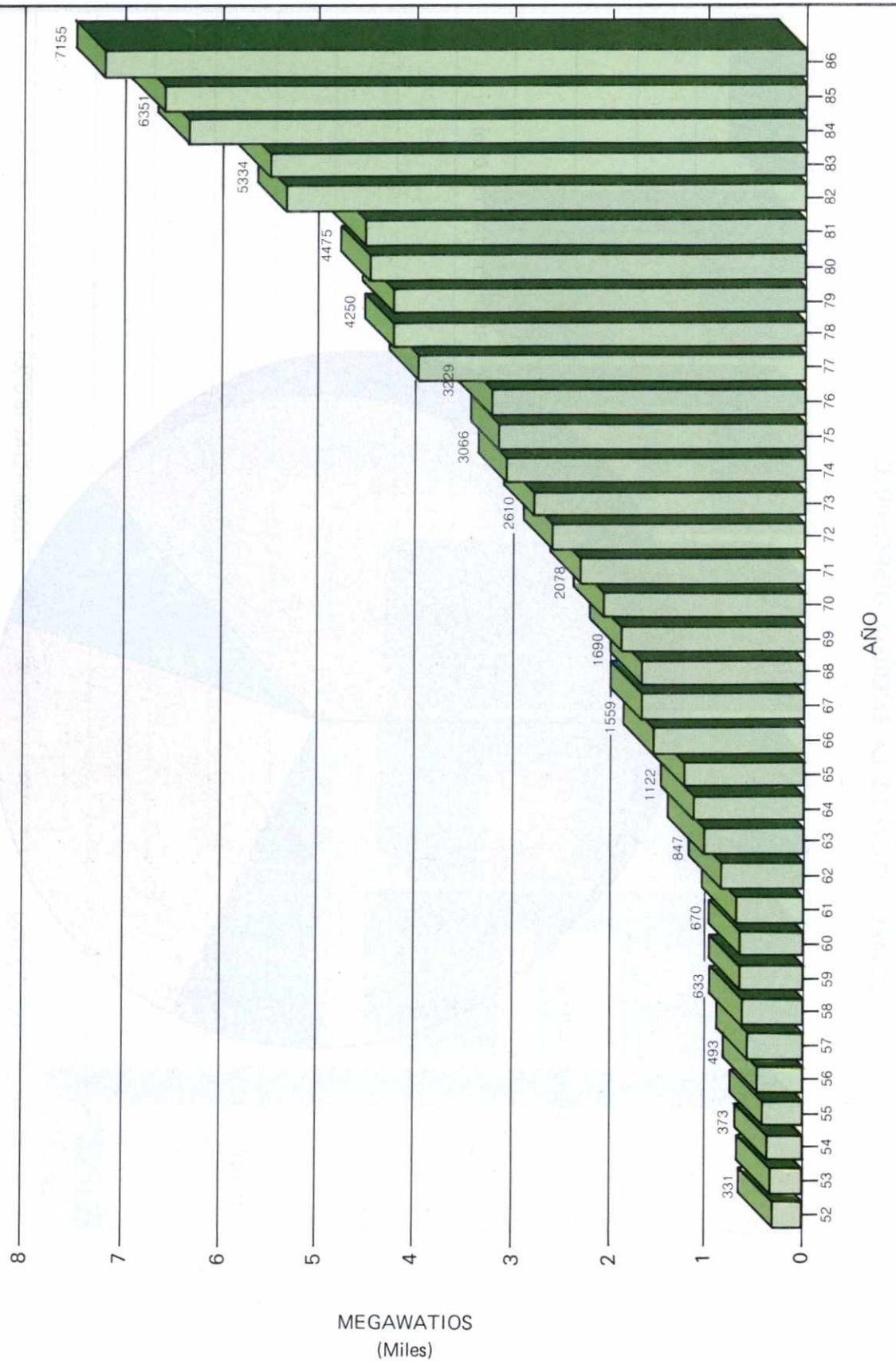


COMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE

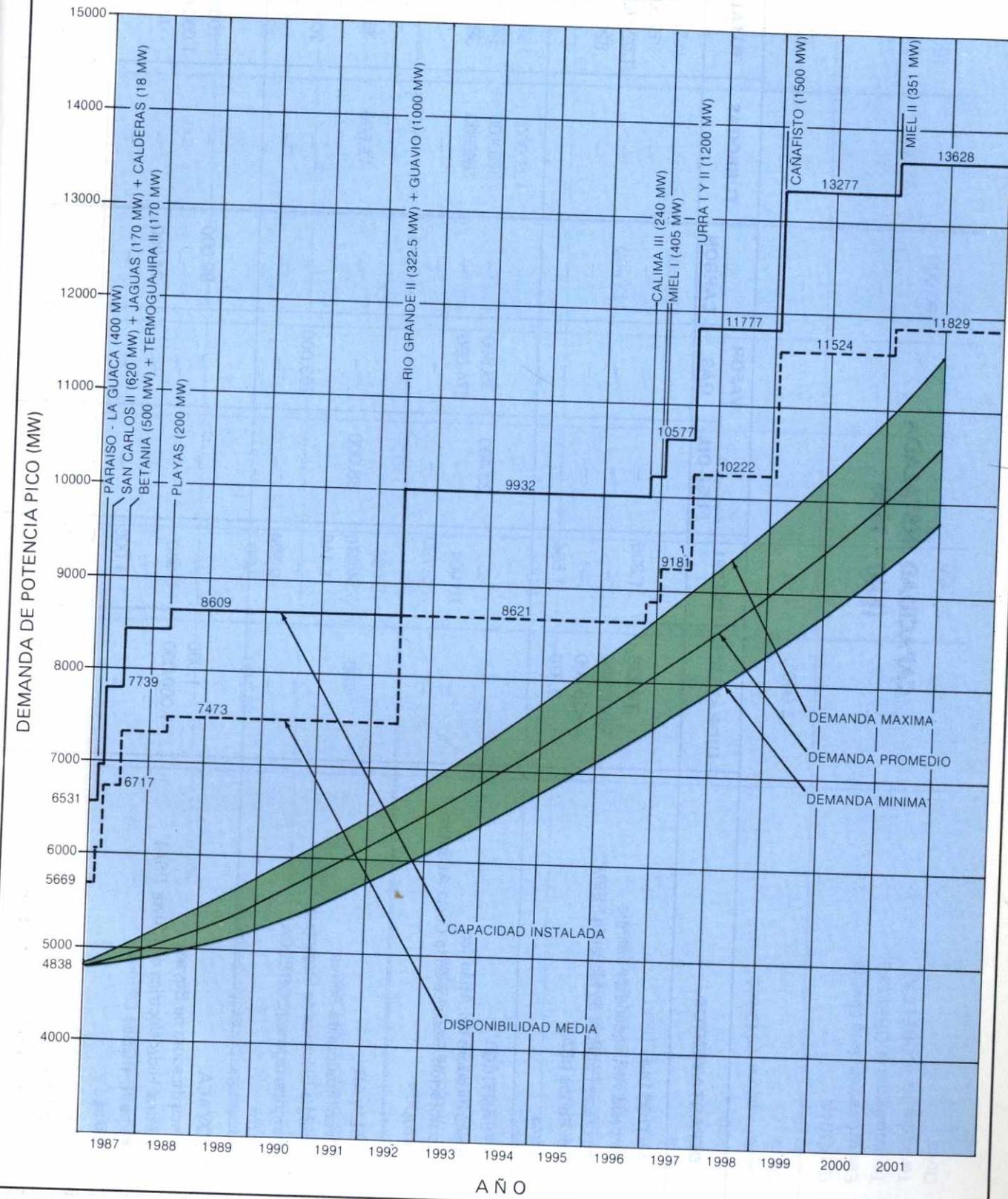
AÑO 1986



CAPACIDAD INSTALADA EN COLOMBIA



PROYECCION DE DEMANDA PICO AGREGADA CAPACIDAD INSTALADA Y DISPONIBLE DEL SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO 1987 - 2001



**CAPACIDAD INSTALADA
(KW) - 1986**

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	VAPOR			TURBOGAS	TOTAL	%
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
* ANTIOQUIA								
Empresa Antioqueña de Energía	11.238	1.300	—	—	—	—	12.538	0.17
Empresas Públicas de Medellín "EPM"	1.020.500	—	—	—	—	—	1.020.500	14.18
San Carlos (ISA)	620.000	—	—	—	—	—	620.000	8.62
Otros	8.370	1.594	—	—	—	—	9.964	0.14
* ATLANTICO								
Electrificadora del Atlántico	—	—	23.400	39.500	—	73.100	136.000	1.89
Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica	—	—	—	274.000	—	81.000	365.000	4.93
Otros	—	2.790	—	—	—	—	2.790	0.04
* BOLIVAR								
Electrificadora de Bolívar	—	4.946	35.000	—	—	12.500	52.446	0.73
Energía Eléctrica de Magangué	—	1.446	—	—	—	—	1.446	0.02
Termocartagena (CORELCA)	—	—	—	203.000	—	—	203.000	2.82
Otros	—	2.124	—	—	—	—	2.124	0.03
* BOYACA								
Electrificadora de Boyacá	1.600	—	—	—	99.000	—	100.600	1.40
Central Hidroeléctrica de Chivor (ISA)	1.000.000	—	—	—	—	—	1.000.000	13.90
Paipa III (ICEL)	—	—	—	—	74.000	—	74.000	1.03
Otros	—	1.000	—	—	—	—	1.000	0.02
* CALDAS								
Central Hidroeléctrica de Caldas	197.400	—	—	—	—	—	197.400	2.74
Otros	—	35	—	—	—	—	35	0.001

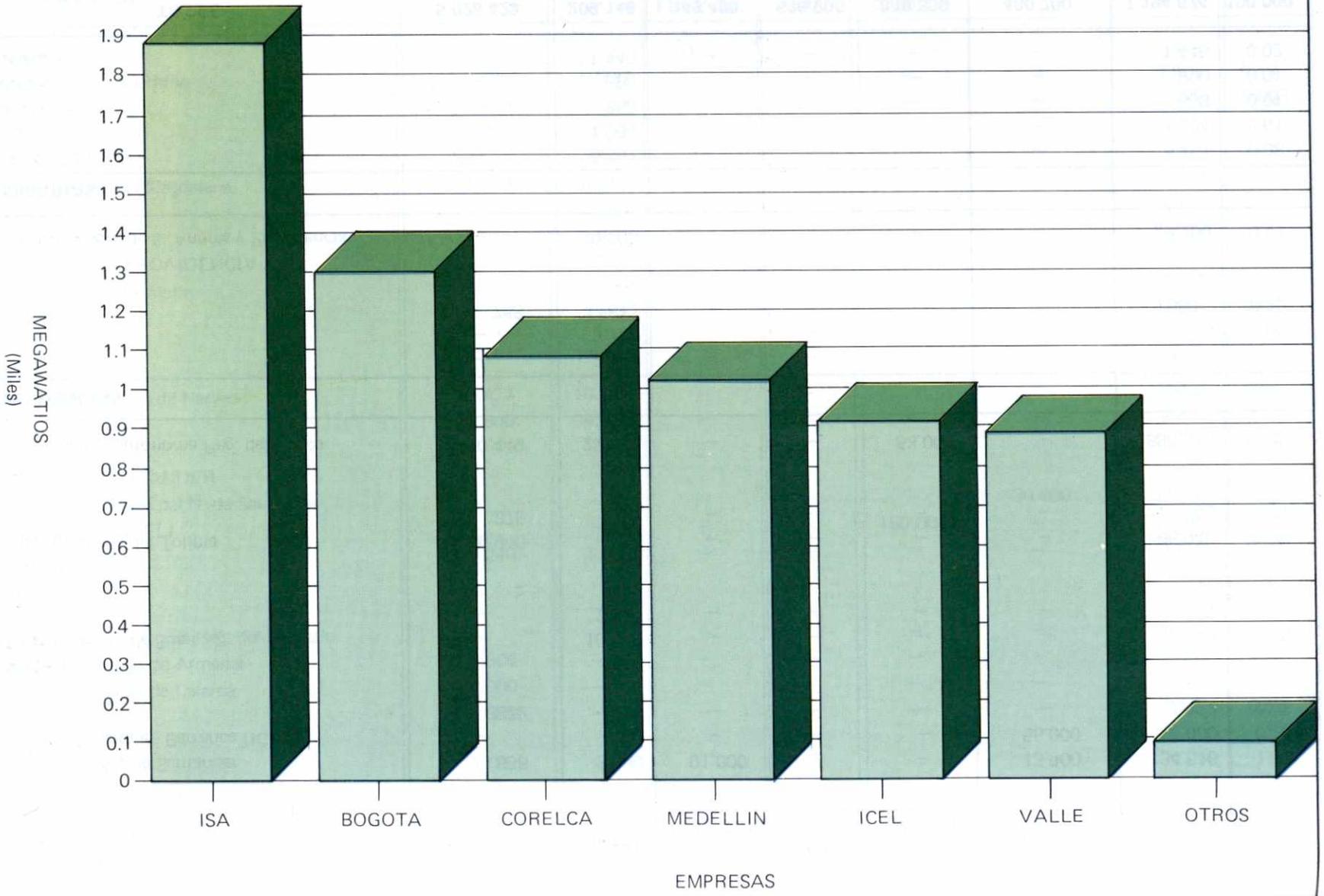
DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	VAPOR			TURBOGAS	TOTAL	%
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
* CAQUETA								
Electrificadora del Caquetá	—	—	—	—	—	—	—	—
Otros	50	6.090	—	—	—	—	6.140	0.09
* CAUCA								
Centrales Eléctricas del Cauca	32.760	630	—	—	—	—	33.390	0.46
Otros	—	120	—	—	—	—	120	0.002
* CESAR								
Electrificadora del Cesar	100	22.643	—	—	—	—	22.743	0.32
Otros	—	2.089	—	—	—	—	2.089	0.03
* CORDOBA								
Electrificadora de Córdoba	—	10.064	—	—	—	28.950	39.014	0.54
Chinú (CORELCA)	—	—	—	—	—	20.000	20.000	0.28
Termochinú (ISA)	—	—	—	—	—	133.000	133.000	1.85
Otros	—	1.024	—	—	—	—	1.024	0.01
* CUNDINAMARCA								
Energía Eléctrica de Bogotá "EEEB"	1.157.500	—	—	—	142.500	—	1.300.000	18.06
Electrificadora de Cundinamarca	9.970	—	—	—	—	—	9.970	0.14
Termozipa IV-V (ISA)	—	—	—	—	132.000	—	132.000	1.83
Otros	—	—	—	—	—	—	—	—
* CHOCO								
Electrificadora del Chocó	—	—	—	—	—	—	—	—
Otros	2.000	1.617	—	—	—	—	3.617	0.05
* GUAJIRA								
Electrificadora de la Guajira	—	12.685	—	—	—	—	12.685	0.18
Termoballenas (CORELCA)	—	—	—	—	—	32.000	32.000	0.45
Termogujira (CORELCA)	—	—	—	—	160.000	—	160.000	2.22
Otros	—	320	—	—	—	—	320	0.004

