

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

LA ELECTRIFICACION EN COLOMBIA

ICEL

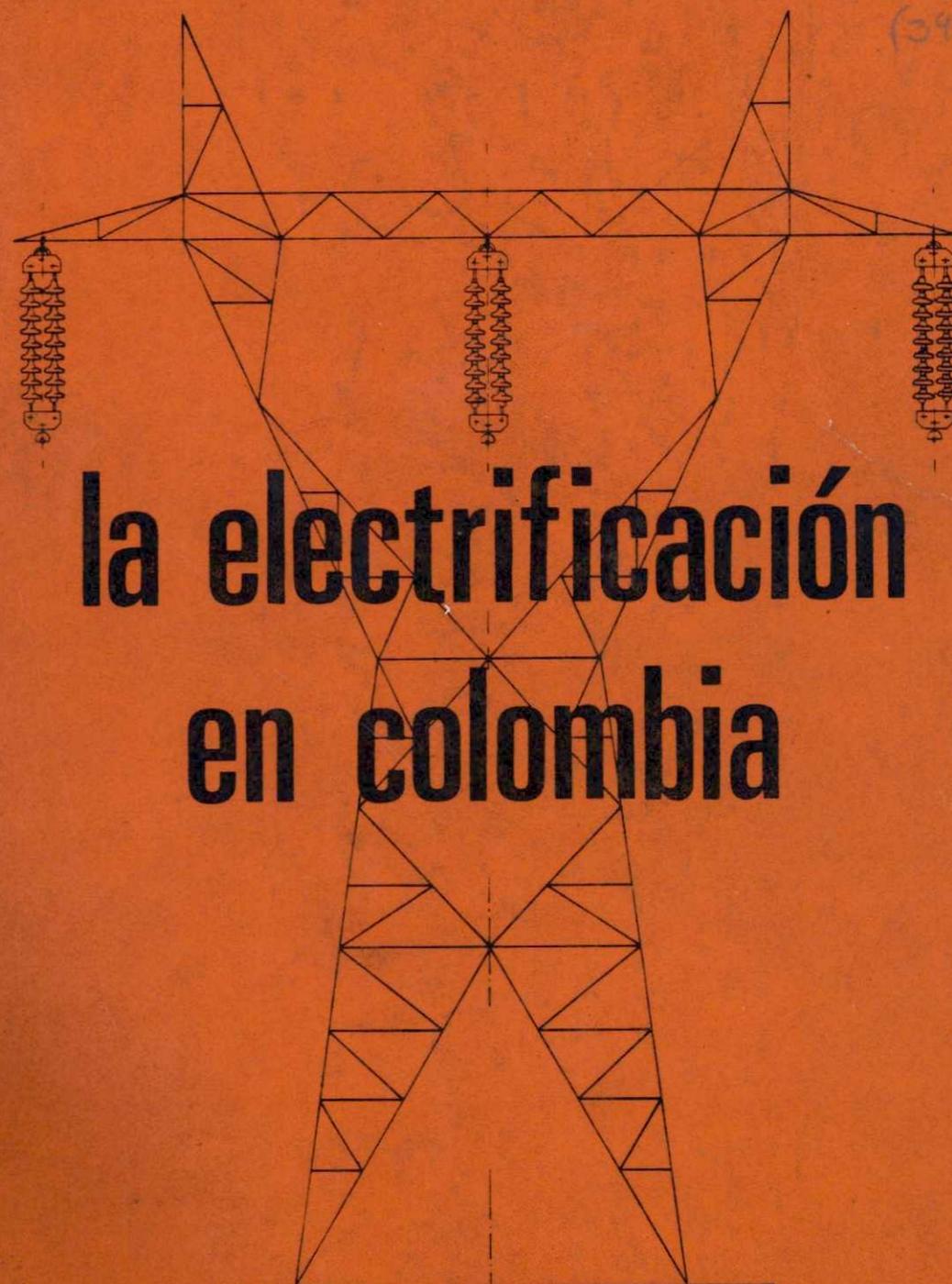
1974-75



Ministerio de Minas y Energía
Instituto Colombiano de Energía Eléctrica

02-30
1110

395
(393-397)



la electrificación en colombia



informe 1974 - 1975

333.8
I 125 e
1975

la electrificación en colombia



JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

- JUAN JOSE TURBAY
MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA
- MIGUEL URRUTIA MONTOYA
JEFE DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION
- CARLOS BOTERO LOPEZ
- LUIS FELIPE ECHAVARRIA
- ENRIQUE ZUREK MESA

SUPLENTES

- DELEGADO DEL Sr. MINISTRO
- FERNANDO ISAZA
JEFE DIVISION INFRAESTRUCTURA - D. N. P.
- JAVIER MORA MORA
- SERGIO MARTINEZ ARANGO
- RODOLFO SEGOVIA SALAS

GUILLERMO BULLA OVALLE
AUDITOR DE LA CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA

EJECUTIVOS

- TOMAS HELD K.
GERENTE
- RICARDO PULIDO GONZALEZ
SUBGERENTE ADMINISTRATIVO Y FINANCIERO
- RAUL SERNA VIVENZI
SUBGERENTE TECNICO
- ROBERTO CACERES BOLAÑOS
SUBGERENTE DE FILIALES
- GABRIEL ORTIZ Mc.CORMICK
SECRETARIO GENERAL

JUNTA DIRECTIVA



SUPLENTE

PRINCIPALES

- DELEGADO DEL Sr. MINISTRO
- FERNANDO ISAZA
- JAVIER MORA MORA
- SERGIO MARTINEZ ARANGO
- RODOLFO BEGOVIA SALAS
- JUAN JOSE TURBAY
- MIGUEL URRUTIA MONTOYA
- CARLOS BOTERO LOPEZ
- LUIS FELIPE ECHAVARRIA
- ENRIQUE LUREK MESA

GUILLERMO BULLA OVALLE

EJECUTIVOS

- TOMAS HELD K.
- RICARDO PULIDO GONZALEZ
- RAUL BERRA MORA
- ROBERTO CACERES BOLARDO
- GABRIEL ORTIZ MCGORMICK

JEFES DE DIVISION



- JOSE IGNACIO CORAL M.
OFICINA DE PLANEACION
- FRANCISCO DIAZ DUQUE
OFICINA JURIDICA
- ANGELINA GUERRERO ENRIQUEZ
OFICINA DE ORGANIZACION Y SISTEMAS
- MANUEL SARMIENTO MONCAYO
DIVISION DE FINANZAS
- GUILLERMO GONZALEZ SANCHEZ
DIVISION DE RELACIONES INDUSTRIALES Y SERVICIOS GENERALES
- GUILLERMO BENAVIDES ROBAYO
DIVISION DE AUDITORIA INTERNA
- JUVENAL PEÑALOZA ROSAS
DIVISION DE EJECUCION Y COORDINACION DE PROYECTOS
- LUIS FERNANDO ORTEGA S.
DIVISION DE ESTUDIOS Y EVALUACION DE PROYECTOS
- REINALDO ARBOLEDA VALENCIA
DIVISION DE LICITACIONES Y CONTRATOS
- ROBERTO MUÑOZ TORRES
UNIDAD EJECUTORA DEL PLAN DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION ICEL-BID
- ENRIQUE LASCAR MOLANO
OFICINA DE COORDINACION DEL PLAN DE ELECTRIFICACION RURAL
- GERARDO LIZCANO MENDEZ
DIVISION DE ASESORIA Y CONTROL DE EXPLOTACION
- ORLANDO SOLANO G.
DIVISION DE ASESORIA Y CONTROL FINANCIERO
- JUAN JOSE CORREA G.
DIVISION DE ASESORIA Y CONTROL ADMINISTRATIVO



- JOSE IGNACIO CORRAL M.
DIVISION DE PLANEACION

- FRANCISCO DIAZ DUQUE
DIVISION JURIDICA

- ANGELINA GUERRERO ENRIQUETA
DIVISION DE ORGANIZACION Y SISTEMAS

- MANUEL SARMIENTO MONCAYO
DIVISION DE FINANZAS

- GUILLERMO GONZALEZ SANCHEZ
DIVISION DE RELACIONES INDUSTRIALES Y SERVICIOS GENERALES

- GUILLERMO BENAVIDES ROBAYO
DIVISION DE AUDITORIA INTERNA

- JUVENAL PERALTA ROSAS
DIVISION DE SELECCION Y SUPERVISION DE PROYECTOS

- LUIS FERNANDO ORTEGA S.
DIVISION DE ESTUDIOS Y EVALUACION DE PROYECTOS

- REINALDO ARBOLEDA VALENCIA
DIVISION DE LICITACIONES Y CONTRATOS

- ROBERTO MUÑOZ TORRES
DIVISION DE SELECCION Y SUPERVISION DE PROYECTOS

- ENRIQUE LASCAR MOLANO
DIVISION DE COORDINACION DEL PLAN DE ELECTRIFICACION RURAL

- GERARDO LIZBANO MENDEZ
DIVISION DE ASISTENCIA Y CONTROL DE EXPLOTACION

- ORLANDO SOLANO G.
DIVISION DE ASISTENCIA Y CONTROL FINANCIERO

- JUAN JOSE CORREA G.
DIVISION DE ASISTENCIA Y CONTROL FINANCIERO



INDICE

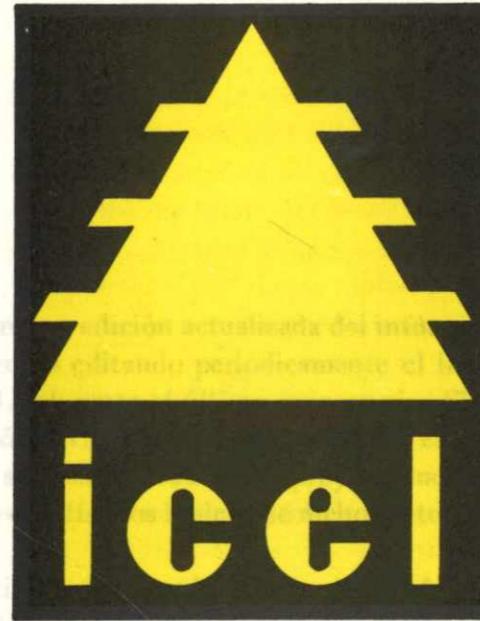
INTRODUCCION	7
- <u>CAPITULO I</u> ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO	11
- <u>CAPITULO II</u> DESCRIPCION DE LOS PRINCIPALES PROYECTOS DEL SECTOR ELECTRICO	23
- <u>CAPITULO III</u> PLAN ICEL - BID	53
- <u>CAPITULO IV</u> ELECTRIFICACION RURAL	67
- <u>CAPITULO V</u> FUENTES DE FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO	79
- <u>CAPITULO VI</u> ANALISIS GENERAL DEL SECTOR ELECTRICO	91
- <u>CAPITULO VII</u> ESTADISTICAS Y MAPAS	109

INTRODUCCION

INDICE



7	INTRODUCCION
11	- CAPITULO I - ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO
23	- CAPITULO II - DESCRIPCION DE LOS PRINCIPALES PROYECTOS DEL SECTOR ELECTRICO
33	- CAPITULO III - PLAN ICEL - BID
57	- CAPITULO IV - ELECTRIFICACION RURAL
79	- CAPITULO V - FUENTES DE FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO
91	- CAPITULO VI - ANALISIS GENERAL DEL SECTOR ELECTRICO
109	- CAPITULO VII - ESTADISTICAS Y MAPAS



INTRODUCCION

La presente es una nueva edición actualizada del informe que sobre la Electrificación en Colombia, ha venido editando periódicamente el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL - durante el último quinquenio. El objeto de estos informes es hacer una descripción del sector de energía eléctrica en Colombia, indicando su desarrollo histórico, su situación actual y sus proyecciones futuras. Finalmente el informe recoge los datos estadísticos básicos de dicho sector.

Desde 1973 las naciones del mundo se han visto enfrentadas a una crisis energética, ocasionada entre otros factores por situaciones políticas, económicas y técnicas que han influido en la confiabilidad, costo y disponibilidad de las fuentes de hidrocarburos tradicionales. Esta crisis ha afectado en forma diferente las economías del mundo industrializado y las de los países del tercer mundo.

Gracias al autoabastecimiento, Colombia ha podido enfrentar la crisis de costos de los hidrocarburos en forma paulatina, a medida que dicha situación se ha reflejado en la economía de los países industrializados a través de crecimientos del costo de los productos industriales, inflación internacional, inestabilidad de precios y mercados de materias primas, etc.

En el futuro inmediato, sin embargo, el país deberá prever una situación difícil, ya que será necesario importar crudos para compensar la declinación de la producción nacional. A largo plazo esta situación podrá ser solucionada con un desarrollo adecuado de otros medios energéticos como son la hidroelectricidad y el carbón.



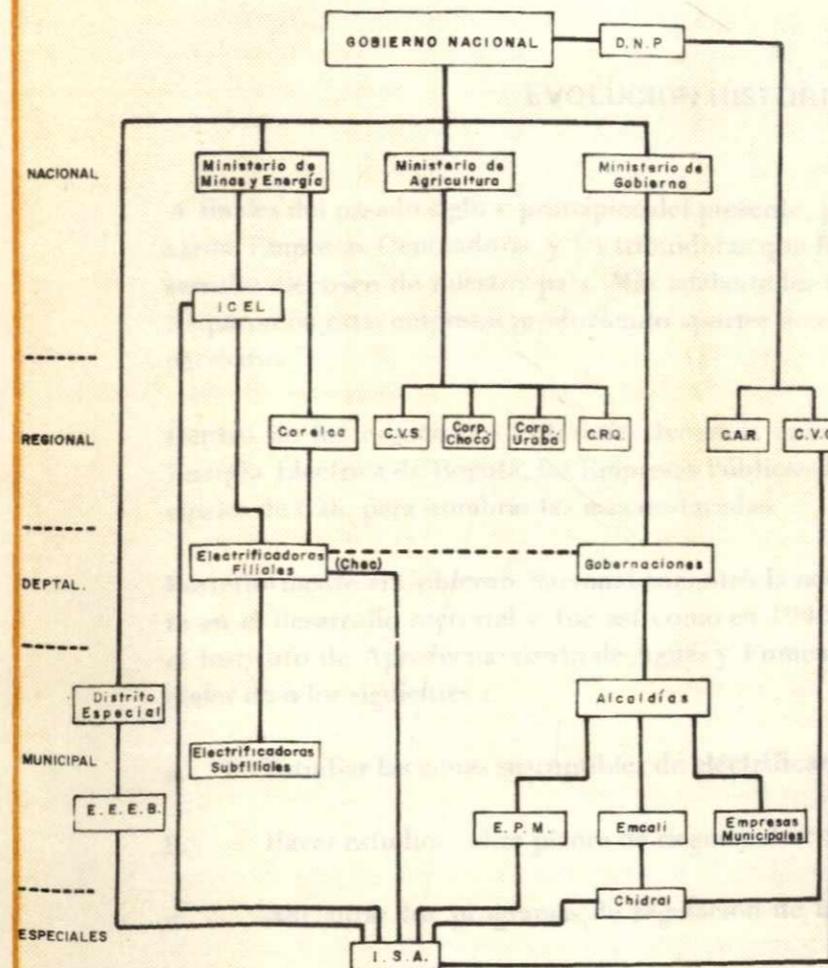
CAPITULO I

Las consideraciones anteriores ponen de presente la necesidad de planificar, desarrollar y administrar adecuadamente los recursos energéticos, conforme a su disponibilidad y a las necesidades de la economía nacional, por lo tanto, a la luz del déficit previsto y de una política clara de sustitución de energía, el sector eléctrico nacional debe tomar conciencia del considerable esfuerzo técnico y financiero que deberán hacer tanto el sector como el país, para emprender la construcción de las centrales hidroeléctricas (principal fuente renovable de energía) que le permita afrontar cabalmente las necesidades energéticas futuras, evitando en esta forma una coyuntura limitante del desarrollo armónico de la economía del país.

Considerando que el desarrollo de centrales hidráulicas debe ser coordinado con la construcción de toda infraestructura de transmisión, subtransmisión y distribución que haga posible el uso de esta energía, se comprende la difícil labor que será necesario adelantar para conseguir el adecuado financiamiento por parte de las entidades internacionales de crédito y asegurar simultáneamente los aportes del Gobierno Nacional y de los usuarios, que permitan contar con la contrapartida de aportes en moneda nacional indispensables para este desarrollo.

Si se tienen en cuenta los comentarios anteriores y la necesidad de que el sector eléctrico cumpla su objetivo básico de satisfacer oportunamente las necesidades de todas y cada una de las regiones del país, en forma tal que no se convierta en una limitante del adecuado aprovechamiento de los recursos naturales y humanos de cada región y a la vez sea una de las herramientas básicas para adelantar una política de desarrollo fundamentada en el progreso armónico de las regiones, se puede deducir claramente la necesidad de enfrentar con energía la decisión de crear los mecanismos necesarios para generar los recursos que necesita el sector y asegurar su equitativa transferencia y redistribución en forma coordinada a nivel nacional.

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELECTRICO



estructura institucional del sector eléctrico

EVOLUCION HISTORICA DEL SECTOR ELECTRICO

A finales del pasado siglo y principios del presente, pequeños grupos privados organizaron Empresas Generadoras y Distribuidoras que fueron el punto de partida del desarrollo eléctrico de nuestro país. Más adelante los municipios y departamentos participaron en estas empresas produciendo aportes de capital para atender los ensanches necesarios.

Dentro de los organismos anteriores tenemos como importantes : La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, las Empresas Públicas de Medellín y las Empresas Municipales de Cali, para nombrar las más destacadas.

Posteriormente el Gobierno Nacional encontró la necesidad de participar directamente en el desarrollo sectorial y fué así como en 1946, por medio de la Ley 80 se creó el Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, cuyos fines primordiales eran los siguientes :

- a. Estudiar las zonas susceptibles de electrificar en el país.
- b. Hacer estudios sobre planes de riegos y desecación.
- c. Adelantar los programas de regulación de las aguas y control de la erosión.
- d. Buscar y obtener las financiaciones correspondientes para adelantar los propósitos anteriores.

Este Instituto, buscando la participación de los departamentos, municipios y capital particular, constituyó las primeras Empresas Electrificadoras como sociedades limitadas que se fueron transformando en anónimas, existiendo en la actualidad diecinueve (19) que atienden veintiún (21) departamentos y una (1) intendencia. Solo no se sirve las zonas del Valle del Cauca, Bogotá y Medellín.

En 1954 se constituyó por Acto Legislativo " La Corporación Regional del Cauca ", denominada C.V.C., que tiene como radio de jurisdicción únicamente el departamento del Valle.

Además de sus funciones sobre aprovechamiento de los recursos naturales y de la promoción de la actividad industrial, tiene también las de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y la coordinación de los sistemas eléctricos, para lograr una mayor economía y eficiencia. Para financiar sus proyectos eléctricos, la Corporación cuenta con recursos propios provenientes de la venta de energía, habiendo recibido asimismo aportes del Presupuesto Nacional.

Merece destacarse la participación de las Empresas Municipales de Cali (EMCALI) en el desarrollo eléctrico de esa región del país. Desde su fundación y como parte de sus funciones viene atendiendo el suministro de energía eléctrica a la zona y en la actualidad presta este servicio a los mercados de Cali, Jamundí y Puerto Tejada, por medio de compra de energía en bloque a CHIDRAL; cabe mencionar que el mercado de EMCALI absorbe el 75% de las ventas totales de esa central.

Posteriormente desde el año de 1960 en adelante y como efectos de preocupaciones parecidas, se han creado otras Corporaciones de características similares, aunque con algunas diferencias en su alcance; ellas son :

- Corporación Autónoma Regional de la Sabana de Bogotá y de los Valles de Ubaté y Chiquinquirá (C. A. R.)
- Corporación Regional del Quindío (C. R. Q.)
- Corporación de Urabá.
- Corporación Nacional para el Desarrollo del Chocó.
- Corporación de Desarrollo de los Ríos Sinú y San Jorge (C. V. S.)

De estas Corporaciones las que más han operado en el sector eléctrico han sido la C.A.R. y la C.R.Q., que han realizado programas de electrificación rural en sus respectivas zonas de influencia.

El 14 de septiembre de 1967, se constituyó, mediante Escritura No. 3051, la Interconexión Eléctrica S. A. (ISA) con sede en Bogotá. Su capital está formado con aportes del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, Empresas Públicas de Medellín, Corporación Autónoma Regional del Cauca, Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, Central Hidroeléctrica de Caldas y Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá.

Esta Sociedad asumió en el objeto social de su escritura de constitución, la interconexión a alto voltaje de los sistemas eléctricos de las entidades asociadas, así como el intercambio de energía y el estudio, programación y construcción de proyectos de generación, necesarios para el abastecimiento del consumo eléctrico de las diferentes entidades asociadas. Las fuentes de capital, necesarias para las inversiones de esta sociedad, provienen de los aportes directos que hacen sus seis (6) socios.

En el mismo año de 1967, mediante la Ley 59, fué creada la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, con jurisdicción en los siete (7) departamentos de la Costa Atlántica y cuyos objetivos principales son los de : generar energía en gran escala mediante desarrollos termoeléctricos o hidroeléctricos y procurar la interconexión a alto voltaje de los sistemas locales de su jurisdicción y de éstos con los del resto del país.

La Corporación, de acuerdo con la misma Ley, deberá vender la energía en bloque a las Empresas Electrificadoras existentes y financiar sus proyectos con base en los ingresos que obtenga de la venta en bloque, en una sobretasa del 15% sobre la tarifa media de la región (los siete (7) departamentos de la Costa Atlántica) y en los aportes del Presupuesto Nacional si las fuentes anteriores no son suficientes.

El Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS), creado, como ya se mencionó, por el Gobierno Nacional, mediante la Ley 80 de 1946, fué reestructurado con el Decreto Ley 3175, del 26 de diciembre de 1968 y su Decreto Reglamentario No. 1485 de agosto 6 de 1970.

Con esta estructuración, se procuró definir claramente la posición de la entidad dentro del Sector Eléctrico, reforzar sus prerrogativas, para darle más amplia participación y posibilidad en la elaboración del Programa Nacional de Electrificación y en la coordinación de las empresas existentes en el país, en lo relacionado con la regulación y control del servicio prestado por las mismas. Además se le facultó para prestar su concurso financiero y técnico a otras entidades del Sector Eléctrico, de una manera más flexible y en fin, se le encargó de la canalización de los créditos internos y externos para obras de electrificación, buscando su mejor aplicación.

Como lo expresa taxativamente el propio Decreto Ley 3175, se trató de dar al nuevo Instituto, la calidad de rector de la electrificación en Colombia; sin embargo ni en la Ley 80 ni en los Decretos 3175 y 1485 se previeron fuentes de recursos para el Instituto, diferentes de los aportes del Presupuesto Nacional, que le permitieran adelantar en forma más dinámica las funciones que estas leyes y decretos le asignaban.

ICEL participa como socio mayoritario en 18 de las 19 Empresas Electrificadoras Filiales, a través de las cuales se han realizado vastos programas de electrificación en todo el país.

Estas Empresas Filiales y Subfiliales se encuentran establecidas en todos los departamentos del país, a excepción del Valle del Cauca, Quindío y Risaralda.

Esta estructuración del funcionamiento del Instituto, en conjunto con Filiales que operan como sociedades anónimas con participación de los estamentos regionales, corresponde realmente a las divisiones geográficas y políticas del país y ha permitido una sana descentralización en la prestación del servicio de energía eléctrica, sin perjuicio de lograr la necesaria coordinación a nivel nacional para obtener los beneficios de escala, cuando éstos existen.

Al final del capítulo se presenta la composición actual de las Juntas Directivas de las empresas filiales y tal como se puede observar, en ellas participan los principales representantes de la vida y economía de cada una de las provincias colombianas.

Esta participación directa en la dirección de las Empresas Electrificadoras, le permite a la provincia colombiana contar con la autonomía necesaria para el ágil manejo de la electrificación, a la vez que, a través del ICEL, tienen un vocero a nivel nacional, que representa sus intereses ante los poderes centrales y además orienta la gestión, cuando así se requiere, en base a la experiencia global y las necesidades del país.

El 10 de abril de 1974, el Gobierno Nacional expidió el Decreto No. 636 "por el cual se revisa la organización administrativa del Ministerio de Minas y Petróleos".

Mediante este Decreto se crea el Sector de Minas y Energía, el cual estará constituido por el Ministerio de Minas y Petróleos, que en adelante se denominará el Ministerio de Minas y Energía y se le adscriben los siguientes organismos:

Instituto Nacional de Investigaciones Geológico Mineras (INGEOMINAS).

Instituto de Asuntos Nucleares (IAN).

Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL).

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA).

Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPEPETROL).

Empresa Colombiana de Minas (ECOMINAS).

En lo que se refiere al Subsector de la Energía Eléctrica, corresponde al nuevo Ministerio de Minas y Energía proponer y adelantar la política nacional sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y establecer normas técnicas al respecto, con el fin de lograr el aprovechamiento integral de las fuentes energéticas relacionadas con la producción de energía eléctrica.

Como se puede observar en esta breve descripción del desarrollo histórico y en el cuadro de encabezamiento del presente Capítulo, el sector de energía eléctrica presenta actualmente una gran multiplicidad de entidades vinculadas, lo cual ha ocasionado problemas por duplicidad de funciones e incongruencias de jurisdicción, situación que se ha reflejado en dificultades de orden institucional y financiero.

El Departamento Nacional de Planeación, consciente de la situación anterior y de la importancia que tiene para el país el sector de la Energía Eléctrica, solicitó al Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) su aprobación para adelantar un estudio del Sector de Energía Eléctrica, con el fin de plantear soluciones a sus problemas. El CONPES aprobó esta solicitud y con base en ella, el Gobierno Nacional expidió el Decreto No. 1594 del 14 de agosto de 1973, por el cual se crea el Comité Coordinador y la Comisión Asesora del Estudio del Sector de Energía Eléctrica. En desarrollo de lo establecido en el Decreto antes citado, se encuentra en el país una comisión técnica del Gobierno Alemán, que viene trabajando conjuntamente con los Ingenieros de la División de Energía de Planeación Nacional, en la elaboración del estudio del sector eléctrico colombiano.

COMPOSICION DE LAS JUNTAS DIRECTIVAS DE LAS
ELECTRIFICADORAS FILIALES DEL ICEL

FILIAL : ELECTRIFICADORA DE ANTIOQUIA S. A.
GERENTE : Dr. Jorge Villa Saenz

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Secretario de Hacienda Departamental
Gerente de I.D.E.A.
Jefe Planeación Departamental
Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO S. A.
GERENTE : Dr. Federico Lux D.

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Director Ejecutivo CORELCA
Gobernador Departamento
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR S. A.
GERENTE : Dr. Rodolfo Gedeón

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento

Presidente Junta Directiva
Empresas Públicas Municipales
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Secretario de Fomento y Desarrollo del Departamento

Gerente EE.PP.MM.
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : ELECTRIFICADORA DE BOYACA S. A.
GERENTE : Dr. José Alberto Montejo Leal

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Alcalde de Tunja
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S. A.
GERENTE : Dr. Arturo Montes Saenz

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Alcalde de Manizales
Designado por Asamblea de Accionistas
Director Ejecutivo C. R. Q.

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas
Gerente Empresas Públicas de Pereira
Gerente Empresas Públicas de Armenia

FILIAL : CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S. A.
GERENTE : Dr. Juan Caycedo Ayerbe

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Designado por Asamblea de Accionistas
Alcalde de Popayán
Designado por Asamblea de Accionistas

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : ELECTRIFICADORA DEL CESAR S. A.
GERENTE : Dr. Miguel Meza Varela

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Director Ejecutivo CORELCA
Alcalde de Valledupar
Designado por Asamblea de Accionistas

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : ELECTRIFICADORA DE CORDOBA S. A.
GERENTE : Dr. Jairo Cabrales Muñoz

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Director Ejecutivo de CORELCA
Alcalde de Montería
Gerente Regional Caja Agraria

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Secretario de Hacienda del Departamento
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas
Director C. V. S.

FILIAL : ELECTRIFICADORA DE CUNDINAMARCA S. A.
GERENTE : Dr. Bernardo Carrasco Rojas

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Gobernador del Meta
Gerente E.E.E.B.
Especialista de Planeación de la Federación
Nacional de Cafeteros

SUPLENTES

Subgerente Administrativo de ICEL
Secretario de Hacienda de Cundinamarca
Secretario Obras Públicas Meta
Subgerente de Operaciones E.E.E.B.
Secretario Ejec. Comité de Cafeteros

FILIAL : ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA
GERENTE : Dr. Benjamín Espeleta Ariza

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Director Ejecutivo de CORELCA
Gobernador del Departamento
Alcalde de Riohacha
Designado por Asamblea de Accionistas

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas
Secretario de Desarrollo del Departamento
Gerente Regional Caja Agraria
Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : ELECTRIFICADORA DEL HUILA S. A.
GERENTE : Dr. Jairo Toro Rodríguez

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Designado por Asamblea de Accionistas
Gerente Caja Agraria Seccional del Huila
Gerente Empresas Públicas Municipales

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA S.A.
GERENTE : Dr. Alfredo Díaz Granados

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Director Ejecutivo de CORELCA
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

SUPLENTES

Subgerente de Filiales de ICEL
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S. A.
GERENTE : Dr. Hernán Osejo Mera

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Secretario de Fomento y Desarrollo
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : ELECTRIFICADORA DE NORTE DE SANTANDER S. A.
GERENTE : Dr. Alberto Estrada Vega

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Alcalde de Cúcuta
Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S. A.
GERENTE : Dr. Hugo Serrano Gómez

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
Gobernador del Departamento
Ecopetrol
Alcalde de Bucaramanga
Alcalde de Barrancabermeja

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
Designado por Asamblea de Accionistas



FILIAL : ELECTRIFICADORA DE SUCRE S. A.
 GERENTE : Dr. Iván Ramos Patrón

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
 Gobernador del Departamento
 Alcalde de Sinclejo
 Designado por Asamblea de Accionistas
 Gerente IDES

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
 Jefe Oficina de Planeación Departamental
 Designado por Asamblea de Accionistas
 Designado por Asamblea de Accionistas
 Gerente Caja Agraria Secc. Sinclejo

FILIAL : ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA
 GERENTE : Dr. Luis Carlos Navarro

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
 Intendente de San Andrés y Providencia
 Gerente Cooperativa de Municipalidades de Territorios Nacionales
 Alcalde de Providencia
 Designado por Asamblea de Accionistas

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
 Secretario de Hacienda Intendencial
 Designado por Asamblea de Accionistas
 Designado por Asamblea de Accionistas
 Designado por Asamblea de Accionistas

FILIAL : ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S. A.
 GERENTE : Dr. Germán Hoyos Jaramillo

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Gerente de ICEL
 Gobernador del Departamento
 Designado por Asamblea de Accionistas
 Alcalde de Ibagué
 Gerente Regional Caja Agraria

SUPLENTES

Designado por Asamblea de Accionistas
 Secretario de Hacienda del Departamento
 Alcalde de Melgar
 Designado por Asamblea de Accionistas
 Designado por Asamblea de Accionistas

**MONTAJE LINEA DE TRANSMISION
 PITALITO - SAN AGUSTIN (HUILA)**



descripción
de
los
principales
proyectos
del
sector
eléctrico

Los programas de Electrificación en el país, se ejecutan principalmente bajo la responsabilidad de seis entidades :

- Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL.
- Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - CORELCA
- Interconexión Eléctrica S. A. - ISA
- Empresas Públicas de Medellín - E.P.M.
- Corporación Autónoma Regional del Cauca - C.V.C.
- Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá - E.E.E.B.

De éstas, el ICEL es la única empresa oficial de cubrimiento nacional con sus Empresas Filiales, siendo las restantes, a excepción de ISA, de categoría regional local. En este capítulo se hace una breve descripción de los proyectos de más marcado interés dentro del contexto de integración eléctrica nacional, de cada una de las entidades mencionadas.

A continuación se presenta la descripción de los principales proyectos que adelanta este Instituto, adicionales a los realizados dentro de los programas ICEL - BID y Plan Nacional de Electrificación Rural, los cuales se explican en los Capítulos siguientes así como las necesidades presupuestales para ejecutar estos proyectos en 1976.

GENERACION

CENTRALES TERMINADAS

HIDROELECTRICA DEL RIO NEGRO

Esta Central está en servicio desde julio de 1974 sirve para satisfacer la demanda de los mercados de Puerto Salgar, Mariquita, La Dorada y ECOPETROL. Su costo total fué de COL\$80 millones, y la capacidad instalada es de 10.000 kW.

HIDROELECTRICA FLORIDA II

Ubicada en las cercanías de Popayán, aprovechará las aguas de los ríos Cauca y Vinagre para generar 24000 kW. Se construyó bajo el control directo de Centrales Eléctricas del Cauca, CEDELCA, con la cooperación financiera y técnica de ICEL. Su costo total ascendió a la suma de 103.1 millones de pesos y los requerimientos en 1976 son de \$15 millones. La Central abastecerá la demanda de energía a los Departamentos del Cauca y Nariño.

AMPLIACION DE TERMOPAIPA

Con base en los estudios realizados sobre el Nordeste, se decidió la ampliación de esta Central con una capacidad adicional de 66.000 kW, a base de carbón.

La instalación se ejecutó bajo la responsabilidad de la Electrificadora de Boyacá, con la asesoría técnica y la cooperación financiera de ICEL y entrará en operación en el segundo semestre de 1975. El costo total de esta central fué de \$ 350.0 millones aproximadamente.

AMPLIACION DE LA CENTRAL TERMOELECTRICA DE BARRANCABERMEJA

Teniendo en cuenta la demanda del Nordeste y su actual interconexión con el Sistema Central, en el segundo semestre de 1972 se inició la instalación de una unidad térmica adicional de 66 MW y se prevé su terminación para principios de 1976.

Debido a la inseguridad del suministro de agua para el sistema de refrigeración por cambio del cauce del río Magdalena frente a la Central, hubo necesidad de modificar el sistema de enfriamiento para toda la Central, estableciendo un circuito cerrado.

El costo total del proyecto es de aproximadamente COL\$558 millones. Para la conclusión de las obras se precisa un presupuesto de \$25.1 millones en 1976.

PLANTA DIESEL DE SAN ANDRES

Para solucionar el problema de suministro de energía eléctrica a la Isla de San Andrés, originado por la fuerte expansión turística en los últimos años, se encuentra en período de construcción una Central Diesel de 6.4 MW, cuya entrada en operación está prevista para el primer trimestre de 1976, con una inversión total de 165 millones de pesos.

PLANTA DIESEL DE TUMACO

Siendo el Puerto de Tumaco una región aislada y sin posibilidad inmediata de interconexión con el Sistema Eléctrico del Sur-Occidente, se decidió instalar una Central Diesel Eléctrica de 6.000 kW para atender la demanda actual de energía eléctrica en la zona y permitir su desarrollo industrial. La inversión total en este proyecto es de \$138.7 millones, se prevé que en 1976 serán necesarios recursos por \$13.3 millones y se espera que la Central esté en operación a finales de 1976.

CENTRALES EN ESTUDIO

DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL RIO PATIA

A partir de 1971 el ICEL inició el estudio de toda la cuenca del Patía (Departamento de Nariño) con el fin de determinar los posibles aprovechamientos hidroeléctricos existentes en la zona y dentro de éstos los más atractivos desde el punto de vista técnico - económico.

Los estudios preliminares se terminaron en 1972 y tuvieron un costo de \$6.542.900 más US\$387.000 y durante los mismos se escogieron dos proyectos denominados Patía 405 y Patía 236, con una potencia instalable de 1.540 MW y 1.110 MW respectivamente.

Los estudios de factibilidad se iniciaron en agosto de 1972 y el informe final para Patía 405 se entregó en mayo de 1974 con un costo de COL\$43.000.000 aproximadamente. Actualmente están llevándose a cabo los correspondientes a Patía 236 para los cuales se estima un costo de \$48 millones y se espera su terminación a principios de 1977. Para poder realizar estos estudios y continuar los correspondientes a Patía 405, es necesario contar en 1976 con recursos por 36.4 millones de pesos.

APROVECHAMIENTO MULTIPLE DE BETANIA

La importancia de este proyecto radica no solamente en el punto de vista de generación de energía, sino también de irrigación, control de inundaciones, explotación ictiológica y turismo.

Los estudios de prefactibilidad se iniciaron en 1972 y fueron terminados en junio de 1973 con un costo de \$10 millones, y dieron una capacidad instalable de 510 MW. La etapa de factibilidad, se inició en julio de 1973 y se espera terminarla en octubre de 1975, con un costo estimado de \$36 millones. En 1976 se requieren \$1.5 millones para la liquidación del estudio.

APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO DEL RIO MARGUA

El aprovechamiento hidroeléctrico del Río Margua se encuentra localizado al sur del departamento del Norte de Santander, a unos 50 kilómetros al suroeste de la ciudad de Pamplona.

En julio de 1974 se terminó el estudio de prefactibilidad con un costo de \$1.5 millones, el cual sugiere aprovechar las aguas del Río Margua para generación de energía por medio de dos aprovechamientos escalonados con una capacidad total de 630 MW.

APROVECHAMIENTOS HIDROELECTRICOS DEL RIO LA MIEL

Conjuntamente con la CHEC, el ICEL inició los estudios sobre el potencial hidroeléctrico de las cuencas hidrográficas de los ríos La Miel, Manso, Guarínó, Moro y Samaná Sur, al oriente de Caldas.

Se estima que la capacidad instalable del grupo de aprovechamientos sea del orden de 1600 MW. Actualmente está en negociación el contrato para adelantar los estudios preliminares de todos los aprovechamientos posibles y de prefactibilidad y factibilidad para 3 aprovechamientos como máximo. El costo total estimado para los estudios es de \$55.6 millones, la duración de estos estudios se estima en 3 años y las necesidades de recursos para 1976 se calculan en \$4.7 millones.

APORTES A ISA

Para dar cumplimiento a las obligaciones contraídas y contribuir al desarrollo hidroeléctrico del país, el ICEL requiere para 1976 la suma de \$408.751.000 con el fin de darlos como aportes a Interconexión Eléctrica S. A. (ISA).

TRANSMISION

LINEAS DE TRANSMISION TERMINADAS EN EL PERIODO DE 1974 - 1975

REGION SUROESTE

LINEA DE TRANSMISION FLORIDA II - POPAYAN

En el departamento del Cauca, CEDELCA con interventoría del ICEL, terminó en octubre de 1974, la línea de transmisión a 115 kV, Florida II - Popayán, con una capacidad de transmisión de 24 MW y 12 kms, con inversión aproximada de \$4.920.000 .

Esta línea interconectará a la Central Hidroeléctrica de Florida II (24 MW de capacidad) con la ciudad de Popayán que a la vez quedará interconectada al Sistema Central, a través de la línea Cali - Popayán.

ANILLO DE PASTO

En el departamento de Nariño, a fines de 1974, ICEL y CEDENAR terminaron la construcción del ANILLO DE PASTO, con longitud de 12 kilómetros, capacidad de transporte de 25 MW por circuito a 115 kV, doble circuito y con inversión aproximada de \$9.000.000. Esta obra interconecta las subestaciones de Pasto y Catambuco, alimentando a esta última desde la Central de Río Mayo y/o desde el Sistema de Interconexión Nacional a través de la línea Cali - Popayán - Pasto.

REGION NORDESTE

LINEA PAIPA - BUCARAMANGA - CUCUTA

Concebida dentro de la política eléctrica del Gobierno de interconectar las fuentes de generación del centro del país con el Sistema Nordeste, en diciembre de 1974 ICEL terminó la construcción de la línea de transmisión a 220 kV Paipa - Bucaramanga - Cúcuta, iniciada en febrero de 1972 y que favorece a los departamentos de Boyacá,

Santander y Norte de Santander.

La línea tiene 269 kms. y une los 3 puntos principales del Nordeste. La capacidad de transporte es de 130 MW y su costo total fué de \$163.1 millones aproximadamente.

Como complemento de esta línea se ejecutó la interconexión a 115 kV entre las subestaciones Florida Blanca - Palenque (8 kms) en Bucaramanga y Belén - Sevilla en Cúcuta a 115 kV (4 kms. doble circuito). Su costo total conjunto fué de \$8.5 millones y se terminaron simultáneamente con la línea a 220 kV.

Con el objeto de terminar su liquidación se requiere en 1976 una inversión de 5 millones de pesos.

REGION CENTRO

LINEA NEIVA - ALTAMIRA - FLORENCIA

Con el fin de integrar el sur del departamento del Huila y el Caquetá al Sistema Central, se programó y ejecutó la línea de transmisión 115 kV Neiva - Altamira, con capacidad de transporte de 18 MW y 118 kms. La inversión total fué de \$42.6 millones y se terminó en mayo de 1975. Para continuar con esta interconexión, en 1976 se requieren \$11.5 millones para el sector Altamira-Florencia.

LINEAS DE TRANSMISION EN PROCESO DE CONSTRUCCION, LICITACION O CONTRATO

REGION NORDESTE

LINEA 220 kV BARRANCABERMEJA - BUCARAMANGA

Constituye el enlace de las líneas Guatapé - Barrancabermeja y Paipa - Bucaramanga - Cúcuta y tiene una longitud de 95 kilómetros.

El proyecto requerirá una inversión de \$160.0 millones, deberá entrar en funcionamiento a más tardar en el año 1977 y formará parte del gran anillo a 220 kV del Sistema Nacional Interconectado.

Esta línea se encuentra actualmente en licitación y su construcción estará bajo la responsabilidad directa de la Filial Electrificadora de Santander, con la cooperación de ICEL.

LINEA PAIPA - BARBOSA - CHIQUINQUIRA

Con el propósito de suministrar energía a la región sur de Santander y el occidente de Boyacá actualmente se adelanta la construcción de la línea 115 kV Paipa - Barbosa - Chiquinquirá, con una longitud de 110 kilómetros, capacidad de transporte de 30 MW y con una inversión total aproximada de \$47.3 millones. Se espera que dicha obra esté terminada en 1976.

