

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
INSTITUTO COLOMBIANO DE
ENERGIA ELECTRICA



LA ELECTRIFICACION EN COLOMBIA

1981

1982

3338
J125e
1982



INSTITUTO COLOMBIANO
DE ENERGIA ELECTRICA

BOGOTÁ, COLOMBIA

1982



Via industria

Ministerio de Fomento

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA

COMITÉ DIRECTIVO

LA ELECTRIFICACION EN COLOMBIA

INFORME

1981

1982

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

CARLOS MARTINEZ SIMAHAN
Ministro

MARGARITA MENA DE QUEVEDO
Vice - ministro

HERNANDO MEDELLIN FORERO
Secretario General

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

CARLOS MARTINEZ SIMAHAN
HERNAN BELTZ PERALTA
HUGO SERRANO GOMEZ
MARIO GUTIERREZ LLINAS
ALVARO DE ZUBIRIA

SUPLENTE

MARGARITA MENA DE QUEVEDO
ENRIQUE ANGEL TURK
ALBERTO DEL CASTILLO
ERNESTO OBREGON TORRES
GUILLERMO PRADA OTALORA

ADMINISTRACION

JUAN B. PEREZ RUBIANO
Gerente

AURELIO VILLATE RODRIGUEZ
Sub-gerente Administrativo y Financiero
LUIS EDUARDO MACHADO HERNANDEZ
Sub-gerente Técnico
JAIME ALBERTO OSORIO GOMEZ
Sub-gerente de Filiales
ENRIQUE RAMIREZ YAÑEZ
Secretario General
EDUARDO DAVID Z.
Auditor Especial

JEFES OFICINA Y DIVISION

FELIPE RAMIREZ KOPPEL
Oficina de Planeación

GILBERTO GARTNER P
Oficina Jurídica

JOSE ELIAS PEDRAZA PEREZ
Oficina Plan Electrificación Rural

LUIS FERNANDO SASIAIN
Oficina de Organización y Sistemas

OLIMPO GOMEZ RODADO
División de Ejecución y
Coordinación de Proyectos

PEDRO RUEDA ARDILA
División de Estudios y
Evaluación de Proyectos

JERONIMO GALLEGO RICO
División Licitaciones y Contratos

EUTIMIO BECERRA REYES
División de Fuentes Alternas de Energía

VICTOR BORRERO RAMIREZ
División de Asesoría y Control
de Explotación

DIONISIO DE LOS RIOS MANOTAS
División de Asesoría y Control
Administrativo

SANTIAGO BERNAL MONROY
División de Asesoría y Control
Financiero

BEATRIZ BLANCO BARON
División de Finanzas

GUILLERMO MERCADO PEREZ
División de Relaciones Industriales

GUILLERMO BENAVIDES R.
División de Auditoría Interna

SALOMON BERMUDEZ R.
División Servicio Médico

CONTENIDO

Introducción	9
CAPITULO I	
Estructura Institucional del Sector Eléctrico Colombiano	11
CAPITULO II	
Sistema Eléctrico Colombiano	19
CAPITULO III	
Proyectos de Inversión, del sector Eléctrico ...	31
CAPITULO IV	
Información Financiera del sector Eléctrico	75
CAPITULO V	
Estadísticas	93

NUESTRA PORTADA:

Plan Nacional de Electrificación rural (Auto-construcción)
Vereda de Toba en el municipio de Cerinza Departamento de
Boyacá.

INTRODUCCION

El desarrollo económico y social de un país, depende en alto grado de su disponibilidad energética. En el caso específico de la energía eléctrica, ésta juega un papel primordial para el desarrollo y bienestar de la comunidad hasta el punto de existir una correlación estrecha entre el crecimiento de los kilovatios-hora, consumidos en un país y el nivel de vida de su población.

Dentro del marco institucional vigente en el sector eléctrico, al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica le corresponde atender el 83 % del Territorio Nacional, asegurando no sólo el normal crecimiento económico, industrial, comercial, minero y agropecuario del país y el mejoramiento del nivel de vida de toda la población servida en su área de influencia, sino también y tal vez lo más importante, tomando las medidas necesarias para evitar que se repitan situaciones restrictivas en el servicio eléctrico.

Para cubrir la demanda en la zona geográfica asignada ha sido necesario que ICEL invierta en proyectos de generación eléctrica de la magnitud de la Central Hidroeléctrica de Betania, localizado en el departamento del Huila, con un costo total escalado de \$ 43.000 millones de pesos y la construcción de la Central Termoeléctrica de Tasajero localizado en el departamento de Norte de Santander con un costo total escalado de \$ 7.000 millones de pesos; así como la Tercera Unidad de la Central Termoeléctrica de Paipa.

Por otra parte, el Instituto participa en grandes proyectos de generación-transmisión adelantados por Interconexión Eléctrica S.A., tales como la Central Hidroeléctrica de Chivor, Termozipa IV y V y la Central Hidroeléctrica de San Carlos; participa además en la ejecución conjunta con las demás empresas del sector, en la Central Hidroeléctrica del Guavio y en el Desarrollo Hidroeléctrico del Alto Sinú.

Como obra importante del presente Gobierno para contribuir al desarrollo del departamento del Cauca se construirá la Central Hidroeléctrica de Julumito, beneficiando a las demás localidades del departamento, la cual costará aproximadamente \$ 7.000 millones de pesos y generará 53 mil kilovatios. La Hidroeléctrica de Julumito aprovechará las aguas de los ríos Saté y Cauca y entrará en operación en 1988.

Dentro del programa de estudios ejecutado por el ICEL se encuentran los siguientes proyectos: Desarrollo Hidroeléctrico de La Miel (Miel I y Miel II) de los cuales La Miel I se encuentra actualmente en diseño y su entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 1988.

En la actualidad se adelanta para La Miel II el concurso de méritos y se prevé la iniciación de la etapa de diseño para el segundo semestre de 1984.

Se encuentra en estudio de prefactibilidad técnica el río Cusiana, Alto Magdalena (El Quimbo), Páez-La Plata, río Otún, Cravo Sur y río Atrato.

Así mismo se encuentran en etapa de factibilidad técnica los proyectos de los ríos Suárez, río Micay, el Proyecto Hidroeléctrico de Samaná Sur, el Proyecto Hidroeléctrico del río Catatumbo y el Proyecto Hidroeléctrico del río Telemi y se encuentra con la factibilidad técnica concluida el Proyecto Hidroeléctrico del río Patía I y II.

Además el ICEL para proporcionar fluido eléctrico a regiones marginadas social y geográficamente y siguiendo las directrices establecidas por el Gobierno Nacional para estas zonas ha acometido diversos programas como el de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas entre otras, por las dificultades de llevar la interconexión con la red nacional, los altos costos que esto implica así como por las elevadas inversiones de los grupos electrógenos diesel.

En cuanto a la transmisión el Instituto adelanta el Plan de Expansión del Sistema ICEL-Filiales, dentro del cual se están construyendo las líneas Ancón Sur-Amagá, Villavicencio-Puerto López, San Antonio-Boavita, Barbosa-Cimitarra, Natagaima-Chaparral, Paipa-Duitama-San Antonio, La Rosa-Armenia, Pamplona-Saravena, Ibagué-La Mesa, Cúcuta-Pamplona, Popayán-Pasto y Popayán-Cali y se terminaron los diseños de Cúcuta-Tasajero, Esmeralda-Pereira, Mesa-Ibagué, Popayán-Betania y Betania-Ibagué.

En cumplimiento de esta política, el Plan de Desarrollo que llevará a cabo el ICEL, además de buscar la oportuna atención de la demanda en su mercado tradicional, dará prioridad a los planes que benefician la población campesina y a las regiones aisladas, en su área de influencia, mediante los siguientes proyectos: Electricidad para la Paz, Plan de Territorios Nacionales y Areas de Frontera, Plan Nacional de Electrificación Rural y el Plan de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, todos dirigidos a las zonas marginadas.

El programa "Electrificación para la Paz" hacia regiones donde han existido dificultades de orden público en los años recientes, como el Magdalena Medio y Carare en Antioquia y Santander, el Bajo Cauca y Urabá en Antioquia, algunas zonas del Tolima, Huila y Cauca, el Caquetá y las intendencias de Arauca y Putumayo.

El Plan de Territorios Nacionales y Areas de Frontera, está dirigido a las restantes intendencias y comisarias no insulares y que no están cobijadas en el plan anterior.

El Plan Nacional de Electrificación Rural está orientado a atender regiones campesinas cercanas a la red nacional interconectada y el Plan de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas a ciertas zonas aisladas de los departamentos, intendencias y comisarias en donde existen facilidades para utilización inmediatamente de esta fuente energética.

Para los programas anteriores, especialmente el de Electrificación Rural, se ha contado con la participación de la comunidad mediante el sistema de autoconstrucción, según el cual la comunidad ha aportado la mano de obra no calificada para el transporte local de materiales, apertura de huecos, hincada de postería y otra serie de actividades auxiliares en el proceso de tendido y tensionado de conductores. De esta forma se disminuyen los costos para el usuario y se pueden lograr menores tiempos de ejecución de la obra.

Las inversiones establecidas en la Ley 56 de 1981 para mejoramiento del medio ambiente y electrificación rural, formarán parte del Plan de Desarrollo. Además del Plan de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en el campo de las fuentes alternas de energía, se desarrollarán con una cooperación técnica italiana, estudios de nuevas fuentes energéticas en los Territorios Nacionales y en la Costa Pacífica, ésta última con la cooperación de la CVC. Se adelantan investigaciones sobre geotermia en Caldas, Nariño y Boyacá y se están impulsando las investigaciones sobre biogas y energía eólica.

El Gobierno Nacional, a través del ICEL, sus Electrificadoras y DAINCO, está imprimiendo dentro del Plan de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PNPCH), una de las más altas prioridades a la solución efectiva a la carencia eléctrica del sector rural y urbano marginal.

Finalmente, el subprograma Colombo-Chino previamente consultado con el Señor Presidente de la República, está orientado, además de la solución energética, a favorecer la economía nacional por cuanto la importación de equipo estará totalmente compensada con la exportación de productos nacionales, se recibirá una asesoría tecnológica sin costos para la ejecución de estudios de preinversión, construcción de obras civiles e hidráulicas y fabricación de equipos eléctricos y mecánicos para el desarrollo de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, así como el adiestramiento de personal, que operará y mantendrá las futuras instalaciones.

Se prevé acometer 60 proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas entre el rango de 500 y 20000 kilovatios.

Todo esto configura un cuadro de realizaciones importantes de la actual Administración, e indica la forma como el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica quiere responder a la demanda actual y futura de energía eléctrica en el país.

Juan B. Pérez Rubiano
Gerente

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

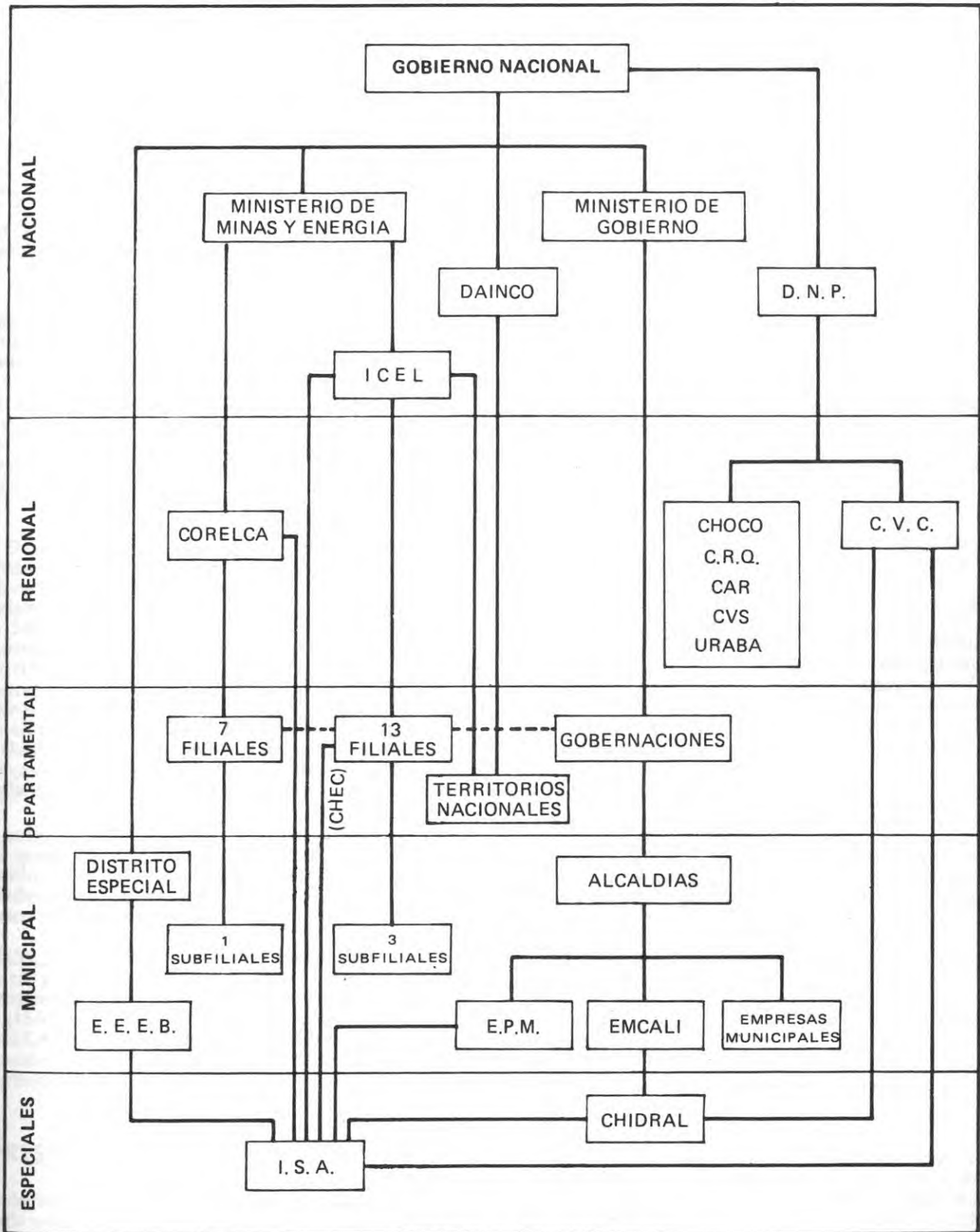


Construcción de la
Central Térmica de Tasajero
en el Departamento de
Norte de Santander



Remodelación de
la Red Urbana de
Puerto Boyacá.
Vista nocturna

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO



EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

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 fué 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.

Como organismos adscritos, dedicados a la actividad eléctrica, el Ministerio cuenta con el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, (ICEL), que fomenta y coordina el servicio eléctrico a través de las 13 Electrificadoras regionales del interior del país y con la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, (CORELCA) entidad encargada de la generación, transmisión y coordinación de las siete Subsidiarias de esa región.

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 de los Valles de Ubaté y Chiquinquirá, (CAR), Corporación Regional del Quindío, (CRQ), Corporación de Urabá, Corporación del Chocó y Corporación Autónoma Regional del Cauca, (CVC). Esta última corporación por medio de sus filiales y de las Empresas Públicas de Cali, (EMCALI) y de la Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá, (CHIDRAL) atiende las necesidades de energía eléctrica del Departamento del Valle.

Dependientes de las respectivas Administraciones Municipales se destacan las Empresas Públicas de Medellín y la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, entidades encargadas de la prestación del servicio eléctrico de esas capitales.

El ICEL, la CVC, la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá y las Empresas Públicas de Medellín constituyeron la Sociedad de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), a la cual se asoció posteriormente CORELCA, con el fin de aunar esfuerzos para la expansión conjunta de los sistemas de generación y transmisión.

EMPRESAS

A continuación se presenta una breve descripción de cada una de las Empresas que conforman el sector eléctrico colombiano, la cual se limita a comentar la fecha de su creación y su última reorganización estatutaria, su carácter jurídico y la zona geográfica

que atiende cada una. No se hace referencia a los proyectos de inversión que ejecutan actualmente, por ser éste 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 capital así como también algunos detalles técnicos referentes a sus sistemas eléctricos. La última sección contiene estadísticas y mapas que permiten comparaciones entre empresas.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA

La Ley 80 de 1946 creó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, (ELECTROAGUAS), el cual fué estructurado bajo la reforma administrativa de 1968 y mediante el Decreto-Ley 3175 del 26 de diciembre del mismo año, pasando a denominarse Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, (ICEL).

La función del Instituto es la de ejecutar las políticas del Gobierno Nacional en materia de Energía Eléctrica correspondiéndoles analizar obras de generación, transmisión y distribución en su área de influencia, participar en la elaboración del Plan Nacional de Electrificación, coordinar y prestar su concurso técnico y financiero a sus electrificadoras filiales y promover la creación de nuevas cuando sea necesario dictar normas técnicas para la prestación del servicio de energía eléctrica y recopilar y analizar las estadísticas del sector eléctrico colombiano.

El Instituto, buscando la participación de los Departamentos, Municipios y capital privado, constituyó las primeras empresas electrificadoras como sociedades limitadas que se transformaron luego en anónimas, las cuales en principio fueron 19, siendo el ICEL socio mayoritario de 18 de ellas. 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 adquiridas a cualquier título en las empresas electrificadoras del Atlántico, Bolívar, Magdalena, Córdoba, Sucre, Cesar, Guajira y San Andrés y Providencia.

ELECTRIFICADORA DE ANTIOQUIA S.A.

Fué constituída 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 Medellín. Atiende algunas poblaciones de Antioquia por intermedio de sus filiales: Circuito Eléctrico del Oriente S.A., Circuito Eléctrico de Sinifaná S.A. y

Energía Eléctrica de Támesis Ltda. y directamente al resto del departamento, con excepción de Medellín y sus municipios vecinos por estar servidos por las Empresas Públicas de Medellín.

ELECTRIFICADORA DE BOYACA S.A.

Fué 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.

Fué constituida el 9 de septiembre de 1950 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.

Fué 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.

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

ELECTRIFICADORA DE CUNDINAMARCA S.A.

Fué 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.

ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A.

Fué 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.

Fué 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 Neiva. Atiende la capital y varias poblaciones del departamento.

ELECTRIFICADORA DEL META S.A.

Fué 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.

CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A.

Fué 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.

Fué 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.

Fué 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.

Fué 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.

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

CORELCA es un establecimiento público creado mediante la Ley 59 de diciembre de 1967, con jurisdicción en los departamentos de Atlántico, Córdoba, Magdalena, Sucre, Bolívar, Guajira y Cesar y la Intendencia de San Andrés y Providencia; adscrito al Ministerio de Minas y Energía y con domicilio en la ciudad de Barranquilla. Los objetivos primordiales son los de generar energía eléctrica e interconectar a alto voltaje sus sistemas y éstos con los del resto del país; vender energía en bloque a sus filiales; coordinar y prestar concurso técnico y financiero a sus electrificadoras.

ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO S.A.

Fué 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 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.

Fué 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 Cartagena. Atiende a Cartagena y a los municipios del departamento de Bolívar y por intermedio de sus filiales: Energía Eléctrica de Magangué S.A. y Termoeléctrica Regional de Zambrano S.A., a los mercados de Magangué, Zambrano y poblaciones circunvecinas.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE MAGANGUE S.A.

Fué 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 S.A.

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

ELECTRIFICADORA DE CORDOBA S.A.

Fué 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 Montería. Atiende la capital y demás mercados localizados en el departamento de Córdoba.

ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA S.A.

Fué 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.

Fué 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.

Fué 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.

Fué constituida el 28 de agosto de 1956 bajo la razón de Empresa de Energía Eléctrica 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 de más municipios del departamento de Sucre.

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA

La CVC es un establecimiento público creado por Decreto Ley en 1954. Tiene como jurisdicción el departamento del Valle y parte del norte del Cauca. Su objetivo es promover el desarrollo integral, económico y social de la zona geográfica bajo su influencia.

La CVC vende energía en bloque a la Central Hidroeléctrica de Anchicayá Ltda.; compra a ISA y genera en la Central Hidroeléctrica del Alto Anchicayá. Distribuye energía a los municipios del Departamento. La distribución de energía eléctrica en la capital del departamento y en la zona industrial de Yumbo, es función de las Empresas Municipales de Cali.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

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 Eléctrica 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

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

Con relación al servicio de energía, las Empresas Públicas de Medellín tienen a su cargo la distribución de energía eléctrica en la ciudad de Medellín y municipios vecinos. Vende energía en bloque a varias empresas en el área y a la Electrificadora de Antioquia S.A. de la cual es accionista y que directamente y por intermedio de sus tres filiales atiende el resto del departamento.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

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 S.A., ISA, con domicilio en Medellín, 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 1976 incluir en la Sociedad, a la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, para lo cual el ICEL y la CVC acordaron ceder a esta entidad las acciones requeridas para su inclusión en la sociedad.

CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A.

Fué 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.

Esta sociedad está constituida por el ICEL y por sus filiales de Boyacá, Caldas, Cauca, Cundinamarca, Huila, Nariño, Norte de Santander y Tolima. La Sociedad tiene como objeto, entre otros, la construcción de la Central Hidroeléctrica de Betania, vender y distribuir la energía producida por la Central.

CARBONES DE NORTE DE SANTANDER S.A.

Fué 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 (50) años a partir de su constitución. El objeto primordial para el cual fué creada, es la compra-venta y transporte de carbón a la Central Térmica de Tasajero y además promover la exploración y explotación del carbón de las minas existentes en la región.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO

Aspecto del Río Cusiana
donde se adelantará el importante
Proyecto Hidroeléctrico



Aspecto de las obras en la
Central Hidroeléctrica de La Miel
en el Departamento de Caldas



DESCRIPCION DEL SISTEMA

El Sistema Eléctrico Colombiano está formado por dos subsistemas: el Sistema Central operado por ISA, EEEB, CVC, EPM, ICEL con sus Electricificadoras Filiales y el sistema de la Costa Atlántica operado por CORELCA y sus subsidiarias. Estos dos subsistemas fueron interconectados en 1982 mediante la línea Sabanalarga (Corelca)-San Carlos (Zona Central), diseñada para una tensión de 500 KV y energizada inicialmente a 230 KV.

En 1981, el Sistema Nacional tuvo una demanda máxima de 3417 MW (incluyendo el racionamiento de

191 MW) para 1982 la demanda fue de 3678 MW, lo cual corresponde a un incremento entre estos dos años de 7.64%. La energía generada en 1981 fué de 19.471 GWH y en 1982 de 21.229.91 GWH la que corresponde a un incremento entre estos dos años de 9.03%.

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

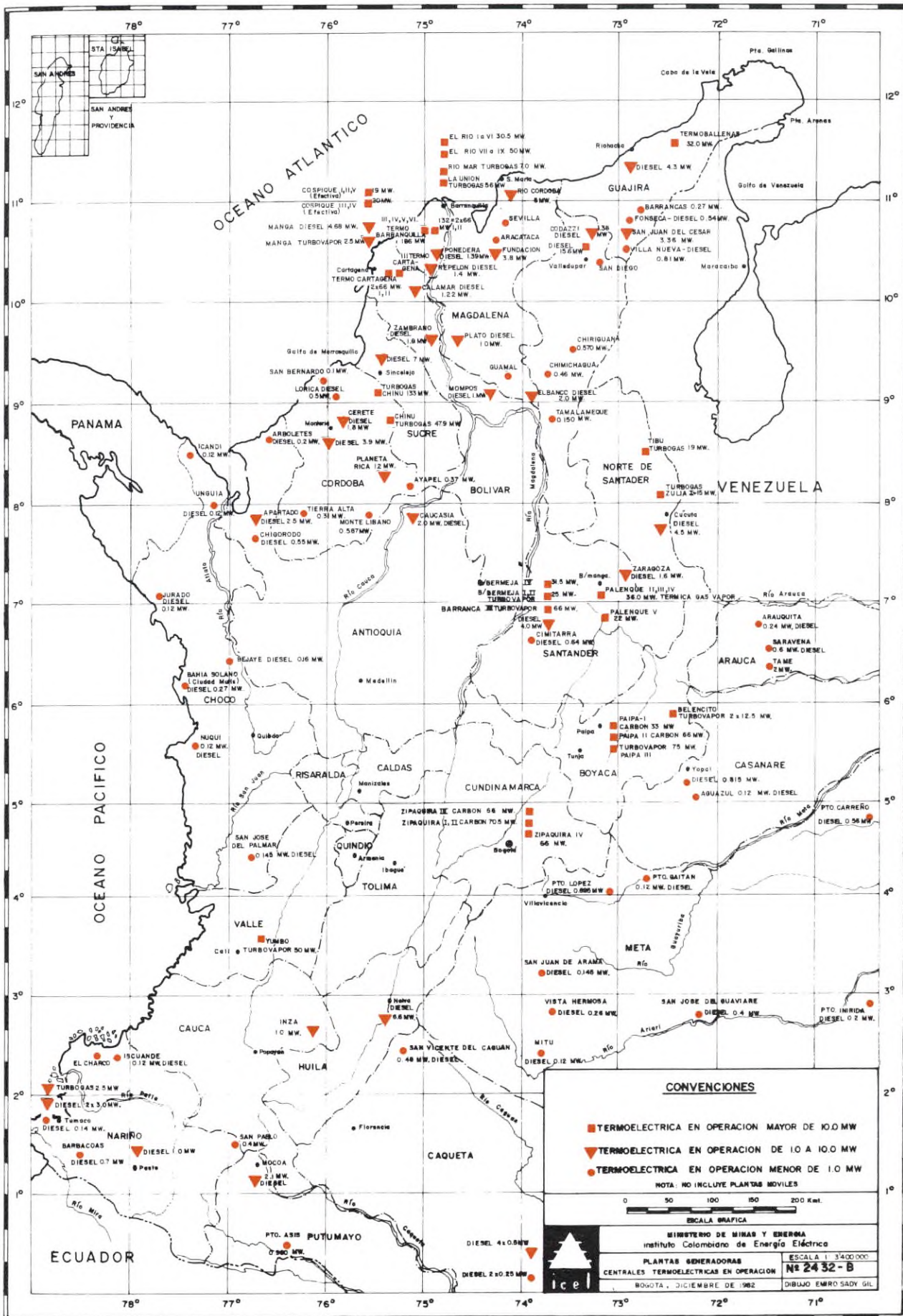
PRINCIPALES PLANTAS DEL SISTEMA EN OPERACION - 1982 -

	Planta	Capacidad (MW)	No. de Unidades	Tipo	Localización
ICEL-NORDESTE	Paipa I	33.0	1	T	Boyacá
	Paipa II	66.0	1	T	Boyacá
	Paipa III	75.0	1	T	Boyacá
	Tibú	19.0	3	T	Norte de Santander
	Zulia I	15.0	1	T	Norte de Santander
	Barranca I - II	25.0	2	T	Santander
	Barranca III	66.0	1	T	Santander
	Palenque II,III,IV	32.0	4	T	Santander
	Palmas-San Gil	19.0	4	H	Santander
	Palenque V	21.5	1	T	Santander
	Barranca IV	31.5	1	T	Santander
	ICEL-CHEC-PRADO	Esmeralda	30.0	2	H
Insula		27.0	3	H	Caldas
San Francisco		135.0	3	H	Caldas
Prado		51.0	4	H	Tolima
Río Negro		10.0	2	H	Cundinamarca
ICEL-CEDELCA- CEDENAR	Río Mayo	21.0	3	H	Nariño
	Florida II	24.0	2	H	Cauca
ISA	Chivor I,II	1000.0	8	H	Boyacá
	Zipacquirá IV	66.0	1	T	Cundinamarca
	Chinú	133.0	4	T	Córdoba
EEEB	Salto I	58.5	5	H	Cundinamarca
	Salto II	70.0	2	H	Cundinamarca
	Laguneta	76.0	4	H	Cundinamarca
	Colegio	300.0	6	H	Cundinamarca
	Canoas	50.0	1	H	Cundinamarca
	Termozipa I,II	70.5	2	T	Cundinamarca
	Termozipa III	66.0	1	T	Cundinamarca
	EPM	Guadalupe I	40.0	5	H
Guadalupe II		10.0	1	H	Antioquia
Guadalupe III		270.0	6	H	Antioquia
Riogrande I		75.0	4	H	Antioquia

Planta	Capacidad (MW)	No. de Unidades	Tipo	Localización	
CVC-CHIDRAL	Guatapé I y II	560.0	8	H	Antioquia
	Troneras	36.0	2	H	Antioquia
	Piedras Blancas	10.0	1	H	Antioquia
	Alto Anchicayá	340.0	3	H	Valle
	Bajo Anchicayá	64.0	4	H	Valle
	Calima	120.0	4	H	Valle
CORELCA	Yumbo	50.0	3	T	Valle
	Termobarranquilla	316.0	6	T	Atlántico
	El Río	100.3	10	T	Atlántico
	La Unión	62.7	4	T	Atlántico
	Rio Mar	10.8	1	T	Bolívar
	Termocartagena	203.0	3	T	Bolívar
	Cospique	49.0	5	T	Bolívar
	Chinú	48.4	4	T	Córdoba
	Ballenas	32.0	2	T	Guajira

T Térmica

H Hidráulica



OCEANO ATLANTICO

PANAMA

CORDOBA

ANTIOQUIA

BOYACA

CUNDINAMARCA

VALLE

CAUCA

NARIÑO

CAQUETA

HUILA

PUTUMAYO

EQUADOR

VENEZUELA

GUAJIRA

MAGDALENA

SUCRE

BOLIVAR

ANTIOQUIA

SANTANDER

BOYACA

CUNDINAMARCA

VALLE

CAUCA

NARIÑO

CAQUETA

HUILA

PUTUMAYO

Pto. Gallinas

Pta. Arnes

Rio Coroico

SEVILLA

ARACATACA

CHIRIGUANA

CHIMICHAGUA

TAMALAMEQUE

ZARAGOZA

PALENQUE

PALENQUE V

PAIPA

BOYACA

CUNDINAMARCA

VALLE

CAUCA

NARIÑO

CAQUETA

HUILA

PUTUMAYO

Cabo de la Vela

Rio Magdalena

San Diego

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

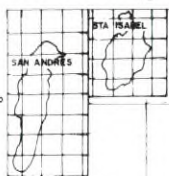
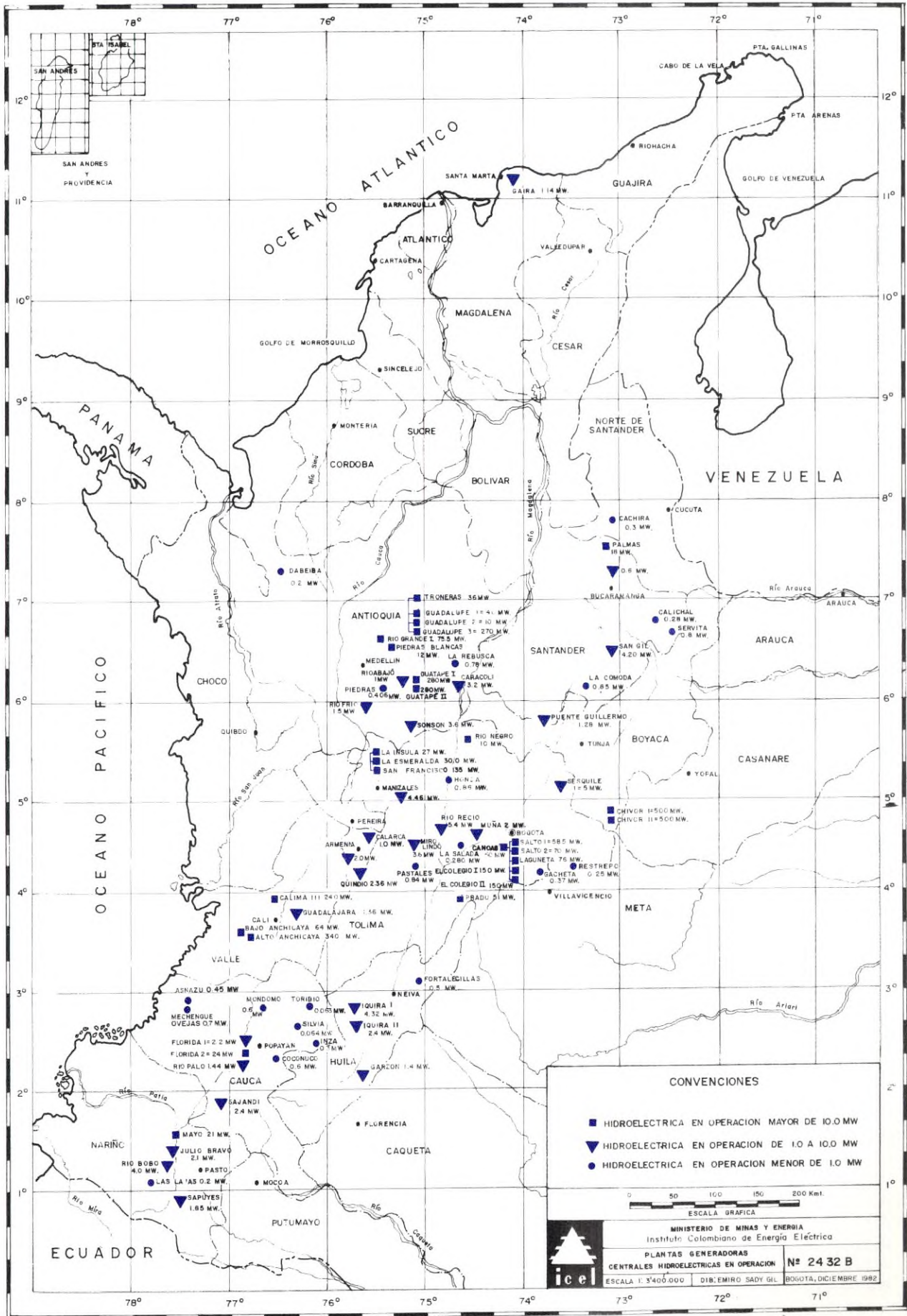
San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar

San Juan del Cesar



SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

SAN ANDRÉS
Y
PROVIDENCIA

PRINCIPALES EMBALSES EXISTENTES EN EL SISTEMA

-1982-

Nombre	Capacidad útil (Mm3)	Energía Utilizable (GWH)	Propietario	Localización
Prado	528.0	60.5	ICEL	Tolima
Esmeralda	633.5	1.116.0	ISA	Boyacá
Tominé	690.0	2.511.6	EEEB	Cundinamarca
Muña	41.4	150.7	EEEB	Cundinamarca
Sisga	96.0	349.4	CAR	Cundinamarca
Neusa	102.0	371.3	CAR	Cundinamarca
Miraflores	136.1	196.5	EPM	Antioquia
Troneras	29.2	42.2	EPM	Antioquia
El Peñol	1.168.9	2.279.4	EPM	Antioquia
Alto Anchicayá	30.0	30.0	CHIDRAL	Valle
Calima	437.5	236.0	CVC	Valle
San Francisco	3.8	1.5	ICEL-CHEC	Caldas

SISTEMA DE TRANSMISION EXISTENTE A 1982

Línea	Longitud (Km)	Voltaje (KV)	No. de Circuitos	Entidad Ejecutora
San Carlos-Cerromatoso	210.0	500 ●	1	ISA
Cerromatoso-Chinú	135.0	500 ●	1	ISA
Chinú-Sabanalarga	179.0	500 ●	1	ISA
Esmeralda-Guatapé	169.2	230	2	ISA
Esmeralda-Yumbo	194.1	230	2	ISA
Esmeralda-La Mesa	174.4	230	2	ISA
Guatapé-Barranca	199.0	230	1	ISA
Guatapé-San Carlos	34.0	230	1	ISA
Chivor-Torca	102.6	230	2	ISA
Chivor-Torca	105.0	230	2	ISA
Chivor-Paipa	119.7	230	2	ISA
Torca-La Mesa	54.7	230	1	ISA
Torca-Balsillas	28.0	230	1	ISA
Balsillas-La Mesa	28.2	230	1	ISA
Paipa-Bucaramanga	154.0	230	1	ICEL
Bucaramanga-Belén(Cúcuta)	121.0	230	1	ICEL
Barranca-Bucaramanga	90.0	230	1	ICEL
Guatapé-Envigado	63.4	230	2	EPM
Guatapé-Miraflores	51.5	230	2	EPM
Empalme Malena a Guatapé Barranca	1.9	230	1	EPM
Alto Anchicayá-Yumbo	54.2	230	1	CVC
Alto Anchicayá-Pance	53.7	230	1	CVC
Pance-Yumbo	26.7	230	1	CVC
Soledad (B/quilla)-Sabalarga	38.2	230	2	CORELCA
Sabalarga-Tenera	79.8	230	2	CORELCA
Tenera-Termocartagena	6.4	230	2	CORELCA
Sabalarga-Fundación	95.0	230	1	CORELCA
Fundación-Valledupar	140.1	230	1	CORELCA

Línea	Longitud (Km)	Voltaje (KV)	No. de Circuitos	Entidad Ejecutora
Termogujira-Santa Marta	80.8	230	2	CORELCA
Santa Marta -Fundación	100.0	230	2	CORELCA
Sesquilé-Chivor	55.0	115	1	ISA
Pance-San Antonio	12.3	115	2	CVC
Pance-Juanchito	14.7	115	2	CVC
San Antonio-Chipichape	3.8	115	2	CVC
Bajo Anchicayá-Chipichape	50.2	115	2	CVC
Chipichape-Yumbo	10.8	115	2	CVC
Yumbo-Juanchito	14.8	115	2	CVC
Yumbo-Buga	43.0	115	2	CVC
Buga-Tuluá	27.6	115	2	CVC
Tuluá-Zarzal	37.6	115	2	CVC
Zarzal-Cartago	41.8	115	2	CVC
Bajo Anthicayá-Tabor (B/Ventura)	36.0	115	2	CVC
Yumbo-Sta.Bárbara (Palmira)	22.0	115	2	CVC
Calima-Buga	32.7	115	2	CVC
Pailón-Tabor (B/ventura)	9.0	115	1	CVC
Sta. Bárbara (Palmira-Cerrito)	20.0	115	1	CVC
Juanchito-Candelaria	14.5	115	1	CVC
Salvajina-Pance	50.0	115	1	CVC
Salto (Guadalupe)-Porce C-1	26.0	115	1	EPM
Salto (Guadalupe)-Castilla C-2	77.58	115	1	EPM
Salto (Guadalupe)-Barbosa C-3	45.17	115	1	EPM
Salto (Guadalupe)-Bello C-4	71.31	115	1	EPM
Salto (Guadalupe)-Bello C-5	70.93	115	1	EPM
Salto (Guadalupe)-Belén C-6	87.70	115	1	EPM
Bello - Porce C-1	46.10	115	1	EPM
Bello-Riogrande C-2	43.19	115	1	EPM
Riogrande-Piedras Blancas C-1	43.19	115	1	EPM
Bello - Central	12.08	115	1	EPM
Barbosa-Central	38.22	115	1	EPM
Barbosa-Guatapé	32.7	115	1	EPM
Guatapé-Puerto Inmarco	62.42	115	1	EPM
Piedras Blancas-Miraflores	5.13	115	1	EPM
Castilla-Central	5.00	115	2	EPM
Central-Guayabal	5.00	115	2	EPM
Guáyabal-Envigado	4.18	115	2	EPM
Miraflores-Guayabal	7.25	115	2	EPM
Belén - Envigado	8.16	115	2	EPM
Bello-Colombia	11.91	115	1	EPM
Colombia-Belén	6.86	115	1	EPM
Miraflores-Riogrande	20.30	115	1	EPM
Zamora-Castilla	3.57	115	1	EPM
Rionegro-Piedras	28.50	115	1	EPM
Bello-Zamora	3.41	115	1	EPM
Soledad (B/quilla)-Riocórdoba	69.50	115	1	CORELCA
Riocórdoba-Fundación	68.50	115	1	CORELCA
Riocórdoba-Santa Marta	20.00	115	1	CORELCA
Santa Marta -Manzanares	5.00	115	1	CORELCA
Riocórdoba-Manzanares	25.00	115	1	CORELCA
Soledad(B/quilla)-El Río	7.11	115	1	CORELCA
La Unión-Soledad(B/quilla)	3.53	115	1	CORELCA
Soledad (B/quilla)-El Silencio	13.64	115	1	CORELCA
Turbogás-El Silencio	13.79	115	1	CORELCA
Turbogás-Soledad	0.15	115	1	CORELCA
Tenera-Tolúviejo	108.50	115	1	CORELCA
Valledupar-San Juan	40.00	115	1	CORELCA
Riohacha-Termoballenas	31.30	115	1	CORELCA
Riohacha-Maicao	100.00	115	1	CORELCA

Línea	Longitud (Km)	Voltaje (KV)	No. de Circuitos	Entidad Ejecutora
Magangué-Mompós	45.00	115	1	CORELCA
Cerromatoso-Uré	6.50	115	1	CORELCA
Colegio-Concordia	50.20	115	1	EEEE
Colegio-Laguneta	12.70	115	1	EEEE
Colegio-Salitre	42.00	115	1	EEEE
Colegio-Balsillas	23.80	115	1	EEEE
Colegio-Flandes	60.00	115	1	EEEE
Laguneta-Salto II	3.17	115	1	EEEE
Salto II-Muña	7.90	115	1	EEEE
Canoas-Muña	6.00	115	1	EEEE
Muña-San Carlos	19.70	115	1	EEEE
San Carlos-Muzú	2.60	115	1	EEEE
Muzú-Veraguas	3.05	115	1	EEEE
Veraguas-Salitre	8.10	115	1	EEEE
Salitre-La Paz	3.50	115	1	EEEE
La Paz-Laguneta	26.20	115	1	EEEE
Concordia-Carrera 5	3.10	115	1	EEEE
Carrera 5-Castellana	10.10	115	1	EEEE
Castellana-Autopista	4.40	115	1	EEEE
Autopista-Suba	6.50	115	1	EEEE
Autopista-Torca	8.90	115	1	EEEE
Torca-Castellana	13.50	115	1	EEEE
Suba-Bolivia	10.00	115	1	EEEE
Bolivia-Mosquera	17.40	115	1	EEEE
Mosquera-Balsillas	4.50	115	1	EEEE
Balsillas-Fontibón	19.60	115	1	EEEE
Fontibón-Salitre	5.60	115	1	EEEE
Salitre-Termozipa	47.00	115	1	EEEE
Salitre-El Sol	39.50	115	1	EEEE
El Sol-Termozipa	7.50	115	1	EEEE
Termozipa-Sesquilé	19.20	115	1	EEEE
Sesquilé-Santa María	59.00	115	1	EEEE
Torca-La Calera	17.70	115	1	EEEE
La Calera-Concordia	24.60	115	1	EEEE
Concordia-San Carlos	13.50	115	1	EEEE
Laguneta-Bosa	17.00	115	1	EEEE
Bosa-Veraguas	9.00	115	1	EEEE
Veraguas-Muzú	3.05	115	1	EEEE
Bosa-Techo	6.00	115	1	EEEE
Balsillas-Villeta	4.50	115	1	EEEE
San Carlos-Victoria	5.00	115	1	EEEE
Victoria-Cáqueza	25.00	115	1	EEEE
Cáqueza-Villavicencio	48.00	115	1	EEEE
Morato-Usaquén	5.70	115	1	EEEE
Muña-Fusagasugá	30.00	115	1	ICEL-E.Cund.
Frontino-Apartadó	124.00	115	1	ICEL-E Antioq.
Frontino-Belén	94.00	115	1	ICEL-E Antioq.
Quibdó-Cértegui-Istmina	90.00	115	1	ICEL-E.Chocó
Envigado-Bolombolo-Quibdó	163.00	115	1	ICEL-E Antioq.
Regivit-Ibagué	61.0	115	1	ICEL-E Tolima
Rosa-Regivit	35.90	115	1	ICEL-CHEC
Irra-Salamina	25.30	115	1	ICEL-CHEC
Esmeralda-Irra	22.70	115	1	ICEL-CHEC
Manizales-Manzanares- Dorada	120.00	115	1	ICEL-CHEC
Insula-Manizales	13.80	115	1	ICEL-CHEC
San Francisco-Esmeralda	2.07	115	3	ICEL-CHEC
Dorada-Guaduro	42.00	115	1	ICEL-E. Tolima
Ibagué-Diamante	10.0	115	1	ICEL-E. Tolima
Diamante-Flandes	40.0	115	1	ICEL-E. Tolima

Línea	Longitud (Km)	Voltaje (KV)	No. de Circuitos	Entidad Ejecutora
Esmeralda-Manizales	25.8	115	1	ICEL-CHEC
Esmeralda-Viterbo	13.8	115	1	ICEL-CHEC
Insula-Esmeralda	12.0	115	2	ICEL
Altamira-Florencia	55.0	115	1	ICEL-E.Caquetá
Flandes-Prado	58.1	115	2	ICEL-E.Tolima
Prado-Neiva	107.0	115	1	ICEL-E.Huila
Neiva-Altamira	140.0	115	1	ICEL-E.Huila
Neiva-Betania	30.0	115	2	ICEL
Rosa-Cartago	30.6	115	1	ICEL-CHEC
Rosa-Esmeralda	31.4	115	2	ICEL-CHEC
Zulia-La Fría	25.0	115	1	ICEL-CENS
Zulia-Tibú	53.0	115	1	ICEL-CENS
Cúcuta-Zulia	45.0	115	1	ICEL-CENS
Paipa-Tunja	32.6	115	1	ICEL-E.Boyacá
Bucaramanga-San Gil	88.0	115	1	ICEL-ESSA
Cúcuta-Sevilla	4.0	115	1	ICEL-CENS
Barbosa-Chiquinquirá	45.0	115	1	ICEL-E.Boyacá
Paipa-Belencito	32.0	115	1	ICEL-E.Boyacá
Paipa-Barbosa	64.0	115	1	ICEL-E.Boyacá
Palenque-Bucaramanga	8.0	115	1	ICEL-ESSA
Palenque-Barranca	90.0	115	2	ICEL-ESSA
Ocaña-Tibú	107.0	115	1	ICEL-CENS
Ocaña-Ayacucho	38.0	115	1	ICEL-CENS
Ipiales-Pasto	56.0	115	1	ICEL-Cedenaar
Pasto-Río Mayo	56.0	115	1	ICEL-Cedenaar
Pasto-Catambuco	5.00	115	2	ICEL-Cedenaar
Río Mayo-Popayán	106.0	115	1	ICEL-Cedenaar
Pasto-Popayán	162.0	115	1	ICEL-Cedenaar
Popayán-Florida	12.0	115	1	ICEL-Cedelca
Popayán-Santander	73.5	115	1	ICEL-Cedelca
Popayán-Pance	112.0	115	1	ICEL-Cedelca
Santander-Pance	42.0	115	1	ICEL-Cedelca

● Energizadas a 230 KV.