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	VAPOR			TURBOGAS	TOTAL	%
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
* HUILA								
Electrificadora del Huila	8.988	5.000	-	-	-	-	13.988	0.19
Otros	225	-	-	-	-	-	225	0.003
* MAGDALENA								
Electrificadora del Magdalena	1.050	10.810	-	-	-	-	11.860	0.17
Otros		3.660	-	-	-	1.250	4.910	0.07
* META								
Electrificadora del Meta	-	1.550	-	-	-	-	1.550	0.02
Otros	-	3.558	-	-	-	-	3.558	0.05
* NARIÑO								
Centrales Eléctricas de Nariño	29.427	10.000	-	-	-	-	39.427	0.55
Otros	600	4.237	-	-	-	-	4.837	0.07
* NORTE DE SANTANDER								
Centrales Eléctricas del N. de Santander	-	-	-	-	-	30.000	30.000	0.42
Termotasajero (ICEL)	-	-	-	-	150.000	-	150.000	2.08
Otros	240	1.382	-	-	-	-	1.622	0.02
* QUINDIO								
Corporación Autónoma Reg. del Quindío	-	-	-	-	-	-	-	-
Empresas Públicas de Armenia	2.800	-	-	-	-	-	2.800	0.04
Empresas Públicas de Calarcá	1.000	-	-	-	-	-	1.000	0.01
Otros	2.350	-	-	-	-	-	2.350	0.03
* RISARALDA								
Empresas Públicas de Pereira	16.200	1.830	-	-	-	-	18.030	0.25
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	VAPOR			TURBOGAS	TOTAL	%
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
* SANTANDER								
Electrificadora de Santander	25.656	3.960	91.000	-	-	13.900	134.516	1.87
Adición Palenque - Barranca (ICEL)	-	-	-	-	-	55.000	55.000	0.76
Otros	872	240	-	-	-	-	1.112	0.02
* SUCRE								
Electrificadora de Sucre	-	10.549	-	-	-	-	10.549	0.15
Otros	-	2.311	-	-	-	-	2.311	0.03
* TOLIMA								
Electrificadora del Tolima	65.940	-	-	-	-	-	65.940	0.92
Otros	375	390	-	-	-	-	765	0.01
* VALLE								
Corporación Autónoma Reg. del Cauca	810.449	23.370	-	-	53.000	-	886.819	12.33
INTENDENCIAS								
ARAUCA	-	3.422	-	-	-	-	3.422	0.05
CASANARE	-	3.705	-	-	-	-	3.705	0.05
PUTUMAYO	768	7.812	-	-	-	-	8.580	0.12
SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	-	29.200	-	-	-	-	29.200	0.41
COMISARIAS								
AMAZONAS	-	5.451	-	-	-	-	5.451	0.08
GUAINIA	-	1.004	-	-	-	-	1.004	0.01
GUAVIARE	-	853	-	-	-	-	853	0.01
VAUPES	-	890	-	-	-	-	890	0.01
VICHADA	-	1.445	-	-	-	-	1.445	0.02
TOTAL	5.028.428	209.146	149.400	516.500	810.500	480.700	7.194.674	100.000
%	69.88	2.91	2.08	7.18	11.27	6.68	100.00	

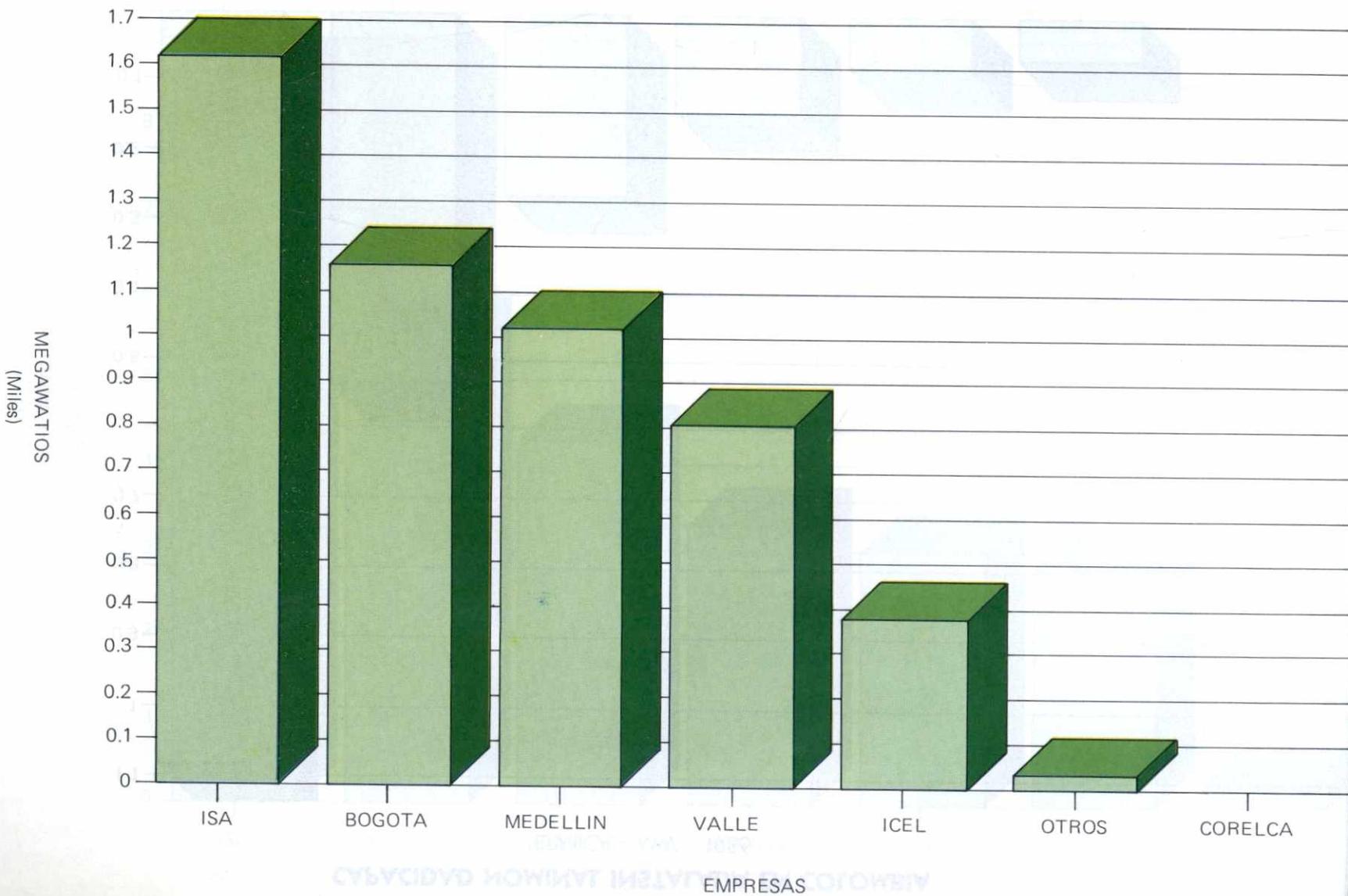
CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA EN COLOMBIA

TOTAL - MW - 1986



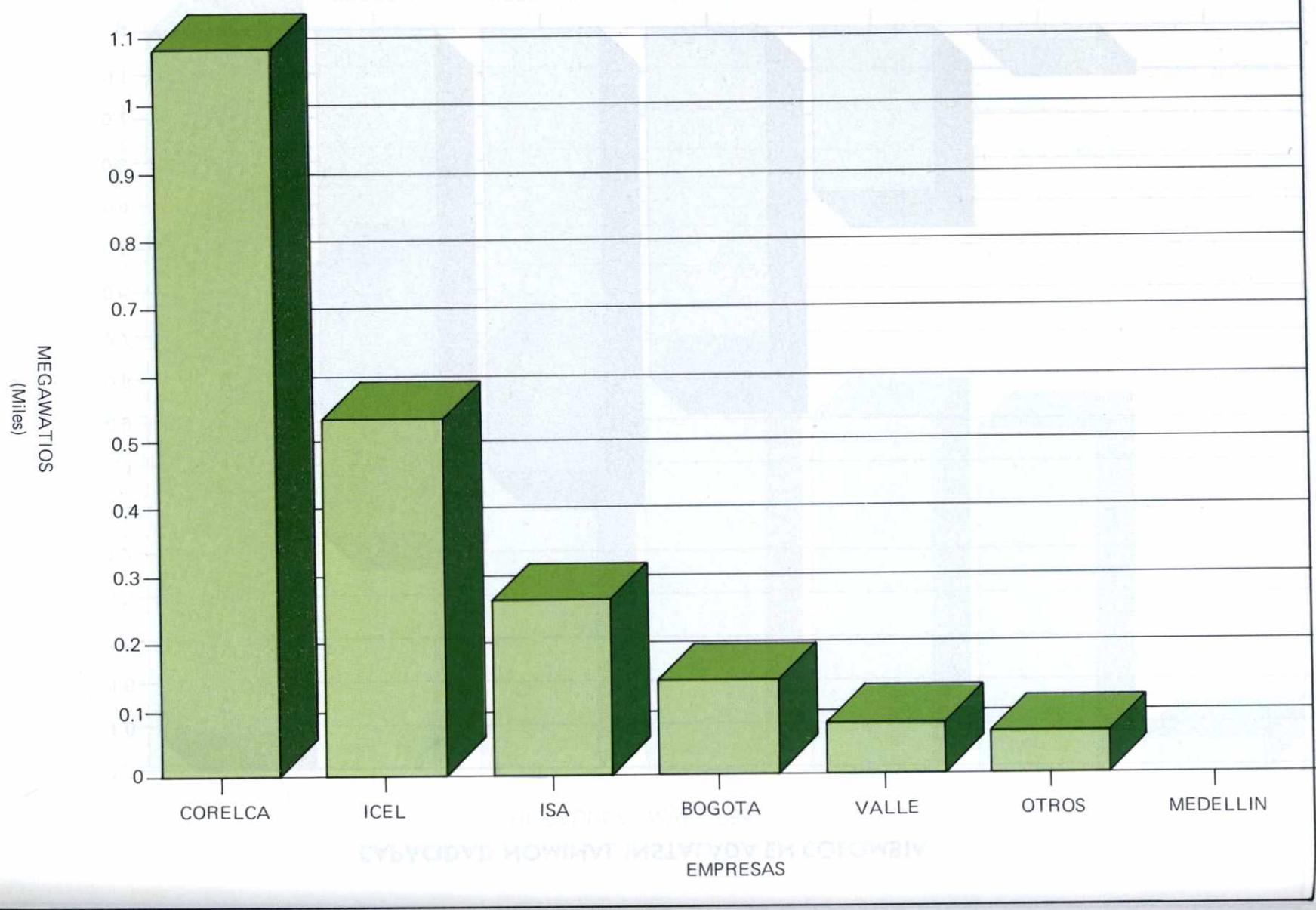
CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA EN COLOMBIA