REGION COSTA ATLANTICA

LINEA MAGANGUE - MOMPOS - EL BANCO

Actualmente ICEL adelanta la construcción del sector a 115 kV Magangué - Mompós con una longitud total de 46 kilómetros, capacidad de transporte de 15 MW y con un costo aproximado de \$21.000.000. Se espera concluir esta obra a finales de 1975. En 1976 se tiene previsto continuar esta línea en el tramo Mompós - El Banco con un costo estimado de \$35.7 millones, para lo cual se requieren en 1976 recursos por 30.0 millones de pesos .

LINEA RIO CORDOBA - FUNDACION

Por otra parte el ICEL, dentro del Plan ICEL - BID, está adelantando la ejecución de la línea 115 kV Río Córdoba - Fundación con una longitud de 62 kms. Actualmente está contratada la interventoría y se han adquirido gran parte de materiales; igualmente están en proceso de tramitación los contratos de construcción y adquisición de materiales restantes. El costo total estimado es de \$22 millones y se prevé su terminación para mediados de 1976.

REGION SUR

LINEA POPAYAN - PASTO - IPIALES

ICEL ya adquirió la totalidad de los materiales para el segundo circuito 115 kV Popayán - Pasto con una longitud de 163 km, capacidad de transporte 25 MW por circuito y se encuentra próxima a salir a licitación la obra civil; se espera que la obra esté terminada a principios de 1976. La inversión total aproximada es del orden de 34 millones de pesos.

Con el objeto de interconectar el sur del departamento de Nariño al Sistema Central y con miras a la interconexión con el Ecuador, se encuentra en construcción el sector Pasto - Ipiales con longitud de 58 km, capacidad de transporte de 25 MW y con inversión aproximada de \$41.760.000. Esta obra estará en servicio en octubre de 1975. Para la liquidación del contrato se ha estimado en 1976 una inversión de \$28.0 millones.

VARIANTE JUANAMBU

Debido a problemas de persistente inestabilidad geológica de la zona que atraviesa la línea Popayán - Pasto, ha sido necesario rehacer completamente un tramo de 12 kms; con el objeto de continuar esta obra, para 1976 se calcula una inversión de 10 millones de pesos.

REGION OCCIDENTE

LINEA BOLOMBOLO - QUIBDO

De acuerdo con lo previsto y con el objeto de terminar la liquidación de los contratos de obra civil, y montaje de esta línea, se requieren \$4.000.000 para 1976.

REGION CENTRO

LINEA PRADO - NEIVA (Segundo Circuito)

Como continuación al desarrollo del Sistema de Hidroprado, se tiene en proceso de elaboración el contrato para adquisición de materiales para el montaje del segundo circuito de la línea Prado - Neiva con longitud de 110 km, capacidad de transporte de 25 MW por circuito a 115 kV y con inversión aproximada de \$23.500.000. Se estima que esta obra se termine a mediados de 1976.

DISTRIBUCION

SUBESTACIONES FINANCIADAS CON CREDITO FRANCES

Este préstamo para la complementación de los planes eléctricos regionales, ha permitido al ICEL una vez más, desarrollar su política eléctrica de proyección a nivel nacional canalizando recursos hacia las regiones más necesitadas.

Esto puede captarse en los cuadros siguientes donde se discrimina la inversión por zonas, para el programa del crédito francés principal así como para su primera ampliación.

A. Subestaciones Terminadas hasta julio de 1975 :

REGION	Número de Departamentos	Costo Miles COLS	Capacidad Instalada	Porcentaje Capacidad Total Instalada
COSTA ATLANTICA	5	230.200	774 MVA	71 %
NORDESTE	3	44.500	92 MVA	14 %
CENTRO OCCIDENTE	3	50.900	68 MVA	15 %
	11	325.600	934 MVA	100 %

B. Subestaciones en Construcción hasta julio de 1975 :

REGION	Número de Subestaciones	Costo Miles COLS	Capacidad Instalada	Porcentaje Capacidad Total Instalada
ANTIOQUIA	5	35.840	49 MVA	18 %
BOYACA	18	49.830	60 MVA	25 %
CAUCA	6	24.338	28 MVA	12 %
CUNDINAMARCA	4	33.400	36 MVA	17 %
HUILA - CAQUETA	5	46.200	40 MVA	23 %
NORTE SANTANDER	5	10.720	12 MVA	5 %
	43	200.328	225 MVA	100 %

Para continuar este amplio programa en 1976 se requieren 35 millones de pesos.

SUBESTACIONES DEL CAUCA CON FINANCIACION DEL EXIMBANK

Con un costo total de \$29 millones, en julio de 1975 el ICEL puso en servicio las subestaciones de Santander de Quilichao, Florida II v Popaván (parcial). con una potencia instalada de 59 MVA. Con el fin de terminar la liquidación de estas obras, para 1976 se precisa una inversión de \$1.000.000.

Por otra parte, en la actualidad está en proceso de fabricación el equipo para la tercera ampliación de las subestaciones de Popayán y Catambuco, que tendrán una potencia instalada de 16 MVA. El costo total estimado es del orden de \$24.6 millones y se espera que la obra este concluída en el tercer trimestre de 1976.

SUBESTACIONES DEL NORDESTE

Como complemento del Sistema del Nordeste, ICEL está ejecutando el montaje de 5 subestaciones (Bucaramanga, Barrancabermeja, Paipa, San Gil y Barbosa) con una potencia total de 300 MVA, que beneficiará a los departamentos de Boyacá, Santander y Norte de Santander.

El costo total de estas subestaciones asciende a la suma de \$120.1 millones y se prevé su terminación para finales de 1975. En 1976 se requerirán \$3.000.000 para la liquidación de los contratos respectivos.

OTROS PROGRAMAS DEL ICEL

PLANTAS MOVILES

Desde 1972 el ICEL ha adquirido e instalado, con una inversión de \$ 228.9 millones, un equipo de 82 plantas eléctricas diesel móviles, para una capacidad total de 32.200 kW, en plantas de capacidad que van desde 120 kW hasta 2.100 kW.

La realización de este proyecto ha permitido al ICEL abastecer la situación energética deficitaria que presentan los municipios donde se instalaron las plantas, situación ésta que se debe primordialmente a la carencia de líneas de transmisión que los una con los centros de producción de la entidad regional correspondiente.

La ubicación de las plantas ha obedecido al criterio de abastecer la demanda de los municipios menos favorecidos con los planes eléctricos regionales, y se indica a continuación :

R E G I O N	Número de Departamentos	Número de Municipios	Capacidad Instalada	Porcentaje del Total
COSTA ATLANTICA	6	41	19800 kW	64 %
CENTRO OCCIDENTE	3	5	2630 kW	9 %
NORDESTE	2	5	2720 kW	9 %
SUROCCIDENTE	2	8	985 kW	3 %
DEPARTAMENTO DEL META	1	7	1370 kW	4 %
TERRITORIOS NACIONALES	4	6	3435 kW	11 %
	18	72	30940 kW	100 %

Con este plan, el ICEL lleva el servicio eléctrico a importantes poblaciones del territorio nacional a donde aún no ha llegado un suministro confiable de energía proveniente de las grandes centrales eléctricas.

Para continuar en 1976 con este programa se requieren 10.0 millones de pesos aproximadamente.

RED DE COMUNICACIONES DEL SISTEMA SUROCCIDENTAL

Para controlar el suministro de energía a las regiones del Cauca y Nariño, el ICEL tiene en tramitación el contrato para la adquisición y montaje de los equipos necesarios de comunicaciones y protección por onda portadora, contando con las previsiones para instalar en el futuro un Centro de Control de Despacho de Carga. Se espera que para finales de 1976 este equipo se halle en operación normal. El costo total estimado es de \$12 millones, de los cuales se requieren en 1976 \$11.000.000 aproximadamente.

ELECTRIFICACION DE LETICIA

Con el fin de permitir el mejor funcionamiento de la Central Diesel de la ciudad, se inició el diseño para la construcción de una torre de enfriamiento para la Central. Adicionalmente se ha diseñado ya la remodelación de la red urbana para adaptarla al crecimiento de la demanda y actualmente se estudia la posibilidad de interconectar el Sistema de Leticia con el Brasil. Para poder iniciar en 1976 las obras correspondientes a la torre y la interconexión, se requieren \$3.5 millones. Las obras para remodelación y ampliación de la red se han incluido en otro programa que se describe más adelante.

ELECTRIFICACION DE ARAUCA

Para abastecer las necesidades de energía de la región y tras las conversaciones preliminares celebradas entre ICEL y CADAPE, se convino en interconectar a 34.5 kV las localidades de Arauca (Colombia) y Guasualito (Venezuela) con la instalación en Arauca de una subestación de capacidad entre 2.000 y 2.500 kVA, para un suministro inicial (desde Venezuela) de 600 kilovatios. La inversión inicial de parte de Colombia, será de COL\$500.000 aproximadamente y se espera que hacia mediados de 1976 esté en servicio la Interconexión.

PLANTAS DE CHINU

Teniendo en cuenta la necesidad de un completo mantenimiento de las plantas de Chinú que garantice adecuado suministro de energía, en 1974 ICEL inició la compra de unos repuestos para las mismas por un valor total de \$16.3 millones y para continuar con este programa se ha estimado en 1976 una inversión de 10 millones de pesos.

ELECTRIFICACION ZONA NORTE DE LA GUAJIRA

Con el fin de solucionar el déficit de energía de esta zona de la Costa Atlántica, el ICEL ha programado un plan de emergencia consistente en la instalación de una Central a gas de 15 MW, que aprovechará la explotación de los pozos de Ballenas. El costo total estimado es de \$173.7 millones. Está previsto que el programa finalizará en 1976.

ELECTRIFICACION DE NARIÑO

Con el objeto de complementar y terminar el plan de electrificación de este departamento que el ICEL inició desde 1972 y que cubre líneas de transmisión y subestaciones rurales, se requiere en 1976 una inversión de \$14.300.000.

ELECTRIFICACION DEL CHOCO

Este plan comprende la ampliación de la capacidad instalada, remodelación de redes e instalación de subestaciones en varios municipios del departamento.

Para su terminación en 1976 este programa requiere una inversión de \$52.000.000 aproximadamente.

ELECTRIFICACION DEL CESAR

Este programa del ICEL, estructurado en dos etapas, comprende el suministro y montaje de cerca de 722 kilómetros de líneas de transmisión y subtransmisión, de 16147 kilómetros de redes de distribución y de 30.5 MVA de capacidad de transformación en subestaciones de subtransmisión. El plan beneficiará a la población del Cesar y su costo total se estima en \$418.2 millones; su terminación se prevé para 1979, para lo cual se requiere en 1976 una inversión de \$28.000.000 aproximadamente.

ELECTRIFICACION ZONA SUR GUAJIRA

Este plan complementa el programa del Cesar y se presenta como una solución a corto plazo, comprende la construcción de líneas de subtransmisión, la red de Maicao y la adquisición de repuestos para plantas en funcionamiento. Para su ejecución se ha estimado una inversión del orden de \$19.000.000.

ELECTRIFICACION DE PUERTO BOYACA

A fin de solucionar la situación energética de Puerto Boyacá, se ha previsto la construcción de una línea de transmisión desde Puerto Inmarco (Antioquia), con un costo total estimado de \$25 millones con subestaciones incluidas. La obra deberá estar finalizada a principios de 1976 y requiere para ese año una inversión de \$22.000.000 aproximadamente.

ELECTRIFICACION EN EL MAGDALENA

Dentro de los programas de electrificación de ICEL en este departamento figura la construcción de la Red de Fundación, la cual se prevé terminar en 1976. Igualmente dentro de este programa se ha previsto la compra de algunos repuestos para las plantas en funcionamiento. La inversión estimada de este plan para 1976 es del orden de \$4.400.000.

ELECTRIFICACION DE SUCRE

Con el fin de complementar los programas regionales de electrificación en el departamento, el ICEL ha programado la construcción de redes de distribución, subestaciones y la línea Sincelejo-Ovejas, que favorecerán a varios municipios del departamento. El costo total del proyecto es de \$19.000.000 aproximadamente de los cuales se requieren para 1976 \$16.000.000.

ELECTRIFICACION TERRITORIOS NACIONALES

Para la electrificación de estas zonas, el ICEL ha estructurado un plan de ejecución inmediata en las localidades de Puerto Asís, Yopal y Leticia, que comprende principalmente la construcción de redes de distribución o remodelación y ampliación de las existentes. El costo total estimado para este programa es de \$60.000.000 y se espera terminarlo en 1978. Para continuar con este plan se requiere en 1976 una inversión del orden de \$20.000.000.

ELECTRIFICACION OCCIDENTE DE ANTIOQUIA

Con miras a buscar una solución definitiva del déficit energético de las regiones de Urabá, Occidente de Antioquia y Bajo Magdalena, el ICEL ha estructurado un plan de electrificación para esta zona.

El plan consiste básicamente en la construcción de líneas de subtransmisión, subestaciones y redes de distribución necesarias. El costo total estimado para este programa es de 170 millones de pesos y se prevé su terminación en 1977.

ELECTRIFICACION DE CUNDINAMARCA

Con el objeto de ampliar el suministro de energía a varias poblaciones del departamento, el ICEL ha proyectado inicialmente la construcción de la línea de transmisión Guaduro - Villeta y Muña - Fusagasugá; el costo total estimado de esta etapa es de \$34.9 millones de los cuales se requiere para 1976 la suma de \$12.558.000 aproximadamente.

EQUIPO DE ONDA PORTADORA PARA EL SISTEMA DEL NORDESTE

El Sistema Interconectado del Nordeste Colombiano conformado por los departamentos de Norte de Santander, Santander y Boyacá, requiere inicialmente para su correcto funcionamiento, un equipo de comunicaciones por onda portadora con miras a un futuro Centro de Control de Despacho de Carga con el objeto de poder supervisar y controlar el flujo de energía optimizada y demás parámetros inherentes al sistema. El costo será cubierto conjuntamente por las tres electrificadoras y se estima en \$18 millones aproximadamente.

AREA DE SISTEMAS EN EL ICEL

El ICEL ha continuado durante el presente año desarrollando un plan de sistematización orientado inicialmente a cubrir básicamente los aspectos administrativo y técnico de la entidad y sus filiales.

Dentro del marco administrativo se concibió un solo sistema automático de información, conformado por cuatro subsistemas principales denominados facturación del servicio de energía, contabilidad, almacenes y pago de salarios.

Los datos para cada programa provienen del ICEL y sus empresas filiales con el fin de elaborar, por medios automáticos, información separada proveniente de cada uno de los subsistemas e información sintetizada obtenida al cruzar los cuatro subsistemas que conforman el sistema global. (Véase Figura No. 1 al final del Capítulo).

Con referencia al desarrollo de programas técnicos, el ICEL consideró que era necesario disponer de una biblioteca de programas de esta índole como un medio de facilitar análisis óptimos de los proyectos a su cargo.

Sin embargo a fin de evitar duplicidades y desperdicios en este campo, se decidió realizar un censo para conocer qué programas de utilidad existen en el país, para facilitar su uso al ICEL y sus filiales, y para que en un futuro esta biblioteca pueda servir a todas las entidades del Sector Minas - Energía. (Véase Figura No. 2 al final del Capítulo).

Además, teniendo en cuenta que para alcanzar una buena efectividad de la sistematización es necesario que el personal esté informado sobre la bondad de los métodos nuevos, se han realizado y programado cursos orientados a la capacitación del personal tanto administrativo como técnico en metodología de computación.

OTRAS ENTIDADES DEL SECTOR ELECTRICO

INTERCONEXION ELECTRICA S. A. - ISA -

TRANSMISION

A finales de 1974, ISA, con cooperación financiera del ICEL, terminó la línea 220 kV Guatapé - Barrancabermeja, de 200 kms de longitud y una inversión total aproximada de \$192 millones. Con esta línea se integra el mercado del Nordeste al Sistema Nacional.

Actualmente, e integrado al proyecto Chivor I, ISA está adelantando la construcción de las líneas a 220 kV y de doble circuito : Chivor - Paipa (121 kms), Chivor - Torca (103 kms) y Torca - La Mesa (59 kms), con una inversión total del orden de \$440 millones; además, estas líneas deberán estar terminadas simultáneamente con la Hidroeléctrica de Chivor I. Por otra parte, ISA tiene en estudio la expansión del sistema de líneas de transmisión a 220 kV, que integre a la red nacional las Centrales Hidroeléctricas de San Carlos I y Chivor II.

GENERACION

Está en construcción la Central de Chivor I (capacidad instalada 500 MW) y se estima su terminación para finales de 1976; la segunda etapa (Chivor II) ampliará, la capacidad a 1000 MW. El costo total de todo el proyecto Chivor se estima en \$8.600 millones aproximadamente, incluyendo subestaciones.

Por otra parte, recientemente se inició la construcción de la Central de San Carlos I que tendrá una capacidad instalada de 620 MW para generar anualmente alrededor de 3.6 millones de MWH. El costo estimado para esta Central es de \$7.230 millones incluyendo líneas y subestaciones. Su terminación se prevé para principios de 1981.

En cuanto al estudio de los futuros proyectos de generación hidroeléctrica que está adelantando ISA, están los aprovechamientos de los ríos Sogamoso, Cauca Medio, (5 desarrollos), Nechi, Saldaña (2 desarrollos), Magdalena (entre Girardot y Honda), Guavio, San Juan, (1 desarrollo), San Carlos (segunda etapa) y Nare. Estos estudios, comprenden una capacidad instalable del orden de 18540 MW.

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA - CORELCA -

GENERACION

Actualmente la Corporación está ejecutando las obras de la Central Térmica de Cartagena I (capacidad instalada de 132 MW) para una generación anual estimada de 800 GWH y un costo de aproximadamente COL\$928 millones. Se espera que dicha obra esté terminada en 1977.

Como proyecto futuro de generación se están finalizando los estudios de prefactibilidad del proyecto hidroeléctrico del Alto Sinú, el cual tiene tres desarrollos atractivos: Urrá I, Urrá II, y Verde I para una posible capacidad instalada de 1760 MW, con una inversión aproximada de COL\$6.300 millones.

Además, se están ejecutando los estudios preliminares de un aprovechamiento hidroeléctrico en la Sierra Nevada (capacidad instalable 1200 MW) y se prevé que para finales de 1976 se inicien los estudios de prefactibilidad, a los cuales se les ha estimado un costo del orden de COL\$36 millones.

Actualmente, dentro del área de generación se está estudiando un ensanche térmico (con la respectiva ampliación del sistema de transmisión) del sistema CORELCA para el período 1976 - 1985, contemplándose inicialmente una ampliación de las Centrales Termobarranquilla o Termocartagena, o bien la construcción de una nueva central a carbón posiblemente en Cerrejón.

Dentro del área de generación también se ha contemplado la ampliación del Centro de Despacho del Sistema y se espera que para finales de 1977 estén concluidos los estudios respectivos con un costo total del orden de COL\$9.5 millones.

Por otra parte, está en estudio un plan de emergencia para CORELCA en el período 1975 - 1976 el cual debe estar ejecutado en octubre de 1976 con una inversión estimada de COL\$211.0 millones aproximadamente.

TRANSMISION

En esta área se encuentran en ejecución los diseños de la línea de interconexión a 500 kV con el Sistema Central, que tiene una longitud de 520 kms y una capacidad de transporte de 800 MW; la inversión estimada, conjuntamente con las subestaciones, es del orden de COL\$1.670 millones para un circuito y se espera que esté en operación a finales de 1979.

Igualmente se encuentran terminados los estudios y diseños de la línea, Sabanalarga - Fundación - Valledupar, a 220 kV y 235 kms; las licitaciones correspondientes se encuentran abiertas desde principios de 1975 y se espera que para mediados de 1977 esté en operación esta línea. El costo estimado para su construcción es de COL\$453.3 millones, incluyendo subestaciones.

Por otra parte se abrieron a mediados de 1975 las licitaciones para la línea 115 kV Ternera - Tolúviejo. El costo total del proyecto se ha calculado en COL\$70 millones aproximadamente y se espera que para mediados de 1977 el proyecto esté terminado.

Además, se ha completado un estudio para abastecer energía a 7 municipios que conforman la Provincia del Río (Sitio Nuevo, Salamina, Pivijay, Guaymaro, Cerro de San Antonio, Remolino y Pedraza) en el departamento del Magdalena; la construcción de las líneas y redes diseñadas se calculan en COL\$25 millones aproximadamente. Igualmente existe un proyecto para algunos municipios del Magdalena medio y de Guajira y Cesar, con una inversión total estimada de COL\$20 millones aproximadamente.

CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA - C.V.C. -

GENERACION

Para ampliar la capacidad instalada del sistema en 340 MW la CVC ejecutó el proyecto hidroeléctrico del Alto Anchicayá, que fué terminado en julio de 1974. El costo total del proyecto fué de COL\$3.330 millones y generará anualmente 1600 GWH.

Por otra parte la CVC espera iniciar en 1976 la ejecución Proyecto de Propósito Múltiple de Salvajina, que además de evitar los peligros de inundación en el Valle del Cauca, ampliará el sistema de generación de la CVC en 270 MW. El costo total de la parte eléctrica del proyecto es de COL\$2.850 millones y su terminación está prevista para el año 1981.

TRANSMISION Y DISTRIBUCION

Durante el período 1974 - 1975, la CVC ejecutó obras en ampliación y modificación de subestaciones por un valor de \$16 millones aproximadamente para 140 MVA. En la actualidad, en ese mismo campo se están adelantando obras por un valor de \$18 millones para ampliar en 102 MVA la potencia instalada en las subestaciones.

Por otra parte a partir de 1976 se han programado inversiones para subestaciones, líneas y sistemas de comunicación por un valor del orden de \$64.8 millones.

En el área de la electrificación rural en el período 1974 - 1975 se ejecutaron 189 kms de líneas y se instalaron 10000 kVA en subestaciones con una inversión total del orden de \$12 millones. En la actualidad se están ejecutando inversiones de aproximadamente \$5 millones en 77 kms de líneas y 506 kVA y para después de 1976 se tiene planeado un programa de 147 kms de líneas y 695 kVA.

En cuanto a electrificación urbana se refiere, en el período 1974-1975 se ejecutaron obras por un valor de \$1.3 millones y actualmente se están ejecutando y se tienen programadas inversiones en esta área por valor de aproximadamente \$1.8 millones.

GENERACION

Actualmente está en construcción la segunda etapa de la Central Hidráulica de Guatapé que aumentará la capacidad instalada del sistema en 280 MW.

Se estima que esta segunda etapa entre en operación a finales de 1977 con lo cual se ampliará el servicio de energía eléctrica a los mercados de Medellín y regiones aledañas y a nivel nacional a través de ISA.

El costo total estimado durante el período de construcción es del orden de COL\$ 3.441 millones de pesos, que incluye la línea de transmisión a 220 kV Guatapé - Medellín, (55 kms doble circuito), la relocalización de la población de El Peñol y obras de protección de Guatapé, la ampliación de la red de distribución y el centro de carga y control de despacho y comunicaciones.

Con miras a ampliar la capacidad instalada en 200 MW se proyecta para la próxima década desviar el cauce de los ríos Dolores y Pajarito al río Guadalupe y aprovechar este caudal en generación.

TRANSMISION

En el área de transmisión, se iniciará la construcción de la línea 115 kV, doble circuito, Guadalupe - Cerromatoso de 143 kms, cuyo costo es del orden de \$318 millones y deberá estar en operación a mediados de 1978.

En julio de 1974 se terminó la construcción de la línea a 110 kV, un circuito y 62 kilómetros de longitud, Guatapé - Puerto Inmarco, con un costo total de COL\$20 millones que atenderá el servicio de Cementos Nare, Colcarburos y Puerto Boyacá. Igualmente, se han completado los estudios de la línea a 110 kV Ríonegro - Ríopiedras, un circuito y 25 kilómetros de longitud, para atender la demanda de energía durante la construcción y posteriormente la operación de la Central de Bombeo del Ríopiedras; su costo estimado es de \$20 millones deberá estar en servicio en diciembre de 1976.

GENERACION

Para finales de 1975 está prevista la entrada en operación de la tercera unidad de la Planta Martín del Corral que ampliará la capacidad actual instalada (638.5 MW) a 704.5 MW, con un costo estimado de \$337 millones.

En la actualidad se adelantan los estudios del segundo desarrollo hidroeléctrico de El Colegio y del Programa de Regulación Adicional del Río Bogotá en la zona de Alicachín - El Colegio, el cual forma parte de un plan general de propósito múltiple para el desarrollo integrado de aprovechamiento de los recursos de agua y energía de Bogotá. Este plan incluye la desviación y regulación de caudales de la hoya del Alto Guaitiquía (Proyecto Chingaza), de las hoyas de los ríos Ariare, Sumapaz y Ríonegro (Proyecto Sumapaz), y de las cabeceras del Río Suárez (Proyecto Suárez).

Con este proyecto se busca primordialmente el abastecimiento de agua potable al área de Bogotá y a la Sabana y controlar las inundaciones del río Bogotá, la ampliación del sistema hidroeléctrico de la empresa, mediante el segundo desarrollo de El Colegio, y beneficios de irrigación, recreación y turismo en la zona.

El proyecto hidroeléctrico tendría una capacidad de 1.040 MW, desarrollable en dos etapas de 520 MW cada una y está situado al suroeste de Bogotá.

La primera etapa del desarrollo que incluye las desviaciones de los ríos Chuza y Guaitiquía y comparte el caudal resultante del Río Bogotá con las instalaciones actuales de este sistema hidroeléctrico, tiene un costo total estimado de \$3.876 millones.

Además existe el programa de regulación adicional, en busca de un mayor aprovechamiento del caudal del río Bogotá, que comprende el realce de la presa y vertedero de excesos del Sisga, instalación de una nueva unidad de bombeo en la estación de Sesquilé para duplicar la capacidad de bombeo hacia el embalse de Guatavita y la construcción del embalse de Alto Muña con un costo total estimado para estas obras de \$440.7 millones.



PRINCIPALES PROYECTOS A CARGO DE ICEL

1.975

CUADRO Nº II - 1

DISTRIBUCION

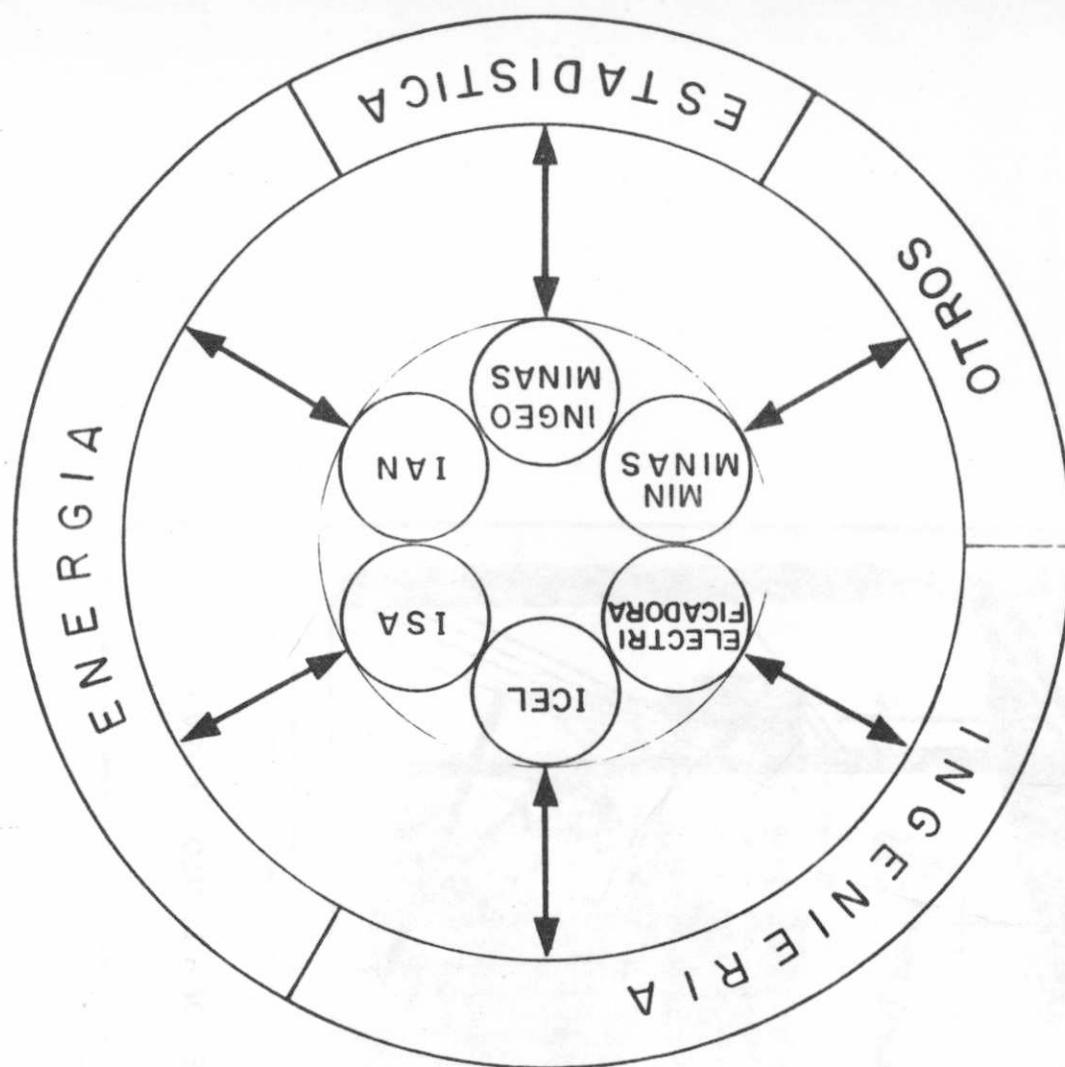
En el aspecto distribución, en 1974 se instalaron 1.349 transformadores con una capacidad de 111 MVA. El crecimiento del sistema de distribución de la empresa en comparación con 1973, fué del orden del 28% en tensión media y del 69% en baja tensión.

En el área de Electrificación Rural en las zonas cafeteras y de acuerdo con los contratos firmados entre la Federación Nacional de Cafeteros, Comité Departamental de Cafeteros de Cundinamarca y la Empresa, se completaron 812 kms de líneas de sub-transmisión y distribución, 846 kms de redes de baja tensión y una potencia instalada de 14 MVA.

En la Zona Norte, el sistema completó 220 kms de líneas de subtransmisión, 1040 kms de redes de baja tensión y una potencia instalada de 34.2 MVA.

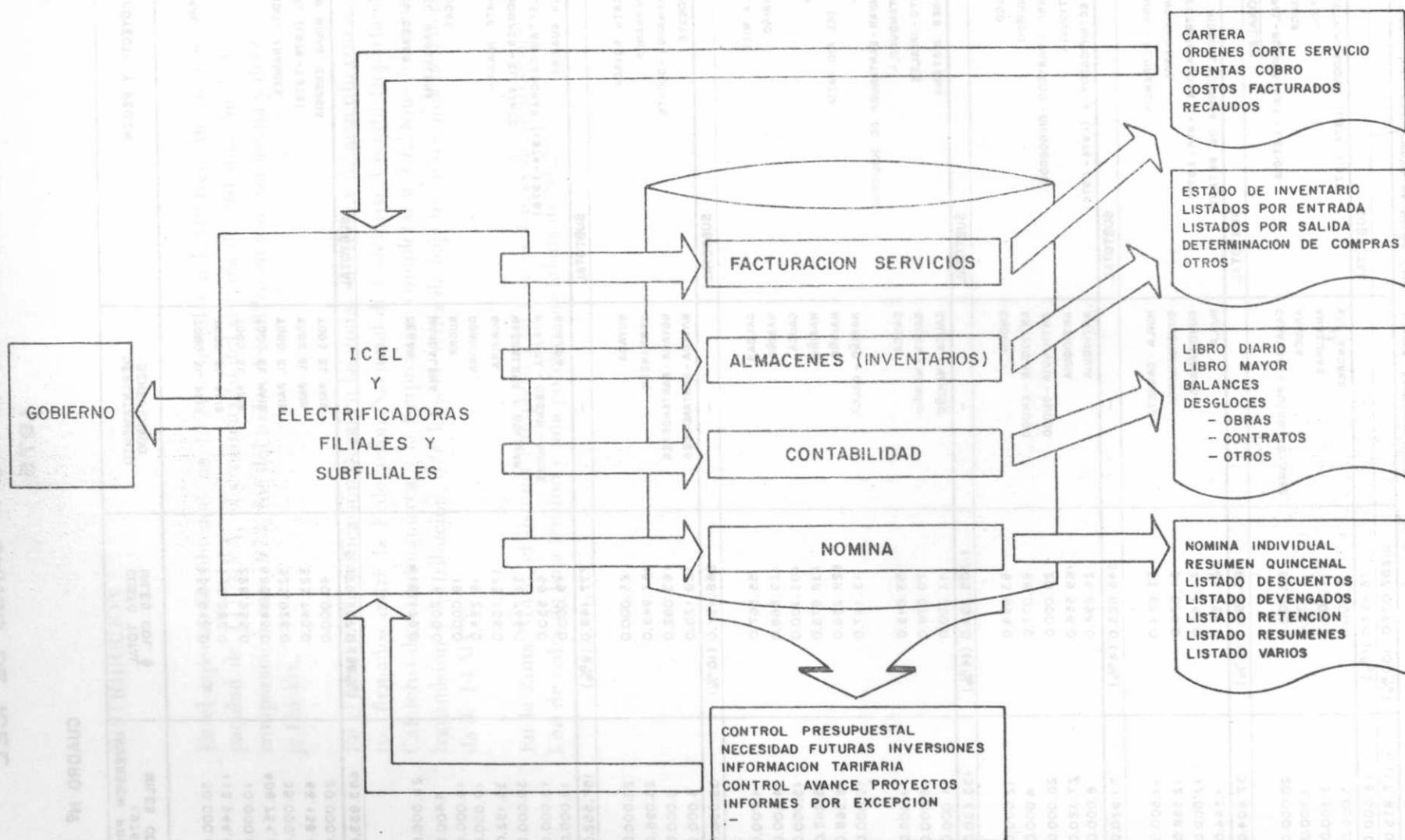
PROYECTO Y REGION	DEPARTAMENTO BENEFICIADO	COSTO TOTAL MILES COL. \$	INVERSION PROGRAMADA 1.976 MILES COL. \$
●- TODO EL PAIS			
ELECTRIFICACION RURAL	TODO EL PAIS	1.356.642.0	30.000.0 (*)
PLAN ICEL-BID	TODO EL PAIS	1.118.282.0	113.944.0
PLANTAS MOVILES	TODO EL PAIS	228.955.0	40.000.0
APORTES ISA	TODO EL PAIS	1.585.645.0	408.751.0
SUBESTACIONES CREDITO FRANCES	TODO EL PAIS	525.928.0	35.000.0
FUNCIONAMIENTO ICEL (1.974 - 1.978)	TODO EL PAIS	323.745.0	66.138.0
COMPUTADOR SECTOR MINAS - ENERGIA	TODO EL PAIS	40.000.0	20.000.0
SUBTOTAL	-	5.179.167.0 (58%)	683.833.0 (58%)
●- COSTA ATLANTICA			
ELECTRIFICACION DEL CESAR	CESAR	418.179.0	28.000.0
ELECTRIFICACION DEL MAGDALENA	MAGDALENA	4.700.0	4.400.0
ELECTRIFICACION SUCRE	SUCRE	19.000.0	16.000.0
PLANTA DE CHINU	CORDOBA	16.289.0	10.000.0
ELECTRIFICACION NORTE GUAJIRA	GUAJIRA	173.706.0	35.152.0
LINEA MAGANQUE - MOMPOS - EL BANCO	MAGDALENA Y BOLIVAR	56.744.0	30.000.0
FUNCIONAMIENTO ELECTRIFICADORAS (1.974 - 1.978)	GUAJIRA - CESAR - SUCRE	69.530.0	15.000.0
ELECTRIFICACION SUR GUAJIRA	GUAJIRA	19.000.0	19.000.0
SUBTOTAL	-	777.148.0 (9%)	157.552.0 (14%)
●- NORDESTE			
ELECTRIFICACION PUERTO BOYACA	BOYACA	25.000.0	22.000.0
AMPLIACION TERMOBARRANCA	SANTANDER	557.949.0	25.096.0
LINEA PAIPA - BUCARAMANGA - CUCUTA	BOYACA - SANTANDERES	163.082.0	5.000.0
SUBESTACIONES NORDESTE	BOYACA - SANTANDERES	120.120.0	3.000.0
SUBTOTAL	-	866.151.0 (10%)	55.096.0 (5%)
●- SUROESTE			
ESTUDIOS DEL RIO LA MIEL	CALDAS	55.567.0	4.700.0
ELECTRIFICACION NARIÑO	NARIÑO	129.868.0	14.300.0
HIDROFLORIDA II	CAUCA	103.400.0	15.000.0
PLANTA DE TUMACO	NARIÑO	138.675.0	13.262.0
ESTUDIOS Y DISEÑOS DEL RIO PATIA	NARIÑO	629.236.0	36.368.0
VARIANTE JUANAMBU	NARIÑO - CAUCA	13.117.0	10.000.0
SUBESTACIONES POPAYAN - SANTANDER DE QUILCHAO	CAUCA	53.613.0	1.000.0
FLORIDA II Y CATAMBUCO.-	CAUCA	70.078.0	28.000.0
LINEA POPAYAN - PASTO - IPIALES	CAUCA - NARIÑO	12.000.0	11.000.0
EQUIPO COMUNICACIONES SISTEMA	CAUCA - NARIÑO	12.000.0	11.000.0
SUBTOTAL	-	1.205.254.0 (14%)	133.630.0 (11%)
●- NOROESTE			
ELECTRIFICACION CHOCO	CHOCO	63.894.0	12.000.0
LINEA BOLOBOLO - QUIBDO	ANTIOQUIA - CHOCO	66.077.0	4.000.0
ELECTRIFICACION TURBO - APARTADO - CHIGORODO	ANTIOQUIA - CHOCO	20.000.0	20.000.0
ELECTRIFICACION ANTIOQUIA	ANTIOQUIA	169.956.0	27.920.0
FUNCIONAMIENTO ELECTRIFICADORAS (1.974 - 1.978)	ANTIOQUIA	26.698.0	8.000.0
SUBTOTAL	-	346.625.0 (4%)	71.920.0 (6%)
●- CENTRO			
LINEA NEIVA - ALTAMIRA - FLORENCIA	HUILA - CAQUETA	63.624.0	11.500.0
ELECTRIFICACION CUNDINAMARCA	CUNDINAMARCA	34.879.0	12.558.0
FUNCIONAMIENTO ELECTRIFICADORA (1.974 - 1.978)	CUNDINAMARCA	44.340.0	12.000.0
ESTUDIOS Y DISEÑOS HIDROELECTRICA DE BETANIA	HUILA	263.755.0	1.546.0
SUBTOTAL	-	406.595.0 (4%)	37.604.0 (4%)
●- TERRITORIOS NACIONALES			
ELECTRIFICACION YOPAL - PUERTO ASIS - LETICIA	CASANARE - PUTUMAYO - AMAZ.	60.000.0	20.000.0
ELECTRIFICACION ARAUCA	ARAUCA	3.635.0	1.500.0
ELECTRIFICACION LETICIA	AMAZONAS	4.502.0	3.500.0
FUNCIONAMIENTO ELECTRIFICADORA (1.974 - 1.977)	SAN ANDRES	8.000.0	3.000.0
SUBTOTAL	-	76.137.0 (1%)	28.000.0 (2%)
●- TOTAL:	-	8.857.077.0 (100%)	1.167.635.0 (100%)

●- NOTA: (*) = Corresponden a los departamentos de Nariño, Cauca, Boyacá, Santander, Córdoba y Sucre incluidos en la primera etapa del desarrollo rural integrado (DRI).-



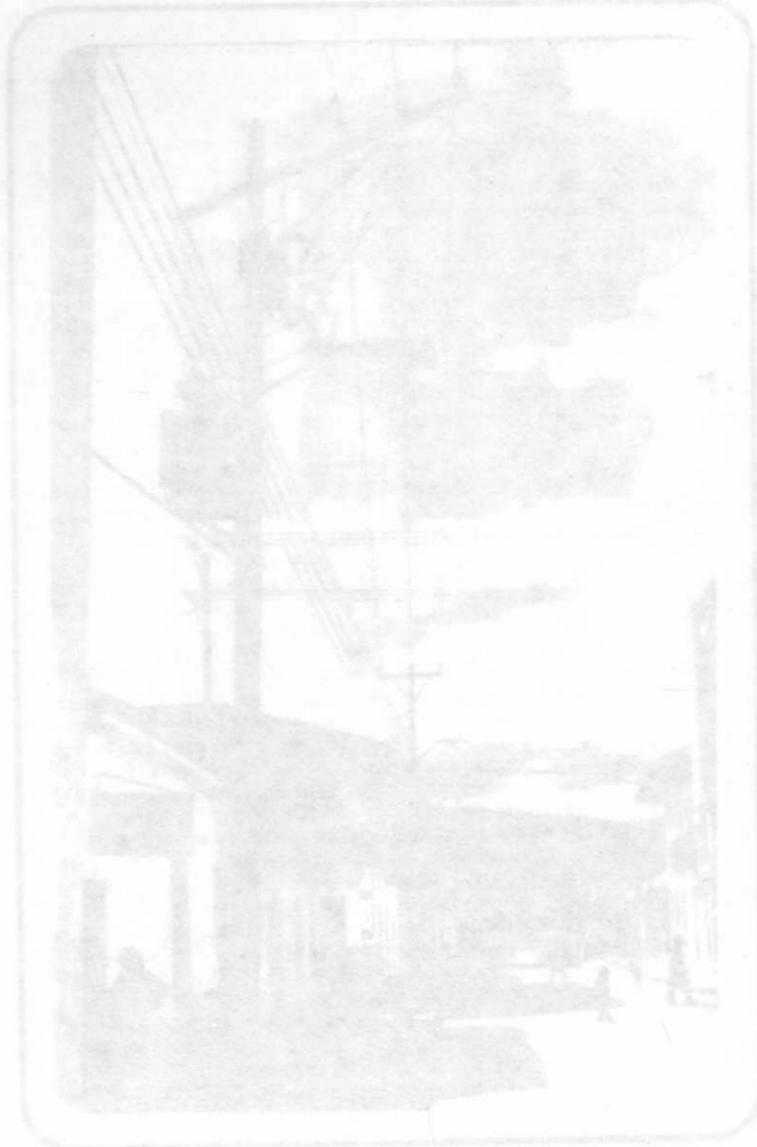
BIBLIOTECA DE PROGRAMAS TECNICOS

SISTEMA INTEGRADO DE INTERCAMBIO DE INFORMACION FINANCIERA





RED DE PITAITO (HUILA)



Los datos y planos de las redes de distribución eléctrica en el momento de la ejecución del Plan de Subtransmisión y Distribución ICEL - BID, mediante el esfuerzo combinado de ICCEL y trece (13) de sus Empresas Filiales.