PRINCIPALES SUBESTACIONES A 230 KV
1982

Nombre	Capacidad de Transformación (MVA)	Relación de Transformación (KV)	No. de Unidades de Transformación	Propietario
Yumbo	180	230/115/13.8	2	ISA
Esmeralda	180	230/115/13.8	2	ISA
Torca	672	230/115/13.8	4	ISA
Chivor	648	230/13.8	8	ISA
Balsillas	180	230/115/13.8	2	ISA
Cerromatoso	150	230/115/13.8	1	ISA
Chinú	180	230/115/44.0	1	ISA
Jaguas	10	230/13.8	1	ISA
Guatapé	684	230/13.8	4	EPM
Miraflores	360	230/115/44	2	EPM

Nombre	Capacidad de Transformación (MVA)	Relación de Transformación (KV)	No. de Unidades de Transformación	Propietario
Envigado	360	230/115/44	2	EPM
Malena	20	230/115/44	1	EPM
Pance	180	230/115	2	CVC
Alto Anchicayá	345	230/13.8	3	CVC
Yumbo	90	230/115/13.8	1	CVC
Barranca	90	230/115	1	ICEL
Paipa	180	230/115	2	ICEL
Bucaramanga	90	230/115	1	ICEL
Belén	90	230/115	1	ICEL
Barranca	75	230/13.8	1	ICEL
Barranquilla	200	230/115	2	CORELCA
Cartagena	234	230/13.8	2	CORELCA
Valledupar	45	230/115	1	CORELCA
Ternera	200	230/66.0	2	CORELCA
Ternera	60	230/115/6.3	1	CORELCA
Fundación	55	230/115	1	CORELCA
Sabanalarga	28	230/66/13.8	1	CORELCA
Santa Marta	100	230/115/34.5	1	CORELCA
Termoguajira	200	230/13.8	1	CORELCA
Termoguajira	40	230/34.5/13.8	1	CORELCA

PROGRAMA DE GENERACION

CENTRALES EN EJECUCION 1983 - 1986

Proyecto	Capacidad instalada (MW)	Entidad Ejecutora	Clase	Semestre Operación	Localización
Termoguajira I	170.0	CORELCA	T	1o. 1983	Guajira
Ayurá	19.0	EPM	H	1o. 1983	Antioquia
San Carlos I	620.0	ISA	H	1o. 1983	Antioquia
Paraíso-La Guaca	600.0	EEEB	H	2o. 1983	C/marca.
Zipaquirá V	66.0	ISA	T	1o. 1984	C/marca.
Tasajero	150.0	ICEL	T	1o. 1984	N. de S/der
San Carlos II	620.0	ISA	H	1o. 1984	Antioquia
Jaguas	170.0	ISA	H	1o. 1984	Antioquia
Salvajina	180.0	CVC	H	2o. 1984	V. Cauca
Guadalupe IV	213.0	EPM	H	1o. 1985	Antioquia
Calderas	18.0	ISA	H	1o. 1985	Antioquia
Termoguajira II	170.0	CORELCA	T	2o. 1985	Guajira
Betania	500.0	ICEL	H	1o. 1986	Huila

H Hidráulica
T Térmica

PROGRAMA DE GENERACION
1987 - 1992

Proyecto	Capacidad instalada (MW)	Entidad Ejecutora	Clase	Semestre Operación	Localización
Playas	200.0	EPM	H	1o. 1987	Antioquia
Termocartagena	150.0	CORELCA	T	2o. 1987	Bolívar
Termozipa VI	150.0	EEEB	T	2o. 1988	C/marca.
Miel I	384.0	CHEC-ICEL	H	2o. 1988	Caldas
Guavio	1000.0	EEEB	H	2o. 1989	C/marca.
Riogrande II	360.0	EPM	H	2o. 1989	Antioquia
Calima III	240.0	CVC	H	2o. 1989	Valle Cauca
Urrá I y II	1200.0	CORELCA	H	1o. 1991	Córdoba
Miel II	351.0	ICEL-CHEC	H	1o. 1992	Caldas
Cañafisto	1500.0	ISA	H	2o. 1992	Antioquia

H Hidráulica
T Térmica

PROYECTOS ADICIONALES
1983 - 1984

Proyecto	Entidad Ejecutora	Caudal (M3/seg)	Semestre Operación	Localización
Chingaza	EAAB ●	15	2o. 1983	C/marca.
Desviaciones Río Nechí Pajarito y Dolores	EPM	10 en promedio	2o. 1983	Antioquia
Desviaciones Río Tunjita ●● a Chivor	ISA	12.5 en promedio	1o. 1984	Boyacá
Desviaciones Río Sucio ●● y Negro a Chivor	ISA	8.1 en promedio	2o. 1983	Boyacá
Desviaciones Río Calderas a San Carlos	ISA	5.2	2o. 1985	Antioquia
Desviación Río Tafetanes a Calderas y San Carlos	ISA	1.5	2o. 1985	Antioquia

- Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá
- Programa de Emergencia

CAPACIDAD DE EMBALSE FUTURO EN EL SISTEMA

Embalse	Volumen Util (Mm3)	Energía Equivalente (GWH)	Semestre Operación	Entidad	Localización
Chingaza II ●	200	1676.0	2o. 1983	EAAB ●●●	C/marca-
Paraíso-La Guaca ●●	-	943.0	2o. 1983	EEEB	C/marca-
Punchiná (San Carlos)	50	66.0	1o. 1983	ISA	Antioquia
San Lorenzo con San Carlos y Playas	140	333.0	1o. 1984	ISA	Antioquia
Salvajina ●	623	136.0	2o. 1984	CVC	Valle Cauca
Guadalupe IV ●●	-	956.0	1o. 1985	EPM	Antioquia
Betania	1045	170.0	1o. 1986	ICEL	Huila
Playas ●●	80	34.7	1o. 1987	EPM	Antioquia
Miel I	430	216.0	2o. 1988	CHEC-ICEL	Caldas
Guavio	950	2391.0	2o. 1989	EEEB	C/marca-
Riogrande II	110	237.0	2o. 1989	EPM	Antioquia
Calima III	7	8.2	2o. 1989	CVC	Valle Cauca
Urrá I	1054	143.0	1o. 1991	CORELCA-ISA	Córdoba
Urrá II (con Urrá I)	14300	6399.0	1o. 1991	CORELCA-ISA	Córdoba
Miel II (con Miel I)	75	136.0	1o. 1992	ICEL-CHEC	Caldas
Cañafisto	1810	403.0	2o. 1992	ISA	Antioquia

● Estos embalses no serán operados directamente por el sistema eléctrico, pero ayuda en la producción de energía eléctrica.

●● Estos proyectos con embalse pequeño o sin él, adicionalmente producen aumento en la energía

embalsada, porque incrementan al factor de conversión de embalses aguas arriba de ellos.

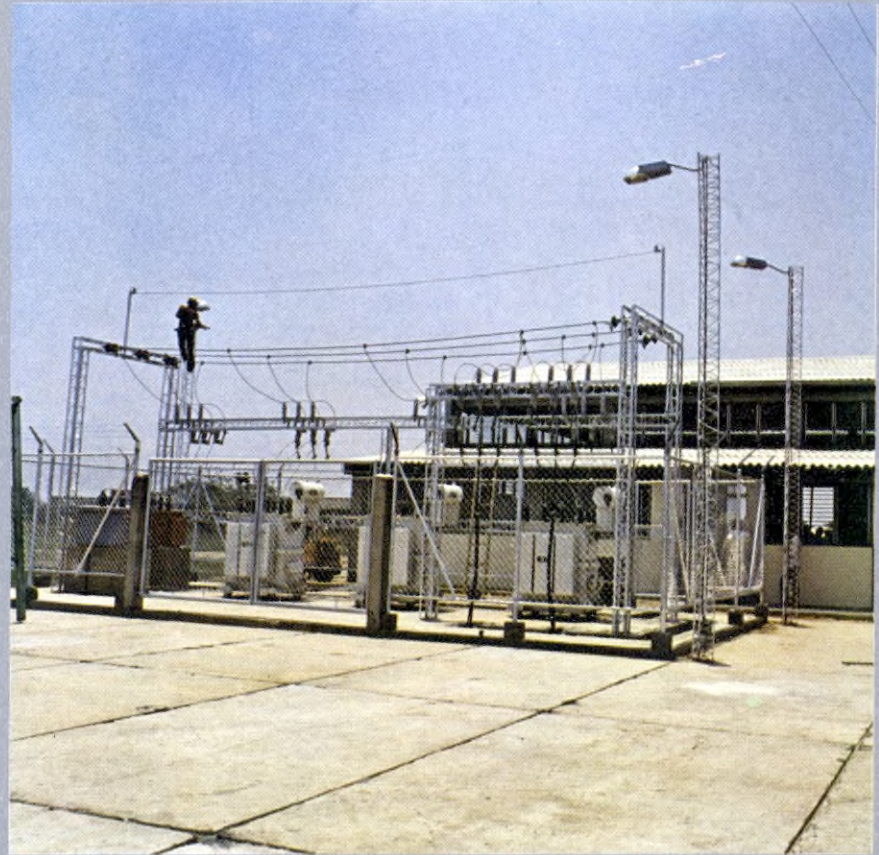
●●● Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá.

PROGRAMA DE ESTUDIOS PERIODO 1980 - 1983

Proyecto	Nivel de Estudio	Capacidad (MW)	Entidad	Localización
H. Páez-La Plata	Prefactibilidad	1.470	ICEL	Huila
H. Alto Magdalena	Prefactibilidad	1.660	ICEL	Huila
H. Río Otún	Prefactibilidad	27	ICEL	Risaralda
Chimera	Factibilidad	638	ICEL	Cundinamarca
H. Río Atrato	Factibilidad	717	ICEL	Chocó
Samaná Medio	Factibilidad	314	ICEL	Caldas
Angosturas Medio	Factibilidad	1.500	ICEL	Cauca
H. Río Cusiana	Factibilidad	170	ICEL	Boyacá
Patía I	Factibilidad	900	ICEL	Nariño
Patía II	Factibilidad	880	ICEL	Nariño
H. Magdalena Medio	Reconocimiento	2.550	ISA	Cundinamarca
H. Río Mira	Reconocimiento	672	ISA	Nariño
H. Alto Caquetá	Reconocimiento	3.320	ISA	Putumayo
H. Alto Putumayo	Reconocimiento	1.012	ISA	Putumayo
H. Alto Arauca	Reconocimiento	1.860	ISA	N. Santander

Proyecto	Nivel de Estudios	Capacidad (MW)	Entidad	Localización
Farallones	Prefactibilidad	2.120	ISA	Antioquia
H. Ríos Fonce-Suárez	Factibilidad	1.660	ISA	Santander
San Juan	Factibilidad	1.500	ISA	Chocó
Sogamoso	Factibilidad	1.200	ISA	Santander
Ituango	Factibilidad	4.270	ISA	Antioquia
Neme	Factibilidad	512	ISA	Tolima
Térmica 500	Factibilidad	500	ISA	
H. Alto Guaviare	Reconocimiento	2.738	EEEEB	Meta
Icononzo	Prefactibilidad	117	EEEEB	Cundinamarca
Boquerón	Prefactibilidad	104	EEEEB	Cundinamarca
Chapasia	Prefactibilidad	800	EEEEB	Cundinamarca
H. Ríos Negro-Guayuriba-Humea	Factibilidad	1.470	EEEEB	Cundinamarca
Maripaná	Factibilidad	2.000	EEEEB	Meta
Upía	Factibilidad	1.300	EEEEB	Boyacá
H. Tibitó	Factibilidad	600	EEEEB	Cundinamarca
Térmica 600	Factibilidad	600	EEEEB	
H. Nechí	Factibilidad	1.160	EPM	Antioquia
H. Ríos Samaná Norte-Cimitarra-Simití	Factibilidad	409	EPM	Antioquia
H. Murri-Penderisco	Factibilidad	2.240	EPM	Chocó
H. Porce	Factibilidad	1.800	EPM	Antioquia
H. San Juan	Factibilidad	145	EPM	Antioquia
H. San Bartolomé	Factibilidad	427	EPM	Antioquia
H. San Andrés	Factibilidad	173	EPM	Antioquia
H. Tiquí	Factibilidad	450	EPM	Antioquia
Tamar	Factibilidad	132	EPM	Antioquia
Desviación Cauca-Pacífico hacia:				
Cuenca del Calima	Factibilidad	1.165	CVC	Valle
Cuenca de Garrapatas	Factibilidad	1.142	CVC	Valle
Calima II	Factibilidad	235	CVC	Valle
Calima IV	Factibilidad	200	CVC	Valle
Calima V	Factibilidad	100	CVC	Valle
H. Garrapatas	Factibilidad	1.440	CVC	Valle
Sierra Nevada	Factibilidad	450	CORELCA	Magdalena

PROYECTOS DE INVERSION DEL SECTOR ELECTRICO



Electrificación en los
Territorios Nacionales. Aspecto
de las instalaciones en Arauca
(Arauca)



Redes de Distribución
en Saravena (Arauca)

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA

PROGRAMA DE GENERACION
1983 - 1986

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO Y SUSTITUCION DE COMBUSTIBLE DE LA CENTRAL TERMoeLECTRICA DE BARRANCABERMEJA

Con el fin de aumentar la capacidad efectiva de Termobarranca III en 31.000 KW, se elaboró un estudio técnico-económico para determinar un nuevo sistema de enfriamiento definitivo de esta planta. Así mismo, se consideró la viabilidad técnica y económica de sustituir el Fuel-Oil que actualmente se utiliza como combustible para la unidad III de Termobarranca por Carbón, mediante la construcción y montaje de una caldera nueva que quemaría Fuel-Oil, gas y carbón. Esta sustitución conllevaría a un ahorro de 600.000 barriles anuales de Fuel-Oil. El costo aproximado de estudios y obras es de \$640.7 millones.

TERMOTASAJERO

Esta central estará ubicada en el departamento de Norte de Santander a 12 Km. de la ciudad de Cúcuta. Inicialmente tendrá una capacidad de 150 MW en una unidad y quedará provista de infraestructura suficiente para una ampliación futura a 300 MW. El combustible básico que alimentará la central es carbón extraído de minas existentes en la región, con un consumo inicial de unas 300.000 toneladas/año. Como obras complementarias al proyecto, se construyen las siguientes:

- Subestación de 220 MVA a 230 KV.
- Línea de empalme entre Tasajero a la línea actual Bucaramanga - Cúcuta a 230 KV.
- Línea Tasajero-Cúcuta (subestación San Mateo) a 230 KV.
- Patio de almacenamiento con capacidad para 100.000 toneladas.
- Precipitador electrostático frío para remover los gases de escape de la caldera hasta el 98.5% en peso de ceniza presente en los mismos cuando se quema carbón pulverizado.

El contrato de construcción fué adjudicado al consorcio Mitsubishi Distral-Quórum, por un valor aproximado de US\$ 107.54 millones precio a diciembre de 1981, su entrada en operación está prevista para el primer semestre de 1984.

CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA

Este proyecto está localizado en el departamento del Huila, a unos 30 kilómetros de la ciudad de Neiva, en el sur del país, sobre el río Magdalena.

La presa está localizada a unos 200 metros aguas abajo de la confluencia del río Magdalena y el río Yaguará. El caudal medio del río en el sitio de la presa es de 473 m³/seg. y el pico de la creciente de diseño se estimó en 31.130 m³/seg. El embalse almacenará 1.971 Mm³ y tendrá un área de 7.370 Ha. cuando esté en nivel máximo de operación.

Las principales obras que involucra este proyecto comprenden: Desviación del río, la presa y diques, el vertedero principal y vertederos auxiliares, captación y conducción, casa de máquinas y subestaciones.

La presa será de un lleno de arena compactada de 90 m., de altura máxima, una longitud de cresta de 670 m., un ancho de corona de 10 m., y tendrá un volumen de 6.3 Mm³. En la margen derecha del embalse se construirán cuatro diques de poca altura, con un volumen total de lleno de 1.52 Mm³.

En el sillar situado cerca del estribo izquierdo de la presa principal se construirá un dique de cierre, con una altura de 32 m. sobre su fundación y una longitud de unos 176 m. El volumen será de 0.84 Mm³ y tendrá un núcleo impermeable vertical.

El proyecto contará con un vertedero principal de 12.000 m³/seg. de capacidad de descargue y tres vertederos de emergencia auxiliares de 19.000 m³/seg. que constarán de un canal y de un dique fusible diseñado para erosionarse cuando el embalse se sobrecargue.

La casa de máquinas será una estructura superficial de concreto construída en la margen derecha del río Magdalena, que alojará tres grupos turbogeneradores, con sus equipos auxiliares, como también los transformadores. Las tres unidades serpan de eje vertical cada una con una turbina tipo Francis, diseñada para generar 170 MW con una caída neta de 72 m la generación anual aproximada de energía será de 2.100 GWH.

La subestación se construirá en la margen izquierda del río y al frente de la casa de máquinas, será del tipo de barraje principal seccionado con barraje de transferencia.

Esta central estará conectada por dos (2) líneas de transmisión a 230 KV con la red de interconexión Nacional.

Para su construcción fué creada la sociedad Central Hidroeléctrica de Betania S.A., de la cual son accionistas ICEL, ISA y algunas electrificadoras filiales del ICEL.

La licitación pública internacional para la construcción de obras principales y el suministro de equipos electromecánicos se cerró el 24 de octubre de 1980; esta licitación fué adjudicada al consorcio Impregilo-Estruco-Pinski-GIE por valor de US\$ 390.0 millones.

A principios de 1983 fué desviado el río Magdalena, con el fin de iniciar las obras de la central propiamente dicha. La entrada en operación está prevista para el primer semestre de 1986.

PROGRAMA DE GENERACION 1987 - 1992

LA MIEL I

Este proyecto está localizado en el departamento de Caldas, cerca de la población de Norcasia, sobre el río La Miel, en la vertiente oriental de la cordillera central.

Las principales características son:

Presa de enrocado con cara de concreto y altura de 180 m., localizada aguas abajo de la confluencia de los ríos Moro y la Miel, creará un embalse, con un volumen total de 570 Mm³ de los cuales 430 Mm³ se utilizarán para generación. Los caudales 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 5.800 m³/seg y constará de un caudal de conducción, una estructura de control con 4 compuertas radiales y la descarga se hará por 2 túneles de 11 metros de diámetro y 460 m. y 520 m. de longitud respectivamente.

La central subterránea alojará 3 unidades tipo Francis de eje vertical de 128 MW cada una, diseñadas para un salto bruto de 225.5 m. y un caudal de 170 m³/seg. Los caudales turbinados serán restituídos al río mediante un túnel de fuga de 8.8 m. de diámetro y 3.98 Km. de longitud.

El costo total aproximado de este proyecto es de US\$323.3 millones a precios de diciembre de 1981 y su entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 1988.

Este proyecto será ejecutado por la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC).

LA MIEL II

Esta localizado sobre el flanco oriental de la

cordillera central a 30 kilómetros aguas arriba del proyecto Miel I y a unos 60 kilómetros de la desembocadura del río Magdalena, al oriente del departamento de Caldas, en la región comprendida por los municipios de La Victoria, Marquetalia y Samaná.

El desarrollo del proyecto se inicia inmediatamente aguas abajo de la confluencia de los ríos Pensilvania y la Miel y se extiende hasta el extremo del embalse del Proyecto Miel I. En el sitio proyectado además de aprovechar el caudal del río La Miel, se aprovecha el de los ríos Tenerife y Pensilvania, así como las aguas del río Guarinó mediante un túnel de desviación.

Las características principales son:

Presa tipo enrocado con cara de concreto y 170 m. de altura, embalse útil de 75.3 Mm³, túnel de carga con longitud de 760 m, un caudal medio de 47.8 m³/seg. La central subterránea alojará 3 turbinas tipo Pelton de eje vertical y tres generadores de 117 MW cada uno. Las aguas serán restituídas al río mediante un túnel de fuga de 14.300 m. de longitud y sección herradura 3.6 x 3.6 m.

A finales de 1982 se adelantaba el concurso de méritos que permitirá efectuar el diseño final, planos de construcción, pliegos de licitación, así como la asesoría para el respectivo contrato de construcción.

Se prevé la iniciación de la etapa de diseño para finales de 1983.

El costo total de este proyecto se estima en US\$ 338.2 millones a precios de diciembre de 1981 y su entrada en operación se prevé para el primer semestre de 1992.

CENTRAL TERMoeLECTRICA DE PAIPA IV

En vista de la necesidad de dar un año de holgura en algunas de las plantas del plan de generación (1986-1992) (Betania, Guavio, Urrá I y Urrá II) y con el fin de dar un buen servicio al sistema Nordeste (Boyacá, Santander y Norte de Santander), la Junta Directiva de ISA dió aprobación para su construcción, pero sin definirse aún la fecha en que deberá entrar en operación.

Está localizada en el departamento de Boyacá, a unos 5 km. de la ciudad de Paipa. La capacidad instalada será de 150 MW en una sola unidad, adicionales a los 175 MW existentes actualmente en Termopaipa. El combustible básico que alimentará la central es carbón extraído de minas existentes en la región, con consumo inicial de unas 300.000 toneladas/año, aproximadamente.

La iniciación de la construcción está prevista para septiembre de 1983 y su entrada en operación se

espera para 1987, actualmente están listos los pliegos de licitación.

JULUMITO

Está localizado en el departamento del Cauca, 10 kilómetros al Occidente de Popayán y aprovecha los caudales de los ríos Cauca, Palacé y Saté.

Sobre el río Saté se creará el embalse Julumito con una capacidad útil de 50.4 Mm³, al cual le llegarán por medio de un canal y dos túneles las aguas de los ríos Cauca, Palacé y Blanco.

La casa de máquinas estará ubicada sobre la margen derecha del río Cauca, alojará 2 unidades tipo Francis de eje vertical y tendrá una capacidad total instalada de 53 MW.

Los estudios de factibilidad se concluyeron en septiembre de 1979 los cuales fueron efectuados por la Japan International Cooperation Agency (J.I.C.A.), entidad del Gobierno Japonés.

Se prevé la iniciación de diseños y planos de construcción a partir del segundo semestre de 1983, y su entrada en operación en el primer semestre de 1986.

PROGRAMA DE ESTUDIOS

ESTUDIOS EN ETAPA DE PREFACTIBILIDAD TECNICA

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO PAEZ - LA PLATA

La cuenca del Alto Magdalena está localizada en la parte Sur Central de 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 Suaza, Páez, La Plata y Negro de Narváez. El área de la cuenca hidrográfica estudiada es de aproximadamente 4.765 Km².

Estos estudios definieron e identificaron varios aprovechamientos localizados sobre los ríos Páez y La Plata, los cuales tienen las siguientes características:

Proyecto	Río	Caída Neta (m)	Caudal Medio (m ³ /seg)	Capacidad Instalada (MW)	Energía Generada (GWH/año)	Tipo de Presa
Piedra Grande	Páez	315	52	115	851	Enrocado
Macaná	Páez	287	93	290	1632	Enrocado
Guinea	La Plata	261	42	106	677	Enrocado
Paicol	Páez	354	176	960	4206	Enrocado

El informe de prefactibilidad recomienda llevar a factibilidad el proyecto Paicol, para lo cual el ICEL está iniciando las gestiones correspondientes.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DE LA CUENCA DEL ALTO MAGDALENA

Los aprovechamientos hidroeléctricos identificados a nivel de reconocimiento preliminar dentro de esta cuenca por el ICEL y el ESEE se encuentran localizados sobre el río Magdalena y aguas arriba de la confluencia con el río Páez. El área de la cuenca hidrográfica en estudio es de 7.000 Km² aproximadamente.

Las principales características de los proyectos identificados a nivel de prefactibilidad son las siguientes:

Proyecto	Río	Caída Neta (m)	Caudal Medio (m ³ /seg)	Capacidad Instalada (MW)	Energía Generada (GWH/año)	Tipo de Presa
Quimbo	Magdalena	128	250	675	2159	Enrocado
Pericongo	Magdalena	147	191	600	1841	Enrocado
Guarapas	Magdalena	219	130	380	1613	Enrocado

La etapa de prefactibilidad técnica se inició en junio de 1981 y finalizó en noviembre de 1982, la cual recomienda llevar a factibilidad los proyectos: Quimbo, Pericongo y Guarapas.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO OTUN

La zona de la hoya del río Otún está ubicada en el departamento de Risaralda entre la cordillera Central y el río Cauca.

Actualmente se adelantan los estudios de prefactibilidad técnica de los aprovechamientos río Azul-La Pastora, las Nieves-La Cuenca río Azul-Ceilán y Ceilán-La Cuenca, los cuales permitirán seleccionar cual o cuáles deben ser estudiados en la etapa de factibilidad técnica. El área de la cuenca hidrográfica estudiada es de 494 Km² aproximadamente.

Las principales características de los proyectos identificados son los siguientes:

DESARROLLO - 1

Proyecto	Río	Caída Neta (m)	Caudal Medio (m ³ /seg)	Capacidad Instalada (MW)	Energía Firme (GWH/año)	Tipo de presa
Río Azul-La Pastora	Azul	360	2.1	6	37	Concreto
Las Nieves La Cuenca	Otún	300	2.6	6.2	38	Concreto

DESARROLLO -2

Proyecto	Río	Caída Neta (m)	Caudal Medio (m3/seg)	Capacidad Instalada (MW)	Energía Firme (GWH/año)	Tipo de Presa
Río Azul-Ceilán	Azul	630	2.1	10.6	65	Concreto
Ceilán-La Cuenca	Otún	180	2.8	4	25	Concreto

Los estudios fueron iniciados en agosto de 1982 y tendrán una duración de 15 meses.

ESTUDIOS EN ETAPA DE FACTIBILIDAD TECNICA APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO SUAREZ

La zona estudiada está localizada al Nordeste de Colombia a 90 km al NE de la ciudad de Bogotá. Forma parte de la cuenca hidrográfica del río Magdalena en el sistema Sogamoso, tiene una longitud de 130 Km. en línea recta desde la Laguna de Fúquene hasta la desembocadura del río Fonce. El área de estudio de esta cuenca es de 6496 Km² aproximadamente.

El río Suárez se origina en el departamento de Cundinamarca y baña las tierras de Boyacá y Santander. Recorre entre otros los municipios de Puente Nacional, Barbosa, Guepsa, Guadalupe, Contratación, Chimá, Palmas del Socorro, Simacota y Socorro, que es del área de interés de los estudios de prefactibilidad técnica.

Fueron realizados los estudios de prefactibilidad técnica para los aprovechamientos hidroeléctricos Mamaruca, Simacota, y Chimera los cuales finalizaron en julio de 1981.

De acuerdo a las conclusiones del estudio anterior se realiza actualmente los estudios de factibilidad técnica del proyecto Chimera, el cual fué iniciado en septiembre de 1981.

Las principales características técnicas de este desarrollo hidroeléctrico son:

Río Suárez	
Caudal Medio (m/seg)	161
Caída neta (m)	254
Capacidad instalada (MW)	638
Energía Firme (GWH/Año)	2.830
Tipo de Presa	Enrocado con núcleo de arcilla
Altura de presa (m)	150

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO ATRATO

Está localizado al occidente del país, en el departamento del Chocó.

Fueron identificados a nivel de prefactibilidad los proyectos: El Dieciocho, Lloró y El Siete, cuyos estudios se adelantaron mediante un convenio de cooperación técnica del Gobierno Japonés.

Del estudio anterior se decidió llevar a la etapa de factibilidad El Siete No. 1 y El Siete No. 2 y su iniciación se espera para el Segundo semestre de 1983.

Las principales características de estos proyectos son:

Proyecto	Río	Caudal Medio (m3/seg)	Caída Neta (m)	Capacidad Instalada (MW)	Energía Firme (GWH/año)	Tipo de Presa
El Siete No. 1	Atrato	40	472	160	735	Gravedad
El Siete No. 2	Atrato	60	245	124	608	Gravedad

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO SAMANA 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

El ICEL en colaboración con la CHEC, adelantó los estudios de prefactibilidad técnica de los aprovechamientos: Puente Linda, Samaná Medio y Butatán, localizados a lo largo del cauce del río Samaná, esta etapa fué iniciada en octubre de 1980 y concluyó en octubre de 1981. Con base en los resultados de esta etapa, ICEL decidió adelantar los estudios a nivel de factibilidad del Proyecto Samaná Medio.

Las principales características técnicas de este proyecto son:

Río Samaná Sur	
Caudal Medio (m3/seg)	96.6
Caída Neta (m)	180
Capacidad instalada (MW)	314
Energía Firme (GWH/Año)	1.226
Tipo de Presa	Enrocado con pantalla de concreto
Altura de Presa (m)	169

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO MICAY

La cuenca hidrográfrica 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 a la población de Noanamito.

La CVC adelantó los estudios de prefactibilidad técnica, con base en los reconocimientos y proyectos seleccionados por ESEE, identificándose los proyectos Angosturas Medio, situado en la parte baja de la cuenca y los proyectos Plateado y Plateado Alto en la parte media de la cuenca. Actualmente se adelanta el informe final de esta etapa de acuerdo a observaciones hechas por personal del ICEL.

De la etapa de prefactibilidad se consideró conveniente llevar a factibilidad el proyecto Angosturas Medio y se iniciará una vez se legalice el traspaso de contrato de la CVC al ICEL.

Las principales características técnicas de estos proyectos son:

Río	Micay	
Caudal Medio (m3/seg)		272
Caída Neta (m)		255
Capacidad instalada (MW)		1500
Energía Firme (GWH/año)		4.637
Tipo de Presa		Enrocado con núcleo impermeable.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DE LA CUENCA DEL RIO CUSIANA

La Cuenca Hidrográfrica del río Cusiana está localizada en la vertiente oriental de la Cordillera Oriental en el Departamento de Boyacá y la Intendencia del Casanare. Sus principales afluentes son: Recetor, Salinero, Caja, Upamena, Chitama, Unete, Charte y otros menores.

Como resultado de los estudios de prefactibilidad técnica se seleccionaron los proyectos Guaspaquirá y Ranchería para ser estudiados a nivel de factibilidad. Las características de estos proyectos son:

Proyecto	Río	Caudal Medio (m3/seg)	Caída Neta (m)	Capacidad Instalada (MW)	Energía Firme (GWH/año)
Guaspaquirá	Cusiana	17	497	73	313
Ranchería	Cusiana	19	578	95	353

ESTUDIOS CON FACTIBILIDAD TECNICA CONCLUIDA

PROYECTO PATIA 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 técnicas son:

Una presa de enrocado de 180 m 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 8600 Mm3 corresponden al embalse útil; el caudal regulado promedio es de 320 m3/seg.

Los caudales serán conducidos a la central a través de 4 conductores 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 módulo de montaje y sala de control y alojará cuatro unidades turbogeneradoras tipo Francis diseñadas para un caudal de 710 m3/seg. y una caída media neta de 210 m. La energía firme anual será de 3370 GWH. Su costo total de construcción se estimó en US\$ 650.960.000 a precios de 1980.

PROYECTO HIDROELECTRICO PATIA II

Este proyecto se encuentra localizado aguas abajo del proyecto Patía I y aprovecha el caudal regulado por éste.

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

Las principales características son:

Presa de enrocado de 16 m de altura máxima, volumen total de relleno 9.58 Mm³, rebosadero tipo rápido con compuertas para un caudal máximo de 6300 m³/seg. El embalse asociado tiene una capacidad de 1020 Mm³ de los cuales 510 Mm³ corresponden al volumen útil.

La casa de máquinas superficial estará localizada aguas abajo de la presa y contendrá 4 unidades generadoras, conformando una potencia instalada de 880 MW y 4 turbinas tipo Francis diseñadas para un caudal nominal o de diseño de 132 m³/seg., y caída nominal neta de 163.5 m. La energía firme anual será de 3.590 GWH.

Los estudios de factibilidad fueron concluidos en 1981, los cuales tuvieron un costo de US \$ 1.333.678. El costo total de construcción se estimó en US \$ 423.500.000 a precios de enero de 1980.

FUENTES ALTERNAS DE ENERGIA PLAN NACIONAL DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS (PNPCH)

Este plan tiene como objetivo, dotar de energía eléctrica a poblaciones rurales y urbanas marginales, cuya situación geográfica dificulta la interconexión a la red del sistema eléctrico nacional y brindar así la posibilidad de un mayor bienestar social y la tecnificación de la producción para contribuir de esta forma a que se detenga la migración del campo a la ciudad.

Este plan abarca todas las pequeñas plantas hidroeléctricas hasta de 20.000 KW y está orientado a:

- Establecer la metodología para el estudio de pequeñas centrales hidroeléctricas.
- Realizar un inventario nacional de pequeñas centrales hidroeléctricas.
- Fomentar la fabricación nacional de los elementos que se utilizarán en este tipo de centrales.

En el desarrollo del presente programa se han identificado los siguientes programas:

PROGRAMAS DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS ICEL - BID

El proyecto consiste en la construcción de cinco (5) pequeñas centrales hidroeléctricas que fueron seleccionadas de un total de 35 proyectos presentados por el Instituto al Banco Interamericano de Desarrollo BID, con el fin de tramitar la financiación de la moneda extranjera.

Las características principales de estos proyectos son:

Nombre	Capacidad (KW)	Tipo de Turbina
Altaquer (Nariño)	2000	Pelton
Tame (Arauca)	2000	Francis
Yopal-Aguazul (Casanare)	4800	Francis
Mocoa (Putumayo)	9300	Francis
Bahía Solano-Nuqui (Chocó)	2400	Pelton

PROGRAMA ICEL - REPUBLICA POPULAR CHINA

En la actualidad el ICEL adelanta los trámites tendientes a establecer los términos de un convenio de cooperación tecnológica y de intercambio comercial con la República de la China para acometer la realización de 60 proyectos en pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH). Se pretende con este programa, atender una de las necesidades básicas del sector rural (electrificación) y por otra estimular la industria colombiana, mediante la fabricación de algunos equipos electromecánicos e hidráulicos para dichas PCH. Se espera la iniciación de este programa en 1983.

SUBPROGRAMA PARA EJECUCION DE "PROYECTO PILOTO"

Dentro de este proyecto deben destacarse los siguientes:

- Minicentral hidroeléctrica Piloto de Argelia (Cauca): consiste en la fabricación, montaje y puesta en servicio de los equipos electromecánicos e hidráulicos para una minicentral de 250 KW que estará ubicada en Argelia (Cauca) y que será ejecutada por personal, materiales y tecnología colombianos. El diseño de los equipos será concluido a comienzos de 1983 por parte de la Universidad del Valle. La fabricación de los equipos estará a cargo de INDUMIL, la construcción de las obras civiles y eléctricas será llevada a cabo con la colaboración de la Universidad del Cauca, la gobernación y la electrificadora del mismo departamento. De igual manera, las líneas y redes de distribución para la localidad de Argelia, serán realizadas con la intervención de las Universidades del Valle y del Cauca, la electrificadora, la gobernación y la comunidad aplicando el "Sistema de autoconstrucción". El costo de este proyecto se estima en \$ 20 millones hasta la puesta en operación.

- Primera estación hidrometeorológica: dentro del proyecto Argelia, se contempla también el diseño, fabricación e instalación de la primera estación hidrometeorológica automática y autónoma con base en energía solar.

PLAN GEOTERMICO NACIONAL

Después de una evaluación preliminar de las posibilidades geotérmicas, se seleccionaron las obras

de interés conformando un esquema geotérmico, en el cual se pudo definir los proyectos prioritarios que justifiquen entrar a la siguiente etapa (prefactibilidad factibilidad).

- Proyecto Geotérmico de Macizo Volcánico del Rufz. En 1977 se firmó el convenio de cooperación entre el gobierno italiano y el colombiano. El estudio de prefactibilidad fué realizado por el ENTE NAZIONALE PER L'ENERGIA ELETTRICA DE ITALIAN (E.N.E.L.) por solicitud del ICEL, a través de la Central Hidroeléctrica de Caldas CHEC. Este convenio contempla trabajos de geología, geofísica y geoquímica en la zona comprendida por el departamento de Caldas parte de los departamentos de Antioquia, Risaralda, Quindío y Tolima. Dichos estudios finalizaron, con la recomendación de continuar con la etapa de perforación para determinar el potencial e instalar una turbina a boca de pozo de 3 a 10 MW en su etapa inicial y continuar con los estudios para encontrar la capacidad final de la planta. En el próximo año se iniciará la etapa de factibilidad esperándose que esté concluida en 1985. El costo de este proyecto fué de 180.000.000 liras como contribución del gobierno italiano y de \$28.000.000 como parte colombiana; la contrapartida en moneda nacional fué financiada en su totalidad por FONADE.

- De los otros proyectos geotérmicos identificados se ha definido adelantar estudios geocientíficos a Chiles- Cerro Negro-Tufiño en el departamento de Nariño y Paipa-Iza en Boyacá.

Dado que el proyecto de Chiles-Cerro Negro se encuentra en el área fronteriza con la república del Ecuador, se firmó con ésta un convenio para desarrollar conjuntamente dicho proyecto.

En el estudio de prefactibilidad se determina el esquema geotérmico teórico de campo (geofísica, geoquímica, geología, vulcanología) y se definen los sitios donde se realizarán las perforaciones, tendrán una duración de 20 a 30 meses. Después de realizada dicha etapa, se harán los estudios de factibilidad etapa en la cual se hacen las perforaciones, se determina la energía promedio anual y la potencia a instalar en la central, estos estudios duran alrededor de 28 a 46 meses.

Según el grado de posibilidad se han identificado los siguientes proyectos:

- Con alta posibilidad: Azufral, Doña Juana (Nariño), Puracé (Cauca).
- Con media alta posibilidad: Galeras, Cumbal, (Nariño), Nevado del Tolima (Tolima), Nevado del Huila (Huila).
- Con baja posibilidad: Sotaró (Cauca)

BIOGAS

Este programa consiste en introducir la tecnología de los biodigestores para la producción de biogás y agentes fertilizantes a partir de desechos orgánicos.

Los objetivos principales son:

- Adaptación técnica de los biodigestores a las condiciones colombianas.
- Estudio socio-económico teniendo en cuenta las restricciones naturales y sociales para inducir a su uso en el medio rural.
- Investigación a nivel de laboratorio con materias primas autóctonas, para evaluar el comportamiento de los biodigestores.
- Identificar las clases de biomasa aprovechables para este fin.