HIDRAULICA - MW - 1986



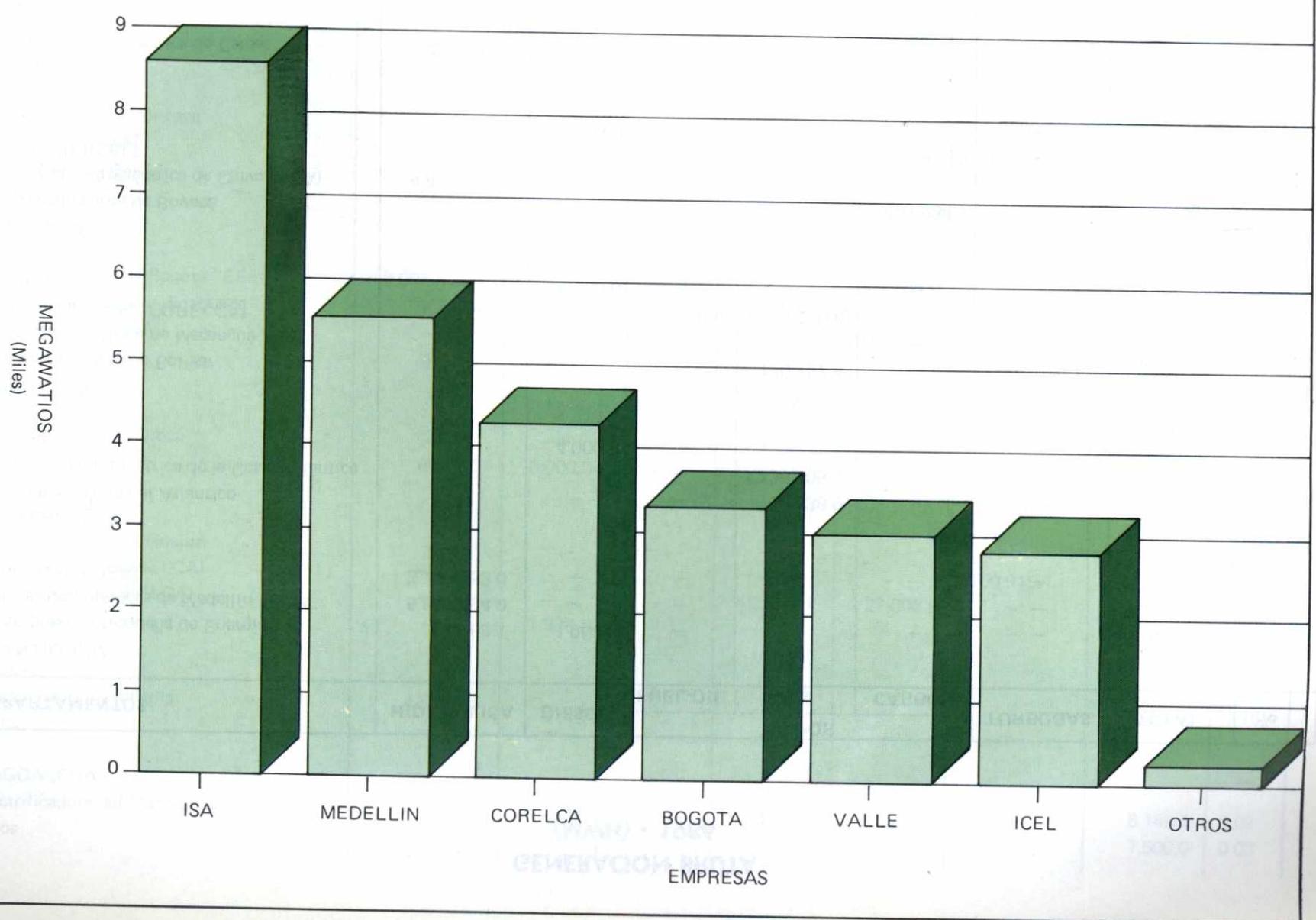
CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA EN COLOMBIA

TERMICA - MW - 1986



PRODUCCION BRUTA DE ENERGIA EN COLOMBIA

TOTAL - MWH - 1986



GENERACION BRUTA
(MWH) - 1986

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	VAPOR			TURBOGAS	TOTAL	%
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
* ANTIOQUIA								
Empresa Antioqueña de Energía	61.768.1	1.950.0	—	—	—	—	63.718.1	0.23
Empresas Públicas de Medellín "EPM"	5.547.494.0	—	—	—	—	—	5.547.494.0	19.97
San Carlos (ISA)	3.720.753.0	—	—	—	—	—	3.720.753.0	0.07
* ATLANTICO								
Electrificadora del Atlántico	—	—	—	158.638.9	—	363.887.1	522.526.0	1.88
Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica	—	—	—	1.136.705.1	—	75.294.1	1.211.999.2	4.37
Otros	—	4.000.0	—	—	—	—	4.000.0	0.01
* BOLIVAR								
Electrificadora de Bolívar	—	—	—	170.127.4	—	47.984.7	218.112.1	0.79
Energía Eléctrica de Magangué	—	1.259.0	—	—	—	—	1.259.0	0.01
Termocartagena (CORELCA)	—	—	1.838.6	1.159.516.6	—	—	1.161.355.2	4.18
Otros	—	4.600.0	—	—	—	—	4.600.0	0.02
* BOYACA								
Electrificadora de Boyacá	—	—	—	—	491.984.7	—	491.609.0	1.77
Central Hidroeléctrica de Chivor (ISA)	4.416.808.0	—	—	—	—	—	4,416.808.0	15.90
Paipa III (ICEL)	—	—	—	—	265.433.0	—	265.433.0	0.96
Otros	—	1.500.0	—	—	—	—	1.500.0	0.01
* CALDAS								
Central Hidroeléctrica de Caldas	475.604.0	—	—	—	—	—	475.604.0	1.71
Otros	—	—	—	—	—	—	—	—
* CAQUETA								
Electrificadora del Caquetá	—	—	—	—	—	—	—	—

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	VAPOR			TURBOGAS	TOTAL	%
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
* CESAR								
Electrificadora del Cesar	—	9.820.0	—	—	—	—	9.820.0	0.04
Otros	—	8.000.0	—	—	—	—	8.000.0	0.03
* CORDOBA								
Electrificadora de Córdoba	—	—	—	—	—	84.395.0	84.395.0	0.30
Chinú (CORELCA)	—	—	—	—	—	83.509.1	83.509.1	0.30
Termochinú (ISA)	—	—	—	—	—	—	—	—
Otros	—	3.000.0	—	—	—	—	3.000.0	0.01
* CUNDINAMARCA								
Energía Eléctrica de Bogotá "EEEB"	3.005.564.4	—	—	—	301.851.0	—	3,307.415.4	11.90
Electrificadora de Cundinamarca	51.902.4	—	—	—	—	—	51.902.4	0.19
Termozipa IV-V (ISA)	—	—	—	—	475.880.0	—	475.880.0	1.71
Otros	—	—	—	—	—	—	—	—
* CHOCO								
Electrificadora del Chocó	—	—	—	—	—	—	—	—
Otros	6.000.0	6.000.0	—	—	—	—	12.000.0	0.04
* GUAJIRA								
Electrificadora de la Guajira	—	—	—	—	—	—	—	—
Termoballenas (CORELCA)	—	—	—	—	—	100.915.1	100.915.1	0.36
Termoguajira (CORELCA)	—	—	—	782.901.1	27.303.9	—	810.205.0	2.92
Otros	—	1.300.0	—	—	—	—	1.300.0	0.01
* HUILA								
Electrificadora del Huila	42.206.5	—	—	—	—	—	42.206.5	0.15
Otros	—	—	—	—	—	—	—	—
* MAGDALENA								
Electrificadora del Magdalena	—	6.149.4	—	—	—	—	6,149.4	0.02
Otros	—	7.500.0	—	—	—	—	7.500.0	0.03

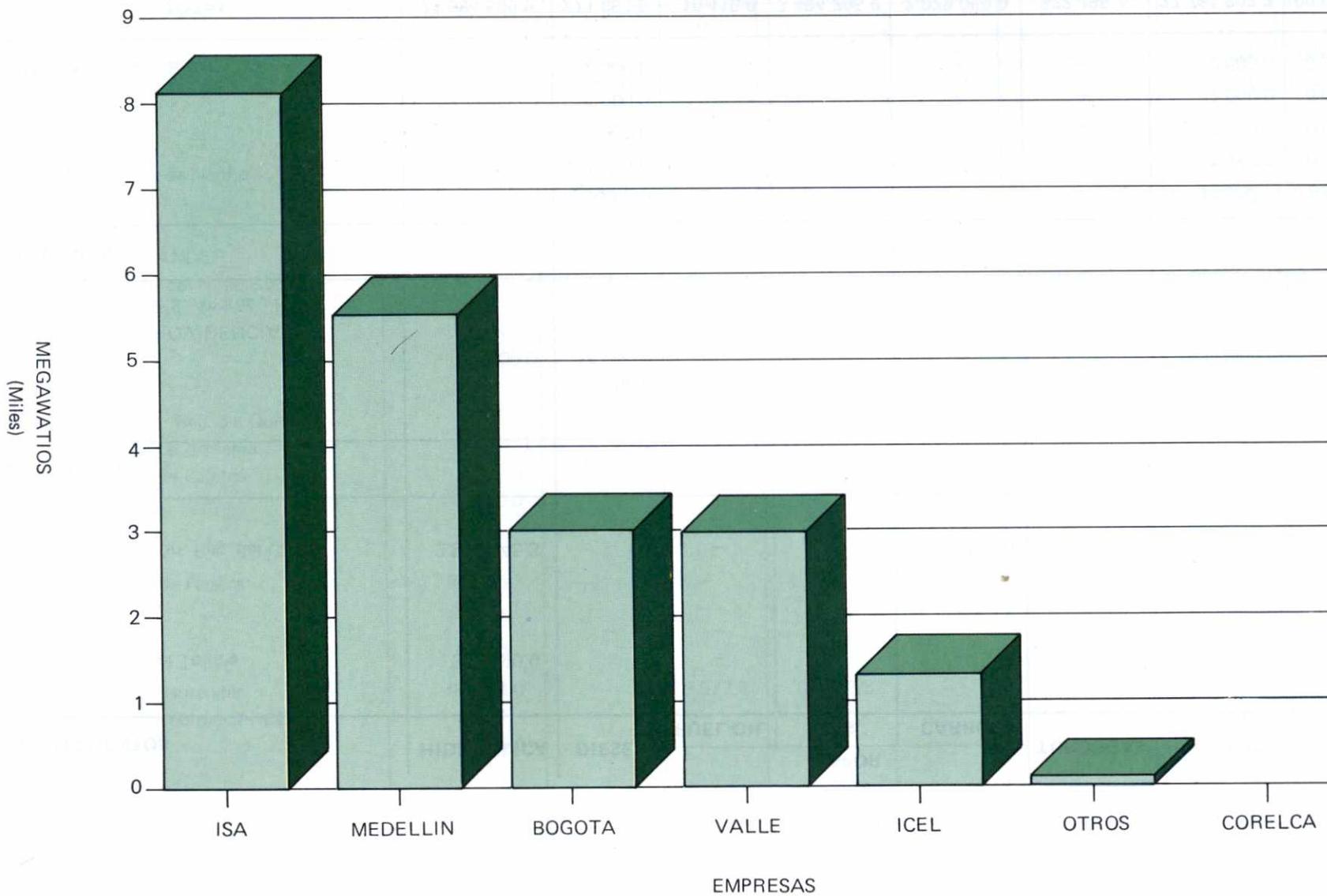
GENERACION BRUTA
1984

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	VAPOR			TURBOGAS	TOTAL	%
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
* META							3.910.6	0.01
Electrificadora del Meta	—	3.910.6	—	—	—	—	8.600.0	0.03
Otros	—	8.600.0	—	—	—	—		
* NARIÑO							182.095.8	0.66
Centrales Eléctricas de Nariño	151.143.0	30.952.8	—	—	—	—	8.600.0	0.03
Otros	—	8.600.0	—	—	—	—		
* NORTE DE SANTANDER						49.946.4	49.955.9	0.18
Centrales Eléctricas del N. de Santander	—	9.5	—	—	—	—	515.876.0	1.86
Termotasajero (ICEL)	—	—	—	—	515.876.0	—	1.700.0	0.01
Otros	400.0	1.300.0	—	—	—	—		
* QUINDIO							—	—
Corporación Autón. Reg. del Quindío	—	—	—	—	—	—	—	—
Empresas Públicas de Armenia	—	—	—	—	—	—	2.000.0	0.01
Empresas Públicas de Calarcá	2.000.0	—	—	—	—	—	7.000.0	0.03
Otros	7.000.0	—	—	—	—	—		
* RISARALDA							80.005.7	0.29
Empresas Públicas de Pereira	80.005.7	—	—	—	—	—	—	—
Otros	—	—	—	—	—	—		
* SANTANDER						1.925.0	190.513.0	0.69
Electrificadora de Santander	93.694.0	—	8.577.2	86.316.8	—	—	14.638.6	0.05
Adición Palenque - Barranca (ICEL)	—	—	—	—	—	—	3.400.0	0.01
Otros	3.400.0	—	—	—	—	—		
* SUCRE							—	—
Electrificadora de Sucre	—	—	—	—	—	—	5.000.0	0.02
Otros	—	5.000.0	—	—	—	—		