Inicialmente el Plan se estructuró abarcando el diseño y construcción de 122 redes eléctricas, 39 subestaciones y 106 líneas de subtransmisión, con una inversión total de US\$43.5 millones y un plazo de ejecución hasta mayo 28 de 1975.

REFORMULACION DEL PLAN

Para unificar criterios de diseño e implantar metodologías en la realización de los trabajos, ICCEL elaboró y publicó las Normas para Sistemas de Subtransmisión y Distribución. Estas Normas, que han marcado un precedente en el desarrollo de la Ingeniería Colombiana, irán siendo perfeccionadas en la medida en que se profundice su aplicación, canalizando hacia ellas la experiencia adquirida.

RECUESTO HISTORICO

En marzo de 1971 el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica inició el Plan de Subtransmisión y Distribución ICCEL - BID, mediante el esfuerzo combinado de ICCEL y trece (13) de sus Empresas Filiales.

Paralelamente a la elaboración de las Normas se procedió a contratar los estudios y diseños con firmas particulares y con las Electricificadoras que aseguraban la suficiente capacidad operativa. Asimismo se abrieron licitaciones para la adquisición de equipos y materiales buscando favorecer a la Industria Nacional, quien ha derivado invaluables beneficios de las inversiones del Plan.

Hoy día la totalidad de estudios se encuentran concluídos.

Las adquisiciones de materiales han sufrido algunos retrasos, debido en especial a la escasez de hierro y cemento en el mercado nacional, a la falta de capacidad de la industria colombiana para entregar los suministros en el tiempo previsto, y a diversos problemas laborales que se han presentado.

Dentro de las realizaciones del Plan se cuentan 46 líneas y 33 redes eléctricas construidas, 11 líneas y 19 redes están en construcción y un apreciable volumen de licitaciones para construcción se encuentran en trámite.

REFORMULACION DEL PLAN

Durante los últimos años, se han observado aumentos significativos de costos en los materiales y en mano de obra. Esto incidió fuertemente en las previsiones del Plan, por lo cual fué necesario ajustar las inversiones y fijar prioridades de construcción hasta tal punto que se limitó el alcance del Plan, de manera que en la actualidad prevé la construcción de 95 líneas, 112 redes y 32 subestaciones.

Esta reestructuración está condensada en el documento "Reformulación del Plan de Subtransmisión y Distribución ICEL - BID" el cual fué presentado al Banco Interamericano de Desarrollo.

La Reformulación del Plan consiste básicamente en realizar la mayor cantidad de obra con los fondos inmodificados del BID y fondos ajustados de contrapartida local. Para ésto se solicitó al BID una ampliación del monto y los trabajos de construcción, que serían contratados con las Electrificadoras, quienes tienen costos más reducidos. El BID aprobó esta solicitud y amplió a US\$700.000 el monto máximo de los contratos de construcción con una sola Electrificadora y fijó en US\$4.5 millones el monto total a ejecutar por las filiales de ICEL. Asimismo fijó el 28 de mayo de 1976 como fecha límite para efectuar desembolsos.

La posibilidad de contratar la construcción con las Electrificadoras permitirá la rápida ejecución de las obras, obteniéndose economías en tiempo y dinero.

Los cuadros anexos presentan algunas características técnicas y el costo de las obras construidas hasta el 31 de mayo de 1975.

Pese al gran esfuerzo hecho por ICEL y sus Electrificadoras para ejecutar el Plan dentro de los términos iniciales acordados con el Banco y considerando las dificultades en la adquisición de materiales, los dispendiosos procesos administrativos de las licitaciones y la escasez de recursos financieros por parte de las Electrificadoras, el plazo original fijado para la ejecución del Plan ha resultado insuficiente, motivo por el cual hubo necesidad de solicitar prórroga al Banco para la última fecha de los desembolsos, buscando en esta forma la completa utilización del préstamo del BID.

Un análisis detallado de los estados financieros de las Electrificadoras beneficiadas con el Plan, puso de relieve su carencia de recursos monetarios para atender sus compromisos inmediatos con el mismo; motivo por el cual, de común acuerdo con el Banco, se pactó el aporte en servicio y moneda aceptando en los primeros, aquellos diseños y construcciones que la Electrificadora efectuará como contratista, y buscando financiar el aporte monetario mediante empréstitos internos por parte de las Electrificadoras.

El Banco accedió ampliar el plazo en un año. Resulta sinembargo difícil llevar a feliz término cada una de las obras del Plan, si no hay de por medio un consenso general de la prioridad e importancia que presenta para la nación el éxito del Plan ICEL - BID.

En los momentos actuales, dicho éxito está condicionado básicamente a la inmediata liquidez de los recursos financieros en lo tocante a la contrapartida local. Para terminar el Plan se requiere una contrapartida por parte del ICEL, por la suma de US\$7.1 millones; las Electrificadoras deberán aportar además la suma de US\$5.1 millones.

Las cifras citadas ponen de presente un monto de requerimientos superior a las disponibilidades actuales del Presupuesto Nacional para este programa y plantean la urgencia de allegar recursos presupuestales adicionales que permitan atender las necesidades inmediatas.



PLAN ICEL - BID - ESTADO DE OBRAS POR DEPARTAMENTO
(HASTA MAYO 31/75)

CUADRO Nº III - 1

DEPARTAMENTO	LINEAS			REDES			SUBESTACIONES	
	C	E.C.	P.C.	C	E.C.	P.C.	E.C.	P.C.
- ANTIOQUIA	3	3	7	-	1	1	-	3
- ATLANTICO	6	-	11	9	1	7	-	6
- BOLIVAR	2	-	3	1	1	10	-	2
- BOYACA	4	-	2	1	1	5	-	1
- CAUCA	5	2	3	-	2	3	1	1
- CORDOBA	1	-	5	1	1	6	-	4
- CUNDINAMARCA	5	1	3	1	-	5	-	2
- HUILA	4	2	1	6	4	-	1	3
- MAGDALENA	1	1	-	1	2	3	1	1
- NARIÑO	-	-	1	8	4	8	-	-
- SANTANDER	3	1	2	-	1	3	1	-
- TOLIMA	11	-	-	4	1	8	-	5
- SUCRE	1	1	-	1	-	2	-	-
● TOTAL	46	11	38	33	19	61	4	28

● CONVENCIONES: C = CONSTRUIDA
EC = EN CONSTRUCCION
PC = POR CONSTRUIR



PLAN ICEL - BID - REDES CONSTRUIDAS
(HASTA MAYO 31/75)

CUADRO Nº III - 2

DESCRIPCION	PRIMARIO Kms.	SECUNDARIO Kms.	TRANSFORMACION KVA	COSTO MILES COL. \$
● - ATLANTICO	17.2	39.6	1.285	5.575.0
JUAN DE ACOSTA	2.5	8.2	275	885.0
PUERTO GIRALDO	3.0	6.2	165	1.152.5
SACO	1.1	2.7	85	392.5
PIOJO	1.9	4.5	145	702.5
VILLA ROSA	1.0	4.0	175	522.5
SANTA VERONICA	0.9	2.3	30	302.5
CARACOLI	0.8	2.1	80	352.5
CHORRERA	3.0	4.8	165	632.5
SIBARCO	3.0	4.8	165	632.5
● - BOLIVAR	2.5	6.9	337	977.5
BAYUNCA	2.5	6.9	337	977.5
● - BOYACA	12.8	36.9	1.790	4.412.5
CHIQUINQUIRA	12.8	36.9	1.790	4.412.5
● - CORDOBA	1.5	5.7	175	522.5
CHIMA	1.5	5.7	175	522.5
● - CUNDINAMARCA	2.2	7.5	320	712.5
UTICA	2.2	7.5	320	712.5
● - HUILA	34.5	84.7	5.154	8.712.5
GIGANTE	6.6	11.9	442	1.205.0
ALGECIRAS	4.2	11.3	565	1.052.5
LA PLATA	5.5	14.5	742	1.362.5
SAN AGUSTIN	3.5	9.6	450	927.5
PALERMO	3.0	10.6	515	1.380.0
PITALITO	11.7	26.8	2.440	2.785.0
● - MAGDALENA	9.0	30.6	2.500	7.810.0
SANTA MARTA	9.0	30.6	2.500	7.810.0
● - NARIÑO	35.5	65.0	5.567	7.540.0
IPIALES	26.0	33.4	4.055	4.477.5
ANCUYA	0.8	3.6	225	330.0
SAN JOSE	0.7	2.8	155	332.5
CHACHAGÜI	0.9	3.2	163	277.5
BUESACO	2.8	5.9	253	495.0
FUNES	2.0	6.0	228	752.5
ILES	0.6	2.8	138	265.0
TONGUA	1.2	3.3	175	277.5
EL CHARCO	0.5	4.0	175	332.5
● - TOLIMA	5.7	19.5	1.162	2.362.5
COELLO	0.9	3.6	145	337.5
HERVEO	1.6	4.1	342	462.5
COYAIMA	1.1	5.0	200	447.5
MURILLO	2.1	6.8	475	1.115.0
● - SUCRE	6.9	15.8	1.137	1.385.0
OVEJAS	6.9	15.8	1.137	1.385.0
● - TOTAL	127.8	312.2	19.427	40.010.0

● - NOTAS:
1 US \$ = Col. \$ 30



PLAN ICEL - BID - LINEAS CONSTRUIDAS
(HASTA MAYO 31/75)

CUADRO Nº III - 3

DESCRIPCION	LONGITUD Kms.	VOLTAJE Kv.	COSTO MILES COL. \$
● - ANTOIOQUIA	32.3	-	1.550.0
GUACHARACAS - SAN JOSE	12.8	13.2	515.0
EBEJICO - ANZA	11.5	13.2	667.5
LIMON - SANTO DOMINGO	8.0	13.2	367.5
● - ATLANTICO	62.5	-	7.817.5
JUAN DE ACOSTA - SANTA VERONICA	9.0	13.2	1.195.0
CORDIALIDAD - CARACOLI	8.0	13.2	985.0
LENA - PUERTO GIRALDO	7.0	13.2	927.5
BARANOA - JUAN DE ACOSTA	16.0	13.2	1.360.0
JUAN DE ACOSTA - SAGO - PLOJO	13.5	13.2	1.967.5
JUAN DE ACOSTA - TUBARA	9.0	13.2	1.382.5
● - BOLIVAR	46.0	-	2.890.0
SANTA ROSA - SANTA CATALINA	25.0	13.2	2.047.5
MARIA LA BAJA - SAN JOSE DEL PLAYON	21.0	13.2	872.5
● - BOYACA	61.4	-	2.447.5
ESPINO - CHISCAS	7.6	13.2	330.0
BELEN - TUTAZA	11.7	13.2	3.275
PAUNA - OTANCHE	24.1	13.2	1.107.5
PAZ DEL RIO - SATIVANORTE	18.0	13.2	682.5
● - CAUCA	69.1	-	3.855.0
BORDO - BOLIVAR	33.0	13.2	2.597.5
GUACHICANO - SUCRE	8.0	13.2	277.5
ESTRECHO - BALBOA	13.5	13.2	457.5
BORDO - PATIA	8.2	13.2	300.0
PIENDAMO - USENDA	6.4	13.2	222.5
● - CORDOBA	15.2	-	595.0
SAN ANDRES - CHINA	15.2	13.2	595.0
● - CUNDINAMARCA	70.5	-	4.687.5
VILLETIA - UTICA	22.0	13.2	777.5
RIO NEGRO - PUERTO SALGAR	6.0	13.2	430.0
DORADA - PUERTO SALGAR	7.3	13.2	782.5
VILLAVICENCIO - ACACIAS	26.5	13.2	2.227.5
FUSAGASUGA - PASCA	8.7	13.2	470.0
● - HUILA	134.3	-	8.580.0
ALIMENTADORES - NEIVA	16.6	13.2	1.452.5
CAMPOALEGRE - ALGECIRAS	20.4	13.2	965.0
PTALITO - SAN AGUSTIN	26.3	13.2	2.137.5
IQUIRA - PITIL	71.0	13.2	4.029.0
● - MAGDALENA	3.1	-	405.0
GAIRA - RODADERO	3.1	13.2	405.0
● - SANTANDER	59.0	-	4.283.0
SAN ANDRES - GUACA	5.0	13.2	215.0
PALENOQUE - LEBRIJA	15.0	13.2	625.5
RIONEIRO - LIMITES	39.0	13.2	3.442.5
● - TOLIMA	211.0	-	10.159.7
EL PAPAJO - SAN JORGE	6.0	13.2	455.0
LA VENTANA - COELLO	13.0	13.2	387.5
CARMEN - MELGAR	11.4	13.2	902.5
LIBANO - MURILLO	13.0	13.2	557.5
CASABIANCA - HERVEO	5.8	13.2	285.0
PRADO - DOLORES	30.3	13.2	1.827.5
FLANDES - ESPINAL	16.0	13.2	815.0
IBAGUE - RIO RECIO	52.3	13.2	1.947.5
DOLORES - ALPUJARRA	19.2	13.2	857.5
FLANDES - CARMEN	18.0	13.2	782.5
IBAGUE - ROVIRA	26.0	13.2	1.342.2
● - SUCRE	40.0	-	2.390.0
TOLUVEJO - SAN ONOFRE	40.0	-	2.390.0
● - TOTAL	804.4	-	49.660.2

● - NOTAS:



PLAN ICEL-BID - PRESUPUESTO DE INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO

VALORES EN MILES DE US. \$

CUADRO Nº III - 4

CATEGORIA	PRESUPUESTO DE INVERSION			FINANCIAMIENTO				ELECTRIFI- CADORAS		
				PRESTAMO - BID		ICEL				
	M.E.	M.N.	TOTAL	211/OC - CO	290/SF - CO	M.E.	M.N.			
● - INGENIERIA Y ADMINISTRACION	-	5704.7	5704.7	-	600.0	-	450.0	-	3884.6	1070.1
1.- Ingeniería y dirección de Construcción	-	2769.3	2769.3	-	600.0	-	150.0	-	1566.7	452.6
2.- Administración del Proyecto	-	2932.4	2932.4	-	-	-	-	-	2314.9	617.5
● - COSTO DIRECTO	13447.1	20539.4	33986.5	5509.0	2170.5	7938.1	6981.5	-	6616.7	4770.7
1.- Subtransmisión	6632.1	7486.9	14119.0	3095.5	813.4	3536.6	2627.4	-	2485.3	1560.8
2.- Distribución	6028.7	13036.5	19065.2	2413.5	1357.1	3615.2	4354.1	-	4115.4	3209.9
3.- Instalaciones Generales	786.3	16.0	802.3	-	-	786.3	-	-	16.0	-
● - GASTOS FINANCIEROS	2780.5	1328.1	4108.6	90.0	-	160.0	-	2530.5	1328.1	-
1.- Intereses y Comisiones	2530.5	1328.1	3858.6	-	-	-	-	2530.5	1328.1	-
2.- Inspección y Vigilancia	250.0	-	250.0	90.0	-	160.0	-	-	-	-
● - SIN ASIGNACION ESPECIFICA	1111.4	1591.8	2703.2	409.5	229.5	704.9	68.5	-	921.0	372.8
● - TOTAL	17339.0	29161.0	46500.0	6008.5	3000.0	8800.0	7200.0	2530.5	12747.4	6213.6

PROGRAMA DE INVERSION Y ORIGEN DE FONDOS
CONTRAPARTIDA LOCAL



VALORES EN MILES DE US. \$

CUADRO Nº III - 5

FUENTE	DETALLE	HISTORICO	1975	1976	TOTAL
ELECTRIFICADORAS	CONSTRUCCION	1 75.2	1 893.2	1 022.1	3 090.5
	COORDINADOR	3 72.7	1 04.9	1 39.9	6 17.5
	DISEÑOS	2 44.0	2 08.6	—	4 52.6
	APORTE MONETARIO	2 97.6	1 003.4	7 52.0	2 053.0
SUBTOTAL	1 089.5	3 210.1	1 914.0	6 213.6	
ICEL	CATEGORIAS	6 645.2	3 271.9	1 502.2	11 419.3
	GASTOS FINANCIEROS	1 509.8	1 433.3	915.5	3 858.6
	SUBTOTAL	8 155.0	4 705.2	2 417.7	15 277.9
TOTAL CONTRAPARTIDA LOCAL	9 244.5	7 915.3	4 331.7	21 491.5	

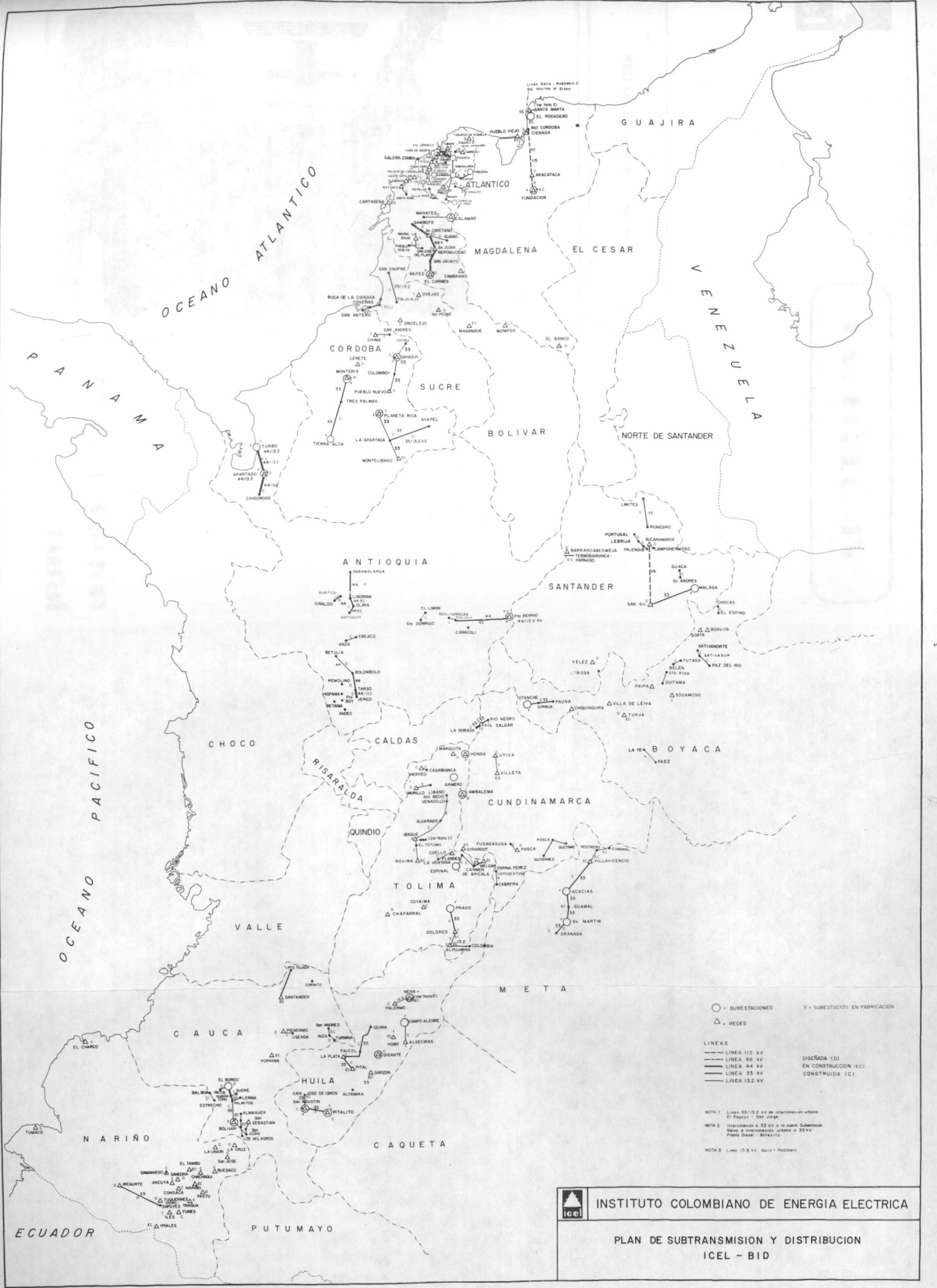
PLAN ICEL - BID
PROGRAMA DE INVERSION Y ORIGEN DE FONDOS



VALORES EN MILES DE US. \$

CUADRO Nº III - 6

CATEGORIAS DE INVERSION	PRESUPUESTO DE INVERSION			HISTORICO MARZO 31/75		1.975		1.976	
	M.E.	M.N.	TOTAL	M.E.	M.N.	M.E.	M.N.	M.E.	M.N.
● INGENIERIA Y ADMINISTRACION	—	5.701.7	5.701.7	—	4.139.0	—	949.1	—	613.6
● COSTO DIRECTO	13.447.1	20.539.4	33.986.5	8.267.7	6.305.6	4724.9	9.831.1	454.5	4.402.7
Materiales	13.447.1	10.659.4	24.106.5	8.267.7	5.470.5	4.724.9	4.564.8	454.5	6.24.1
Construcción	—	9.880.0	9.880.0	—	835.1	—	5.266.3	—	3.778.6
● GASTOS FINANCIEROS	2.780.5	1.328.1	4.108.6	1.238.7	505.1	957.6	491.7	584.2	331.3
● IMPREVISTOS	1.111.4	1.591.8	2.703.2	—	—	1.014.8	781.5	96.6	810.3
TOTALES	17.339.0	29.161.0	46.500.0	9.506.4	10.949.7	6.697.3	12.053.4	1.135.3	6.157.9
● ORIGEN DE FONDOS									
BID 211/OC-CO	6.008.5	3.000.0	9.008.5	3.724.3	1.255.2	2.260.4	1.107.9	23.8	636.9
BID 290/SF-CD	8.800.0	7.200.0	16.000.0	4.777.4	1.454.7	3.495.3	3.971.8	527.3	1.773.5
ICEL	2.530.5	12.747.4	15.277.9	1.004.7	7.150.3	941.6	3.763.6	584.2	1.833.5
ELECTRIFICADORAS	—	6.213.6	6.213.6	—	1.089.5	—	3.210.1	—	1.914.0



○ SUBESTACIONES F SUBESTACION EN FABRICACION
 △ REDES
 LINEAS
 - - - LINEA 115 kV
 - - - LINEA 66 kV
 - - - LINEA 44 kV
 - - - LINEA 33 kV
 - - - LINEA 13.2 kV
 DISEÑADA (D)
 EN CONSTRUCCION (EC)
 CONSTRUIDA (C)
 NOTA 1 Linea 33/13.2 kV de interconexion urbano El Papey - San Jorge
 NOTA 2 Interconexion a 33 kV a la nueva Subestacion Nave a interconexion urbano a 33 kV Pto. Diesel - Bolebitio
 NOTA 3 Linea 13.2 kV Guira - Rodadero



CAPITULO IV

RED DE SAN JOSE (NARIÑO)



**electrificación
rural**



RED DE SAN JOSE Y VARIAS



El ICEL, en cumplimiento de sus deberes, ha emprendido un estudio de las necesidades de electrificación rural del país, con el fin de determinar el nivel de servicio que debe prestarse a la población rural, y de establecer las políticas y metas que deben regir en el desarrollo de este programa.

POLÍTICAS

Interpretando los propósitos del Gobierno de llevar a cabo un vasto programa de electrificación del campo colombiano, el ICEL auspició el estudio denominado Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), que culminó en el mes de diciembre de 1973.

El estudio comprende el establecimiento de las políticas y metas del Plan Nacional de Electrificación Rural y un inventario de necesidades y posibles soluciones, así como su justificación por los beneficios directos e indirectos que se obtienen no solo para elevar el nivel de vida de los campesinos, sino también para incrementar la economía nacional.

La ejecución del Plan Nacional de Electrificación Rural se ha iniciado en la modalidad del Plan de Desarrollo Rural Integrado inicialmente para los departamentos de Nariño, Cauca, Boyacá, Santander, Córdoba y Sucre.

OBJETIVOS

El Plan Nacional de Electrificación Rural busca la satisfacción de los siguientes objetivos :

- Disminuir las diferencias entre el nivel de servicio de energía eléctrica rural y el urbano en el país y complementar la prestación de otros servicios rurales.

Elevar el nivel de vida de la población rural y contribuir a la orientación adecuada de las corrientes migratorias en el país.

Proporcionar el aumento de la productividad del sector agropecuario y en especial de las zonas agrícolas, cuya producción sea exportable.

Sustituir el consumo de recursos energéticos que actualmente se utilizan en el agro por energía eléctrica, más económica.

POLITICAS

Para el logro de tales objetivos el Plan ha sido estructurado de acuerdo con las siguientes políticas :

Utilizar sistemas de subtransmisión actuales y futuros como base para la electrificación de zonas rurales.

Emplear recursos públicos y privados de acuerdo con el beneficio de los proyectos. En cuanto al resto de la financiación necesaria se considera el crédito a los usuarios y el aporte de las comunidades cuando la capacidad económica de estos lo permita.

Reducir los costos de los proyectos con base en la utilización de materiales económicos y en la normalización de la construcción.

Servir prioritariamente a los consumidores con menores costos por usuario y mayores beneficios netos sociales, de tal manera que logre una utilización óptima de los recursos.

METAS

El Plan consiste esencialmente en proporcionar energía eléctrica a los habitantes rurales carentes actualmente de ese servicio, por medio de la extensión de los sistemas eléctricos del país hacia los núcleos y veredas clasificados como rurales, es decir donde sus habitantes se dedican esencialmente a actividades agropecuarias.

Los proyectos a realizar en una primera etapa permitirán llevar el servicio eléctrico a 228.000 usuarios rurales, o sea el 20% de las necesidades totales de electrificación en el área de jurisdicción del primer desarrollo del Plan; tales proyectos incluyen remodelaciones y ampliaciones de los sistemas eléctricos existentes, la construcción de 9.900 kilómetros de líneas rurales de subtransmisión, alimentadores y circuitos primarios, la construcción de 22.600 kilómetros de circuitos mixtos y secundarios, la instalación de 160 MVA en transformadores de distribución, y la construcción de las instalaciones eléctricas interiores de 228.000 viviendas rurales.

LOCALIZACION

El primer desarrollo del Plan Nacional de Electrificación Rural se fundamenta en los sistemas de subtransmisión de energía eléctrica existentes o proyectados en diez y ocho (18) departamentos del país, a saber : Nariño, Cauca, Huila, Tolima, Cundinamarca, Meta, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Antioquia, Córdoba, Sucre, Bolívar, Atlántico, Cesar, Guajira, Magdalena y Chocó. El resto de los departamentos, comisarías e intendencias del país no se incluyeron, o porque cuentan con empresas regionales que están adelantando programas específicos de electrificación rural, o porque carecen de la infraestructura eléctrica previa necesaria para extender el servicio eléctrico existente hacia las zonas rurales. (Ver mapa anexo).

ESTADO ACTUAL

En los departamentos de Cauca, Nariño, Boyacá, Santander, Córdoba y Sucre el ICEL adelantará una parte de la primera etapa del Plan Nacional de Electrificación Rural, dentro del Proyecto de Desarrollo Rural Integrado (DRI).

El ICEL fué seleccionado como entidad ejecutora de este Subproyecto de Electrificación dentro del DRI con la coordinación del Departamento Nacional de Planeación - DNP -.

Los proyectos a realizar dentro del DRI permitirán llevar el servicio de energía eléctrica a 34.295 usuarios rurales en el transcurso de tres años, con un costo de \$435 millones aproximadamente y con el siguiente alcance de obras :

- Líneas de Subtransmisión a 34.5 kV.	55.5	km.
- Líneas de Subtransmisión a 13.2 kV	877.6	km.
- Circuitos de Distribución Primaria a 13.2 kV	480	km.
- Circuitos de Distribución Mixto y Secundaria	1734.5	km.
- Capacidad en transformación de distribución	24.5	MVA
- Capacidad en transformación de subtransmisión	11	MVA
- Instalaciones Interiores	34.925	Usuarios

El 50% del costo total será financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo - BID - y el Banco Mundial - BIRF -, sirviendo la contrapartida local el Gobierno mediante aportes del Presupuesto Nacional. Para 1976 se ha estimado una inversión de \$30 millones. Ante las entidades de crédito externo se ha presentado el informe del Subproyecto, tomándose como departamentos pilotos los mencionados anteriormente, para en un futuro extenderlo a otras regiones del país.

El presupuesto global, discriminado en las diferentes categorías de inversión se presenta en el cuadro anexo, así mismo el cuadro de " Pronóstico de Operaciones Eléctricas ", en donde se han tomado las tarifas para el sector residencial y los costos de generación.

Para los departamentos que no están incluídos en el DRI se ha continuado, en colaboración de las Electrificadoras respectivas, con la identificación, cuantificación y diseños del Plan Nacional de Electrificación, buscando como meta el obtener en corto plazo una fuente de información completa en cuanto a obras de electrificación rural por ejecutar se refiere, que permita buscar recursos sobre proyectos concretos, ya sea como una extensión del Plan de Desarrollo Rural Integrado, u otra fuente de financiación.

FONDO FINANCIERO NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL

ICEL mediante Resolución No. 254 de febrero 29 de 1972 creó el Fondo Financiero Nacional de Electrificación Rural, cuyo funcionamiento fué autorizado por la Contraloría General de la República; según Oficio No. 810598 de fecha abril 7 de 1972.

El objetivo del Fondo, desde su creación fué el de " financiar programas de Electrificación Rural, organizando y manejando un sistema especial de crédito " y se le facultó para promover y fomentar asociaciones con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas o privadas, para la financiación y realización de obras.

Hasta la fecha, el Fondo ha aprobado préstamos a las diferentes Electrificadoras por un monto de \$28.2 millones destinados al desarrollo de diferentes planes de electrificación en el país, entre los cuales se pueden mencionar los siguientes :

PLAN CAFETERO DEL HUILA

Se está ejecutando actualmente este plan que suministrará energía eléctrica a 4.834 usuarios rurales, con un costo global de \$26.0 millones, abarcando núcleos y veredas de los municipios de Pitalito, Altamira, Garzón, Campoalegre, Iquira, Timaná, La Plata, Gigante, Botecito y Fortalecillas y con el siguiente alcance físico:

- Líneas de Alta Tensión :	417	km.
- Redes de Distribución :	155	km.
- Transformadores de Distribución :	250 con 4.475	kVA
- Remodelación de líneas existentes :	73.6	km.
- Montaje de dos subestaciones de subtransmisión		

En la financiación de este Plan toman parte la Federación Nacional de Cafeteros, la Caja de Crédito Agrario Industrial y Minero, el Fondo Financiero Nacional de Electrificación Rural (con préstamo de \$6.0 millones) y la Electrificadora del Huila.

PLAN ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA

Se está ejecutando un programa de electrificación en zonas no cafeteras, con la participación de la Caja Agraria, el Fondo de Electrificación Rural Regional (cuya participación económica se deriva de un impuesto al licor en el Departamento) y la

Electrificadora, que beneficiará a 2.380 usuarios rurales de veredas en los municipios de Ambalema, Ataco, Cajamarca, Chaparral, Coello, Espinal, El Guamo, Ibagué, Natagaima, Ortega, Purificación y Prado, con una longitud de 108 km de alimentadores primarios y una carga instalada de 3.357 kVA.

OTROS PLANES DE ELECTRIFICACION RURAL

En el departamento de Nariño, con aportes del Gobierno Nacional, se están ejecutando proyectos de Electrificación Rural por un monto de \$15.0 millones que incluyen redes municipales en Iscuandé, Mosquera, Naguí, Bocas de Satinga, Llorente, Contadero, Berruecos y electrificación de algunas veredas y núcleos de 23 municipios.

En el departamento de Boyacá se adelantan obras de Electrificación Rural para un total de 1.871 usuarios, con un monto de \$10.5 millones, incluyendo 300 km de redes de distribución y 1.855 kVA instalados para 45 veredas de diferentes municipios.

Aparte de los mencionados, existen varios proyectos en ejecución, realizados con la colaboración del gremio cafetero en los departamentos de Cauca, Nariño, Cundinamarca, Valle, Caldas, Santander, Antioquia, Bolívar, Guajira, Risaralda y Quindío.



ELECTRIFICACION RURAL

PRONOSTICOS DE OPERACIONES ELECTRICAS CONSOLIDADO DESARROLLO RURAL INTEGRADO (\$ MILES DE 1.974) (PERIODOS ANUALES)

CUADRO Nº IV - 1

CONCEPTO	PERIODO 1	PERIODO 2	PERIODO 3	PERIODO 4	PERIODO 5	PERIODO 6	PERIODO 7	PERIODO 8	PERIODO 9	PERIODO 10
Nº De Consumidores Instalados	15.868	29.854	34.925	34.925	34.925	34.925	34.925	34.925	34.925	34.925
Nº De Consumidores Servidos		12.693	25.434	32.473	34.416	34.925	34.925	34.925	34.925	34.925
KWh/Consumidor		800	870	960	1.050	1.150	1.200	1.260	1.300	1.400
KW Diversificados/Consumidor		.33	.35	.38	.40	.41	.43	.44	.45	.46
Demanda Total Máxima (KW)		4.189	8.902	12.340	13.766	14.319	15.018	15.367	15.716	16.066
Factor de Carga		.30	.31	.32	.33	.34	.35	.36	.37	.38
Consumo Total de Energía (MWh)		10.154	22.128	31.174	36.137	40.164	41.910	44.006	45.403	48.895
Perdidas de Energía (MWh)		1.015	2.213	3.117	3.614	4.016	4.191	4.401	4.540	4.890
Energía Requerida (MWh)		11.169	24.341	34.291	39.751	44.180	46.101	48.407	49.943	53.785
INGRESO POR VENTAS DE ENERGIA		4.062	8.851	12.470	14.455	16.066	16.764	17.602	18.161	19.558
GASTOS DE OPERACION		7.268	14.754	19.142	20.912	22.346	22.970	23.717	24.215	25.459
- Costo de la Energía		2.010	4.381	6.172	7.155	7.952	8.298	8.713	8.990	9.681
- Mantenimiento y Operación		1.206	2.629	3.703	4.293	4.771	4.979	5.228	5.394	5.809
- Admon. Fact. y Recaudos		402	876	1.234	1.431	1.590	1.660	1.743	1.798	1.936
- Depreciación		3.650	6.868	8.033	8.033	8.033	8.033	8.033	8.033	8.033
INGRESO NETO DE OPERACION		(3.206)	(5.903)	(6.672)	(6.457)	(6.280)	(6.206)	(6.115)	(6.054)	(5.901)
REMANENTE DE EXPLOTACION		444	965	1.361	1.576	1.753	1.827	1.918	1.979	2.132
% RECUPERACION INVERSION		12.16	14.05	16.94	19.62	21.82	22.74	23.88	24.64	26.54



ELECTRIFICACION RURAL
PRESUPUESTOS POR CATEGORIA DE INVERSION
(CONSOLIDADO DESARROLLO RURAL INTEGRADO)

VALORES EN MILES - COL. \$

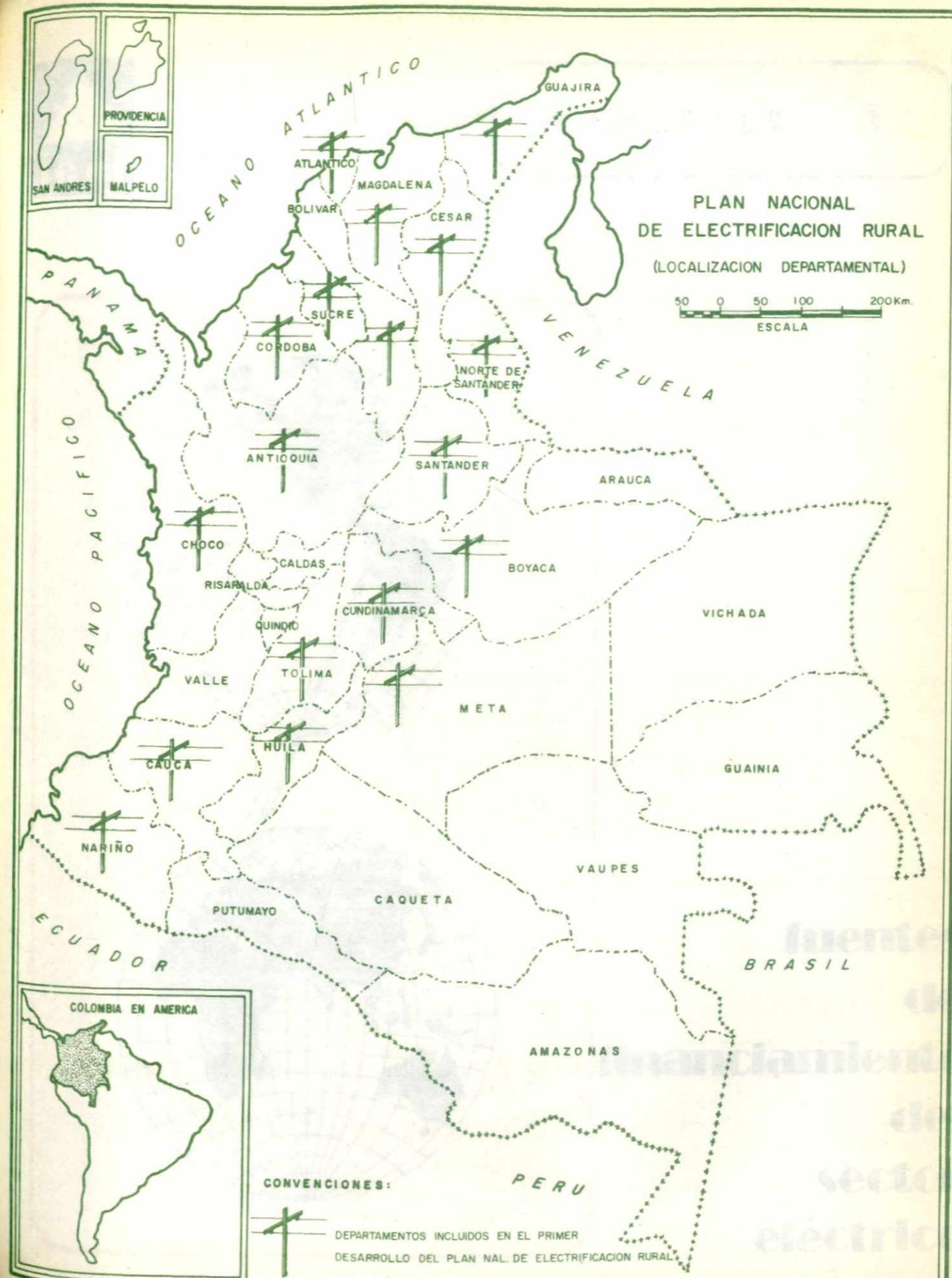
CUADRO Nº IX - 2

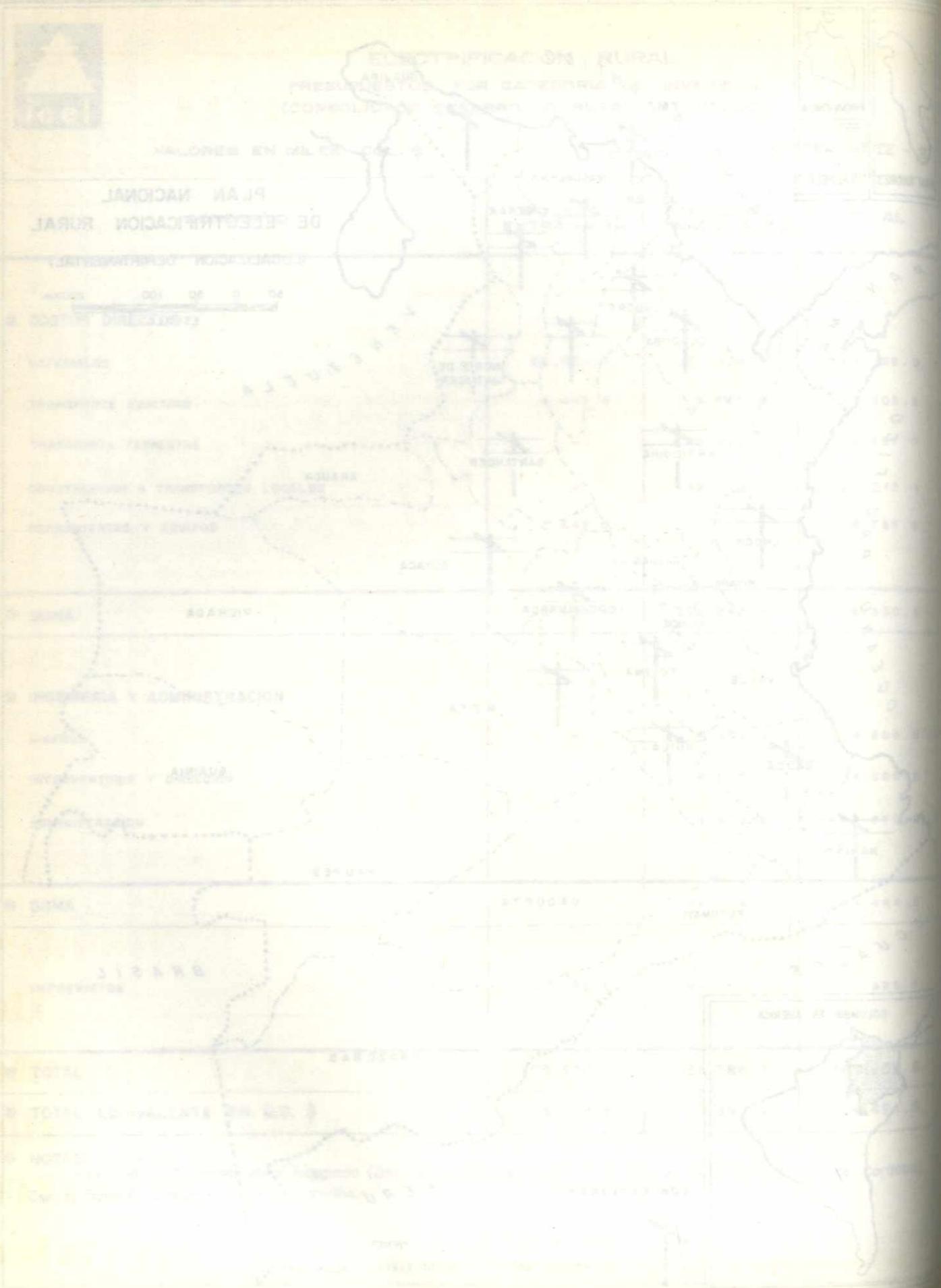
CONCEPTO	MONEDA EXTRANJERA	MONEDA NACIONAL	TOTAL
● COSTOS DIRECTOS			
MATERIALES	88.061.7	137.126.3	225.188.0
TRANSPORTE MARITIMO	4.402.8	4.402.8	8.805.6
TRANSPORTE TERRESTRE	-	9.887.7	9.887.7
CONSTRUCCION Y TRANSPORTES LOCALES	-	98.713.1	98.713.1
HERRAMIENTAS Y EQUIPOS	2.642.0	4.113.9	6.755.9
● SUMA	95.106.5	254.243.8	349.350.3
● INGENIERIA Y ADMINISTRACION			
DISEÑOS	-	14.806.8	14.806.8
INTERVENTORIA Y DIRECCION	-	14.806.8	14.806.8
ADMINISTRACION	-	9.870.6	9.870.6
● SUMA	-	39.484.2	39.484.2
IMPREVISTOS	14.266.2	44.058.9	58.325.1
● TOTAL	109.372.7	337.786.9	447.159.6
● TOTAL EQUIVALENTE EN U.S. \$	3.528.1	10.896.4	14.424.5