Para llevar a cabo los objetivos propuestos se está tramitando por parte del ICEL un convenio Colombo-Alemán, mediante el cual se espera desarrollar las siguientes actividades:

- a.- Determinación del potencial de posibles plantas de este tipo. Estudio socio-económico.
- b.- Selección y diseño de diferentes tipos de biodigestores.
- c.- Construcción de biodigestores para diferentes regiones del país.
- d. Investigación sobre el proceso óptimo.
- e.- Definición de tipo de biodigestores, evaluación económica y determinación de la posibilidad de fabricación en la industria de sus componentes.

ACUERDO OEA - COLCIENCIAS

Para la investigación a nivel de laboratorio para la obtención del Biogás con las diferentes materias primas que se encuentran en el país, se ha firmado un convenio entre COLCIENCIAS y OEA mediante el cual con un aporte aproximado de \$10 millones se llevará a cabo las siguientes etapas:

- Laboratorio
- Campo
- Evaluación

Con base en los resultados de las fases anteriores, se hará una evaluación técnica y económica, con recomendaciones precisas sobre el diseño de los biodigestores tomando en cuenta las materias primas a utilizar y las condiciones ambientales de sitios de instalación.

Estas recomendaciones se consignarán en una cartilla, para la construcción, mantenimiento y operación de biodigestores.

CONVENIO ICEL - FEDAN

El ICEL firmó con la Fundación Educativa para el Desarrollo Agropecuario Nacional, un convenio con el objetivo de realizar la construcción puesta en servicio y evaluación de un biodigestor en una granja porcina, con el fin de realizar una prueba sobre el

impacto producido por la utilización en cuanto a la producción de energía, mejoramiento de las condiciones higiénicas y producción de abono orgánico. Dicho biodigestor entrará en funcionamiento en el primer semestre de 1983.

ENERGIA SOLAR

El desarrollo de la energía solar en Colombia se ha manifestado en la construcción e instalación de

calentadores solares en pequeña escala.

Para mejorar las eficiencias actuales de nuestros sistemas, es necesario tener toda la información básica para el desarrollo óptimo de este tipo de proyectos. El mapa de radiación solar es la herramienta informativa principal para cualquier proyecto a realizar, para lo cual el ICEL adelanta contactos con el gobierno Israelí, para su conformación mediante un convenio de cooperación técnica entre los dos países.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

PROGRAMA DE GENERACION 1983 - 1986

CENTRAL HIDROELECTRICA DE SAN CARLOS

Este proyecto está localizado en el departamento de Antioquia, sobre el río Guatapé, a una distancia por carretera de 150 kilómetros al este de Medellín. Esta central utilizará los caudales naturales de los ríos Guatapé adicionados con los que se desvían de los ríos Calderas y Tafetanes hacia el río San Carlos, aprovechando así un caudal medio de 143 m³/seg y una caída de 554 metros.

La capacidad total instalada será de 1550 MW, dividida para su construcción en tres etapas, la primera comprende las obras de regulación, obras civiles de generación y los equipos necesarios para la instalación de 620 MW; la segunda comprende las obras civiles de generación para la instalación de 930 MW y los equipos para instalar 620 MW; por último la tercera etapa comprende los equipos necesarios para la instalación de 310 MW adicionales.

La central de San Carlos está alojada en dos cavernas subterráneas, una para las unidades de generación y otra para los transformadores. Los equipos de generación de la caverna principal constan de 10 turbinas tipo Pelton de eje vertical que accionan cada una un generador de 155 MW; inicialmente sólo entrarán 8 unidades que conformarán los llamados proyectos San Carlos I y II de 620 MW cada uno. Dentro de las obras que conforman el proyecto se construye la presa de Punchiná localizada sobre el río Guatapé.

Los valores estimados para la construcción de la obra, sin incluir gastos financieros son los siguientes:

- Primera etapa de San Carlos US\$ 330.0 millones
- Segunda Etapa de San Carlos US\$ 203.0 millones
- Las entradas en operación, tanto de San Carlos I

como de San Carlos II, están previstas para el segundo semestre de 1983 y el primer semestre de 1984, respectivamente.

PROYECTO HIDROELECTRICO DE CALDERAS

Para aprovechar la caída de los ríos Tafetanes y Calderas al proyecto San Carlos, se ha previsto la construcción de una pequeña central, con una capacidad instalada de 18.4 MW. En conjunto estos ríos aportarán un caudal promedio de 6.7 m³/seg. y una energía de 32.8 MW continuos en el proyecto de San Carlos. Su entrada en operación es simultánea con el proyecto San Carlos II y tendrá un costo aproximado de US\$ 47 millones.

PROYECTO HIDROELECTRICO DE JAGUAS

El proyecto hidroeléctrico de Jaguas está localizado en el departamento de Antioquia sobre el río Nare, al oriente de Medellín. Utilizará el caudal del río Nare aguas abajo de la presa El Peñol de la central de Guatapé. El caudal medio que recibirá la central es de 40.5 m³/seg., el cual estará regulado mediante el embalse San Lorenzo asociado a dicho proyecto, con una capacidad total de 208 Mm³, de los cuales 180 Mm³ corresponden a embalse útil.

La presa principal tiene una altura de 57 metros sobre el lecho del río con un vertedero libre y superficial diseñado para una creciente con intervalo de ocurrencia de 500 años con pico de 1900 m³/seg.

La capacidad instalada total será de 170 MW. La caverna para la casa de máquinas constará de dos unidades turbogeneradoras accionadas por turbinas

tipo Francis de eje vertical, diseñadas para una caída de 230 metros y una velocidad de 400 rpm

El valor estimado para la construcción del proyecto hidroeléctricos Jaguas es de US\$ 203 millones.

La fecha de entrada en operación está prevista para el primer semestre de 1984.

PROGRAMA DE EMERGENCIA

Debido al déficit de generación presentado en 1981 y 1982 en el sistema eléctrico colombiano, se decidió dar aprobación al plan de emergencia, que consiste en la instalación de dos unidades generadoras: la planta turbogas de Chinú con una capacidad instalada de 133 MW y la unidad No. 5 de Zipaquirá, la primera de las anteriormente mencionadas entró en operación en el segundo semestre de 1982.

ZIPAQUIRA UNIDAD No. 5

Está localizada en el departamento de Cundinamarca y forma parte de la central de Termozipa. Para su construcción se aprovechó al máximo los diseños de Termozipa III y IV. En marzo de 1982 fueron firmados los contratos con Distral para el diseño, fabricación, obras civiles, montaje y pruebas de la caldera.

La capacidad instalada en esta unidad será de 66 MW. El combustible utilizado es el carbón.

El costo estimado de la obra es de US\$ 44 millones. Su entrada en operación está prevista para el primer semestre de 1984.

PROGRAMA DE GENERACION 1987 - 1992

PROYECTO HIDROELECTRICO DE CAÑAFISTO

Está localizado en el departamento de Antioquia, al sur-este de la ciudad de Medellín. Este proyecto que aprovecha el caudal medio de 1050 m³/seg. y una caída neta de 95 m., tendrá inicialmente cinco unidades de 300 MW cada una y una capacidad para una unidad adicional del mismo tamaño. En esta forma se tendrá una capacidad instalada de 1800 MW y es parte del aprovechamiento integral del río Cauca. Las características principales son:

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

La entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 1992 y su costo aproximado es de US\$ 1.152.84 millones.

APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS ESTUDIADOS

Adicionalmente a los proyectos anteriores ya definidos para el programa de generación hasta 1992, ISA ha realizado los siguientes estudios:

PROYECTO	RIO	POTENCIA (MW)	ESTUDIOS REALIZADOS
Honda	Magdalena	1.100(1800)	Prefactibilidad
Farallones	Cauca	2.120	Prefactibilidad
Palmalarga	Saldaña	480	Prefactibilidad
Ituango	Cauca	4.200	Factibilidad
Neme	Saldaña	512	Factibilidad
Sogamoso	Sogamoso	1.200	Factibilidad
San Juan	San Juan	1.500	Factibilidad

PROGRAMA DE ESTUDIOS

A continuación se presentan los proyectos a los que actualmente se les está realizando estudios y aquellos para los cuales se contratarán durante este período y que corresponden a la parte del programa total asignado para ISA.

CENTRAL TERMICA DE 500 MW A BASE DE CARBON

Dentro del plan de estudios, ISA debe realizar la factibilidad técnica y económica de una central térmica de 500 MW a base de carbón, con tal objeto se abrió un concurso privado de méritos que ganó Consultores Unidos Ltda. Los estudios se realizarán en tres fases, así:

FASE I Selección de la Zona Carbonífera, la cual se terminó en el primer semestre de 1982 y se decidió seguir las otras etapas finales del mismo año.

FASE II Investigación del carbón y localización de la central.

FASE III Estudios de la central termoeléctrica.

Actualmente se están haciendo los estudios geológicos y de minería. Igualmente se acordó seleccionar el sitio para la planta, en las zonas: La Loma, La Jagua, Cerrejón Central y Alto San Jorge, San Pedro y la evaluación económica del proyecto en las zonas mencionadas.

En la reunión de Junta Directiva de ISA, realizada el 19 de agosto de 1981, se solicitó autorización para la firma del contrato por un valor estimado de \$115 millones más US\$550.000.00.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL NEME

Localizado sobre el río Saldaña a unos 25 kilómetros al sur de la población de Ataco en el departamento de Tolima.

Las características principales del proyecto son:

La presa será de enrocado con núcleo impermeable de 201.5 metros de altura que formará un embalse de 78 kilómetros cuadrados. El vertedero es del tipo canal abierto controlado por compuertas. La conducción será por túneles a la casa de máquinas, que será subterránea aprovechando una caída de 181 metros con tres unidades tipo Francis de 170.7 MW; la capacidad total instalada será de 512 MW y una generación media anual de 2.500 GWH.

Los estudios de factibilidad terminaron en 1980.

PROYECTO HIDROELECTRICO DE ITUANGO

Está localizado en el departamento de Antioquia a unos 70 kilómetros al norte de Santafé de Antioquia.

Las características principales del proyecto son:

El embalse formado tendrá un volumen total de 4050 Mm³, utilizando las aguas del río Cauca, con un caudal promedio en el sitio de la presa de 1150 m³/seg. El embalse inundará un área de 63 kilómetros cuadrados y la caída será de 223.2 metros.

La presa será de 241 metros de altura sobre el lecho del río del tipo de lleno de roca con núcleo central de tierra. El vertedero será del tipo canal abierto diseñado para un caudal de 21200 m³/seg. La conducción será por túnel a una casa de máquinas subterránea, para alimentar diez unidades turbogeneradoras de 427 MW tipo Francis, que darán una capacidad instalada total de 4270 MW y una generación promedio anual de 19.900 GWH.

De los proyectos identificados en el país, el proyecto Ituango es el mayor en su género. La etapa de factibilidad fué concluída en 1982.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL RIO SOGAMOSO

Localizado sobre el río Sogamoso en el departamento de Santander, aproximadamente 30 kilómetros al oeste de Bucaramanga.

Las características principales del proyecto son:

La presa será de enrocado con núcleo central impermeable con una altura máxima de 241 metros. El embalse cubrirá un área de 8400 hectáreas. El vertedero será del tipo canal abierto controlado por compuertas y diseñados para un caudal de 13500 m³/seg.

La conducción se efectuará por túneles a la casa de máquinas superficial con descarga al río Sogamoso, la cual alojará cuatro unidades tipo Francis de 300 MW cada una, aprovechando una caída de 180 metros.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL RIO SAN JUAN

Localizado sobre el río San Juan a 50 kilómetros de su desembocadura, cerca a la localidad de Malaguita en el departamento del Chocó.

Las principales características del proyecto son:

La presa será de núcleo central de gravas limo-arenosas soportado por espaldones de gravas limpias, con una altura de 132 metros.

El embalse tendrá un volumen total de 24.000 Mm³. El vertedero de tipo orificio sumergido es parte integral de la presa principal y está diseñado para una descarga de 5700 m³/seg.

La casa de máquinas localizada a pie de presa alojará 12 unidades turbogeneradoras, de 125 MW cada una equipadas con turbinas tipo Francis. La capacidad total será de 1.500 MW.

El estudio de factibilidad de este proyecto fué terminado por ISA en 1978.

PROYECTO FARALLONES

Está localizado en el departamento de Antioquia, aprovechando los caudales del río Cauca

Las características principales del proyecto son:

Presa de enrocado de 220 m de altura, con núcleo central impermeable. El embalse tendrá un volumen total de 4580 Mm³ de los cuales 1270 Mm³ corresponden al volumen útil.

El caudal en el sitio de la presa alcanza un promedio de 1035 m³/seg y una caída neta de 178 metros que alimentará 10 unidades turbogeneradoras accionadas por turbinas tipo Francis y estarán alojadas en una central superficial de pie de presa. La capacidad instalada total será de 2120 MW.

En 1982 ISA terminó la reevaluación del estudio de prefactibilidad enfocado al impacto social de la zona y la estabilidad del embalse.

HOYA HIDROGRAFICA DE LOS RIOS FONCE Y SUAREZ

ISA realizó un concurso de méritos para la elaboración del estudio de factibilidad en dos etapas de la Hoya Hidrográfica de los ríos Fonce y Suárez (los cuales pertenecen a la cuenca del río Sogamoso), éste último comprendido entre las confluencias de los ríos Fonce y Chicamocha, en el departamento de Santander. La primera etapa de factibilidad concluyó en 1982.

Las características de los principales proyectos son:

Proyecto	Río	Potencia Instalada (MW)	Energía Media (GWH/año)	Caudal Medio (m3/seg)	Caída Neta (m)	Altura Presa (m)	Tipo Presa
Fonce	Fonce	500	2680	81.2	440	102	Grava con cara de concreto
Cabrera	Suárez*	660	3695	298.4	177	120	Enrocado con núcleo
Galán	Suárez	500	2500	303.9	135	72	Enrocado con núcleo

• Los datos del primer renglón del proyecto Cabrera corresponden al estudio realizado con tubería de conducción y los del segundo renglón al estudio a pie de presa.

Los dos primeros proyectos fueron seleccionados para pasar a la segunda etapa de factibilidad.

HOYA HIDROGRAFICA DEL ALTO ARAUCA

Está localizada en los departamentos de Norte de Santander, Boyacá e Intendencia de Arauca, aprovecha los ríos Margua, Cobugón, Bajabá, Bojabá y Cobaría, afluentes del Arauca y el primer tramo de este río.

Comprende los siguientes proyectos:

Proyecto	Río	Potencia Instalada (MW)	Energía Media (GWH/año)	Caudal Medio (m3/seg)	Caída Neta (m)	Altura Presa (m)	Tipo Presa
Culebras	Cobugón	137	1088	20	748	27	Concreto
Rotambría	Cobugón	698	4361	147	408	235	Enrocado con núcleo
Gualanday	Cobugón	255	1588	168	130	98	Enrocado con núcleo
Sinsiga	Bajabá	130	1033	22	646	27	Concreto
Chivaraquía	Bajabá	171	1364	37	507	27	Concreto
Cobaría	Arauca	170	724	262	38	32	Tierra
El Guamo	Arauca	138	934	265	48.5	32	Concreto
Bajabá	Arauca	162	1126	320	48.4	27	Concreto

En la actualidad fueron terminados los estudios de Geología, Cartografía, Hidrología, con lo que se permite hacer una reevaluación de todo este esquema.

HOYA HIDROGRAFICA DEL ALTO PUTUMAYO

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

Las características de los principales proyectos son:

Proyecto	Río	Potencia Instalada (MW)	Energía Media (GWH/año)	Caudal Medio (m3/seg)	Caída Neta (m)	Altura Presa (m)	Tipo Presa
Pastascoy	Putumayo	220	1756	35	690	25	Concreto
Portachuelo	Putumayo	212	1689	49	474	25	Concreto
La Cocha	Guamués	300	1821	21	1193	20	Concreto
Guamués	Guamués	280	1995	58	499	25	Concreto

HOYA HIDROGRAFICA DEL ALTO CAQUETA

Está localizada en el departamento del Cauca y la intendencia del Putumayo, considera el estudio del río Caquetá en su parte alta, el cual es conocido como

el río Las Papas y sus principales afluentes los ríos Grande, Cascabel, Mandiyaco y Mocoa.

Las principales características de los proyectos son:

Proyecto	Río	Potencia Instalada (MW)	Energía media (GWH/año)	Caudal medio (m3/seg)	Caída neta (m)	Altura Presa (m)	Tipo presa
Papas	Caquetá	85	486	13	514	50	Enrocado con núcleo
Socogoni	Grande	150	907	34	367	50	Enrocado con núcleo
Gusiyaco	Caquetá	108	698	64	150	135	Enrocado con núcleo
Petacas	Caquetá	257	1460	72	279	150	Enrocado con núcleo
Cutanga	Caquetá	206	1171	90	179	155	Enrocado con núcleo
Sandoyaco	Caquetá	210	1136	93	168	125	Enrocado con núcleo
Tujumbina	Cascabel	155	1233	54	314	15	Concreto
Kamsa	Caquetá	335	2258	203	153	125	Enrocado con núcleo
Mandiyaco	Mandiyaco	104	598	42	196	125	Enrocado con núcleo
El Ingano	Caquetá	1176	6459	326	273	205	Enrocado con núcleo
Andaquí	Caquetá	453	2507	349	99	105	Enrocado con núcleo
Mocoa	Mocoa	82	542	26	290	105	Enrocado con núcleo

Este estudio está retrasado en cartografía, por cuanto las condiciones climatológicas han impedido tomar fotografía.

estudia la cuenca del río Mira en su parte colombiana.

y su principal afluente, el río Guisa. En 1982 se concluyeron los estudios geológicos y parcialmente la cartografía.

HOYA HIDROGRAFICA DEL RIO MIRA

Está localizado en el departamento de Nariño

Las principales características de los proyectos son:

Proyecto	Río	Potencia Instalada (MW)	Energía Media (GWH/año)	Caudal Medio (m3/seg)	Caída Neta (m)	Altura Presa (m)	Tipo Presa
Palpis	Guisa	270	2159	60	495	35	Concreto
El Diviso	Guisa	192	1538	114	186	35	Concreto
La Honda	Mira	210	1680	570	40.6	50	Enrocado con núcleo

APROVECHAMIENTO INTEGRAL DEL CAUCE DEL RIO MAGDALENA EN SU SECTOR MEDIO

El río Magdalena como principal vía fluvial de Colombia, presenta una serie de alternativas de desarrollo que enmarcadas dentro de una cadena de proyectos se ha llamado desarrollo integrado del cauce del Magdalena Medio, en el tramo comprendido entre las ciudades de Girardot en el departamento de Cundinamarca y Puerto Wilches en el departamento de Santander.

ISA creó el departamento del Magdalena Medio en julio de 1980 y por insinuación del Departamento Nacional de Planeación inició gestiones para contar con la asistencia técnica del Gobierno de la República Federal de Alemania.

A continuación se da una información general sobre lo que hoy se estima sería el aprovechamiento del río Magdalena en su sector Medio:

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Caudal Medio (M3/seg)	Energía Media (GWH/año)	Localización
Nariño	292	1.210	1760	Cundinamarca
Totare	203	1.230	1210	Tolima
Cambao	259	1.305	950	Cundinamarca
Honda	254	1.404	1530	Tolima
Piedras Negras	267	—	1580	Tolima
La Dorada	178	1.450	1050	Caldas
Pontona	210	1.500	1310	Caldas
Zambito	254	2.200	1600	Magdalena Medio
Vuelta de Acuña	293	2.630	1910	Magdalena Medio

APROVECHAMIENTO INTEGRAL DEL CAUCE DEL RIO MAGDALENA EN SU SECTOR MEDIO

Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Caudal Medio (m3/seg)	Energía Media (GWH/año)	Localización
Puerto Wilches	335	3.930	2290	Santander

ESTUDIO DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA (ESSE)

El ESSE, cuyo informe final fué entregado en abril de 1980, comprende tres aspectos fundamentales:

- Inventario Nacional de Recursos Hidroeléctricos
- Planeamiento del Sistema Eléctrico
- Estudio Institucional

ISA tuvo a su cargo la ejecución del estudio en las áreas de Planeamiento del Sistema Eléctrico e Inventario de Recursos Hidroeléctricos.

INVENTARIO DE RECURSOS HIDROELECTRICOS (IRH)

Como resultado de este inventario se estima que el país cuenta con 308 proyectos hidroeléctricos de más de 100 MW cada uno para una capacidad instalada total de 93000 MW los cuales se encuentran en distintas fases, tal como se muestra a continuación:

RESUMEN DEL ESTADO DE LOS PROYECTOS HIDROELECTRICOS INVENTARIADOS POR EL ESSE

Estado	Nº Proyectos	Capacidad (MW)
Operación	22	2863
Construcción	6	3157
Diseño	6	3517
Factibilidad	11	11760
Prefactibilidad	10	6102
Estudios preliminares	253	65686
TOTAL	308	93085

PLANEAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO

En el área de planeamiento a largo plazo del sector eléctrico se desarrollaron nuevas metodologías y modelos, los cuales se encuentran en fase de implementación.

Con base en los proyectos del IRH (230), los proyectos con estudios anteriores (44) y un catálogo de proyectos termoeléctricos (20) conformado por plantas de vapor a carbón, gas natural y fuel oil (éste último sólo para propósitos de comparación) turbinas de gas y plantas nucleares se procedió a la escogencia de los proyectos más atractivos para suplir las necesidades de potencia y energía a largo plazo.

Posteriormente se pasó al análisis de las secuencias de generación, utilizando los diferentes modelos desarrollados, obteniéndose como resultado final del proceso una secuencia básica de generación que consulta los más bajos costos de expansión tanto de generación como de transmisión.

Las proyecciones de demanda de potencia y energía se efectuaron mediante el desarrollo de un modelo basado en las tendencias históricas de la demanda, en los crecimientos demográficos, en factores socio-económicos y en la suposición sobre el futuro cubrimiento del servicio eléctrico.

El resultado global del estudio muestra que para el sector eléctrico el gran potencial hidro-eléctrico sumado a las grandes posibilidades de carbón y de otros minerales combustibles aptos para generación eléctrica con que cuenta el país, garantizan un desarrollo optimista y confiable a largo plazo.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

PROGRAMA DE GENERACION
1983 - 1986

DESARROLLO HIDROELECTRICO DE MESITAS

Está localizado en el Departamento de Cundinamarca, cerca de la población de Mesitas del Colegio.

Este proyecto formará parte del sistema de generación del río Bogotá aprovechando el volumen almacenado en los embalses Sisga, Tominé, Neusa y Muña. A este sistema se adicionarán los embalses provenientes del Proyecto Chingaza y los excedentes no regulados del río Bogotá. El caudal promedio del río es de 26 m³/seg., el cual se aumentará a 40 m³/seg. con la entrada del Proyecto Chingaza, actualmente en construcción.

Básicamente el Proyecto Hidroeléctrico de Mesitas consiste en dos plantas en serie: El Paraíso y La Guaca, con capacidad instalada de 276 MW y 326 MW, respectivamente; las unidades turbogeneradoras están accionadas por turbinas tipo Pelton de eje vertical. Este conjunto generará anualmente un promedio de 4.200 GWH. Su entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 1983, su costo estimado es de US\$ 360 millones.

PROGRAMA DE GENERACION
1987 - 1992

PROYECTO ZIPAQUIRA VI

Según el programa de generación 1980 - 1992 efectuado por ISA se mostró que era necesario dar una holgura mínima de un año a los Proyectos Betania, Playas, Urrá I y II, Riogrande II, Calima III, Miel I y II y dos años a Guavio como consecuencia del retraso presentado por éste en su construcción, por lo cual se decidió reforzar el sistema con la construcción de una planta térmica de 150 MW. Esta le fue asignada a la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá por decisión de la Junta Directiva de ISA, entrará a incrementar la capacidad de la Central Térmica de Zipaquirá. La puesta en operación está prevista para el segundo semestre de 1988.

CENTRAL HIDROELECTRICA DE GUAVIO

La Central Hidroeléctrica de Guavio está localizada en el departamento de Cundinamarca sobre el río Guavio, cerca de las poblaciones de Ubalá y Gachalá.

Este aprovecha los caudales de los ríos Guavio, Batatas

y Chivor, con un caudal medio en el sitio de la presa de 72 m³/seg. y una caída neta de 1045 m. Esta central tendrá en su etapa final una capacidad instalada de 1.600 MW, de los cuales se instalará inicialmente 1.000 MW. La generación media anual será de 5475 GWH.

Las características principales del Proyecto son:

Presa de enrocado con núcleo central impermeable de 250 m., de altura máxima, embalse con un volumen total de 1020 Mm³ de los cuales 950 Mm³ se utilizan para regulación. La casa de máquinas será subterránea y constará de dos cavernas que alojarán las unidades de generación y los transformadores.

Inicialmente serán instaladas cinco unidades generadoras de 200 MW cada una, accionadas por turbinas tipo Pelton.

Este proyecto le fue encargado a la EEBB para su construcción, con la participación de ISA en un 27.4% para energía, 32.4% para potencia, 29.2% para costos. El presupuesto estimado del proyecto asciende a US\$ 1.300 millones. Su entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 1989.

PROGRAMA DE ESTUDIOS

Teniendo en cuenta los resultados del Inventario Nacional de Recursos Hidroeléctricos del ESEE, la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá lleva a cabo estudios de factibilidad y prefactibilidad en una amplia región que abarca sectores de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Meta, la Intendencia del Casanare y las Comisarias del Vichada, Guainía y Guaviare.

Se estudian las hoyas de los ríos Negro, Guayuriba, Ariari, Duda, Guayabero, Guaviare, Upía y Lengupá.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DE LOS RIOS NEGRO, GUAYURIBA Y HUMEA

Dicha cuenca está localizada en los departamentos de Cundinamarca y Meta. En el mes de marzo de 1982, la Empresa a partir del análisis de los resultados de la prefactibilidad dió orden al Consorcio Gómez Cajiao - Integral de iniciar los estudios de factibilidad de los proyectos Quetame, Guayabetal y Humea. Las características básicas de los proyectos de esta cuenca son las siguientes:

Proyecto	Potencia Instalada (MW)	Energía media (GWH/año)	Caudal medio (m3/seg)	Caída neta (m)	Tipo presa
Quetame	420	1.664	54	444	Enrocado con núcleo
Guayabeta	430	2.497	100	409	Concreto
Humea	460	1.883	115	106	Enrocado con núcleo
La Rosa	160	710	105	152	Enrocado con núcleo

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DE LA CUENCA DEL RIO GUAVIARE

El estudio de esta cuenca comprende el cauce principal del río Guaviare, en el departamento del Meta, las Intendencias del Vichada y Guaviare y las

Comisarias de Vaupés y Guainía. Este desarrollo del Guaviare aprovecha la caída del río desde su origen en la confluencia de los ríos Ariari y Guayabero hasta el sitio de Maripaná y se ha encontrado el inmenso interés por el desarrollo que lleva este nombre, sus principales características son:

	Potencia Instalada (MW)	Energía Media (GWH/año)	Caudal medio (m3/seg)	Caída neta (m)	Altura presa (m)	Tipo presa
Maripaná	2000	8400	2390	52.5	92	Concreto

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 Guayabero, Ariari y de sus principales afluentes, los ríos Duda, Sinai, Nevado y Guapé. Las características de estos proyectos son:

Proyecto	Río	Potencia Instalada (MW)	Energía media (GWH/año)	Caudal medio (m3/seg)	Caída neta (m)	Altura presa (m)	Tipo presa
Alsacia	Ariari	116	750	17.1	625	7	Concreto
Palomas	Ariari	87	566	56.6	146	7	Concreto
Las Dantas	Guapé	59	382	12.2	450	7	Concreto
Nevado	Guapé	90	579	18.4	432	7	Concreto
El Suplicio	Guapé	83	539	24.6	299	7	Concreto
Miravalle	Güejar	23	173	48.8	104	102	Concreto
Pirámides	Güejar	170	1119	85.3	199	173	Concreto
Peñas Blancas	Güejar	70	559	131.4	101	123	Concreto
La Macarena	Guayabero	600	700	27.5	380	17	Concreto
Ucrania	Duda	260	1530	63.0	370	23	Concreto
Balsillas	Balsillas	180	700	18.3	550	17	Concreto
Yaikirán	Guayabero	1000	4497	55.7	1050	96	Concreto

RIOS UPIA Y LENGUPA

La cuenca del río Upía está localizada en el departamento de Boyacá y en la Intendencia de Casanare. Están estudiándose los ríos Upía y su afluente el río Lengupá, teniendo en cuenta la relación que puede existir entre el aprovechamiento

de éstos y el desarrollo ya planteado de los ríos Batá y Guavio.

Son seis los proyectos nuevos, cuyas características principales son:

Proyecto	Río	Potencia instalada (MW)	Energía media (GWH/año)	Caudal medio (m3/seg)	Caída neta (m)	Altura Presa (m)	Tipo de presa
Upía	Upía	1750	5740	420	180	220	Gravas con núcleo central
Chapasía	Lengupá	800	2890	69	553	215	Enrocado con núcleo
Barranca de Upía	Upía	252	1338	400	46	27	Concreto
Matalarga	Upía	139	738	406	25	27	Dique de tierra

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO EN LOS PROYECTOS ICONONZO Y BOQUERON

Como parte del aprovechamiento de la cuenca identificada como Cabrera-Prado Sumapaz-Negro-Bogotá, se han reconocido cuatro posibles aprovechamientos en el río Sumapaz, de los cuales destacamos Icononzo con 117 MW y Boquerón con 104 MW, los cuales serán de operación filo de agua, cuya capacidad podrá estar restringida por los proyectos de la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá.

PROYECTO TERMICO 600 MW

En 1981 se recibió el estudio de factibilidad para la construcción de una planta de 600 MW localizada en

la Zona de Tibitó, Municipio de Villapinzón (Cundinamarca). Este estudio fué realizado por la firma Lee E Infante Ltda., y tuvo un costo aproximado de \$ 10 millones.

En esta zona se encuentran amplias reservas de carbón térmico que podrían ser explotadas a razón de 700.000 toneladas por año, con el fin de abastecer parcialmente la nueva Central.

El costo aproximado de la planta de 600 MW es de US\$ 600 millones, más el costo correspondiente a la minería. De acuerdo con el estudio desarrollado por la firma citada, se estima que el costo de la minería para una producción de 700.000 toneladas anuales es de US\$ 25 millones.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN

PROGRAMA DE GENERACION 1983 - 1986

PROYECTO LA AYURA

Ubicado al oriente del municipio de Envigado, este proyecto aprovecha las aguas de la quebrada Las Palmas y de los ríos Pantanillo, Piedras y El Buey, las cuales serán almacenadas en el actual embalse de la Fé. Este proyecto forma parte de la generación adicional recomendada para las centrales de Guadalupe, Troneras y la Ayurá. Consta de una unidad turbogeneradora tipo Francis de eje vertical, con capacidad instalada de 19 MW. La generación de esta central estará restringida por las necesidades del acueducto de la ciudad de Medellín e incrementará la energía firme del sistema de 123 GWH/año. Su entrada en operación se efectuó en marzo de 1983.

AMPLIACION DE LA CENTRAL TRONERAS

Consiste en la instalación en la central Troneras de una tercera unidad generadora de 36 MW, para una capacidad total de 62 MW. Su entrada en operación está prevista para el primer semestre de 1983.

PROYECTO GUADALUPE

La Central de Guadalupe IV estará localizada al noroeste de Medellín, aledaña a la zona donde se han construido varios desarrollos hidroeléctricos (Guadalupe I, Guadalupe II, Guadalupe III y Troneras). Todos estos desarrollos utilizan las aguas del río Guadalupe a partir del embalse de Troneras.

La capacidad instalada total será de 213 MW, con tres unidades turbogeneradoras accionadas por turbinas tipo Francis de 71 MW cada una. La energía

firme del sistema se incrementará en 956 GWH/año. Su entrada en operación se prevé para el primer semestre de 1985.

PROGRAMA DE GENERACION 1987 - 1992

PROYECTO HIDROELECTRICO DE PLAYAS

Este proyecto está situado en el departamento de Antioquia, cerca de la población de San Rafael a 16 Kilómetros aguas arriba del sitio donde se construye el proyecto San Carlos.

El proyecto aprovecha el potencial hidráulico del río Guatapé, incrementado con el caudal desviado del río Nare, por medio de los proyectos Guatapé y Jaguas.

Las características principales del proyecto son:

Presa de tierra de 65 m. de altura, embalse útil de 46.7 Mm³. La casa de máquinas subterránea alojará tres unidades turbogeneradoras accionadas por turbinas tipo Francis de eje vertical de 68 MW cada una. La capacidad instalada total será de 200 MW y una energía firme anual de 1452 GWH.

Su entrada en operación está prevista para el primer semestre de 1987.

PROYECTO HIDROELECTRICO DEL RIO GRANDE II

Está localizado en la zona central del departamento de Antioquia al norte de la ciudad de Medellín. El proyecto cuenta con un embalse de 210 Mm³, de los cuales 110 Mm³ serán útiles. La entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 1989. El costo del proyecto a fecha de diciembre de 1981, se estima en US\$ 206.11 millones. Este proyecto está compuesto por dos centrales.

1. Central La Tasajera.

La central estará equipada con tres grupos generadores de eje vertical para una capacidad total instalada de 300 MW. Las turbinas serán de tipo Pelton, con generadores sincrónicos de 100 MW de capacidad nominal.

El aporte de energía firme del proyecto se ha calculado en 1338 GWH/año pero teniendo presente que la generación en la nueva central es con sacrificio en la central de Riogrande (Mocorongo) existente, esta energía disminuirá de acuerdo a la demanda del acueducto.

2. Central Niquía.

La central estará equipada inicialmente con una unidad generadora constituida por una turbina tipo

Pelton de eje vertical diseñada para una potencia de 20 MW; capta el caudal en el embalse de Riogrande el cual, una vez turbinado, se aprovecha para el abastecimiento de agua del Valle de Aburrá.

Para la central Niquía se ha calculado en forma determinística un aporte de 156 GWH/año correspondiente a la plena utilización de la descarga para el acueducto en una unidad de 20 MW

PROGRAMA DE ESTUDIOS

POTENCIAL HIDROELECTRICO DE LA CUENCA DEL RIO NECHI

La cuenca del río Nechí está localizada en el departamento de Antioquia, en su mayor parte y en el departamento de Bolívar.

Se estudiaron las hoyas de los ríos Nechí (después de la confluencia con el Porce); Tiguí, Pocuné y Bagre.

En esta cuenca se encuentran en operación y construcción varias centrales importantes como son las del sistema del río Guadalupe y la de Riogrande.

Las características principales de estos proyectos son:

Proyecto	Río	Potencia Instalada (MW)	Energía Media (GWH/año)	Caudal Medio (m ³ /seg)	Caída neta (m)	Altura Presa (m)	Tipo presa
Porce II	Porce	195	1258	100.0	178	60	Tierra con núcleo
Tenche	Tenche	19	67	4.7	185		
Porce III	Porce	338	2110	130.0	239	90	Enrocado con núcleo
Riachón	Riachón	100	429	6.0	985	50	Enrocado
Porce IV	Porce	235	1454	140.0	153	90	Enrocado con núcleo
Chagualo		100	561	37.0	167		
Valdivia	Nechí	700	2643	88.0	465	128	Enrocado
Dos Bocas	Nechí	340	1505	352.0	66	77	Enrocado con núcleo
Bellavista		197	1193	47.0	349		
Basilio		253	1110	159.0	96		

POTENCIAL HIDROELECTRICO DE LA CUENCA DE LOS RIOS SAMANA NORTE - CIMITARRA - SIMITI

Esta cuenca está localizada en los departamentos de Antioquia y Bolívar, sobre la vertiente occidental del río Magdalena, su desarrollo se está ejecutando

mediante un esquema de aprovechamiento conjunto de los ríos Nare y Guatapé, afluentes del Samaná Norte, adicionalmente fueron estudiadas las hoyas de los ríos San Bartolomé, Nus y Tamar.

Los principales proyectos son:

Proyecto	Río	Potencia Instalada (MW)	Energía Media (GWH/año)	Caudal Medio (m3/seg)	Caída Neta (m)	Altura Presa (m)	Tipo de Presa
Santo Domingo	Santo Domingo	48	312	19	226	23	Enrocado con núcleo
Cocorná	Cocorná	33	264	22	165	42	Enrocado con núcleo
Tafetanes	Tafetanes	49	416	14	409	14	Concreto
Calderas	Calderas	83	650	60	149	70	Enrocado con núcleo
Nus	Nus	189	1127	45	345	95	Enrocado

Los estudios están en la etapa de factibilidad que se ha subdividido en dos partes.

POTENCIAL HIDROELECTRICO DE LOS RIOS MURRI Y PENDERISCO

Las características principales de estos proyectos son:

El potencial hidroeléctrico de los ríos Murri y Penderisco, forma parte de la cuenca del río Atrato.

Proyecto	Río	Potencia Instalada (MW)	Energía Media (GWH/año)	Caudal Medio (m3/seg)	Caída neta (m)	Altura presa (m)	Tipo de Presa
Penderisco (La Encarnación)	Penderisco	1194	5816	64	1250	92	Enrocado con núcleo
Murri (Cerrazón)	Murri	1046	5513	284	267	265	Enrocado con núcleo

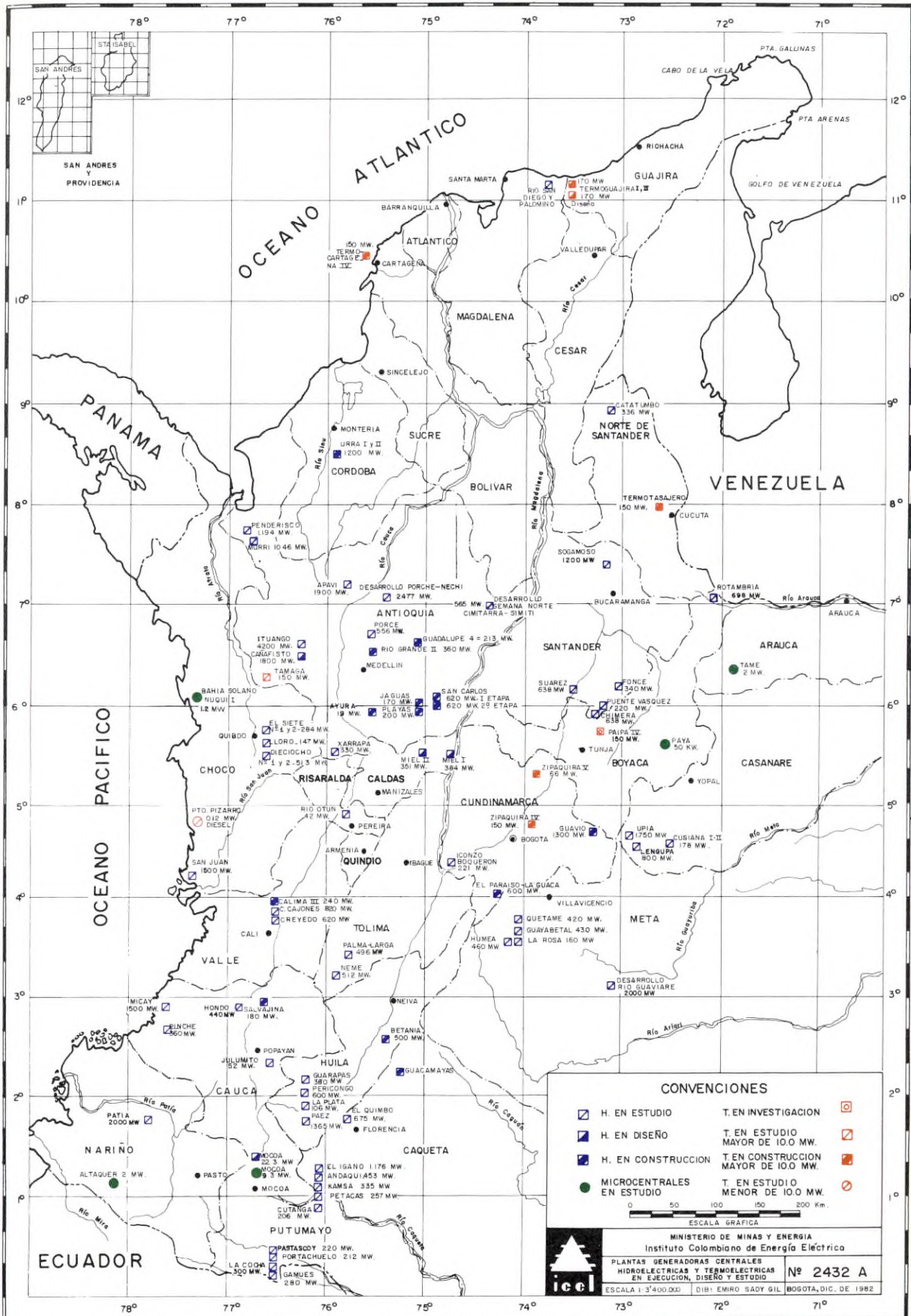
Los estudios se encuentran en etapa de factibilidad que se ha dividido en dos partes.

POTENCIAL HIDROELECTRICO DEL RIO SAN BARTOLOME

Bartolomé, que se encuentra en etapa de factibilidad, están localizados los siguientes proyectos con sus correspondientes características:

En el desarrollo hidroeléctrico del río San

Proyecto	Río	Potencia Instalada (MW)	Energía Media (GWH/año)	Caudal medio (m3/seg)	Caída neta (m)	Altura Presa (m)	Tipo de presa
Guajira	San Bartolomé	99	550	20.2	232	66	Enrocado con pantalla de concreto
Guarquina	San Bartolomé	59	343	35.8	98	71	Enrocado con pantalla de concreto
Palmera	San Bartolomé	269	1440	87.7	200	106	Enrocado con pantalla de concreto



CONVENCIONES

- | | | | |
|---|---------------------------|--------------------------------------|---|
| ☐ | H. EN ESTUDIO | T. EN INVESTIGACION | ⊠ |
| ☐ | H. EN DISEÑO | T. EN ESTUDIO MAYOR DE 10.0 MW. | ⊠ |
| ☐ | H. EN CONSTRUCCION | T. EN CONSTRUCCION MAYOR DE 10.0 MW. | ⊠ |
| ● | MICROCENTRALES EN ESTUDIO | T. EN ESTUDIO MENOR DE 10.0 MW. | ⊠ |



ESCALA GRAFICA



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
 Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
 PLANTAS GENERADORAS CENTRALES
 HIDROELECTRICAS Y TERMOELECTRICAS
 EN EJECUCION, DISEÑO Y ESTUDIO
 Nº 2432 A
 ESCALA 1:3'400.000 DIB: EMIRO SADY GIL BOGOTÁ, D.C. DE 1982

POTENCIAL HIDROELECTRICO DEL RIO TAMAR

El desarrollo hidroeléctrico del río Tamar se encuentra en etapa de factibilidad y tiene las siguientes características:

Potencia Instalada	132 MW
Energía Media	905 GWH/año
Caudal Medio	58 m ³ /seg.
Caída Neta	215 m.
Altura de la Presa	60 m.
Tipo de Presa	Enrocado con núcleo.