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	VAPOR			TURBOGAS	TOTAL	%
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
* TOLIMA								
Electrificadora del Tolima	303.790.9	—	—	—	—	—	303.790.9	1.09
Otros	—	—	—	—	—	—	—	—
* VALLE								
Corporación Autón. Reg. del Cauca	2.973.245.3	—	—	—	1.177.0	—	2.974.362.3	10.71
Otros	—	—	—	—	—	—	—	—
INTENDENCIAS								
ARAUCA	—	12.020.0	—	—	—	—	12.020.0	0.04
CASANARE	—	7.650.0	—	—	—	—	7.650.0	0.03
PUTUMAYO	2.800.0	14.600.0	—	—	—	—	17.400.0	0.06
SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	—	84.879.2	—	—	—	—	84.879.2	0.31
— Electrificadora de S. Andrés y Prov.	—	84.879.2	—	—	—	—		
COMISARIAS								
AMAZONAS	—	12.800.0	—	—	—	—	12.800.0	0.05
GUAINIA	—	1.750.0	—	—	—	—	1.750.0	0.01
GUAVIARE	—	1.600.0	—	—	—	—	1.600.0	0.01
VAUPES	—	1.900.0	—	—	—	—	1.900.0	0.01
VICHADA	—	2.500.0	—	—	—	—	2.500.0	0.01
TOTAL	21.084.569.0	271.051.5	10.415.8	3.494.205.9	2.079.069.9	822.495.1	27.761.807.2	100.00
d/o	75.95	0.98	0.04	12.58	7.49	2.96	100.00	

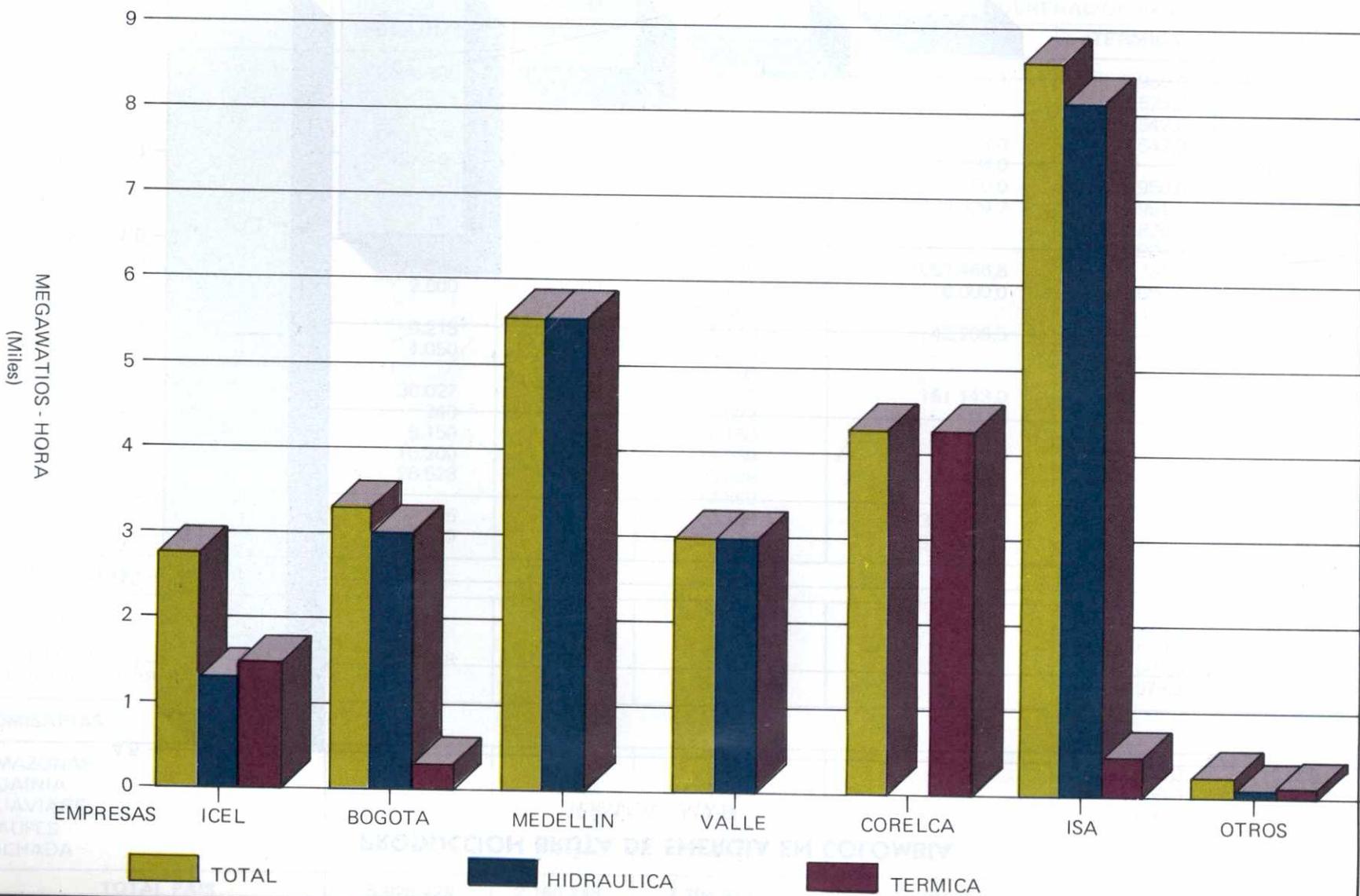
PRODUCCION BRUTA DE ENERGIA EN COLOMBIA

HIDRAULICA - MWH - 1986



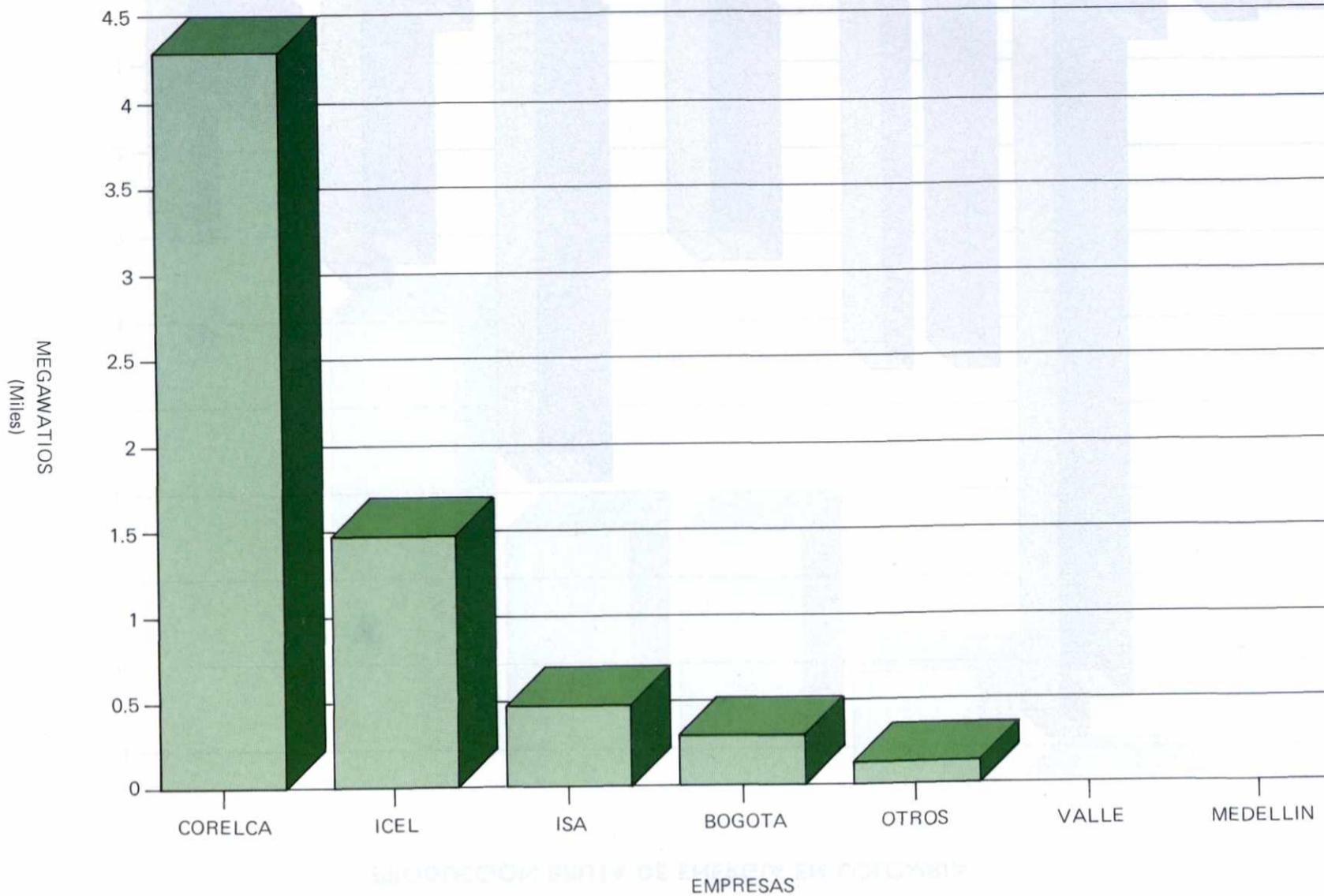
PRODUCCION BRUTA DE ENERGIA EN COLOMBIA

MWH 1986



PRODUCCION BRUTA DE ENERGIA EN COLOMBIA

TERMICA - MWH -



POTENCIA NOMINAL INSTALADA Y ENERGIA BRUTA GENERADA

AÑO 1986

DEPARTAMENTOS	CAPACIDAD (KW)			GENERACION (MWH)		
	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL
ANTIOQUIA	1.660.108	2.894	1.663.002	9.342.015,1	8.950,0	9.350.965,1
ATLANTICO		493.790	493.790		1.738.525,2	1.738.525,2
BOLIVAR		259.016	259.016		1.385.542,0	1.385.326,3
BOYACA	1.001.600	174.000	1.175.600	4.416.808,0	758.542,0	5.175.350,0
CALDAS	197.400	35	197.435	475.604,0		475.604,0
CAQUETA	50	6.090	6.140	60,0	9.950,0	10.010,0
CAUCA	32.760	750	33.510	126.929,7	951,0	127.880,7
CESAR	100	24.732	24.832		17.820,0	17.820,0
CORDOBA		193.038	193.038		170.904,1	170.904,1
CUNDINAMARCA	1.167.470	274.500	1.441.970	3.057.466,8	777.731,0	3.835.197,8
CHOCO	2.000	1.617	3.617	6.000,0	6.000,0	12.000,0
GUAJIRA		205.005	205.005		912.420,1	912.420,1
HUILA	9.213	5.000	14.213	42.206,5		42.206,5
MAGDALENA	1.050	15.720	16.770		13.649,4	13.649,4
META		5.108	5.108		12.510,6	12.510,6
NARIÑO	30.027	14.237	44.264	151.143,0	39.552,8	190.695,8
NORTE DE SANTANDER	240	181.382	181.622	400,0	567.131,9	567.531,9
QUINDIO	6.150	6.150	12.300	9.000,0		9.000,0
RISARALDA	16.200	1.830	18.030	80.005,7		80.005,7
SANTANDER	26.528	164.100	190.628	97.094,0	111.457,6	208.551,6
SUCRE		12.860	12.860		5.000,0	5.000,0
TOLIMA	66.315	390	66.705	303.790,9		303.790,9
VALLE	810.449	76.370	886.819	2.973.245,3	1.117,0	2.974.362,3
INTENDENCIAS						
ARAUCA		3.422	3.422		12.020,0	12.020,0
CASANARE		3.705	3.705		7.650,0	7.650,0
PUTUMAYO	768	7.812	8.580	2.800,0	14.600,0	17.400,0
SAN ANDRES Y PROVIDENCIA		29.200	29.200		84.879,2	84.879,2
COMISARIAS						
AMAZONAS		5.451	5.451		12.800,0	12.800,0
GUAINIA		1.004	1.004		1.750,0	1.750,0
GUAVIARE		853	853		1.600,0	1.600,0
VAUPES		890	890		1.900,0	1.900,0
VICHADA		1.445	1.445		2.500,0	2.500,0
TOTAL PAIS	5.028.428	2.166.246	7.194.674	21.084.569,0	6.677.238,2	27.761.807,2