● NOTAS:

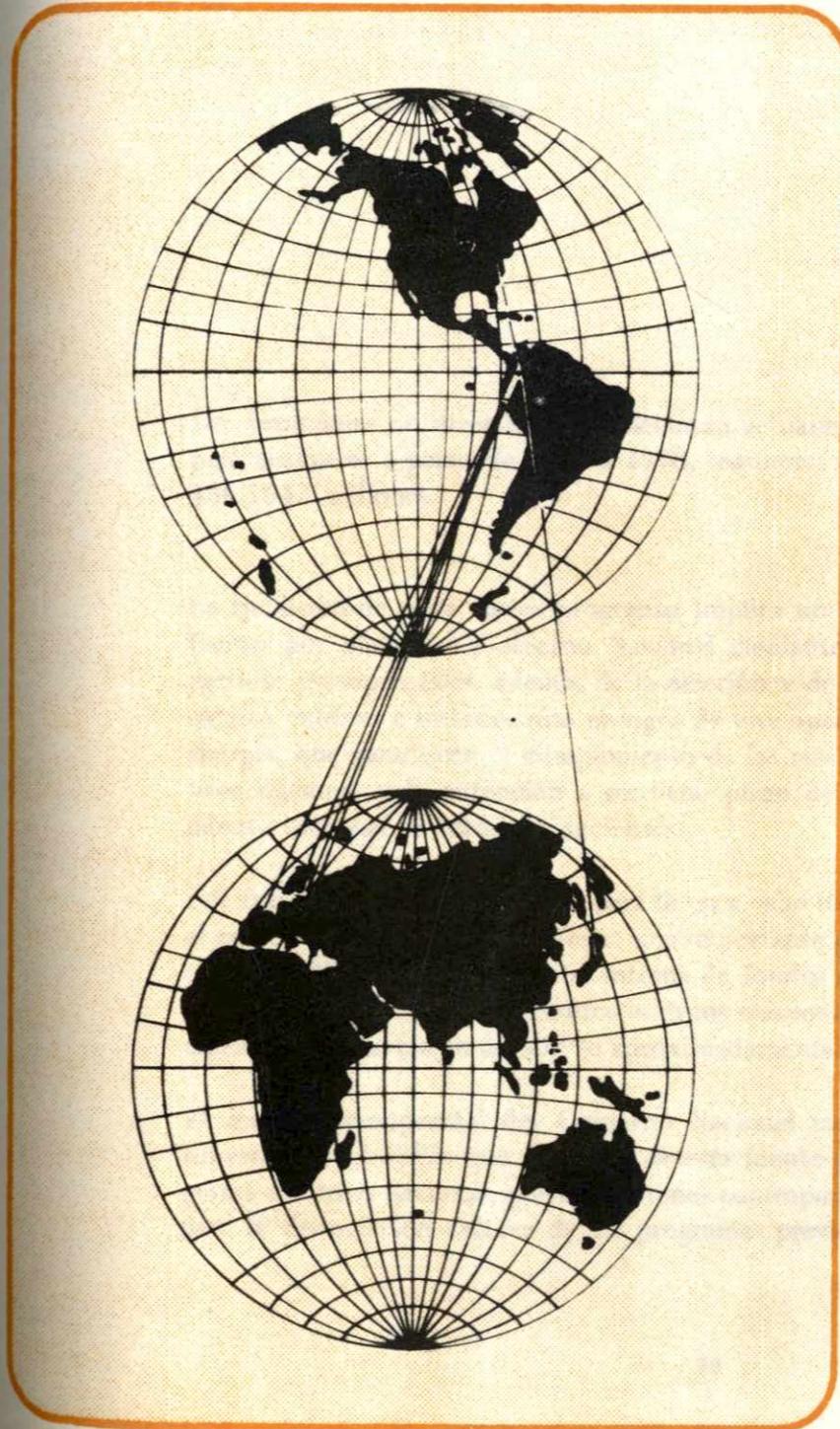
-El plan de Desarrollo Rural Integrado (DRI) incluye obras de Electrificación en los Departamentos de Córdoba, Sucre, Boyacá, Santander, Cauca y Nariño.-

-1 US \$ = 31 Col. \$





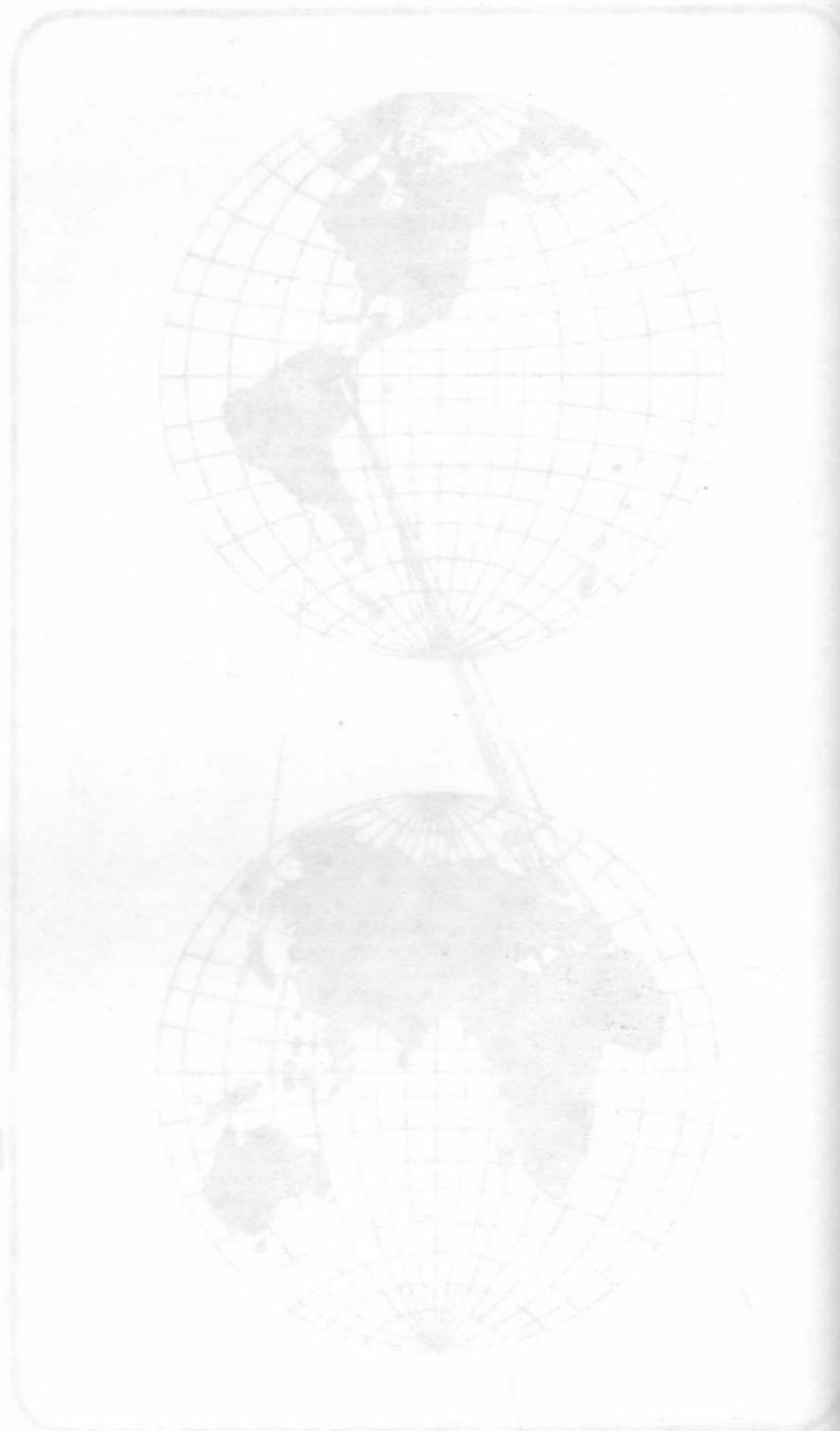
CAPITULO V



los estados en el mundo. No obstante, en
 la realización de un gran
 la apropiación de importantes
 de una vertiente política de
 y gestión. Se desarrolló
 a través de autoayuda.

en el período asociado.
 de manera legal y
 por departamentos y
 en el período asociado.

**fuentes
 de
 financiamiento
 del
 sector
 eléctrico**



Los programas de inversión que adelantan actualmente las diferentes entidades del para realizarse a partir de 1975 a 1978, requieren una inversión global estimada en \$36.154.2 millones.

La ejecución de estos vastos programas implica no solo la realización de un gran esfuerzo por parte del Gobierno Nacional mediante la apropiación de importantes partidas presupuestales, además de la elección y de uso de una acertada política de crédito externo e interno, sino el logro de una operación y mercadeo óptimo de la energía, que garanticen el cumplimiento de las metas y objetivos de desarrollo eléctrico nacional y la obtención a mediano plazo de una situación de auto-financiamiento sectorial en términos nacionales.

Los fondos necesarios previstos para llevar a cabo los proyectos de electrificación en el período de 1975 - 1978, reflejan una importante participación del crédito externo en un 41.0% y una generación interna de fondos de las entidades del sector en un 32.0%, en tanto que los créditos internos más los aportes departamentales y municipales participarían en un 4.0% aproximadamente.

El recurso presupuestal del Gobierno Nacional merece especial mención, pues la subvención del 23% que se espera de esta fuente para adelantar el ambicioso programa eléctrico nacional, permite obtener contrapartidas de moneda local necesarias para la financiación exitosa de los programas previstos en el período mencionado.

En materia de Crédito Externo, el origen de recursos ha provenído especialmente de los siguientes organismos :

Banco Interamericano de Desarrollo - BID - Export & Import Bank - EXIMBANK - Tesoro Nacional de Francia, Consorcio de Bancos Franceses, Agencia Internacional de Desarrollo - AID -, Banco de Desarrollo de Alemania - KfW -, Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento - BIRF -, y Export Development Corporation del Canadá. Igualmente, se ha hecho uso de las líneas de crédito otorgadas por proveedores de diversos países, como Japón, España, Italia, Suiza, Inglaterra, Francia, etc.

Por otra parte, las fuentes de crédito interno más utilizadas son el Instituto de Fomento Industrial - IFI -, el Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo - FONADE -, la Corporación Financiera Colombiana y los Bancos Nacionales.

En los cuadros siguientes se resumen las fuentes de Financiamiento agrupadas por tipo de recursos y por Entidades, para los años 1975 - 1976 - 1977 - 1978, con las cuales se cubren los gastos de funcionamiento, el servicio de la deuda interna y externa y la inversión requerida.



FUENTES DE FINANCIACION DEL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA
CUADRO RESUMEN

MILLONES DE COL. \$

CUADRO Nº V - 1

FUENTE	1975	1976	1977	1978	TOTAL	%
● PRESUPUESTO NACIONAL	1.524.0	2.470.2	2.037.7	2.442.3	8.474.2	23.0
● RECURSOS PROPIOS	2.325.9	2.577.9	2.831.5	3.680.9	11.416.2	32.0
● CREDITOS EXTERNOS	2.975.3	2.355.7	4.610.9	4.878.8	14.820.7	41.0
● CREDITOS INTERNOS	280.2	217.2	266.3	385.0	1.148.7	3.0
● APORTES DEPARTAMENTALES MUNICIPALES Y OTROS.-	107.0	107.7	34.6	45.7	295.0	1.0
TOTAL	7.212.4	7.728.7	9.781.0	11.432.7	36.154.8	100.0



FUENTES DE FINANCIAMIENTO SECTOR ELECTRICO

CUADRO Nº V - 2
HOJA Nº 1 DE 2

CIFRAS EN MILLONES DE PESOS

AÑOS →	1975	1976	1977	1978	TOTAL
● INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA "ICEL"					
PRESUPUESTO NACIONAL	1.206.0	1.905.8	1.454.0	1.794.2	6.360.0
RECURSOS PROPIOS	7.6	5.0	5.0	5.0	22.6
CREDITO EXTERNO	953.9	432.0	252.1	333.6	1.971.6
CREDITO INTERNO	45.1	106.4	208.0	348.6	708.1
APORTES DEPARTAMENTOS, MUNICIPIOS Y OTROS	107.0	107.7	34.6	45.7	295.0
TOTAL	2.319.6	2.556.9	1.953.7	2.527.1	9.357.3
● CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA "CORELCA"					
PRESUPUESTO NACIONAL	228.0	564.4	583.7	648.1	2.024.2
RECURSOS PROPIOS	284.1	351.8	452.6	785.4	1.873.9
CREDITO EXTERNO	400.0	587.4	2.437.3	1.171.3	4.596.0
CREDITO INTERNO	209.4	89.5	39.0	18.9	356.8
TOTAL	1.121.5	1.593.1	3.512.6	2.623.7	8.850.9
● EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA "E.E.E.B."					
PRESUPUESTO NACIONAL	-	-	-	-	-
RECURSOS PROPIOS	165.4	458.2	475.9	689.1	1.788.6
CREDITO EXTERNO	260.9	317.3	546.7	1.529.7	2.654.6
CREDITO INTERNO	-	-	-	-	-
TOTAL	426.3	775.5	1.022.6	2.218.8	4.443.2

● NOTAS:



FUENTES DE FINANCIAMIENTO SECTOR ELECTRICO

CUADRO Nº V - 2
HOJA Nº 2 DE 2

CIFRAS EN MILLONES DE PESOS

AÑOS →	1975	1976	1977	1978	TOTAL
● EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN "E.P.M."					
PRESUPUESTO NACIONAL	-	-	-	-	-
RECURSOS PROPIOS	575.0	743.0	832.0	1.094.0	3.244.0
CREDITO EXTERNO	647.0	599.0	633.0	534.0	2.413.0
CREDITO INTERNO	-	-	-	-	-
TOTAL	1.222.0	1.342.0	1.465.0	1.628.0	5.657.0
● INTERCONEXION ELECTRICA S.A. "ISA"					
FONDOS PROVENIENTES DE SOCIOS *	-	-	-	-	-
RECURSOS PROPIOS	834.1	488.4	489.9	491.4	2.303.8
CREDITO EXTERNO	713.5	420.0	741.8	1.310.2	3.185.5
CREDITO INTERNO	25.7	21.3	19.3	17.5	83.8
TOTAL	1.573.3	929.7	1.251.0	1.819.1	5.573.1
● CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA "CVC"					
PRESUPUESTO NACIONAL	90.0	-	-	-	90.0
RECURSOS PROPIOS	459.1	531.5	576.1	616.0	2.182.7
CREDITO EXTERNO	∩	-	-	-	-
CREDITO INTERNO	∩	-	-	-	-
APORTES, DEPTOS, MPIO. Y OTROS	-	-	-	-	-
TOTAL	549.1	531.5	576.1	616.0	2.272.7

NOTAS:

* No se incluyen estas cifras, pues hacen parte de las fuentes de financiamiento de cada uno de los socios.-

∩ No incluye inversiones de Salvajina.-



RECURSOS DE CREDITO EXTERNO E INTERNO DEL ICEL

VALORES EN MILES - COL. \$

CUADRO Nº V - 3

DESCRIPCION	1972 TIPO DE CAMBIO \$ 22.88		1973 TIPO DE CAMBIO \$ 24.50		1974 TIPO DE CAMBIO \$ 28.30		PROGRAMADO PARA 1975 TIPO DE CAMBIO \$ 30.00	
	U.S. \$	COL. \$	U.S. \$	COL. \$	U.S. \$	COL. \$	U.S. \$	COL. \$
	● CREDITOS EXTERNOS							
EXPORT IMPORT BANK	6	140	-	-	-	-	-	-
BANKERS TRUST	-	-	10.000	245.000	-	-	-	-
BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID)	2.343	53.607	2.830	76.049	2'080.2	58.870	5.481	164.430
PROVEEDORES Y FABRICANTES (TERMOLOMBIA)	272	6.217	1.971	48.290	8'830.7	249.908.8	1.178.9	35.308.5
K F W - ALEMANIA	4.452	101.870	-	-	-	-	-	-
CREDITO FRANCES	8.556	195.766	381	9.334	1.292.7	36.584.5	833.8	25.015
DELTEC BANK	-	-	3.586	87.869	-	-	-	-
EXPORT DEVELOPMENT DEL CANADA	-	-	-	-	1.678.5	47.501.6	-	-
EXIMBANK CHEMICALBANK	-	-	-	-	-	-	10.190	305.721
J. HENRY SCHRODER	-	-	-	-	3.017.5	85.395.8	272.6	8.176.5
● SUMA	15.629	357.600	18.768	466.452	16.899.6	478.260.7	17.457	538.651
● CREDITOS INTERNOS								
INSTITUTO DE FOMENTO INDUSTRIAL (IFI)	-	540	-	-	-	-	-	-
FONDO NACIONAL DE PROYECTOS DE DESARROLLO (FONADE)	-	5.404	-	13.532	-	15.163.1	-	6.444.1
BANCOS DEL PAIS	-	2.085	-	-	-	-	-	-
BANCOS DEL PAIS (RESOLUCION No. 51)	-	-	8.800	215.600	14.353 ^{1/}	406.190	8.047	241.420
EMPRESAS FILIALES DEL INSTITUTO CORPORACION FINANCIERA COLOMBIANA	-	2.743	-	-	-	-	-	-
IFI - KFW	-	43.145	1.890	46.311	215	6.084.5	250	7.500
CREDITO DE LA NACION	-	-	-	-	10.970	310.450 ^{2/}	-	-
● SUMA	-	63.517	10.690	275.443	25.538	737.888.6	8.297	255.364.1
● TOTAL	15.629	421.117	29.458	741.985	42.437.6	1.216.149.3	26.754	794.015.1

● NOTAS :

^{1/} = PARA ATENDER EL SERVICIO DE LA DEUDA Y PARA PLANES DE INVERSION (U.S. \$ 2.6 MILLONES)

^{2/} = PARA PAGAR CREDITO BANKERS TRUST Y DEUDA MERLIN GERIN.-



DEUDA EXTERNA E INTERNA DEL ICEL (SALDOS AL FINAL DE CADA AÑO)

VALORES EN MILES

CUADRO Nº V - 4

DESCRIPCION	1972 TIPO DE CAMBIO \$ 22.80		1973 TIPO DE CAMBIO \$ 24.79		1974 TIPO DE CAMBIO \$ 28.30	
	US \$	Col. \$	US \$	Col. \$	US \$	Col. \$
	● EXTERNA					
AID	1.237	28.204	1.238	30.690	1.238	35.035
BID	12.351	281.602	14.275	353.877	10.374	293.584
EXIMBANK	12.441	283.654	11.356	281.515	10.271	290.669
BANKERS TRUST CO.	96	2.189	10.000	248.000	-	-
DELTEC BANK	2.882	65.710	-	-	-	-
CREDITO FRANCES	16.546	376.565	17.472	433.131	20.545	581.424
K. F. W.	1.871	42.659	2.459	60.959	1.997	56.515
MITSUBISHI	2.550	58.140	2.267	56.199	2.125	60.138
VÖEST	2.014	45.919	1.943	48.167	1.829	51.761
PROVEEDORES Y OTROS CREDITOS EXTERNOS	1.964	44.779	3.976	98.565	9.727	275.274
J. HENRY SCHRODER	-	-	-	-	3.148	89.088
TERMOLOMBIA	-	-	-	-	8.831	249.917
E. D. C. DEL CANADA	-	-	-	-	1.678	47.487
C. G. E. E.	-	-	-	-	1.008	28.526
● SUMA	53.922	1'229.421	64.986	1'611.103	72.771	2'059.418
● INTERNA						
CHEC	-	207	-	-	-	-
IFI	-	26.558	-	22.177	-	16.572
CAJA DE CREDITO AGRARIO	-	267	-	-	-	-
BANCO INDUSTRIAL COLOMBIANO	-	1.500	-	1.196	-	862
BANCO DEL COMERCIO	-	1.500	-	1.167	-	835
EMPRESAS PUBLICAS DE CARTAGENA	-	31.811	-	9.808	-	8.582
FONADE	-	21.125	-	26.684	-	33.529
BANCO POPULAR	-	30.000	-	21.429	-	12.857
BANCO SANTANDER	-	880	-	770	-	550
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE PASTO	-	2.536	-	-	-	-
CORPORACION FINANCIERA COLOMBIANA	-	10.362	-	9.798	-	5.650
OTROS CREDITOS INTERNOS	-	6.541	-	295	-	295
BANCOS DEL PAIS (RESOLUCION 51)	-	-	-	-	-	408.371
CREDITO DE LA NACION	-	-	-	-	-	314.072
IFI - KFW	-	-	-	-	-	69.453
● SUMA	-	133.287	-	93.324	-	871.626
● TOTAL	53.922	1'362.708	64.986	1'704.427	72.771	2'931.044



SERVICIO DE LA DEUDA DEL ICEL

VALORES EN MILES DE COL. \$

CUADRO Nº V - 5

DESCRIPCION	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
● DEUDA EXTERNA CONTRATADA (Miles Col. \$) 1/	269.564 *	452.823	542.895	740.021	864.380	506.678	430.755
● DEUDA EXTERNA PROXIMA A CONTRATARSE 1/	-	42.444	116.467	167.906	211.808	211.038	342.653
SUMA	269.564	495.267	659.362	907.927	1'076.188	717.716	773.408
● DEUDA INTERNA CONTRATADA	67.011	135.647	160.970	148.614	277.749	8.175	3.946
DEUDA INTERNA PROXIMA A CONTRATARSE	-	10.609	12.478	26.589	61.459	47.985	52.259
SUMA	67.011	146.256	173.448	175.203	239.208	55.160	56.205
● GASTOS FINANCIEROS ICEL - BID	193	43.500	60.900	-	-	-	-
TOTAL	336.768	685.023	893.710	1'083.130	1'315.396	772.876	829.613

● NOTAS :

1/ Tasa de cambio : 1 US \$ = \$ Col. 28.30 para 1974. 1 US \$ = Col. \$ 32.40 para 1975 ; 1 US \$ = Col. \$ 35.65 para 1976 ; 1 US \$ = Col. \$ 39.70 para 1977 y un 15% de aumento para los años siguientes.

* Recursos de Resolución 051 y recursos de presupuesto nacional.



APROPIACIONES PRESUPUESTALES DEL GOBIERNO NACIONAL
PARA EL ICEL
1972 - 1976

CUADRO Nº V - 6

VALORES EN MILES DE Col. \$

DESCRIPCION	1 9 7 2				1 9 7 3				1 9 7 4				1 9 7 5			1976	
	APORTE LEY 24/71	APORTE ADICIONAL	TOTAL	VARIACION %	APORTE LEY 9º/72	APORTE ADICIONAL	TOTAL	VARIACION %	APORTE LEY 18/73	APORTE ADICIONAL	TOTAL	VARIACION %	APORTE LEY 15/74	APORTE ADICIONAL	TOTAL	VARIACION %	PRESUPUESTO SOLICITADO
● GASTOS DE ADMINISTRACION	21.000		21.000	31.25	15.000	12.000	27.000	28.57	30.000		30.000	11.11	35.000		35.000	16.66	86.138 ^{4/}
● AMORTIZACION DEUDA																	
DEUDA EXTERNA	147.250		147.250	79.02	114.379		114.379	(22.32)					430.000		430.000	100.00	542.895
DEUDA INTERNA	32.750		32.750	84.50	35.621		35.621	8.77	50.000		50.000	40.36	44.000		44.000	(12.00)	160.970
● PARA ESTUDIOS																	
ELECTRIFICACION					6.065		6.065	100.00									
HIDROELECTRICOS	4.000		4.000	166.66	3.000	5.000	8.000	50.00	7.100	2.000	9.100	13.75	3.000		3.000	(67.03)	42.614
● PARA INVERSION																	
CENTRALES HIDROELECTRICAS	25.223	7.850	33.073	(52.8)	10.000	35.000	45.000	36.06	32.400	15.000	47.400	5.33		5.000	5.000	(89.45)	-0-
CENTRALES TERMoeLECTRICAS	8.000		8.000	100.00	6.000	3.000	9.000	12.50	23.500	8.000	31.500	250.00	40.000		40.000	26.98	98.510
LINEAS DE TRANSMISION	85.969	1.000	86.969	132.38	93.200	56.400	149.600	72.02	84.400	50.000	134.400	(10.16)	40.500		40.500	(69.86)	282.278
SISTEMAS DE INTERCONEXION (ISA)	60.000		60.000	(22.58)	50.000	54.000	104.000	73.33	70.000	2.300	72.300	(304.80)	200.000	80.500	280.500	287.96	408.751
PLAN ICEL - BID									53.000		53.000	100.00	40.000		40.000	(24.52)	113.944
PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL									12.500		12.500	100.00	2.000	5.000 ^{2/}	7.000	(44.00)	30.000 ^{5/}
APORTES ^{3/}	15.000	21.000	36.000		9.800	40.000	49.800	99.20	32.500 ^{1/}	12.000	44.500	(10.64)	22.500		22.500	(49.43)	74.400 ^{5/}
● AUXILIOS REGIONALES	1.132		1.132	100.0	1.985		1.985	42.9	1.000		1.000	(50.00)					
● ELECTRIFICADORAS (Funcionamiento)					2.000		2.000	100.0	6.000		6.000	200.0					38.000
TOTAL	400.324	29.850	430.174	44.0	347.050	205.400	552.450	28.0	402.400	89.300	491.700	(10.0)	857.000	90.500	947.500	92.0	1.878.500

NOTAS: LAS VARIACIONES CORRESPONDEN A LA COMPARACION CON EL AÑO INMEDIATAMENTE ANTERIOR.

^{1/} INCLUYE \$ 25.000 DE ELECTRIFICADORA DE ANTIOQUIA.

^{2/} PARA ELECTRIFICACION DE NARIÑO

^{3/} INCLUYE PRESTAMOS A ELECTRIFICADORAS EN 1972

^{4/} INCLUYE \$ 20.000 PARA EDIFICIOS Y COMPUTADOR PARA EL SECTOR MINAS - ENERGIA

^{5/} SOLICITUD PARA LAS OBRAS DEL PNER INCLUIDAS EN EL PLAN DE DESARROLLO RURAL INTEGRADO (DRI)

^{6/} INCLUYE \$ 15.000 A CEDELCA PARA FLORIDA II.

CAPITULO VI



RED DE FUNES (NARIÑO)



análisis
general
del
sector
eléctrico

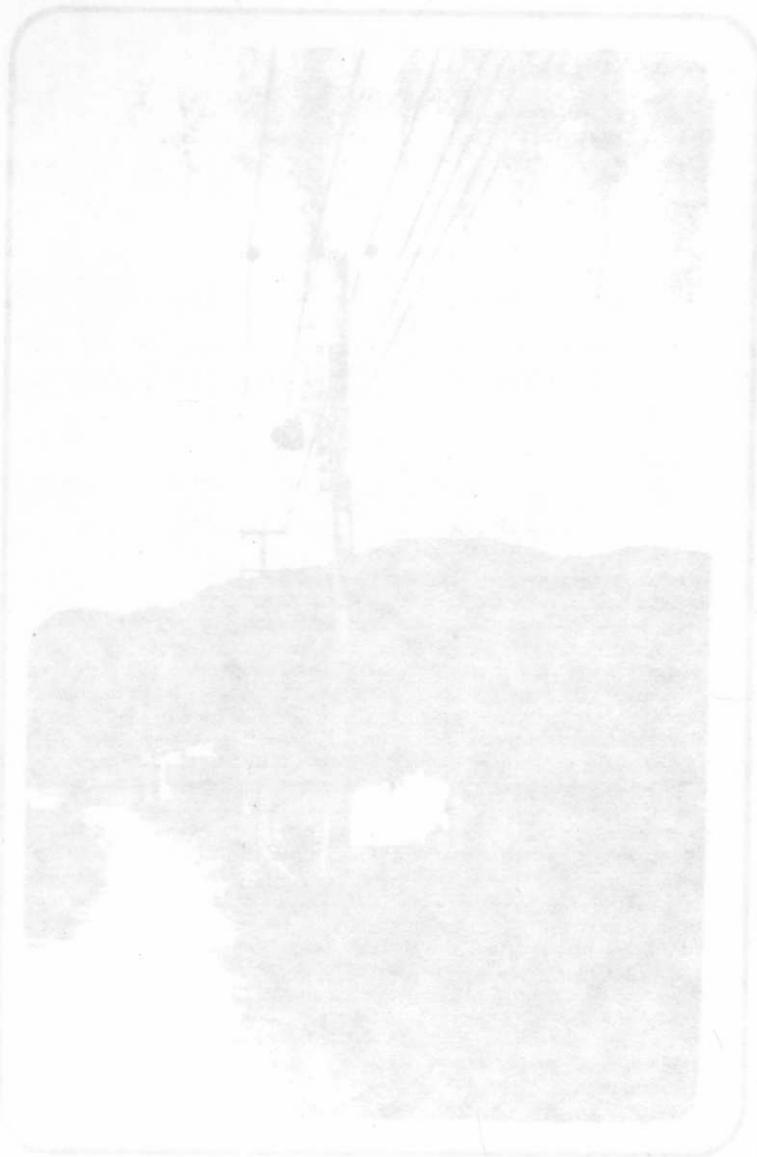
INFORME DE LOS ESTADOS DEL GOBIERNO NACIONAL
PARA EL ICEL
1972 - 1976

VALORES EN MIL DE C.D.

DESCRIPCION	VALORES EN MIL DE C.D.			
GASTOS DE ADMINISTRACION	12000	12000	12000	12000
AMORTIZACION DEBIDA	12000	12000	12000	12000
DEUDA FINANCIERA	12000	12000	12000	12000
PRESTAMOS	12000	12000	12000	12000
ESTACIONES	12000	12000	12000	12000
LINEAS DE TRANSMISION	12000	12000	12000	12000
PLANTAS DE GENERACION	12000	12000	12000	12000
PLANTAS DE TRANSFORMACION	12000	12000	12000	12000
REDES DE DISTRIBUCION	12000	12000	12000	12000
OTROS	12000	12000	12000	12000



RED DE FUELES (NARIÑO)



La capacidad instalada en Colombia ha venido creciendo a un ritmo acelerado durante las últimas décadas. Muestra clara de la gran expansión que ha tenido el programa de generación en los últimos años, ha sido el notable aumento de la capacidad instalada en el país.

DESARROLLO DE LA ELECTRICIDAD EN COLOMBIA

DESCRIPCIÓN	1954	1961	1968	1973	TOTAL
Capacidad instalada (kW)	100.000	1.000.000	2.000.000	3.000.000	3.143.000
Producción (kWh)	100.000	1.000.000	2.000.000	3.000.000	3.143.000
Consumo (kWh)	100.000	1.000.000	2.000.000	3.000.000	3.143.000

CAPACIDAD

La capacidad instalada en Colombia ha venido creciendo a un ritmo acelerado durante las últimas décadas. Muestra clara de la gran expansión que ha tenido el programa de generación en los últimos años, ha sido el notable aumento de la capacidad instalada en el país.

Durante el período 1954 - 1961, la capacidad instalada creció a una tasa del 8.5% anual para un incremento total durante el período del 76.3%.

De 1961 a 1968, la tasa de crecimiento aumentó, para llegar al 14% anual, con un incremento durante el período de 152.2%. De 1968 a 1973, la tasa de crecimiento de la capacidad instalada, bajó un poco en relación con el período anterior para situarse en el 10.8% anual con un incremento durante el período de 66.5%.

La capacidad instalada para el año de 1974 fué de 3.143.000 kW, que incluye las nuevas Centrales Generadoras que entraron en servicio durante el segundo semestre del año, tales como Central Hidroeléctrica de Alto Anchicayá con 340.000 kW y la Central Hidroeléctrica del Río Negro, con 10.000 kW.

En 1975 la capacidad instalada se aumentó en 156.000 kW correspondientes a las Centrales Térmicas de Termopaipa (66.000 kW) y Termozipa (66.000 kW) y a la Central Hidroeléctrica de Florida II (24.000 kW), con lo cual la capacidad total instalada para finales del presente año será de 3.299.000 kW. La distribución de esta capacidad para cada una de las entidades que componen el Sector Eléctrico se discrimina en la siguiente forma :

CAPACIDAD TOTAL INSTALADA EN kW - 1975

EMPRESA	HIDRAULICA	DIESEL	VAPOR	TURBOGAS	TOTAL	%
ICEL - FILIALES	376.000	136.000	242.000	199.000	953.000	28.9
E. E. E. B.	554.000		151.000		705.000	21.3
E. P. M.	723.000				723.000	21.9
SISTEMA VALLE	539.000	22.000	53.000		614.000	18.7
CORELCA			132.000	60.000	192.000	5.8
OTRAS	60.000	52.000			112.000	3.4
TOTAL :	2.252.000	210.000	578.000	259.000	3.299.000	100.0

La distribución de esta capacidad instalada según las fuentes, se distribuye así :

HIDROELECTRICIDAD 68.3 %
 TERMOELECTRICIDAD 31.7 %

Los porcentajes anteriores, indican la gran importancia que el Sector Eléctrico le ha dado a la utilización de uno de nuestros mayores recursos energéticos como es la hidroelectricidad, cuyo potencial actualmente en estudios es del orden de 25.522.000 kW, lo cual representa más de 7 veces la capacidad hidráulica total instalada actualmente en el país. Para el período 1976 - 1981 se han programado 9 Centrales Generadoras con una capacidad total de 2.395.400 kW que sumada a la actualmente instalada de 3.299.000 kW, da un total para fines de 1981, de 5.694.400 kW, cifra ésta que permitirá atender el pico máximo del Sistema Nacional, con lo cual se logran, entre otras ventajas, las siguientes :

- Retiro de equipos obsoletos.
- Sustitución por electricidad de otros recursos energéticos en déficit.
- Amplio margen de confiabilidad en la reserva necesaria del Sistema Nacional.

Para el período de 1981 - 2000 se prevé la construcción de grandes Centrales Hidroeléctricas según el actual potencial hidroeléctrico en estudio (25.522.000 kW), las cuales de estar construídas a finales del siglo, implicarían una capacidad instalada total de 31.216.400 kW, la cual comparada con los requerimientos de demanda de 25.200.000 kW para el año 2.000, proporcionará un margen de reserva adecuado para el Sistema Eléctrico Nacional. Es importante destacar que dentro de la proyección mencionada anteriormente no se han incluido las plantas térmicas de carbón que se construirían con el fin de aprovechar nuestra gran riqueza carbonífera, con miras a sustituir parcial o completamente la generación eléctrica a base de derivados del petróleo.

GENERACION

La evolución histórica de la Generación Eléctrica a partir del año de 1954, ha tenido notables incrementos, no solo por el aumento importante de la capacidad instalada, sino por la extensión del servicio eléctrico a muchas zonas del país antes marginadas y por el incremento tanto en la capacidad instalada como en la generación por habitantes-año, consecuencia lógica de los grandes programas que se han venido desarrollando en los campos de la transmisión, subtransmisión y distribución.

Tomando los mismos períodos de tiempo en que se analizó el desarrollo de la potencia instalada, vemos que de 1954 a 1961, la generación eléctrica creció a una tasa del 11.6% anual para un incremento total en el período del 116%.

De 1961 a 1968 la tasa anual de crecimiento bajó un poco para colocarse en 10.6% anual, producto de un incremento en el período del 102.5%.

Desde 1968 a 1973, la generación ha mantenido más o menos la misma tasa de crecimiento del período anterior (10.5% anual) y según los estudios realizados tanto por ISA como por ICEL, la tasa de crecimiento se estabilizará en el 10% anual, hasta terminar la presente década.

Como término de comparación, se presenta en el cuadro siguiente la evolución histórica de la capacidad instalada y de la generación por habitante para el período comprendido entre 1954 y 1974 y un estimativo para el año de 1975 :

AÑO	CAPACIDAD INSTALADA VATIOS / Habit.	INDICE DE CRECIMIENTO	GENERACION kWH / Habit.	INDICE DE CRECIMIENTO
1954	30	100	118	100
1961	43	143	267	226
1968	85	283	297	252
1973	112	373	432	366
1974	135	450	517	438
1975	145	483	573	485

En el cuadro anterior se puede observar el gran esfuerzo que ha hecho durante los últimos veinte (20) años el Sector Eléctrico Colombiano, para extender el servicio de energía al mayor número de habitantes. Pese a estos resultados, la situación actual de la Electrificación en Colombia, comparada con el resto de los países en vía de desarrollo de la América Latina, es modesta.

Esta situación es explicable si se tiene en cuenta que sólo a partir de los primeros años de la década del 50, se establecieron planes de desarrollo eléctrico a escala nacional, los cuales a medida que se fueron desarrollando, entraron a cubrir el gran déficit existente hasta entonces.

Si a lo anterior se agrega el problema del alto crecimiento de la población del país, que para el período de 1954 - 1974 alcanzó una rata promedio del 3.65% anual, y el anormal desarrollo de sus principales centros urbanos, es explicable que pese al gran esfuerzo financiero que ha realizado el país en el campo de la electrificación, no se hayan mejorado notablemente los índices del desarrollo eléctrico.

REGIMEN TARIFARIO

La Junta Nacional de Tarifas es el organismo facultado en el país para definir la política tarifaria del servicio eléctrico. En desarrollo de sus funciones ha acogido los siguientes criterios como base de su gestión :

“ Las entidades de servicios públicos deberán asegurar la protección de sus activos y fomentar el ahorro nacional mediante niveles de tarifas que cubran los costos reales de la prestación del servicio y prevean una adecuada rentabilidad sobre el valor de dichos activos, con el objeto de facilitar apropiadamente la financiación de sus programas ”.

“ Las entidades de servicio público fijarán sus tarifas en tal forma que tomen en cuenta la capacidad económica de los diferentes sectores sociales y el mejor aprovechamiento de los recursos propios de los respectivos servicios en beneficio de la comunidad ”.

Por otra parte, Interconexión Eléctrica S. A. adoptó un esquema tarifario particular, válido para los intercambios de energía en bloque, basado en una metodología de unidades de valor constante.

Este sistema garantiza la recuperación de los costos globales y un margen de rentabilidad del orden del 9% anual, constituyendo un eficiente y equitativo mecanismo de costos, equilibrando los mismos entre las empresas con mercados más amplios y mejor dotados con los de aquellos que no poseen un mercado suficiente para el establecimiento de tarifas rentables en forma aislada.

Un breve análisis de los niveles tarifarios vigentes actualmente en las distintas regiones del país, muestra una gran diversidad de los mismos, especialmente como resultado de las características de costos y de densidad del mercado atendido por cada empresa.

Además, se puede observar como las empresas del Sector Eléctrico Colombiano han mantenido niveles de tarifas relativamente bajos, lo cual las ha obligado a continuos endeudamientos, llevándolas a difíciles situaciones financieras para las cuales no es posible prever soluciones adecuadas a mediano plazo con los actuales mecanismos y procedimientos de reajustes tarifarios.

LAS INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO FRENTE AL DESARROLLO NACIONAL

Antes de entrar a analizar los diferentes mecanismos de financiamiento del Sector Eléctrico en Colombia, es importante destacar la evolución de las inversiones del Sector dentro del marco del desarrollo económico nacional.

En el Cuadro No. 1 se presenta una comparación de las inversiones del Sector frente a la proyección del PBI y los ingresos corrientes de la Nación, basados en las siguientes hipótesis :

- a. Los estimativos en pesos corrientes del PBI se proyectaron a partir del dato histórico correspondiente al año de 1973, creciendo a una tasa anual del 30.6^o/o.
- b. Previendo un mejor desarrollo en la política de ingresos de la Nación se adoptó un valor de 9.75^o/o, para expresar los ingresos corrientes del Gobierno Nacional como porcentaje del PBI.
- c. Basados en el supuesto de que en Colombia la capacidad instalada se duplica cada siete años, se proyectó un plan general de inversiones, el cual incluye lo correspondiente a generación, transmisión y distribución.