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA

PROGRAMA DE GENERACION 1983 - 1986

PROYECTO DE REGULACION DEL RIO CAUCA (SALVAJINA)

Este proyecto está localizado 65 kilómetros al sur de la ciudad de Cali y forma parte del proyecto de regulación del río Cauca.

La presa será de gravas y enrocado con cara de concreto de 154 m de altura, el volumen útil de embalse es de 620 Mm³, el caudal medio en el sitio de la presa es de 140 m³/seg.

La capacidad instalada inicialmente será de 180 MW, la cual se incrementará a 270 MW repartida en tres unidades generadoras, que utilizarán turbinas de tipo francis de eje vertical y generarán un promedio anual de 890 GWH.

En abril de 1979 el Consejo Directivo de la CVC adjudicó las obras civiles a la firma española "Dragado y Construcción S.A.". El costo del proyecto es de US\$ 293.4 millones y su entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 1984.

PROGRAMA DE GENERACION 1987 - 1992

PROYECTO HIDROELECTRICO DE CALIMA III

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

Mediante esta central se aprovechan las aguas del embalse Madroñal (Calima I), las de los ríos Bravo, Azul y quebradas Cristalina, Cusumbo, Militar y Mico. Las principales características del proyecto son:

El volumen útil del embalse es de 7 Mm³, el caudal medio de 31 m³/seg, la altura neta de 505 m., factor de planta de 0.55. La capacidad instalada de la planta será de 240 MW, repartida en tres unidades generadoras accionadas por turbinas tipo Pelton y una generación promedio anual de 1095 GWH.

El tiempo de construcción, contado a partir de la adjudicación del contrato, se estima en tres y medio años, el valor total de la inversión es aproximadamente de US\$ 271.9 millones. La entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 1989.

PROGRAMA DE ESTUDIOS

PROYECTO HIDROELECTRICO DE CALIMA

El análisis del potencial hidráulico del río Calima se ha dividido en tres tramos diferentes: Alto, Medio y

Bajo. Hasta el momento dichos estudios han sido llevados hasta la etapa de reconocimiento y como resultado de éste se optó por iniciar los estudios de factibilidad de un desarrollo en el Calima Medio y la desviación parcial del río Cauca a la citada cuenca.

En el calima Medio se ha identificado un aprovechamiento (Calima II) y en el Bajo Calima se determinaron dos (Calima IV y V). Las principales características de estos proyectos son:

Proyecto	Caudal medio (m3/Seg)	Potencia Instalada (MW)	Energía Firme	(GWH) Media
II	13	235	272	315
IV	45	200	473	530
V	100	85 (min.)	394	442

DESARROLLO ALTO ANCHICAYA Y DAGUA

El aprovechamiento de esta cuenca se divide en dos desarrollos:

Desarrollo I

Se compone de dos embalses de regulación localizados uno sobre el río Anchicayá (Embalse B) y el otro sobre el río Grande o río Potes (Embalse A). Los dos embalses se comunicarán por medio de un túnel y debido a la diferencia de niveles entre ellos, sería necesario bombear el agua del embalse A al embalse B por medio de una bomba de 40 MW.

Desarrollo II - Desviación Ríos Dagua y Engaño

En este proyecto se presentan dos alternativas: en la primera se incrementaría la generación en 630 GWH/año en el Alto Anchicayá. En la segunda alternativa se considera el montaje de una bomba turbina al lado del embalse del Alto Anchicayá con el fin de que los excedentes de las aguas de este embalse se puedan bombear al embalse del Dagua.

La generación promedio anual sería de 200 GWH con una potencia instalada de 38 MW.

PROYECTO HIDROELECTRICO DE LA CUENCA DEL RIO GARRAPATAS

En la cuenca del río Garrapatas se identificaron tres proyectos hidroeléctricos denominados Marroñato, Dovia y Sanquini. La CVC en consideración al potencial hidroenergético que puede originarse al trasladar aguas del río Cauca a la vertiente del Pacífico, incorporó al desarrollo de Garrapatas-Sanquini, la desviación parcial del río Cauca. Con dicha derivación se logra la construcción de un proyecto a filo de agua y se mejora Garrapatas-Sanquini. Las principales características de estos proyectos son:

Proyecto	Caudal Medio (m3/seg)	Potencia Instalada (MW)	Caída (m)
Garrapatas-Sanquini (Central Cajones)	125	820	490
Garrapatas-Desviación (Central Reyedó)	150	620	330

OTROS ESTUDIOS

Se tiene programada la iniciación de estudios de recolección de información básica y selección de proyectos que técnica y económicamente resulten atractivos, para adelantar los estudios correspondientes de prefactibilidad y factibilidad. Los principales proyectos a estudiar son: Cajambre (145 MW), Alto Nayo (189 MW) y la Cumbre (106 MW) pertenecientes a la cuenca hidrográfica del Dagua-Micay y el proyecto Cabeceras (525 MW) perteneciente a la cuenca del Alto San Juan.

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

PROGRAMA DE GENERACION 1983 - 1986

TERMOGUAJIRA I

Esta central está ubicada en el departamento de la Guajira sobre el margen occidental de la desembocadura del río Cañas; tendrá una capacidad de 170 MW con la cual se aumentará la capacidad instalada de CORELCA a 1029 MW. Al finalizar 1982 se estaba concluyendo su construcción y se espera entre en operación en abril de 1983.

Con esta planta se atenderá parte de la demanda de energía y potencia eléctrica de la costa norte durante los años 1983 a 1986 y a través de la línea de interconexión nacional servirá de soporte al sistema eléctrico del centro del país.

TERMOGUAJIRA II

Debido al crecimiento de la demanda de potencia y energía eléctrica que se ha previsto en la Costa Atlántica, CORELCA construirá en Termoguajira una segunda unidad, que tendrá una capacidad de 170 MW y cuya entrada en operación se espera para finales de 1985. De igual forma que la Central Termoguajira I, ésta utilizará carbón como combustible básico y gas natural como combustible alterno.

Asociado con este proyecto se están construyendo las líneas de 230 KV Termoguajira-Santa Marta - Fundación de 180 Km. y Termoguajira-Cuestecita de 100 Km.

PROGRAMA DE GENERACION 1987 - 1992

TERMOCARTAGENA IV

En vista de la necesidad de dar un año de holgura a algunas de las plantas del plan de generación (1986-1993, Betania, Guavio, Urrá I y Urrá II) y teniendo en cuenta los problemas presentados en el sistema CORELCA por falta de generación para el período 87 - 89, se decidió la construcción de esta Central, que estará ubicada en el departamento de Bolívar cerca de la ciudad de Cartagena. La capacidad total instalada será de 150 MW, en una sola unidad con lo cual se incrementará la capacidad de Termocartagena a 353 MW. Se ha previsto su entrada en operación para el segundo semestre de 1987. El costo total aproximado, a diciembre de 1981, es de US\$ 174.9 millones.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL ALTO SINU

El aprovechamiento hidroeléctrico del Alto Sinú está localizado en el departamento de Córdoba, consiste en la utilización de los caudales naturales del río Sinú, adicionados con los que se desvían de los ríos San Jorge y Verde, por medio de las Centrales Urrá I de 340 MW y Urrá II con 860 MW de capacidad instalada.

La desviación del río San Jorge se realiza en un sitio localizado a 120 kilómetros de la población de Juan José, mediante una presa de derivación. El caudal desviado mediante estas obras es de 51 m³/seg. La desviación del río Verde se realiza a 5 kilómetros aguas arriba de la población de Saiza mediante una presa de derivación cuyo caudal será de 63 m³/seg.

La propiedad del proyecto Urrá fue traspasado por ISA a CORELCA en junio de 1981.

Los proyectos y especificaciones de las obras civiles, quedaron concluidos y se adelantaron estudios ambientales y socioeconómicos de la región para el aprovechamiento de los recursos forestales de las áreas que se inundarán.

Durante 1981 avanzaron considerablemente las negociaciones con la firma Energomachecport de la Unión Soviética, para el suministro y financiamiento de las turbinas, generadores y transformadores de las Centrales Urrá I y Urrá II, lográndose un acuerdo sobre la totalidad de los aspectos técnicos y económicos del contrato que se proyecta celebrar. La licitación principal para la construcción de las presas, casa de máquinas, y demás obras civiles del proyecto, se abrió en el segundo semestre de 1982.

El costo total de los proyectos, incluyendo la infraestructura necesaria para realizarlos, la deforestación de las áreas a inundar, los campamentos y oficinas para su operación y su interconexión al sistema nacional, es de US\$ 1060.7 millones, a precios de diciembre de 1981.

Su entrada en operación se espera para el primer semestre de 1991. Las características principales del proyecto son:

URRA II

Está localizado aguas abajo de las descargas de las desviaciones de los ríos San Jorge y Verde, las cuales

aumentan el caudal del río Sinú, para llegar a un promedio de 345 m³/seg., en el sitio de la presa que tendrá una altura máxima de 175 m y será del tipo de enrocado. El embalse tendrá un volumen de 28.800 Mm³, de los cuales 14.300 Mm³ se utilizan para la regulación de caudales. Su tamaño en volumen es el mayor de todos los embalses que tiene el país y su energía media anual será de 2850 GWH. La casa de máquinas superficial, está equipada con cuatro turbinas tipo francis que accionarán cuatro generadores de 215 MW de capacidad cada uno. El costo total aproximado a diciembre de 1981 es de US\$ 758.9 millones.

URRA I

Localizado 68 kilómetros aguas abajo de la Central Urrá II, utiliza los caudales naturales del río Sinú y las derivaciones de los ríos San Jorge y Verde, para un caudal total promedio de 406 m³/seg. en el sitio de la presa que tendrá 71 m. de altura y será del tipo enrocado con núcleo central impermeable.

El embalse tendrá un volumen útil de 1070 Mm³. La casa de máquinas superficial estará equipada con cuatro turbinas francis de 85 MW de capacidad cada una y diseñadas para una altura neta de 54 m. Este proyecto tendrá una energía promedio anual de 1469 GWH. El costo total aproximado de la Central Urrá I es de US\$ 301.8 millones.

PROGRAMA DE ESTUDIOS

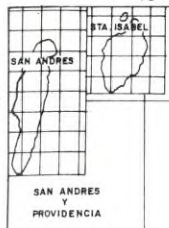
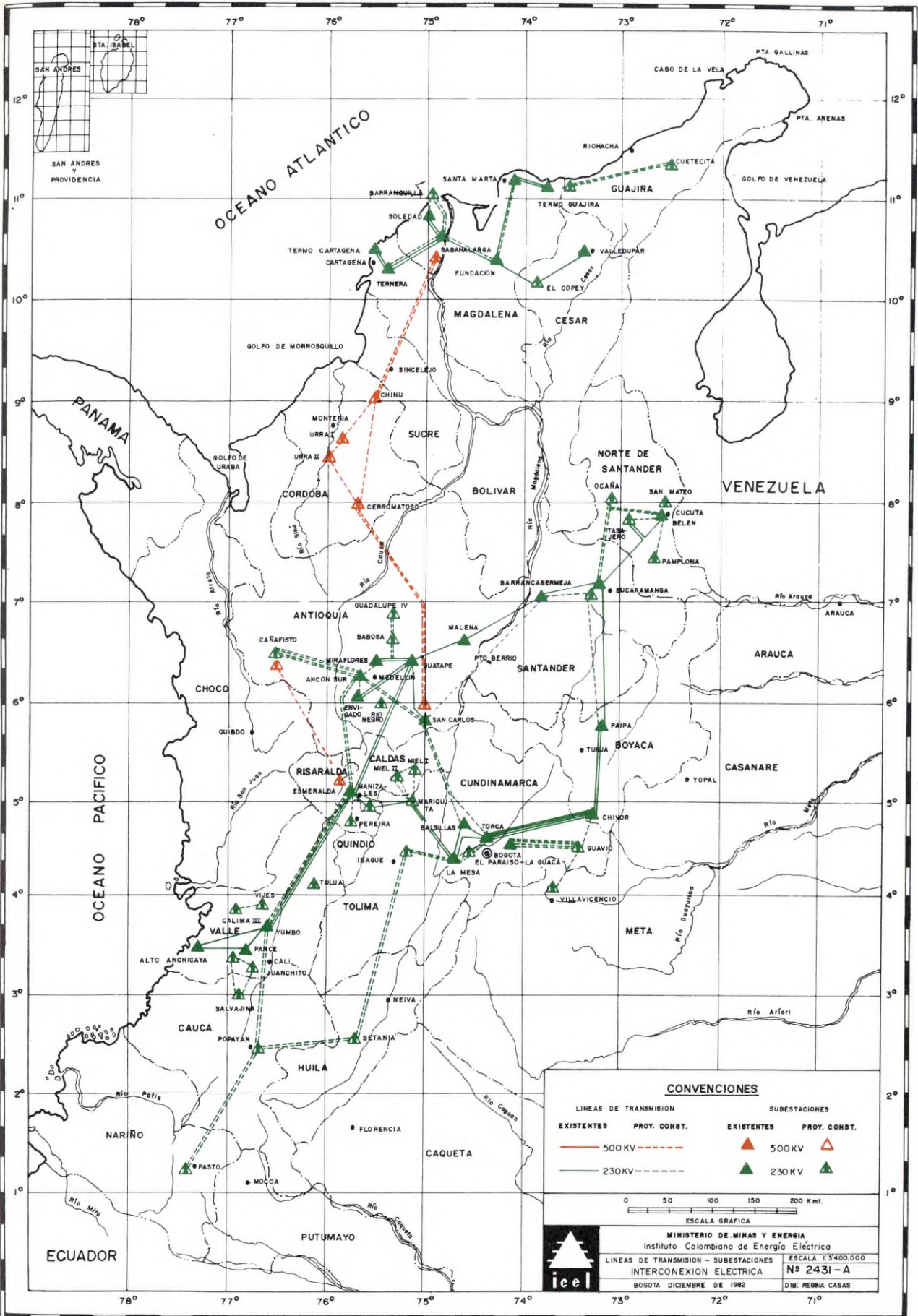
DESARROLLO HIDROELECTRICO DE LA SIERRA NEVADA DE SANTA MARTA

La cuenca de la Sierra Nevada de Santa Marta está localizada al norte del país, en los departamentos del Magdalena, Cesar y Guajira. El área de estudios comprende los ríos de la vertiente del mar Caribe y los afluentes del río Cesar hasta el Guatapuri, englobando la zona norte, oriental y suroccidental de la Sierra Nevada Santa Marta.

A septiembre de 1981 dicho estudio estableció un orden de prioridades modificándose así los esquemas preliminares, en este se identifican como prioridades principales el esquema del río Don Diego y el proyecto Palomino. En el cuadro siguiente se relaciona un ordenamiento seleccionado de los diez proyectos de menor costo por kilowatio.

PROYECTOS PRINCIPALES DE LA SIERRA NEVADA DE SANTA MARTA SEGUN COSTO KW/H

Proyecto	Potencia (KW)	Costo US\$/KW	Tipo casa máquinas	Altura presa (m)	Cota casa máquinas (m)
Diego C. 1	73636	1317	Superficial	120	70
Palomino C.1	20485	1493	Superficial	75	500
Palomino C.2	44770	1520	Superficial	75	180
Diego C.2	92010	1533	Subterránea	120	5
Palomino C.3	31870	1614	Superficial	75	350
Diego C.3	42540	1757	Superficial	120	180
Diego C. 4	43955	1787	Superficial	120	170
Dieguito	8055	1977	Subterránea	52	5
Palomino C.4	58050	2187	Subterránea	75	5
Dingui I	34083	2444	Superficial	75	180



CONVENCIONES

LINEAS DE TRANSMISION		SUBESTACIONES	
EXISTENTES	PROY. CONST.	EXISTENTES	PROY. CONST.
— 500KV —	- - - 500KV - - -	▲ 500KV	△ 500KV
— 230KV —	- - - 230KV - - -	▲ 230KV	△ 230KV

0 50 100 150 200 Km.
ESCALA GRAFICA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
Instituto Colombiano de Energía Eléctrica

LINEAS DE TRANSMISION - SUBESTACIONES	ESCALA 1:3400.000
INTERCONEXION ELECTRICA	Nº 2431 - A
BOGOTÁ DICIEMBRE DE 1982	DIB: REGINA CASAS



PROGRAMA DE TRANSMISION

LINEAS DEFINIDAS HASTA 1992
LINEAS A 230 KV

Línea	Longitud (Km)	No. de Circuitos	Año en Operación	Empresa
San Carlos - Balsillas	209.2	1 ●	1983	ISA
San Carlos - Torca	205.2	1 ●	1983	ISA
San Carlos-Ancón Sur (1)	100.0	2	1983	ISA
Esmeralda-Juanchito	208.3	1	1983	ISA-ICEL
Empalme S/E Mariquita a un circuito Esmeralda-La Mesa	-	-	1983	ICEL
Juanchito-Popayán	112.0	1	1983	ICEL
Esmeralda-Yumbo (2)	194.2	1 ●	1983	ISA
Empalme S/E Rionegro a un circuito				
Guatapé-Envigado	1.0	-	1983	EPM
Ancón Sur-Miraflores	15.0	1	1983	EPM
Paraíso - La Guaca	6.0	2	1983	EEEB
Torca - Circo	24.5	2	1983	EEEB
Paraíso-Sur-Tunal-Circo	66.0	2	1983	EEEB
Yumbo-Popayán	126.0	1	1984	ICEL
Tasajero-Cúcuta	22.0	1	1984	ICEL
Empalme de Tasajero al circuito Bucaramanga-Cúcuta	20.0	2	1984	ICEL
Guadalupe IV-Barbosa	50.0	2	1984	EPM
Salvajina-Pance	50.0	1 ●	1984	CVC
Pance-Juanchito	14.9	1 ●	1984	CVC
Salvajina-Juanchito	64.9	1 ●	1984	CVC
San Carlos-Sabanalarga (3)	524.0	1	1984	ISA
San Carlos-Pto. Berrío-Barranca	185.0	1	1985	ISA
Esmeralda-Pereira	31.0	1	1985	ICEL
Mesa-Ibagué	110.0	2	1985	ICEL
Popayán-Betania	145.0	2	1985	ICEL
Termoguajira-Cuestecita	100.0	2	1985	CORELCA
Sabanalarga-Fundación	95.0	1	1985	CORELCA
Sabanalarga-S/E Barranquilla	39.0	2	1985	CORELCA
S/E Barranquilla-Soledad	16.0	1	1985	CORELCA
Empalme S/E Barbosa a un circuito Guatapé-Miraflores	17.0	-	1985	EPM
Empalme S/E Tuluá a un circuito Esmeralda-Yumbo	-	-	1985	CVC
Ancón Sur-Esmeralda	140.0	2	1986	ISA
Popayán-Pasto	192.0	2	1986	ICEL
Bucaramanga-Ocaña	140.0	1	1986	ICEL
Ocaña-Cúcuta	120.0	1	1986	ICEL
Bucaramanga-Cúcuta	190.0	1	1986	ICEL
Betania-Ibagué	170.0	2	1986	ICEL
Empalme S/E Zipa VI al circuito Torca-Noroeste	35.0	2	1986	EEEB
Empalme S/E Noroeste a línea				
San Carlos-Bogotá	-	2	1986	EEEB
Sabanalarga-Ternera	80.0	1	1986	CORELCA
Playas-Rionegro	57.0	1	1986	EPM
Guavio-Villavicencio	90.0	1	1987	ICEL
Manizales-Esmeralda	22.0	1	1987	ICEL
Playas-Guatapé	23.0	1	1987	EPM
Guatapé-Oriente	40.0	1	1987	EPM
Envigado-Ancón Sur	6.0	1	1987	EPM
Cúcuta-Pamplona	60.0	1	1987	ICEL
Mariquita-Miel I	40.0	1	1988	ICEL
Miel I - Manizales	80.0	2	1988	ICEL

Línea	Longitud (km)	No. de Circuitos	Año en Operación	Empresa
Esmeralda-Vijes	170.0	1	1988	CVC
Calima III - Vijes	41.0	2	1988	CVC
Empalme S/E. Vijes a dos circuitos Esmeralda-Yumbo		2	1988	CVC
Barranca-Bucaramanga	96.0	1	1989	ICEL
Guavio - Bogotá	90.0	2	1989	EEEB
Guavio-Bogotá	90.0	2	1989	EEEB
Guavio-Chivor	20.0	2	1989	EEEB
Bucaramanga-Paipa	154.0	1	1990	ICEL
Cañafisto-Ancón Sur	30.0	4	1990	ISA
Riogrande II-Colombia- Ancon Sur	55.0	2	1990	EPM
Empalme Central Miel II a Miel I				
Manizales	20.0	2	1992	ICEL
Miel II - Mariquita	20.0	1	1992	ICEL
<u>LINEAS A 500 KV</u>				
San Carlos-Cerromatoso	240.0	1	1988	ISA
Chinú-Sabanalarga	181.0	1	1988	ISA
Urrá II-Cerromatoso	100.0	1	1988	ISA
Urrá I-Chinú	155.0	1	1988	ISA
Urrá I-Urrá II	30.0	1	1988	ISA
Cañafisto-Esmeralda	180.0	1	1988	ISA

● Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito.
 (1) La Línea Esmeralda - Guatapé se cambiará a Esmeralda - San Carlos en 1983, al construirse San Carlos - Ancón Sur.

(2) Corresponden a los dos (2) circuitos Esmeralda-Cali. El tramo Yumbo-Juanchito será construido por ICEL.
 (3) Se ha energizado inicialmente a 230 KV y en 1984 se energizará a 500 KV.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

Para la interconexión de los nuevos proyectos y expansión del sistema de transmisión de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá se tienen planteadas las siguientes líneas:

Línea	Tensión (KV)	Número de Circuitos	Longitud (Km)	Año en Operación
Sol-Ubaté-Simijaca //	115	1	80	1983
Tunal-Muzú	115	1	5.5	1983
Tunal-Bosa	115	2	5.1	1983
Fontibón-Techo	115	1	6.0	1983
Techo-Bosa	115	1	2	1983
Castellana-Salitre	115	1	2.7	1983
Circo-Concordia	115	2	1.0	1983
Termozipa-Suba	115	1	30	1984
Bolivia-Fontibón	115	1	8	1986
Noroeste-Fontibón	115	1	16	1986
Balsillas-Villeta	115	1	47	1983

Línea	Tensión (KV)	Número de Circuitos	Longitud (Km)	Año en Operación
Torca-Usaquén	115	1	10.5	1983
Paraíso-La Guaca	230	2	6	1983
Paraíso-Sur-Tunal-Circo	230	2	66	1983
Zipa-VI-Noroeste	230	2	35	1986
Empalme S/E Noroeste a línea San Carlos -Bogotá	230	2	5	1986
Guavio-Bogotá -2/	230	2	90	1989
Guavio-Bogotá - 2/	230	2	90	1989
Torca - Circo	230	2	20	1983

1/ Esta línea está en proceso de adaptación a nivel de 115 KV.

2/ No se ha definido aún el punto específico de construcción de la subestación en Bogotá.

SUBESTACIONES ASOCIADAS CON LOS PROYECTOS DE TRANSMISION

El programa de subestaciones está dividido en tres (3) subprogramas:

- La construcción de tres subcentrales de 230 KV, Circo, Tunal y Sur por las que entrará a la ciudad la energía proveniente del proyecto Mesitas y del sistema interconectado nacional.

- La conversión a 115 KV de las antiguas subestaciones de Morato, Techo y Calle 51, para ser incorporadas al anillo de subtransmisión de este nivel de voltaje.

- La ampliación de capacidad en 30 MVA para cada una de las siguientes subestaciones existentes del sistema de 115 KV; Bosa, Fontibón, Autopista, Mosquera, Suba, Muña y El Sol.

CENTRO DE CONTROL Y COMUNICACIONES

El centro de control de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, está encargado de coordinar la

operación y supervisión de sus sistemas de generación, transmisión y distribución en forma coordinada con el sistema interconectado nacional.

Para garantizar una operación adecuada de la cadena hidráulica del proyecto de Mesitas, se compró a la firma ASEA un sistema de control de generación basado en controladores lógicos programables para todas las unidades del proyecto. Para el sistema de comunicaciones, se contrató con la firma Brown Boveri el suministro de equipos para comunicación por onda portadora (PLC) y de los controladores telefónicos de las centrales El Paraíso y La Guaca

Para prestar los servicios de consultoría correspondientes se contrató al grupo formado por Systems Control INC., de Estados Unidos y SISTECOM de Colombia; y para la adquisición y transmisión de la información necesaria y actualizada de las estadísticas de operación con los consultores Dopazo, Merrit y Sasson.

Este proyecto se encuentra en etapa de licitación y adquisición de equipos.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA

PLAN NACIONAL DE EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION -ICEL-

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica para satisfacer la demanda de energía en los próximos diez años en su zona de influencia, ha puesto en marcha el programa de expansión de sus redes de transmisión eléctrica, plan que consiste en la construcción de 1928 kilómetros de líneas de transmisión a 230 y 115 KV y montaje de 1600 MVA en subestaciones transformadoras que beneficiarán regiones del

Tolima, Huila, Caquetá, Norte de Santander, Meta, Boyacá, Antioquia, Cauca, Nariño, Chocó, Cundinamarca, Santander, Caldas, Quindío y Risaralda.

El Plan de Expansión del sistema de transmisión tiene proyectadas las siguientes líneas:

Línea	Número Circuitos	Tensión (KV)	Longitud (Km)	Años en Operación
Dorada - Miel I	1	115	35	1983
Empalme S/E Mariquita a un circuito Esmeralda - La Mesa	-	230	-	1983
Cali - Popayán	2	230	125	1984
Empalme-Tasajero a línea Bucaramanga - Cúcuta	1	230	20	1984
Tasajero - Cúcuta	1	230	22	1984
Esmeralda - Pereira	1	230	31	1985
Mesa - Ibagué	2	230	110	1985
Popayán - Betania	2	230	145	1985
Betania - Ibagué	2	230	225	1986
Popayán - Pasto	2	230	192	1986
Bucaramanga - Ocaña	1	230	140	1986
Ocaña - Cúcuta	1	230	120	1986
Bucaramanga - Cúcuta	1	230	190	1986
Jamondino-Catambuco	1	115	2	1986
Cambio de conexión de Catambuco Ipiales por Jamondino- Ipiales	1	115	-	1986
Catambuco-Túquerres	1	115	45	1986
Túquerres - Tumaco	1	115	180	1986
Viterbo-Cértogui	1	115	120	1986
Cúcuta - Pamplona	1	230	60	1987
Pamplona - Saravena	1	115	100	1987
Manizales - Esmeralda	1	230	22	1987
Guavio-Villavicencio	1	230	90	1987
Mariquita - Miel I	1	230	40	1988
Miel I - Manizales	2	230	80	1988
Barranca-Bucaramanga	1	230	96	1989
Betania-Altamira	1	115	85	1989
Paipa-Bucaramanga	1	230	145	1990
Empalme Miel II a línea Miel I Manizales	2	230	20	1992
Miel II - Mariquita	1	230	20	1992

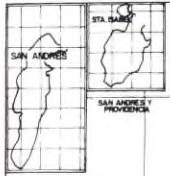
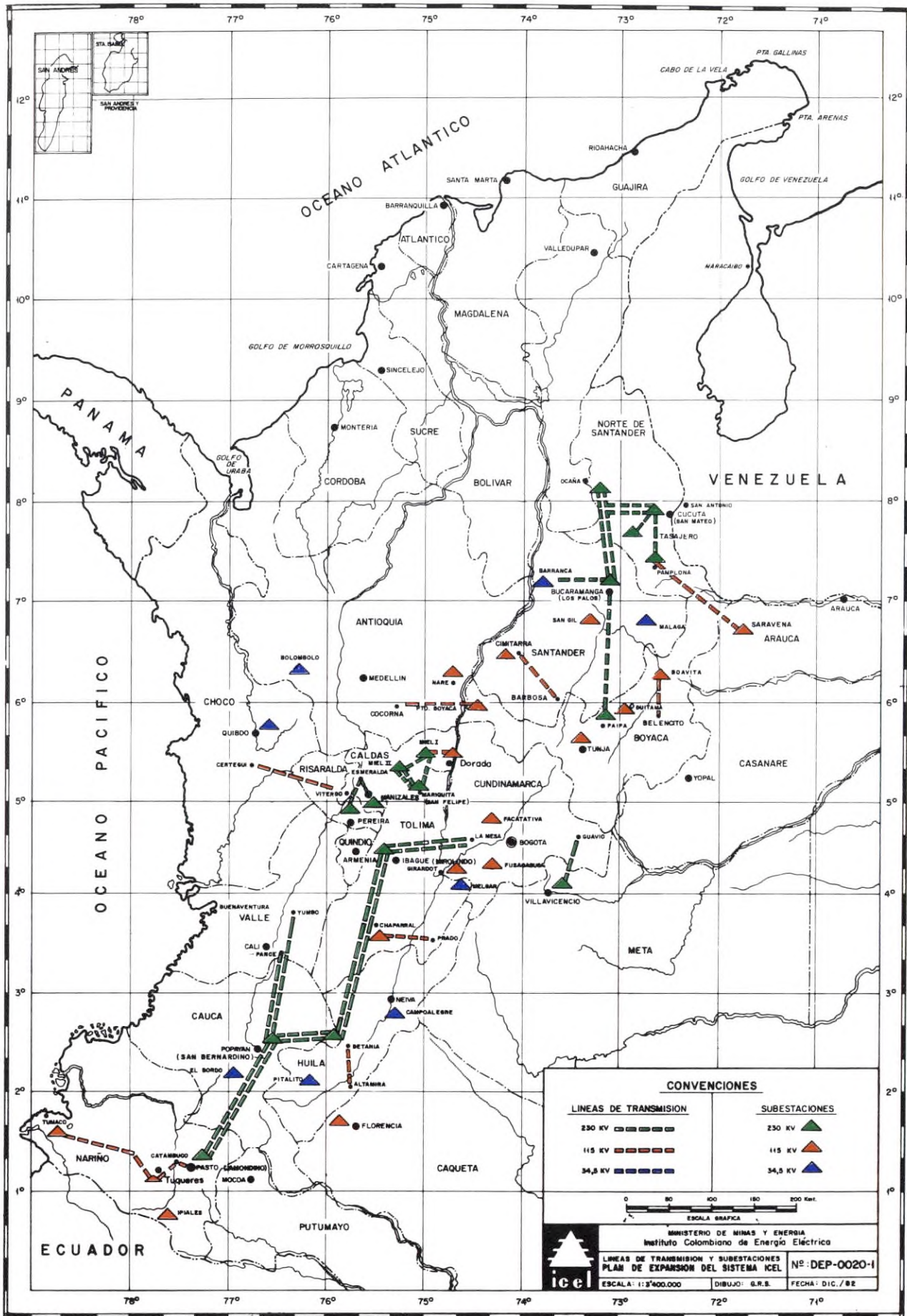
SUBESTACIONES DEL PLAN DE EXPANSION

Se adquirieron los transformadores de potencia, empleando para su financiación el crédito francés,

contándose en este momento con la totalidad de ellos, así como de los equipos de patio. En la actualidad se está llevando a cabo el diseño de los equipos de medida, protección y comunicaciones.

Las subestaciones del Plan son:

Línea	Tensión (KV)	Capacidad MVA
San Bernardino (Popayán)	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5
Jamondino (Pasto)	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5
Mirolindo (Ibagué)	230/115/34.5/13.8	150/12.5
Los Palos (Bucaramanga)	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5
San Mateo (Cúcuta)	230/115/34.5	150/40
San Felipe (Mariquita)	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5
Ocaña (Ocaña)	230/115/34.5	150/40
Villavicencio (Villav)	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5
La Rosa (Pereira)	230/115	150
La Enea (Manizales)	230/115/34.5	2 x 150/40
Betania (Betania)	230/115/34.5	2 x 150/40



OCEANO ATLANTICO

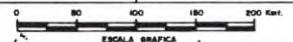
PANAMA

OCEANO PACIFICO

VENEZUELA

CONVENCIONES

LINEAS DE TRANSMISION		SUBESTACIONES	
230 KV		230 KV	
115 KV		115 KV	
34,5 KV		34,5 KV	



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
 Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
 LINEAS DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES
 PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA ICEL
 ESCALA: 1:3'000,000 DIBUJO: G.R.S. FECHA: DIC./82
 N°: DEP-0020-1

ECUADOR

Línea	Tensión (KV)	Capacidad (MVA)
Pamplona	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5
Armenia (Armenia)	115/34.5/13.8	40/12.5
Tumaco	115/34.5/13.8	40/12.5
Nare	115/44	40
Frontino	115/44/13.8	40/12.5
Chaparral	115/34.5/13.8	40/12.5
Girardot	115/34.5/13.8	40/12.5
Florencia	34.5/13.8	12.5
Duitama	115/34.5/13.8	40/12.5
Tunja	115/34.5/13.8	40/12.5
Ipiales	115/34.5/13.8	40/12.5
San Gil	115/34.5/13.8	40/12.5
Fusagasugá	115/34.5/13.8	40/12.5
Facatativá	115/34.5	40
Neiva	115/34.5	40
Campoalegre	34.5/13.8	12.5
Cuba (Pereira)	34.5/13.8	12.5
Pitalito	34.5/13.8	12.5
El Bordo	34.5/13.8	12.5
Melgar	34.5/13.8	12.5
Quibdó	34.5/13.8	12.5
Barranca	34.5/13.8	12.5
Bolombolo	44/13.8	12.5
Málaga	34.5/13.8	12.5
Garzón	34.5/13.8	12.5
Repuestos	230/115/34.5/13.8	150/40/12.5

CENTRO DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

Con el objeto de optimizar los recursos hidráulicos y térmicos del país y la operación del sistema eléctrico nacional interconectado, tanto del ICEL como de las demás empresas socias de ISA, participan en los proyectos de centros de control y planeamiento operativo.

Dado el carácter centralizado que debe tener el centro de control de ICEL para seguridad y economía en la operación del sistema, respecto a sus funciones de supervisión, coordinación de centrales de generación y programación de la operación de la red, a un nivel inferior de organización jerárquica de centros de control, es necesario el establecimiento de

centros concentradores de datos (centros de control de área -CCA-) o centros de control de los subsistemas del ICEL (Nordeste, CHEC - Prado, CEDELCA-CEDENAR).

Actualmente se encuentra en la etapa de estudios de asesoría y definición, los cuales tienen un costo aproximado de US\$1.000.000 y su costo de construcción se estima en unos US\$ 11.570.000. Su entrada en operación está prevista para el primer semestre de 1988.

PROYECTOS DE TRANSMISION EN EJECUCION Y TERMINADOS

Respecto a subestaciones y líneas de transmisión, en ejecución y terminadas se tienen las siguientes:

SUBESTACIONES EN EJECUCION

Subestación	Tensión (KV)	Capacidad (MVA)	Localización
San Bernardino	230/115/34.5/13.8	150/90/40	Popayán
Jamondino	230/115/34.5/13.8	150/90/40	Pasto

Subestación	Tensión (KV)	Capacidad (MVA)	Localización
Mirolindo	230/115/34.5/13.8	150/90/40	Ibagué
San Felipe	230/115/34.5/13.8	150/90/40	Mariquita
Pamplona	230/115/34.5/13.8	150/90/40	Pamplona
Armenia	115/34.5/13.8	40	Armenia
Ipiales	115/34.5/13.8	12.5	Ipiales
Garzón	115/34.5/13.8	20	Garzón
Oriente	115/34.5/13.8	40	Neiva

LINEAS DE TRANSMISION EN EJECUCION

Línea	Número circuitos	Longitud (km)	Tensión (KV)
Ancón Sur-Amagá	2	30	115
Villavicencio-Pto, López	1	80	115
San Antonio-Belencito- Boavita	1	76	115
Barbosa-Cimitarra	1	50	115
Natagaima-Chaparral	1	67	115
Paipa-Duitama-San Antonio (Belencito)	2	32	115
La Rosa-Armenia	1	40	115
Pamplona-Saravena.	1	100	115
Ibagué-La Mesa	2	90	115
Cúcuta-Pamplona	1	60	230
Popayán-Pasto	2	190	230
Popayán-Cali	2	112	230

SUBESTACIONES TERMINADAS

Subestación	Tensión (KV)	Capacidad (MVA)	Localización
Catatumbo	115/34.5/13.8	25	Pasto
Bote	115/34.5/13.8	20	Neiva
Bolombolo	115/34.5/13.8	25	Bolombolo
Mariquita	115/34.5/13.8	25	Mariquita
Quibdó	115/34.5/13.8	8	Quibdó
Cértegui	115/34.5/13.8	8	Cértegui
Istmina	115/34.5/13.8	8	Istmina
Esmeralda	115/34.5	-	Esmeralda
Victoria	115/34.5/13.8	-	La Victoria
Chiquinquirá	115/34.5/13.8	15	Chiquinquirá
Barbosa	115/34.5/13.8	15	Barbosa

LINEAS TERMINADAS

Línea	Número de Circuitos	Longitud (Km)	Tensión KV)
Betania-Neiva	2	30	115
Quibdó-Istmina	1	65	115
Frontino-Apartadó	1	150	115
Paipa-Barbosa	1	66	115

Línea	Número de Circuitos	Longitud (Km)	Tensión (KV)
Prado-Neiva	1	120	115
La Victoria-Mariquita	1	17	115
Esmeralda-Insula	1	12	115
Barbosa-Chiquinquirá	1	44	115

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

LINEA DE INTERCONEXION CON LA COSTA ATLANTICA

La interconexión entre el sistema central y la Costa Atlántica, se realizó provisionalmente mediante la energización de la línea a 230 KV de 520 kilómetros de longitud y 4 conductores por fase, entre las subestaciones terminales de San Carlos, cerca al proyecto del mismo nombre en el departamento de Antioquia y Sabanalarga en el departamento del Atlántico.

Además, para la seccionalización y compensación reactiva de la línea se construyeron las subestaciones intermedias de Cerromatoso y Chinú con capacidad de 150 MVA cada una.

El programa de energización a 500 KV de esta línea está previsto para el año de 1984. Esta línea completa la interconexión nacional al conectar el sistema central que cubre 16 departamentos y el sistema de la Costa Atlántica que cubre otros 7.

LINEAS ASOCIADAS AL PROYECTO SAN CARLOS - JAGUAS LINEAS A 230 KV

Línea	Longitud (Km)	Número de Circuitos	Año en Operación
San Carlos-Balsillas (Bogotá)	209.2	1●	1983
San Carlos-Torca (Bogotá)	205.2	1●	1983
San Carlos-Ancón Sur (Medellín)	100.0	2	1983
San Carlos-Sabanalarga (I)	524.0	1	1984
Esmeralda - Yumbo	194.2	1●	1983
San Carlos-Pto. Berrío Barranca	185.0	1	1985
Esmeralda-Ancón Sur (Medellín)	140	2	1986
Cañafisto-Ancón Sur	30	4	1990
Guavio-Chivor	20.0	2	1989

● Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito

(I) Se ha energizado inicialmente a 230 KV y en 1984 se energizará a 500 KV.

LINEAS A 500 KV DEFINIDAS HASTA 1988

Línea	Longitud (Km)	Número de Circuitos	Entrada en Operación
San Carlos-Cerromatoso	240	1	1988
Chinú-Sabanalarga	181	1	1988
Urrá II-Cerromatoso	100	1	1988
Urrá I- Chinú	155	1	1988
Urrá I - Urrá II	30	1	1988
Cañafisto-Esmeralda	180	1	1990

CENTRO NACIONAL DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES

El proyecto de telecomunicaciones y control reemplazará los medios de adquisición de información y los procedimientos manuales que se utilizan actualmente en la ejecución de la operación del sistema eléctrico interconectado colombiano.

Actualmente se encuentra terminado el edificio que albergará dicho centro dentro del conjunto de la nueva sede de ISA en la ciudad de Medellín. Los equipos de control y supervisión han tenido problemas de suministro y no estarán disponibles hasta 1983.

El alcance de este proyecto se resume en los siguientes puntos:

-Definir una estructura jerárquica de centros de control que permita un adecuado cubrimiento de la red de potencia, una definición clara de funciones y responsabilidades en el manejo y coordinación de la ejecución de la operación.

- Implementar el centro del control Nacional, con sus sistemas de manejo de energía, adquisición de datos y soporte de computación y comunicaciones.

- Capacitación de personal técnico colombiano para la operación del sistema.

ESTUDIO DE PLANEAMIENTO OPERATIVO

Teniendo en cuenta los grandes avances que se han efectuado tanto en técnicas de procesamiento de datos, como en metodologías requeridas para planear la operación de un sistema eléctrico, ISA y sus socios realizan un estudio sobre planeamiento operativo del sector eléctrico Colombiano desde 1980, cuya finalidad es mejorar las filosofías y procedimientos que en la actualidad se están cumpliendo en ésta área y proponer bases para los futuros acuerdos de venta e intercambios de energía.