FILIALES GRUPO ICEL - 1986 INFORMACION BASICA

EMPRESAS		ANTIOQUIA	BOYACA	CALDAS	CAQUETA	CAUCA	C/MARCA	CHOCO	HUILA	META	NARIÑO	N. S/DER.	S/DER.	TOLIMA	P. PROPIAS	G. ICEL
E N E R G I A	GENERACION HIDRAULICA	61.768.1	0.0	475.604.0	0.0	126.929.7	51.902.4	0.0	42.206.5	0.0	151.143.0	0.0	93.694.0	303.790.9	0.0	1.307.038.6
	GENERACION TERMICA	1.950.0	491.609.0	0.0	0.0	451.0	0.0	0.0	0.0	3.910.6	30.952.8	49.955.9	96.819.0	0.0	795.947.6	1.471.595.9
	TOTAL GENERACION BRUTA	63.718.1	491.609.0	475.604.0	0.0	127.380.7	51.902.4	0.0	42.206.5	3.910.6	182.095.8	49.955.9	190.513.0	303.790.9	795.947.6	2.778.634.5
	CONSUMO PROPIO	39.0	46.479.5	1.862.7	0.0	331.8	55.0	0.0	199.6	9.2	1.545.0	624.0	7.339.6	831.2	78.485.1	137.801.7
	GENERACION NETA	63.679.1	445.129.5	473.741.3	0.0	127.048.9	51.847.4	0.0	42.006.9	3.901.4	180.550.8	49.331.9	183.173.4	302.959.7	717.462.5	2.640.832.8
	COMPRADA**	990.242.4	272.768.3	1.088.836.5	41.829.8	176.639.9	413.183.5	53.450.4	293.438.2	206.648.7	253.359.6	494.685.2	552.256.1	351.425.0	605.177.2	4.128.752.0**
	DIPONIBLE	1.053.921.5	717.897.8	1.562.577.8	41.829.8	303.688.8	465.030.9	53.450.4	335.445.1	210.550.1	433.910.4	544.017.1	735.429.5	654.384.7	1.322.639.7	6.769.584.8
	PERDIDA	245.898.2	125.428.4	306.454.3(1)	7.965.5	113.534.6	101.446.8	8.173.2	93.061.4	61.844.7	174.092.0	103.055.8	162.826.4	124.616.7	5.940.9	1.634.338.9
	VENDIDA	808.023.3	592.469.4	1.256.123.5	33.864.3	190.154.2	363.584.1	45.277.2	242.383.7	148.705.4	259.818.4	440.961.3	572.603.1	529.768.0	1.316.698.8	5.135.245.8
	DEMANDA*	1.038.438.5	660.173.5	1.013.525.1(2)	41.829.8	304.020.6	459.723.9	53.450.4	335.644.7	210.559.3	425.155.1	544.641.1	729.990.5	533.823.4	-	6.340.833.5
% FACTOR DE CARGA		-	50.92	38.39	58.95	51.04	61.89	70.95	66.75	58.91	63.69	58.27	60.96	57.49	-	57.07
% PERDIDAS DE ENERGIA/DISP.		23.33	17.47	19.61	19.04	37.39	21.82	15.29	27.74	29.37	40.12	18.94	22.14	19.04	0.45	24.14
% PERDIDAS DE ENERGIA/DEM.		23.68	19.00	30.24	19.04	37.34	22.07	15.29	27.73	29.37	40.95	18.92	22.31	23.34	-	25.77
CAPACIDAD EFECTIVA (MW)		11.90	99.00	195.60	0.00	31.50	9.89	0.00	8.50	0.57	37.40	25.00	58.10	63.00	279.00	819.46
POT.	DEMANDA MAXIMA	131.70	149.00	301.40	8.10	68.00	84.80	8.60	57.40	40.80	76.20	106.70	136.70	106.00	-	1.268.30(4)
MW	NOMINAL INSTALADA	12.54	100.60	197.40	0.00	33.39	9.97	0.00	13.99	1.55	39.43	30.00	134.51	65.94	279.00	918.32
V E N D I D O	RESIDENCIAL	634.981.1	140.419.8	409.730.4	18.630.2	144.378.8	126.604.8	31.994.5	131.771.3	75.274.1	190.859.5	248.649.0	290.858.0	177.724.2	0.0	2.621.875.7
	COMERCIAL	66.833.3	19.234.3	64.891.9	6.426.0	11.987.8	31.936.9	5.174.1	26.602.1	30.727.4	16.940.2	66.819.4	86.141.9	44.757.3	0.0	478.472.6
	INDUSTRIAL	51.775.4	268.065.4	163.268.1	1.278.0	16.745.5	89.916.7	1.872.5	37.470.2	26.237.0	20.295.4	88.941.4	127.333.1	136.453.3	0.0	1.105.485.0
	OFICIAL	25.276.0	13.892.0	21.837.0	1.977.0	11.860.6	23.797.2	4.892.1	16.416.3	10.204.7	10.202.2	22.404.1	31.732.6	26.777.8	0.0	221.269.8
	O. EMPRESAS**	15.522.0	104.203.8	550.915.4	0.0	0.0	5.362.0	0.0	0.0	0.0	10.300.3	0.0	12.778.6	121.392.5	1.316.698.8	566.553.0**
	A. PUBLICO	8.634.5	2.141.4	10.694.7	5.553.1	5.161.8	8.153.5	1.344.0	14.413.3	4.001.5	11.220.8	14.147.4	23.108.7	12.843.4	0.0	121.418.1
	EN BLOQUE	5.001.0	44.512.5	34.786.0	0.0	0.0	1.980.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	839.4	0.0	0.0
	VARIOS	0.0	0.0	0.0	0.0	19.7	75.833.0(3)	0.0	15.710.5	2.260.7	0.0	0.0	650.2	8.980.1	0.0	20.171.6
	TOTAL	808.023.3	592.469.4	1.256.123.5	33.864.3	190.154.2	363.584.1	45.277.2	242.383.7	148.705.4	259.818.4	440.961.3	572.603.1	529.768.0	1.316.698.8	5.135.245.8
	S U S C R I P T O	RESIDENCIAL	188.912	126.635	162.799	10.935	64.565	75.202	10.994	87.948	39.550	102.838	111.597	185.247	118.400	0
COMERCIAL		14.451	4.443	10.280	1.608	1.695	6.169	1.110	5.095	4.572	2.844	10.220	15.269	8.984	0	86.740
INDUSTRIAL		1.488	910	353	62	287	1.159	105	316	181	597	665	1.551	367	0	8.041
OFICIAL		1.306	1.321	1.631	162	885	803	265	1.572	328	796	1.055	2.456	1.736	0	14.316
O. EMPRESAS		0	4	8	0	0	2	0	0	0	1	0	6	2	10	4
A. PUBLICO		2.130	128	30	0	50	57	1	36	7	74	52	107	100	0	2.772
EN BLOQUE		2	2	5	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
VARIOS		0	0	0	0	52	3(3)	0	53	327	0	0	1.927	130	0	2.492
TOTAL		208.290	133.443	175.106	12.767	67.534	83.396	12.475	95.020	44.965	107.150	123.589	206.563	129.720	10	1.399.987
C O M B U S T I B L E		ACPM (GLS)	167.447.0	105.378.0	0.0	0.0	45.992.0	0.0	0.0	0.0	355.151.0	2.012.629.0	103.797.0	0.0	0.0	174.107.0
	FUEL OIL (GLS)	0.0	103.848.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	878.356.0	0.0	127.453.0	1.109.657.0
	CRUDO (GLS)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.013.277.0	0.0	0.0	0.0	2.013.277.0
	GAS NATURAL (MP3)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	931.782.0	1.309.202.5	0.0	183.554.7	2.424.539.2
	CARBON (TON)	0.0	242.589.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	302.753.2	545.342.2

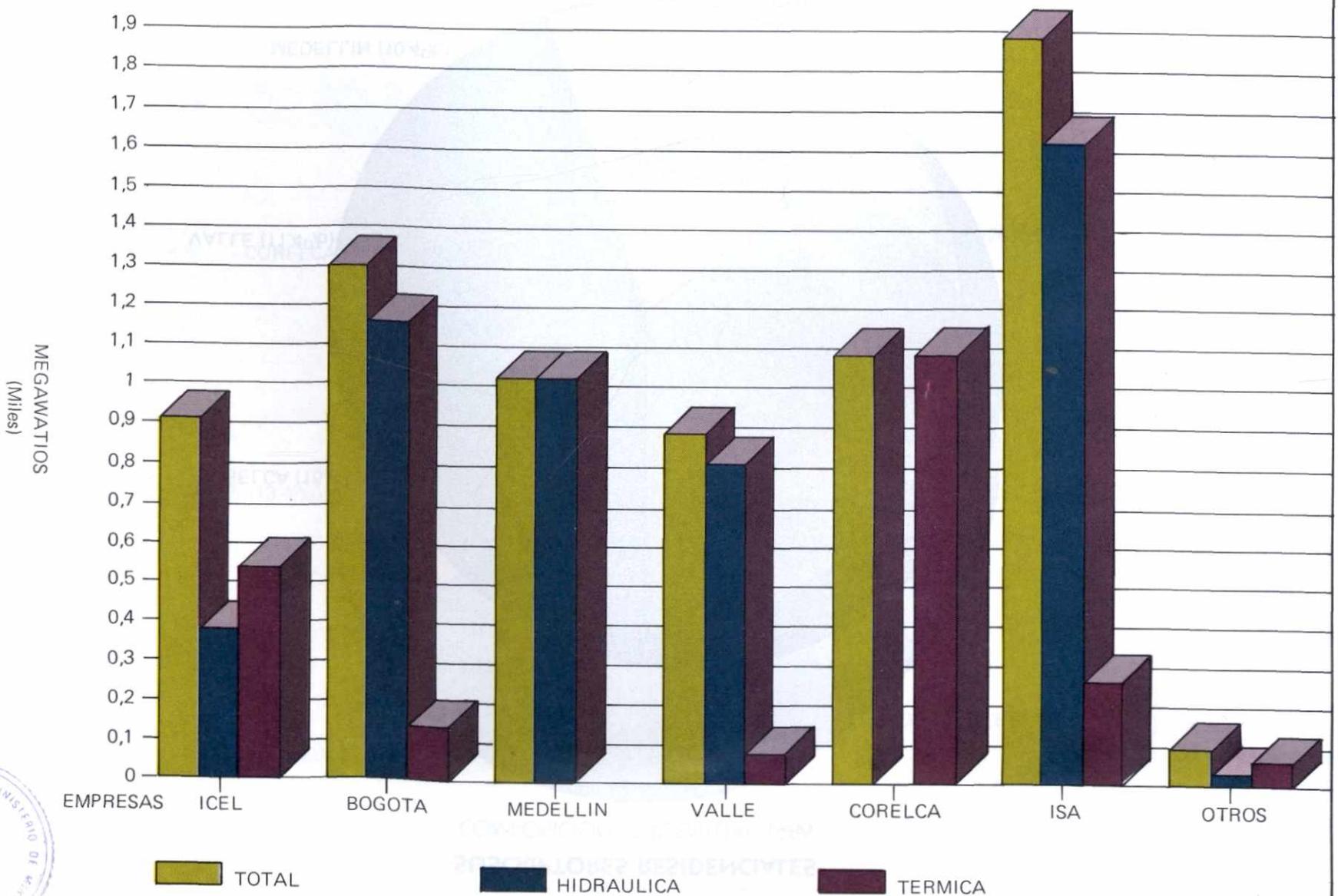
NOTAS: * Demanda de Energía = Generación Bruta + Importaciones - Exportaciones.
** Dato según relación de Intercambios.

(1) Incluye pérdidas fijas y variables y pérdidas de energía vendida a otras empresas en redes de la CHEC.
(2) Demanda de CHEC. Se excluyen exportaciones a Risaralda y Quindío.

(3) Corresponde a los mercados cedidos por la E.E.E.B.
(4) Demanda diversificada.