El análisis comparativo de los valores presentados muestra una disminución porcentual de las inversiones del Sector frente a los ingresos corrientes de la Nación, representando una participación del país del 3.1^o/o para el año 1983, frente al 25.6^o/o y 15.1^o/o para los años 1973 y 1974 respectivamente, lo cual confirma el hecho de que una ejecución racional de los programas de desarrollo económico garantizaría una mejor disponibilidad de recursos en el marco de las inversiones nacionales.

Ante el vasto programa de inversiones frente al cual se encuentra el Sector Eléctrico del país para suplir satisfactoriamente la demanda de energía en el período 1974 - 1983, se ha considerado la posibilidad de estimar cual sería la cuota de aporte suministrada por el usuario directamente, mediante la aplicación de una sobretasa a la tarifa media con el fin de aliviar en parte la difícil carga financiera que estas inversiones representarían a la Nación.

La metodología utilizada para obtener un índice de los valores recaudados con la sobretasa, fué la siguiente :

A partir de los estudios de demanda del país efectuados por ISA para el período 1974 - 1983 se ha podido establecer en promedio cual sería la energía vendida por las diversas empresas del sector. Paralelamente, con la tarifa media del país en el año 1975 y tomando éste dato como base inicial, se supuso un crecimiento del 10, del 20 y del 30^o/o anual.

Tomando como base ésta tarifa calculada, y de acuerdo a la experiencia existente en la zona norte del país, se supuso una sobretasa equivalente del 15^o/o de la tarifa media para cada uno de los años del período en estudio.

Al conocerse la magnitud de la sobretasa se pudo estimar la tarifa actual media agregada, la cual, convertida a dólares a la tasa de cambio prevista para cada año, produjo una base de comparación con las tarifas medias de los principales países latinoamericanos.

Igualmente, con base en la sobretasa y la energía vendida para cada región del país, se estimaron cuales serían los ingresos netos en pesos o en dólares.

Finalmente, se preparó un programa de inversiones basado en la suposición de que en Colombia la capacidad instalada se duplica cada siete años y similarmente para la parte correspondiente a líneas de transmisión y redes de distribución. Este plan de inversiones se confrontó con lo recaudado por la sobretasa y se pudo establecer el porcentaje de la inversión que aportarían los usuarios del país.

Utilizando la metodología antes descrita se han podido establecer las siguientes conclusiones :

- Al hacer un estudio comparativo de la situación tarifaria colombiana con respecto a los distintos países latinoamericanos, se encuentra que la tarifa media nuestra es sensiblemente inferior a la de cualquiera de éstos.

- Suponiendo un crecimiento del 10^o/o anual sobre la tarifa en centavos de dólar, se destaca que de aceptar este crecimiento, aún en el año 1985 estaríamos muy por debajo del promedio latinoamericano (US ¢ 3.3 contra US ¢ 8.7).

- Se encuentra también que, de aplicarse una sobretasa del 15^o/o sobre la tarifa media, la tarifa agregada para el año 1983 alcanzaría un valor de \$0.798

con un crecimiento del 10^oo, \$1.60 con el 20^oo, y \$3.04 con el 30^oo. Es de anotar que con los crecimientos estimados de la tarifa se espera cubrir la devaluación monetaria y la inflación, es decir algo similar a una tarifa de valor constante. (Ver Cuadro No. 2). El valor recaudado por la sobretasa para el período 1975 - 1983 alcanzaría a US\$319.0 millones con un crecimiento del 10^oo, a US\$484.0 millones con el 20^oo y a US\$748.0 millones con el 30^oo. (Cuadro No. 3). La forma como las diversas regiones del país contribuirían en total hasta 1983 (con un crecimiento del 30^oo) al pago de ésta sobretasa estaría distribuido de tal manera que los grandes centros de consumo (Bogotá, Cali y Medellín) aportarán el 68^oo, la Costa Atlántica el 12^oo y el área cubierta por el ICEL el 20^oo. (Ver Cuadro No. 3). Como se observa, con la sobretasa se garantizaría la transferencia de recursos de las regiones más ricas del país a las de menor desarrollo.

Al ser tomado como base el Plan de Inversiones mostrado en el Cuadro No. 4, el país precisará de una inversión de US\$2.371.0 millones en generación, transmisión, transformación y distribución. Esta inversión enfrentada a lo obtenido por la sobretasa nos demuestra los siguientes resultados :

- a. Con una tarifa creciendo al 10^oo, la sobretasa financiera un 13.4^oo de la inversión total.
- b. Con un crecimiento del 20^oo se obtendría un 20.4^oo de la inversión total.
- c. Finalmente, con un crecimiento del 30^oo, se generarían recursos para cubrir el 31.5^oo de la inversión total.

Cabe anotar que se ha supuesto siempre el aumento de la tarifa en una forma constante y continúa anualmente, lo cual llevaría a que con un crecimiento del 30^oo, en el año 1983 (Cuadro No. 3), se podría cubrir el 53^oo de la inversión de ese año. Por el contrario, lo recaudado en los primeros años no representaría más del 14 ó 15^oo de la inversión anual.

Por otra parte, dada la estrecha correlación que existe entre el crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI) y el de la demanda de energía, se debe tener en cuenta que el componente de inversión del Sector de Energía deberá crecer proporcionalmente. Se ha estimado que para un crecimiento promedio del PBI del 7^oo anual hasta fines del siglo, y con base en una inflación promedio anual de 5^oo para el patrón dólar, el valor de las inversiones necesarias, a precios corrientes, entre 1974 y 2000 sería de aproximadamente 53.000 millones de dólares.

Es claro que tal nivel de inversión variaría de acuerdo con los cambios que pudieran presentarse en el crecimiento del PBI y en las tasas promedias de inflación mundial, reflejadas en el dólar o en cualquier patrón monetario del futuro.

LA SUSTITUCION DE ENERGIA

En materia de desarrollo del Sector Eléctrico, es importante destacar el siguiente concepto de la Comisión Nacional de Recursos de Energía sobre la sustitución de fuentes energéticas :

“ La hidroelectricidad constituye una fuente de sustitución de hidrocarburos que el país debe programar previsivamente en relación con la utilización de las hoyas hidrográficas, la conservación de otros recursos no renovables y la protección del medio ambiente ”.

En Colombia, las posibilidades de sustitución en lo que resta del presente decenio, están limitadas por las dificultades operativas y financieras a las que se abocarían para modificar o acelerar los programas y proyectos ya definidos o en ejecución.

La interconexión de los sistemas hidroeléctricos del interior con los termoeléctricos de la Costa Atlántica, permitirá sustituir parcialmente los hidrocarburos en la generación de electricidad y en algunos usos domésticos.

En el sector de transporte cabría esperar algún nivel de sustitución en la medida en que las ciudades más populosas (Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla) adopten sistemas de transporte masivo electrificado. Estos podrían ser del tipo “ Trolley ” en lo que resta de este decenio, y “sub-way” o tren urbano en el curso del próximo.

Igualmente, a largo plazo podría darse cierto grado de sustitución en la electrificación del transporte férreo nacional.

Los programas de construcción de centrales hidroeléctricas contemplados para el próximo decenio podrían modificarse para reducir la generación eléctrica a base de hidrocarburos.

Debe tenerse presente que en Colombia las actuales tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica exigen duplicar la capacidad instalada cada siete u ocho años. De acuerdo con esta tendencia, el potencial hidroeléctrico del país, estimado entre 40.000 y 50.000 MW, se coparía en unos 40 años. Pero tal evento podría anti-

ciparse, debido a un mayor crecimiento de la demanda de energía hidroeléctrica, como consecuencia de las probables sustituciones por desplazamiento de las demandas de otras fuentes y de posibles innovaciones tecnológicas en los transportes.

Aunque la región oriental del país cuenta con abundantes recursos para la generación de hidroelectricidad, su potencial no ha sido aún completamente evaluado, como tampoco lo ha sido la posibilidad de aprovecharlo en el futuro en circunstancias técnicas y económicas razonablemente previsibles, y dentro de las limitaciones que pudieran surgir de otras necesidades como la de producir alimentos o la de aprovechar otros recursos naturales.

Por otra parte, la tala incontrolada de bosques y la explotación antitécnica de las especies maderables, han asumido proporciones catastróficas que amenazan reducir sustancialmente el potencial hidroeléctrico y agrícola del país. Algunos cálculos indican que el consumo de leña en Colombia puede representar casi una tercera parte del consumo total de energía, lo cual se equipara a la demanda total del petróleo.

Las alzas en los derivados del petróleo sugieren que el carbón podría desplazar algunos combustibles líquidos y gas natural en aplicaciones industriales de índole térmica como la producción de vapor para proceso y de calor en algunas industrias tales como las metalúrgicas, las de cemento, las de materiales de construcción, los ingenios, etc. Esta sustitución podría lograrse a un plazo relativamente corto con base en la mediana minería existente, siempre y cuando que ésta logre tecnificarse y modernizarse con una adecuada asistencia técnica, financiera y administrativa. Conviene anotar que la industria del carbón no ha tenido mayor desarrollo en Colombia debido a su alto costo de producción en relación con el de los hidrocarburos y a la insuficiente infraestructura de los transportes y puertos.

Dadas las reservas de carbón de que dispone el país es de esperarse que, superados los problemas de infraestructura y tecnología propios de la gran minería del carbón, ésta pueda orientarse a la exportación en el curso del próximo decenio y generar recursos en moneda extranjera, que, eventualmente y si fuere necesario, podrían servir para cubrir los costos de la importación de petróleo crudo. Por otra parte, hacia finales del próximo decenio, el carbón podría comenzar a sustituir en forma significativa los hidrocarburos, una vez resueltos los problemas técnicos financieros de sus procesos de gasificación y licuefacción.

A medida que se desarrolle el potencial hidroeléctrico del país o cuando el monto de las inversiones para el aprovechamiento de las hoyas de los grandes ríos justifique el aporte de generación adicional de origen térmico, ésta podría provenir en proporción creciente del carbón o de sus derivados y, contingentemente, de la energía nuclear.

La política energética del país debe orientarse no sólo a mantener su condición de autoabastecimiento, sino a disponer del mayor número posible de opciones que le permitan, en todo momento, adoptar la más ajustada a las circunstancias de su desarrollo. En consecuencia, debe buscar el aprovechamiento integral y óptimo de sus diversas fuentes de energía, dentro del marco de sus disponibilidades.

Se presume la existencia en Colombia de reservas de elementos fisionables (uranio y torio), según estudios del Instituto de Asuntos Nucleares. Estas posibles reservas aún no han sido evaluadas, pero en caso de ser positivas, podrían servir de base para el desarrollo de la energía nuclear en Colombia.

El aprovechamiento de la energía nuclear exige un complejo establecimiento científico y tecnologías de diversa índole especialmente en los campos de la metalurgia y del control de calidad, indispensable para facilitar el montaje y operación de centrales eléctricas nucleares.

Pero debido a que la formación y consolidación de este establecimiento y de estas facilidades exige no menos de 15 o 20 años, es necesario desarrollar desde ahora esta infraestructura con el fin de abrir la opción de esa fuente de energía.

Por último, no es posible evaluar en forma confiable el orden de magnitud de las sustituciones entre fuentes primarias de energía, puesto que se carece de la información estadística detallada en lo pertinente a los usos y aplicaciones en la demanda final, especialmente al nivel del usuario industrial. Esto también dificulta la formación de los planes de aprovechamiento y conservación de recursos de energía.

En vista de que en Colombia se prevé un posible déficit de petróleo, que a partir de 1975 demandaría la importación de crecientes volúmenes de crudo y temporalmente de gasolina motor, es preciso actuar a la mayor brevedad posible para disminuir al máximo el impacto de este déficit y de la situación de dependencia externa que entrañaría.

Por otra parte, conviene sentar ya las bases de una política de aprovechamiento y conservación de los recursos primarios de energía con el objeto de mantener la tradicional posición de autoabastecimiento del país y de diversificar las fuentes de suministro propias mediante el desarrollo oportuno y de acuerdo a su potencial.

De esta manera el país podría disponer de diferentes opciones y escoger la más adecuada a su futuro desarrollo.



PRODUCTO BRUTO INTERNO (PBI), INGRESOS CORRIENTES DEL GOBIERNO NACIONAL
Y COMPARACION CON LOS PROGRAMAS DE INVERSION EN EL SECTOR ELECTRICO EN COLOMBIA

(MILLONES DE \$)

CUADRO Nº VI - 1

AÑOS	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
● PBI EN PESOS CORRIENTES <u>1/</u>	241.865	315.876	412.534	538.769	703.632	918.943	1'200.140	1'567.383	2'047.003	2'673.386	3'491.442
● INGRESOS CORRIENTES <u>2/</u>	* 21.676	30.798	40.222	52.530	68.604	89.596	117.014	152.820	199.583	260.654	340.415
● INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO <u>3/</u>	5.555	4.650	4.560	5.100	6.750	8.370	7.410	6.330	8.190	9.300	10.500
● INVERSIONES DEL SECTOR COMO PORCENTAJE DE INGRESOS CORRIENTES	25.6	15.1	11.3	9.7	9.8	9.3	6.3	4.1	4.1	3.6	3.1

● 1/ Tasa de crecimiento del PBI: 30.6% (Estimativo de FEDESARROLLO).

2/ Ingresos corrientes como porcentaje del PBI: 9.75%

* Ingresos corrientes como porcentaje de PBI, año 1973: 8.9%

3/ Fuente: ICEL



PROYECCION DE LAS TARIFAS DEL SECTOR ELECTRICO
PARA DIVERSAS TASAS DE CRECIMIENTO

CUADRO No. VI - 2

DESCRIPCION	TASA DE CRECIMIENTO %	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
DEMANDA MEDIA GWH										
● EPM		3139	3680	4663	5034	5372	5736	6154	6661	7126
● EEEB		3563	3996	4455	4945	5467	6021	6613	7261	7997
● CVC		1782	1920	2078	2238	2421	2622	2854	3088	3351
● CORELCA		1421	1741	1915	2106	2317	2549	2804	3084	3392
● ICEL		2636	3027	3297	3553	3816	4096	4403	4746	5107
● TARIFA MEDIA ¢	10	32.2	35.4	39.0	42.9	47.2	51.9	57.1	62.8	69.1
	20	32.2	38.6	46.4	55.6	66.8	80.1	96.1	115.4	138.4
	30	32.2	41.9	54.4	70.8	92.0	119.6	155.4	202.1	262.7
● SOBRETASA DEL 15% ¢ (Sobre la Tarifa Media)	10	5	5.5	6.1	6.7	7.3	8.1	8.9	9.8	10.7
	20	5	6.0	7.2	8.6	10.4	12.4	14.9	17.9	21.5
	30	5	6.5	8.5	11.0	14.3	18.6	24.2	31.4	40.8
● TARIFA TOTAL (US ¢)	10	37.2	40.9	45.1	49.6	54.5	60.0	66.0	72.6	79.8
	20	37.2	44.7	53.6	64.3	77.2	92.6	111.1	133.3	160.0
	30	37.2	48.4	62.9	81.8	106.3	138.1	179.6	233.4	303.5
● TASA DE CAMBIO		28.3	30.6	33.5	36.85	40.54	44.59	44.05	53.96	59.4
● TARIFA EN US ¢	10	1.3	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34	1.34
	20	1.3	1.46	1.6	1.75	1.90	2.08	2.27	2.47	2.69
	30	1.3	1.58	1.88	2.22	2.62	3.10	3.66	4.32	5.10



VALOR DE LA SOBRETASA EN MILLONES DE PESOS
OTRO CRECIENDO AL 10, 20 Y 30 % ARA

CUADRO Nº VI - 3

EMPRESA	% SOBRETASA	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	TOTALES
● E. P. M.		156	202	284	337	392	465	548	653	763	3800
		156	221	336	433	559	711	917	1192	1532	6057
		156	240	396	554	768	1067	1489	2092	2907	9469
● EEBB.		178	220	272	331	399	488	589	515	856	4048
		178	240	321	425	569	747	985	1300	1719	6484
		178	260	379	544	782	1120	1600	2280	3263	10406
● CVC		89	105	127	150	177	212	254	303	359	1776
		89	115	149	193	252	325	425	553	720	2821
		89	125	177	246	346	488	691	970	1367	4499
● CORELCA		71	96	117	141	169	206	250	302	363	1715
		71	105	138	181	241	316	418	552	729	2751
		71	114	163	232	331	474	679	968	1384	4416
● ICCEL		132	166	201	238	279	332	392	465	546	2751
		132	182	237	305	397	508	656	850	1098	4365
		132	197	280	391	546	762	1065	1490	2084	6947
TOTAL		626	789	1001	1197	1416	1703	2033	2438	2887	14090
		626	863	1181	1537	2018	2607	3401	4447	5798	22478
		626	936	1395	1967	2773	3911	5524	7800	11005	35935
TOTAL EN US. \$ x 10 ⁶		10	20	30	42	54	68	88	113	145	185
		10	22	26	33	35	38	41	45	49	319
		10	22	28	35	42	50	69	82	98	484
		10	22	30	33	35	38	41	45	49	319



PLAN DE INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO

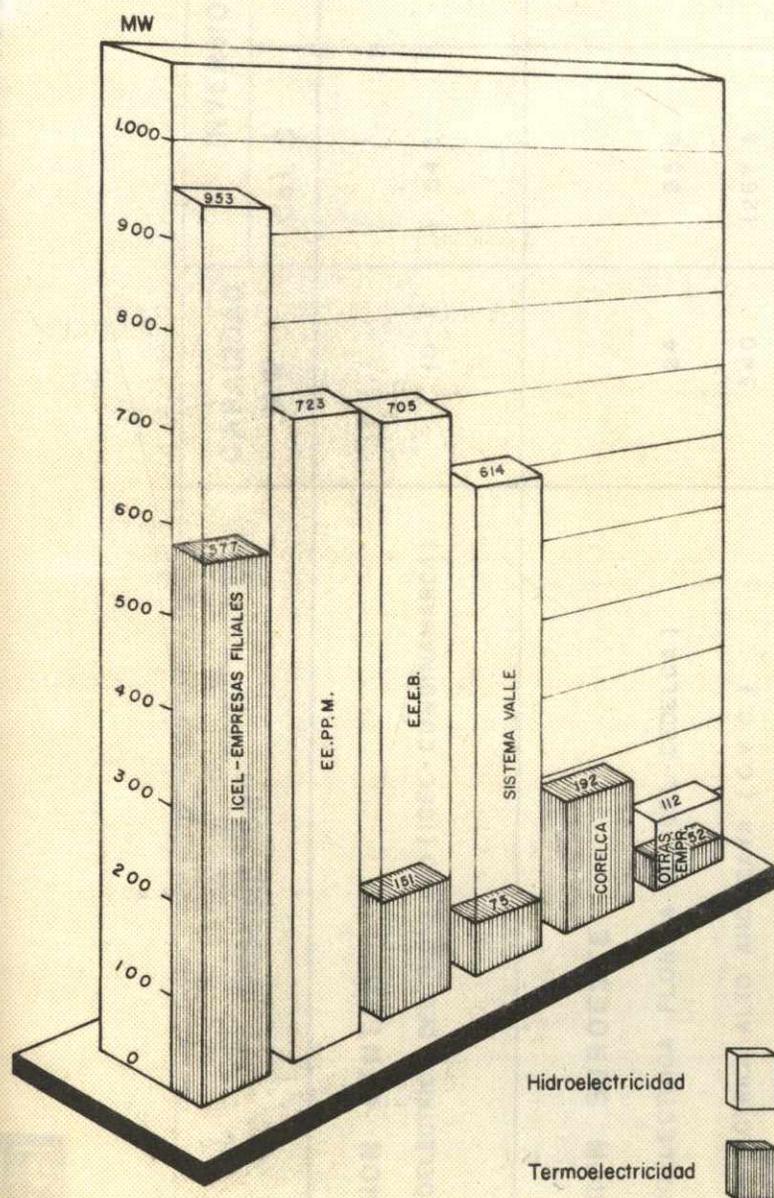
CUADRO Nº VI - 4
(EN MILLONES DE DOLARES Y PESOS A \$ 30,00/US. \$)

PROGRAMA	MONEDA	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	TOTAL DE LAS INVERSIONES
● GENERACION.-	\$	2520	2340	2580	3480	4350	3870	3270	4260	4920	5580	0173
	US. \$ EQUIVALENT.	84	78	88	111	145	121	101	141	161	181	1239
● TRANSMISION Y TRANSFOR- MACION.-	\$	120	330	450	480	540	450	450	510	450	540	4320
	US. \$ EQUIVALENT.	4	11	15	16	18	15	15	17	15	18	144
● ELECTRIFICACION RURAL Y DISTRIBUCION.-	\$	2010	1680	2070	2790	3480	3090	2610	3420	3930	4380	29670
	US. \$ EQUIVALENT.	67	63	69	63	111	101	78	111	131	141	686
TOTAL	\$	4650	4560	5100	6750	8370	7410	6330	8190	9300	10500	07117
	US. \$ EQUIVALENT.	155	152	171	225	279	247	211	273	310	350	1732



CAPITULO VII

CAPACIDAD INSTALADA EN COLOMBIA 1.975



estadísticas
y
mapas

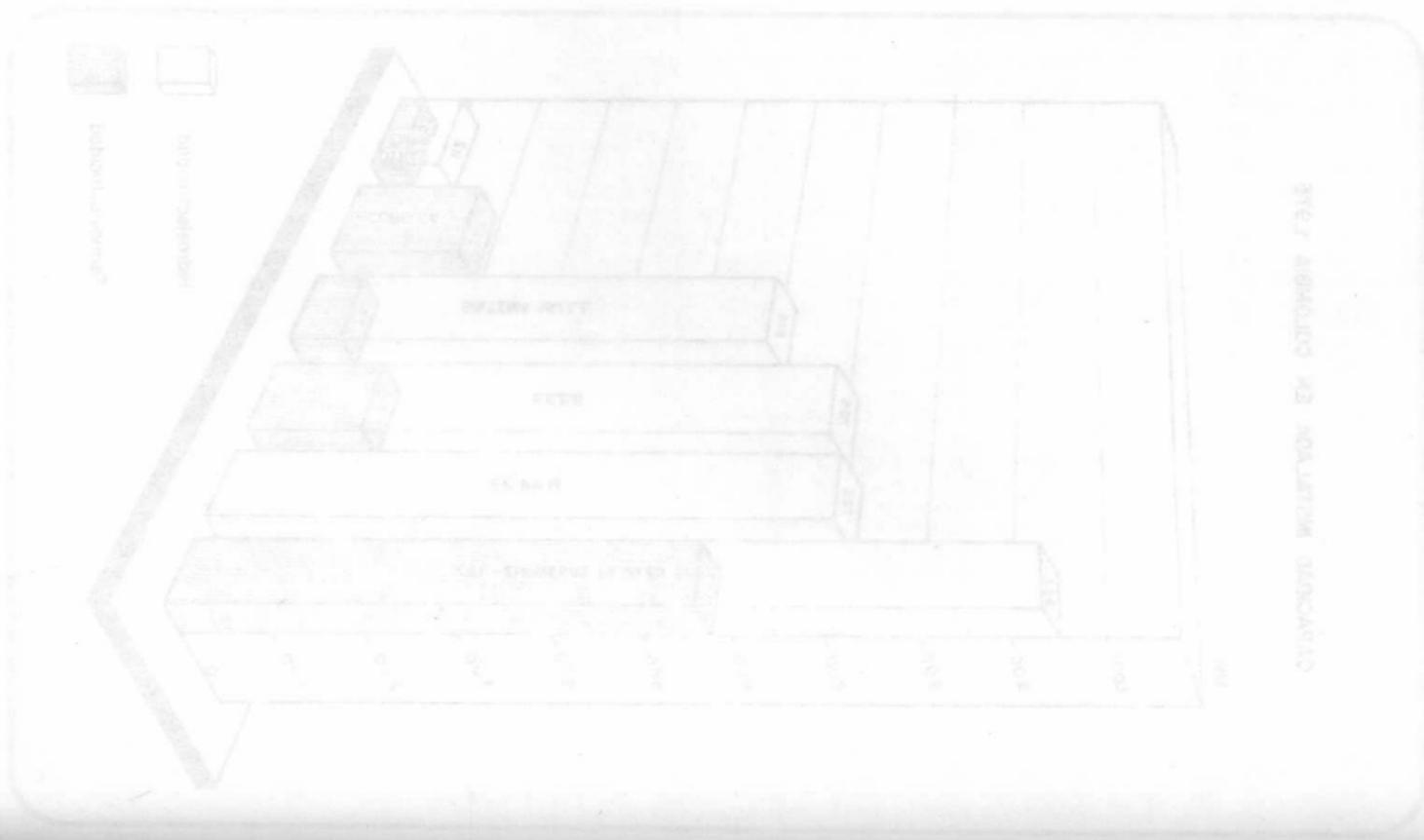


PLAN DE INVERSIONES DEL SECTOR ELECTRICO

ENTIDAD	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	TOTAL
ICEL - EMPRESAS FILIALES	953	1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	14000
EE.PP.M.	723	750	780	810	840	870	900	930	960	990	1020	10000
EEEB.	705	730	760	790	820	850	880	910	940	970	1000	10000
SISTEMA VALLE	614	630	650	670	690	710	730	750	770	790	810	8000
CORELCA	192	200	210	220	230	240	250	260	270	280	290	3000
OTRAS EMPRESAS	112	115	120	125	130	135	140	145	150	155	160	1600
TOTAL	3297	3418	3570	3720	3870	4020	4170	4320	4470	4620	4770	47000

6474101092
 2810111

CREDITO III



CAPACIDAD INSTALADA DURANTE EL PERIODO 1974 - 1975

CUADRO N° VII-1
VALORES EN MILLONES

DESCRIPCION	CAPACIDAD MW	INVERSIONES		TOTAL EQUIVALENTE Col.\$	FECHA DE INSTALACION
		Col. \$	US. \$		
●- REGION CENTRO					
HIDROELECTRICA DEL RIONEGRO (ICEL - CUNDINAMARCA)	10	54.2	1.0	80.0	JULIO/74
●- REGION SUROESTE					
HIDROELECTRICA FLORIDA II (ICEL - CEDELCA)	24	85.8	1.4	403.1	DICIEMBRE/75.
HIDROELECTRICA ALTO ANCHICAYA (G.V.C.)	340	1267.8	66.7	3155.5	JULIO/74
●- TODO EL PAIS					
PROGRAMA DE PLANTAS MOVILES (ICEL)	32.2	9.6	6.8	228.9	DESDE 1972
●- REGION NORDESTE					
AMPLIACION DE TERMOPAIPA (ICEL - ELECTROBOYACA)	66	74.0	12.5	344.4	AGOSTO /75
TOTAL	472.2	1491.4	88.4	3.911.9	



ESTUDIO DEL POTENCIAL HIDROELECTRICO DE COLOMBIA
(SIN INCLUIR LOS PROYECTOS EN INVESTIGACION NI ESTUDIOS PRELIMINARES)
1 U.S. \$ = 30 COL. \$

CUADRO Nº VII-3

ENTIDAD	PROYECTO	ESTADO ACTUAL DE LOS ESTUDIOS	COSTO ESTIMADO DE CONSTRUCCION MILLONES COL. \$	CAPACIDAD INSTALABLE MW	DEPARTAMENTO	RIO
ISA	SOGAMOSO	FACTIBILIDAD	16.200	1.700	SANTANDER	SOGAMOSO
	XARRAPA	PREFACTIBILIDAD	7.650	330	ANTIOQUIA	CAUCA MEDIO
	FARALLONES	PREFACTIBILIDAD	20.700	2.120	ANTIOQUIA	CAUCA MEDIO
	CAÑAFISTO	PREFACTIBILIDAD	16.500	1.600	ANTIOQUIA	CAUCA MEDIO
	ITUANGO	PREFACTIBILIDAD	27.960	3.860	ANTIOQUIA	CAUCA MEDIO
	APAVI	PREFACTIBILIDAD	24.000	1.920	ANTIOQUIA	CAUCA MEDIO
	NECHI	PREFACTIBILIDAD	9.000	550	ANTIOQUIA	NECHI
	SAN CARLOS II	FACTIBILIDAD	4.980	960	ANTIOQUIA	GUATAPE Y NARE
	JAGUAS	FACTIBILIDAD	1.860	120	ANTIOQUIA	NARE
	CHIVOR II	DISEÑO	3.345	500	BOYACA	BATA
	PALMALARGA	PREFACTIBILIDAD	5.430	380	TOLIMA	SALDAÑA
	EL NEME	PREFACTIBILIDAD	620	380	TOLIMA	SALDAÑA
	HONDA	PREFACTIBILIDAD	17.700	1.400	TOLIMA	MAGDALENA
ICEL	GUAVIO	FACTIBILIDAD	12.900	1.520	CUNDINAMARCA	GUAVIO
	MALAGUTA	PREFACTIBILIDAD	16.800	1.500	CHOCO	SAN JUAN
ICEL	PATIA 405	FACTIBILIDAD	9.900	1.540	NARIÑO	PATIA
	PATIA 236	FACTIBILIDAD	3.600	1.100	NARIÑO	PATIA
	RETANIA	FACTIBILIDAD	3.800	510	HUILA	MAGDALENA
	MARGUA	PREFACTIBILIDAD	5.795	630	NORTE DE SANTAND.	MARGUA
	JULUMITO	FACTIBILIDAD	474	52	CAUCA	SATE
	URRA I	FACTIBILIDAD	23.569	2.832	CORDOBA	SINU
CORELCA	URRA II	FACTIBILIDAD	4.410	490	CORDOBA	SINU
	MESITAS-LA GUACA	DISEÑO	4.869	1.040	CUNDINAMARCA	BOGOTA
C.V.C.	SALVAJINA	DISEÑO	2.640	270	CAUCA	CAUCA
	TOTALES:		226.383	25.522		



CENTRALES ELECTRICAS EN CONSTRUCCION O EN PERIODO DE LICITACION Y CONTRATO
1974 - 1975

CUADRO Nº VII-2

(VALORES EN MILLONES)

DESCRIPCION	CAPACIDAD MW.	INVERSIONES HASTA 1974		POR INVERTIR		COSTO TOTAL Col. \$	AÑO DE INICIACION	AÑO PUESTA EN SERVICIO
		Col. \$	US. \$	Col. \$	US. \$			
● REGION NORTE								
TERMO CARTAGENA I (CORELCA)	132.0	63.1	2.3	139.9	21.2	908.4	1974	1977
PLANTA DIESEL SAN ANDRES (ICEL)	6.4	1.3	-0-	34.5	4.3	164.8	1974	1976
TERMO BALLENAS - GUAJIRA (ICEL)	15.0	-0-	-0-	36.3	4.4	168.3	1975	1976
● REGION NORDESTE								
AMPLIACION TERMO BARRANCA (ICEL)	66.0	155.7	10.0	44.7	2.3	570.0	1972	1976
HIDROELECTRICA DE CHIVOR I (ISA)	500.0	1000.0	65.0	974.0	45.5	5289.0	1970	1976
HIDROELECTRICA DE CHIVOR II (ISA)	500.0	-0-	-0-	807.0	74.1	3030.0	1975	1979
● REGION NOROESTE								
HIDROELECTRICA DE GUATAPE II (E.P.M.)	280.0	299.3	5.8	1836.7	44.4	3642.0	1972	1978
SAN CARLOS I (ISA)	620.0	-0-	-0-	2586.9	111.1	5920.8	1975	1981
● REGION CENTRO								
AMPLIACION TERMO ZIPA (E.E.E.B.)	66.0	124.0	6.0	45.0	1.0	350.	1970	1975
● REGION SUROESTE								
PLANTA DIESEL DE TUMACO (ICEL)	6.0	8.3	0.7	-0-	2.2	124.1	1975	1976
TOTAL	2191.4	1650.4	89.8	6505.0	5772.1	20167.4	-	-

LINEAS EN CONSTRUCCION O EN PROCESO DE LICITACION, ADJUDICACION Y CONTRATO
1.974 - 1.975

CUADRO Nº VII - 5

Valores en millones de Col. \$

DESCRIPCION	LONGITUD KMS	TENSION KV	COSTO TOTAL \$ COL.	FECHA PUESTA EN SERVICIO
REGION NORTE				
SABANALARGA - FUNDACION - VALLEDUPAR (CORELCA)	235	220	453.0	1.978
RIO CORDOBA - FUNDACION (ICEL - BID)	62	115	22.0	1.977
SECTOR MAGANGUE-MOMPOS (ICEL)	46	115	20.8	1.975
CARTAGENA - TOLUVIEJO (CORELCA)	107	66	65.0	1.977
REGION NOROESTE				
SANTA FE - FRONTINO - APARTADO (ICEL)	213	110	113.0	1.977
SAN CARLOS - CHINU - CERROMATOSO (CORELCA)	520	500	3000.0	1.979
REGION NORDESTE				
BUCARAMANGA - SAN GIL (ICEL - BID)	57	115	21.9	1.976
PAIPA - BARBOSA - CHIQUINQUIRA (ICEL)	110	115	47.6	1.976
PAIPA-CHIVOR (DOS CIRCUITOS - ISA)	121	220	161.0	1.976
CHIVOR - TORCA - LA MESA (DOS CIRCUITOS - ISA)	162	220	252.3	1.976
BARRANCA - BUCARAMANGA (ICEL - ESSA)	95	220	160.0	1.977
CONVENCION- AYACUCHO (CENTR. NORTE SANT.-ICEL)	32	115	10.0	1.976
PAIPA - BELENCITO (ELECTROBOYACA - ICEL)	32	115	57.6	1.977
REGION CENTRO				
ALTAMIRA - FLORENCIA (ICEL)	55	115	11.5	1.977
PRADO - NEIVA 2º circuito - (ICEL)	110	115	23.5	1.976
REGION SUROESTE				
PASTO - IPIALES Y POPAYAN - PASTO 2º Circuito (ICEL)	100	115	41.8	1.975
TOTAL	2.057	-	4461.0	-



LINEAS DE TRANSMISION TERMINADAS EN EL PERIODO 1974-1975

CUADRO Nº VII-4
VALORES EN MILLONES (\$)

DESCRIPCION	LONGITUD KMS.	TENSION KV	TOTAL INVERSIONES COL. \$	FECHA DE PUESTA EN SERVICIO
REGION NOROESTE				
GUATAPE - PUERTO INMARCO (E.P.M.)	62	110	200	OCTUBRE/1974
REGION NORDESTE				
PAIPA - BUCARAMANGA - CUCUTA (ICEL)	269	220	1600	NOVIEMBRE/1974
FLORIDABLANCA - PALENOQUE (ICEL)	8	115	4.5	NOVIEMBRE/1974
BELEN - SEVILLA (ICEL)	4	115	4.0	NOVIEMBRE/1974
GUATAPE - BARRANCABERMEJA (ISA-ICEL)	200	220	160.1	NOVIEMBRE/1974
REGION SUROESTE				
DANUBIO - PANGE - YUMBO (C.V.C.)	67	220	84.5	DICIEMBRE/1974
ANILLO - PASTO (ICEL - CEDENAR)	12	115	9.0	DICIEMBRE/1974
PANGE - JUANCHITO (C.V.C.)	16	115	7.7	DICIEMBRE/1974
FLORIDA II - POPAYAN (ICEL)	12	115	4.9	DICIEMBRE/1974
REGION CENTRO				
NEIVA - ALTAMIRA (ICEL)	118	115	42.6	MAYO/1975
TOTAL	768	-	497.3	



**LINEAS DE TRANSMISION EN ESTUDIO PARA EJECUCION
FUTURA Y EN INVESTIGACION**

CUADRO N° VII-6

DESCRIPCION	LONGITUD Kms.	TENSION Kv.	FECHA DE PUESTA EN SERVICIO
● REGION NORTE			
VALLEDUPAR-CERREJON (CORELCA)	80	220	1.980
RIO HACHA - MAICAO - PARAGUACHON (ICEL)	90	115	1.977
● REGION NOROESTE			
SAN CARLOS-TORCA (ISA)	210	220	1.980
ESMERALDA - YUMBO (ISA)	195	220	1.982
SAN CARLOS - BARRANCABERMEJA (ISA)	188	220	1.980
GUATAPE - MEDELLIN (E.P.M.)	55	220	1.977
RIO NEGRO - RIO PIEDRAS (E.P.M.)	25	110	1.978
YARUMAL-CAUCASIA (E.P.M.)	120	110	1.979
CHIVOR-TORCA (ISA)	103	220	1.979
SAN CARLOS - GUATAPE (ISA)	34	220	1.980
SAN CARLOS-MEDELLIN (ISA)	90	220	1.982
GUADALUPE - CERROMATOSO (E.P.M.)	143	115	1.978
● REGION NORDESTE			
ZULIA - FRONTERA CON VENEZUELA (ICEL)	15	220	1.977
● REGION CENTRO			
GUADUERO - VILLETA (ICEL)	22	115	1.976
SIBATE - FUSAGASUGA (ICEL)	60	115	1.976
SAN CARLOS - BOGOTA (ISA)	210	220	1.980
TORCA - MARTIN DEL CORRAL (E.E.E.B.)	40	115	1.976
TORCA - AUTOPISTA (E.E.E.B.)	5	115	1.976
TORCA - CASTELLANA (E.E.E.B.)	8	115	1.976
BALSILLAS - CERRO - SUBA (E.E.E.B.)	30	115	1.975
● REGION SUROESTE			
IPIALES - FRONTERA CON ECUADOR (ICEL)	15	115	1.976
● TOTAL			
	1.800	-	-
● NOTAS:			



POTENCIA INSTALADA Y GENERACION PUBLICA EN COLOMBIA
AÑO 1974

CUADRO N°: VII-7

DESCRIPCION	REGIONES	POTENCIA NOMINAL INSTALADA - K.W.					GENERACION BRUTA - M.W.H.					PORCENTAJE SOBRE EL TOTAL DEL PAIS		POBLACION 1974	VATIOS INSTALADOS POR HABITANTE	
		HIDRAULICA K.W.	DIESEL K.W.	VAPOR K.W.	TURBOGAS K.W.	TOTAL K.W.	HIDRAULICA M.W.H.	DIESEL M.W.H.	VAPOR M.W.H.	TURBOGAS M.W.H.	TOTAL M.W.H.	POTENCIA %	GENERACION %			
1	● REGION NORTE															
I	GUAJIRA	-	9.115	-	-	9.115	-	27.680	-	-	27.680	0.29	0.24	373.781	24	
II	MAGDALENA	1.190	33.655	-	-	34.845	2.971	38.096	-	-	41.067	1.10	0.35	850.138	41	
III	CESAR	190	14.125	-	-	14.315	300	44.639	-	-	44.939	0.45	0.39	526.980	27	
IV	ATLANTICO	-	2.075	202.100	113.500	317.675	-	300	893.837	317.245	1.211.382	10.03	10.42	1.077.266	295	
V	BOLIVAR	-	11.655	42.085	32.500	86.240	-	28.610	167.678	38.236	234.524	2.72	2.02	1.076.650	80	
VI	CORDOBA	-	9.785	-	29.200	38.985	-	47.725	-	122.517	170.242	1.23	1.46	1.012.919	39	
VII	SUCRE	-	6.845	-	-	6.845	-	18.101	-	-	18.101	0.22	0.16	326.500	21	
VIII	SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	-	7.275	-	-	7.275	-	25.000	-	-	25.000	0.23	0.22	43.607	167	
	SUBTOTAL	1.380	94.530	244.185	175.200	515.295	3.271	230.151	1.061.515	477.998	1.772.935	16.27	15.25	5.287.841	97	
2	● REGION NORDESTE															
I	NORTE DE SANTANDER	1.030	8.260	-	48.000	57.290	2.103	17.489	-	164.948	184.540	1.81	1.59	723.009	79	
II	SANTANDER	26.445	10.823	28.000	36.000	101.270	129.333	5.267	122.135	84.593	341.328	3.20	2.94	1.332.149	76	
III	BOYACA	4.285	3.900	36.500	-	44.685	15.000	6.500	181.598	-	203.098	1.41	1.75	1.310.677	34	
	SUBTOTAL	31.760	22.983	64.500	84.000	203.245	146.436	29.256	303.733	249.541	728.966	6.42	6.28	3.365.835	60	
3	● REGION NOROESTE															
I	ANTIOQUIA	750.670	10.550	-	-	761.220	3.562.612	9.271	-	-	3.571.883	24.03	30.73	3.943.930	193	
II	CHOCO	175	4.295	-	-	4.470	-	1.500	-	-	1.500	0.14	0.01	267.572	17	
	SUBTOTAL	750.845	14.845	-	-	765.690	3.562.612	10.771	-	-	3.573.383	24.17	30.74	4.211.502	182	
4	● BOGOTA D.E.	554.000	-	84.500	-	638.500	2.901.881	-	171.198	-	3.073.079	20.16	26.44	3.321.237	192	
5	● REGION CENTRO															
I	CUNDINAMARCA	13.235	3.660	-	-	16.895	24.341	8.007	-	-	32.348	0.53	0.28	1.362.559	12	
II	META	590	7.060	-	-	7.650	2.500	26.500	-	-	29.000	0.24	0.25	406.540	19	
III	TOLIMA	71.320	6.785	-	-	78.105	290.053	4.117	-	-	294.170	2.47	2.53	1.040.360	75	
IV	HUILA	9.000	9.120	-	-	18.120	60.726	2.945	-	-	63.671	0.57	0.55	657.522	28	
V	CAQUETA	-	4.390	-	-	4.390	-	17.500	-	-	17.500	0.14	0.15	82.284	53	
	SUBTOTAL	94.145	31.015	-	-	125.160	377.620	59.069	-	-	436.689	3.95	3.76	3.549.265	35	
6	● REGION SUROESTE															
I	CALDAS	188.450	4.520	-	-	192.970	621.723	-	-	-	621.723	6.09	5.35	920.760	210	
II	RISARALDA	18.850	4.155	-	-	23.005	102.500	18.397	-	-	120.897	0.63	1.04	572.946	35	
III	QUINDIO	7.990	360	-	-	8.350	39.000	5.603	-	-	44.603	0.26	0.38	425.238	20	
IV	VALLE	541.425	24.565	53.000	-	618.990	843.780	2.407	221.613	-	1.067.800	19.54	9.19	2.658.790	232	
V	CAUCA	34.470	1.325	-	-	35.795	33.762	2.351	-	-	36.113	1.13	0.31	772.635	46	
VI	NARIÑO	31.490	6.835	-	-	38.315	102.689	12.060	-	-	114.749	1.21	0.99	875.090	44	
VII	PUTUMAYO	768	3.530	-	-	4.298	3.364	10.020	-	-	13.384	0.07	0.12	18.191	236	
	SUBTOTAL	820.433	45.290	53.000	-	921.723	1.746.818	50.838	221.613	-	2.019.269	28.93	17.38	6.241.650	148	
7	● REGION ORIENTE															
I	ARAUCA	-	875	-	-	875	-	5.500	-	-	5.500	0.03	0.04	32.763	27	
II	VICHADA	-	110	-	-	110	-	360	-	-	360	-	-	347	317	
III	GUAINIA	-	80	-	-	80	-	320	-	-	320	-	-	-	-	
IV	VAUPES	-	210	-	-	210	-	810	-	-	810	-	0.01	24.780	9	
V	AMAZONAS	-	1.535	-	-	1.535	-	11.626	-	-	11.626	0.06	0.12	32.131	48	
	SUBTOTAL	-	2.810	-	-	2.810	-	18.616	-	-	18.616	0.09	0.17	90.021	31	
	TOTAL	2.252.563	211.473	446.185	259.200	3.172.423	8.738.638	398.701	1.758.059	727.539	11.622.937	-	-	26.068.931	121 135*	
8	● RESUMEN POR GRUPOS DE EMPRESAS															
I	EMPRESAS FILIALES DE ICEL	375.755	135.800	176.885	199.200	887.440	1.266.998	173.501	756.434	659.893	2.856.826	28.02	24.58	-	-	
II	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DE BOGOTA	554.000	-	84.500	-	638.500	2.901.881	-	171.198	-	3.073.079	20.16	26.44	-	-	
III	EE, PP, DE MEDELLIN	723.000	-	-	-	723.000	3.460.315	-	-	-	3.460.315	22.83	29.77	-	-	
IV	SISTEMA DEL VALLE	538.840	22.130	53.000	-	613.970	843.780	804	221.613	-	1.066.197	19.38	9.17	-	-	
V	CORELCA	-	-	132.000	60.000	192.000	-	-	608.814	67.646	676.460	6.06	5.82	-	-	
VI	OTRAS EMPRESAS	60.968	53.545	-	-	114.513	265.664	224.396	-	-	490.060	3.85	4.22	-	-	
	TOTAL	2.252.563	211.475	446.185	259.200	3.169.423	8.738.638	398.701	1.758.059	727.539	11.622.937	100.00	100.00	-	-	
	● PORCENTAJES POR TIPO DE CAP. Y GENERACION	71.07 %	6.66 %	14.09 %	8.18 %	100.00 %	75.18 %	3.44 %	15.13 %	6.25 %	100.00 %	-	-	-	-	

NOTAS: No se incluyen 350 MW de capacidad aproximada de Autoprodutores, ni 1.860 GWh. de generacion aproximada de los mismos.