El estudio cuanta con la asesoría de SISTECOM, como consultor nacional y Systems Control Engineering como consultor extranjero y está coordinado con ISA.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN

Los estudios correspondientes a la expansión del sistema de transmisión para el período 1981-1988

muestran la necesidad de construir las siguientes líneas y subestaciones:

Línea	Tensión (KV)	No. Circuitos	Longitud (Km)	Año en Operación
Guayabal-Ancón Sur	115	2	15.0	1983
Empalme S/E central con línea Castilla - Guayabal	115	2	0.1	1983
Empalme S/E San Diego con Línea Miraflores-Guayabal	115	4	1.0	1983
Empalme S/E Girardota con circuito No. 1 de Guadalupe	115	2	0.2	1983
La Ayurá-Ancón Sur	44	1	8.5	1983
Empalme S/E Córdoba con línea Miraflores-Rionegro	115	2	0.4	1983
Cerromatoso-Caucasia	115	1	30.0	1984
Empalme S/E Oriente a línea Río Negro - Piedras	115	1	1.0	1983

Línea	Tensión (KV)	Número de Circuitos	Longitud (Km)	Año en Operación
Guatapé-Río Claro	115	1	52.0	1984
Remodelación Oriente-Río Negro-Córdoba	115	2	7.4	1985
Empalme S/E Barbosa con circuito No. 4 y 5 de Guadalupe	115	4	1.0	1984
Empalme S/E Puerto Nare a línea Guatapé-Inmarco	115	2	6.0	1985
Empalme S/E Las Vegas a un circuito Guayabal-Envigado	115	2	1.0	1985
Empalme S/E Villa Hermosa con Línea Piedras Blancas-Miraflores	115	2	2.0	1985
Empalme S/E Zamora a circuito No. 2 de Guadalupe	115	2	0.1	1987
Empalme S/E Altavista con línea Belén - Envigado	115	2	2.5	1990
Empalme S/E Las Brisas al circuito No. 6 de Guadalupe	115	2	1.0	1990
Puerto Nare-Cocorná	115	1	220.0	1985
Niquía (Guasimalito)-Bello	115	1	3.0	1988
Empalme Bello a circuito No. 2 de Guadalupe	115	2	0.3	1982
Empalme S/E Rionegro a un circuito a Guatapé - Envigado	230	1	1.0	1983
Miraflores-Ancón Sur	230	1	15.0	1983
Guadalupe IV-Barbosa	230	2	50.0	1984
Empalme S/E Barbosa a un circuito Guatapé-Miraflores	230	-	17.0	1985
Guatapé-Playas	230	2	23.0	1987
Playas-Río Negro	230	1	57	1986
Envigado-S/E Ancón Sur	230	1	6.0	1987
Riogrande II-Colombia-Ancón Sur	230	2	55.0	1990

SUBESTACIONES

Subestaciones	Relación de Transformación (KV)	Capacidad (MVA)	Año en Operación
Ancón Sur	110/44/13.2	60/20/60	1983
Móvil	110/44/13.2	30/30/30	1983
Córdoba	110/44/13.2	60/20/60	1983
Móvil	110/13.2	15	1983
Barbosa	110/44/13.2	30/10/30	1983
Guayabal	110/44/13.2	2x60/20/60	1983
Girardota	110/44/13.2	60/20/60	1983
Oriente 220 KV	220/110/44	180/180/60	1984
San Diego I y II	110/44/13.2	2x60/20/60	1984
Barbosa 220 KV	220/110/44	180/180/60	1984
Ancón Sur 220 KV	220/110/44	180/180/60	1984

Subestaciones	Relación de Transformación (KV)	Capacidad (MVA)	Año en operación
Cerromatoso 115 KV. Ampliación de un campo de Línea			1985
Caucasia	115/44/13.2	40	1985
Guatapé 230 KV	230/115/46	90/90/30	1985
Bello II	110/44/13.2	60/20/60	1985
Colombia II	110/44/13.2	60/20/60	1985
Las Vegas I	110/44/13.2	60/20/60	1986
Villa Hermosa I	110/44/13.2	60/20/60	1986
Puerto Nare	110/13.2	10	1986
Cocorná	110/44/13.2	30	1986
Yarumal	110/44/13.2	30/10/30	1986
Las Vegas II	110/44/13.2	60/20/60	1987
Villa Hermosa II	110/44/13.2	60/20/60	1990
Alta Vista	110/44/13.2	60/20/60	1990
Las Brisas	110/44/13.2	60/20/60	1990

CENTRO DE CONTROL

El proyecto consiste en la implementación de un sistema de supervisión y control para manejar con eficiencia y seguridad el sistema eléctrico de E.P.M. según los programas de despacho estipulados y de acuerdo con el centro de despacho de ISA. Este proyecto incluye la construcción de un pequeño centro de control para el manejo de la cadena hidráulica del conjunto, Troneras-Guadalupe III-Guadalupe IV.

La financiación para consultoría se obtuvo mediante préstamo otorgado por FONADE y para equipos a través del préstamo que otorgó el Banco Mundial para el proyecto Guadalupe IV.

Los consultores de éste proyecto son: Staggs Systems (Consultoría Extranjera) y las firmas nacionales Mejía y Villegas y Plazas & Cía.

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA

Las siguientes son las principales líneas y subestaciones ejecutadas y en ejecución:

Línea	Tensión (KV)	Longitud (Km)	Número de circuitos	Año en Operación
Santa Bárbara-Codazzi	115	8	2	1983
Salvajina-Pance	230	50	1	1984
Pance-Juanchito	230	14.9	1	1984
Salvajina-Juanchito	230	64.9	1	1984
Esmeralda-Vijes	230	170.0	1	1988
Calima III-Vijes	230	41.0	2	1988

SUBESTACIONES

Subestación	Tensión (KV)	Capacidad (MVA)	No. de Unidades	Año en Operación
Juanchito	230/115	90	1	1984
	-	90	1	1985
	-	90	1	1988
Tuluá	230/115	90	1	1986
	-	90	1	1990
Yumbo	230/115	90 (Ampl.)	-	-
Vijes	230/115	90	1	1989

CENTRO DE CONTROL Y COMUNICACIONES

El propósito de éste será el de sustituir los medios actualmente empleados en la operación del sistema de generación y transmisión por un sistema de supervisión y control, que utilizará elementos técnicos más modernos y confiables.

Los estudios se iniciaron en el segundo semestre de 1980 con consultoría de SISTECOM Ltda, y Systems

Control INC., de Estados Unidos. Estos estudios son financiados con un 50% por FONADE y el otro 50% con recursos propios.

El costo total del proyecto es de US\$ 11.7 millones más \$ 63 millones de pesos a fecha diciembre de 1982 y su entrada en operación está prevista para el segundo semestre de 1984.

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

En lo referente a transmisión el sistema CORELCA cuenta con los proyectos relacionados en las tablas siguientes. los cuales gran parte, están asociados en el

Proyecto CERREJON, la expansión del sistema y el suministro de energía para la explotación de minas de carbón.

PROYECTOS DE TRANSMISION DEL SISTEMA CORELCA

Proyecto	Longitud (Km)	Voltaje (KV)	Número circuitos	Estado	Entrada
Termoguajira-Cuestecita 2/	100	230	2	Construcción	1985
Sabanalarga-Tertera	80	230	1	-	1986
Sabanalarga-Fundación	95	230	1	Diseño	1985
Sabanalarga S/E Barranquilla	39	230	2	Diseño	1985
Segundo Circuito a 500 KV 1/	375	500	1	Estudio	1988
Chinú-Montería	65.0	115	1	Construcción	1984
S/E Barranquilla-Soledad	16	230	1	Diseño	1985
Chinú-Magangué	75	115	1	Construcción	1984
Chinú-Sincelejo-Toluviejo	40	115	1	Estudio	1985
Cerromatoso-Urrá	23	115	1	Construcción	1984
Valledupar-Codazzi	50	115	1	Diseño	1984
Copey-El Paso	60	115	1	Diseño	1985
El Paso-El Banco	80	115	1	Diseño	1985
Cuestecita-Bahía Portete	142	115	2	Diseño	1985
Cuestecita-Mina de Intercor	7	115	1	Diseño	1985
Cuestecita-Mina de Carbocol	25.7	115	1	Diseño	1985
Mina Carbocol- Mina Intercor	29.6	115	1	Diseño	1985

1/ Línea de interconexión entre los sistemas eléctricos de la Costa Atlántica y del centro del país.

2/ Línea asociada con el proyecto Termoguajira

SUBESTACIONES ASOCIADAS CON LOS PROYECTOS DE TRANSMISION DEL SISTEMA
CORELCA

Subestación	Voltaje (KV)	Capacidad (MVA)	Estado Dic/82	Entrada en operación
Valledupar	230/115/34.5	60	Construcción	1984
El Copey	230/115/34.5	41	Diseño	1985
Cuestecita	230/115/34.5	150	Construcción	1985
Termocartagena	230/66	100	Construcción	1983
Barranquilla	230/115	200	Estudio	1985
Sabanalarga (ampliación)	230/34.5/13.8	60	Estudio	1985
Montería	115/34.4/13.8	-	Construcción	1984
Magangué	115/34.5/13.8	33	Construcción	1984
Mompós	115/34.5/13.8	16	Construcción	-

CENTRO REGIONAL DE CONTROL Y DESPACHO DE ENERGIA

El objetivo de este proyecto es coordinar la operación de sus distintas plantas, líneas y subestaciones; es decir, provee al Ingeniero de una herramienta ágil y adecuada para controlar más eficientemente al sistema eléctrico.

Este proyecto comprende dos etapas:

I. ETAPA SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS

Se inició en febrero de 1981 y se prevé que termine en noviembre de 1984.

Esta etapa en la cual se encuentra actualmente el proyecto comprende:

I. Sistema de Comunicación

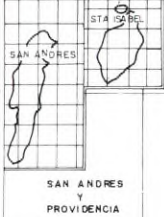
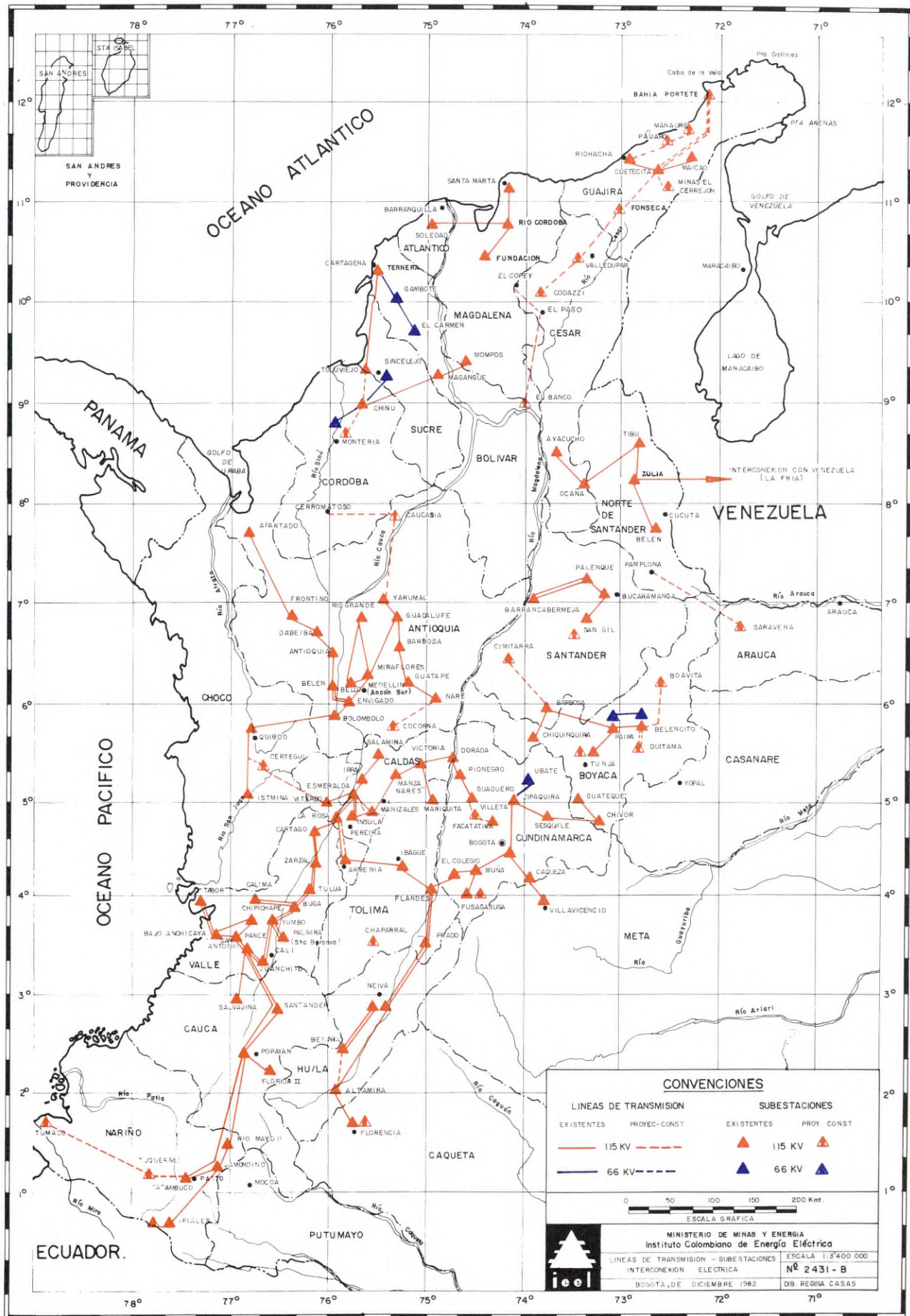
- A. PLC
- B. Microondas
- C. Red de Télex

- 2. Computadores
- 3. Unidades remotas

II. ETAPA PROGRAMAS DE APLICACION EN LINEA (Programas en tiempo real)

Esta segunda etapa puede arrancar en cualquier momento y durará de 1.5 a 2.5 años.

El centro de control entrará a despachar a pesar de no estar completa la segunda etapa, para ello se trabaja activamente en la preparación y compra de los programas más necesarios para este fin.



SAN ANDRÉS Y PROVIDENCIA

OCEANO ATLANTICO

PANAMA

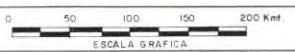
OCEANO PACIFICO

VENEZUELA

ECUADOR.

CONVENCIONES

LINEAS DE TRANSMISION		SUBESTACIONES	
EXISTENTES	PROYEC-CONST	EXISTENTES	PROY CONST
115 KV	115 KV	115 KV	115 KV
66 KV	66 KV	66 KV	66 KV



ESCALA GRAFICA



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
 Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
 LINEAS DE TRANSMISION - SUBESTACIONES ESCALA 1:2400 000
 INTERCONEXION ELECTRICA Nº 2431 - B
 BOGOTÁ, DE DICIEMBRE 1982 DIB. REGINA CASAS

PROGRAMA DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA

PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL (PNER)

Mediante este programa se dotará de servicio eléctrico a 145.000 viviendas campesinas, distribuidas en 16 departamentos de la jurisdicción del ICEL y de la CVC y en las intendencias y comisarías (exceptuando San Andrés). La ejecución del Plan implica el diseño y construcción de 23.000 kilómetros de líneas de alta y baja tensión, la instalación de 10.000 transformadores y la construcción de 145.000 instalaciones

domiciliares. Los usuarios beneficiados se distribuyen así: Zona Cafetera 30% (43.500 viviendas), Zona Agraria 60% (81.500 viviendas) y otras zonas 10% (14.500 viviendas).

Para su realización, el Plan se ha dividido en tres etapas de construcción, con el fin de cumplir con las metas establecidas. En el siguiente cuadro se relaciona por departamentos la cobertura del PNER con los usuarios que serán beneficiados dentro de la primera y segunda etapas hasta diciembre de 1982.

Departamento	No. de Viviendas a beneficiar con el PNER	No. Viviendas Primera etapa	No. Viviendas Segunda etapa
Antioquia	21.600	3.682	3.125
Boyacá	21.500	7.291	6.260
Caldas	3.700	555	318
Cauca	9.800	2.149	4.094
Cundinamarca	15.800	2.110	4.740
Chocó	4.500	257	1.263
Huila	4.900	1.075	1.500
Meta	2.700	54	868
Nariño	12.500	2.038	4.977
Norte de Santander	6.200	577	1.723
Quindío	700	72	- 0 -
Risaralda	2.100	- 0 -	- 0 -
Santander	12.400	2.287	2.024
Tolima	9.500	3.506	3.845
Valle	8.800	1.063	2.548
Resto del país	8.300	1.712	2.579
TOTAL	145.000	28.428	39.864

Durante los años de 1981 y 1982 se adquirieron parte de los materiales que se requieren para las obras programadas, la inversión total es de \$1.540 millones.

FINANCIACION

Para la ejecución del PNER se contempla una inversión de US\$ 150 millones, los cuales serán financiados de la siguiente manera:

Crédito Externo (BID)	US\$ 50.0 millones
Presupuesto Nacional	US\$ 33.0 millones
Caja de Crédito Agrario	US\$ 22.5 millones
Federación Nacional de Cafeteros	US\$ 22.5 millones
ICEL	US\$ 4.0 millones
Electrificadoras	US\$ 13.5 millones
Usuarios	US\$ 4.5 millones
TOTAL	US\$ 150.0 millones

PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL DE CUNDINAMARCA

Este programa se viene adelantando desde 1979 con el objeto de dotar de servicio eléctrico a algunas zonas rurales del departamento de Cundinamarca, sus realizaciones hasta 1982 se aprecian en el siguiente cuadro:

Número de proyectos:	36.0
Usuarios beneficiados:	1.716.0
Red de Alta Tensión (Km):	107.2
Red de Baja Tensión:	205.6
Potencia Instalada:	2.360.0

La financiación de este programa es la siguiente:

- Beneficiarios: 55% (40% proviene de préstamo de la Caja Agraria)
- Presupuesto Nacional: 25 % que está representado en el aporte del ICEL de materiales especialmente transformadores.
- Electrificadoras: 20% representado en diseños e interventoría.

PROGRAMA DE DESARROLLO RURAL INTEGRADO SUBPROYECTO DE ELECTRIFICACION

Este programa se ha venido realizando desde 1976 y beneficia alrededor de 40.000 familias de nueve departamentos. El costo aproximado es de \$1.256 millones y las inversiones totales realizadas hasta

diciembre de 1982 fueron \$779.548.400.

En el cuadro siguiente se resumen los alcances y realizaciones del Programa DRI:

DRI-SUBPROYECTO DE ELECTRIFICACION

Departamento	COBERTURA			Obras Ejecutadas	Obras en Construcción
	No. Veredas	No. Viviendas	Líneas (Km.)		
Antioquia 2	18	773	211	10	8
Boyacá	83	10.432	1.979	83	0
Cauca	80	4.250	530	71	9
Córdoba	66	5.288	356	27	4
Cundinamarca 2	17	1.089	190	11	6
Meta 1					
Nariño	120	9.403	715	73	18
Santander	88	4.634	1.007	80	8
Sucre	53	2.545	170	36	
Tolima 1	8	800			
TOTAL	534	39.214	5.158	391	454

1. Tolima y Meta se incluyeron en este programa hacia finales de 1980 y su cobertura no ha sido definida totalmente.

2. Antioquia y Cundinamarca fueron adicionados al Programa DRI en 1979.

La financiación de este programa se realiza por medio del Crédito Externo otorgado al país por las siguientes entidades:

Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento - BIRF 37.5%
Agencia Canadiense para el Desarrollo - ACDI 22.5%

Banco Interamericano de Desarrollo - BID 40%

**PROGRAMA DE ELECTRIFICACION RURAL
MUNICIPIO DE MAGANGUE**

Con este programa se beneficiarán aproximadamente 9.000 habitantes y se divide en dos proyectos así:

ITEM	PROYECTO I	PROYECTO II
Veredas Beneficiadas	4	4
Viviendas	681	619
Redes (Km)	15.1	12.8
Líneas (Km)	33.4	20.1
Potencia Instalada (KVA)	314.5	350
Costo (\$) Millones	14.9	10.7

Este programa concluyó en 1982 y fué financiado por el Convenio Colombo-Holandés (46.9%), el Fondo Financiero Nacional de Electrificación Rural, FFNER (19.3%) y la Empresa de Energía Eléctrica de Magangué (23.8%).

**FONDO FINANCIERO NACIONAL DE
ELECTRIFICACION RURAL (FFNER)**

Por intermedio de este Fondo han sido otorgados préstamos a las Electrificadoras, con el fin de complementar la financiación de los programas de Electrificación Rural del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica. En el período comprendido en el 81 - 82 fué apropiado por Presupuesto Nacional \$6 millones y en recuperación de cartera se tenían \$5.3 millones. Dada la descapitalización del Fondo sólo se pudieron hacer préstamos por valor de \$10.6 millones a las Electrificadoras de Tolima, Huila y Boyacá, a la CHEC y a las Empresas Públicas de Pereira.

PLAN DE ELECTRIFICACION DEL CHOCO

Zonas	Plantas Diesel		Redes de Distribución		Costo Total Miles \$
	No.	Capacidad a instalar (WW)	No.	Km. Totales	
Intendencia de Casanare	15	2.950	11	43.0	330.600
Comisaría del Amazonas	16	9.620	12	68.0	1.170.900
Comisaría del Guainía	7	750	6	24.0	159.600
Comisaría del Guaviare	5	915	3	19.0	145.700
Comisaría del Vaupés	7	530	6	9.0	87.200
Comisaría del Vichada	6	1.040	5	24.0	181.800
TOTALES	56	15.800	43	187.0	2.075.800

Estado actual: En la intendencia del Casanare se encuentra en construcción la red de la localidad de Paz de Ariporo cuyo costo fué de \$7.000.000 y la que se dará al servicio en el mes de marzo de 1983. Además se encuentra en reparación la planta móvil de Yopal de 710 KW cuyo costo es de \$1.200.000 y se pondrá en servicio en el mes de abril de 1983.

En la comisaría del Amazonas se adelantan los diseños de la red eléctrica cuyo costo es de \$8.200.000

Con este plan se dotará de energía a la zona central del departamento y a algunas poblaciones aisladas en la Costa Pacífica y en la Costa Atlántica.

En cumplimiento de este programa se construyeron y entraron en operación las subestaciones Cértegui, Istmina y Quibdó (ampliación) y la línea Quibdó-Cértegui-Istmina a 115 KV de una longitud de 65 Kilómetros. Los alcances y realizaciones del Plan a nivel de subtransmisión son los siguientes:

Proyecto	Obras Terminadas	Obras en Construcción	Obras a Ejecutar
Redes	14	7	-
Líneas	9	4	-
Subestaciones	-	1	-

**PLANES PARA REGIONES NO INTERCONECTADAS
TERRITORIOS NACIONALES Y AREAS DE
FRONTERA**

Este plan tiene por objeto la Electrificación de los Territorios Nacionales y las áreas de frontera cuya característica fundamental es el aislamiento y abandono. Una de las obras más importantes que se desarrollarán es la remodelación de las redes de distribución de Leticia, cuyos diseños serán concluídos en el primer semestre de 1983 y el montaje en la misma localidad de una central térmica de 9.000 KW, para cuya adquisición se están adelantando los pliegos correspondientes.

El plan contempla la instalación de 56 unidades generadoras Diesel con capacidad de 15.800 KW y la construcción de 187 kilómetros de redes primarias y secundarias para 43 localidades en regiones de la intendencia de Casanare y las comisarías del Amazonas, Guainía, Guaviare, Vaupés y Vichada.

En el siguiente cuadro se relaciona la cobertura de este Plan:

y estarán terminados en el primer semestre de 1983. También se adelantan los trámites tendientes a establecer la interconexión (1.000 KW) con Tabatinga (Brasil) desde el mes de marzo de 1983.

En la comisaría del Guainía se adelantan los trabajos para la instalación de una planta de 250 KVA para la localidad de Puerto Inírida por valor de \$4.700.000, la cual entrará en servicio a comienzos de 1983.

En la comisaría del Vaupés se está instalando una planta de 310 KV para la localidad de Mitú. La puesta en servicio se espera para el primer semestre de 1983.

ELECTRIFICACION PARA LA PAZ

El presente plan ha sido elaborado por el ICEL de acuerdo con los delineamientos contemplados en la Ley de Amnistía promulgada por el Gobierno Nacional.

El Plan contempla obras en las intendencias de Arauca y Putumayo y en el departamento del Meta, para lo cual se construirán líneas y subestaciones de

interconexión en las siguientes cantidades aproximadas: 111 km. de líneas de 115 KV; 193 km. de líneas a 34.5 KV; 213.5 km. de líneas a 13.2 KV; 37 MVA de transformación a nivel de 115 KV y 29 MVA en 34.5 KV. Adicionalmente, a las localidades para las que se imposibilita la interconexión a corto plazo, se instalarán 44 plantas de generación Diesel para una capacidad instalada de 8.915 KW. Dentro del mismo programa se tiene contemplada la remodelación, construcción y la ampliación de redes de distribución para 62 localidades y un total de 417 Km. de redes primarias y secundarias.

En el siguiente cuadro se relaciona la cobertura del Plan de Electrificación para la Paz:

ZONAS	INTERCONEXION					PLANTAS DIESEL		REDES DE DIST.		Costo Total (Miles de \$)
	LINEAS (KM)			S/E (MVA)		No.	Capacidad a Instalar KW	No.	(KM) Totales	
	115 KV	34.5 KV	13.2 KV	115 KV	34.5 KV					
Int. de Arauca			5			12	4.800	10	79	521.300
Depto. de Caquetá	41	128	121	25	23	19	2.320	29	170	1.406.900
Int. de Putumayo	70	65	87.5	12	6	13	1795	23	168	1.372.000
TOTALES	111	193	213.5	37	29	44	8.915	62	417	3.300.200

Estado actual: En la intendencia del Arauca se está tendiendo la red de distribución en la localidad de Arauca cuyo costo fué de \$5.000.000 se espera que estas redes entren en servicio en el primer semestre de 1983. También se adquirieron dos plantas cada una con una capacidad de 533 KW, por un valor total de \$20.700.000. que deberán estar en servicio para el mes de abril de 1983. Así mismo, se están construyendo las redes de distribución de Saravena que se espera estén en funcionamiento en el mes de abril de 1983 para lo cual se hizo una inversión de \$22.000.000.

En la intendencia del Putumayo se están realizando las siguientes obras y adquisiciones:

- Planta móvil de 710 KW para Puerto Asís, la cual entrará en servicio en enero de 1983.
- Plantas para Mocoa, El Tigre, Orito y la Hormiga por valor total de \$36.000.000, las cuales entrarán en servicio en el primer semestre de 1983.
- Redes para Santiago, Colón, Sibundoy y San Francisco por un valor aproximado de \$25.000.000 y las cuales estarán terminadas en el primer semestre de 1983.

INTERCONEXION ELECTRICA S.A.

ESTUDIO DE PERDIDAS DE ENERGIA

OBJETIVO

El estudio de pérdidas de energía fué una tarea abordada por el Sector Eléctrico Colombiano con la finalidad de clasificar y cuantificar de acuerdo a las distintas fuentes que la generan, el valor absoluto y porcentual de las pérdidas de energía eléctrica. Así mismo se buscó como segundo objetivo el proponer medidas remediales que disminuyeran el valor de las pérdidas en los distintos renglones identificados.

CLASIFICACION

Las pérdidas se clasifican en dos grandes ramas a saber: Pérdidas Físicas y Pérdidas Negras.

Pérdidas Físicas son aquellas que se derivan como consecuencia natural del transporte de la energía desde las estaciones de generación hasta los centros de consumo y se explican como disipación calorífica por efecto Joule en líneas y transformadores o por disipación debida al efecto corona en las líneas de transmisión. Este renglón de pérdidas fué calculado a niveles de transmisión (500 KV y 230 KV), subtransmisión (115 KV y 44 KV) y distribución (44 KV y voltajes menores).

Pérdidas Negras son aquellas que son provocadas por agentes que alteran la facturación o la distribución mediante conexiones fraudulentas y que no dependen del estado y valor de los parámetros eléctricos de la transferencia. Este renglón de pérdidas se asigna a problemas en contadores (adulterados, dañados, descalibrados, etc.), a tarifamiento impropio o a conexiones de circuitos ramales en forma ilegal.

INFORMACION Y METODOLOGIA

La cuantificación de las pérdidas empleó metodologías que iban desde modelos basados en estimación hasta cálculos eléctricos de corrientes y regulación y muestreo estadístico en las distintas zonas servidas por las distintas compañías de electricidad.

RESULTADOS OBTENIDOS

El siguiente cuadro resume el valor discriminado de pérdidas de energía y su relación porcentual contra la generación total, para el Sector Eléctrico Colombiano.

PERDIDAS EN EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

PERDIDAS FISICAS	GWH	%
Líneas de transmisión	311.4	1.98
Líneas de subtransmisión	177.0	1.12
Transformadores de transmisión	146.5	0.93
Subtotal transmisión	634.9	4.03
Alimentadores primarios	425.8	2.70
Transformadores de distribución	295.1	1.87
Alimentadores secundarios	633.3	4.02
Subtotal distribución	1354.2	8.59
Subtotal pérdidas físicas	1989.1	12.62
PERDIDAS NEGRAS		
Contador adulterado	146.9	0.93
Contador descalibrado	161.0	1.03
Contador dañado	100.0	0.63
Tarifa fija	146.1	0.92
Conexiones iguales, otras	459.2	2.92
Subtotal pérdidas negras	1013.3	6.43
Total de pérdidas	3002.4	19.05
Facturación	12761.0	80.95
Generación total	15763.4	100.00

• Valores calculados para el año de 1978

MEDIDAS REMEDIALES

Se calculó que la implementación de este estudio produciría un ahorro en 10 años de 11978 millones de pesos como valor presente en 1981 con tasa de retorno de 11%.

La corrección de las fuentes de pérdidas negras producen un ahorro del 53.4%.

La corrección de las pérdidas a nivel de distribución produce un ahorro del 45.6% de ahorro total.

El 7% restante de la cifra de ahorro se produce a nivel de transmisión y subtransmisión.

Como recomendaciones de orden general, se emitieron las siguientes:

- Sistematizar la información, especialmente a niveles de distribución, de facturación, etc.
- Ordenar el seguimiento de las pérdidas físicas a nivel de distribución en una forma continua y a partir de la información sistematizada correspondiente.
- Hacer un seguimiento continuo de las pérdidas negras para aplicar oportunamente las medidas remediales.
- Mantener un buen intercambio de información entre las distintas empresas del sector.

PLAN MAESTRO DE DISTRIBUCION

OBJETIVO

Como consecuencia del diagnóstico arrojado por el estudio de pérdidas de energía, según el cual el 8.59% de las pérdidas de energía es atribuible a los sistemas de transmisión, las empresas del sector (ICEL, EPM, CVC, EMCALI, CHEC, CORELCA, EEEB) contrataron con la firma de ingenieros consultores Sistecom Ltda, un estudio a través del cual:

1. Se evaluará el estado actual de los sistemas de distribución de las distintas compañías y de las metodologías empleadas por cada una de ellas para la expansión de los sistemas de distribución.
2. Se formulará una metodología unificada para el planeamiento, el diseño, la construcción y operación de los sistemas de distribución adaptable a las distintas compañías del sector, y
3. Que se propusieran planes, al menos tentativos, para la expansión hasta el año 2.000, pero más en detalle para el período 1982-1986.

RECOMENDACIONES

Las recomendaciones generales fueron las siguientes:

- Crear departamentos u oficinas de planeamiento de la distribución en las empresas en donde no exista.
- Revisar los criterios y procedimientos de planeamiento actuales en todas las empresas.
- Establecer mejoras en los sistemas de información, ampliar los centros y las máquinas de cálculo, implantar bases de datos.
- Capacitar personal de ingeniería y técnico, para ejecutar correctamente desde el planeamiento hasta la operación de los sistemas de distribución.
- En las recomendaciones específicas para cada empresa se destacaron, entre otros, puntos tales como:

- Tener en cuenta tendencias socio-económicas para efectuar la proyección de la demanda.
- Hacer énfasis en la electrificación rural.

- Formar equipos y sistemas efectivos en la recolección de la información.
- Hacer que para el diseño se cuente con buenas máquinas de cálculo y que la información se sistematice, mediante bases de datos.

EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA

DISTRIBUCION

En cumplimiento del "Sexto Programa de Ensanches Subtransmisión y Distribución Urbana" se encuentran en etapa de diseño 45 kilómetros de redes a 34.5 KV, con el fin de suministrar servicio más confiable a la zona industrial urbana, asociados con estas líneas se tiene el programa de adquisición e instalación de 66 MVA de transformadores de 34.5 KV/480 V

Actualmente se adelanta la construcción de 370 kilómetros de redes a 11.4 KV y la remodelación de 911 kilómetros de circuitos viejos a esa misma tensión, cuyo estado de avance en 1982 era 60% para el programa de construcción y 27% para el de remodelación. De igual manera, y paralelo al programa de remodelación de redes a 11.4 KV, se adelanta la construcción y remodelación de redes de baja tensión, la cual contempla la construcción de 631 Kilómetros de redes nuevas y el cambio de voltaje de 150 a 120 KV de 1153 kilómetros de redes con la instalación de 250 MVA en transformadores de distribución de 11.4 KV/208 V para completar el programa. En 1982 el avance de la construcción de redes fué del 30%, mientras que en remodelación era del 43%. Dentro del mismo programa con el fin de mejorar la calidad del servicio, la empresa ha planeado la adquisición e instalación de 180 MVAR de condensadores y 11 MVA en equipo de regulación de voltaje. De los 48.000 contadores

que contempla el programa, se han instalado ya el 92% y de las 33.000 luminarias de servicio público planeadas en 1982, se habían instalado el 65%.

SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION RURAL

Dentro del Sexto Programa de Ensanches para la zona rural de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, se contempla la adición de 55 MVA de transformación 115/34.5/13.2 KV y 10 MVA de transformación 34.5/13.2 KV, la construcción de 125 kilómetros de líneas de 115 KV y 94 kilómetros de líneas de 34.5 KV. En el área de distribución se construirán 763 kilómetros de alimentadores de 11.4 y 13.2 KV y alrededor de 800 kilómetros de alimentadores de 11.4 y 13.2 KV y alrededor de 800 kilómetros en circuitos secundarios. Contempla también la instalación de 51 MVA de transformadores de distribución, cambio de aproximadamente 9.500 postes y adquisición de equipo de protección y regulación, instalación de 30.000 contadores e iluminación de 115 concentraciones veredales, 32 parques y monumentos. Para lograr estos objetivos, se consiguió un préstamo con el Banco KFW de Alemania Occidental por un monto total de 25 millones de Marcos Alemanes.

Por otra parte, se han desarrollado algunos estudios, tales como el de corrientes de falla en el sistema rural de la zona norte, estudio de coordinación de protecciones con recondutores, seccionadores y fusibles en las líneas de subtransmisión a 34.5 KV del área rural de la Empresa.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN

DISTRIBUCION

Con el propósito de mejorar y ampliar la cobertura del servicio, durante los años de 1981 y 1982, se llevaron a cabo numerosos trabajos de extensión de redes primarias y domiciliarias, en diferentes municipios donde las Empresas Públicas de Medellín prestan directamente el servicio de Energía.

De igual forma, se llevó a cabo la rectificación de circuitos de energía en las siguientes subestaciones: Guayabal, Zamora, Belén, Bello, Rionegro, Ancón Sur y Castilla.

El número de transformadores de distribución se incrementó en 424 para 26.698 KVA adicionales, además se construyeron 23.393 kilómetros en alimentadores primarios y 40.779 kilómetros de redes secundarias.

A partir de 1981 comenzaron a ser atendidos por EPM, los municipios de Angosturas y San Rafael.

ELECTRIFICACION RURAL

El Plan de Electrificación de Antioquia contempla la

electrificación de las siguientes regiones: Oriente, Magdalena Medio, Bajo Cauca, Zona de Guadalupe, Zona de Rionegro, Riochico y Urabá.

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA

SUBESTACIONES A 115 KV

Subestación	Relación de Transformación (KV)	Capacidad (MVA)	Año de Entrada en Operación
Pailón	115/13.2	25.00	1983
Calima	115/34.5	12.5	1983
Meléndez	115/13.2	41.75	1984
Codazzi	115/13.2	25.00	1984
Cartago (Ampliación)	115/34.5	9.37	1984
San Luis	115/13.2	41.75	1985
Cerrito	115/34.5	25.00	1985
San Luis	115/34.5	31.20	1986

SUBESTACIONES A 34.5

Dentro del Plan de Expansión en distribución, están contempladas las siguientes subestaciones de 5.25 MVA y relación de transformación 34.5/13.2 KV: Amaime (1983), Bitaco (1983), Roldanillo (1984), Urbanización Pereira (1984), La Victoria (1984), Anserma Nuevo (1984), Dagua (1985), Ginebra (1985), Pradera (1986), Cabuyal (1986), Bolo (1986), Bugalagrande (1986), Alcalá (1986).

ELECTRIFICACION RURAL

En cumplimiento del Programa de Electrificación Rural, por intermedio de 23 contratos por valor de \$ 104 millones, se dió servicio a 2461 viviendas campesinas, mediante la construcción de 397 kilómetros de líneas. Así mismo la CVC dentro del Plan Nacional de Electrificación Rural ICEL-BID ha iniciado obras que dotarán de servicio a 6243 viviendas y se espera que en 1983 se incremente el número de usuarios a beneficiar.

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

A nivel de subtransmisión con el propósito de atender el aumento de su demanda, los desarrollos mineros de Cerrejón e incrementar los servicios de

energía eléctrica al departamento de la Guaiira, CORELCA cuenta con los siguientes proyectos:

LINEAS DE TRANSMISION

Proyecto	Longitud	Voltaie (KV)	No. de Circ.	Estado dic/82	Fecha de entrada en operación
Cereté-Lorica	42.0	34.5	1	Estudio	1984
Cuestecita-Campamento- Intercor	11.5	34.5	2	Estudio	1984

SUBESTACIONES

Subestación	Voltaie (KV)	Capacidad (MVA)	Estado Dic/82	Entrada en operación
Maicao	115/13.8	20	Construc.	1983
Mamonal	66/13.8	60	Diseño	1983
Montería	115/34.5/13.8	80	Construc.	1984
Magangué	115/34.5/13.8	33	Construc.	1984
Mompós	115/34.5/13.8	16	Construc.	1984
Riocórdoba	115/34.5/13.8	33	Construc.	1984
Bahía Portete	115/13.8	50	Diseño	1984
Mina Intercor	115/69	80	Diseño	1984
Cuestecita	115/34.5/13.8	42	Construc.	1984
San Juan	115/34.5/13.8	20	Construc.	1984
Mina Carbocol	115/34.5	15	Diseño	1985
El Banco	115/34.5/13.8	12	Diseño	1985
El Paso	115/34.5/13.8	12	Diseño	1985
Codazzi	115/34.5/13.8	25	Diseño	1985

● La capacidad total de la subestación de Maicao será de 30 MVA, se encuentra en operación 10 MVA.

PROGRAMA REGIONAL DE ELECTRIFICACION DE LA COSTA ATLANTICA Y SAN ANDRES Y PROVIDENCIA (PERCAS)

Mediante este programa se construirá una red de subtransmisión y distribución rural en los departamentos del Magdalena, Cesar, Guajira, Córdoba, Sucre y Bolívar. Además del programa incluye el mejoramiento del servicio eléctrico de San Andrés y Providencia y la instalación de nuevas unidades generadoras para dar atención en años posteriores al incremento de la demanda.

Este programa será financiado por el Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento -BIRF-, el cual aportará 36 millones de dólares. Los desembolsos se llevarán a cabo durante la ejecución de las obras correspondientes y equivalen al 52% de la inversión. El 48% restante, serán financiados por el

Gobierno Nacional, CORELCA y las Electrificadoras de la Costa Atlántica.

En cumplimiento de este programa se construirán 220 kilómetros de líneas de transmisión a 115 KV y 66 KV, 1.150 kilómetros de líneas de subtransmisión a 34.5 KV y 13.2 KV, 175 kilómetros de redes de distribución nuevas y la remodelación de 338 kilómetros. Se instalarán 212 MVA en transformadores para subestaciones desde el nivel de voltaje de 220 KV hasta 13.8 KV. Con la ejecución de este programa se beneficiarán alrededor de 51.700 viviendas.

En la actualidad el programa se encuentra en etapa de diseño y adquisición de materiales.

INFORMACION FINANCIERA
DEL SECTOR ELECTRICO



Panorámica del Rio Magdalena
en el sector de Betanía



Vista Parcial de las obras en el
Proyecto Hidroeléctrico de Betanía
en el Departamento del Huila

INGRESOS, GASTOS Y CAPITAL DEL SECTOR ELECTRICO

En el presente capítulo se muestra la forma global y a modo de síntesis, algunas cifras, gastos y capital del Sector Eléctrico en el país en el año de 1981.

Durante el ejercicio de 1981, la totalidad de las empresas que conforman el Sector Eléctrico, ejecutaron un presupuesto por valor de \$74.778 millones, correspondiendo el 37.8% a Rentas propias, el 10.6% a Crédito Interno, el 26.2% a Crédito Externo, el 12.8% a Presupuesto Nacional y el 12.6% a Aportes y Otros.

Estos recursos se aplicaron en la siguiente forma: 67.0% a Inversiones, especialmente en programas de generación, 18.5% a funcionamiento y finalmente 18.5% a cubrir obligaciones del Servicio de la Deuda.

Los recursos originados del Presupuesto Nacional ascendieron a \$9.616 millones y fueron canalizados a través de C.V.C., ISA, CORELCA e ICEL, correspondiéndole a éste último el 51.7% del total.

Por su parte las empresas que obtuvieron los mayores ingresos fueron:

EEEB con una participación de 23.3% del total, ISA 23.0% y CORELCA con el 12.4%.

En el cuadro de la Estructura del Ingreso y del Gasto para el Grupo ICEL se observa que, el total de Ingresos de Explotación percibidos por las Empresas asciende a \$8.516.060 miles que comparado con el año inmediatamente anterior creció en el 52%. Este crecimiento corresponde al aumento en las tarifas aprobadas por la Junta Nacional de Tarifas.

Referente al total de los gastos ascendieron a \$7.272.678 miles, mostrando un crecimiento del 39% con respecto a 1980.

La utilidad de explotación para el Grupo ICEL en 1981 fué de 1.243.382 miles. Esta utilidad se obtuvo en razón a que, los Ingresos crecieron en un porcentaje más alto que los Gastos.

En los cuadros de Estructura Tarifaria se muestran las tarifas máximas aprobadas por Resolución a 31 de Diciembre y las aplicadas a Junio de 1982. Estas últimas son menores a las aprobadas en algunas Empresas, en razón a problemas de orden público que se presentan en algunos departamentos.