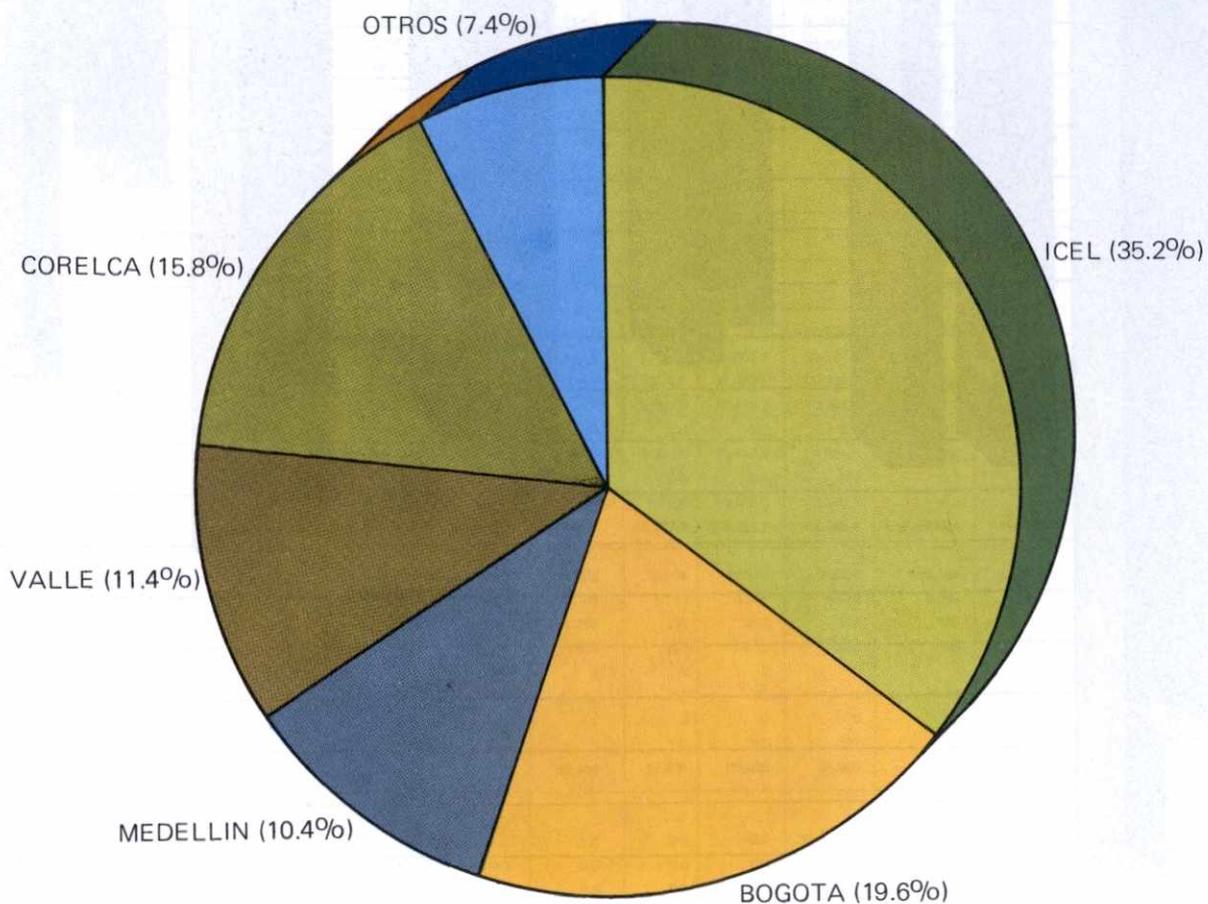
CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA EN COLOMBIA

MW - 1986



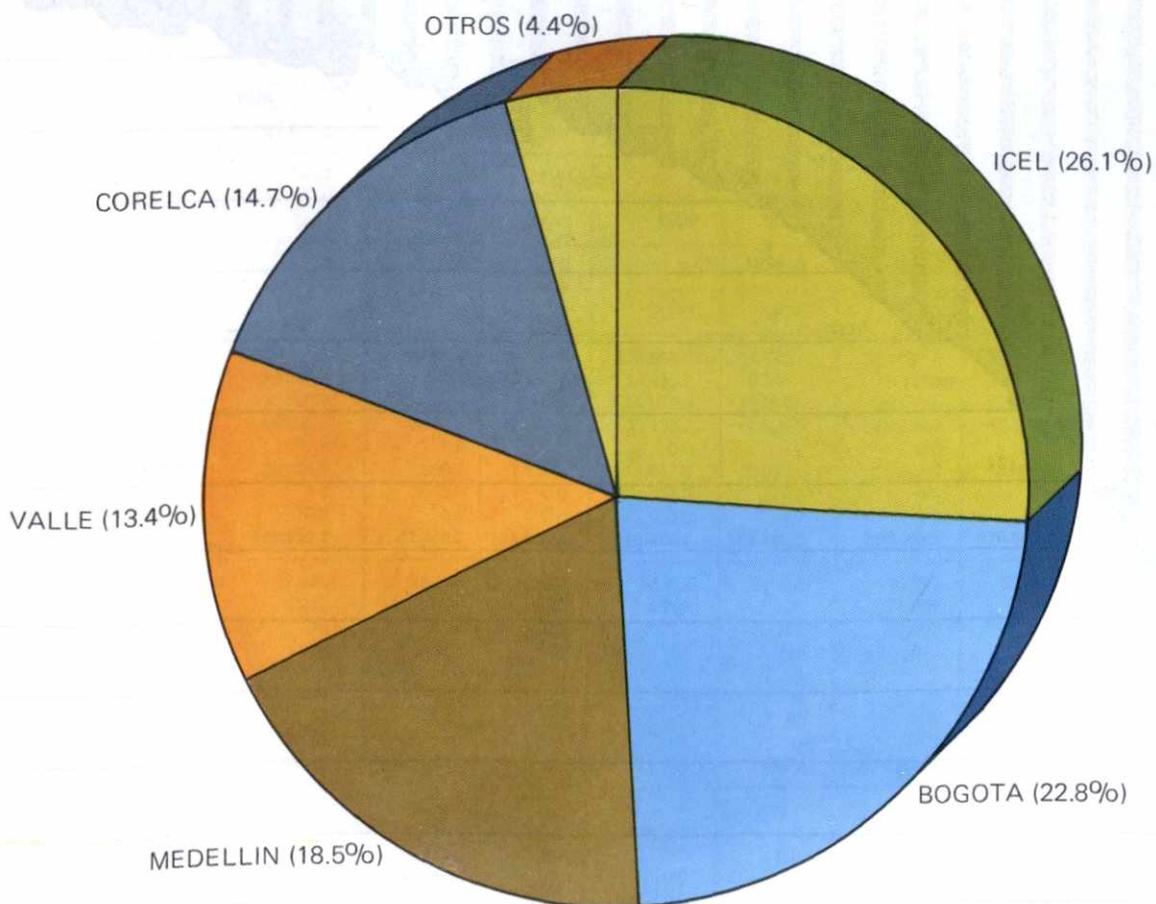
SUSCRIPTORES RESIDENCIALES

COMPOSICION PORCENTUAL 1986

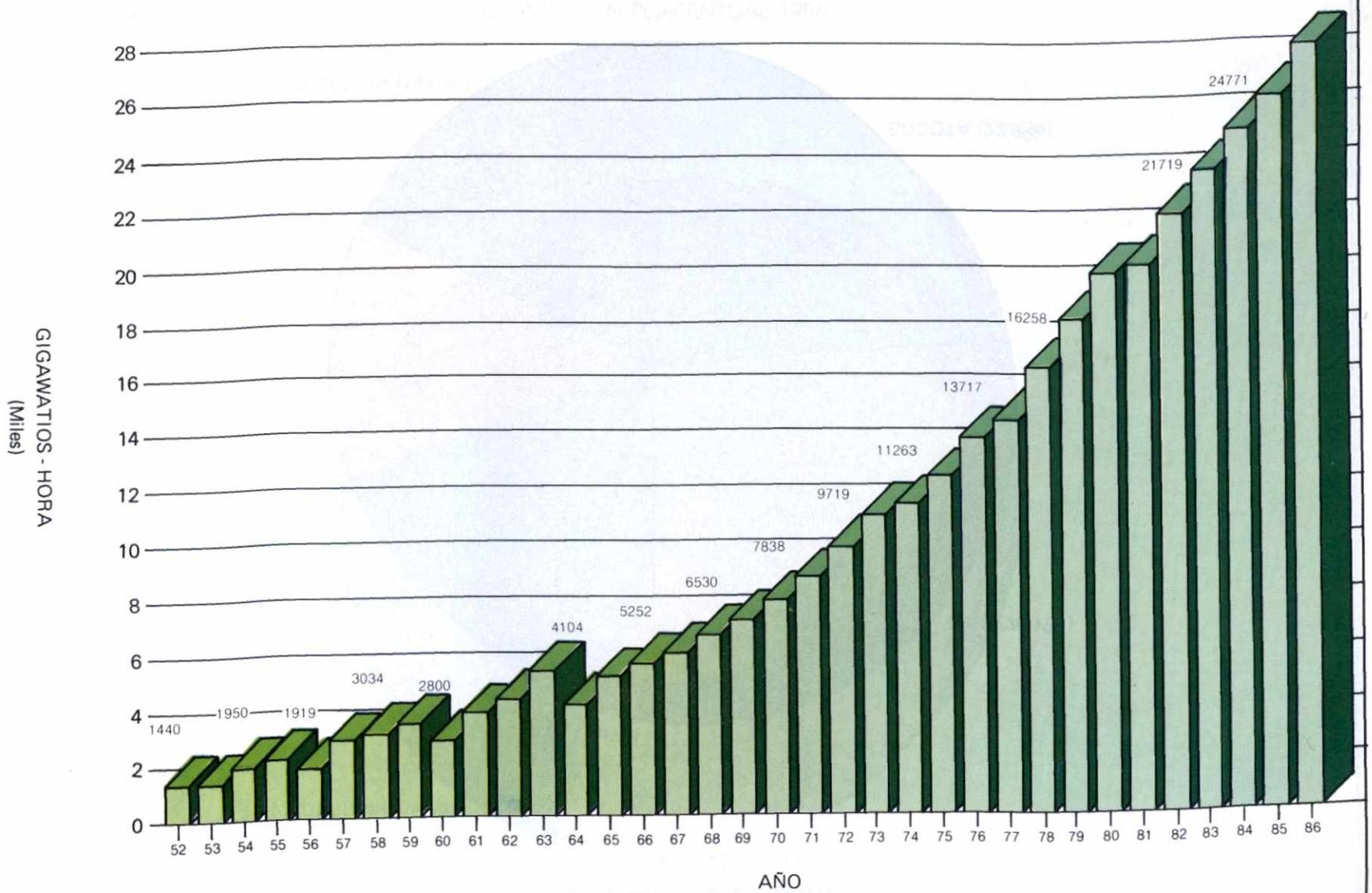


CONSUMO RESIDENCIAL - MWH -

COMPOSICION PORCENTUAL 1986



ENERGIA GENERADA BRUTA EN COLOMBIA



GRUPO CORELCA - 1986 INFORMACION BASICA

EMPRESAS		ATLANTICO	BOLIVAR	MAGANGUE	CESAR	CORDOBA	GUAJIRA	MAGDALENA	SUCRE	SAN ANDRES	P. PROPIAS	G. CORELCA
E	GENERACION HIDRAULICA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
N	GENERACION TERMICA	522.526.0	218.112.1	1.259.0	9.820.0	84.395.0	0.0	6.149.4	0.0	84.879.2	3.367.983.6	4.295.124.3
E	TOTAL GENERACION BRUTA	522.526.0	218.112.1	1.259.0	9.820.0	84.395.0	0.0	6.149.4	0.0	84.879.2	3.367.983.6	4.295.124.3
R	CONSUMO PROPIO	23.513.8	10.941.3	258.0	1.896.0	494.0	0.0	470.9	0.0	3.122.4	233.275.8	273.972.2
G	GENERACION NETA	499.012.2	207.170.8	1.001.0	7.924.0	83.901.0	0.0	5.678.5	0.0	81.756.8	3.134.707.8	4.021.152.1
I	COMPRADA	1.447.549.0(1)	604.116.6(3)	43.160.0	183.405.1	197.818.2(4)	162.695.1	432.888.9	222.729.2	0.0	865.020.6(6)	865.020.6
A	DISPONIBLE	1.946.561.2	811.287.4	44.161.0	191.329.1	281.719.2	162.695.1	438.567.4	222.729.2	81.756.8	3.999.728.4	4.886.172.7
	PERDIDA	529.276.0	112.665.1	1.612.3	53.009.1	61.794.6	59.595.1	152.905.4	45.849.1	18.394.5	130.287.2	1.165.388.4
MWH	VENDIDA	1.417.285.2	698.622.3	42.548.7	138.320.0	219.924.6	103.100.0	285.662.0	176.880.1	63.362.3	3.869.441.2	3.720.784.3
	DEMANDA**	1.966.895.0	821.913.3	44.419.0	193.225.1	282.213.2	162.695.1	439.038.3	222.729.2	84.879.2	926.982.4	5.159.878.2
% FACTOR DE CARGA		69.95	59.57	72.44	72.80	61.13	62.79	68.10	66.54	63.96	-	71.83
% PERDIDAS DE ENERGIA/DISP.		27.19	13.89	3.65	27.71	21.93	36.63	34.86	20.59	22.50	3.26	23.85
% PERDIDAS DE ENERGIA/DEM.		26.91	13.71	3.63	27.43	21.90	36.63	34.83	20.59	21.67	14.05	22.59
POT.	DEMANDA MAXIMA	321.00	157.50	7.00	30.30	52.70	29.58	73.60	38.21	15.15	-	71.83
MW	NOMINAL INSTALADA	136.00	52.40	1.45	22.70	39.00	12.70	11.90	10.50	29.20	779.50	
V	RESIDENCIAL	617.607.7	270.212.9	25.648.3	84.839.8	136.059.0(5)	64.373.7	174.596.5	80.832.8	25.693.8	0.0	1.479.864.5
E	COMERCIAL	208.547.4	72.052.9	3.974.7	23.422.8	24.490.2	12.242.4	37.181.0	12.265.3	16.697.9	0.0	410.874.6
N	INDUSTRIAL*	384.513.6	229.991.8	7.269.6	16.052.3	12.572.8	10.954.0	24.816.8	51.603.4	13.164.3	563.152.7	1.314.091.3
T	OFICIAL	138.753.7	89.925.3	3.775.5	12.889.1	32.135.2	9.529.9	27.569.7	19.130.1	4.324.4	0.0	338.932.9
A	O. EMPRESAS	3.180.0(2)	315.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	266.7(8)	266.7
S	A. PUBLICO	58.470.6	36.124.0	1.880.6	1.116.0	14.667.4	6.000.0	21.498.0	13.048.5	3.481.9	0.0	156.287.0
	EN BLOQUE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.306.021.8(7)	0.0
MWH	VIARIOS Energia Recuperada	6.212.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.367.3
	TOTAL	1.417.285.2	698.622.3	42.548.7	138.320.0	219.924.6	103.100.0	285.662.0	176.880.1	63.362.3	3.869.441.2	3.720.784.3
S	RESIDENCIAL	191.581	97.805	15.896	44.418	69.153	28.748	71.999	52.297	6.205	0	578.102.0
U	COMERCIAL	11.921	4.925	964	4.563	4.959	2.421	4.061	2.389	1.192	0	37.395.0
S	INDUSTRIAL	1.249	316	27	372	152	202	355	185	67	4	2.929.0
C	OFICIAL	1.145	909	171	556	856	291	823	577	204	0	5.532.0
R	O. EMPRESAS (En Bloque)	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0.0
I	A. PUBLICO	57	79	31	0	19	0	0	19	1	0	206.0
P	EN BLOQUE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
T	VIARIOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0
	TOTAL	205.954	104.035	17.089	49.909	75.140	31.662	77.238	55.467	7.669	5	624.165.0
C T	ACPM (GLS)	0.0	0.0	143.500.0	999.000.0	72.100.0	0.0	665.800.0	0.0	6.793.400.0	0.0	8.673.800.0
M B	FUEL OIL (GLS)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	155.064.0	155.064.0
B L	CRUDO (GSL)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U E	GAS NATURAL (MP3)	9.534.500.0	4.985.500.0	0.0	0.0	1.944.300.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.589.800.0	57.054.100.0
S-S	CARBON (TON)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.025.7	10.025.7