ESTADÍSTICAS DE PRODUCCIÓN Y VENTAS
DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

AÑO 1974

CUADRO N° VII-8

DESCRIPCIÓN	EMPRESAS GRUPO ICEL	E. E. E. DE BOGOTÁ	E. P. DE MEDELLÍN	SISTEMA DEL VALLE	CORELCA	OTROS	TOTAL
● ENERGÍA EN GWH							
Generación							
Hidráulica	1.267	2.902	3.460	844	-	262	8.735
Térmica	1.590	171	-	222	677	228	2.888
Total Generación	2.857	3.073	3.460	1.066	677	490	11.623
Intercambios otros sistemas ^{1/}							
Compras	1.542	92	-	741	-	-	2.375
Ventas	833	-	858	7	677	-	2.375
Total Disponibilidad	3.566	3.165	2.602	1.800	-	490	11.623
Consumo Propio y Pérdidas							
Ventas al Consumidor final							
Industrial	820	809	698	623	-	110	3.060
Otros Sectores - Res., Com., etc.	2.193	1.927	1.400	849	-	321	6.690
Total Ventas	3.013	2.736	2.098	1.472	-	431	9.750
% de Consumo propio y pérdidas	15.5	13.6	19.4	18.2	-	12.0	16.1
● TARIFAS MEDIAS - En Cts. / Kwh							
Industrial	34.00	30.60	28.72	32.70	-	25.50	31.27
Otros Sectores - Res., Com., etc.	36.50	26.96	24.72	40.83	-	27.00	31.39
Promedio General	35.81	28.04	26.05	37.36	-	26.68	31.35
● MILES DE SUSCRIPTORES							
Industrial	8	12	2	3	-	2	27
Otros Sectores - Res., Com., etc.	762	394	226	260	-	180	1.822
Total	770	406	228	263	-	182	1.849
● VENTAS AL CONSUMIDOR FINAL (En millones de pesos)							
Industrial	279	247	200	203	-	28	957
Otros Sectores	800	520	347	347	-	87	2.100
Total	1.079	767	546	550	-	115	3.057
● CONSUMO PROMEDIO POR SUSCRIPTOR - Kwh/año							
Industrial	102.500	67.417	349.000	207.667	-	5.000	113.333
Otros Sectores	2.878	4.891	6.195	3.265	-	1.783	3.672
Promedio General	3.913	6.739	9.202	5.597	-	2.368	5.273
● PROMEDIO FACTURADO POR SUSCRIPTOR - \$/año							
Industrial	34.875	20.583	100.000	67.667	-	14.000	35.444
Otros Sectores	1.050	1.320	1.531	1.335	-	483	1.153
Promedio General	1.401	1.889	2.395	2.091	-	632	1.653

^{1/} Se consideró que los intercambios entre sistemas tuvieron una eficacia del 100 %



ESTADÍSTICA REGIONAL AÑO DE 1974

CUADRO Nº VII - 10

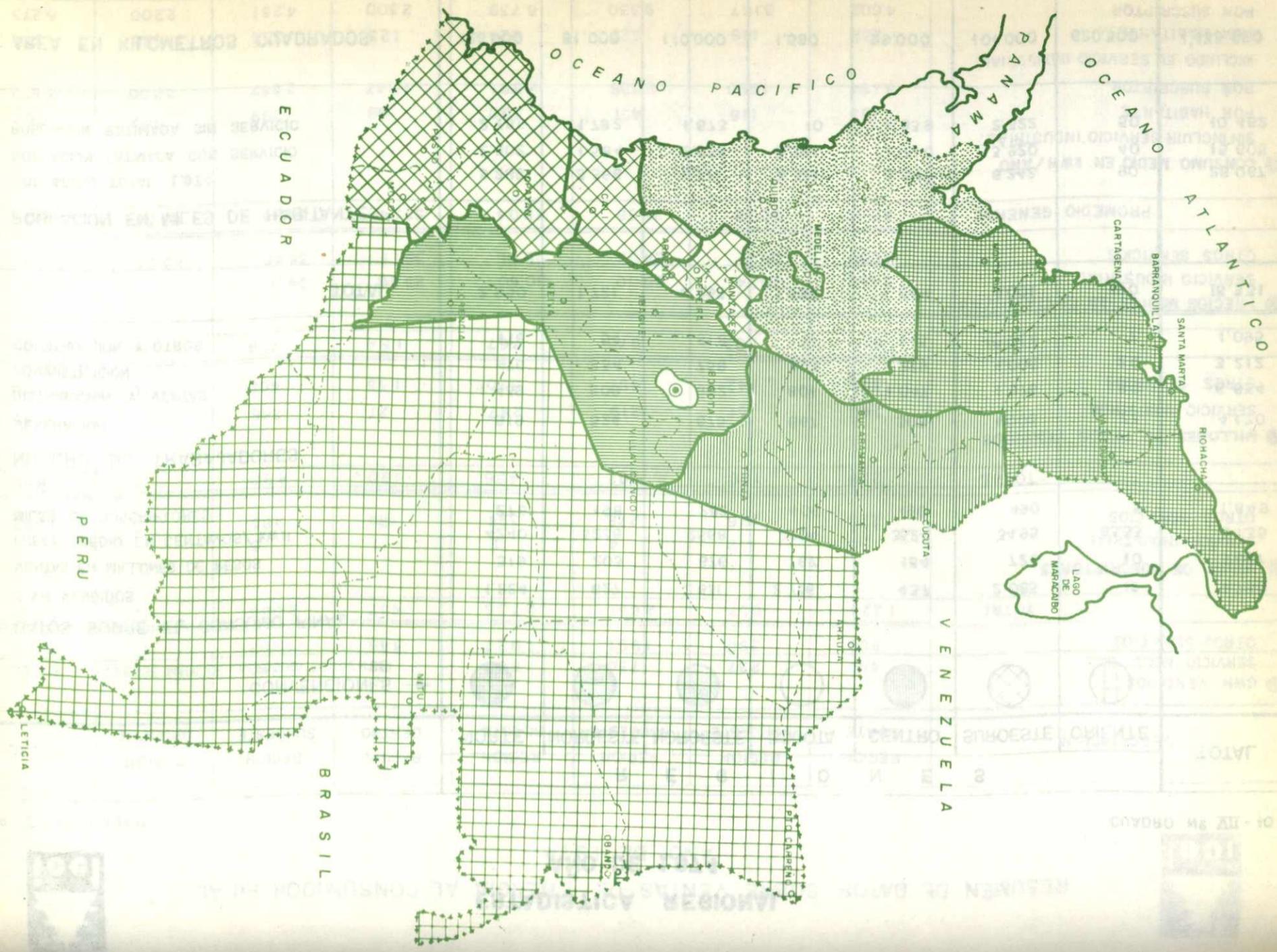
R E G I O N E S		NORTE	NORDESTE	NOROESTE	BOGOTA	CENTRO	SUROESTE	ORIENTE	TOTAL
CONVENIONES ← (VEASE MAPA DE LA PAGINA SIGUIENTE)									
● DATOS SOBRE EL CONSUMO FINAL									
GWH VENDIDOS									
VENTAS EN MILLONES DE PESOS									
PRECIO MEDIO EN CENTAVOS/ KWH									
MILES DE SUSCRIPTORES									
● NUMERO DE TRABAJADORES									
GENERACION									
DISTRIBUCION Y VENTAS									
ADMINISTRACION									
CONSTRUCCION Y OTROS									
TOTAL									
● POBLACION EN MILES DE HABITANTES									
POBLACION TOTAL 1.974									
POBLACION ESTIMADA CON SERVICIO									
POBLACION ESTIMADA SIN SERVICIO									
● AREA EN KILOMETROS CUADRADOS									

RESUMEN DE DATOS SOBRE VENTAS DE ENERGIA AL CONSUMIDOR FINAL AÑO DE 1974

CUADRO Nº VII - 9

DESCRIPCION	REGION NORTE	REGION NORDESTE	REGION NOROESTE	REGION BOGOTA	REGION CENTRO	REGION SUROESTE	REGION ORIENTAL	TOTAL
● GWH VENDIDOS								
SERVICIO INDUSTRIAL	416	237	730	809	88	780		3.060
OTROS SERVICIOS	808	390	1.901	1.927	349	1.303	12	6.690
TOTAL	1.224	627	2.631	2.736	437	2.083	12	9.750
● MILES DE SUSCRIPTORES								
SERVICIO INDUSTRIAL	3	2	4	12	1	5		27
OTROS SERVICIOS	275	196	278	394	189	485	5	1.822
TOTAL	278	198	282	406	190	490	5	1.849
● MILLONES DE PESOS VENDIDOS								
SERVICIO INDUSTRIAL	143	61	219	247	21	266		957
OTROS SERVICIOS	376	142	457	520	133	462	10	2.100
TOTAL	519	203	676	767	154	728	10	3.057
● PRECIOS MEDIOS - EN CENTAVOS/KWH								
SERVICIO INDUSTRIAL	3.438	25.74	30.00	30.60	23.86	34.10		31.27
OTROS SERVICIOS	4.653	36.41	24.03	26.96	38.11	35.46	83.33	31.39
PROMEDIO GENERAL	42.40	32.38	25.68	28.04	35.24	34.95	83.33	31.35
● CONSUMO MEDIO EN KWH/AÑO								
SIN INCLUIR SERVICIO INDUSTRIAL:								
POR HABITANTE	153	116	451	580	98	209	122	257
POR SUSCRIPTOR	3.194	1.990	6.838	4.891	1.847	2.687	2.200	3.672
INCLUIDO EL SERVICIO INDUSTRIAL:								
POR HABITANTE	232	186	625	824	123	334	122	374
POR SUSCRIPTOR	4.602	3.167	9.330	6.739	2.300	4.251	2.200	5.273





POTENCIA NOMINAL INSTALADA Y GENERACION EN COLOMBIA

AÑOS 1967 a 1974

CUADRO Nº VII-11

DEPARTAMENTOS	POTENCIA NOMINAL INSTALADA k.w.								GENERACION EN MILES DE KILOVATIOS HORA M.W.H.								INCREMENTO EN % SOBRE 1973	
	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	1.974	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971	1.972	1.973	1.974	POTENCIA	GENERACION
GUAJIRA	4.345	4.345	4.345	4.425	4.425	9.115	9.115	9.115	10.266	13.035	13.500	14.071	13.302	27.085	23.320	27.600	—	16.70
MAGDALENA	19.020	24.020	29.020	30.935	30.935	36.945	36.945	34.845	55.865	71.991	77.349	66.779	90.037	101.338	40.186	41.067	5.68	2.19
CESAR	3.300	3.300	3.300	8.785	8.785	12.215	12.215	14.315	14.454	15.500	16.754	18.064	21.318	40.735	42.264	44.939	17.19	1.52
ATLANTICO	112.860	112.860	107.500	130.590	145.590	185.675	317.675	317.675	468.321	515.804	555.481	565.029	635.834	755.506	1.036.039	1.211.382	—	16.92
BOLIVAR	62.230	63.195	63.145	63.795	63.795	86.240	86.240	86.240	201.595	203.999	225.536	245.134	281.284	405.171	465.165	234.524	—	(49.58)
CORDOBA	22.290	22.290	23.290	23.290	38.290	38.985	38.985	38.985	35.405	58.368	85.670	94.779	74.617	144.908	161.935	170.242	—	5.15
SUCRE	4.300	4.300	4.300	4.505	4.505	4.745	6.845	6.845	18.834	2.500	2.750	6.155	14.256	15.366	14.168	18.101	—	27.76
NORTE DE SANTANDER	27.170	27.170	41.170	41.170	42.170	57.290	57.290	57.290	99.294	107.903	120.383	130.526	136.365	160.018	183.902	194.540	—	0.40
SANTANDER	40.000	40.000	68.000	66.670	85.670	101.270	101.270	101.270	128.607	153.585	161.492	185.767	231.229	267.798	326.293	341.328	—	4.61
BOYACA	43.625	43.625	43.625	44.445	44.445	44.685	44.685	44.685	128.899	148.279	141.470	172.608	197.950	217.058	212.129	203.098	—	4.26
ANTIOQUIA	443.205	443.605	444.500	446.510	518.510	761.220	761.220	761.220	1.709.478	1.820.605	1.947.254	2.093.822	2.223.890	2.729.087	3.252.193	3.571.883	—	9.83
CHOCO	1.905	1.905	2.905	2.905	2.905	4.470	4.470	4.470	4.054	4.150	4.250	7.226	9.605	10.347	12.360	1.500	—	(87.66)
CALDAS	56.870	57.970	122.970	192.970	192.970	192.970	192.970	192.970	275.116	305.779	422.522	568.069	582.101	574.772	582.599	621.723	—	6.72
RISARALDA	13.180	19.180	19.180	20.005	20.005	20.005	20.005	20.005	93.658	95.136	99.205	97.779	105.421	144.036	145.000	120.897	—	(16.62)
QUINDIO	8.350	8.350	8.350	8.350	8.350	8.350	8.350	8.350	48.676	59.344	55.943	40.376	46.531	54.640	65.500	44.605	—	(31.90)
BOGOTA Y CUNDINAMARCA	457.215	457.215	453.880	595.035	595.035	645.395	645.395	655.395	1.441.998	1.652.908	1.941.743	2.292.944	2.523.271	2.833.365	2.926.957	3.105.427	1.55	6.10
META	3.655	5.055	6.205	6.340	6.640	7.650	7.650	7.650	13.887	16.428	17.285	16.757	5.547	19.731	22.500	29.000	—	28.89
TOLIMA	26.340	26.340	26.340	26.340	26.340	27.105	78.105	78.105	91.639	86.903	87.429	92.194	105.374	73.277	163.009	294.170	—	80.46
HUILA	17.000	17.000	17.000	17.000	17.500	18.120	18.120	18.120	42.172	47.442	55.124	61.058	73.489	75.191	55.222	63.671	—	15.30
VALLE	278.990	278.990	278.990	278.990	278.990	278.990	278.990	618.990	911.294	995.845	911.268	828.120	1.002.484	806.585	870.844	1.067.600	121.87	22.62
CAQUETA	1.085	1.065	2.500	3.535	3.535	4.390	4.390	4.390	4.665	5.269	5.275	7.742	7.012	12.024	15.300	17.500	—	14.38
CAUCA	10.825	10.825	11.400	11.400	11.400	15.995	11.795	35.795	47.177	51.809	52.661	57.507	68.499	57.642	44.396	36.113	203.48	(18.66)
NARIÑO	13.065	13.065	37.565	37.570	37.570	38.315	38.315	38.315	69.068	74.437	90.039	114.318	129.005	140.615	125.899	114.749	—	(8.86)
AMAZONAS	767	767	1.265	1.535	1.535	1.535	1.535	1.535	3.359	3.500	3.750	4.278	5.603	9.875	10.447	11.626	—	11.29
PUTUMAYO	854	854	854	2.240	2.240	2.240	2.240	4.298	4.416	4.500	3.417	4.596	4.347	8.677	13.426	13.384	91.88	(0.31)
SAN ANDRES Y PROVIDENCIA	1.500	1.500	4.500	5.175	5.175	5.175	7.275	7.275	6.578	6.726	6.275	10.893	15.608	19.049	22.807	25.000	—	9.62
OTROS TERRITORIOS	890	890	890	1.275	1.275	1.275	1.275	1.275	4.081	4.200	4.253	3.708	3.028	5.169	5.600	6.990	—	24.82
TOTALES	1.681.446	1.686.716	1.903.989	2.077.795	2.316.785	2.610.365	2.793.365	3.169.423	5.936.276	6.530.442	7.110.276	7.838.296	8.606.927	9.719.105	10.841.362	11.622.937	13.46	7.21



GENERACION DE LAS EMPRESAS DEL GRUPO ICEL

MWh
AÑO 1974

CUADRO N° VII-12

EMPRESA	HIDRAULICA	DIESEL	VAPOR	TURBO-GAS	TOTAL
● ANTIOQUIA					
- ELECTRIFICADORA DE ANTIOQUIA	122	9.271	-	-	9.393
- ENERGIA ELECTRICA DE PTO. BERRIO	15.761	-	-	-	15.761
- CIRCUITO ELECTRICO DE ORIENTE	8.924	-	-	-	8.924
- ENERGIA ELECTRICA DE TAMESIS	6.490	-	-	-	6.490
● ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO	-	-	285.023	249.599	534.622
● BOLIVAR					
- ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR	-	5.609	167.678	38.236	211.523
- ENERGIA ELECTRICA DE MAGANGUE	-	960	-	-	960
- TERMoeLECTRICA REG. DE ZAMBRANO	-	5.550*	-	-	5.550
● ELECTRIFICADORA DE BOYACA	-	-	181.598	-	181.598
● CENT. HIDROELECT. DE CALDAS	621.723	-	-	-	621.723
● CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA	33.762	351	-	-	34.113
● ELECTRIFICADORA DEL CESAR	-	39.639	-	-	39.639
● ELECTRIFICADORA DE CORDOBA	-	17.725	-	122.517	140.242
● ELECTRIFICADORA DE CUNDINAMARCA	19.341	4.007	-	-	23.348
● ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA	-	17.680	-	-	17.680
● ELECTRIFICADORA DEL HUILA	45.726	445	-	-	46.171
● ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA	2.971	20.336	-	-	23.307
● CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO	102.689	7.060	-	-	109.749
● CENT. ELECT. DEL NORT. DE SANTAND.	103	11.489	-	164.948	176.540
● SANTANDER					
- ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	100.761	267	122.135	84.593	307.756
- ZONA GARCIA ROVIRA	3.500	1.087	-	-	4.587
- ZONA SUR	25.072	307	-	-	25.379
● ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA ⁽¹⁾	280.053	617	-	-	280.670
● ELECTRIFICADORA DE SUCRE	-	6.101	-	-	6.101
● ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES	-	25.000*	-	-	25.000
● TOTAL	1.266.998	173.501	756.434	659.893	2.856.826

● NOTAS:

* = VALOR ESTIMADO.-

(1) = INCLUYE GENERACION DE HIDROPRADO.-



ESTRUCTURA TARIFARIA 1.975

CUADRO N° VII-13

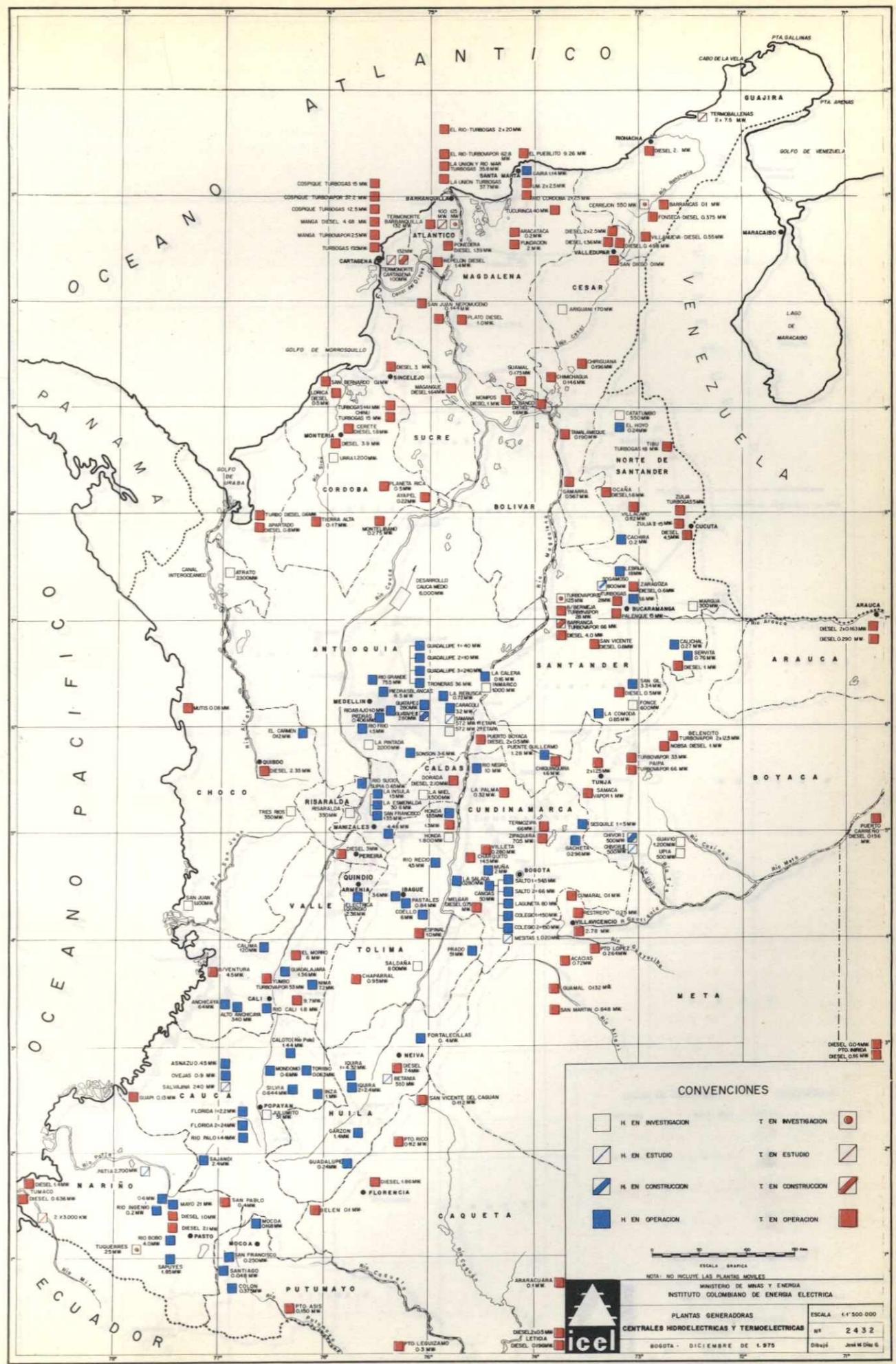
SERVICIOS	ANTIOQUIA RES. 0.68 17-VI-75. DIESEL 1/	ANTIOQUIA RES. 0.68 17-VI-75 1/ SUR OCCID.	ORIENTE RES. 033 19-III-72. 2/	ATLANTICO RES. 022 22-III-74.	BOLIVAR RES. 023 22-III-74.	MAGANGUE RES. 017 3-V-74.	ZAMBRANO RES. 015 23-IV-73.	BOYACA RES. 040 16-III-72.	CALDAS RES. 001 8-I-75. 4/	CAUCA RES. 044 10-II-75.	CORDOBA RES. 003 8-I-75.	C/MARCA RES. 046 10-II-75 3/ GRUPO I *	C/MARCA RES. 016 10-II-75. 3/ GRUPO II *	CESAR RES. 046 3-V-74.	GUAJIRA RES. 386 9-IX-71.	GUAJIRA RES. 005 12-I-75. MAICAO	HUILA RES. 002 8-I-75.	MAGDALENA RES. 024 22-VIII-74.	NARIÑO RES. 042 4-IV-75.	TUMACO RES. 055 24-III-74.	NORT.SANT. RES. 018 22-VIII-74.	SANTAND. RES. 019 22-VIII-74.	SANTAND. RES. 033 10-IX-73. ZONA SUR	SANTAND. RES. 033 10-IX-73. SAN GIL	SUCRE RES. 004 8. I. 75.	SAN ANDRES RES. 044 5.IV.74.	TOLIMA RES. 041 10-II-75. 3/	BOGOTA RES. 007 20. I. 75.	MEDELLIN RES. 048 20. II. 75. 7/	VALLE RES. 034 10. X. 74. 4/		
●- RESIDENCIAL																																
CONSUMO:																																
DE 0 A 100 KWH _____ \$/KWH	55.0	40.0	25.0	42.0	42.0	60.0	50.0	32.0	29.5	26	57.0	28.0	53.0	65.0	57.0	65.0	35.0	50.0	26.0	35.0	40.0	40.0	36.0	24.0	57.0	50.0	32.0	16.5	15.0	44.0		
DE 101 A 200 " _____ " _____	65.0	50.0	32.0	56.0	56.0	62.0	44.0	37.0	41.0	38	65.0	37.0	55.0	75.0	62.0	70.0	40.0	60.0	44.0	60.0	46.0	48.0	40.0	27.0	65.0	65.0	42.0	30.0	28.0	49.0		
DE 201 A 300 " _____ " _____	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	
DE 301 A 400 " _____ " _____	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	
DE 401 A 500 " _____ " _____	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	
DE 501 A 600 " _____ " _____	"	"	"	"	"	"	"	"	50.0	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	
DE 601 A 800 " _____ " _____	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	
DE 801 A 1000 " _____ " _____	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	
EXCEDENTE DE 1000 KWH _____ " _____	"	"	"	"	"	"	"	"	59.0	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	
CARGO MINIMO:																																
CAPACIDAD INSTALADA POR _____ HORA/MES	70	70	70	70	70	70	70	70	70	35	70	35	35	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	-	-	70	
●- COMERCIAL Y HOTELERO																																
CONSUMO:																																
DE 0 A 100 KWH _____ \$/KWH	75.0	75.0	35.0	75.0	75.0	67.0	60.0	42.0	64.0	47.0	80.0	53.0	60.0	80.0	62.0	110.0	54.0	70.0	53.0	50.0	56.0	53.0	45.0	27.0	80.0	105.0	54.0	53.0	45.0	55.0		
EXCEDENTE DE 100 KWH _____ " _____	"	"	"	"	"	"	51.0	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	65.0	"	"	"	32.0	"	"	"	"	"	"	"	
CARGO MINIMO:																																
CAPACIDAD INSTALADA POR _____ HORA/MES	70	70	70	70	70	70	70	70	70	35	70	35	35	70	70	70	70	70	70	-	70	70	70	70	70	70	70	70	-	-	70	
●- INDUSTRIAL (Consumo por Contador)																																
TARIFA SENCILLA:																																
DE 0 A 500 KWH _____ \$/KWH	60.0	45.0	20.0	43.0	43.0	45.0	50.0	24.0	32.0	26.0	50.0	38.0	40.0	75.0	53.0	70.0	32.0	54.0	44.0	60.0	36.0	35.0	30.0	20.0	50.0	75.0	38.0	36.0	34.0	39.0		
DE 501 A 1000 KWH _____ " _____	"	"	"	"	"	"	30.0	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	25.0	"	"	"	"	"	"	"	
EXCEDENTE DE 1000 KWH _____ " _____	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	"	
TARIFA DOBLE:																																
KWH DE 0 HASTA 18 HORAS _____	60.0	45.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
" " 18 " 24 " _____	56.0	42.0	-	-	-	-	-	-	44.0	36.0	-	-	-	-	-	-	38.0	-	50.0	-	-	38.0	-	-	-	-	-	48	54.0	-	-	
" " 24 " 18 " _____	-	-	-	-	-	-	-	-	32.0	26.0	-	-	-	-	-	-	32.0	-	44.0	-	-	35.0	-	-	-	-	38	-	-	-	-	
DE DEMANDA Y REGISTRO DOBLE:																																
KWH DE 0 HASTA 18 HORAS _____	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
" " 18 " 24 " _____	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CARGO FIJO:																																
DE 0 A 5 KW _____ \$/KW	12.40	21.00	7.30	20.00	20.00	14.60	7.30	7.30	14.60	10.00	20.00	44.60	44.60	3.65	3.65	20.00	15.00	7.30	21.90	-	7.65	9.00	9.00	8.00	20.00	8.00	14.60	15.00	34.00	20.00		
MAS DE 5 " _____ " _____	"	36.0	14.60	29.60	29.60	29.20	14.60	14.60	29.20	"	"	"	"	7.30	7.30	"	"	14.60	"	-	10.95	10.95	10.95	8.40	"	15.00	"	"	"	"		
●- OFICIAL Y ALUMBRADO PUBLICO																																
CONSUMO:																																
KWH _____ \$/KWH	55.0	44.0	22.0	40.0	40.0	55.0	40.0	18.0	25.0	28.0	50.0	38.0	40.0	75.0	45.0	70.0	29.0	52.0	44.0	35.0	32.0	29.0	25.0	24.0	50.0	90.0	35.0	30.0	30.0	37.0		
●- EN BLOQUE																																
CONSUMO:																																
KWH _____ \$/KWH	-	27.0	12.0	38.0	38.0	-	-	22.0	24.0	21.0	28.0	22.0	20.0	-	-	-	25.0	38.0	21.0	-	36.0	30.0	-	-	-	-	20.0	16.0	16.0	38.0		
CARGO FIJO:																																
POR KW DE DEMANDA _____ \$/KW	-	-	2.00	-	-	-	-	14.60	-	14.60	-	-	-	-	-	-	9.00	-	14.60	-	10.95	-	-	-	-	-	10.00	-	-	-	12.00	

●- NOTAS: 1/ = A PARTIR DE AGOSTO DE 1975 PODRA HACER AUMENTOS SUCESIVOS DEL 4.5% MENSUAL. — 2/ = PTO. BERRIO, TAMESIS Y SUROESTE POSEEN LA MISMA ESTRUCTURA TARIFARIA DE ORIENTE CON RES. N° 006 DE 27-III-73, 035 DE 21-VI-72. Y 054 DE 21-XII-72., RESPECTIVAMENTE. — 3/ = TARIFAS APROBADAS A PARTIR DE OCTUBRE DE 1.975. — 4/ = TARIFAS APROBADAS A PARTIR DE JULIO DE 1.975. — 5/ = ENTRE LAS 24 Y LAS 5 HORAS A 24.0 \$/KWH. SI LA DEMANDA DE LAS 24 HORAS Y LAS 5 HORAS ES MAYOR A LA REGISTRADA ENTRE LAS 5 Y LAS 24 HORAS, LA DIFERENCIA SE COBRARA HASTA \$ 27.00 POR KW. — 6/ = OFICIAL: CARGO MINIMO HASTA DE \$ 15.00 CON DERECHO A CONSUMIR HASTA 50 KWH-MES. ALUMBRADO PUBLICO: CARGO FIJO HASTA DE \$ 50.00 POR MES POR CADA KW O FRACCION INSTALADO. — 7/ = A PARTIR DEL 2º MES DE LA APLICACION DE ESTAS TARIFAS PODRA HACER AUMENTOS HASTA DEL 4% MENSUAL Y A PARTIR DE JULIO DE 1.975 AUMENTOS SUCESIVOS DEL 4.5% MENSUAL. —

* = GRUPO I: VICENCIO., GIRARDOT, ETC. GRUPO II: ACACIAS, SAN MARTIN, ETC.

ESTADO DE LOS RECURSOS DE ENERGIA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

REGIÓN	DEPARTAMENTO	PLANTA	TIPO	CAPACIDAD (MW)	ESTADO
BOGOTÁ	BOGOTÁ	EL PUERTO	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
SANTANDER	SANTANDER	LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
ANTIOQUIA	ANTIOQUIA	LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO
		LA CALERA	TE	1.500	EN ESTUDIO



CONVENCIONES

	H EN INVESTIGACION		T EN INVESTIGACION
	H EN ESTUDIO		T EN ESTUDIO
	H EN CONSTRUCCION		T EN CONSTRUCCION
	H EN OPERACION		T EN OPERACION

NOTA: NO INCLUYE LAS PLANTAS MUELES.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELÉCTRICA

PLANTAS GENERADORAS

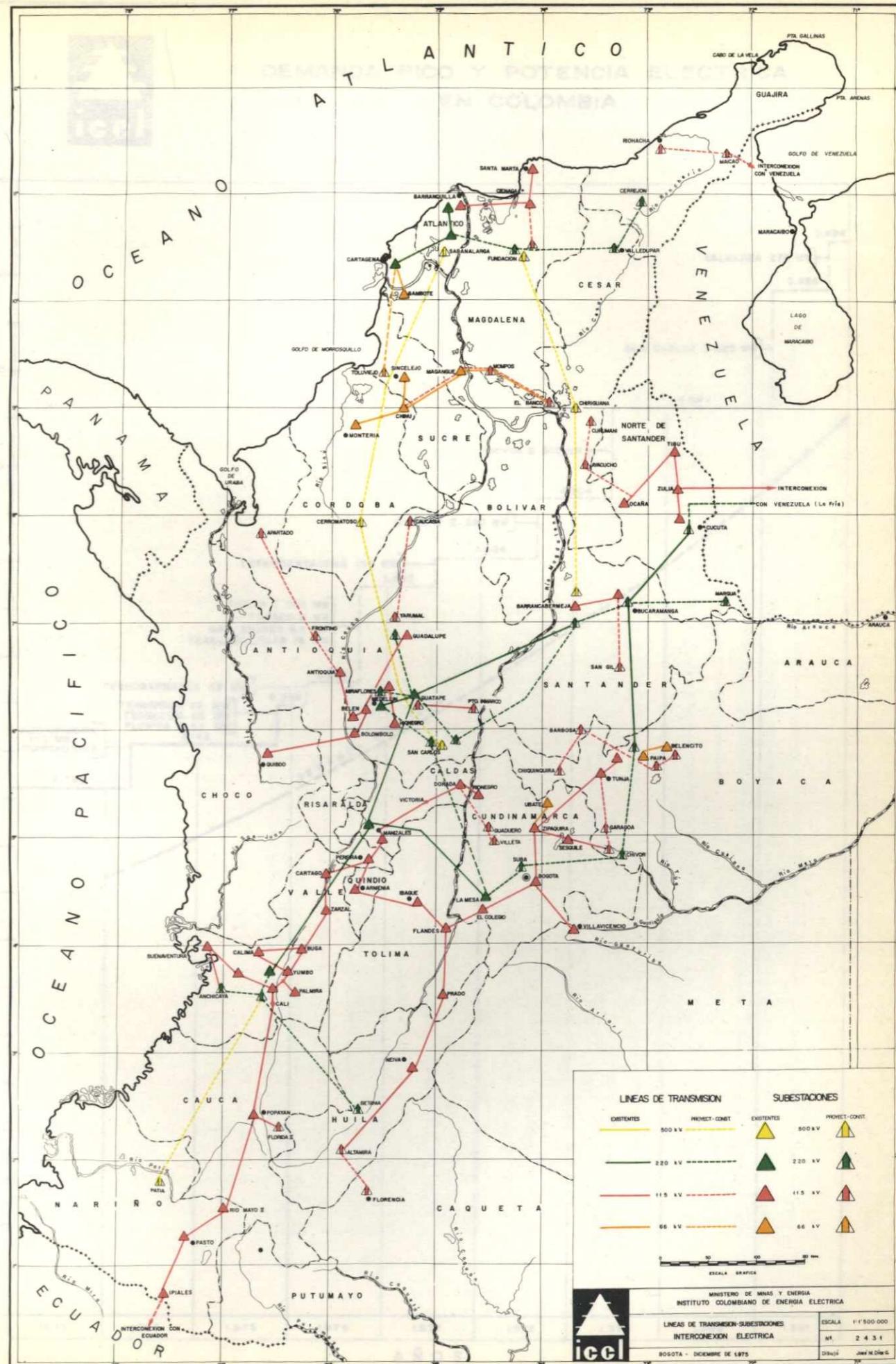
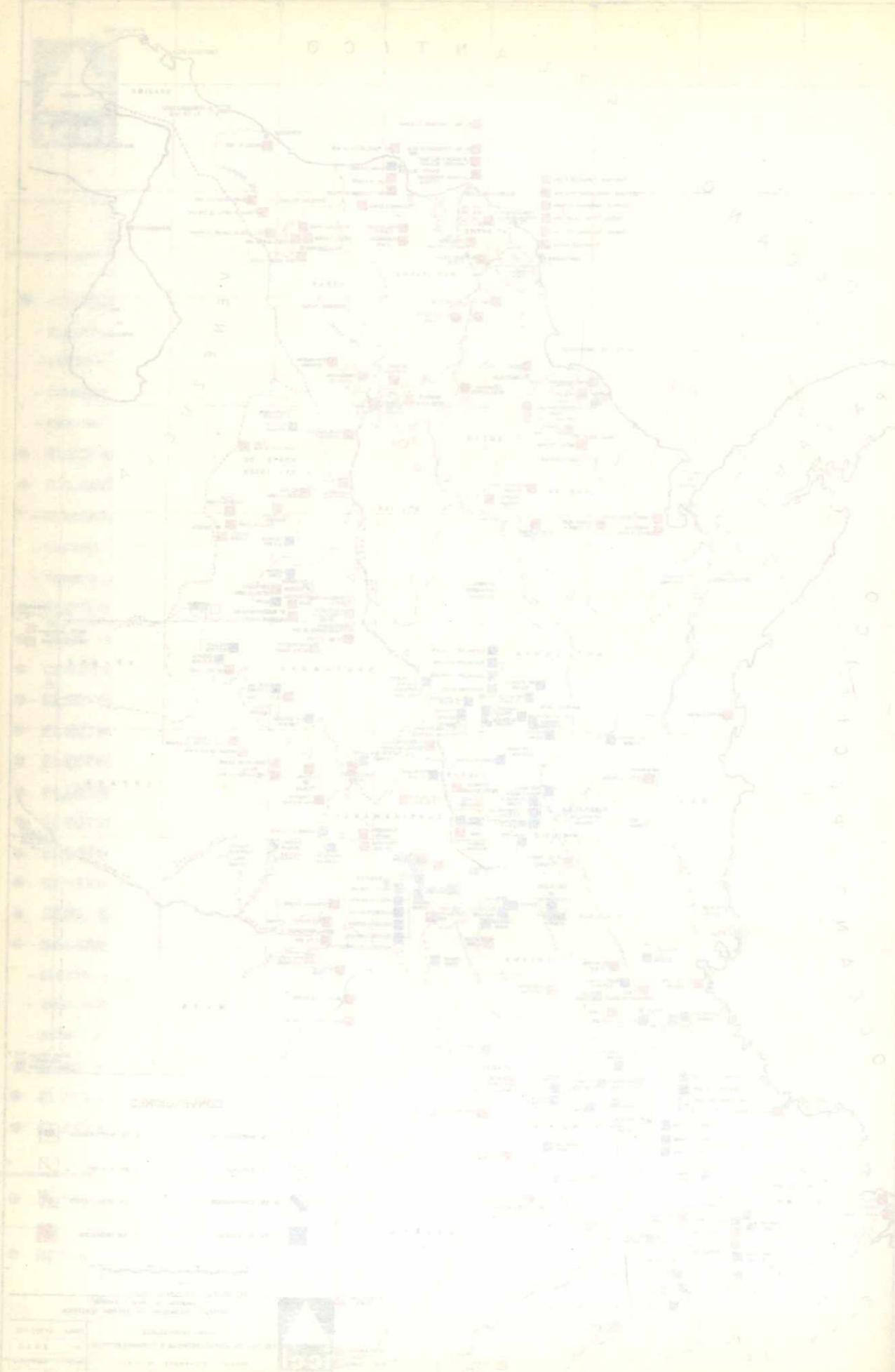
CENTRALES HIDROELECTRICAS Y TERMOELECTRICAS

BOGOTÁ - DICIEMBRE DE 1.975

ESCALA 1:500.000

Nº 2432

Dibujó José M. Díaz G.