ELECTRIFICADORAS FILIALES

<p>GRUPO ICEL</p>	<p>ELECTRIFICADORA DE ANTIOQUIA S.A. ELECTRIFICADORA DE BOYACA S.A. CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. ELECTRIFICADORA DE 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.</p>
<p>GRUPO CORELCA</p>	<p>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.</p>

ESTRUCTURA DEL INGRESO Y DEL GASTO

AÑO 1981

(MILES DE PESOS)

ENTIDAD	I. C. E. L.	CORELCA	E. E. E. B.	E. P. M.	I. S. A.	C. V. C.
FUENTES Y USOS						
Presupuesto Nacional	4.970.909	3.277.600	—	—	1.355.000	12.900
Rentas Propias *	1.093.499	3.154.071	8.694.192	6.456.024	4.012.000	4.855.467
Crédito Interno	948.459	1.089.580	1.550.731	1.355.751	2.163.000	860.989
Crédito Externo	1.602.911	1.548.782	9.221.296	704.810	5.570.000	866.981
Aportes y Ctros	146.501	1.479.880	321.172	724.397	6.450.000	291.727
TOTAL	8.762.279	10.549.913	19.787.391	9.240.982	19.550.000	6.888.064
Funcionamiento	288.111	2.512.659	4.662.515	2.137.599	1.545.000	2.740.752
Servicio de la Deuda	1.403.919	3.561.590	2.728.325	1.527.159	3.378.000	1.299.865
Inversiones Programas de Generación	4.566.720	916.430	11.759.033	2.338.986	11.044.000	2.744.235
Inversiones Programas de Transmisión	142.228	2.428.775	88.269	77.575	1.325.000	216.024
Inversiones Programas Subt. y Distribución	1.175.020	—	911.866	496.283	—	157.188
Otros Gastos **	1.186.281	896.568	—	2.127.695	1.761.000	—
Recursos del Balance	—	233.891	182.617	535.685	497.000	—
TOTAL	8.762.279	10.549.913	19.787.391	9.240.982	19.550.000	6.888.064

* INCLUYE RENDIMIENTO DE INVERSIONES FINANCIERAS.

** APORTE DE FILIALES Y OTRAS ENTIDADES.

E.P.M. INCLUYE: INVERSION EN PLANTA GENERAL, GASTOS FINANCIEROS DE CONSTRUCCION, ANTICIPOS, ACTIVOS FIJOS, APORTES DEL MUNICIPIO Y ELECTRICADORA DE ANTIOQUIA.

ESTRUCTURA DEL INGRESO Y DEL GASTO

AÑO 1982

(Miles de Pesos)

ENTIDAD	I. C. E. L.	CORELCA	E. E. E. B.	E. P. M.	I. S. A.	C. V. C.
FUENTES Y USOS						
Presupuesto Nacional	6.812.963	—	—		904.534	—
Rentas Propias *	2.423.339	—	—	8.748.842	2.117.580	—
Crédito Interno	475.248	—	—	1.198.494	5.019.311	—
Crédito Externo	8.610.000	—	—	2.479.871	6.034.118	—
Aportes y Ctros	557.084	—	—	1.064.643	11.720.253	—
TOTAL	18.878.634	—	—	13.491.850	25.795.796	—
Funcionamiento	356.751	—	—	2.887.316	2.453.683	—
Servicio de la Deuda	5.129.447	—	—	2.755.261	7.801.459	—
Inversiones Programas de Generación	7.408.792	—	—	3.639.924	13.171.009	—
Inversiones Programas de Transmisión	3.142.791	—	—	209.613	904.534	—
Inversiones Programas Subt. y Distribución	2.400.800	—	—	1.415.688	—	—
Otros Gastos **	378.953	—	—	2.343.688	1.465.111	—
Recursos del Balance	61.100	—	—	240.360	—	—
TOTAL	18.878.634	—	—	13.491.850	25.795.796	—

* Incluye Rendimiento de Inversiones Financieras.

** Aporte de Filiales y Otras Entidades

De CORELCA, E.E.E.B. y C.V.C. no se tiene información actualizada.

RECURSOS DE PRESUPUESTO NACIONAL PARA ICEL

(MILES DE PESOS)

DESCRIPCION	A P R O P I A D O								Anteproyecto Ley Presupuesto 1983
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	
FUNCIONAMIENTO	35.000	40.000	45.000	46.000	56.278	59.730	68.690	85.863	85.863
SERVICIO DE LA DEUDA:									
EXTERNA	475.000	197.205	—	221.313	496.263	404.800	419.000	333.000	108.400
INTERNA	44.000	112.236	243.604	773.262	1.460.613	600.000	1.200.000	1.010.000	1.200.000
INVERSION									
ESTUDIOS	3.000	864	1.949	635	4.923	—	—	62.100	20.000
GENERACION	45.000	41.585	63.079	89.605	241.779	585.300	1.766.000	1.949.800	924.000
TRANSMISION	50.500	40.027	53.077	28.177	495.216	100.000	220.000	403.100	241.000
SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION (1)	112.000	60.944	58.953	68.819	730.499	185.000	310.000	814.400	285.000
INDIRECTA ISA	280.500	227.579	40.978	—	835.065	225.800	800.000	1.950.800 (2)	870.000
INDIRECTA ELECTRIFICADORAS	41.500	13.000	23.547	6.960	90.016	—	—	—	—
T O T A L	1.086.500	733.440	530.187	1.234.771	4.410.652	2.160.630	4.783.690	6.609.063	3.734.263

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

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

**ESTRUCTURA DEL INGRESO Y DEL GASTO
ELECTRIFICADORAS GRUPO ICEL
MILES DE PESOS
AÑO DE 1981**

	Antioquia	Boyacá	Caldas	Caquetá	Cauca	C/marca	Chocó	Huila	Nariño	Nte Santander	Santander	Tolima	Total
INGRESOS DE EXPLOTACION													
Ventas en MWH	479.295	538.815	962.951	18.474	135.977	335.537	14.717	160.353	219.303	314.072	483.414	424.866	4.087.774
Ventas de Energía	783.213	1.037.697	1.634.568	41.091	266.145	750.878	35.526	394.495	365.163	830.668	976.184	802.344	7.917.982
Otros Ingresos de Explotación	78.159	34.935	78.953	10.059	20.167	78.854	2.871	36.050	11.524	43.581	154.204	48.721	598.078
TOTAL INGRESOS DE EXPLOTACION	861.372	1.072.632	1.713.521	51.150	286.312	829.732	38.397	430.545	376.697	874.249	1.130.388	851.065	8.516.060
GASTOS DE EXPLOTACION POR SU FUNCION													
Generación	57.062	509.762	210.303		49.408	28.839		17.225	108.727	208.386	447.894	149.643	1.787.249
Compras de Energía	324.821	123.471	496.291	23.646	89.295	403.070	13.958	177.061	149.903	312.789	147.999	243.638	2.506.212
Transmisión	111.034	38.822	52.850	2.038	14.882		1.667	19.205	4.895	59.197	55.660	4.937	365.187
Distribución	136.895	72.885	101.784	10.881	48.534	130.232	8.882	54.720	39.248	113.504	178.142	266.593	1.162.300
Facturación y Cobranzas	41.828	41.759	117.314	2.766	26.384	15.209	3.194	17.780	48.669	52.538	60.546	52.655	480.672
Gastos Generales y de Administración	157.413	91.597	244.527	7.471	53.404	105.348	7.985	38.151	80.328	61.388	92.835	112.578	1.053.025
Menos gastos de operación													
Transf. (C.R.)	(3.097)				(13.933)		(198)	(7.607)		(12.278)	(3.371)	(41.483)	(81.967)
TOTAL GASTOS	825.956	878.566	1.223.069	46.802	267.974	682.698	35.488	316.535	431.800	795.524	979.705	788.561	7.272.678
UTILIDAD (O PERDIDA) DE EXPLOTACION	35.416	194.066	490.452	4.348	18.388	147.034	2.909	114.010	(55.103)	78.725	150.683	62.504	1.243.382

**ESTRUCTURA DEL INGRESO Y DEL GASTO
ELECTRIFICADORA GRUPO ICEL
AÑO 1982
MILES DE PESOS**

	Antioquia	Boyacá	Caldas	Caquetá	Cauca	C/marca	Chocó	Huila	Meta	Nariño	Nte Santander	Santander	Tolima	Total
INGRESOS DE EXPLOTACION														
Ventas MWH	547.668	565.828	972.788	20.818	161.888	341.816	16.922	178.026	61.769	237.348	376.406	472.511	474.490	4.428.278
Ventas de Energía	1.059.521	1.495.075	2.351.380	72.602	383.748	1.031.781	52.969	653.817	200.160	523.427	1.311.427	1.338.298	1.274.350	11.748.555
Otros ingresos de explotación	87.821	67.556	139.302	10.445	24.108	71.123	4.558	48.542	17.693	9.455	63.482	271.467	90.701	906.253
Total Ingresos Explotación	1.147.342	1.562.631	2.490.682	83.047	407.856	1.102.904	57.527	702.359	217.853	532.882	1.374.909	1.609.765	1.365.051	12.654.808
Gastos de explotación por su función														
Generación	51.156	583.133	250.040		66.966	29.241		25.929	10.751	166.046	173.554	884.066	172.383	2.413.265
Compras de Energía	497.321	237.059	911.881	40.757	153.911	569.717		298.833	130.905	297.286	655.619	243.844	412.229	4.471.638
Transmisión	98.179	62.432	79.642	1.928	22.189	188	22.276	27.397	2.028	5.679	70.128	66.242	6.284	443.384
Distribución	151.142	103.889	168.282	13.133	74.862	144.886	16.584	86.864	21.600	54.101	159.085	249.803	388.060	1.632.295
Facturación y Cobranzas	64.083	37.866	171.126	3.567	40.510	56.893	4.892	27.856	17.108	73.111	61.861	76.326	76.978	712.177
Gastos Generación y Admón	222.590	118.553	272.793	9.145	83.833	126.634	10.438	59.851	11.903	84.519	91.714	127.489	165.620	1.385.082
Menos gastos de operación trans- feridos (C.R.)	(2.504)	-	-	-	(21.602)	-	(551)	(10.438)	-	-	(18.343)	(8.475)	(64.927)	(126.840)
Total Gastos de Explotación por su Función	1.081.967	1.142.932	1.853.764	68.530	420.669	927.559	54.707	516.292	194.295	680.742	1.193.622	1.639.295	1.156.627	10.931.001
Utilidad (o Pérdida) de Explotación	65.375	419.699	636.918	14.517	(12.813)	175.345	2.820	186.067	23.558	(147.860)	181.287	(29.530)	208.424	1.723.807

DISTRIBUCION DE PERSONAL POR AREAS DE TRABAJO

DICIEMBRE 31 DE 1981

PERSONAL DE	Administración		Generación y Transmisión *		Distribución y Redes †		Facturación y Cobranzas		Planeación Diseño y Obras		Revisoría Fiscal		Total Empleados
	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	
ELECTRIFICADORA	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	Empleados
ANTIOQUIA	115	13.5	254	29.8	244	28.6	186	21.8	47	5.5	6	0.8	852
ATLANTICO *	219	17.1	272	21.3	753	59.1	-	-	30	2.3	2	0.2	1276
BOLIVAR *	176	23.7	130	17.5	333	44.8	104	13.9	-	-	1	0.1	744
BOYACA	62	10.0	239	38.7	219	35.5	77	12.5	8	1.3	12	1.9	617
CALDAS	506	42.2	370	30.8	215	17.9	48	4.0	52	4.3	10	0.8	1201
CAQUETA	5	10.4	16	33.3	27	56.3	-	-	-	-	-	-	48
CAUCA	83	20.3	121	29.6	94	23.0	59	14.4	44	10.8	8	1.9	409
CESAR *	62	35.2	86	48.9	27	15.3	-	-	-	-	1	0.6	176
CORDOBA *	74	16.9	106	24.3	238	54.3	-	-	19	4.3	1	0.2	438
CUNDINAMARCA	132	25.4	74	14.2	298	57.3	15	2.9	-	-	1	0.2	520
CHOCO	13	24.1	12	22.2	11	20.4	14	25.9	3	5.6	1	1.8	54
GUAJIRA *	111	58.2	80	41.8	-	-	-	-	-	-	-	-	191
HUILA	79	24.9	70	22.1	105	33.1	42	13.2	17	5.3	4	1.3	317
MAGDALENA *	140	43.6	-	-	-	-	-	-	180	56.1	1	0.3	321
NARIÑO	54	11.3	135	29.2	30	6.3	222	41.3	33	6.9	5	1.0	479
NORTE DE SANTANDER	82	23.3	112	32.0	122	34.8	28	8.0	-	-	7	1.9	351
SANTANDER	168	20.0	282	33.6	311	37.1	42	5.0	17	2.0	19	2.3	839
SUCRE *	39	18.0	38	17.5	139	64.1	-	-	-	-	1	0.4	217
SAN ANDRES *	33	27.5	51	42.5	35	29.2	-	-	-	-	1	0.8	120
TOLIMA	129	15.7	240	29.3	347	42.4	68	8.3	17	2.1	18	2.2	819

* Datos estimados.

DISTRIBUCION DE PERSONAL POR AREAS DE TRABAJO

DICIEMBRE 31 DE 1982

PERSONAL DE:	Administración		Generación Transmisión *		Distribución y Redes *		Facturación y Cobranzas		Planeac. Diseño y Obras		Revisoría Fiscal		TOTAL EMPLEADOS
	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	No.	o/o	
ELECTRIFICADORA													
ANTIOQUIA	115	13.7	297	35.5	197	23.5	176	21.0	43	5.2	9	1.1	837
ATLANTICO	767	49.3	265	17.0	390	25.1	—	—	107	6.9	26	1.7	1555
BOLIVAR	250	24.6	190	18.6	460	45.2	117	11.5	—	—	1	0.1	1018
BOYACA	90	12.7	263	37.0	248	34.9	85	11.9	13	1.8	12	1.7	711
CALDAS	506	44.3	313	27.4	215	18.9	46	4.0	52	4.5	10	0.9	1142
CAQUETA	12	25.5	8	17.0	13	27.7	14	29.8	—	—	—	—	47
CAUCA	71	18.1	120	30.5	94	24.0	55	14.0	45	11.4	8	2.0	393
CESAR	65	35.9	80	44.2	35	19.3	—	—	—	—	1	0.6	181
CORDOBA	84	18.8	112	25.1	240	53.8	—	—	—	—	10	2.3	446
CUNDINAMARCA	132	24.6	74	13.7	298	55.4	15	2.8	18	3.3	1	0.2	538
CHOCO	17	26.1	12	18.5	18	27.7	13	20.0	4	6.2	1	1.5	65
GUAJIRA	112	58.3	80	41.7	—	—	—	—	—	—	—	—	192
HUILA	96	27.5	72	20.6	118	33.8	41	11.7	18	5.2	4	1.2	349
MAGDALENA	150	40.8	—	—	—	—	—	—	217	58.9	1	0.3	368
META	15	18.5	52	64.2	—	—	14	17.3	—	—	—	—	81
NARIÑO	92	18.2	144	28.5	59	11.6	171	33.8	31	6.1	9	1.8	506
NORTE DE SANTANDER	92	25.0	113	30.7	122	33.1	34	9.3	—	—	7	1.9	368
SANTANDER	172	20.0	141	16.3	340	39.4	175	20.3	16	1.8	19	2.2	863
SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	31	23.7	61	46.5	38	29.0	—	—	—	—	1	0.8	131
SUCRE	46	16.9	76	27.9	149	54.8	—	—	—	—	1	0.4	272
TOLIMA	140	15.6	298	33.3	354	39.6	68	7.6	17	1.9	18	2.0	895

**EMPRESAS FILIALES DEL ICEL
ESTRUCTURA TARIFARIA
TARIFAS AUTORIZADAS A 31 DE DICIEMBRE DE 1981**

				Antioquia Res.077 8-12-79	Boyacá Res.030 17-2-81	Caldas Res.080 23-7-81	Cauca Res.090 16-12-80	Caquetá Res.022 25-4-80	C/marca Res.073 25-6-81	Chocó Res.020 25-4-80	Huila Res.079 23-7-80	Nariño Res.033 17-6-80	N.Santander Res.032 17-2-81	Santander Res.029 17-2-81	Tolima Res.098 13-10-81		
Servicios																	
Residencial - Consumo																	
Hasta	100	kwh	\$/kwh	1.46	1.28	1.40	0.99	1.56	1.50	1.50	1.78	1.11	1.51	1.51	1.36		
"	200	"	"	1.83	1.69	1.80	1.54	1.81	1.67	2.13	2.19	1.45	1.90	1.90	1.75		
"	300	"	"	2.33	2.11	2.44	1.64	2.07	2.36	2.51	2.72	1.81	2.39	2.39	2.35		
"	400	"	"	2.56	2.64	2.81	1.71	2.34	2.99	2.83	3.45	1.91	3.01	3.01	2.70		
"	500	"	"	2.56	2.64	2.81	1.71	2.34	2.99	2.83	3.45	1.91	3.01	3.01	3.06		
"	600	"	"	2.56	3.29	3.44	2.28	2.47	3.82	3.39	4.48	2.15 2/	3.79	3.79	3.54		
"	750	"	"	2.56	3.29	3.44	2.28	2.47	3.82	3.39	4.48	2.15 1/	3.79	3.79	3.54		
"	1.000	"	"	2.56	3.29	3.44	2.28	2.47	3.82	3.39	4.48	2.66	3.79	3.79	4.03		
"	1.500	"	"	2.69	4.12	4.64	2.69	3.22	4.71	3.85	5.80	3.24	4.78	4.78	4.46		
"	2.000	"	"	2.69	4.12	4.64	2.69	3.22	4.71	3.85	5.80	3.24	4.78	4.78	4.98		
"	3.000	"	"	2.69	5.12	5.93	2.69	3.22	4.97	3.85	6.53	3.24	5.65	5.65	5.99		
Más de	3.000	"	"	2.69	5.12	5.93	2.69	3.22	4.97	3.85	6.53	3.24	5.65	5.65	5.99		
Comercial - Consumo:																	
kwh		\$/kwh		3.22	3.52	4.34	2.85	2.86	4.17	3.23	4.30	3.08	3.77	3.52	3.23		
Industrial (Consumo por Contador)																	
- Tarifa Sencilla:																	
kwh		\$/kwh		2.03	3.14	3.17	1.80	2.59	3.77	2.83	3.28	2.52	3.14	2.56	2.85		
- Tarifa Doble:																	
Pico "				2.47	4.08	4.12			4.58		4.70		4.08	3.33	4.08		
No pico "				1.77	2.20	2.44			2.96		2.77		2.20	1.79	2.85		
Cargo por demanda \$/kwh				97.16	125.54	152.75	63.40	77.61	92.78	94.55	113.14	115.51	126.53	128.01	86.15		
Oficial y Alumbrado Público - Consumo:																	
kwh		\$/kwh		2.12	2.11	2.58	1.89	2.59	2.67	2.92	2.94	2.54	2.39	2.39	2.13		
En Bloque - Consumo:																	
kwh		\$/kwh		1.33	1.68	1.54			1.67	-		-	1.68	1.68	1.27		
Hotelero - Consumo:																	
kwh		\$/kwh		2.03	3.14	3.64	1.80	2.59	3.77	2.83	3.28	2.52	3.14	2.56	2.85		
Capacidad instalada por \$/mes				97.16	125.54	152.75	63.40	77.61	92.77	94.55	113.14	115.51	126.53	128.01	86.15		
Incremento Mensual %				D	D	D	2%	2.2	D	2.3	D	D	D	D	D		

1/ Hasta 1.200 kwh

2/ En Nariño hasta 800 kwh/mes

3/ Pico en todas las Empresas es de las 17 horas a las 22 horas.

**EMPRESAS FILIALES DE CORELCA Y OTRAS
ESTRUCTURA TARIFARIA
TARIFAS AUTORIZADAS A 31 DE DICIEMBRE DE 1981**

Servicios	Atlantico Res.099 13-10-81	Bolivar Res.016 17-2-81	Córdoba Res.018 17-2-81	Cesar Res.017 17-2-81	Guajira Res.019 17-2-81	M/dalena Res.020 17-2-81	Sucre Res.021 29-7-80	S. Andrés Res.046 29-7-80	Bogotá Res.053 13-1-81	Medellin Res.122 21-11-77	Valle Res.002 13-1-81	E M Cali Res.059 15-5-81
Residencial												
-Consumo:												
Hasta 100 kwh \$/kwh	1.42	1.70	2.13	2.30	2.38	1.91	2.22	1.91	0.48	0.66	1.78	0.89
" 200 " " "	1.74	2.11	2.55	2.96	2.77	2.39	2.60	2.33	0.63	0.66	2.15	1.00
" 300 " " "	2.22	2.63	3.13	3.46	3.67	2.99	3.14	2.99	0.70	0.77	2.49	1.30
" 400 " " "	2.56	3.30	3.79	3.97	4.21	3.75	3.69	3.80	1.36	0.92	2.49	1.54
" 500 " " "	2.89	3.30	3.79	3.97	4.21	3.75	3.69	3.80	1.55	1.04	2.49	1.74
" 600 " " "	3.33	4.14	4.55	4.73	5.15	4.67	4.42	4.52	1.55	1.15	2.96	2.34
" 750 " " "	3.33	4.14	4.55	4.73	5.15	4.67	4.42	4.52	2.02 ^{1/}	1.33	2.96	2.83
" 1.000 " " "	3.76	4.14	4.55	4.73	5.15	4.67	4.42	4.52	2.42	1.54	2.96	3.31
" 1.500 " " "	4.35	5.39	5.59	5.50	5.76	5.82	5.31	4.82	2.92	2.07	3.41	4.37
" 2.000 " " "	4.93	5.39	5.59	5.50	5.76	5.82	5.31	4.82	8.51	2.20	3.41	5.24
" 3.000 " " "	5.54	5.72	6.02	6.02	6.15	6.14	5.89	4.82	4.27	2.43	3.41	6.30
Mas de 3.000 " " "	5.54	5.72	6.02	6.02	6.15	6.14	5.89	4.82	5.25	2.64	3.41	6.30
Comercial												
- Consumo:												
kwh \$/kwh	4.31	4.35	4.48	4.56	5.02	4.55	4.48	5.89	4.35	3.12	3.41	3.93
Industrial (Consumo por Contador)												
-Tarifa Sencilla:												
kwh \$/kwh	3.56	3.59	3.64	3.84	3.89	3.68	3.64	4.96	3.06	1.97	2.71	2.70
- Tarifa Doble:2/												
Pico doble	5.01	5.06	5.17	5.36	5.42	5.17	5.17		4.40 ^{3/}		3.54	4.10
No pico doble	2.58	2.60	2.66	2.82	2.76	2.66	2.66		2.61	1.42	2.10	2.30
Cargo por Demanda \$/kwh	123.25	124.96	127.93	127.93	123.02	127.93	127.93	69.58	174.68	190.72	223.05	207.80
Oficial y Alumbrado Público												
- Consumo:												
kwh \$/kwh	3.13	3.24	3.78	3.92	4.40	3.71	3.78	5.26	2.16	1.39	1.97	2.41
En Bloque												
- Consumo:												
kwh \$/kwh	1.82	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87	1.87		1.23	0.74	2.10	2.11
Hotelero												
- Consumo:												
kwh \$/kwh	3.56	3.59	3.64	3.84	3.89	3.68	3.64	4.96	3.06	1.97	2.71	2.70
Capacidad instalada por \$/mes	123.25	124.96	127.93	127.93	123.02	127.93	127.93	69.58	174.68	190.72	223.05	207.80
Incremento Mensual %	D	D	D	D	D	D	D	D	D	2.2	D	D

1/ En Bogotá y Cali hasta 800 kwh/mes 2/ Bogotá tarifa triple 16h 22h \$4.39 por kwh Barranquilla \$5.01 de las 17h -22h
 22h - 6h \$2.20 por kwh \$2.14 de las 22h - 6h
 6h - 16h \$2.60 por kwh \$2.58 de las 6h - 17h

3/ Pico en todas las Empresas es de las 17 horas a las 22 horas excepto en Bogotá y Cali que van de las 16 horas a las 22 horas.

**EMPRESAS FILIALES DE ICEL
ESTRUCTURA TARIFARIA
TARIFAS APLICADAS A JUNIO DE 1982**

Servicios	Antioquia Res.09 2-28-78	Boyacá Res.030 17-2-81	Caldas Res.080 23-7-81	Cauca Res.C00 16-12-80	Caquetá Res.022 25-4-80	C/marca Res.025 25-6-81	Chocó Res.020 25-4-80	Huila Res.079 23-7-81	Nariño Res.033 17-2-81	N.Sant. Res.032 17-2-81	Sant. Res.029 17-2-81	Tolima Res.098 13-5-81
Residencial												
- Consumo												
Hasta 100 kwh \$/kwh	1.53	1.48	1.60	1.09	1.74	1.35	1.71	1.95	1.19	1.69	1.73	1.44
" 200 " " "	1.93	1.96	1.60	1.69	2.10	1.92	2.43	2.37	1.56	2.13	2.17	1.44
" 300 " " "	1.93	2.45	1.69	1.80	2.37	2.10	2.92	2.94	1.97	2.67	2.74	1.87
" 400 " " "	1.93	3.05	1.69	1.89	2.68	2.35	3.77	3.76	2.11	3.38	3.45	1.87
" 500 " " "	1.93	3.05	2.02	1.89	2.68	2.60	3.77	3.76	2.11	3.38	3.45	2.51
" 600 " " "	1.93	3.81	2.02	2.52	3.11	2.90	3.88	4.92	2.40	4.25	4.35	2.51
" 750 " " "	1.93	3.81	2.31	2.52	3.11	3.20	3.88	4.92	2.40 3/	4.25	4.35	2.91
" 1.000 " " "	1.93	3.81	2.55	2.52	3.11	3.30	3.88	4.92	2.96 2/	4.25	4.35	3.32
" 1.500 " " "	1.93	4.77	2.87	2.97	3.68	3.70	4.42	6.46	2.96	5.37	5.48	3.89
" 2.000 " " "	1.93	4.77	3.17	2.97	3.68	4.60	4.42	6.46	3.67	5.37	5.48	4.45
" 3.000 " " "	1.93	5.93	3.88	2.97	3.68	4.60	4.42	7.34	3.67	6.33	6.47	4.91
Mas de 3.000 " " "	1.93	5.93	4.13 1/	2.97	3.68	4.60	4.42	7.34	3.67	6.33	6.47	4.91
Comercial												
- Consumo: kwh \$/kwh	2.88	4.03	4.90	3.15	3.29	3.50	3.69	4.68	3.50	4.21	4.03	3.51
Industrial (Consumo por Contador)												
- Tarifa Sencilla: kwh \$/kwh	1.90	3.59	3.68	1.99	2.94	3.10	3.24	3.59	2.80	3.52	2.97	3.10
- Tarifa Doble Pico Doble 4/ No pico doble		4.58 2.51	4.77 2.82			3.76 2.43		5.12 3.01				4.47 3.10
Cargo por Demanda \$/kwh	64.55	143.47	183.85	70.00	86.06	66.18	58.62	97.50	130.46	85.98	86.84	95.09
Oficial y Alumbrado Público												
- Consumo: kwh \$/kwh	1.93	2.45	3.06	2.08	2.94	2.60	3.33	3.22	2.83	2.67	2.74	2.44
En Bloque												
- Consumo: kwh \$/kwh		1.94	1.78	—		1.63	—	—				1.38
Hotelero:												
- Consumo: kwh \$/kwh	1.90	3.59	3.68	3.15	2.94	3.10	3.24	3.59	2.80	4.21	2.97	3.51
Capacidad instalada por \$/mes	64.55	143.47	183.85	70.00	86.06	66.18	58.62	97.50	130.46	85.98	86.84	95.09
Incremento Mensual %	2.2	D	D	2	2.2	D	2.3	D	D	D	D	D

1/ Hasta 4.000 kwh/mes \$4.66 y más de 4.000 kwh/mes \$4.89

2/ Hasta 1.200 kwh

3/ En Nariño hasta 800 kwh/mes

4/ Pico en todas las empresas es de las 17 horas a las 22 horas

Fuente: Información suministrada telefónicamente por las Empresas.

**EMPRESAS FILIALES DE CORELCA Y OTRAS
ESTRUCTURA TARIFARIA
TARIFAS APLICADAS A JUNIO DE 1982**

Servicios				Atlántico Res.099 13-10-81	Bolívar Res.016 17-2-81	Córdoba Res.018 17-2-81	Cesar Res.017 17-2-81	Guajira Res.019 17-2-81	Mdalena Res.020 17-2-81	Sucre Res.021 17-2-81	S. Andrés Res.046 29-7-80	Bogotá Res.053 13-1-81	Medellín Res.122 21-11-77	Valle Res.002 13-1-81	E.M.Cali Res.059 15-5-81	
Residencial																
- Consumo																
Hasta	100	kwh	\$/kwh	1.52	1.93	2.44	2.63	2.48	2.16	2.54	2.04	0.54	0.68	1.90	1.02	
"	200	"	"	1.87	2.40	2.99	3.40	2.97	2.70	2.95	2.52	0.54	0.68	2.30	1.23	
"	300	"	"	2.40	2.97	3.03	4.01	4.03	3.41	3.65	3.27	0.65	1.27	2.82	1.48	
"	400	"	"	2.85	3.68	4.40	4.60	4.82	4.28	4.28	4.28	0.71	1.27	2.82	1.76	
"	500	"	"	3.19	3.68	4.40	4.60	4.82	4.28	4.28	4.28	0.79	1.64	2.82	2.00	
"	600	"	"	3.19	3.68	4.40	4.60	4.82	4.28	4.28	4.28	0.79	1.64	3.34	2.67	
"	750	"	"	3.72	4.61	4.40	4.60	4.82	4.28	4.28	4.28	1.54	2.19	3.34	3.25 ^{3/}	
"	1.000	"	"	4.14	4.61	5.27	5.49	5.98	5.37	5.11	5.18	1.75	2.19	3.34	3.95	
"	1.500	"	"	4.84	5.31	6.49	6.38	6.12	6.69	6.16	5.62	2.19	2.96	3.86	5.21	
"	2.000	"	"	5.42	5.31	6.49	6.38	6.12	6.69	6.16	5.62	2.79	2.96	3.86	6.26	
"	3.000	"	"	6.10	5.31	6.98	6.98	6.12	7.06	6.83	5.62	3.41	2.96	3.86	7.70	
Mas de	3.000	"	"	6.10	5.31	6.98	6.98	6.12	7.06	6.83	5.62	4.15 ^{1/}	2.96	3.86	7.70	
Comercial																
-Consumo:																
		kwh	\$/kwh	4.62	4.85	5.19	5.28	5.50	5.19	5.19	6.46	5.04	2.75	3.86	4.56	
Industrial (Consumo por Contador)																
- Tarifa Sencilla:																
		kwh	\$/kwh	3.83	4.02	4.23	4.46	4.25	4.23	4.23	6.11	3.56	2.08	3.07	3.13	
Tarifa Doble:																
		Pico Doble ^{4/}		4.62								5.10	1.49			
		No pico		2.77								3.03	1.65			
		Cargo por Demanda \$/kwh		133.41	139.32	148.36	144.08	133.16	146.63	146.63	—	398.09	207.25	252.40	240.88	
Oficial y Alumbrado Público																
- Consumo:																
		kwh	\$/kwh	3.56	3.60	4.37	4.56	4.80	4.23	4.38	5.91	2.51 ^{2/}	1.43	2.26	2.80	
En bloque																
- Consumo:																
		kwh	\$/kwh	—	—	—	—	—	—	—	—	1.38	1.05	2.37	2.45	
Hotelero																
- Consumo:																
		kwh	\$/kwh	3.61	3.86	3.93	4.46	4.01	3.93	4.23	6.11	3.56	2.75	3.07	3.13	
		Capacidad Instalada por \$/kwh		133.41	139.32	148.36	144.08	133.16	146.63	146.63	—	398.09	201.17	252.40	240.88	
Incremento Mensual %				D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D	D

^{1/} Hasta 6.000 kwh/mes \$5.13 y más de 6.000 kwh/mes \$6.49

^{2/} Alumbrado Público \$1.95 kwh/mes

^{3/} En Bogotá y Cali hasta 800 kwh/mes

^{4/} Pico en todas las Empresas es de las 17 a las 22 horas excepto en Bogotá y Cali que van de las 16 a las 22 horas - Bogotá \$2.55 de las 6 horas - 16 horas.

Fuente: Información suministrada telefónicamente por las Empresas.

^{5/} Atlántico tarifa triple 17h-22h \$4.62 por kwh
22h-17h \$2.36 por kwh
6h-17h \$2.77 por kwh

**TARIFAS A APLICAR POR LAS ELECTRIFICADORAS A PARTIR DEL 1o. DE OCTUBRE HASTA
EL 31 DE DICIEMBRE DE 1982**

	ATLANTICO	BOLIVAR	MAGDALENA	CORDOBA	SUCRE	CESAR	GUAJIRA	SAN ANDRES
RESIDENCIAL								
Hasta 100 KWH/mes	1.36	1.74	1.98	2.22	2.31	2.39	2.18	1.73
Hasta 200 KWH/mes	1.68	2.18	2.47	2.67	2.71	3.09	2.60	2.14
Hasta 300 KWH/mes	2.53	3.17	3.68	3.90	3.93	4.32	4.27	3.27
Hasta 400 KWH/mes	3.05	3.93	4.61	4.74	4.61	4.96	5.16	4.28
Hasta 500 KWH/mes	3.40	3.93	4.61	4.74	4.61	4.96	5.16	4.28
Hasta 750 KWH/mes	3.97	4.92	5.78	5.67	5.51	5.91	6.44	5.18
Hasta 1000 KWH/mes	4.42	4.92	5.78	5.67	5.51	5.91	6.44	5.18
Hasta 1500 KWH/mes	5.17	5.66	7.21	6.99	6.63	6.87	6.59	5.62
Hasta 2000 KWH/mes	5.79	5.66	7.21	6.99	6.63	6.87	6.59	5.62
Más 2000 KWH/mes	6.52	5.66	7.61	7.51	7.35	7.51	6.59	5.62
COMERCIAL	4.93	5.17	5.59	5.59	5.59	5.69	5.81	6.46
INDUSTRIAL								
Tarifa sencilla	4.09	4.29	4.56	4.55	4.56	4.80	4.52	6.11
Tarifa doble (17-22)	4.93	5.28	-	-	-	-	-	-
Tarifa doble (22-17)	2.96	3.17	-	-	-	-	-	-
Tarifa triple (17-22)	4.93	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa triple (22-6)	2.51	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa triple (6-17)	2.96	-	-	-	-	-	-	-
Cargo por demanda (\$/KW)	140.6	148.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	60.0
HOTELERO								
Tarifa sencilla	3.61	3.77	3.93	3.93	4.56	4.46	4.01	5.99
Tarifa doble (17-22)	4.35	4.54	-	-	-	-	-	-

	ATLANTICO	BOLIVAR	MAGDALENA	CORDOBA	SUCRE	CESAR	GUAJIRA	SAN ANDRES
HOTELERO								
Tarifa doble (22-17)	2.61	2.72	-	-	-	-	-	-
Tarifa triple (17-22)	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa triple (22-6)	-	-	-	-	-	-	-	-
Tarifa triple (6-17)	-	-	-	-	-	-	-	-
Cargo por demanda (\$/KW)	124.3	148.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	60.0
OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO	3.84	3.84	4.56	4.71	4.72	4.91	5.10	5.91
INDUSTRIAL								
Reactiva sencilla	6.13							
Reactiva doble	4.44							
Reactiva triple	3.77							
HOTELERO								
Reactiva sencilla	5.41							
Reactiva doble	3.92							

ESTADISTICAS



Canal de Conducción de agua
en la Microcentral de Pisba



Plan Nacional de Electrificación Rural
en el Municipio de Cáqueza
Departamento de Cundinamarca

**INFORMACION BASICA
RESUMEN SECTOR ELECTRICO NACIONAL
1981**

EMPRESAS		SUB-TOTAL G. ICEL	E E E B	E P M	C V C SIST. VALLE	ISA	SUBTOTAL G. CORELCA	RISARALDA	QUINDIO	OTROS	TOTAL
DEMANDA MAXIMA (MW)		968.7	879.5	951.8	543.2	--	548.0	54.3	42.5	31.6	3921.6
ENERGIA	GENERACION HIDRAULICA MWH/año	1390331.3	2768975.0	4557139.0	2104218.5	3357905.0	572.6	51216.0	19150.0	23608.5	14273115.9
	GENERACION TERMICA "	1038391.4	514140.0	--	226090.3	246019.0	3452874.3	--	--	128370.6	5605885.6
	TOTAL GENERACION BRUTA "	2428722.7	3283115.0	4557139.0	2330308.8	3603924.0	3453446.9	51216.0	19150.0	151979.1	19879001.5
	CONSUMO PROPIO "	90616.4	63959.0	8337.0	26010.0	23045.3	203871.7	72.0	187.0	5304.0	421402.4
	GENERACION NETA "	2338106.3	3219156.0	4548802.0	2304298.8	3580878.7	3249575.2	51144.0	18963.0	146675.1	19457599.1
	COMPRADA (1) "	2223397.2	1444449.0	391990.0	501628.0	982905.0	40323.7	217858.9	165611.9	8145.0	(2) 57710.7
	DISPONIBLE "	4561503.5	4663605.0	4940792.0	2805926.8	4563783.7	3289898.9	269002.9	184574.9	154820.1	19515309.8
	PERDIDA "	772805.9	734742.0	779341.3	403397.5	179018.7	790370.0	77879.2	36855.4	35608.6	3810018.6
	VENDIDA "	3788697.6	3928863.0	4161450.7	2402529.3	4384765.0	2499528.9	191123.7	147719.5	119211.5	15705291.2
% FACTOR DE CARGA		53.75	60.53	59.25	58.96	--	--	56.55	49.57	55.9	56.8
% PERDIDAS DE ENERGIA		16.94	15.75	15.77	14.37	3.92	24.0	28.95	20.0	23.0	19.52
POTENCIA	NOMINAL INSTALADA MW	664.9	712.8	957.1	616.9	566.0	907.9	18.0	6.2	75.5	4525.3
	EFFECTIVA "										
ENERGIA VENDIDA	RESIDENCIAL MWH/año	1770614.0	1593108.0	1545792.7	990245.5	--	1133707.2	121100.2	112530.8	119211.5	7386309.9
	COMERCIAL "	395306.4	576949.0	269877.7	259946.3	--	326830.2	26279.1	18144.8	--	1873333.5
	INDUSTRIAL "	760390.4	1167943.0	993165.5	825551.8	--	686866.9	35643.9	7881.2	--	4477442.7
	OFICIAL "	173039.4	370263.0	196721.5	--	--	209614.7	2191.7	3162.7	--	954993.0
	En Bloque a otros sistemas (1) "	464743.8	95110.0	1051510.0	132140.0	4384765.0	--	--	--	--	(3) 8.0
	A. PUBLICO "	97540.9	123895.0	46069.5	--	--	92293.9	5908.8	6000.0	--	371708.1
	EN BLOQUE "	--	1595.0	58313.8	--	--	--	--	--	--	--
	VARIOS "	127062.7	--	--	194645.7	--	50216.0	--	--	--	641496.0
	TOTAL MW/año	3788697.6	3928863.0	4161450.7	2402529.3	4384765.0	2499528.9	191123.7	147719.5	119211.5	15705291.2
SUSCRIPTORES	RESIDENCIAL No.	855566	496461	294853	313803	--	393763	39020	51332	141123	2585921
	COMERCIAL	80275	69059	23485	36612	--	35852	4012	5637	--	254932
	INDUSTRIAL	7500	16197	2621	2992	--	2460	313	281	--	32364
	OFICIAL	11995	3170	1374	--	--	4144	272	1453	--	22408
	En Bloque a otros sistemas	5	1	3	1	4	--	--	--	--	1
	A. PUBLICO	1864	21	19	--	--	129	--	15	--	2048
	EN BLOQUE A MUNICIPIOS	--	9	8	--	--	--	--	--	--	--
	VARIOS	1070	--	12	3501	--	124	--	--	--	4707
TOTAL No.	958275	584918	322375	356909	4	436472	43617	58718	141123	2902381	
COMBUSTIBLES	A C P M Galones	2089540	503024	--	318751	--	5887308	--	--	12737132	21535755
	FUEL-OIL "	16367052	--	--	--	--	3130200	--	--	--	19497252
	CRUDO "	10625496	--	--	--	--	--	--	--	--	10625496
	GAS NATURAL Miles Pies3	3584158	--	--	--	--	47959903	--	--	70934	51614995
	CARBON Toneladas	301336.1	253590	--	170910	107575	--	--	--	--	833411

NOTAS:
(1) Dato según relación de intercambios
(2) Compras a Venezuela (Enelven y CADAPE)
(3) Ventas a Venezuela

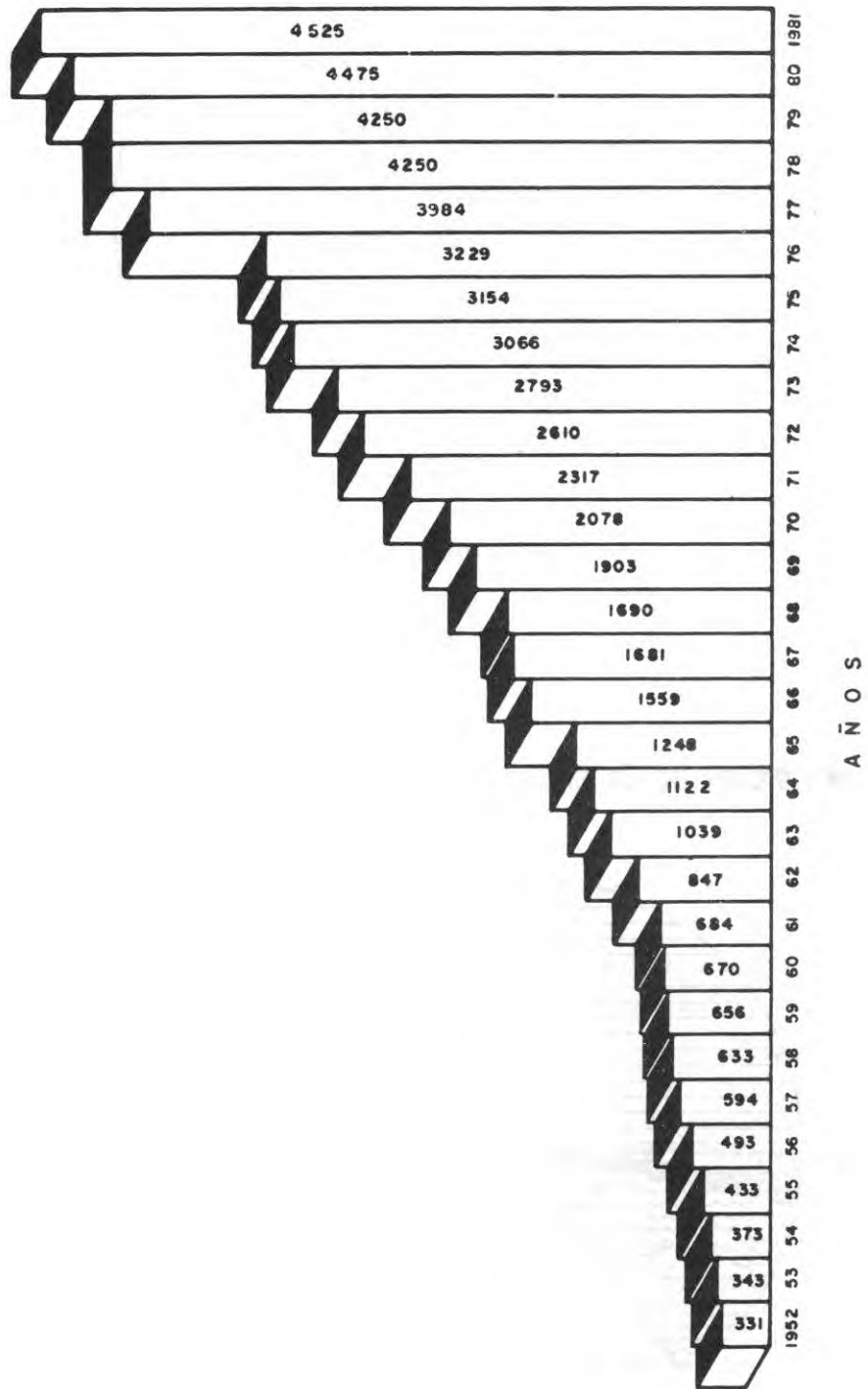
CAPACIDAD NOMINAL INSTALADA EN COLOMBIA (KW)

	1975 (1)	1976 (1)	1977 (1)	1978	1979	1980	1981
ANTIOQUIA	753.363	760.123	760.123	998.493	999.272	1.019.694	975.492
ATLANTICO	329.340	329.340	372.340	372.340	372.440	604.440	493.790
BOLIVAR	67.160	67.160	198.450	198.450	198.450	284.460	259.016
BOYACA	100.500	100.600	600.660	600.660	600.660	600.660	601.600
CALDAS	191.195	191.195	186.195	186.195	198.195	197.436	197.435
CAUCA	33.283	33.403	33.403	33.403	33.403	33.510	33.510
CAQUETA	4.798	4.760	6.195	6.520	5.482	6.159	8.733
CESAR	19.999	20.399	22.499	22.499	22.499	23.880	23.204
CORDOBA	37.433	37.433	37.433	37.333	39.184	39.373	60.218
CUNDINAMARCA	648.470	714.470	714.740	707.970	707.970	707.970	788.770
CHOCO	1.335	1.335	1.820	3.617	3.617	3.617	3.617
GUAJIRA	10.542	10.542	12.842	45.005	45.005	45.005	45.005
HUILA	15.555	15.555	15.555	13.865	14.213	14.213	14.213
MAGDALENA	21.242	21.242	19.022	19.022	19.022	20.385	16.036
META	5.533	5.533	4.373	4.398	4.398	4.398	4.398
NARIÑO	35.200	35.320	40.700	40.324	40.324	40.264	40.264
NORTE DE SANTANDER	60.762	60.762	60.762	54.382	39.382	39.382	39.382
QUINDIO	5.350	5.350	5.350	5.350	5.850	5.850	6.150
RISARALDA	18.750	15.750	15.750	15.750	15.750	15.750	18.030
SANTANDER	94.138	94.138	158.038	165.618	159.826	159.896	160.216
SUCRE	6.754	6.754	11.754	11.754	11.754	12.306	12.486
TOLIMA	67.273	67.273	67.423	67.423	67.455	67.455	67.455
VALLE	611.310	611.310	615.766	615.766	615.766	615.766	616.819
ARAUCA	906	1.156	1.427	1.427	2.270	2.270	4.463
CASANARE	765	765	1.181	1.279	1.312	1.475	1.997
PUTUMAYO	4.418	4.418	5.189	5.377	7.028	7.458	9.883
SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	6.633	9.833	12.133	12.133	12.133	14.233	14.233
AMAZONAS	1.542	1.599	1.614	1.622	3.509	3.509	5.438
GUAINIA	200	200	346	346	362	704	704
VAUPES	155	155	516	559	211	211	516
VICHADA	156	738	772	793	1.012	1.012	1.278
OTROS (2)	-	-	-	-	917	917	917
T O T A L	3.154.050	3.228.511	3.984.071	4.249.573	4.248.571	4.474.746	4.525.268

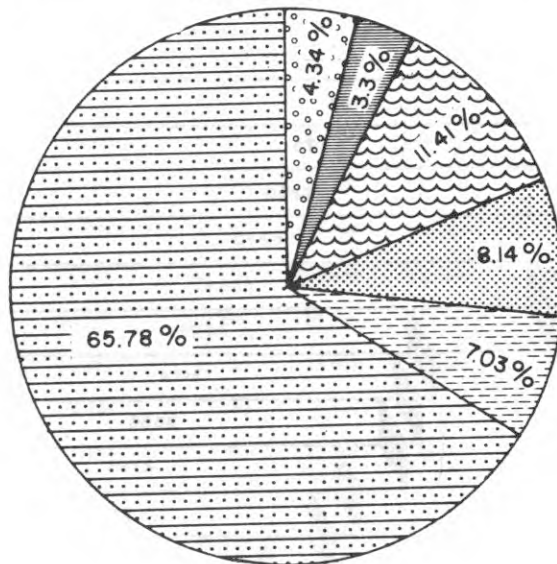
NOTAS: (1) Valores de Generación revisados.

(2) En el Grupo Otros se anotan los valores de Intendencias y Comisarías cuyo detalle discriminado no se conoce para el respectivo año.

CAPACIDAD INSTALADA EN COLOMBIA (M W)

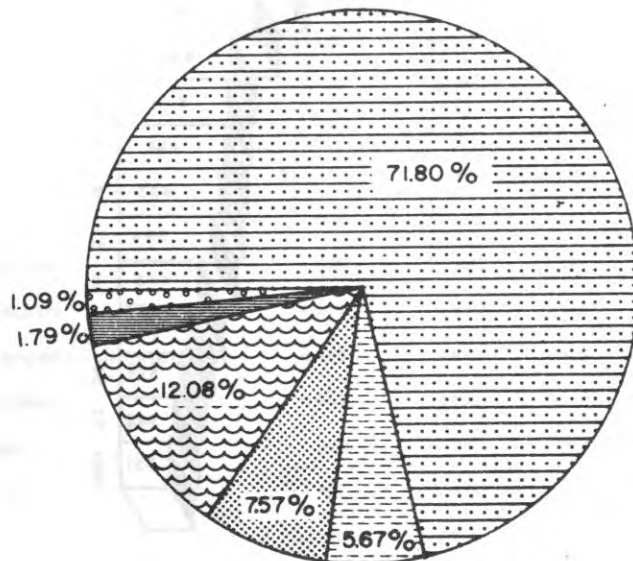


COMPOSICION DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN COLOMBIA - MW
AÑO 1981





CAPACIDAD TOTAL 4.525 Mw

COMPOSICION DE LA ENERGIA GENERADA EN COLOMBIA - GWH
AÑO 1981

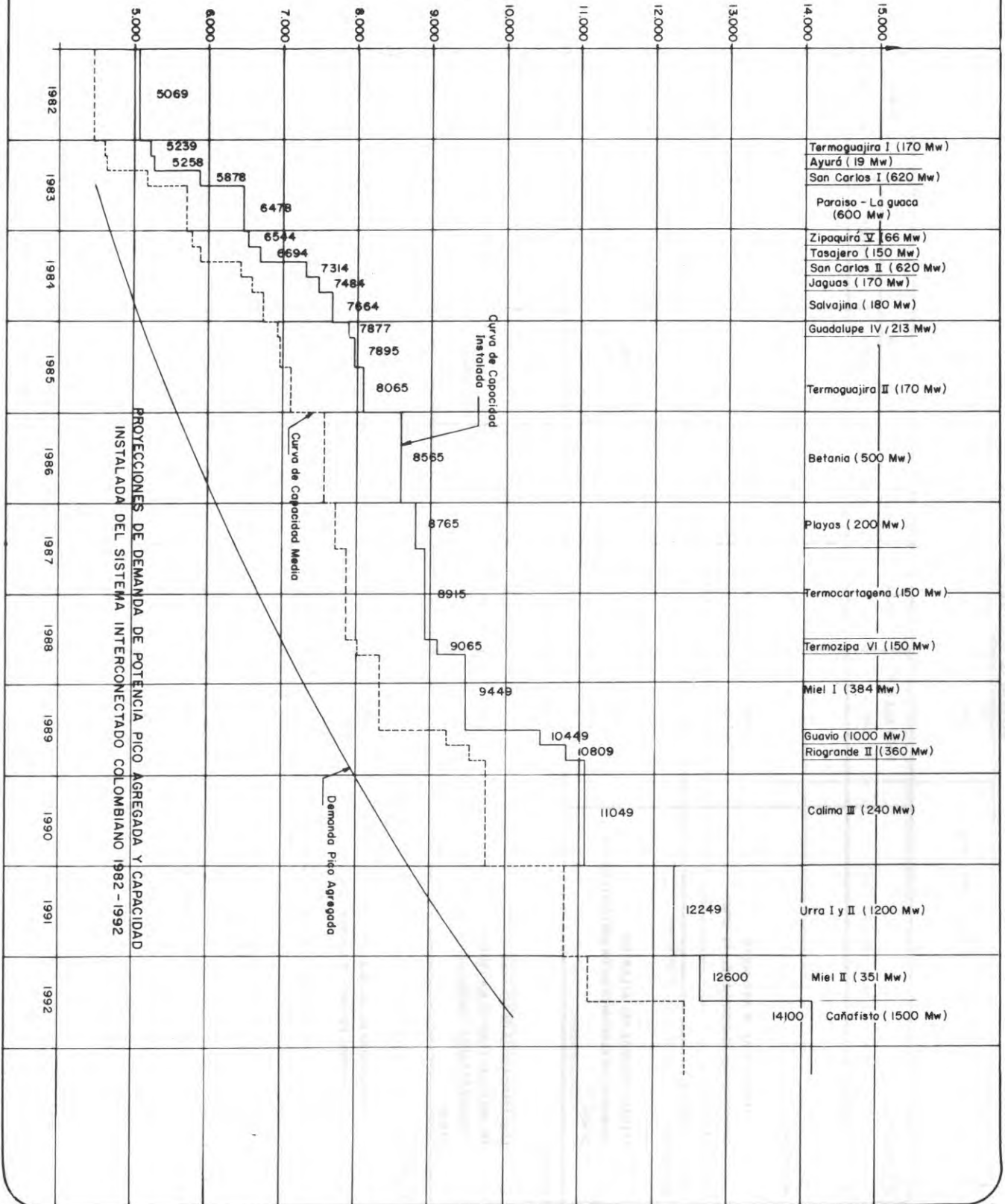


CONVENCIONES

-  Hidráulica
-  Diesel
-  Vapor Fuel-Oil
-  Vapor Gas
-  Vapor Carbón
-  Turbogás

ENERGIA GENERADA TOTAL 19.879 GWH

POTENCIA PICO (Mw)



POTENCIA NOMINAL INSTALADA (KW) - 1981

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	V A P O R			TURBOGAS	TOTAL	o/o
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
ANTIOQUIA								
- ELECTRICADORA DE ANTIOQUIA	6738	1691	-	-	-	-	8429	0.19
- EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN "EPM"	957100	-	-	-	-	-	957100 (1)	21.15
- OTROS	8370	1593.5	-	-	-	-	9963.5	0.22
ATLANTICO								
- ELECTRICADORA DEL ATLANTICO	-	-	23400	39500	-	73100	136000	3.01
- CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA	-	-	-	274000	-	81000	356000	7.84
- OTROS *	-	2790	-	-	-	-	2790	0.06
BOLIVAR								
- ELECTRICADORA DE BOLIVAR	-	4946	35000	-	-	12500	52446	1.16
- ENERGIA ELECTRICA DE MAGANGUE	-	1446	-	-	-	-	1446	0.03
- TERMOCARTAGENA (CORELCA)	-	-	-	203000	-	-	203000	4.49
- OTROS	-	2124	-	-	-	-	2124	0.05
BOYACA								
- ELECTRICADORA DE BOYACA	1600 (2)	-	-	-	99000	-	100600 (2)	2.22
- CENTRAL HIDROELECTRICA DE CHIVOR (ISA)	500000	-	-	-	-	-	500000	11.05
- OTROS	-	1000	-	-	-	-	1000	0.02
CALDAS								
- CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS	197400 (3)	-	-	-	-	-	197400 (3)	4.36
- OTROS	-	35	-	-	-	-	35	0.00
CAUCA								
- CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA	32760	630	-	-	-	-	33390	0.74
- OTROS	-	120	-	-	-	-	120	0.00
CESAR								
- ELECTRICADORA DEL CESAR	100	20295	-	-	-	-	20395	0.45
- OTROS	-	2809	-	-	-	-	2809	0.06

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	V A P O R			TURBOGAS	TOTAL	g/o
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
CORDOBA								
- ELECTRICADORA DE CORDOBA	-	10064	-	-	-	28950	39014	0.86
- CHINU (CORELCA)	-	-	-	-	-	20000	20000	0.44
- OTROS	-	1204	-	-	-	-	1204	0.03
CUNDINAMARCA								
- ELECTRICADORA DE CUNDINAMARCA	9970	-	-	-	-	-	9970	0.22
- EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA "EEEB"	562300	-	-	-	150500	-	712800	15.75
- TERMOZIPA IV (ISA)	-	-	-	-	66000	-	66000	1.46
- OTROS	-	-	-	-	-	-	-	-
CHOCO								
- ELECTRICADORA DEL CHOCO	-	-	-	-	-	-	-	-
- OTROS	2000	1617.2	-	-	-	-	3617.2	0.08
GUAJIRA								
- ELECTRICADORA DE LA GUAJIRA (4)	-	12685	-	-	-	-	12685	0.28
- TERMOBALLENAS (CORELCA)	-	-	-	-	-	32000	32000	0.71
- OTROS	-	320	-	-	-	-	320	0.01
HUILA								
- ELECTRICADORA DEL HUILA	8988	5000	-	-	-	-	13988	0.31
- OTROS	225	-	-	-	-	-	225	0.01
MAGDALENA								
- ELECTRICADORA DEL MAGDALENA	1050	10076	-	-	-	-	11126	0.25
- OTROS	-	3660	-	-	-	1250	4910	0.11
META								
- (5)	-	2212	-	-	-	-	2212	0.05
- OTROS	-	2186	-	-	-	-	2186	0.05
NARIÑO								
- CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO	29427	6000	-	-	-	-	35427	0.78
- OTROS	600	4237	-	-	-	-	4837	0.11
NORTE DE SANTANDER								
- CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER	300	3500	-	-	-	33960	37760	0.83
- OTROS	240	1382	-	-	-	-	1622	0.04

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	V A P O R			TURBOGAS	TOTAL	e/o
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
QUINDIO								
- CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL QUINDIO	-	-	-	-	-	-	-	-
- EMPRESAS PUBLICAS DE ARMENIA	2800	-	-	-	-	-	2800	0.06
- EMPRESAS PUBLICAS DE CALARCA	1000	-	-	-	-	-	1000	0.02
- OTROS	2360	-	-	-	-	-	2360	0.05
RISARALDA								
- EMPRESAS PUBLICAS DE PEREIRA	16200	1830	-	-	-	-	12030	0.40
- OTROS	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTANDER								
- ELECTRICADORA DE SANTANDER	25966	6856	91000	-	-	35282	169104	3.52
- OTROS	872	240	-	-	-	-	1112	0.02
SUCRE								
- ELECTRICADORA DE SUCRE	-	10549	-	-	-	-	10549	0.23
- OTROS	-	1937	-	-	-	-	1937	0.04
TOLIMA								
- ELECTRICADORA DEL TOLIMA	66690	-	-	-	-	-	66690	1.47
- OTROS	375	390	-	-	-	-	765	0.02
VALLE								
- CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL VALLE	540449	23370	-	-	53000	-	616819	13.63
- OTROS	-	-	-	-	-	-	-	-

102

INTENDENCIAS

ARAUCA	-	4463	-	-	-	-	4463	0.10
CAQUETA	-	8733	-	-	-	-	8733	0.18
- ELECTRICADORA DEL CAQUETA	-	-	-	-	-	-	-	-
CASANARE	-	1997	-	-	-	-	1997	0.04

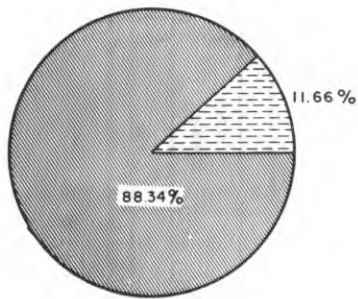
DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	V A P O R			TURBOGAS	TOTAL	o/o
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
PUTUMAYO	766	9115	-	-	-	-	9883	0.22
SAN ANDRES Y PROVIDENCIA								
- ELECTRICADORA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	-	14233	-	-	-	-	14233	0.31

COMISARIAS

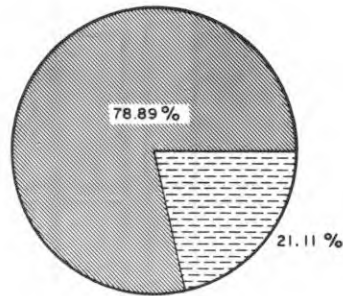
AMAZONAS	-	5438	-	-	-	-	5438	0.12
GUAINIA	-	704	-	-	-	-	704	0.02
GUAVIARE	-	917	-	-	-	-	917	0.02
VAUPES	-	516	-	-	-	-	516	0.01
VICHADA	-	1278	-	-	-	-	1278	0.03
TOTAL	2976638	196188.7	149400	516500	368500	318042	4625268.7	100.0
PORCENTAJE POR TIPO DE GENERACION	65.78	4.34	3.30 (6)	11.41 (6)	8.14	7.03	100.0	

- NOTAS:
- (1) Bajó debido a la salida de las unidades 2 y 4 en la planta de Gustapé I.
 - (2) Actualización en la capacidad de la planta de Puente Guillermo.
 - (3) Bajó debido a los 35 KW de la planta Diesel que la empresa no reporta.
 - (4) Durante 1981 la Empresa recibió toda la energía por interconexión, por lo cual las plantas estuvieron paradas.
 - (5) Plantas reportadas por la Electricadora de Cundinamarca y Meta.
 - (6) La variación de esta proporción se debe a que las Unidades I, II, III y IV de Termo-Barranquilla están diseñadas para generar con gas, fuel-oil o carbón y durante el año 1981 generaron a base de gas.

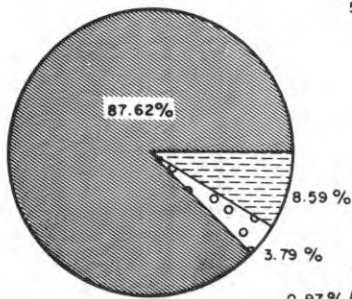
**CAPACIDAD INSTALADA EN COLOMBIA POR EMPRESAS
AÑO 1981 MW.**



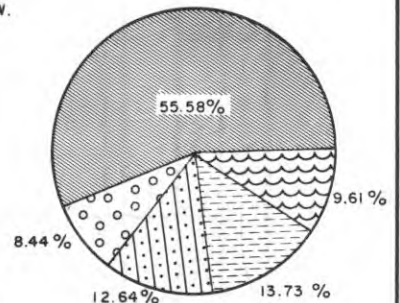
ISA
566 MW.



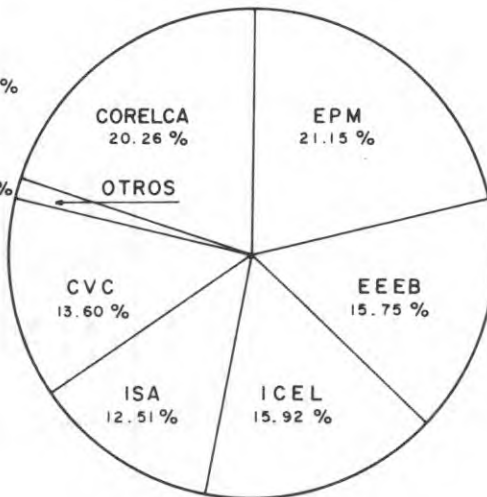
EEEB
712.8 MW.



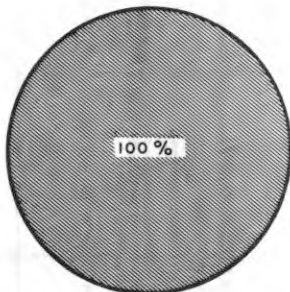
SISTEMA VALLE
616.82 MW.



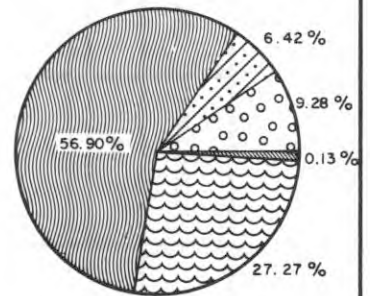
ICEL
720.83 MW.



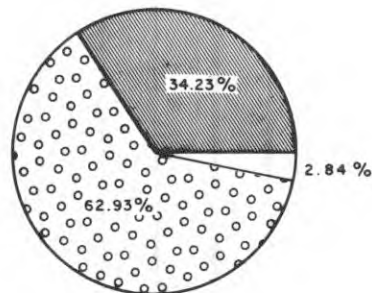
CAPACIDAD INSTALADA
4.525.30 MW.



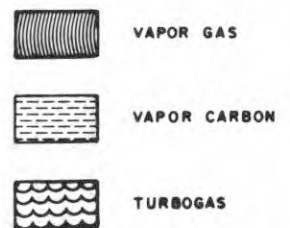
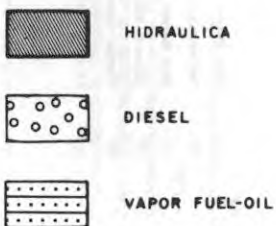
EPM.
957.10 MW.



CORELCA
907.80 MW.



OTROS
43.93 MW.



RESUMEN DE INTERCAMBIOS DE ENERGIA - MWH - AÑO 1981

A \ DE	CHIVOR	ISA *	E.E.E.B.	E.P.M.	C.V.C.	G. ICEL	VENEZUELA	TOTAL COMPRAS
ISA *	3314050.0	9285.0	79910.0	584950.0	125770.0	78120.0	-	4192085.0
E.E.E.B.	-	1526138.3 (1)		-	-	-	-	1526138.3
E.P.M.	-	541200.0	-		-	-	-	541200.0
C.V.C.	-	494795.0	-	-		-	-	494795.0
GRUPO ICEL	-	1611381.7	-	599628.5	-		12387.0	2223397.2
RISARALDA	-	-	-	-	-	217858.9	-	217858.9
QUINDIO	-	-	-	-	-	165611.9	-	165611.9
GRUPO CORELCA	-	-	-	-	-	-	40323.7	40323.7
ARAUCA	-	-	-	-	-	-	5000.0	5000.0
PUTUMAYO	-	-	-	-	-	3145.0	-	3145.0
VENEZUELA	-	-	-	-	-	8.0		8.0
TOTAL VENTAS	3314050.0	4182800.0	79910.0	1184578.5	125770.0	464743.8	57710.7	9409563.0

NOTAS: * Intercambios programados según Informe Anual de Operación.

(1) Se excluye energía para Electrocundinamarca.

GENERACION BRUTA (MWH) - 1981

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	V A P O R			TURBOGAS	TOTAL	o/o	
			FUEL-OIL	GAS	CARBON				
ANTIOQUIA									
-	ELECTRIFICADORA DE ANTIOQUIA	17142.0	2844.0	-	-	-	19986.0	0.10	
-	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN -EPM-	4557139.0	-	-	-	-	4557139.0	22.92	
-	OTROS	10988.2	6000.0	-	-	-	16988.2	0.99	
ATLANTICO									
-	ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO	-	-	-	287070.0	-	423263.0	710333.0	3.57
-	CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA	-	-	-	986203.0	-	152554.9	1138757.9	5.73
-	OTROS	-	-	-	-	-	-	-	-
BOLIVAR									
-	ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR	-	-	177846.1	-	-	55264.0	233110.1	1.17
-	ENERGIA ELECTRICA DE MAGANGUE	-	149.0	-	-	-	-	149.0	-
-	TERMOCARTAGENA (CORELCA)	-	-	-	1031407.0	-	-	1031407.0	5.19
-	OTROS	-	3500.0	-	-	-	-	3500.0	0.02
BOYACA									
-	ELECTRIFICADORA DE BOYACA	2776.0	-	-	-	521262.0	-	524038.0	2.64
-	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CHIVOR (ISA)	3357905.0	-	-	-	-	-	3357905.0	16.89
-	ORROS	-	1600.0	-	-	-	-	1600.0	0.01
CALDAS									
-	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS	640984.6	-	-	-	-	-	640984.6	3.22
-	OTROS	-	-	-	-	-	-	-	-
CAUCA									
-	CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA	109831.5	517.0	-	-	-	-	110348.5	0.56
-	OTROS	-	-	-	-	-	-	-	-
CESAR									
-	ELECTRIFICADORA DEL CESAR	572.6	5769.8	-	-	-	-	6342.4	0.03
-	OTROS	-	8858.5	-	-	-	-	8858.5	0.04

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	V A P O R			TURBOGAS	TOTAL	o/o
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
CORDOBA								
- ELECTRICADORA DE CORDOBA	-	3591.1	-	-	-	159290.0	162881.1	0.82
- CHINU (CORELCA)	-	-	-	-	-	67415.3	67415.3	0.34
- OTROS	-	2500.0	-	-	-	-	2500.0	0.01
CUNDINAMARCA								
- EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA - EEEB-	2768975.0	-	-	-	514140.0	-	3283115.0	16.52
- ELECTRICADORA DE CUNDINAMARCA	56250.7	-	-	-	-	-	56250.7	0.28
- TERMOZIPIA IV (ISA)	-	-	-	-	246019.0	-	246019.0	1.24
- OTROS	-	-	-	-	-	-	-	-
CHOCO								
- ELECTRICADORA DEL CHOCO	-	-	-	-	-	-	-	-
- OTROS	5700.0	5670.0	-	-	-	-	11370.0	0.06
GUAJIRA								
- ELECTRICADORA DE LA GUAJIRA	-	-	-	-	-	-	-	-
- TERMOBALLENAS (CORELCA)	-	-	-	-	-	46257.0	46257.0	0.23
- OTROS	-	1200.0	-	-	-	-	1200.0	0.01
HUILA								
- ELECTRICADORA DEL HUILA	37453.0	27.0	-	-	-	-	37480.5	0.19
- OTROS	-	-	-	-	-	-	-	-
MAGDALENA								
- ELECTRICADORA DEL MAGDALENA	-	9745.3	-	-	-	-	9745.3	0.05
- OTROS	-	10772.7	-	-	-	3546.7	14319.4	0.07
META								
- (3)	-	2134.0	-	-	-	-	2134.0	0.01
- OTROS	-	7659.7	-	-	-	-	7659.7	0.04
NARIÑO								
- CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO	152139.8	16331.2	-	-	-	-	168471.0	0.85
- OTROS	-	5196.3	-	-	-	-	5196.3	0.03
NORTE DE SANTANDER								
- CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER	-	20.9	-	-	-	137651.7 (1)	137672.6	0.69
- OTROS	357.4	968.5	-	-	-	-	1325.9	0.01

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	V A P O R			TURBOGAS	TOTAL	o/o
			FUEL-OIL	GAS	CARBON			
QUINDIO								
- CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL QUINDIO	-	-	-	-	-	-	-	-
- EMPRESAS PUBLICAS DE ARMENIA	9150.0	-	-	-	-	-	9150.0	0.05
- EMPRESAS PUBLICAS DE CALARCA	3000.0	-	-	-	-	-	3000.0	0.02
- OTROS	7000.0	-	-	-	-	-	7000.0	0.04
RISARALDA								
- EMPRESAS PUBLICAS DE PEREIRA	51216.0	-	-	-	-	-	51216.0	0.26
- OTROS	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTANDER								
- ELECTRICADORA DE SANTANDER	92959.0	852.8	178557.2	96340.3	-	81853.3	450562.6	2.27
- OTROS	3131.8	-	-	-	-	-	3131.8	0.02
SUCRE								
- ELECTRICADORA DE SUCRE	-	3002.7	-	-	-	-	3002.7	0.02
- OTROS	-	8484.0	-	-	-	-	8484.0	0.04
TOLIMA								
- ELECTRICADORA DEL TOLIMA	280794.2	-	-	-	-	-	280794.2	1.41
- OTROS	-	-	-	-	-	-	-	-
VALLE								
- CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL VALLE	2104218.5	2304.3	-	-	223786.0	-	2330308.8	11.72
- OTROS	-	-	-	-	-	-	-	-

INTENDENCIAS

ARAUCA	-	8210.1	-	-	-	-	8210.1	0.04
CAQUETA ⁽²⁾	-	11475.2	-	-	-	-	11475.2	0.06
- ELECTRICADORA DEL CAQUETA	-	-	-	-	-	-	-	-
CASANARE	-	2814.7	-	-	-	-	2814.7	0.01
PUTUMAYO	3431.1	15969.5	-	-	-	-	19400.6	0.10

DEPARTAMENTOS	HIDRAULICA	DIESEL	V A P O R			TURBOGAS	TOTAL	o/o
			FUEL-OIL	GAS	- CARBON			
SAN ANDRES Y PROVIDENCIA								
ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	-	44036.2	-	-	-	-	44036.2	0.22

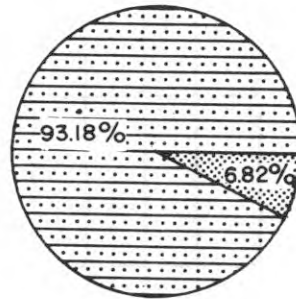
COMISARIAS

AMAZONAS	-	16887.3	-	-	-	-	16887.3	0.08
GUAINIA	-	1418.4	-	-	-	-	1418.4	0.01
GUAVIARE	-	1606.6	-	-	-	-	1606.6	0.01
VAUPES	-	951.5	-	-	-	-	951.5	0.00
VICHADA	-	3080.9	-	-	-	-	3080.9	0.02
T O T A L :	14273115.9	216149.7	356403.3	2401020.3	1505207.0	1127095.9	19878991.6	100.00
PORCENTAJE POR TIPO DE GENERACION:	71.80	1.09	1.79 (4)	12.08 (4)	7.57	5.67	100.0	

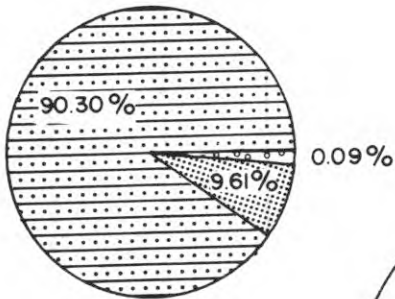
NOTAS:

- (1) Incluye 77972.9 MWH generados a base de crudo liviano.
- (2) A partir del año 1982 Caquetá pasó a ser departamento.
- (3) Generación reportada por la Electrificadora de Cundinamarca y Meta.
- (4) La variación de esta proporción se debe a que las Unidades I, II, III y IV de Termo-Barranquilla están diseñadas para generar con gas, fuel-oil o carbón y durante el año 1981 generaron a base de gas.

GENERACION BRUTA EN COLOMBIA POR EMPRESAS AÑO 1981 - GWH



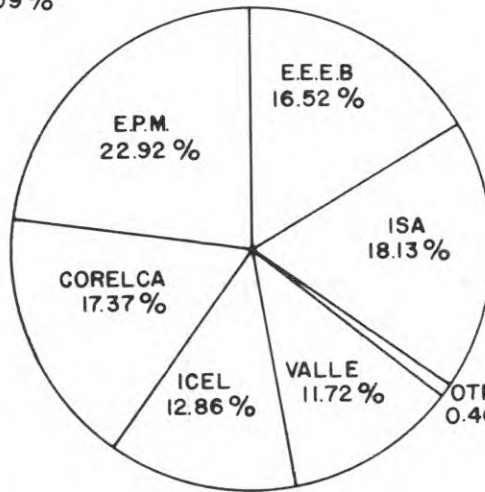
ISA
3603.92 GWH



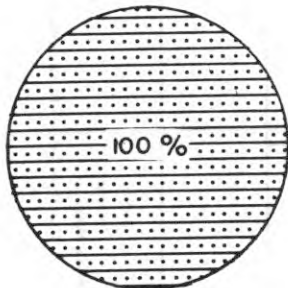
SISTEMA VALLE
2330.31 GWH



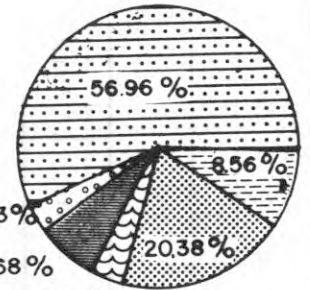
E.E.E.B
3283.115 GWH



198.789,9 GWH









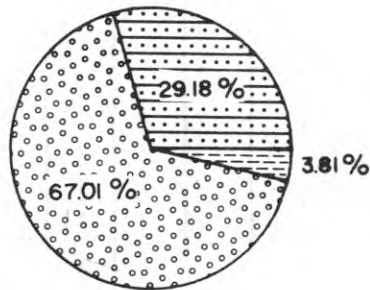
E.P.M.
4 557.139 GWH



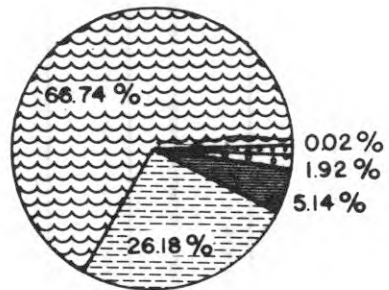
ICEL
2557.934

CONVENCIONES

-  Hidráulica
-  Diesel
-  Vapor Fuel-Oil
-  Vapor Gas
-  Vapor Carbón
-  Turbogás

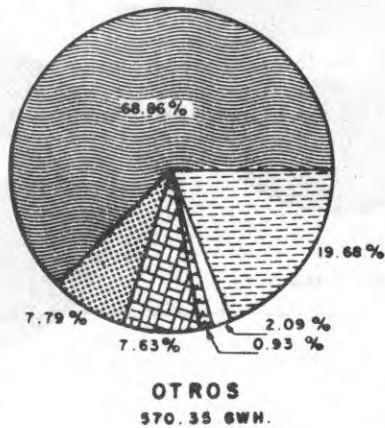
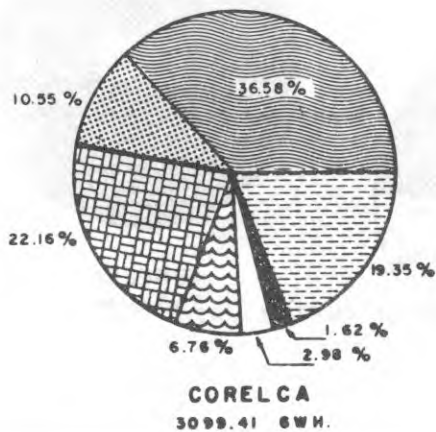
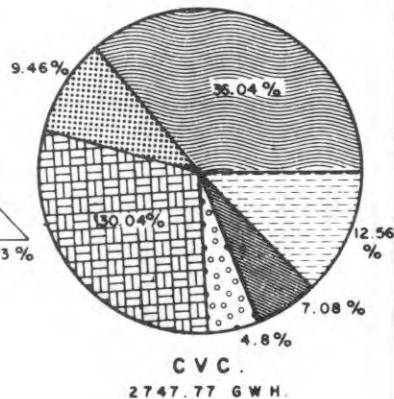
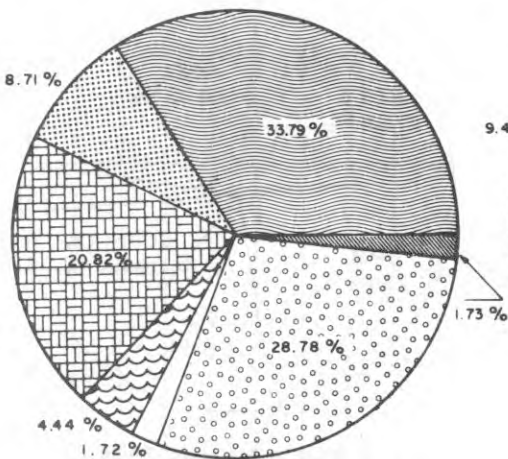
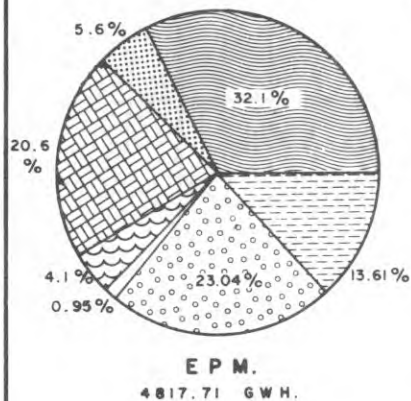
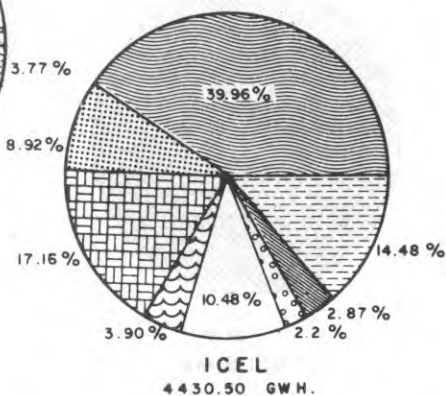
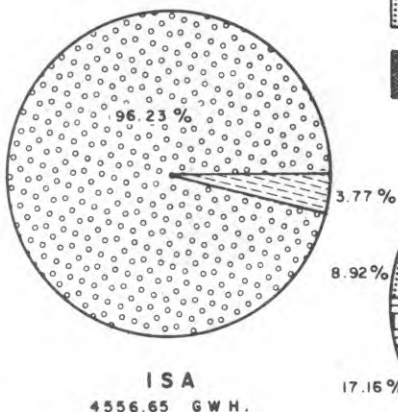
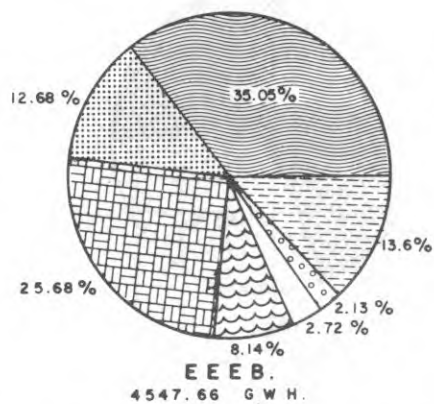
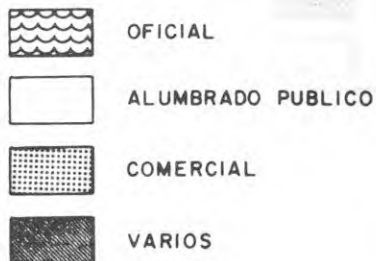


OTROS
93.1338 GWH





CORELCA
3 453.437 GWH

COMPOSICION DE LA ENERGIA DISPONIBLE EN COLOMBIA EN GWH. - 1981

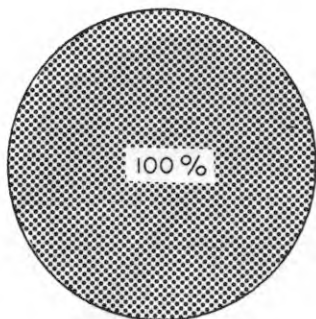


DEMANDA MAXIMA POR EMPRESAS EN COLOMBIA AÑO 1981 - MW

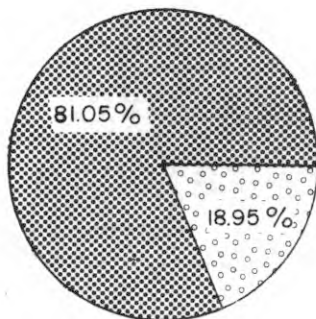
 Capacidad Propia

 Comprada

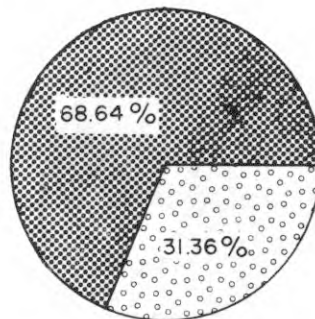
* F.D = 2.5 %



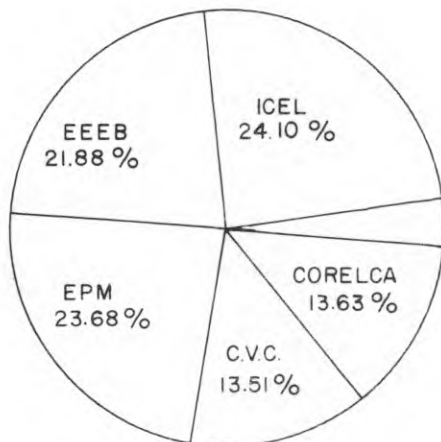
E.P.M.
951.8 Mw



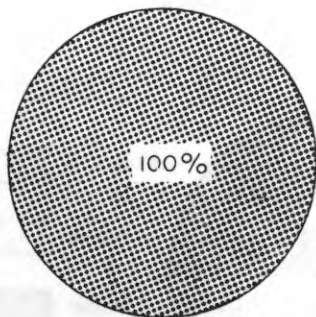
E.E.E.B.
879.5 Mw



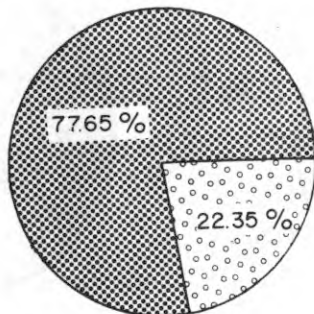
ICEL
968.7 Mw



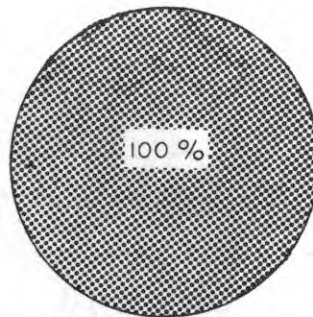
DEMANDA MAXIMA TOTAL
* 3921.6 Mw



C.V.C.
543.2 Mw

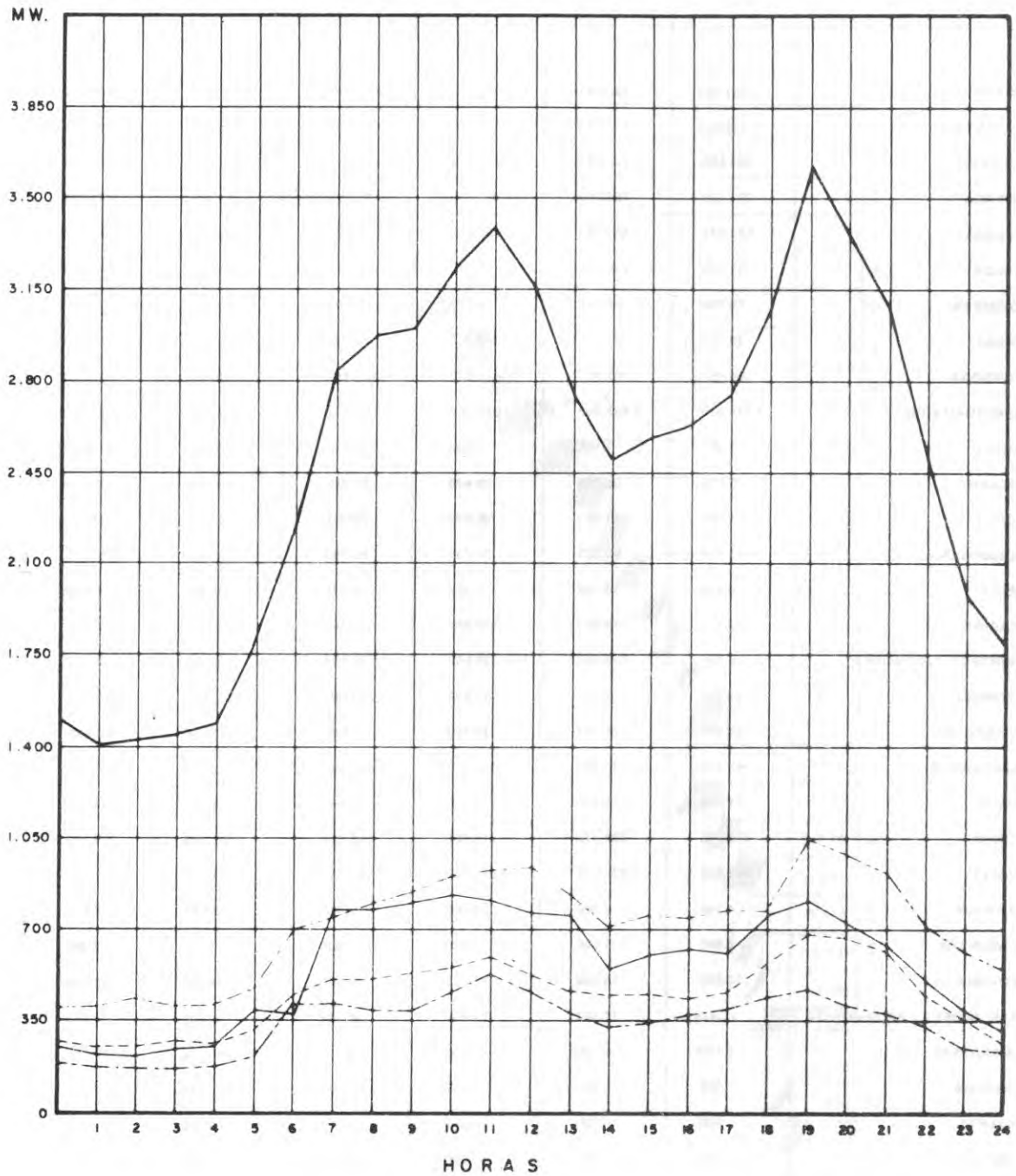


OTROS
128.4 Mw



CORELCA
548.0 Mw

**CURVA TIPICA DE CARGA DEL SISTEMA
INTERCONECTADO
1982**



CONVENCIONES

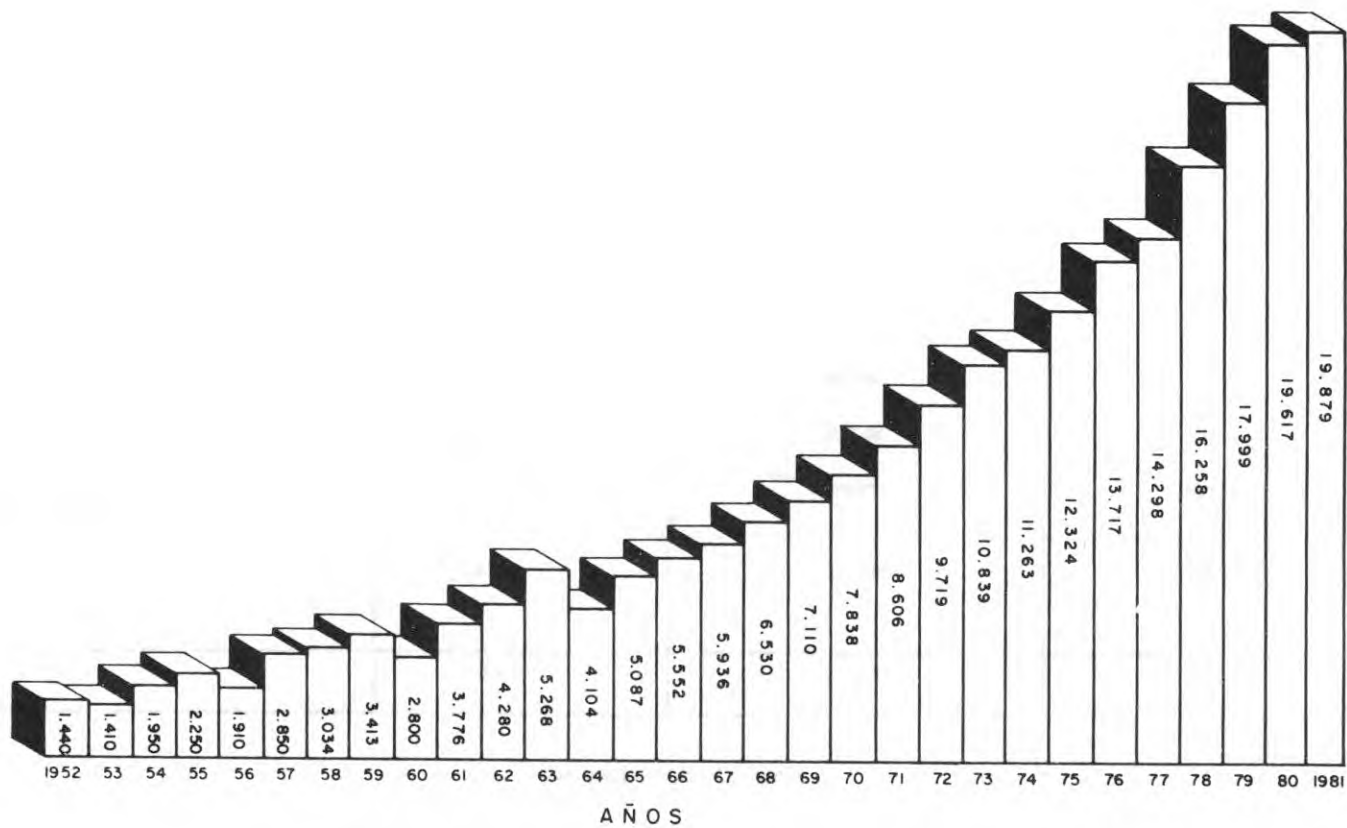
TOTAL SISTEMA INTERCONECTADO		
EPM		EEEB
CVC		ICEL

ENERGIA GENERADA BRUTA (MWH)

DIVISION POLITICA	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
ANTIOQUIA	3.287.561	3.690.082	3.431.026	3.240.128	3.832.180	4.976.927	4.594.113
ATLANTICO	1.325.069	1.511.199	1.634.958	1.651.138	1.638.221	1.698.991	1.849.090
BOLIVAR	264.504	324.942	250.692	605.419	925.628	1.258.423	1.268.166
BOYACA	211.729	396.292	1.382.630	3.497.951	3.484.415	4.093.296	3.883.543
CALDAS	582.472	487.743	585.155	853.985	620.651	555.682	640.984
CAUCA	51.923	128.325	104.279	102.223	119.206	116.284	110.348
CAQUETA	15.300	14.100	14.200	8.000	7.200	8.100	11.475
CESAR	39.774	45.343	44.741	30.097	7.648	15.439	15.200
CORDOBA	154.497	162.557	183.310	181.140	196.131	181.719	232.796
CUNDINAMARCA	3.125.925	3.832.392	3.627.600	2.952.572	3.592.299	3.434.352	3.585.384
CHOCO	1.050	1.100	1.400	6.800	7.140	7.605	11.370
GUAJIRA	31.208	32.328	29.678	27.376	41.093	45.499	47.467
HUILA	46.175	44.407	36.937	39.388	38.404	31.591	37.480
MAGDALENA	31.114	50.325	24.734	25.083	23.098	22.355	24.067
META	9.778	10.229	9.157	8.976	9.280	9.592	9.793
NARIÑO	104.187	116.957	134.800	129.745	145.390	163.956	173.667
NORTE DE SANTANDER	129.792	138.697	139.552	137.994	116.972	88.253	138.998
QUINDIO	19.269	12.122	27.461	28.800	31.600	18.296	19.150
RISARALDA	88.009	76.752	33.727	35.500	47.860	46.968	51.216
SANTANDER	343.126	378.055	403.221	465.083	510.795	473.172	453.694
SUCRE	12.284	14.336	18.615	12.548	11.286	14.248	11.486
TOLIMA	316.400	284.102	215.035	248.919	282.389	196.049	280.794
VALLE	1.985.923	1.922.598	1.912.909	2.107.612	2.235.237	2.076.330	2.330.308
ARAUCA	4.200	2.300	2.500	2.750	4.640	4.772	8.210
CASANARE	2.680	1.800	1.600	1.800	1.850	2.080	2.714
PUTUMAYO	13.886	14.000	11.715	12.800	14.400	15.350	19.400
SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	19.610	17.307	29.809	36.108	39.602	45.063	44.036
AMAZONAS	6.100	6.100	4.500	4.950	10.500	10.900	16.887
GUAINIA	400	480	550	650	680	1.360	1.418
VAUPES	400	720	800	900	340	390	951
VICHADA	410	1.500	1.600	1.800	2.300	2.440	3.080
OTROS (1)	-	-	-	-	1.400	1.530	1.606
T O T A L	2.324.937	13.717.170	14.298.891	16.258.235	17.998.736	19.617.012	19.878.891

NOTA: (1) En el Grupo Otros se anotan los valores de Intendencias y Comisarías cuyo detalle discriminado no se conoce para el respectivo año.

ENERGIA GENERADA BRUTA EN COLOMBIA
(GWH)



**RELACION ENTRE CONSUMO DE ENERGIA, POBLACION Y PRODUCCION
EN AMERICA LATINA**

	1970	1978	1979	1980
CONSUMO DE ENERGIA TOTAL (k.g.e.p. X 10 ⁹)	213.97	334.95	360.53	376.57
CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL (k.g.e.p. X 10 ⁹)	156.33	259.68	282.08	294.63
POBLACION (HAB. X 10 ⁶)	268.07	332.16	341.18 *	350.45
P.I.B. (10 ⁹ \$1970)	172.65	268.45	268.09	302.04
CONSUMO DE ENERGIA TOTAL PER CAPITA (k.g.e.p. X HAB.)	798	1.008	1.057	1.075
CONSUMO DE ENERGIA TOTAL POR UNIDAD DE PIB (k.g.e.p. / \$ 1970)	1.239	1.248	1.265	1.247
CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL PER CAPITA (k.g.e.p. / HAB.)	583	782	827	841
CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL POR UNIDAD DE PIB (k.g.e.p. / \$ 1970)	0.905	0.967	0.989	0.975

* Población calculada con una tasa de 2.715 de crecimiento poblacional.

FUENTES: Población: CEPAL. NN.UU (OLADE)
Consumo de Energía: Estadísticas Energéticas de América Latina (OLADE)
PIB: CEPAL, Div. Est. Ctas. Nac. (OLADE)

k.g.e.p.: Kilogramo equivalente de Petróleo.

AMERICA LATINA: CONSUMO DE ENERGETICOS POR SECTOR

1980*

	CARBON MINERAL Y COQUE	BIOMASA	HIDROCARBURÒS	OTROS COMBUSTIBLES ENERGETICOS	ELECTRICIDAD	TOTAL
RESIDENCIAL, COMERCIAL Y PUBLICO	0.21	57.24	28.15	-	14.40	100
TRANSPORTE	0.09	-	99.73	-	0.18	100
AGROPECUARIO	-	36.88	56.23	-	6.89	100
INDUSTRIAL	9.18	13.00	58.18	5.01	14.63	100
NO IDENTIFICADO	-	4.79	90.06	0.36	4.79	100

No incluye Barbados, Cuba, Guyana y Paraguay.

* Estimación.

FUENTE: OLADE

DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL CONSUMO SECTORIAL DE
ENERGIA EN LATINOAMERICA

	1970	1976	1977	1978	1979	1980
Residencial, Comercial y Público	35.60	31.00	30.36	18.72	28.29	28.63
Transporte	28.59	31.12	30.93	31.51	32.62	32.09
Agropecuario	3.63	4.31	3.37	4.08	3.66	3.83
Industrial	30.98	32.99	33.84	35.27	33.87	34.00
Otros	1.21	1.48	1.51	0.43	1.56	1.45
TEP X 10 ³	150.079	215.004	223.084	238.496	250.191	258.336

TEP.: Tonelada equivalente de Petróleo.

FUENTE: OLADE.

ESTRUCTURA DE RESERVAS POR PAISES

(VALOR EN PORCENTAJES)

	CARBON	PETROLEO	GAS NATURAL	HIDROCARBUROS NO CONVENC.	HIDROCARBUROS ELECTRIC.	URANIO
ARGENTINA	2.5	3.5	13.8	-	7.3	22.0
BARBADOS	-	0.0	-	-	-	-
BOLIVIA	-	0.2	2.6	-	2.9	-
BRASIL	19.1	1.9	0.9	28.0	34.5	70.1
COLOMBIA	21.6	1.1	3.7	0.1	19.4	-
COSTA RICA	-	-	-	-	1.4	-
CUBA	-	-	-	0.0	-	-
CHILE	19.4	0.6	1.6	0.0	1.9	-
ECUADOR	-	1.6	2.5	0.1	3.6	-
EL SALVADOR	-	-	-	-	0.1	-
GUATEMALA	-	0.0	0.0	-	1.6	-
GUYANA	-	-	-	-	1.9	-
HAITI	0.1	-	-	-	-	-
HONDURAS	0.3	-	-	-	0.5	-
MEXICO	31.5	63.3	40.4	0.1	4.2	7.9
NICARAGUA	-	-	-	-	0.5	-
PANAMA	-	-	-	-	0.5	-
PARAGUAY	-	-	-	-	2.8	-
PERU	2.6	0.9	0.7	0.1	9.4	-
SURINAM	-	-	-	-	0.0	-
TRINIDAD Y TOBAGO	-	1.0	7.5	0.0	-	-
URUGUAY	-	-	-	-	1.1	-
VENEZUELA	2.9	25.9	26.3	71.6	5.8	-
CARIBE INSULAR	-	-	-	-	0.6	-
AMERICA LATINA	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

FUENTE: OLADE.

**INFORMACION BASICA
GRUPO ICEL 1982**

EMPRESAS		ANTIOQUIA	BOYACA	CALDAS	CAUCA	CUNDIN.	CHOCO	HUILA	NARIÑO	N S	4/ SANTANDER	TOLIMA	5/ META	PLANTAS PROPIAS	
DEMANDA MAXIMA (MW)		100.3	118.0	240.0	49.7	1/ 75.1	7.0	49.0	66.9	91.5	99.5	81.9	5.0	24.8	
ENERGIA	GENERACION HIDRAULICA MWH/año	6/20747.5		636386.0	127996.1	36791.5	—	36300.9	149063.1	—	104027.0	342427.0	—	—	
	GENERACION TERMICA "	3307.5	546493.0	—	723.4	895.4	—	125.4	18741.2	72482.5	364546.3	—	1242.5	323050.0	
	TOTAL GENERACION BRUTA "	24055.0	546493.0	636386.0	128719.5	37686.9	—	336426.3	167804.3	72482.5	468573.3	342427.0	—	1242.2	323050.0
	CONSUMO PROPIO "	80.3	64649.3	2326.0	212.0	45.5	—	158.7	1026.6	764.4	25701.8	1161.0	—	2.9	30959.0
	GENERACION NETA "	23974.7	481843.7	634059.9	128507.5	37641.4	—	36267.6	166777.7	71718.1	442871.5	341266.0	—	1239.6	292091.0
	COMPRADA "	683374.4	140667.4	563672.1	89310.2	372464.6	29100.0	206624.4	146112.0	413340.8	120696.2	245502.2	23914.1	78077.2	51410.0
	DISPONIBLE "	707349.1	622511.1	1197732.0	217817.7	410106.0	29100.0	242892.0	312889.7	485058.9	563567.7	586768.2	23914.1	79316.8	343501.0
	PERDIDA "	160319.5	65765.5	224927.2	55050.7	62496.2	12179.5	64850.0	90225.3	108662.0	91646.1	112278.2	3091.0	17548.2	26036.0
	VENTIDA "	547029.6	556745.6	972804.8	162767.0	347609.8	16920.5	178042.0	222664.4	376396.9	471921.6	474490.0	20823.1	61768.6	317465.0
% FACTOR DE CARGA			46.5	56.97	50.0	62.3	47.45	56.6	52.3	58.43	61.5	62.63	54.6	62.3	
% PERDIDAS DE ENERGIA		22.66	10.56	18.78	25.27	15.24	41.85	26.70	28.84	19.64	16.26	19.13	12.93	22.12	7.58
POTENCIA	NOMINAL INSTALADA MW	6/ 12.9	100.6	197.4	33.4	7/ 10.0	—	14.0	35.4	37.8	159.1	66.7	—	0.8	120.0
	EFFECTIVA MW														
ENERGIA VENDIDA	RESIDENCIAL MWH/año	407910.1	114.580.9	281608.2	125.251.8	102538.3	11403.1	90124.3	164775.5	217734.2	223147.4	143491.9	10601.8	30426.0	
	COMERCIAL "	57051.1	17960.6	47030.6	12972.8	31431.7	2695.9	22419.2	15155.7	75527.3	66108.1	40575.7	4292.4	11178.0	
	INDUSTRIA "	29046.1	243057.5	13391.9	7167.5	75281.2	755.8	28133.3	18262.3	57705.0	101813.6	11317.9	1312.6	13545.7	
	OFICIAL "	22407.0	9797.7	14983.0	11084.0	22584.4	1768.1	10979.4	10196.6	16172.0	35092.8	20928.1	2723.7	4294.8	
	Q. EMPRESAS "	—	141755.0	4566.3	—	36134.7	—	—	6382.1	2435.4	27515.6	137409.0	—	—	317465.0
	A. PUBLICO "	14216.4	4529.1	7223.2	5992.9	8837.2	297.6	9830.4	7892.2	6693.0	15703.4	13560.6	1892.6	2036.2	
	EN EL BLOQUE "	16398.9	25064.8	482949.9	—	3800.6	—	—	—	—	1573.5	—	—	—	
	VARIOS "	—	—	1251.7	298.0	67001.7	—	16555.4	—	130.0	967.2	5406.8	—	287.9	
	TOTAL MWH/año	547029.6	556745.6	972804.8	162767.0	347609.8	16920.5	178042.0	222664.4	376396.9	471921.6	474490.0	20823.1	61768.6	317465.0
SUSCRIPTOR	RESIDENCIAL No	122751	72888	127710	45873	51381	5684	63856	75901	89063	130426	94295	7127	25618	
	COMERCIAL	14351	3931	8927	1764	5864	724	4424	2683	9084	13159	8266	1168	3759	
	INDUSTRIAL	1018	980	318	244	2/ 1014	55	312	522	303	2098	427	120	262	
	OFICIAL	2584	931	1387	820	716	163	1214	656	816	1729	1411	147	67	
	Q. EMPRESAS	—	3	1	—	1	—	—	2	1	3	3	—	—	9
	A. PUBLICO	133	134	29	52	59	1	38	49	46	94	91	—	1	
	EN BLOQUE	3	3	15	—	2	—	—	—	—	2	—	—	—	
	VARIOS	—	—	55	59	3	—	57	—	—	84	156	—	205	
TOTAL No.	140840	78870	138442	48812	59040	6627	69901	79813	99313	148325	104649	8562	29912	9	
COMBUSTIBLES	A.C.P.M. Galiones	359393	85304	—	66330	93180	—	16601	1153521	67782	172485	—	—	131790	166716
	FUEL-OIL "	—	58605	—	—	—	—	—	—	—	20255483	—	—	—	123257
	CRUDO "	—	—	—	—	—	—	—	—	5189754	—	—	—	—	
	GAS NATURAL Miles pies3	—	—	—	—	—	—	—	—	835138	1846319	—	—	—	382714
	CARBON Toneladas	—	277573.8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	152054.0

1/ Presentada de acuerdo con el mercado actual de la Empresa.

2/ Incluye Hotelero.

3/ Mercado cedido por la E.E.E.B.

4/ No se incluyen 28.550.0 MWH de Palenque V ni 63.0 MWH de Termobarranca IV por ser plantas pertenecientes al ICEL.

5/ Datos correspondientes al período Junio-Diciembre /82

6/ Incluye 4.5 MW de la Planta de Sonsón y 1.833.6 MWH generados en la misma.

7/ Se excluye lo correspondiente a las plantas localizadas en el Departamento de Meta.

NUMERO DE SUSCRIPTORES FACTURADOS

AÑO 1981

EMPRESAS	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	ALUMBRADO PUBLICO	OTRAS * EMPRESAS	VARIOS	TOTAL
ELECTRIFICADORA DE ANTIOQUIA (1)	113966	14091	962	2443	127	3	-	131592
ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO	145013	10350	1459	1001	55	-	-	157878
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA	496461	69059	16197	3170	21	10	-	584918
ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR	74438	4251	331	764	40	-	-	79824
ELECTRIFICADORA DE BOYACA	70818	5100	1174	1024	137	6	-	78259
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS	119689	10651	694	1351	29	16	52	132482
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA	6584	1149	118	138	-	-	-	7989
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA	42318	1826	235	811	52	-	44	45286
SISTEMA VALLE	313803	36612	2992	-	-	1	3501	356909
ELECTRIFICADORA DEL CESAR	26604	4489	73	368	-	-	-	31534
ELECTRIFICADORA DE CORDOBA	45601	4646	119	752	-	-	-	51118
ELECTRIFICADORA DE CUNDINAMARCA	73281	9925	1018	638	60	2	89	85013
ELECTRIFICADORA DEL CHOCO	4862	629	44	135	1	-	-	5671
ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA	20320	1454	80	235	-	-	-	22089
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	58909	4445	289	1123	1161	-	48	65975
ENERGIA ELECTRICA DE MAGANGUE	6167	1960	17	33	15	-	-	8192
ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA	43252	5576	149	515	3	-	-	49495
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	294853	23485	2621	1374	19	23	-	322375
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO	70920	2716	491	615	61	2	-	74805
CENTRALES ELECTRICAS NORTE DE SANTANDER	82818	8817	321	790	46	1	-	92793
INTERCONEXION ELECTRICA S. A.	-	-	-	-	-	4	-	4
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	123154	12755	1708	1591	99	3	666	139976
ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	4208	875	23	171	-	-	94	5371
ELECTRIFICADORA DE SUCRE	28160	2521	209	305	16	-	30	31241
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA	88247	8171	446	1336	91	3	171	98465

(1) La Electrificadora de Antioquia integró los circuitos de Tamesis, Sinifaná y Oriente.
* y/o en bloque a municipios.

ENERGIA VENDIDA POR SECTORES (MWH)

AÑO 1981

EMPRESAS	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	ALUMBRADO	OTRAS * EMPRESAS	VIARIOS	TOTAL
ELECTRIFICADORA DE ANTIOQUIA	353380.3	51994.2	28691.8	19261.8	12172.4	15794.5	-	479294.7
ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO	535898.9	156101.9	399855.2	92730.6	34557.1	-	-	1219143.7
EMPRESA ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA	1593108.0	578949.0	1167943.0	370263.0	123895.0	96705.0	-	3928863.0
ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR	219151.2	62789.7	207452.6	46782.0	34084.6	-	-	570240.1
ELECTRIFICADORA DE BOYACA	122568.1	21736.6	204875.6	10219.6	4893.9	17453.2	-	538815.0
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS	284938.0	51113.0	151182.0	15326.4	6781.5	451726.7	1883.7	962951.3
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA	8486.9	4174.9	1240.1	2892.4	1679.5	-	-	18473.8
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA	99359.6	11018.5	8933.0	9284.5	7112.7	-	268.3	135976.6
SISTEMA VALLE	990245.5	259946.3	825551.8	-	-	132140.0	194645.7	2402529.3
ELECTRIFICADORA DEL CESAR	49155.0	17170.7	10984.5	6240.8	1881.2	-	-	85432.2
ELECTRIFICADORA DE CORDOBA	87851.7	21488.7	9539.5	21493.5	10476.1	-	-	150849.5
ELECTRIFICADORA DE CUNDINAMARCA	130017.2	44558.2	81290.1	27009.3	11752.3	35951.0	4958.5	335536.6
ELECTRIFICADORA DEL CHOCHO	9976.1	2240.0	661.1	1542.8	297.6	-	-	14717.4
ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA	65775.5	7341.9	5052.8	4140.9	-	-	-	82311.1
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	81233.3	22621.0	20123.0	10022.1	9755.0	-	16598.6	160353.0
ENERGIA ELECTRICA DE MAGANGUE	8643.2	6020.7	5841.9	26.3	1096.1	-	-	21628.2
ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA	104760.3	36009.3	15343.8	21443.9	9482.0	-	-	187039.3
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	1545792.7	269877.7	993165.5	196721.5	46069.5	1109823.8	-	4161450.7
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO	159086.5	15782.4	18006.6	11269.2	8095.6	7063.2	-	219303.5
CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER	181385.3	63104.8	50646.0	12236.0	6692.2	8.0	-	314072.3
INTERCONEXION ELECTRICAS A	-	-	-	-	-	4384765.0	-	4384765.0
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	204830.2	65184.4	97252.6	32598.6	15444.2	66590.6	1512.9	483413.5
ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	15156.8	8464.9	5766.1	3571.1	2260.1	-	1938.5	37157.5
ELECTRIFICADORA DE SUCRE	47314.6	11462.4	27030.5	13185.6	8932.8	107.3	-	108033.2
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA	135362.4	41779.4	99488.5	21377.1	12864.0	108526.8	5488.0	424866.2

* Y/O EN BLOQUE A MUNICIPIOS.

VALOR DE LA ENERGIA VENDIDA

AÑO 1981

(Miles de Pesos)

T. Amone
79-80

CUC?

123

EMPRESAS	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	ALUMBRADO PUBLICO	OTRAS ** EMPRESAS	VARIOS	TOTAL
ELECTRIFICADORA DE ANTIOQUIA (1)	545.831	129.398	48.101	27.099	15.287	17.473	-	783.189
ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO	1.477.634	568.991	1.275.618	249.028	92.803	-	-	3.664.074
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA	2.203.587 ✓	2.122.826	3.013.760	641.666	200.512	130.800	-	8.313.151
ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR	615.026	238.336	631.486	130.129	96.521	-	-	1.711.498
ELECTRIFICADORA DE BOYACA	213.839	64.194	581.949	18.201	9.133	160.781	-	1.048.097
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS	488.982	174.883	367.297	31.653	13.502	556.044	2.243	1.634.604
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA	15.296	11.704	3.378	6.758	3.820	-	-	40.956
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA	173.432	31.601	30.215	19.286	10.818	-	789	266.141
CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA *	-	-	-	-	-	-	-	-
ELECTRIFICADORA DEL CESAR	151.643	71.244	36.027	23.427	6.418	-	-	288.759
ELECTRIFICADORA DE CORDOBA	249.499	91.112	29.954	31.003	-	14.666	-	416.234
ELECTRIFICADORAS DE CUNDINAMARCA Y META	266.275	141.138	194.633	55.002	24.729	37.751	17.131	736.659
ELECTRIFICADORA DEL CHOCO	22.715	6.472	1.715	3.916	705	-	-	35.523
ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA	231.858	30.931	17.634	-	-	-	-	280.423
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	173.409	72.918	55.565	22.835	24.802	-	44.957	394.486
ENERGIA ELECTRICA DE MAGANGUE	209	253	217	94	34	-	-	807
ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA	317.968	145.175	47.553	72.770	29.307	-	-	612.773
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	14.839 *	761.055	1.936.672	222.295	-	3.365	-	2.938.226 *
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO	240.220	42.838	41.743	21.264	17.770	5.263	-	369.098
CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER	433.964	208.101	147.734	27.236	13.609	6.9	-	830.650.9
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	420.025	199.718	212.176	61.178	20.008	64.226	2.842	980.173
ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	50.924	49.012	27.930	16.322	8.682	-	-	152.870
ELECTRIFICADORA DE SUCRE	118.097	43.188	74.417	41.664	27.312	-	-	304.678
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA	247.524	120.283	276.130	40.426	21.340	8.344	13.288	727.335

[1] Incluye Tamesis, Sinifana y Oriente

* Sistema Valle

** Incluye en Bloque a Minicorpo

BALANCES CONDENSADOS

AÑO 1981

(MILES DE PESOS)

EMPRESAS	ICEL	CORELCA	E. E. E. B.	E. P. M.	I. S. A.	C. V. C.
A. ACTIVOS						
1. Corriente	6.569.074	3.649.937	8.215.742	3.028.143	9.230.346	1.636.000
2. Largo Plazo	26.982.418	2.867.677	6.360.727	330.852	187.434	4.359.100
3. Fijo depreciable	145.569	14.058.386	6.711.685	11.305.691	12.808.628	6.335.500
4. Fijo no Depreciable	3.172	5.454.081	20.077.928	3.861.582	40.338.368	3.037.300
5. Otros	926.920	686.181	145.305	3.740.135	1.299.801	699.600
TOTAL ACTIVOS	34.627.153	26.716.262	41.511.387	22.266.403	63.864.577	16.067.500
B. PASIVOS						
1. Corriente	6.545.998	3.934.989	8.701.862	2.311.057	8.890.371	2.537.600
2. Largo Plazo	8.106.226	11.959.379	18.193.609	9.012.192	36.042.185	6.672.700
3. Otros	219.363	426.914	2.115.148	1.146.369	446.601	75.000
TOTAL PASIVOS	14.871.587	16.321.282	29.010.619	12.469.618	45.379.157	9.285.300
C. PATRIMONIO	19.755.566	10.394.980	12.500.768	9.796.785	18.485.420	6.782.200
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO	34.627.153	26.716.262	41.511.387	22.266.403	63.864.577	16.067.500

INFORMACION BASICA SOBRE LAS EMPRESAS

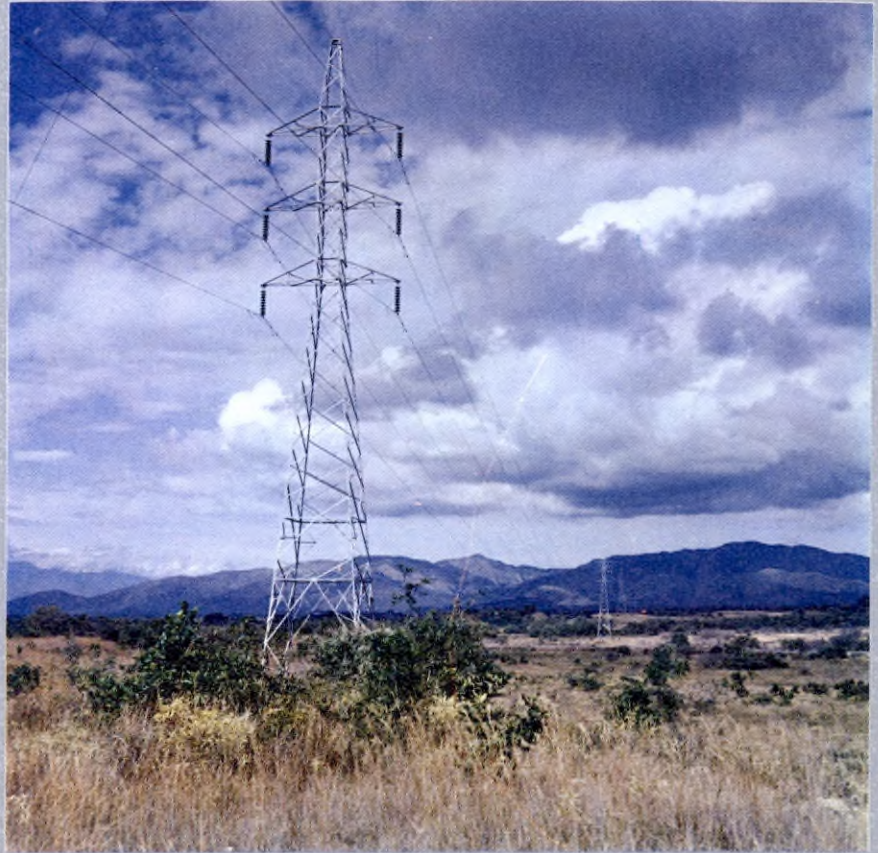
AÑO 1981

EMPRESAS	DEMANDA MAXIMA (MW)	KW - CAPACIDAD INSTALADA		ENERGIA (MWH)		o/o FACTOR DE CARGA
		HIDRAULICA	TERMICA	GENERACION NETA	COMPRADA	
ELECTRIFICADORA DE ANTIOQUIA (1)	95.8	6738	1691	19911.0	576262.0	71.03
ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO	258.0	-	136000	687016.0	904693.0	70.42
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA	879.5	562300	150500	3219156.0	1444449.0	60.53
ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR	185.1	-	4946	222286.6	445646.4	41.19
ELECTRIFICADORA DE BOYACA	105.0	1600	-	462669.2	105377.8	43.83
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS	228.6	197400	-	638858.8	479186.8	55.83
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA	4.4	-	-	-	199791.1	51.83
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA	44.4	32760	630	110191.0	79996.7	48.9
CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA *	543.2	540449	76370	2304298.8	501628.0	56.19
ELECTRIFICADORA DEL CESAR	20.8	100	20295	6277.4	109487.0	63.53
ELECTRIFICADORA DE CORDOBA	27.0	-	39014	161772.4	41615.3	**
ELECTRIFICADORA DE CUNDINAMARCA	85.4	9970	2212	58314.2	331606.7	52.12
ELECTRIFICADORA DEL CHOCO	5.2	-	-	-	23365.9	51.3
ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA	20.33	-	12685	-	108672.1	61.02
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	42.6	8988	5000	37333.8	171630.8	56.0
ENERGIA ELECTRICA DE MAGANGUE	6.6	-	1446	113.7	22260.0	38.68
ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA	58.01	1050	10076	9378.0	282752.0	57.48
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN	951.8	957100	-	4548802.0	391990.0	59.25
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO	60.0	29427	6000	167236.3	112679.0	51.91
CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER	83.3	300	3500	136813.1	273555.7	56.23
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	91.2	25966	6856	427176.8	122814.9	60.50
ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	8.8	-	14233	43167.4	-	55.99
ELECTRIFICADORA DE SUCRE	16.0	-	10549	2457.2	123190.1	**
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA	82.8	66690	-	279602.2	226017.4	54.75

* Sistema Valle

NOTAS: ** No hay suficiente información para el cálculo del factor de carga.

(1) Incluye Tâmesis, Oriente y Sinifaná.



Línea Neiva - Betania



Subestación Neiva

DEMANDA SECTORIZADA POR EMPRESAS
ENERGIA VENDIDA EN MWH/AÑO
PERIODO 1970 - 1981

EMPRESA	SECTOR	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
E. E. E. B.	Residencial	56503.	641307.	701838.	781810.	922499.	1041909.	1174987.	1237178.	1391795.	1548869.	1659910.	1593106.
	Comercial	292858.	314661.	340634.	366823.	411161.	450711.	513152.	588697.	628349.	622056.	638206.	576949.
	Industrial	561452.	619808.	676034.	741746.	809373.	864674.	945352.	994674.	1103727.	1167901.	1225446.	1167443.
	Oficial	183871.	168216.	172334.	202710.	213001.	221109.	246705.	251882.	237894.	257888.	311626.	370263.
A. P. B. L.	76047.	83550.	86070.	89968.	92269.	94673.	100440.	101402.	113253.	116118.	119892.	123896.	128396.
En Bloque	344081.	344081.	528025.	404666.	287777.	142938.	425679.	358212.	175806.	1269.	232620.	181436.	96706.
Varios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E. P. M.	Residencial	742000.	852207.	931208.	987335.	1063182.	1147169.	1222015.	1163927.	1352690.	1423291.	1515523.	1546793.
	Comercial	207000.	136349.	150575.	171698.	194626.	198309.	208763.	206690.	236082.	246601.	266522.	269878.
	Industrial	448000.	517578.	608279.	664221.	697650.	710319.	817500.	803333.	893196.	942115.	942218.	993166.
	Oficial	99000.	49733.	78041.	74075.	61601.	69351.	81622.	79065.	85389.	92061.	201970.	196727.
A. P. B. L.	-	-	37011.	423558.	796898.	892928.	634331.	43951.	46205.	53091.	59106.	60837.	1109824.
En Bloque	-	92444.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Varios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C. V. C.	Residencial	362395.	408202.	435763.	468204.	536253.	582546.	662669.	682394.	787463.	880573.	980664.	990246.
	Comercial	115938.	120235.	137551.	153241.	175884.	181752.	210218.	205448.	230740.	249249.	269219.	269946.
	Industrial	426927.	473179.	535887.	598815.	634860.	637856.	717420.	738292.	794776.	858524.	866485.	825552.
	Oficial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A. P. B. L.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
En Bloque	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Varios	86393.	99436.	119241.	132953.	132671.	207243.	301128.	298272.	302959.	324472.	227972.	194646.	
I. C. E. L.	Residencial	360339.	406856.	455099.	515296.	597453.	692142.	923035.	1046224.	1276352.	1498091.	1665675.	1770614.
	Comercial	130096.	145496.	164151.	184629.	210320.	230005.	273659.	291863.	320303.	362718.	395306.	395306.
	Industrial	256878.	301365.	322777.	394887.	446694.	491592.	539146.	559602.	659119.	696193.	745755.	760390.
	Oficial	57623.	58338.	63709.	71296.	89773.	98045.	116305.	125438.	146450.	161796.	167611.	173039.
A. P. B. L.	31289.	41870.	46489.	52078.	50319.	67012.	69854.	72223.	81531.	84752.	95937.	97541.	
En Bloque	383415.	380677.	351119.	356333.	425622.	389689.	110297.	76351.	76351.	457020.	512520.	703114.	
Varios	18067.	12557.	8622.	9401.	17496.	28668.	73532.	1057022.	758146.	494523.	441568.	30690.	
CORELCA	Residencial	326422.	342588.	408487.	443881.	477814.	520483.	573552.	654982.	770400.	897549.	1041155.	1270118.
	Comercial	116737.	120387.	139714.	160992.	182238.	200572.	219357.	249406.	283233.	289484.	313631.	1731747.
	Industrial	288765.	310838.	357706.	352522.	383491.	410001.	523203.	521884.	592868.	661160.	663662.	686867.
	Oficial	58173.	81171.	122661.	103320.	117996.	126544.	141402.	151121.	162803.	168757.	180820.	209610.
A. P. B. L.	27071.	30648.	37072.	41585.	48006.	52182.	53765.	62086.	69392.	71313.	74791.	102770.	
En Bloque	41553.	32896.	33716.	46259.	44497.	49547.	45819.	61245.	62086.	69392.	74791.	102770.	
Varios	2878.	15.	40627.	51.	5017.	7457.	58219.	61245.	59701.	491345.	37863.	1938.	
TOTAL	Residencial	2357659.	2651160.	2932305.	3196326.	3597201.	3984249.	4566248.	4784705.	5578690.	6248363.	6854027.	7168878.
	Comercial	862629.	837128.	932625.	1037383.	1175229.	1263449.	1424245.	1542204.	1708707.	1769271.	1883966.	3233826.
	Industrial	1978822.	2222768.	2500382.	2751921.	2972068.	3104432.	3542719.	3617785.	4043866.	4328993.	4443965.	949638.
	Oficial	340494.	357858.	426745.	461401.	482371.	515049.	566045.	607526.	632526.	680501.	861427.	949638.
A. P. B. L.	134407.	193079.	209603.	226483.	246493.	264449.	286464.	281677.	306235.	324133.	326794.	370275.	
En Bloque	769049.	1338218.	1338218.	1604156.	1604156.	1604156.	1216505.	479768.	471648.	517395.	574868.	2041890.	
Varios	107338.	112007.	168490.	142405.	155184.	243368.	1090279.	1416539.	1120806.	1100496.	88838.	227274.	

FE DE ERRATAS

INCORRECTO

CORRECTO

	Página 43 Segunda Columna Renglon 11	
hata		hasta
	Página 50 Primera Columna Renglón 2	
ha		han
	Página 62 Segunda Columna Renglón 17	
cuanto		cuenta

MAPA: PLANTAS GENERADORAS
CENTRALES HIDROELECTRICAS EN OPERACION

INCORRECTO

CORRECTO

Calima III 240 Mw	Calima 120 MW
Gaira 114 MW	Gaira 1.14 MW

MAPA: PLANTAS GENERADORAS
CENTRALES HIDROELECTRICAS Y TERMOELECTRICAS
EN EJECUCION, DISEÑO Y ESTUDIO

INCORRECTO

CORRECTO

Tamaga	T. Amagá
Creyedo	C. Reyedo
Zipaquirá IV. 150 MW	Zipaquirá VI. 150 MW
Termoguajira I. II (Diseño)	Termoguajira I. II (Construcción)
Guacamayas (Construcción)	Guacamayas (Estudio)

MAPA: LINEAS DE TRANSMISION - SUBESTACIONES
115 KV - 66 KV

No aparece el proyecto de la línea Prado - Chaparral 115 KV

LA ELECTRIFICACION EN
COLOMBIA
1981 - 1982

Información preparada por
OFICINA DE PLANEACION

Fotografías:
MARCO T. ROJAS

Impresión:
EDITORIAL INDICE S. A.
TUNJA

La electrificación en Colombia.

333.8 L125e 1982

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA RECIBO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO
-----------------	------------	-------------------

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01003706
BIBLIOTECA