NOTAS: * Incluye Hotelero.
 ** Demanda = Generación Bruta + Importaciones - Exportaciones.
 (1) Incluye 315.4 MWH comprados a la Electricificadora de Bolívar.
 (2) Energía vendida a la Electricificadora de Bolívar.
 (3) Incluye 3.180 MWH comprados a la Electricificadora del Atlántico.

(4) Incluye 15.155 MWH comprados a E.P.M.
 (5) Incluye ventas a Cerromatoso (para campamento-consumo residencial): 9.475.3 MWH.
 (6) Compras a E.P.M.: 15.789.8 MWH y a I.S.A.: 849.230.8 MWH.
 (7) Ventas a subsidiarias.
 (8) Ventas a I.S.A.

ENERGÍA GENERADA BRUTA EN COLOMBIA

DEMANDA DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA POR SECTOR (TWH)

AÑO	1986	1987	1988	1990	1995	2000
RESIDENCIAL	10.0	11.0	11.0	12.0	16.0	21.0
INDUSTRIAL	6.1	6.0	7.0	7.0	10.0	14.0
COMERCIAL	2.2	2.0	2.0	3.0	3.0	4.0
PUBLICO	1.9	2.0	2.0	2.0	3.0	4.0
PERDIDAS	6.8	7.0	7.0	7.0	9.0	10.0
TOTAL	27.0	28.0	29.0	31.0	41.0	53.0

* TWH: Teravatios-hora (miles de millones de kilovatios-hora).

FUENTE: INTERCOL. Energía para un país en crecimiento/7.
ICEL. Oficina de Planeación.

SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA POR FUENTE (TWH)

AÑO	1986	1987	1988	1990	1995	2000
HIDROELECTRICIDAD	21.1	21.0	22.0	24.0	34.0	46.0
GAS NATURAL	4.3	4.0	4.0	4.0	4.0	3.0
CARBON	2.1	2.0	2.0	2.0	2.0	4.0
PETROLEO	0.3	1.0	1.0	1.0	1.0	—
TOTAL	27.8	28.0	29.0	31.0	41.0	53.0

* TWH: Teravatios-hora (miles de millones de kilovatios-hora).

FUENTE: INTERCOL. Energía para un país en crecimiento/7.
ICEL. Oficina de Planeación.

DEMANDA TOTAL DE ENERGIA EN COLOMBIA POR SECTOR (KBPED)

AÑO	1986	1987	1988	1990	1995	2000
INDUSTRIAL	120	125	133	141	169	192
TRANSPORTE	116	120	123	132	158	190
RESIDENCIAL/COMERCIAL	44	47	48	50	63	76
OTROS USOS	15	16	17	18	21	21
PERDIDAS	112	112	117	128	162	202
TOTAL	407	420	438	469	573	681

* Valores aproximados a números enteros.
(KBPED) Miles de barriles de petróleo equivalente por día.

FUENTE: INTERCOL. Energía para un país en crecimiento/7.

SUMINISTRO TOTAL DE ENERGIA EN COLOMBIA POR FUENTE (KBPED)

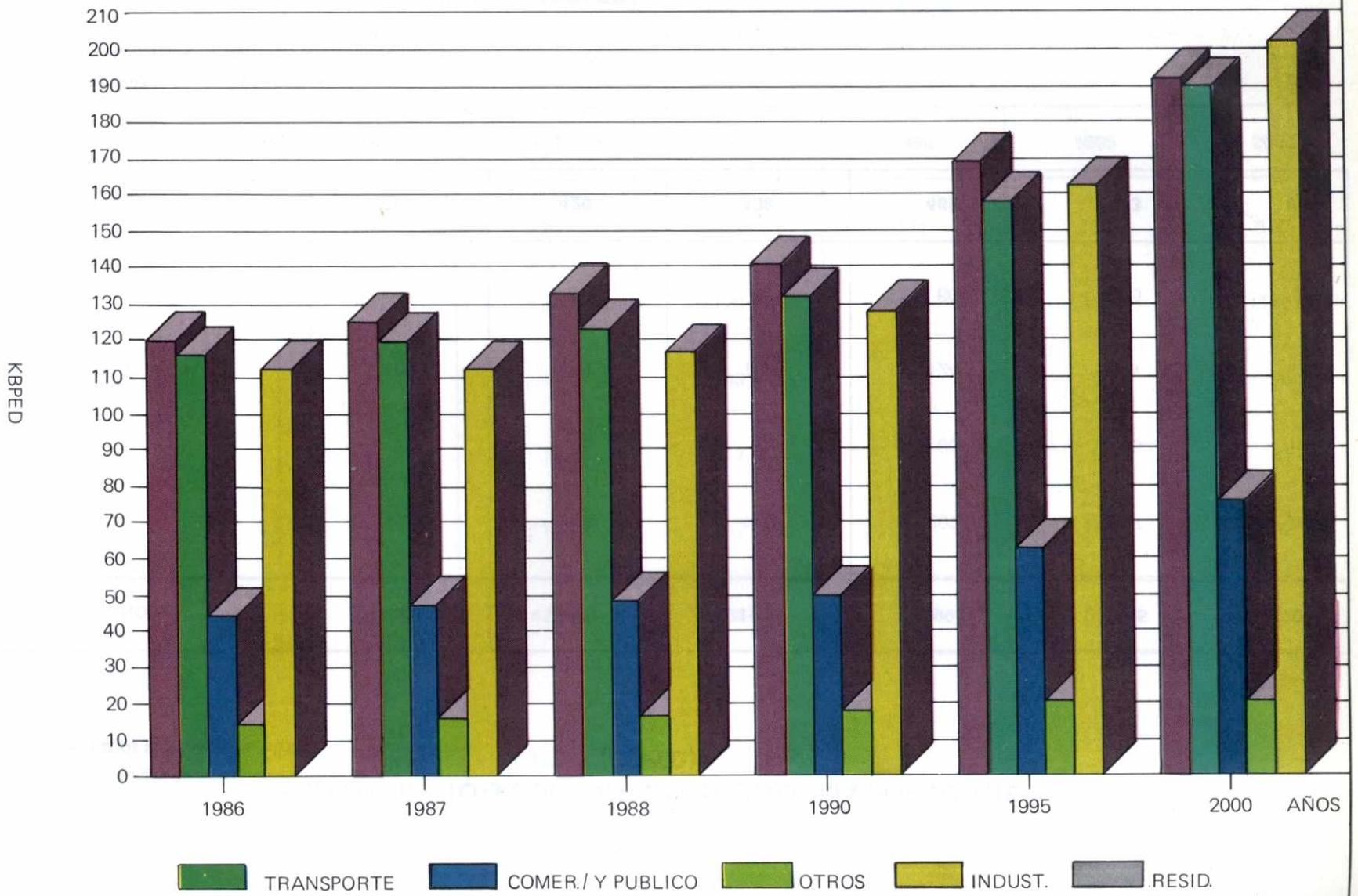
AÑO	1986	1987	1988	1990	1995	2000
PETROLEO	183	188	193	202	237	263
GAS NATURAL	71	75	79	83	95	102
HIDROELECTRICIDAD	101	104	109	124	171	228
CARBON	52	53	57	60	70	88
TOTAL	407	420	438	469	573	681

* Valores aproximados a números enteros.
(KBPED) Miles de barriles de petróleo equivalente por día.

FUENTE: INTERCOL. Energía para un país en crecimiento/7.

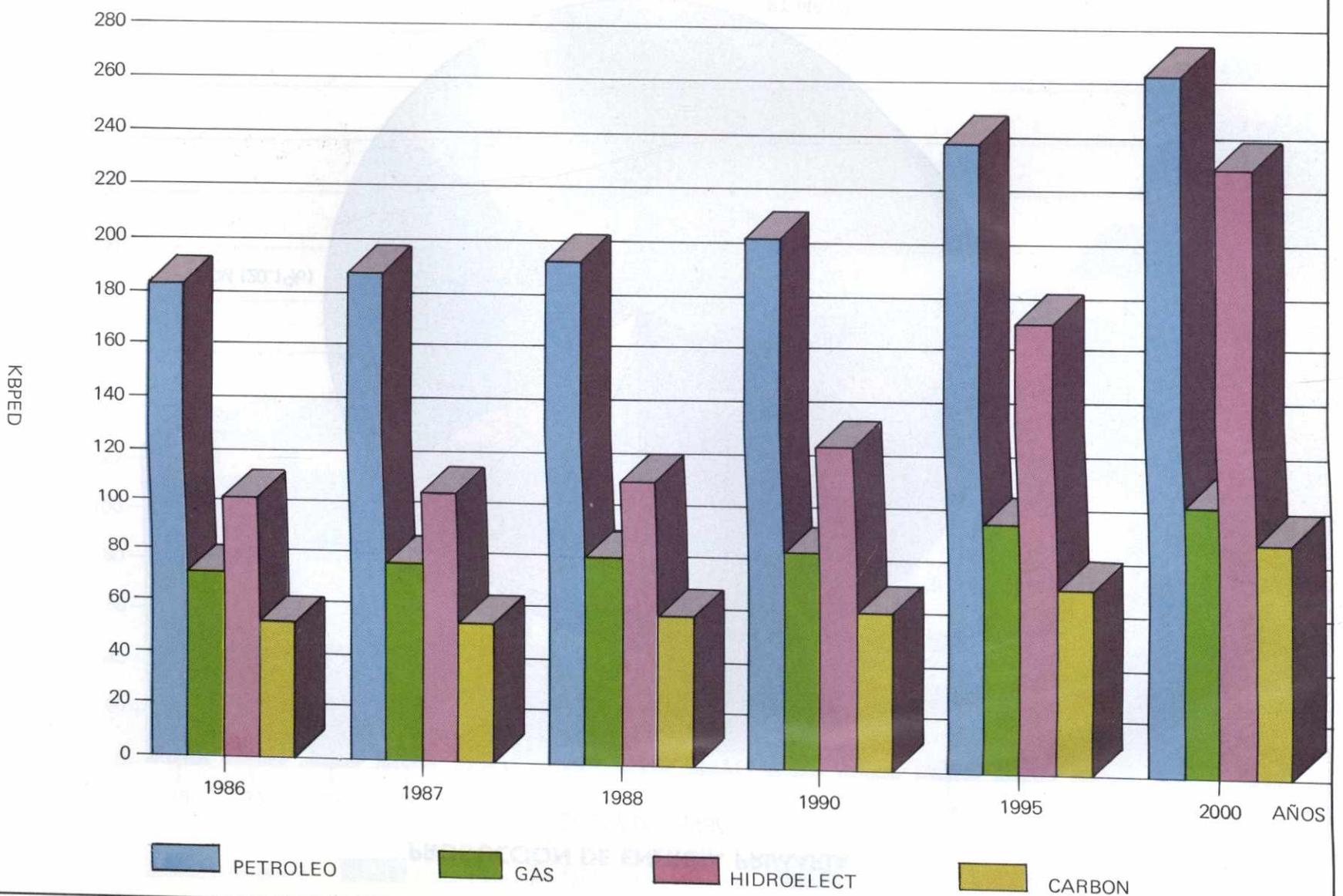
DEMANDA TOTAL DE ENERGIA EN COLOMBIA

KBPED POR SECTORES



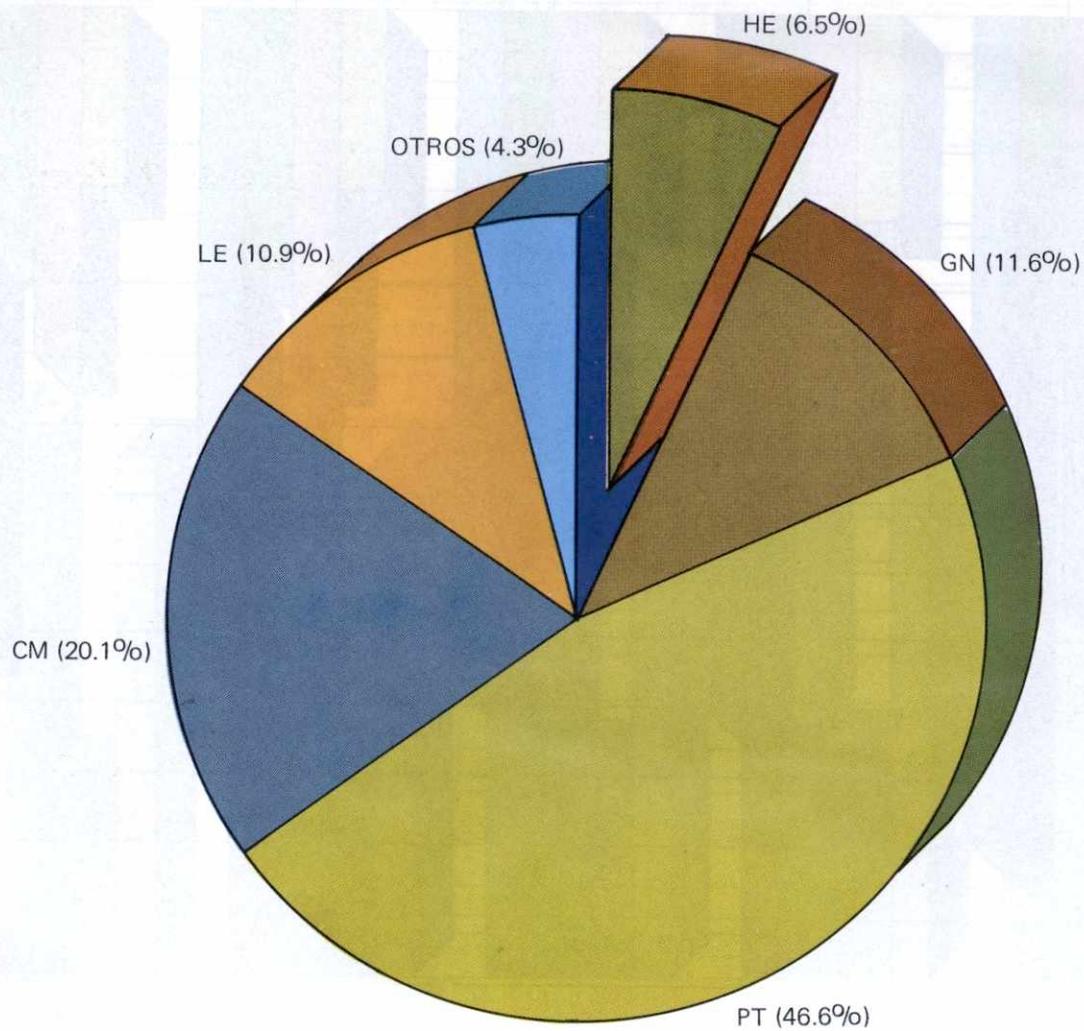
SUMINISTRO TOTAL DE ENERGIA EN COLOMBIA

KBPED POR FUENTES



PRODUCCION DE ENERGIA PRIMARIA

COLOMBIA - 1986

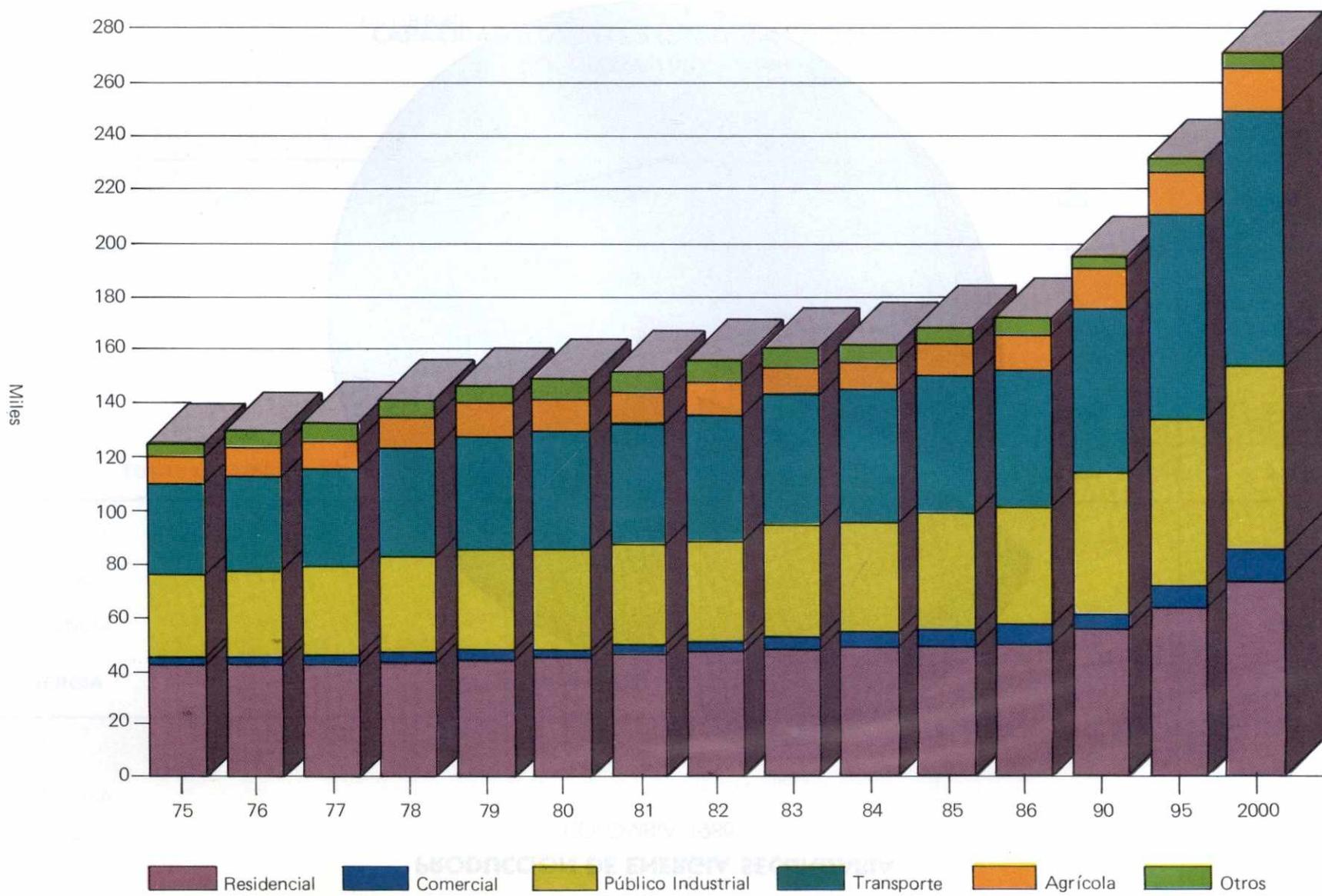


H.E. Hidroenergía
G.N. Gas Natural
C.M. Carbón Mineral
L.E. Leña

FUENTE: SIE. Balances energéticos 1975-1986 Minminas.

CONSUMO FINAL DE ENERGIA

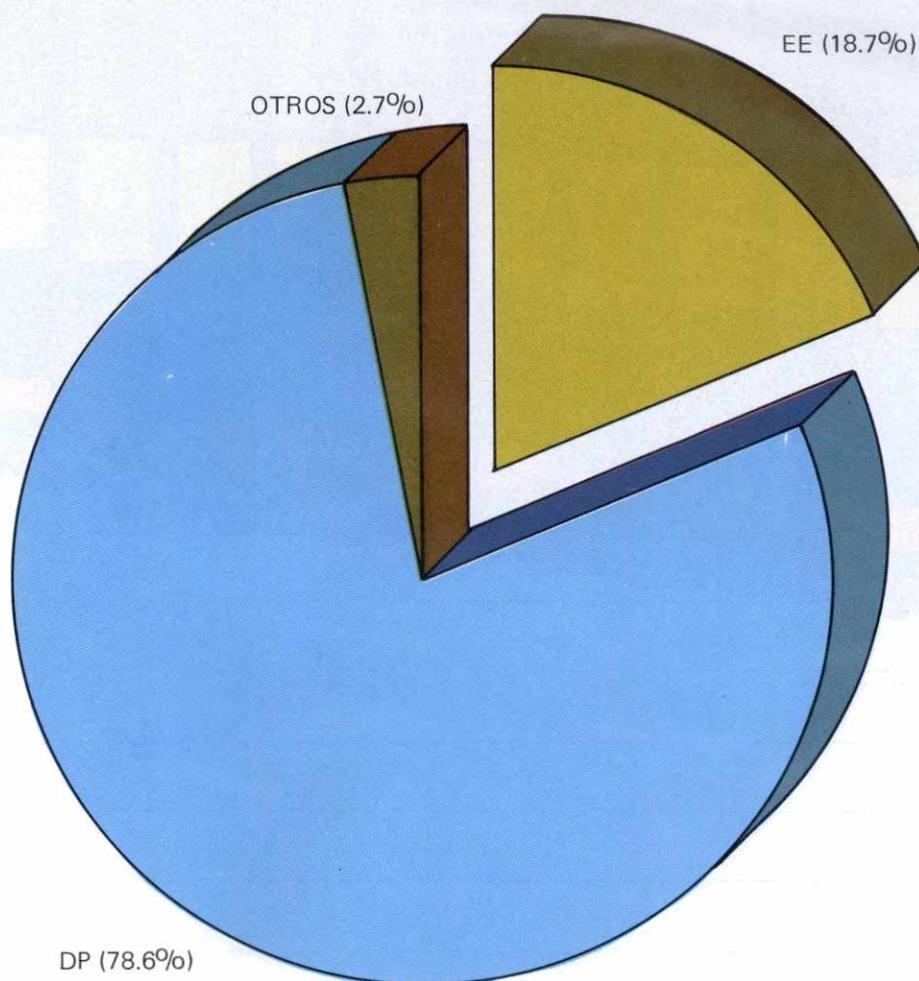
TCAL (1975 - 1986)



FUENTE: SIE. Balances energéticos 1975-1986 Minminas.

PRODUCCION DE ENERGIA SECUNDARIA

COLOMBIA 1986



FUENTE: SIE. Balances energéticos 1975-1986 Minminas.

D.P. = Derivados del Petróleo.
E.E. = Energía Eléctrica.

CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA Y DEMANDA COLOMBIA 1987 - 1990

AÑO	1987	1988	1989	1990
CAPACIDAD INSTALADA (MW)				
HIDRAULICA	6.678	6.878	6.878	7.201
TERMICA	2.108	2.108	2.108	2.108
TOTAL CAPACIDAD	8.786	8.986	8.986	9.309
DEMANDA				
POTENCIA	4.991	5.272	5.607	5.964
ENERGIA	28.640	30.252	31.877	33.799

FUENTE: ISA.

La electrificación en Colombia Informe
1986-1987/Instituto Colombiano de Energía
Eléctrica

333.7932 I597e2 Ej. 1

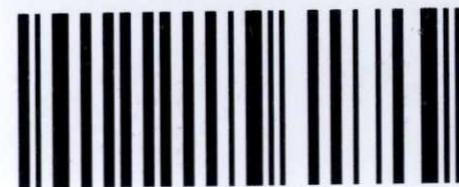
CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
RECIBIDA

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01002064

BIBLIOTECA