LINEAS DE TRANSMISION

EXISTENTES	800 kV	PROYECT-CONET
EXISTENTES	220 kV	PROYECT-CONET
EXISTENTES	115 kV	PROYECT-CONET
EXISTENTES	66 kV	PROYECT-CONET

SUBESTACIONES

EXISTENTES	800 kV	PROYECT-CONET
EXISTENTES	220 kV	PROYECT-CONET
EXISTENTES	115 kV	PROYECT-CONET
EXISTENTES	66 kV	PROYECT-CONET

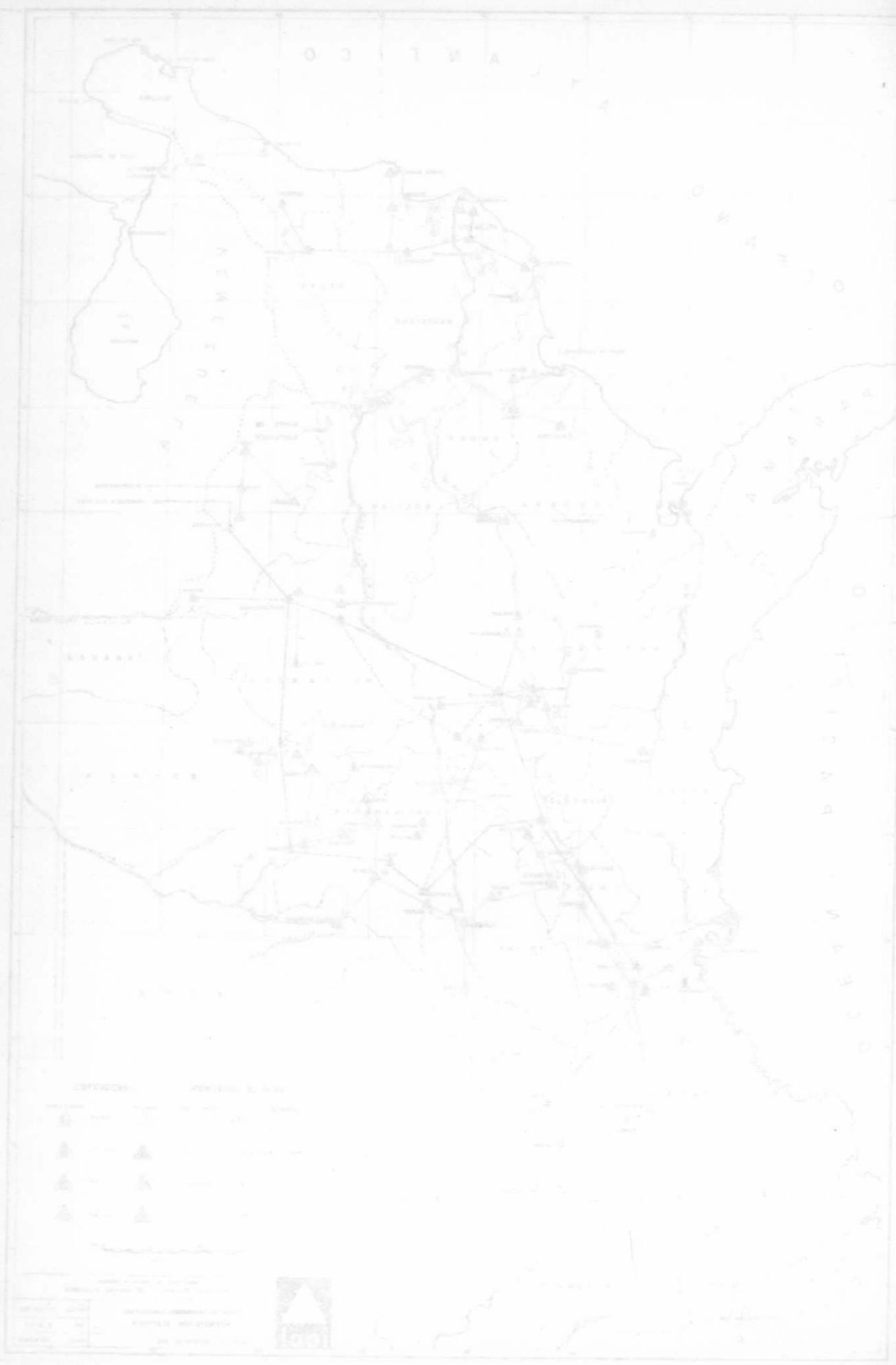
ESCALA GRAFICA

0 10 20 30 KM

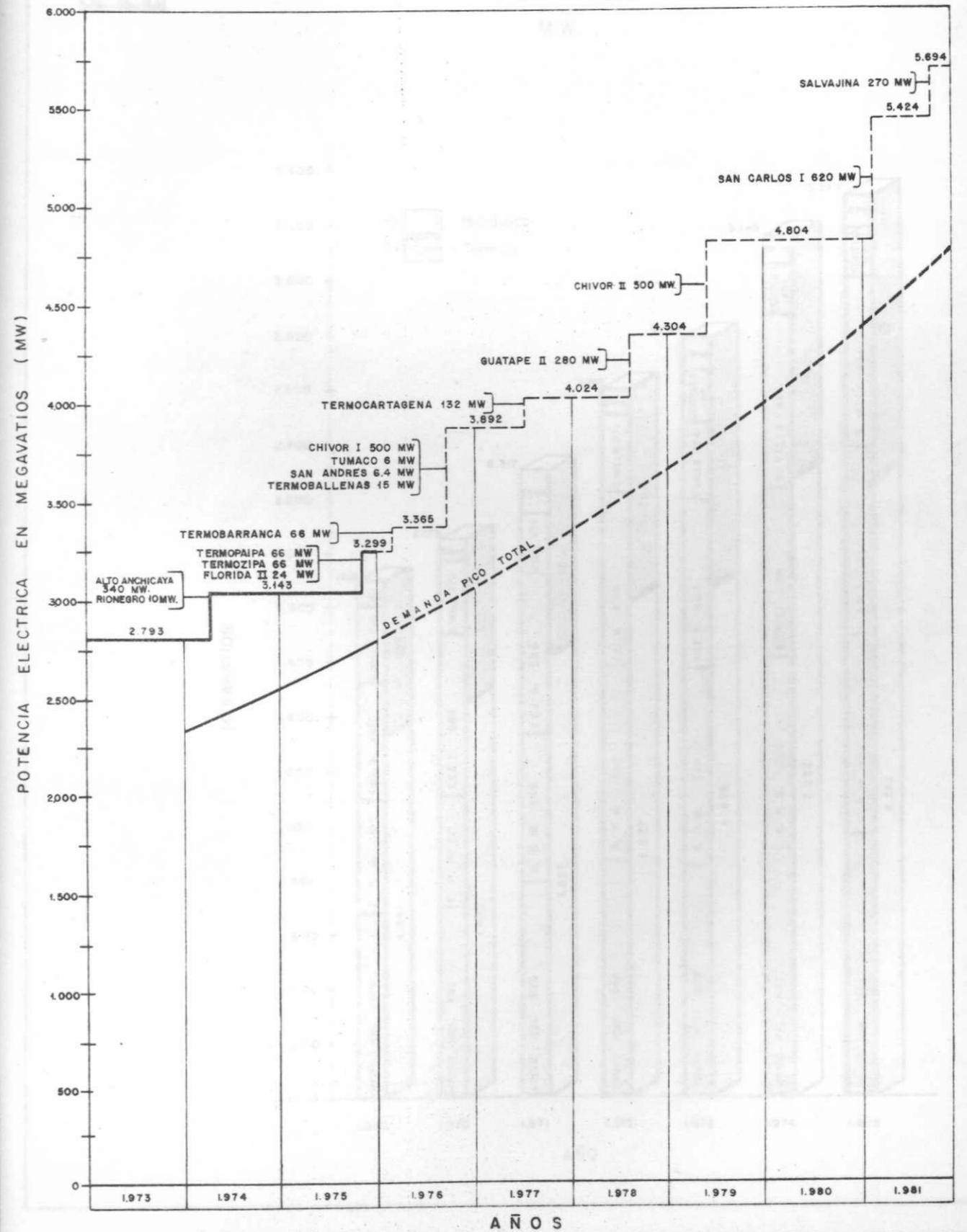
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA

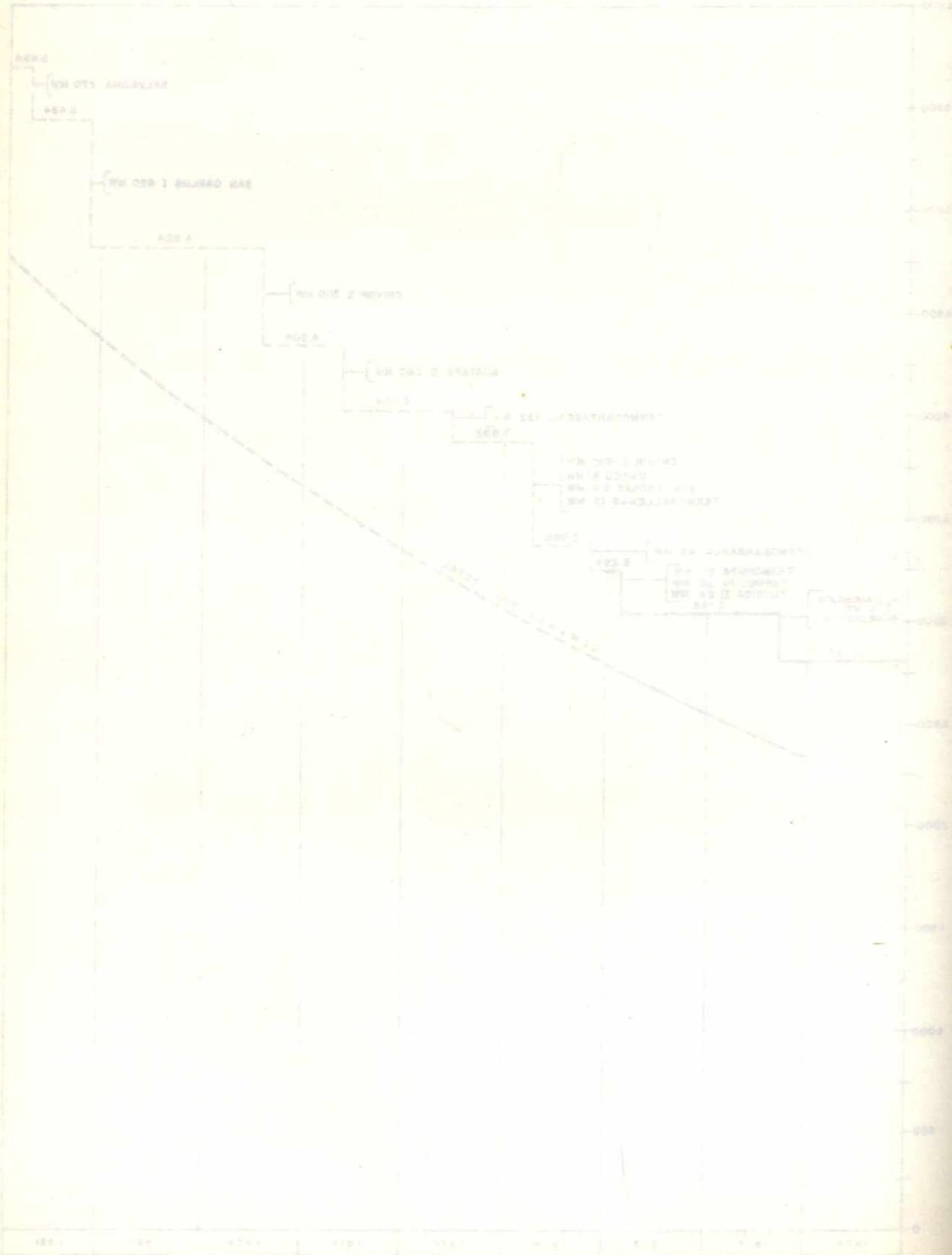
LINEAS DE TRANSMISION-SUBESTACIONES
INTERCONEXION ELECTRICA

ESCALA 1:1'500'000
Nº 2431
BOGOTA - DICIEMBRE DE 1975
DISEÑO JIM N. DIAZ

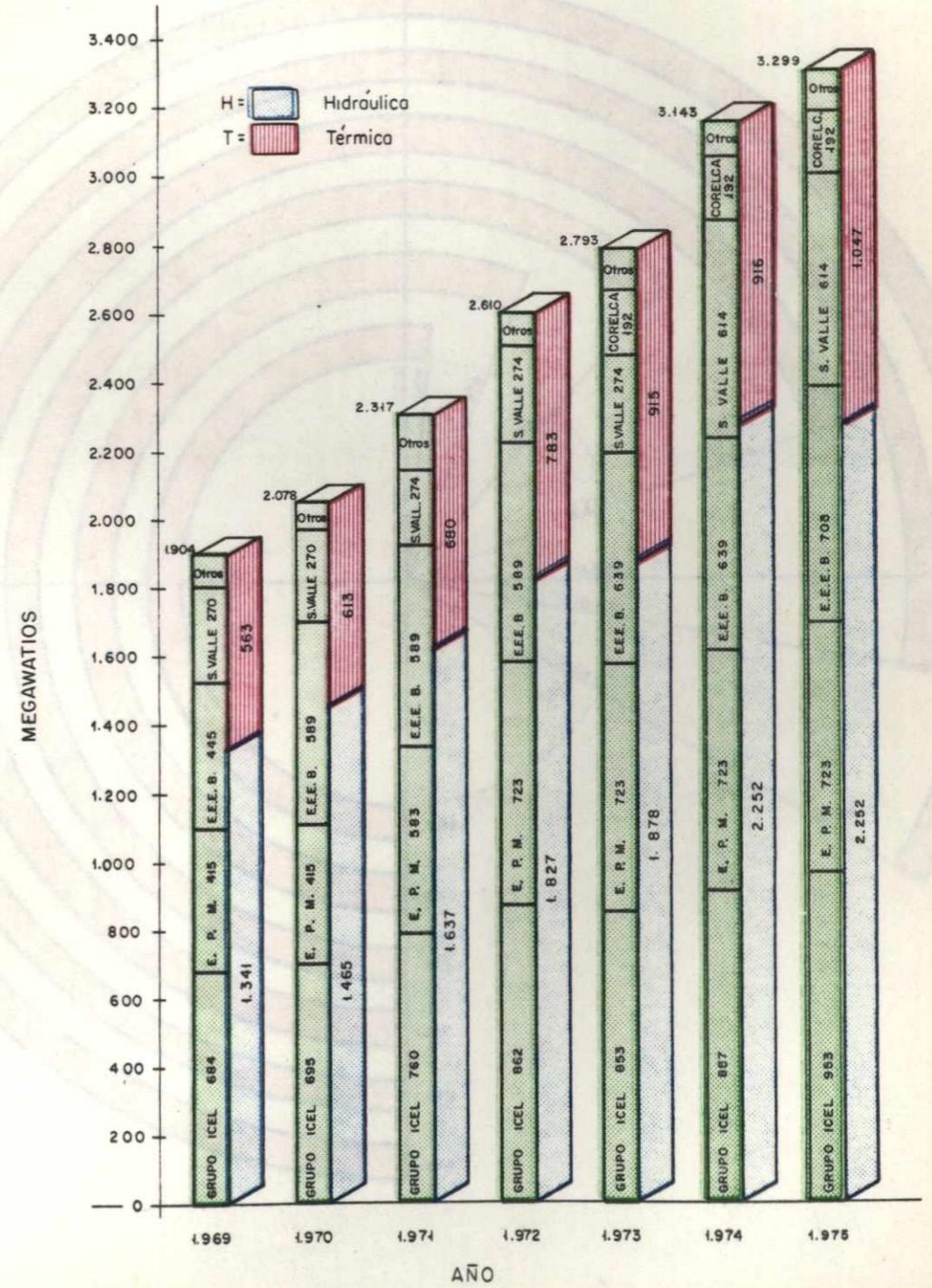


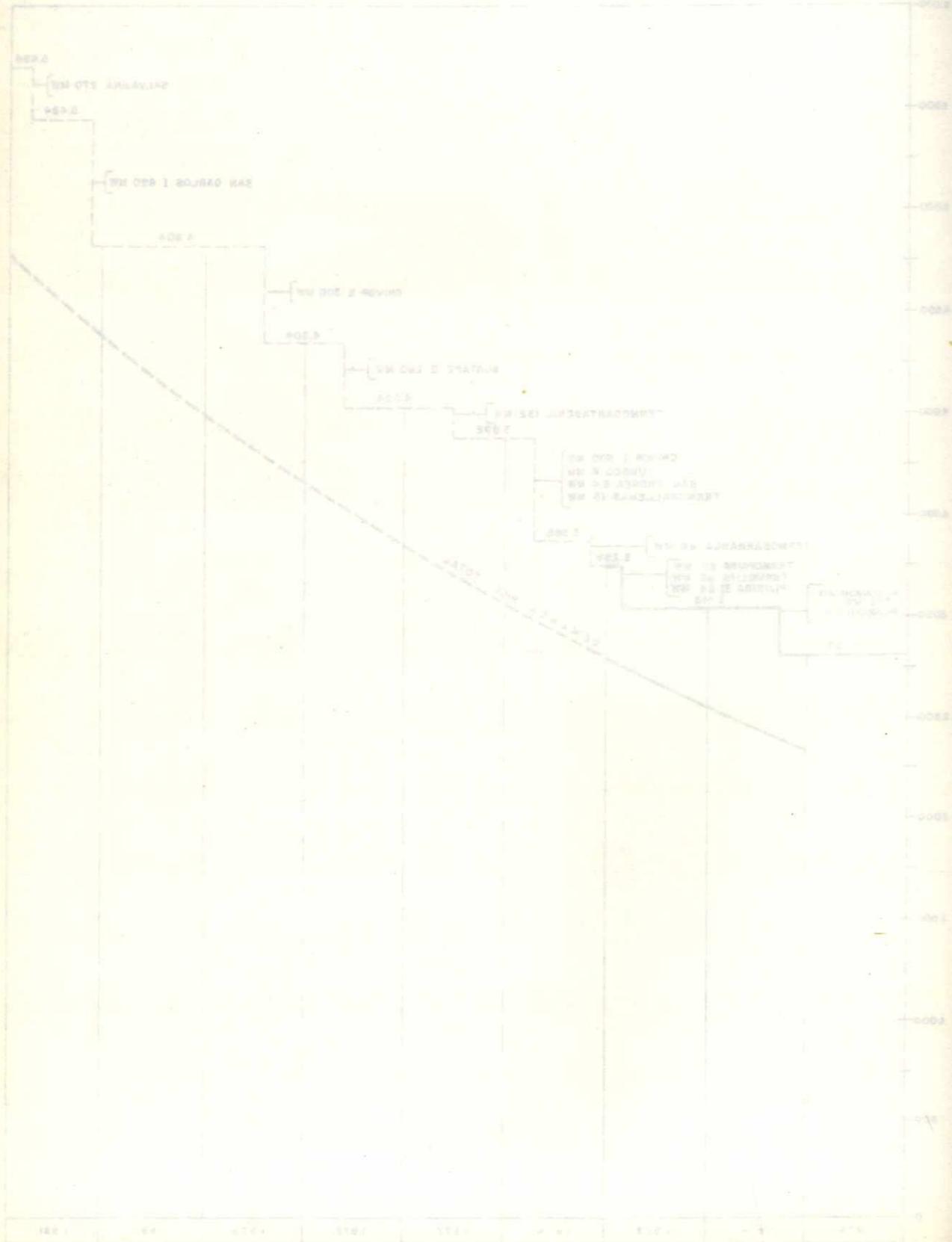
DEMANDA PICO Y POTENCIA ELECTRICA EN COLOMBIA



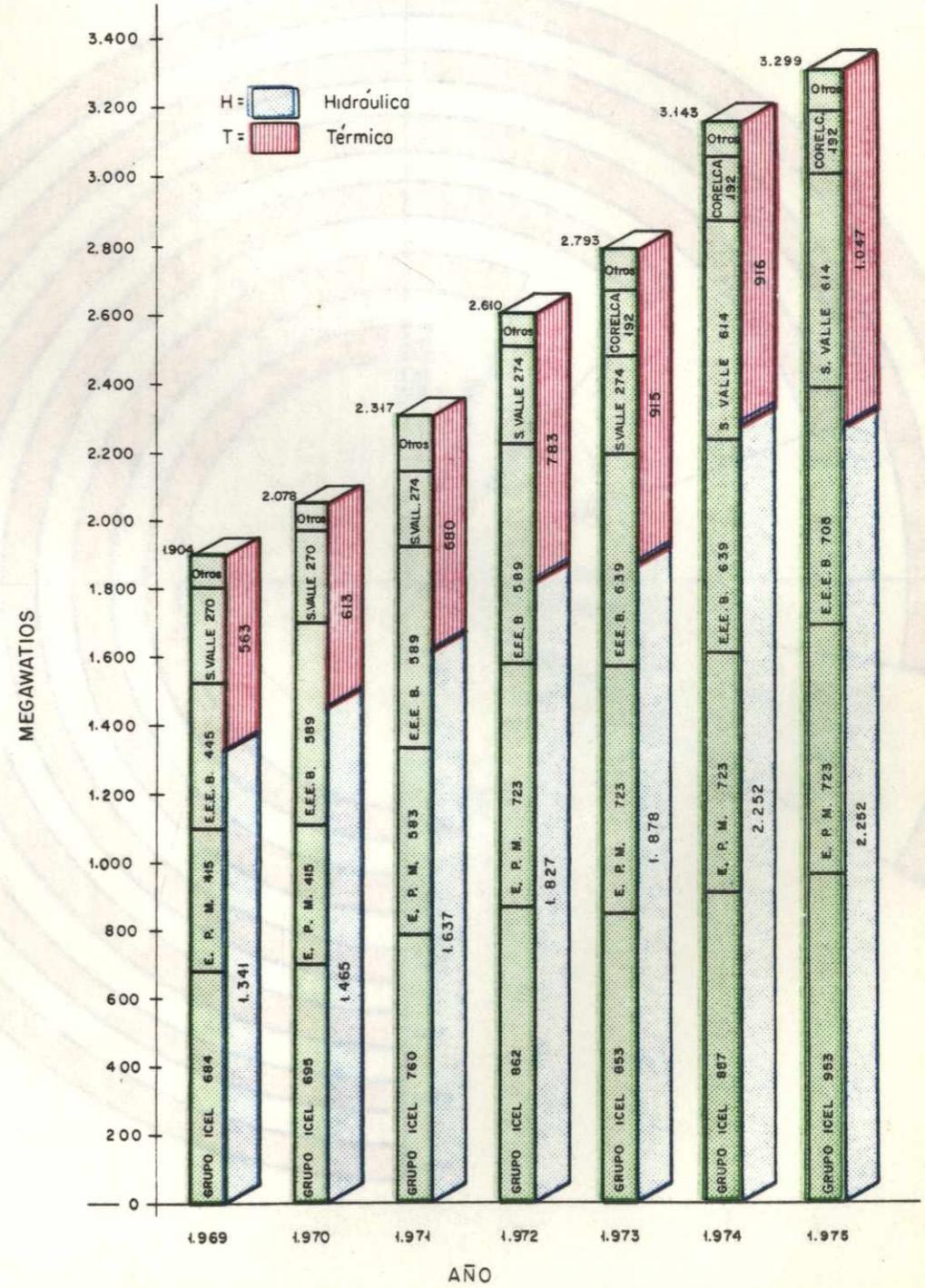


ESTADISTICAS Y MAPAS
EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN COLOMBIA
1.969 - 1.975
M.W.

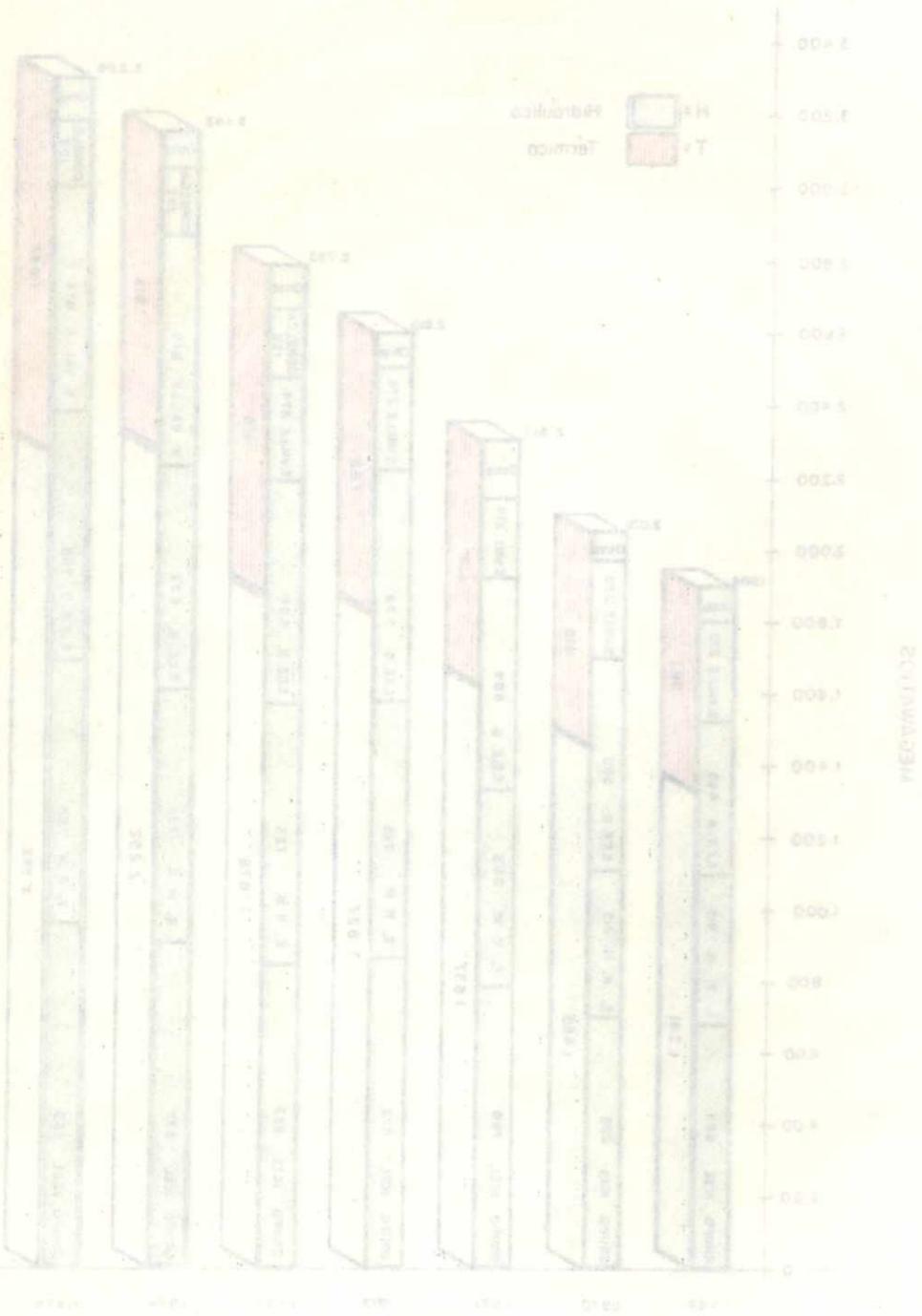




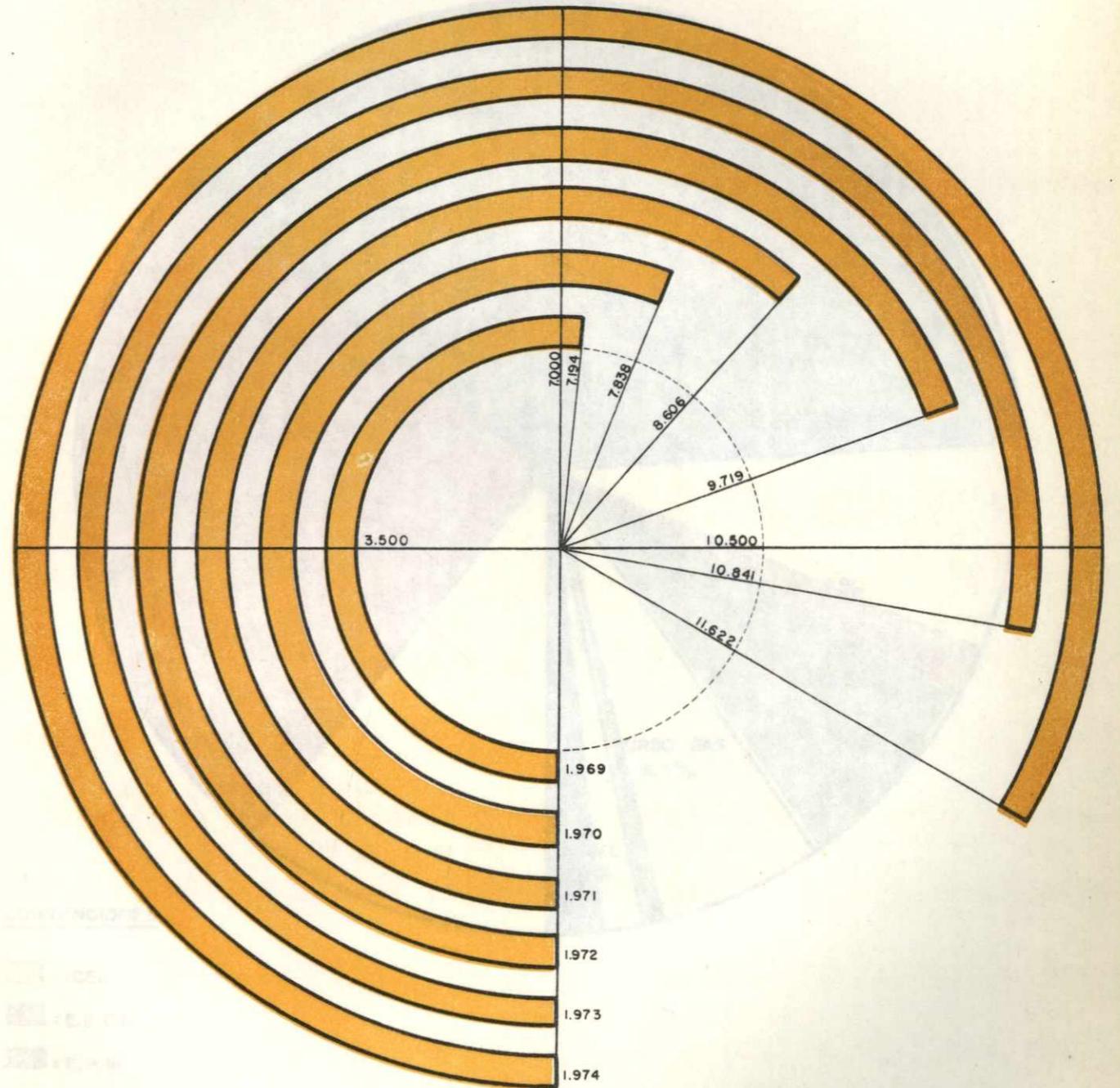
ESTADÍSTICAS Y MAPAS
EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN COLOMBIA
1.969 - 1.975
M.W.

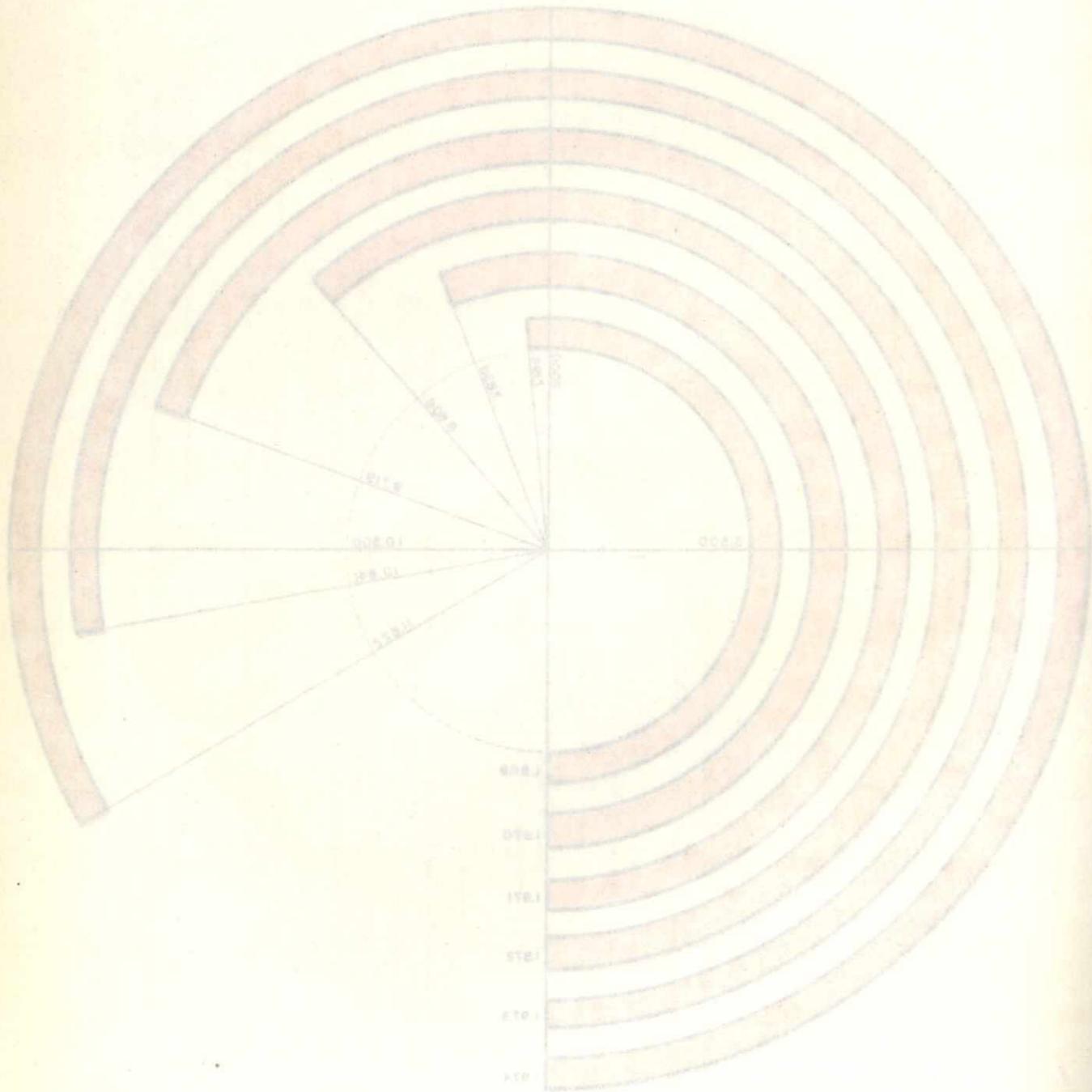


ESTADÍSTICAS Y MAPAS
 EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN COLOMBIA
 1969 - 1974
 M.W.

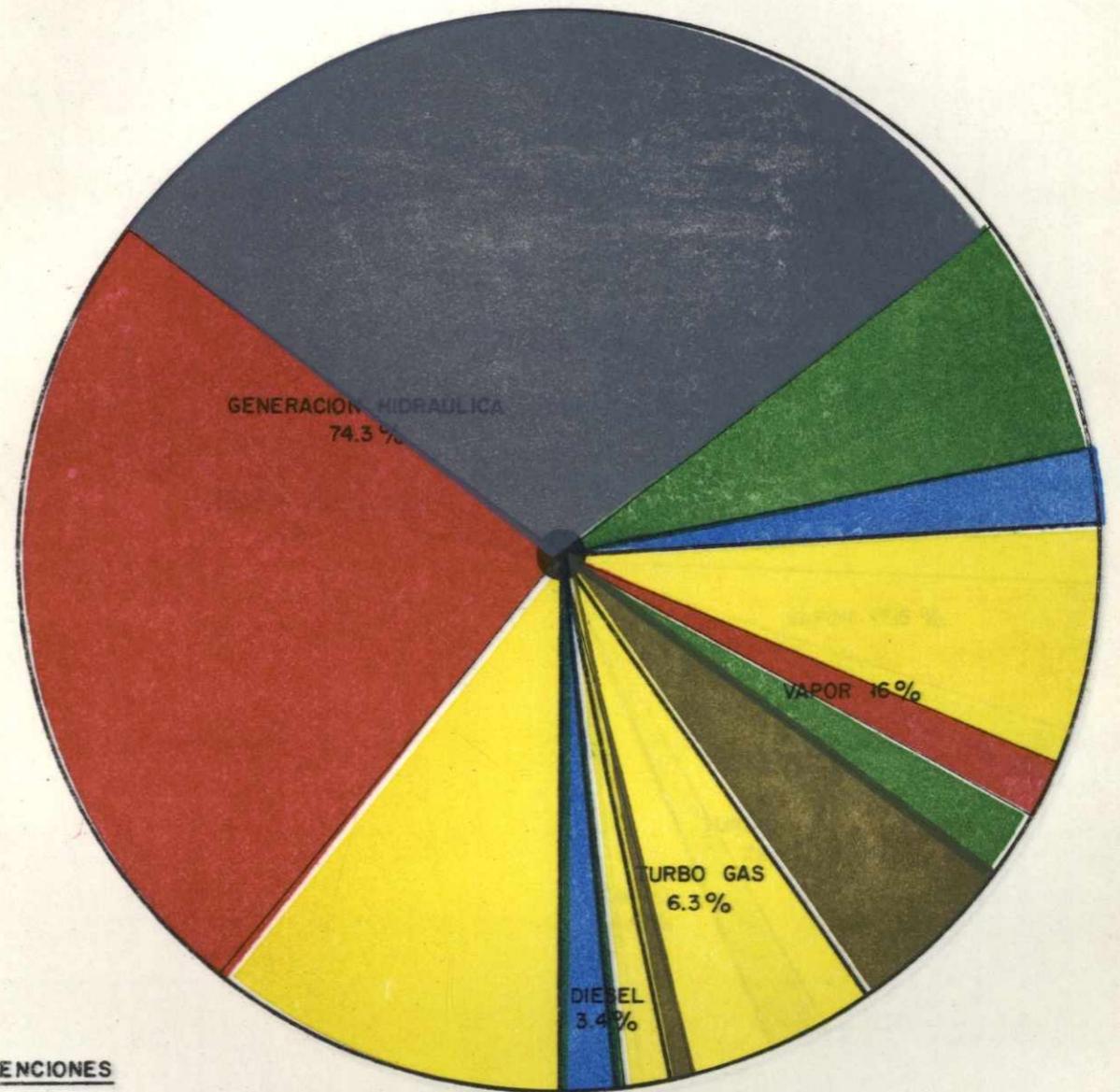


ESTADÍSTICAS Y MAPAS
 EVOLUCION DE LA GENERACION EN COLOMBIA
 1.969-1.974
 GWh





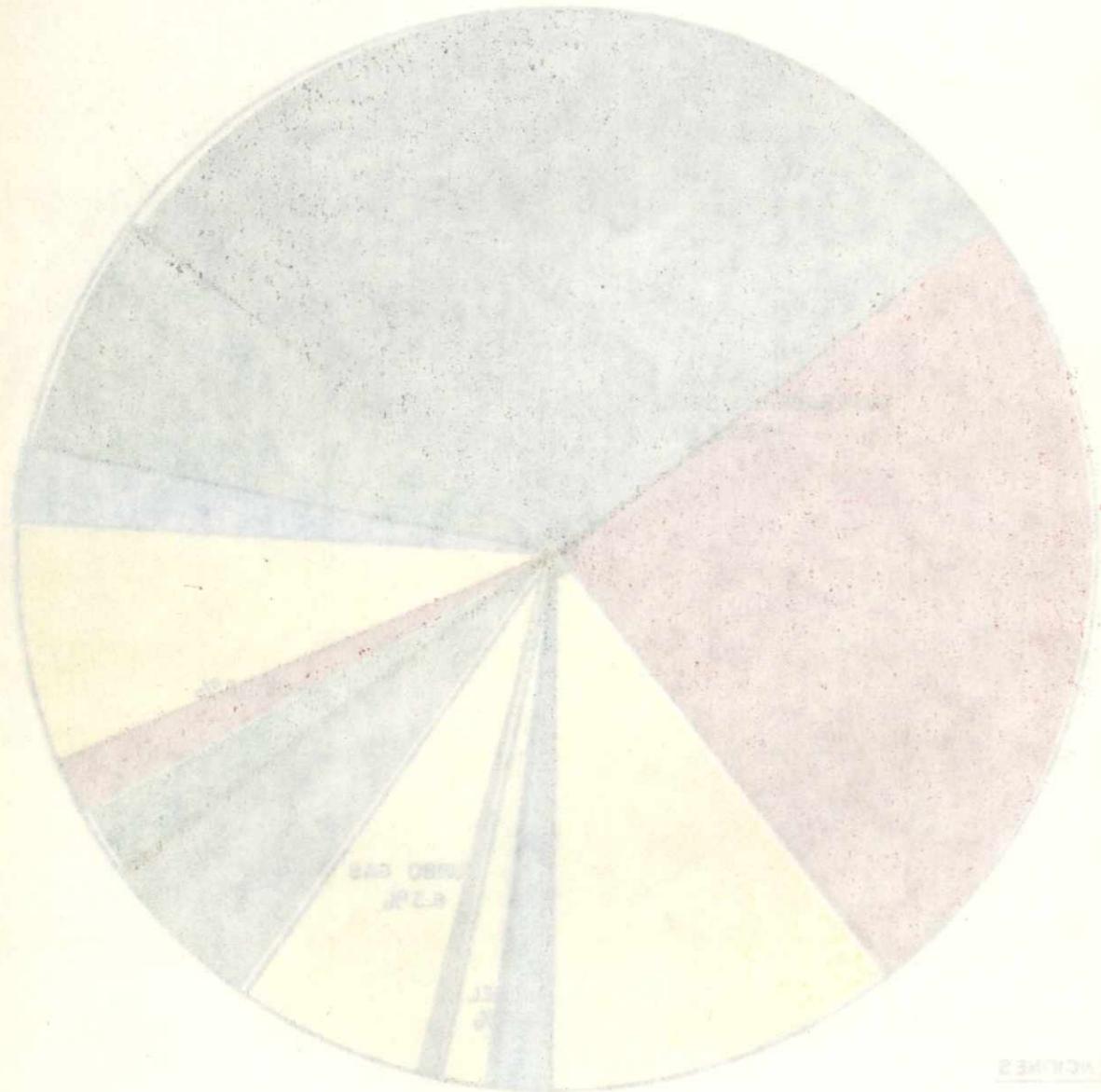
DISCRIMINACION DE LA ENERGIA GENERADA
 1975



CONVENCIONES

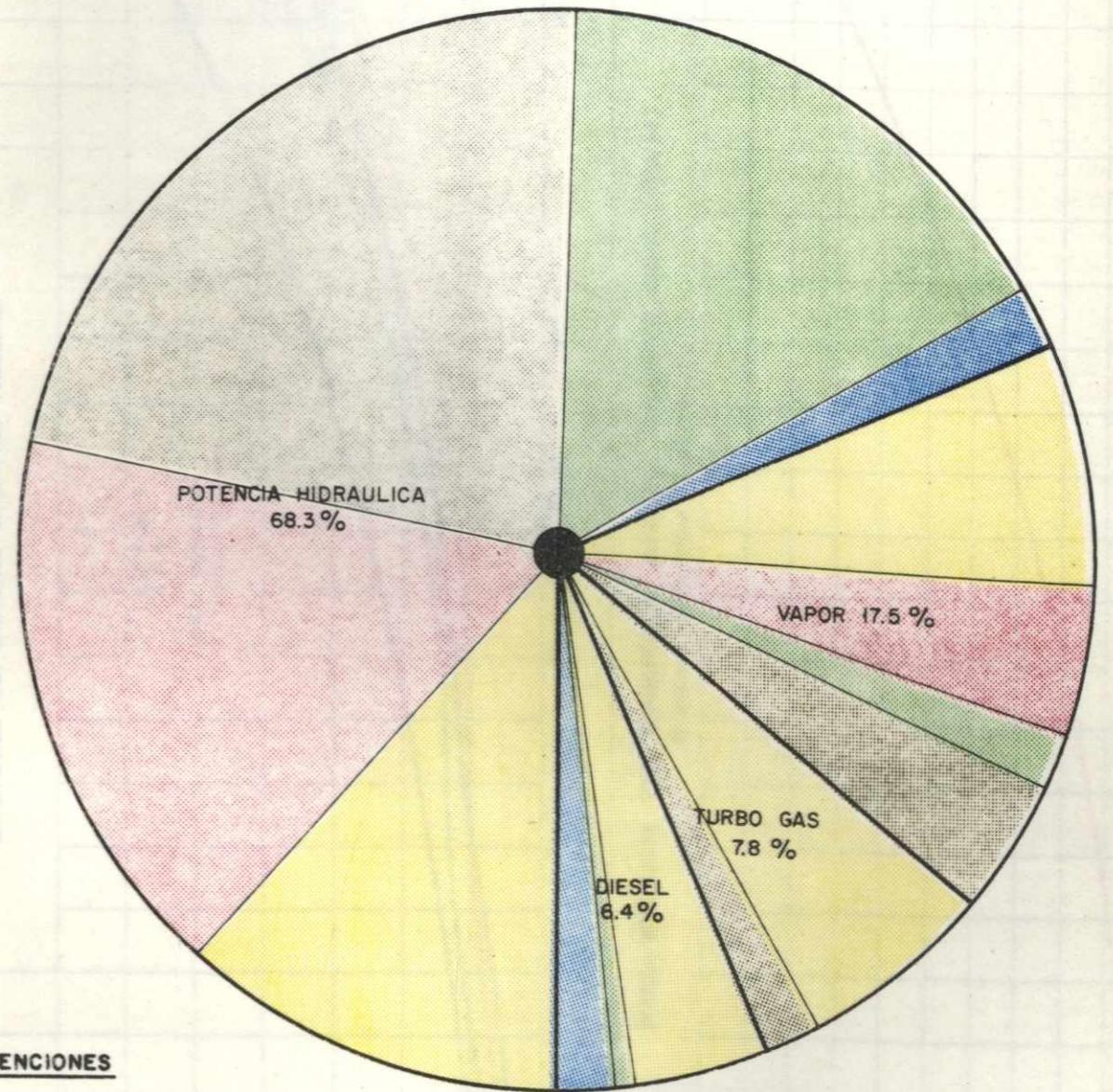
- = ICEL
- = E.E.E.B.
- = E. P. M.
- = SISTEMA VALLE
- = CORELCA
- = OTROS

DISCRIMINACION DE LA ENERGIA GENERADA
1978

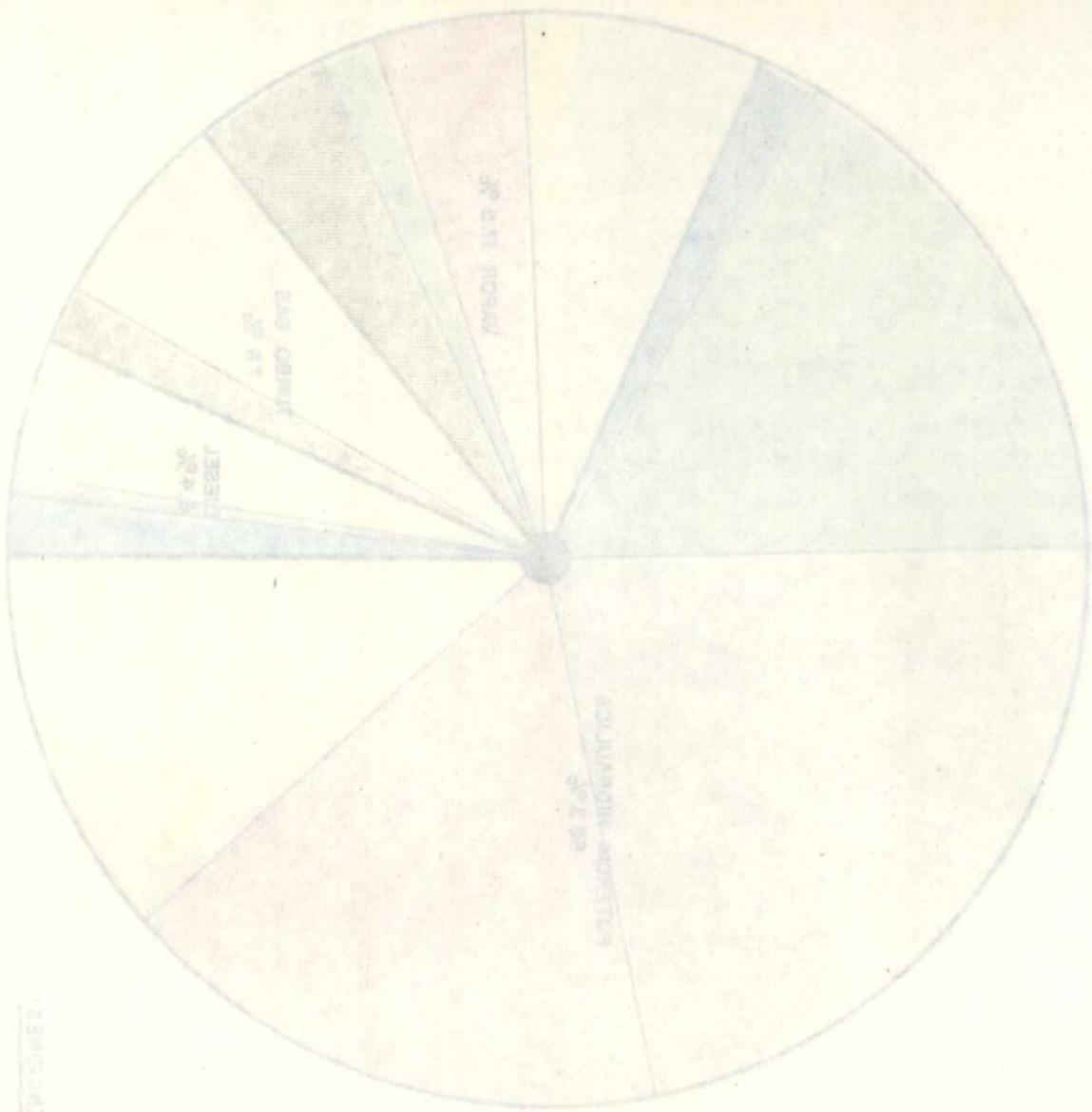


- CONVENCIONES
- [Yellow square] = ICEL
 - [Pink square] = E.E.E.B.
 - [Grey square] = E.P.M.
 - [Green square] = SISTEMA VALLE
 - [Light green square] = CORELCA
 - [Blue square] = OTROS

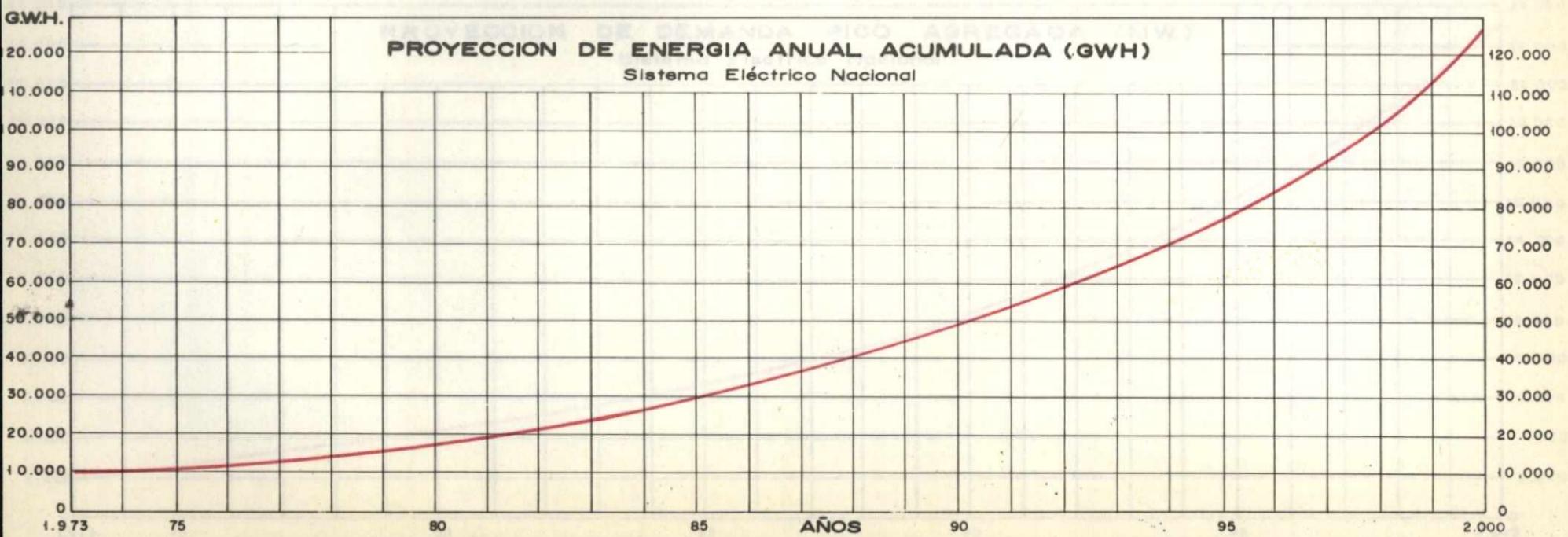
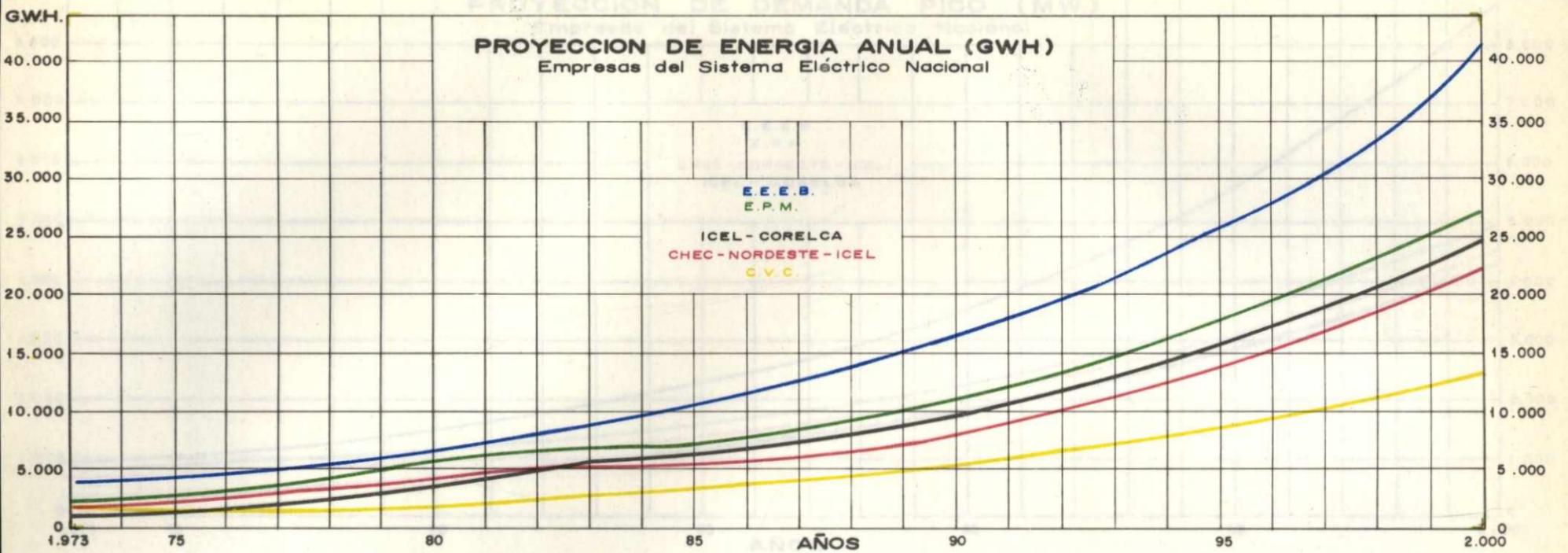
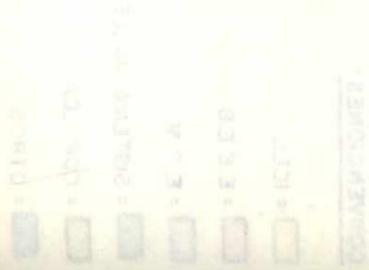
DISCRIMINACION DE LA POTENCIA INSTALADA
1.975

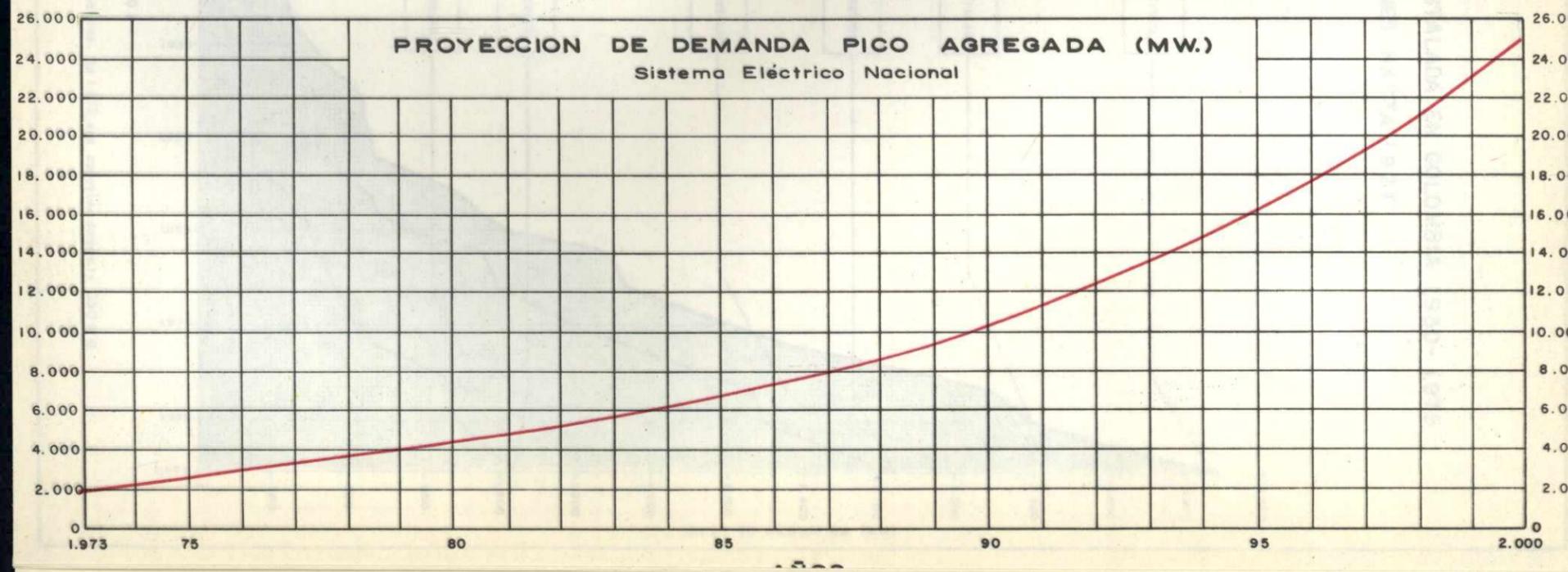
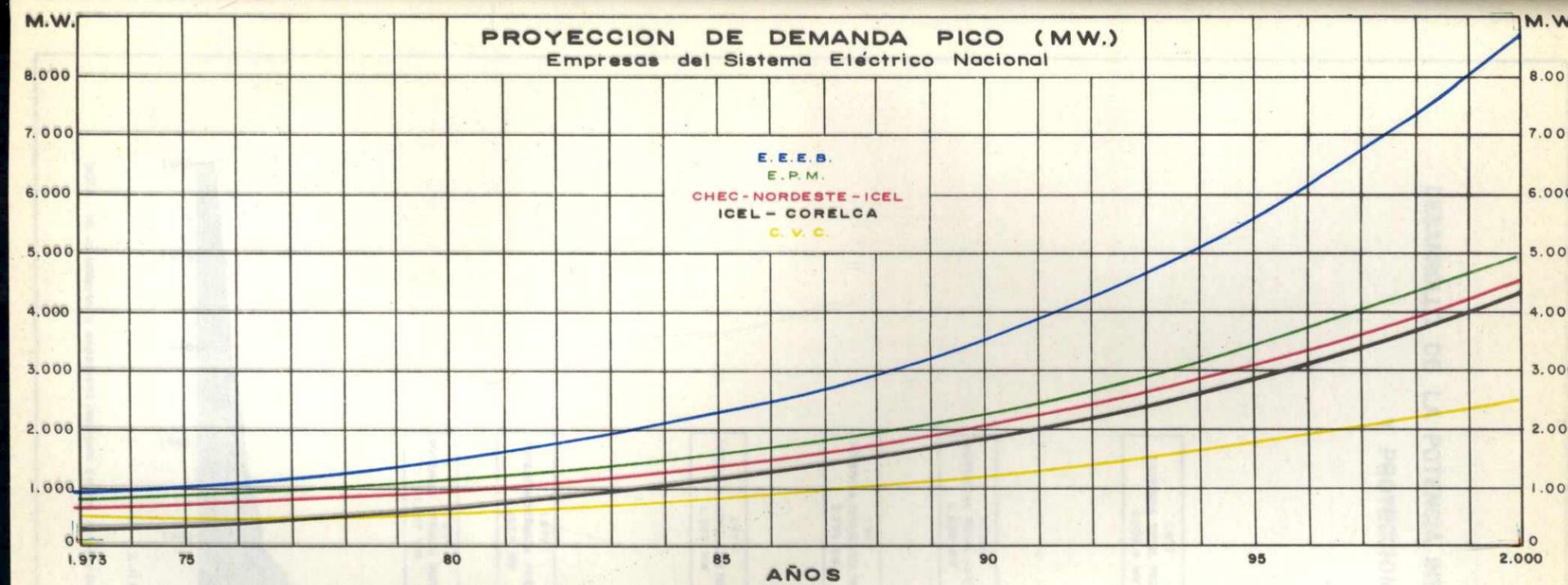
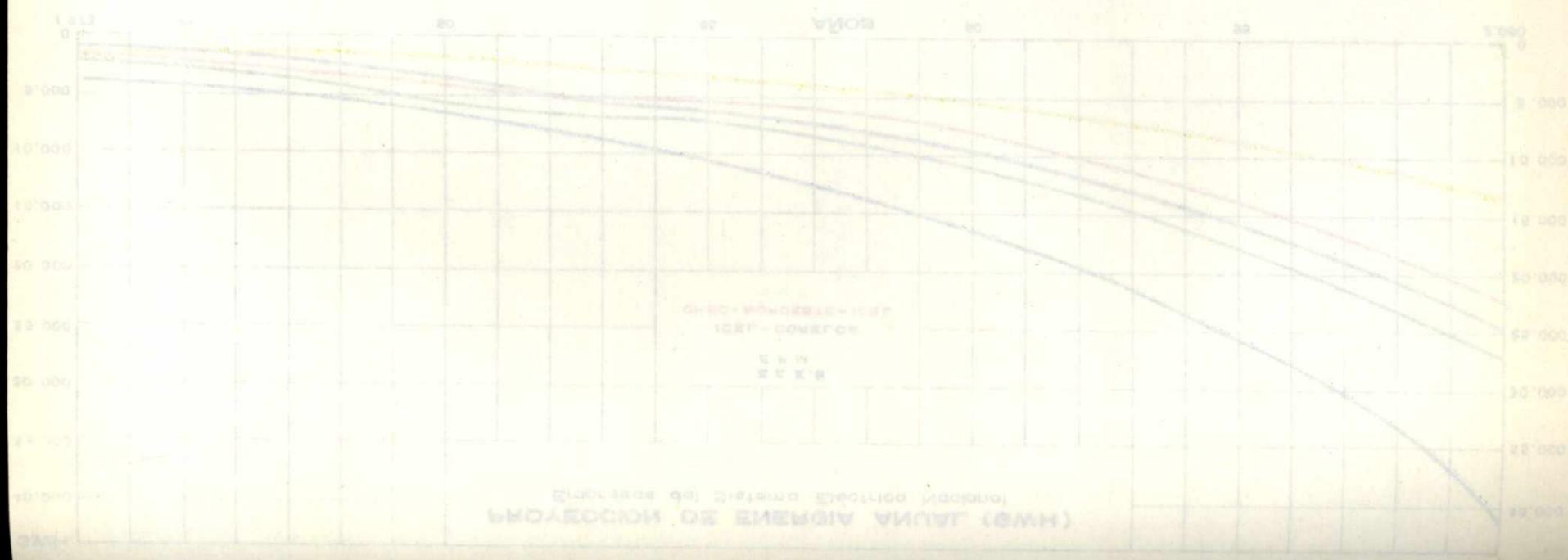
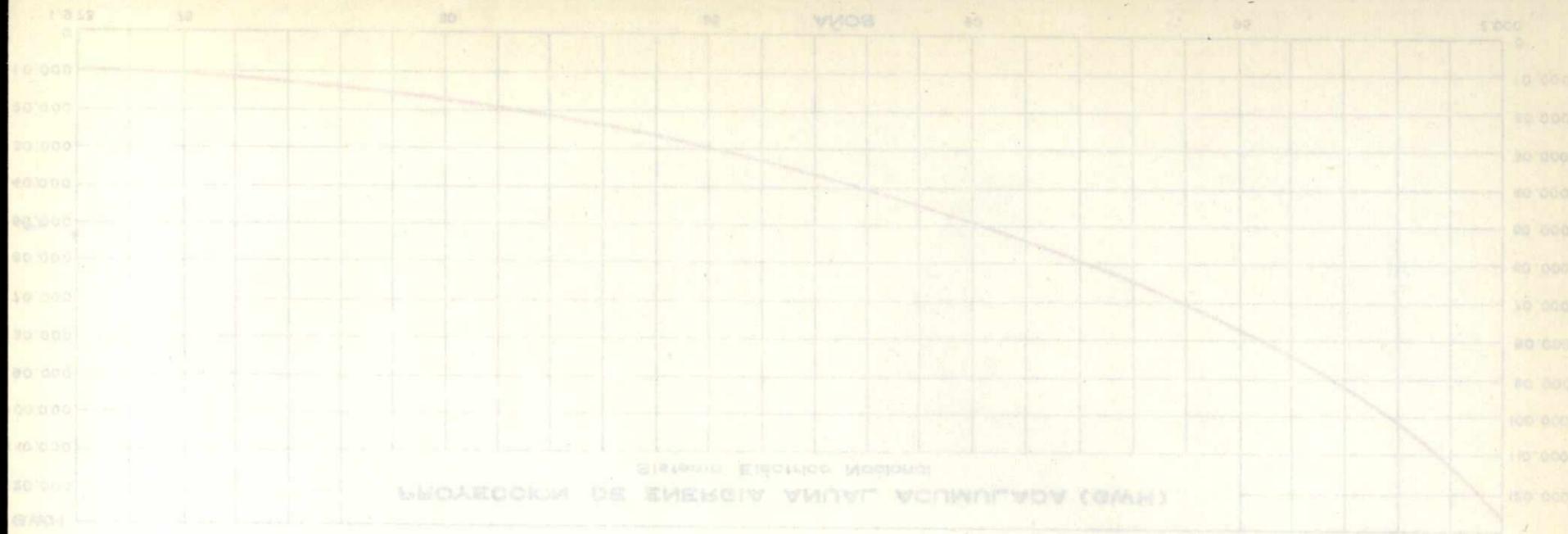


- CONVENCIONES
- [Yellow square] = ICEL
 - [Pink square] = E.E.E.B.
 - [Grey square] = E.P.M.
 - [Green square] = SISTEMA VALLE
 - [Light green square] = CORELCA
 - [Blue square] = OTROS



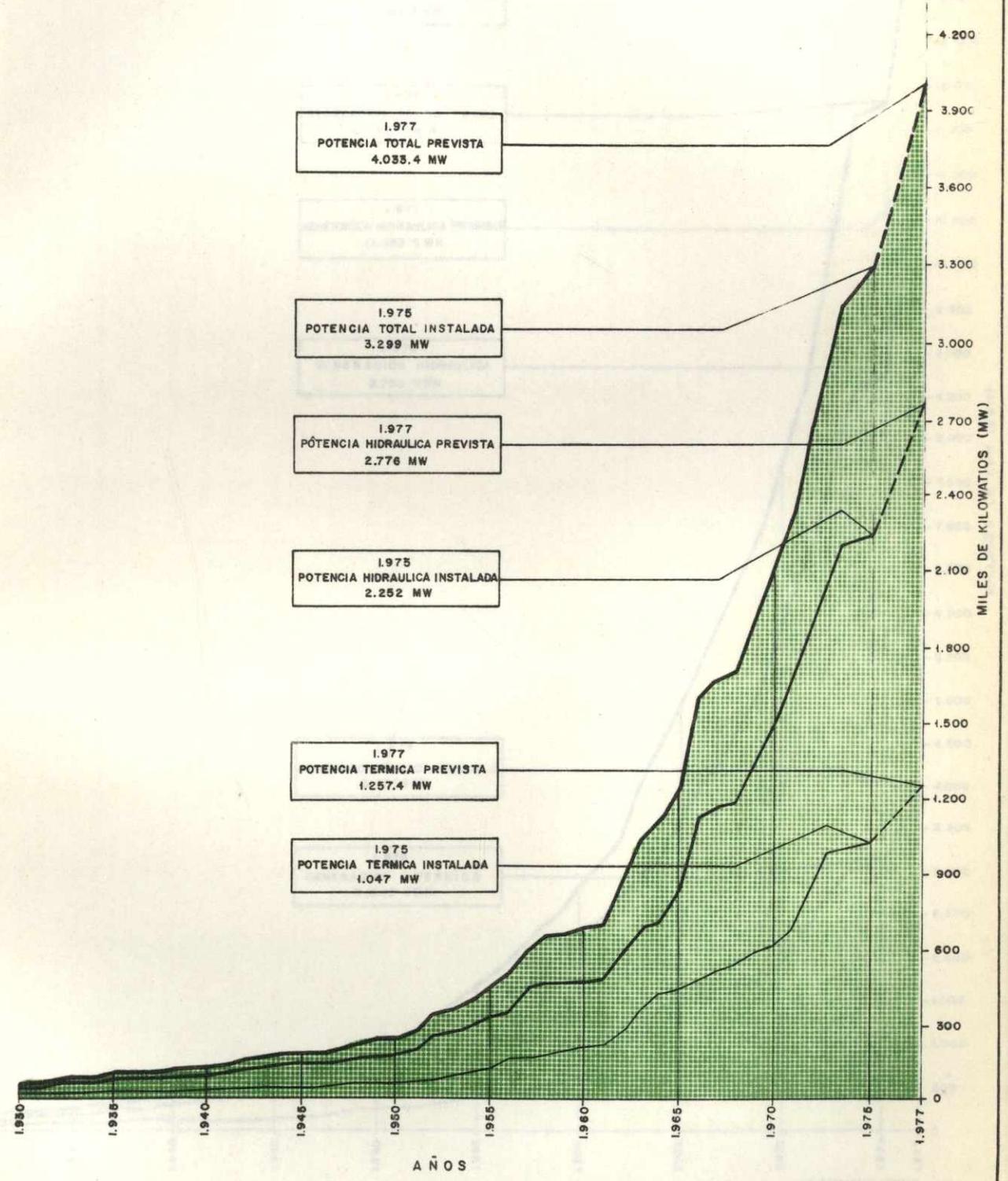
DISTRIBUCION DE LA GENERACION NACIONAL





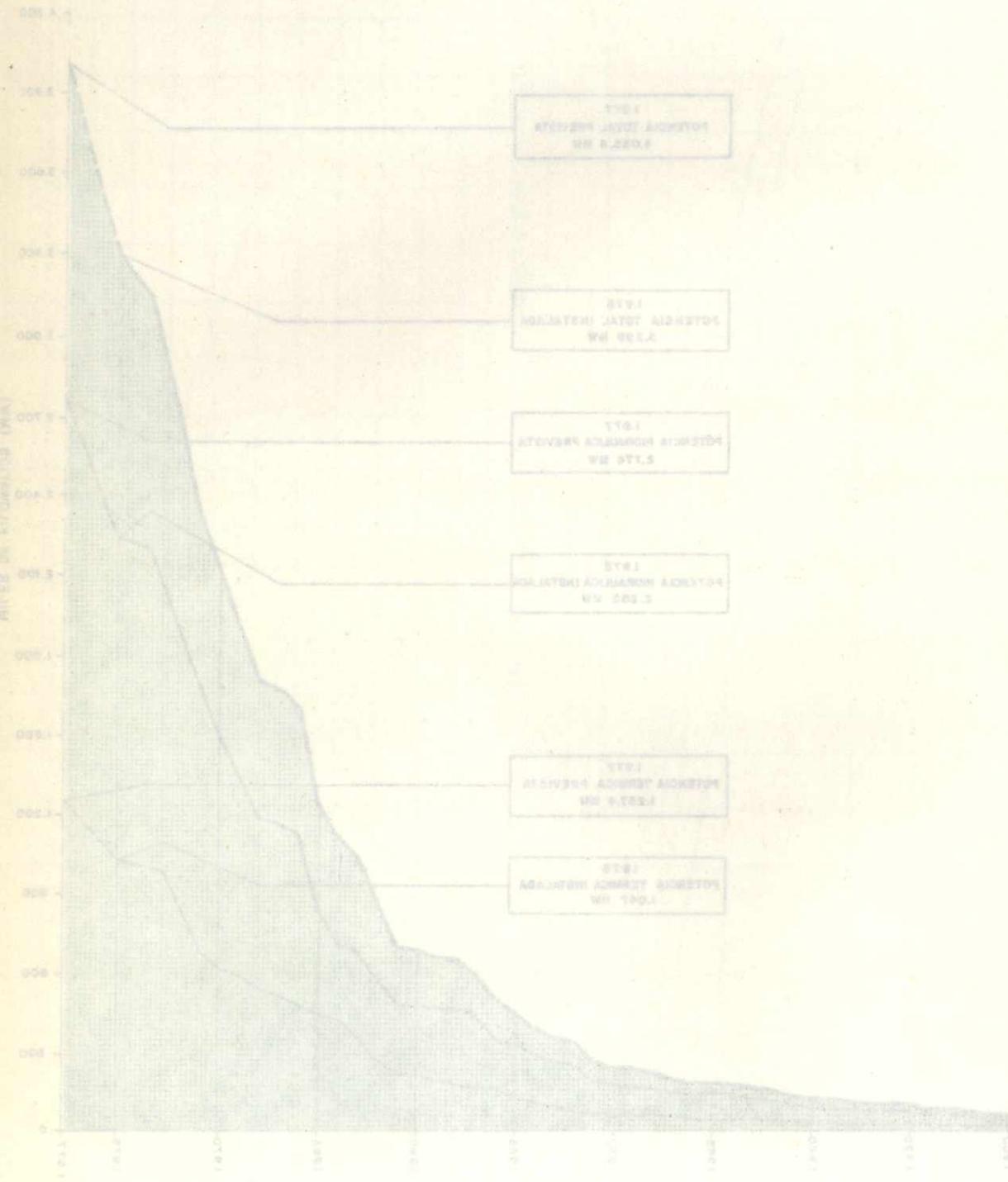
DESARROLLO DE LA ENERGIA GENERADA EN COLOMBIA 1930-1975
Y PROYECCIONES HASTA 1977

DESARROLLO DE LA POTENCIA INSTALADA EN COLOMBIA 1930- 1975
Y PROYECCIONES HASTA 1977

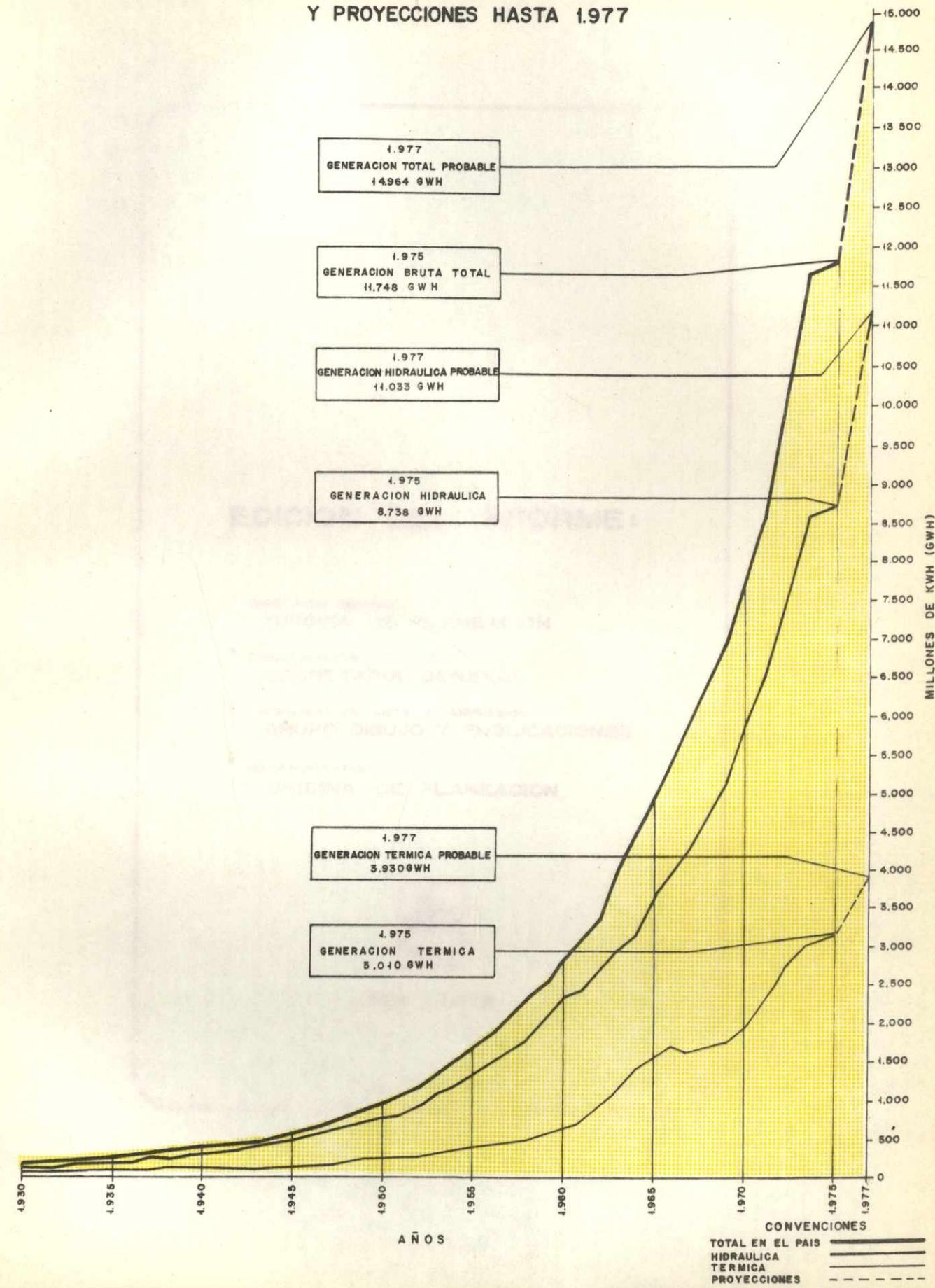


NOTA: No se incluyen la capacidad instalada de los Autoprodutores. En 1972 era aproximadamente 350 MW.

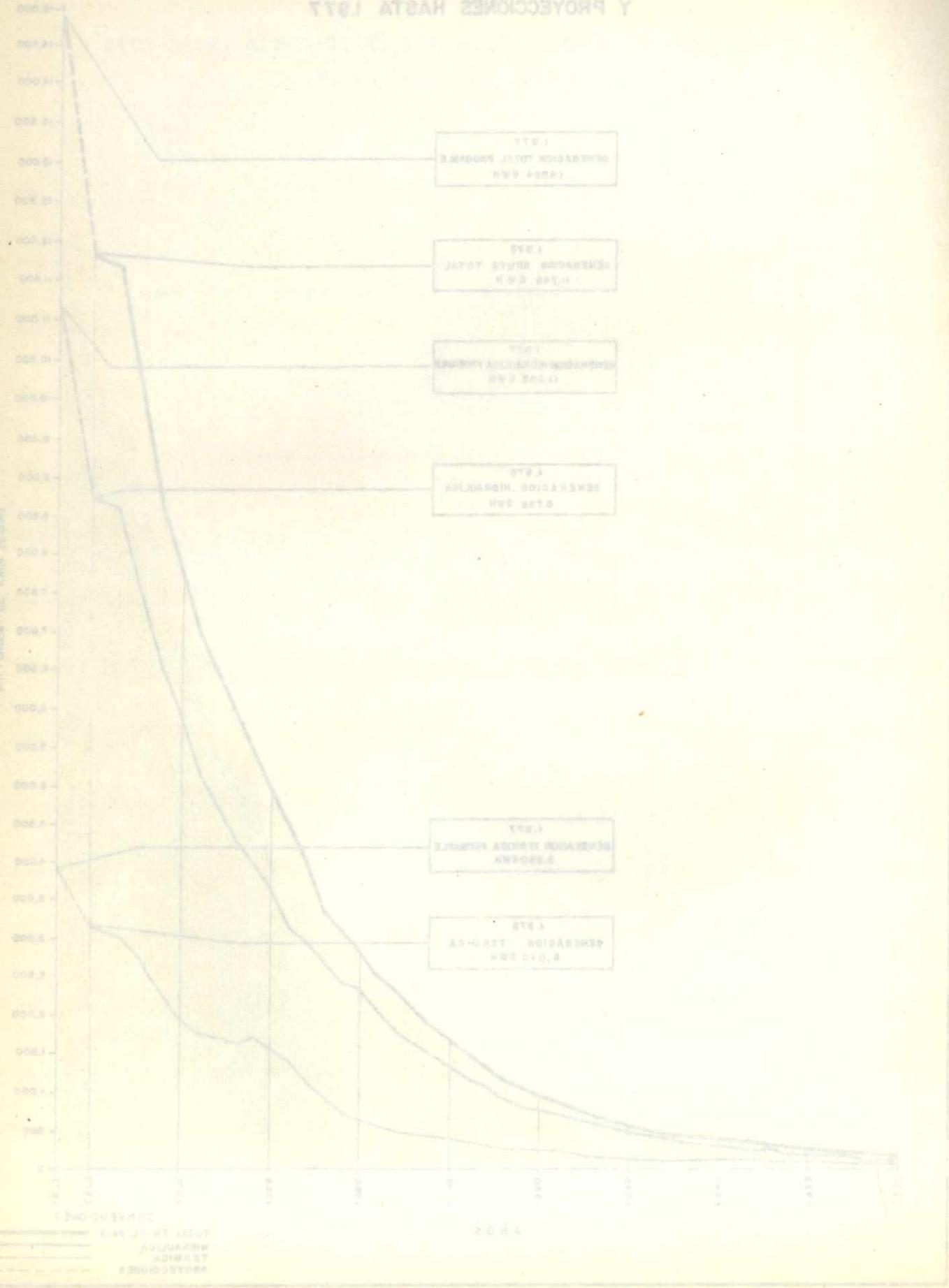
DESARROLLO DE LA ENERGIA GENERADA EN COLOMBIA 1930-1975
Y PROYECCIONES HASTA 1977



DESARROLLO DE LA ENERGIA GENERADA EN COLOMBIA 1930-1975
Y PROYECCIONES HASTA 1977



Y PROYECCIONES HASTA 1977



EDICION DEL INFORME:

- DIRECCION GENERAL:
OFICINA DE PLANEACION
- COORDINACION:
SECRETARIA GENERAL
- DIAGRAMACION, ARTE E IMPRESION:
GRUPO DIBUJO Y PUBLICACIONES
- MECANOGRAFIA:
OFICINA DE PLANEACION



1.974 - 1.975

La electrificación en Colombia informe
1914-1975 Instituto Colombiano de Energía
Eléctrica

333.7932 IN59e Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO