

CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LOS RACIONAMIENTOS DE ENERGIA ELECTRICA

Francisco J. Ochoa F.
Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos

A. Situaciones Históricas de Racionamiento

El desarrollo del Sector Eléctrico Colombiano, ha estado acompañado por periodos de racionamiento, algunos leves, ocasionados por contingencias técnicas en las centrales de generación o en las redes de transmisión o distribución y algunos severos, por la incapacidad del sistema para atender adecuadamente la demanda de energía eléctrica.

Con anterioridad a la interconexión de los sistemas eléctricos, los racionamientos de energía tenían un carácter regional y pasaban, por tanto, relativamente desapercibidos en el contexto nacional. A partir de la entrada en operación comercial de la red central de interconexión en marzo de 1972, los racionamientos de energía eléctrica han adquirido un carácter nacional, pues la filosofía de la interconexión y del planeamiento integrado de la expansión y operación del Sector Eléctrico, han hecho que los racionamientos se distribuyan entre todas las regiones interconectadas.

En la última década, el país ha tenido que soportar dos periodos de racionamientos severos de energía eléctrica: el primero cubrió los últimos meses del año 76 y los primeros del año 77 y el segundo los meses finales del año 80 y todo el año 81.

La situación de racionamiento de los años 76 y 77 se desencadenó por la fuerte sequía que afectó al occidente colombiano durante este periodo, y por la emergencia técnica sufrida en el sistema de la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), que disminuyó su generación eléctrica en un 85% durante casi cuatro meses. El atraso que había sufrido la construcción de la Central Chivor I (prevista inicialmente para entrar en opera-

ción en junio de 1975) y la demora en el llenado del Embalse del Peñol por problemas sociales suscitados por el traslado de esta población, habían hecho al sistema interconectado muy vulnerable a contingencias técnicas o hidrológicas. El racionamiento eléctrico afectó inicialmente a los sistemas que cubrían las regiones de Caldas, Risaralda, Quindío, Tolima, Huila y Valle del Cauca. Aunque se realizaron exportaciones masivas de energía desde el oriente colombiano, aprovechando las altas hidrologías del río Bogotá, las reservas multianuales de este sistema y los recursos térmicos del sistema nordeste (1), se tuvo que decretar un racionamiento en las regiones afectadas. En el sistema de la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC) el racionamiento decretado en septiembre del 76 fue de 10 horas diarias en el sector residencial. Para diciembre del 76, el racionamiento en este sistema afectó al 15% de su demanda. Para enero del 77 la situación energética se tornó crítica, hecho que obligó a extender el racionamiento a todo el sistema interconectado. El racionamiento se concentró en los meses de enero y febrero del año 77 y afectó principalmente a los departamentos del occidente colombiano, alcanzando en algunos de ellos cifras diarias superiores al 30% de sus demandas (en el Valle del Cauca se llegaron a racionar 13 horas diarias en el sector residencial).

El racionamiento que se estableció en el oriente del país, se hizo para poder realizar exportaciones de energía, a fin de disminuir la dramática situación que se vivía en la región occidental. En febrero del 77 una leve mejoría hidrológica le permitió al sistema de las Empresas Públicas de Medellín (EPPM) levantar unilateralmente el racionamiento que había impuesto. Sin embargo, en marzo del 77, EPPM se vio en la necesidad de restablecer nuevamente los racionamientos en su sistema. A principios de abril, una mejoría en las hidrologías permitió levantar el racionamiento en todos los sistemas, con excepción del de las EPPM. No obstante, a finales del mismo mes fue necesario reimplantar el racionamiento en los departamentos del occidente y del centro del país. Finalmente, en mayo del 77, se solucionó definitivamente la emergencia energética con la entrada en firme del período invernal y por el inicio de operación de la central Chivor I.

La segunda situación de racionamiento en el sistema interconectado se inició desde finales del año 80. Inicialmente se hizo en las horas de máxima demanda del sistema, lo que se conoce como racionamiento de potencia, debido a la reducción en la capacidad efectiva del sistema interconectado, que había originado la salida de la central de San Francisco (135 MW) por un grave incendio, a mantenimientos correctivos y preventivos inaplazables que se tuvieron que hacer en algunas centrales y por el atraso que habían sufrido los proyectos en ejecución. Entre septiembre y octubre de 1980 se alcanzó a racionar el 18.4% de la demanda máxima esperada. En noviembre de 1980, fue necesario iniciar el racionamiento de energía eléctrica debido al atraso considerable en los proyectos de generación previstos para atender la demanda de principios de la década del ochenta (Chivor II y San Carlos I) y al descenso considerable en las reservas hidráulicas de regulación multianual. Este racionamiento de energía se prolongaría hasta el día 15 de diciembre de 1981. El racionamiento se sintió con mayor rigor en el

(1) Sistema eléctrico compuesto por las Electricadoras de Boyacá, Santander y Norte de Santander.

mercado de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB) y en las electrificadoras filiales del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y con menor intensidad en el mercado de las EEPPEM. Es de anotar que esta situación de racionamiento había sido prevista por el Sector Eléctrico con varios años de anticipación. Desde 1975, se había comenzado a detectar un déficit en el suministro de energía eléctrica para principios de la década del ochenta, debido a las dificultades que afrontaba ISA para iniciar la construcción de los proyectos Chivor II y San Carlos I. Estas dificultades eran de tipo institucional y financiero, tema que se analizará posteriormente.

La construcción de las obras civiles principales de Chivor II se inició en julio de 1976 con un retraso de 33 meses con relación a la fecha prevista inicialmente y las de San Carlos I en julio de 1978 con un atraso acumulado de 38 meses. En 1977 se decidió adelantar un plan de emergencia para tratar de conjurar la crisis energética que se veía venir, mediante la construcción de tres unidades térmicas de 66 MW cada una, localizadas en Zipaquirá (Zipa IV), en Paipa (Paipa II) y en la Costa Atlántica (Cartagena III). Adicionalmente, se decidió efectuar las desviaciones de los ríos Tunjita, Rucio y Negro al embalse de Chivor, para aumentar la generación en esta central. A principios de 1979 se identificaron nuevos atrasos en el proyecto Chivor II, en la línea de interconexión con la Costa Atlántica y en el proyecto Chingaza (2). Se decidió, en consecuencia, ejecutar un nuevo plan de emergencia a fin de aliviar el déficit previsto para los años 81 y 82. El plan comprendía la construcción de una central térmica de gas de 100 MW en Chinú (3) y una unidad adicional de 66 MW en Zipaquirá (Zipa V). Sin embargo, por problemas de distinta índole (financieros, administrativos, burocráticos, legales, etc.) estos planes de emergencia no pudieron ejecutarse a tiempo, lo que obligó al sistema eléctrico a imponer el drástico racionamiento descrito anteriormente.

B. Crítica a los Diagnósticos Corrientes sobre el Racionamiento

Los argumentos que se han dado a la opinión pública para explicar los racionamientos de energía eléctrica, han sido generalmente de carácter coyuntural, como los períodos intensos de verano o las contingencias de tipo técnico. En el racionamiento del año 81, era común escuchar argumentos de este tipo, que se acompañaban con imágenes de embalses semisecos. Es cierto que los períodos intensos de verano tienen la propiedad de precipitar o acelerar los racionamientos de energía eléctrica, porque producen una disminución en las reservas de energía que el sistema eléctrico tiene en sus embalses. De igual manera, las contingencias técnicas, cuando coinciden con períodos intensos de verano o con atrasos considerables en los proyectos importantes de generación, pueden precipitar o acentuar racionamientos de energía eléctrica. No obstante, los períodos intensos de verano y las contingencias de tipo técnico, no constituyen las causas fundamentales de los racionamientos de energía eléctrica, puesto que en el planeamiento de la expansión del Sistema Eléctrico, se han considerado períodos hidrológicos críticos y posibles contingencias técnicas. Es decir, se han previsto márgenes de reserva suficientes

(2) Aunque este proyecto pertenece a la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, constituye un aporte energético importante para el sistema eléctrico nacional.

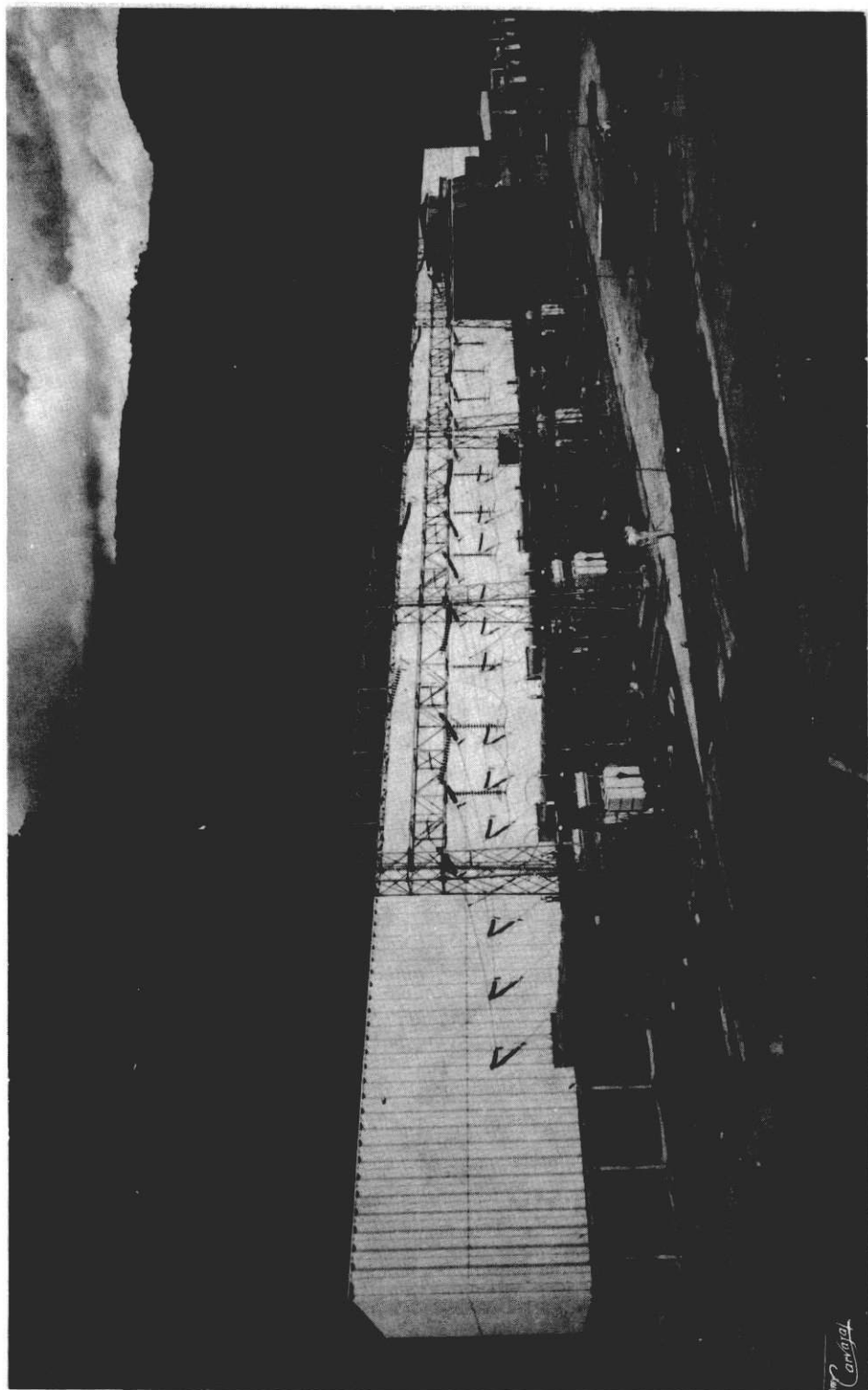
(3) Posteriormente se decidió agregarle a esta central una unidad adicional, elevando su capacidad a 133 MW.

para superar eventos de esta naturaleza. Pero estos márgenes de reserva se van disminuyendo con el tiempo, a medida que se ejecutan los planes de expansión, debido al atraso acumulado durante años, sino de la totalidad, al menos de la mayoría de los proyectos en construcción. Los atrasos en los proyectos van produciendo un deterioro lento en los embalses, especialmente en los de regulación multianual, debido a que es necesario gastar dichas reservas a un ritmo superior al previsto, a fin de poder atender una demanda creciente de energía eléctrica. En estas circunstancias, el sistema se vuelve muy vulnerable a contingencias hidrológicas o técnicas. La presencia de un período hidrológico seco prolongado, que normalmente no produciría ninguna emergencia si se iniciara con los embalses en niveles aceptables de llenado, generalmente colocan al sistema eléctrico en estado de emergencia, que muchas veces desemboca en situaciones de racionamiento. Lo mismo ocurre cuando se presentan contingencias técnicas de importancia. El incendio ocurrido en la Central de San Francisco (135 MW) en febrero de 1980 (central que sólo vino a recuperar su capacidad plena de generación en octubre de 1981) y la salida de la central del Alto Anchicayá (340 MW) en octubre de 1981 a raíz de un problema surgido en el túnel de carga, en circunstancias normales hubieran sido soportadas por el sistema. Sin embargo, incidieron en el racionamiento tan prolongado del año 81. De igual manera, la salida de la Central Chivor II (500 MW) en agosto de 1982 por problemas de filtraciones y fugas en el túnel de conducción y la baja disponibilidad de otras unidades de generación, creó una indisponibilidad en el sistema que obligó a efectuar racionamientos de potencia en las horas de máxima demanda durante el resto del año 82 y casi todo el año 83.

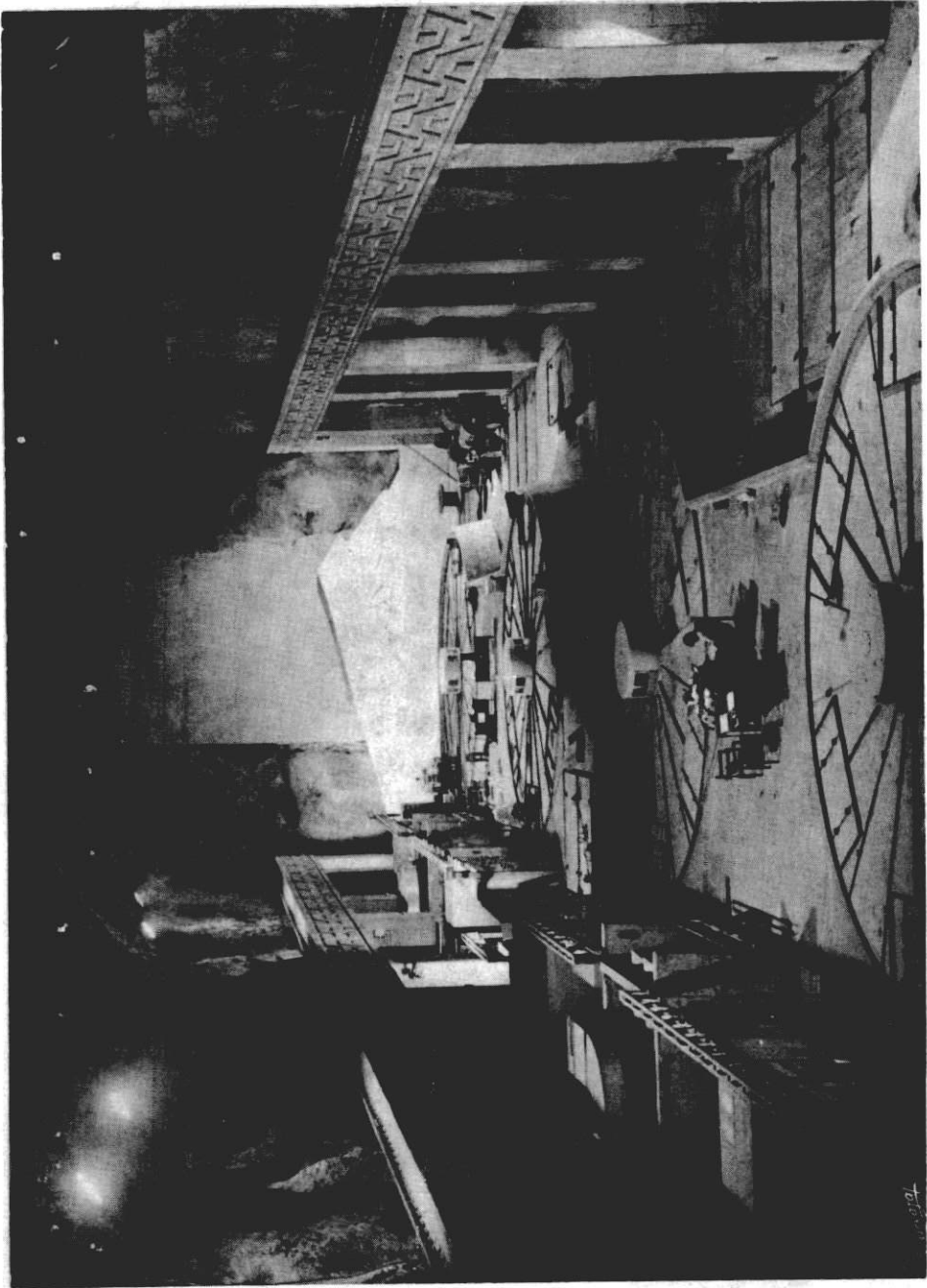
Resumiendo: los períodos intensos de verano y las contingencias de tipo técnico, no constituyen las causas fundamentales de los racionamientos severos de energía eléctrica. Los racionamientos obedecen a factores estructurales que han impedido ejecutar los proyectos contemplados en los planes de expansión dentro de los plazos previstos. Entre estos factores sobresalen la crisis financiera crónica, que ha venido afectando al Sector Eléctrico desde hace bastante tiempo; los problemas de tipo institucional; la rigidez del aparato burocrático que hace sumamente dispendiosos los trámites de contratación y de importación de equipos; los problemas de tipo técnico, especialmente geológicos, que han dificultado la construcción de las grandes centrales hidroléctricas; los problemas sociales y de tipo ambiental que genera la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos y la carencia de instrumentos jurídicos ágiles que permitan ejecutar con celeridad planes de emergencia requeridos para conjurar racionamientos futuros inminentes.

C. Atrasos en la Ejecución de Proyectos

El Sector Eléctrico Colombiano, está afectado por problemas estructurales que le impiden ejecutar a tiempo los proyectos contemplados en sus planes de expansión. En el cuadro No. 1 se muestran los retrasos que han sufrido los proyectos emprendidos desde 1970. En él se distinguen dos tipos de atrasos: atrasos en la iniciación de las obras principales y atrasos durante la construcción. Estos atrasos han afectado de manera distinta los proyectos. En San Carlos I, por ejemplo, la iniciación de las obras civiles principales sufrió un atraso de 38 meses, en tanto que en la construcción el atraso sólo fue de 3 meses con relación al tiempo previsto. En Chivor I, por el contrario, el atraso en la



Casa de Máquinas. Chivor II



CUADRO No. 1

TIEMPO DE CONTRATACION Y CONSTRUCCION

DE LOS PROYECTOS DE GENERACION ELECTRICIA

PROYECTO	AÑO DE DECISION	INICIACION DE OBRAS PRINCIPALES		ENTRADA EN OPERACION		TIEMPO DE CONSTRUCCION (MESES)		TIEMPO TRANSCURRIDO DESDE DECISION HASTA ENTRADA EN OPERACION (MESES)	ATRASOS EN INICIACION OBRAS		TOTAL (MESES)
		Previsita	Real	Previsita	Real	Previsita	Real		EN INICIACION OBRAS (MESES)	EN CONSTRUCCION (MESES)	
ALTO AVHICAYA	Ago-68	Ene-70	Jun-70	Ene-74	Dic-74	48	54	76	5	6	11
CHIVAR I	Abr-69	Jun-70	Ago-70	Jun-75	Jul-77	60	81	99	2	23	25
QUATAPE II	Abr-69	Nov-72	Dic-72	Ago-77	Feb-79 (1)	57	71	118	1	17	18
CHIVAR II	Nov-71	Sep-75	Jul-76	Jul-78	Jul-83 (2)	58	85	140	33	27	60
SAN CARLOS I	Jun-73	May-75	Jul-78	Sep-80	Ene-84	64	66	127	38	2	40
PARATEO-LA GENCA	Jul-75	Ago-77	Sep-77	Ago-81	Jul-85	48	94	120	1	46	47
ZIPACUARA IV	May-77	Oct-78	Nov-78	Ene-81	Jul-81	27	32	50	1	5	6
ZIPACUARA V	Sep-79	May-80	Abr-81	Ene-82	Jul-85	20	51	68	11	31	42
TIBEXOLS OHINU	Sep-79	Abr-80	Ene-81	Jul-81	Jun-82	15	17	33	9	2	11
PIPIA III	May-77	Oct-78	Sep-79	Ene-81	Feb-82	27	30	58	11	3	14
BARBACA III (4)	Jul-70	Ene-72	Feb-72	Jul-74	Dic-77	30	70	89	1	40	41
TUGUES	Dic-78	May-81	Ago-81	Ene-83	Feb-85	20	43	74	3	22	25
LINEA 500 KV	Jul-75	Dic-75	Nov-78	Dic-78	Feb-82 (3)	36	39	79	35	3	38
OTUNILLA (5)	Abr-66	Oct-71	Ene-72	Dic-76	Ago-83	62	127	208	3	65	68

Notas:

- (1) Fecha de Entrada de la primeranidad. (Entraron 140 MW en Feb-79, 70 MW en Jul-79 y 70 MW en Feb-80).
- (2) Entra inicialmente en febrero de 1982; sale de servicio en agosto de 1982, y nuevamente entra en operación en julio de 1983.
- (3) Línea energizada inicialmente a 230 KV. La energización definitiva a 500 KV está programada para octubre 85.
- (4) Este proyecto solo opera con 35 MW de capacidad efectiva, debido a problemas técnicos relacionados con el sistema de enfriamiento. Corresponde a la primera etapa del proyecto. Este proyecto fué construído por la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá pero se incluye en este cuadro ya que también se aprovecha para energía. Desde enero de 1984 fué sacado de servicio por derrumbes ocurridos en sus túneles. Se espera que entre nuevamente en operación comercial en julio de 1985.
- (5)

Fuente: ISA, Oficina de Planeación
DNP, "Análisis del Sistema de Generación Período 1970-1980", septiembre de 1982

iniciación de obras fue apenas de 2 meses, mientras que la demora en la construcción ascendió a 23 meses.

Una primera visión general al problema de los atrasos en la ejecución de los proyectos, permite identificar distintos factores causantes de tal situación, siendo los más importantes los de tipo institucional y financiero. Los factores institucionales se originan principalmente en la lucha que libran las entidades del Sector Eléctrico por conservar su autonomía en el desarrollo de proyectos de generación y en la carencia de un mecanismo eficiente de toma de decisiones. Los factores financieros obedecen a múltiples causas: insuficiente capitalización de las empresas del Sector Eléctrico, problemas cambiarios, indisponibilidad de crédito externo e interno en los volúmenes requeridos para atender una demanda creciente de energía eléctrica, etc. Se podría afirmar que prácticamente la totalidad de proyectos de generación eléctrica han sufrido, en alguna medida, las consecuencias de la situación institucional y financiera del Sector Eléctrico. El análisis de cada proyecto en particular, permite identificar otros factores que han afectado su normal desarrollo. Por ejemplo: los grandes proyectos hidráulicos desarrollados en la Cordillera Oriental (Chivor, Paraíso-la Guaca, Chingaza) han tenido que afrontar graves problemas de tipo geológico que han producido atrasos considerables en su construcción; TermoZipa V afrontó problemas de tipo legal (4); Guatapé II de tipo social; Termo Paipa III de tipo burocrático.

D. Alcances del trabajo

Como se anotó anteriormente, los racionamientos de energía eléctrica son la consecuencia de la acción combinada de varios factores, unos de acción temporal y otros de acción prolongada y profunda, que han impedido que los proyectos contemplados en los planes de expansión puedan entrar a tiempo en las fechas previstas. Los de acción temporal, son los relacionados con problemas de hidrología y con contingencias de carácter técnico y los de acción permanente son los relacionados con los atrasos de proyectos: problemas financieros, institucionales, burocráticos, legales, técnicos.

Para tener un diagnóstico completo sobre las causas de los racionamientos de energía eléctrica, habría que analizar con profundidad cada uno de los factores anotados y la forma como interaccionan durante el proceso de gestación de la crisis de abastecimiento del servicio eléctrico.

El presente documento se centra en el análisis de los problemas institucionales. Se hace inicialmente un recuento del desarrollo histórico del Sector Eléctrico, con el fin de identificar los problemas institucionales inherentes a dicho proceso de desarrollo.

(4) El caso más sobresaliente de problemas de tipo legal fue el de TermoZipa V. Esta planta fue incluida en el plan de emergencia trazado en el año 79 para tratar de conjurar el déficit de energía previsto para los años 81 y 82. Para poder ejecutar a tiempo dicha central, ISA obtuvo autorización del Consejo de Ministros para contratar directamente la planta con la firma que construía una planta similar (TermoZipa IV). Sin embargo, el Consejo de Estado conceptuó que la contratación directa no era ajustada a la ley porque no había pruebas de la inminencia del racionamiento eléctrico. Esta decisión obligó a ISA a abrir la licitación pública correspondiente, lo que produjo una demora de casi un año en los trámites, para finalmente adjudicarse al mismo contratista cuando el país empezaba a vivir los rigores del racionamiento eléctrico.

Posteriormente, se precisan los problemas y las fórmulas de reorganización institucional que se han estudiado y se presentan algunas consideraciones sobre una posible evolución futura de la organización del Sector. Finalmente, se exponen algunas ideas sobre la forma como la situación institucional ha incidido en los racionamientos de energía eléctrica. En otro artículo, recientemente publicado en la revista LECTURAS DE ECONOMIA de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de Antioquia, se analiza la incidencia que ha tenido la situación financiera en los racionamientos de energía eléctrica.

II. Problemas Institucionales del Sector Eléctrico Colombiano

A. Introducción

El Sector Eléctrico Colombiano tiene una configuración organizativa compleja en donde coexisten entidades de carácter nacional, sobre las cuales el Gobierno Central tiene una ingerencia directa, con entidades departamentales y municipales sujetas a un régimen administrativo independiente del Gobierno Central. Esta configuración organizativa ha generado conflictos de intereses que se han manifestado en aspectos tales como la propiedad y desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica, la distribución de beneficios en los proyectos de propiedad compartida, las tarifas y la lucha por transferencias de recursos entre regiones. En este capítulo se pretende mostrar esta situación institucional y su posible relación con los atrasos de proyectos que han desembocado en situaciones de racionamiento eléctrico.

B. Evolución Histórica de la Organización Institucional

En la evolución histórica de la organización institucional del Sector Eléctrico Colombiano se pueden distinguir claramente cuatro periodos: un primer periodo de desarrollo descentralizado del sector, que va desde finales del siglo XIX hasta la década del cincuenta; un segundo periodo de conformación del sistema interconectado nacional, durante la década del sesenta; un tercer periodo de reformas institucionales y de consolidación de la interconexión nacional, que cubre la década del setenta y un cuarto periodo caracterizado por la descentralización de las inversiones, que abarca lo que va corrido de la década del ochenta. A continuación se describe brevemente cada periodo.

1. Desarrollo Descentralizado del Sector Eléctrico (1885-1950/1960)

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia se remonta a finales del siglo XIX y fue el fruto de la iniciativa privada y del esfuerzo de las comunidades municipales (5). Las formas organizativas que se crearon, fueron diversas y dependieron

(5) Para una descripción más detallada de este proceso de electrificación, ver referencias Nos. 47 y 73.

de las condiciones específicas de cada región. Mientras en Medellín se optó, por ejemplo, por crear una sociedad anónima de economía mixta, denominada Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas (1895), con aportes iguales de capital por parte de inversionistas privados, del Municipio de Medellín y del Departamento de Antioquia, en otras ciudades se crearon compañías privadas, como la Sociedad Colectiva de Comercio Samper Brush y Cía. en Bogotá (1893), o la Empresa de Luz y Energía Eléctrica en Cali (1910).

En esa época, las empresas utilizaban los recursos de generación cercanos a los centros de población que atendían. El servicio de energía eléctrica se utilizaba fundamentalmente en iluminación, aunque en algunas ciudades se empleaba también como fuerza motriz en buena parte de sus industrias. Posteriormente, con el nacimiento de la actividad industrial en forma organizada, se crearon las condiciones para que las pequeñas empresas de energía eléctrica se desarrollaran.

El aumento en la demanda de energía eléctrica, obligó a las empresas a desarrollar proyectos de generación que ya no estaban en las cercanías de los centros de consumo, lo que le dio a estas empresas un carácter regional más amplio. Como la mayor parte de este proceso industrial se dio en las poblaciones más importantes del país (Bogotá, Medellín y Cali), las empresas que atendían estas regiones empezaron a tener un desarrollo más acelerado que las que atendían otras poblaciones.

A medida que se avanzaba en el proceso de industrialización, se generaba una mayor demanda de energía eléctrica, no sólo para actividades productivas, sino para atender las necesidades de una población creciente y de una actividad comercial en auge. Este proceso empezó a imponer un ritmo de inversiones en las empresas de energía eléctrica, que pronto llegó a rebasar la capacidad financiera de los empresarios privados nacionales, propietarios de estas compañías. Ante su incapacidad financiera para atender las necesidades de la población y de la industria, se empezaron a ejercer presiones para acabar con los privilegios de exclusividad en aquellas regiones donde existían, para que se permitiera el ingreso al país de inversionistas extranjeros y para que el Gobierno mismo asumiera la prestación de este servicio, que ya era considerado fundamental por la comunidad. Las soluciones que se dieron al problema tuvieron mucho que ver con las características de desarrollo de cada región. En Medellín, el municipio asumió la propiedad total de la Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas; en Bogotá se incentivó la competencia con la creación de la Compañía Nacional de Electricidad y en las ciudades de Barranquilla, Santa Marta, Ciénaga, Girardot, Honda, Zipaquirá, Cali, Palmira y Buenaventura, el servicio fue asumido por la Compañía Colombiana de Electricidad, empresa subsidiaria de la American Foreign Power, mediante la compra de activos a las compañías de generación eléctrica que actuaban en tales ciudades.

Durante este período de desarrollo del Sector Eléctrico, el Gobierno Central se mantuvo al margen del proceso. La participación estatal se hacía sin ninguna coordinación nacional a través de los gobiernos municipales y departamentales. Apenas en el año 1928 se empezó a legislar nacionalmente sobre el asunto. En dicho año, se expidió la ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica. Posterior-

mente se establecieron procedimientos para otorgar concesiones de explotación del servicio eléctrico (decreto No. 1551 de 1931). Con la ley 109 de 1936 y su decreto reglamentario 1606 de 1937 se estableció la vigilancia y control del Gobierno Nacional sobre las tarifas de energía eléctrica y se dispuso la creación del Departamento de Empresas de Servicio Público, para que ejerciera un control técnico y económico sobre las empresas de energía eléctrica. Sin embargo, este organismo nunca llegó a ejercer un control efectivo sobre las empresas municipales, ni a participar financieramente en el desarrollo de las mismas. Las empresas continuaban su desarrollo y manejo en forma autónoma, sin ninguna participación del Gobierno Central.

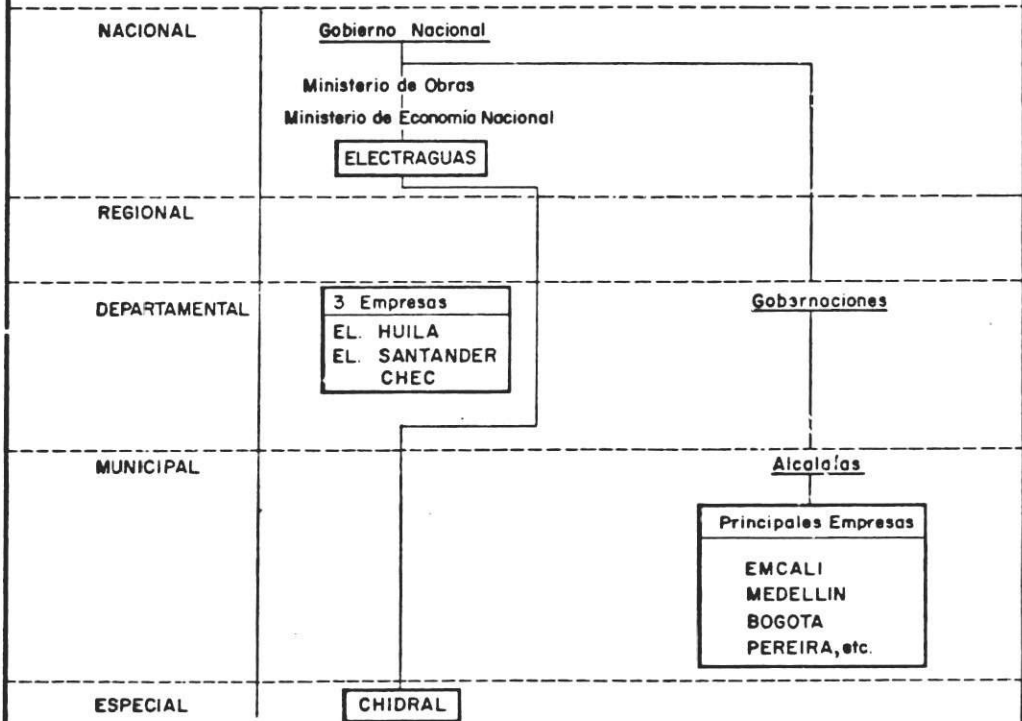
El camino para el establecimiento de diversas entidades oficiales con el objetivo de suministrar el fluido eléctrico en diversas regiones del país, se allanó con la promulgación de ley 126 de 1938. Pero sólo fue en el año 1946, cuando el estado decidió intervenir decididamente en el desarrollo del Sector Eléctrico. Con la promulgación de la ley 80 de 1946, se creó el Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS), que tenía entre otros objetivos básicos, el de estudiar las zonas del país susceptibles de electrificación y construir y financiar las obras a que dieran lugar los estudios anteriores. En la parte técnica, el Instituto se adscribió al Ministerio de obras públicas y en la parte económica al Ministerio de Economía Nacional. Un aspecto importante de esta ley, era que preservaba la autonomía de las empresas municipales y regionales establecidas.

La carencia de un proceso de integración nacional hacía imposible el suministro directo del servicio de energía eléctrica por parte de una entidad de carácter nacional. Esta circunstancia obligó a ELECTRAGUAS, a orientar sus esfuerzos hacia la creación de empresas en aquellas zonas del país que carecían del servicio eléctrico o que tenían una infraestructura eléctrica insuficiente. Fue así como se creó en 1947 la Electrificadora del Huila. En 1950 se modificaron las estructuras de la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC) y de la Central Hidroeléctrica del Río Lebrija (Santander), convirtiéndose la primera en sociedad anónima y la segunda en sociedad limitada. Asimismo, se creó en dicho año la Sociedad Central Hidroeléctrica del Río Anchicaya (CHIDRAL) con el fin de suministrar energía eléctrica en Cali y en algunas poblaciones del Valle del Cauca.

En el diagrama No. 1 se muestra la configuración institucional que tenía el Sector Eléctrico en 1950.

Durante la década del cincuenta, se dan una serie de acciones que sentarían las bases para una reorganización del aparato administrativo del Estado y para que éste pudiera ejercer una labor de planeación global del país. Entre ellas sobresalen la creación de la Oficina de Planeación en 1951 y la reforma constitucional de 1954 (Acto Legislativo No. 5) que dio vida legal a la creación de empresas descentralizadas de servicios públicos de orden nacional, regional, departamental y municipal, con autonomía y personería jurídica propias. Las acciones anteriores fueron determinantes para llegar a la configuración institucional heterogénea que tiene actualmente el Sector Eléctrico, donde coexisten empresas municipales autónomas, empresas departamentales, corporaciones

DIAGRAMA N° 1
ESTRUCTURA DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA EN 1950



FUENTE ESSE, VOLUMEN VI,
 INFORME INSTITUCIONAL, 1981

regionales y empresas nacionales con diferentes líneas de dependencia (Ministerio de Minas y Energía, Departamento Nacional de Planeación, Gobernaciones y Alcaldías).

Entre 1950 y 1962 ELECTRAGUAS impulsó la creación de 15 electrificadoras departamentales y de un buen número de empresas con un radio de acción más restringido, que en el transcurso del tiempo han venido siendo absorbidas por las electrificadoras departamentales. En la creación de estas empresas, se buscó la participación de los departamentos y municipios beneficiados y aún de inversionistas privados. Su organización jurídica fue inicialmente la de sociedades limitadas, las cuales se transformaron posteriormente en sociedades anónimas. Muchas de ellas adquirieron activos de antiguas empresas de carácter privado. Aunque ELECTRAGUAS era el accionista mayoritario en estas empresas, el desarrollo de su infraestructura fue determinado por la iniciativa regional.

Bajo la dependencia de la Oficina de Planeación Nacional, se creó en 1954 la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), a la cual, en el campo de la energía eléctrica, se le asignaron funciones de generación, transmisión y distribución. Con tal fin, ELECTRAGUAS cedió a la CVC las acciones que tenía en CHIDRAL.

En el ámbito municipal, se presentaron modificaciones en las estructuras de las principales empresas de energía eléctrica. En 1955 se crearon las Empresas Públicas de Medellín (EPPM) para atender los servicios de energía eléctrica, acueducto, alcantarillado y teléfonos, con patrimonios independientes y una directriz central. En 1959 se constituyó la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB). En 1961 se crearon las Empresas Municipales de Cali (EMCALI). Es de anotar que los activos con que iniciaron actividades estas empresas, fueron adquiridos por las comunidades municipales a las empresas que atendían el servicio de energía en tales municipios desde finales del siglo pasado.

De la evolución que tuvo el Sector Eléctrico durante este largo período (finales del siglo XIX hasta los años 1950/1960), vale la pena resaltar los siguientes rasgos que permiten explicar, en buena parte, el origen de los conflictos institucionales actuales del sector: 1) En un principio se dio un desarrollo autónomo de las empresas, fruto de la iniciativa privada y del esfuerzo de las comunidades municipales, sin ninguna ingerencia del Gobierno Central. 2) La intervención del Gobierno Central fue tardía, cuando las empresas municipales ya habían logrado un desarrollo considerable, lo que obligó al Ejecutivo a preservar la autonomía de dichas empresas. 3) El desarrollo descentralizado que tuvo el país desde su origen, se reflejó también en el desarrollo de su infraestructura eléctrica. ELECTRAGUAS, una entidad de carácter nacional, impulsó este desarrollo descentralizado mediante la creación de empresas regionales. 4) Lo anterior dio lugar a la proliferación de empresas de energía eléctrica, duplicando en algunas regiones las funciones y las áreas suplidas, generando, además, una desigualdad en la distribución de los mercados y, por ende, en la situación financiera de las empresas. 5) El Gobierno posibilitó la creación de otros organismos descentralizados con distintas líneas de dependencia gubernamental, haciendo más compleja la forma organizativa del Sector Eléctrico.

2. Conformación de un Sistema Interconectado Nacional (1960/1970)

El proceso de electrificación que vivió el país durante la década del cincuenta y la consolidación de las empresas de energía eléctrica, crearon las condiciones para una interconexión de los distintos sistemas eléctricos. Desde que la misión técnica eléctrica contratada por el Gobierno Nacional con un consorcio franco americano (6) sugirió algunas interconexiones eléctricas regionales, el tema de la integración eléctrica empezó a discutirse en el país. Posteriormente, ELECTRAGUAS contrató con la Electricité de France un estudio para elaborar un plan nacional de electrificación para el período 1965-1975. En este estudio se analizaron varias alternativas de desarrollo del sector y se recomendó una que contemplaba un programa de interconexión.

Entre regiones, sin embargo, la ejecución de tal propuesta entrañaba una modificación sustancial en la estructura del Sector Eléctrico en sus aspectos técnico, financiero, operativo e institucional. Aunque el gobierno acogió oficialmente la recomendación del informe, de manera inmediata no se avanzó en la propuesta, probablemente por la carencia de un organismo coordinador del Sector Eléctrico y porque a las empresas municipales y regionales la interconexión les significaba, en cierta forma, una disminución en la autonomía que tenían para planear la expansión y la operación de sus sistemas eléctricos. Sin embargo, la idea de la interconexión no murió ahí. La bandera fue recogida por el Banco Mundial, entidad que empezaba a jugar un papel importante en la financiación de los proyectos de desarrollo eléctrico del país. Además de los beneficios económicos que se derivaban del aprovechamiento conjunto de los recursos de generación, al Banco le interesaba la creación de una entidad técnica que pudiera realizar una labor de planeamiento y de coordinación del Sector Eléctrico, pues en esa forma podría tener una visión global de desarrollo del sector y de las políticas adoptadas. Como el Banco Mundial mantenía discusiones periódicas con las entidades receptoras de sus préstamos, empezó primero a sugerirles la conveniencia de estudiar la posibilidad de la interconexión de sus sistemas eléctricos. Posteriormente condicionó el otorgamiento de nuevos empréstitos a que se analizara tal posibilidad. En respuesta a esta exigencia, las principales empresas de energía eléctrica del país que mantenían relaciones financieras con el Banco Mundial (EEEEB, EPPM y CVC) se reunieron en Medellín en 1963 y acordaron realizar una evaluación conjunta sobre la factibilidad de la interconexión de sus sistemas. Con tal fin crearon un comité denominado "Comité de Interconexión" y contrataron un estudio con el consorcio integrado por las firmas consultadoras INTEGRAL e INGETEC, el cual fue entregado en mayo de 1964. En dicho estudio se declaraba que la interconexión de los sistemas era factible, técnica y económicamente y se recomendaba su realización a un nivel de voltaje de 220 KV. Igualmente, el estudio resaltaba los beneficios económicos que les reportaría a las empresas de energía eléctrica la realización de una expansión conjunta de sus sistemas, en vez de realizar desarrollos independientes para cubrir sus necesidades de energía eléctrica.

Aunque el Comité de Interconexión actuaba como un organismo asesor de las empresas comprometidas en el estudio de interconexión, pronto se comprendió la importancia

(6) Gibbs and Hill y Electricité de France, Plan Nacional de Electrificación 1954-1970, 1954.

de que ELECTRAGUAS entrara a participar en el mismo, debido a que la interconexión incluiría algunos mercados atendidos por esta entidad estatal. Además, porque la magnitud del proyecto requería de la participación del Gobierno Central. En 1964 entraron, por tanto, a formar parte del Comité de Interconexión, ELECTRAGUAS y el Departamento Administrativo de Planeación. Este hecho le dió al comité el carácter de un Comité de Planeación para el Sector Eléctrico, donde estaban representados los intereses regionales y nacionales.

En el segundo semestre de 1964, las empresas participantes en el proyecto de interconexión (EEEB, EEPPM, CVC y ELECTRAGUAS) decidieron contratar el diseño del proyecto y un estudio institucional. Para el primero, se contrató con un consorcio internacional conformado por Integral-Ingetec de la parte colombiana y la firma inglesa Merz Associates. Para el estudio institucional, se contrató con la firma Norteamericana International Middle West Service Company.

En agosto de 1965, el consorcio Integral-Ingetec y Merz Associates entregó el estudio: "Informe de Interconexión", en el cual se precisó la configuración de la red de interconexión y se resaltó la conveniencia de realizar una operación integrada del sistema interconectado y una coordinación en la definición de los ensanches futuros para poder lograr los beneficios de la interconexión que, en síntesis, eran los siguientes: 1) Obtención de economías de escala en la construcción de nuevas centrales, al encontrarse éstas destinadas a la satisfacción de una demanda agregada mayor. 2) La utilización de una capacidad de reserva conjunta en los embalses, permitiendo una mejor protección contra el riesgo de una emergencia eléctrica en algunos de los sistemas. 3) El cubrimiento de los requerimientos de demanda máxima (o potencia) del sistema interconectado con una menor capacidad instalada, debido a la diversidad de la carga en los sistemas individuales y a las diferencias en las horas picos de los mismos. 4) La realización de una operación más económica, utilizando los recursos de generación eléctrica disponibles en las áreas interconectadas.

La Middle West Service Company, por su parte, hizo un análisis detallado sobre las implicaciones institucionales, administrativas, operativas, financieras, tarifarias y de planeamiento que se derivaban del Proyecto de Interconexión. En su informe final, entregado en mayo de 1965, analizaron diferentes alternativas para llevar a cabo la interconexión, que iban desde la no creación de ninguna empresa en especial, hasta el establecimiento de un empresa única que prácticamente absorbería a las empresas existentes. La alternativa recomendada en el estudio, consistía en crear una nueva sociedad que construyera y operara todas las líneas eléctricas de interconexión y las nuevas centrales de generación, que demandaran el esfuerzo conjunto de todos sus socios y establecer una oficina central que coordinara la operación del sistema interconectado y que administrara y supervisara la operación, a través de una organización que incluyera un Comité ejecutivo, un Comité de Interconexión, un Comité de Planeación y un Comité de Operación.

Aunque las empresas de energía eléctrica involucradas en el proyecto de interconexión, eran conscientes de las ventajas que traería un desarrollo de sus sistemas eléctricos bajo

una perspectiva integrada a nivel nacional, la decisión de llevar a la práctica el proyecto era difícil, porque temían perder la autonomía que disfrutaban.

Con la llegada a la Presidencia de la República del Dr. Carlos Lleras Restrepo, en 1966, se creó el ambiente propicio para llevar a la práctica la idea de la interconexión. Dicho gobierno consideraba esencial interconectar los sistemas eléctricos, a fin de poder ejecutar la política eléctrica que había trazado, la cual buscaba darle al Sector Eléctrico una dimensión nacional, mediante una efectiva planeación y coordinación de las actividades de las empresas.

La posición del Gobierno Nacional, fue decisiva para vencer las reticencias regionales predominantes al interior de las empresas de energía eléctrica. Con la mediación del presidente Lleras Restrepo, las principales empresas del sector firmaron el día 8 de noviembre de 1966 el "Convenio sobre Interconexión de los Sistemas Eléctricos y Ensanche de la Capacidad Generadora". En dicho acuerdo, se precisaron los alcances de la interconexión y se decidió la constitución de una nueva entidad para acometer la interconexión de los sistemas eléctricos de las empresas signatarias y para construir los nuevos proyectos de generación requeridos (se exceptuaban aquellos proyectos que ya estaban en construcción o que habían sido decididos con anterioridad al acuerdo). La nueva entidad tendría las siguientes funciones básicas: 1) Realizar periódicamente programas de generación eléctrica, de común acuerdo con las empresas socias. 2) Controlar el despacho diario de energía de todos los sistemas interconectados. 3) Definir el orden de construcción de las nuevas centrales generadoras. 4) Coordinar las situaciones de emergencia energética en algunos de los sistemas y la forma de resolverlas mediante la ayuda de otros sistemas. El día 14 de septiembre de 1967 se creó, entonces, la Sociedad de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) con los siguientes socios: Empresas Públicas de Medellín (EPPM), Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB), Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá (CHIDRAL), Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS) y Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC).

Como la CVC posee la mayoría accionaria de CHIDRAL, para efectos prácticos se considera como si fuera una sola empresa. Igualmente sucede con ELECTRAGUAS y la CHEC. La participación accionaria en la sociedad de interconexión se hizo entonces por partes iguales, así : EEEB (25%), EPPM (25%), CVC-CHIDRAL (25%) y ELECTRAGUAS-CHEC (25%). Como se anotó antes, EEEB y EPPM son entidades autónomas de carácter municipal; CVC, aunque tiene un radio de acción regional, es una entidad de carácter nacional dependiente de Planeación Nacional y ELECTRAGUAS es una entidad de carácter nacional. Se observa, entonces, que en la constitución de la nueva sociedad se lograron equilibrar los intereses municipales con los intereses nacionales.

Otros resultados de la aplicación de la política eléctrica del gobierno del Dr. Lleras Restrepo, fueron los siguientes: la creación, en 1967, de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), organismo de orden nacional, con el fin de coordinar y ordenar el desarrollo del sistema eléctrico en los departamentos de la Costa Atlántica

del país e interconectar los sistemas locales; la creación de la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos (decreto 3069 de 1968) con el objetivo de controlar y fiscalizar las tarifas de acueducto, alcantarillado y energía eléctrica (posteriormente se le agregarían los servicios de aseo y telefonía); la reestructuración de Electraguas que, en lo sucesivo, se denominaría Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), el cual tendría funciones de organismo rector del Sector Eléctrico. No obstante, su debilidad financiera, técnica y administrativa con relación a otras empresas del sector, le han impedido ejercer dicho papel. Esto hizo que las labores de coordinación del sector empezaran a recaer, entonces, sobre la sociedad que materializaba los intereses regionales y nacionales, que permitía la discusión dentro de parámetros técnicos y que respetaba la autonomía de sus socios; esto es, sobre ISA.

En el diagrama No. 2, se muestra la configuración que tenía el sector eléctrico en 1968.

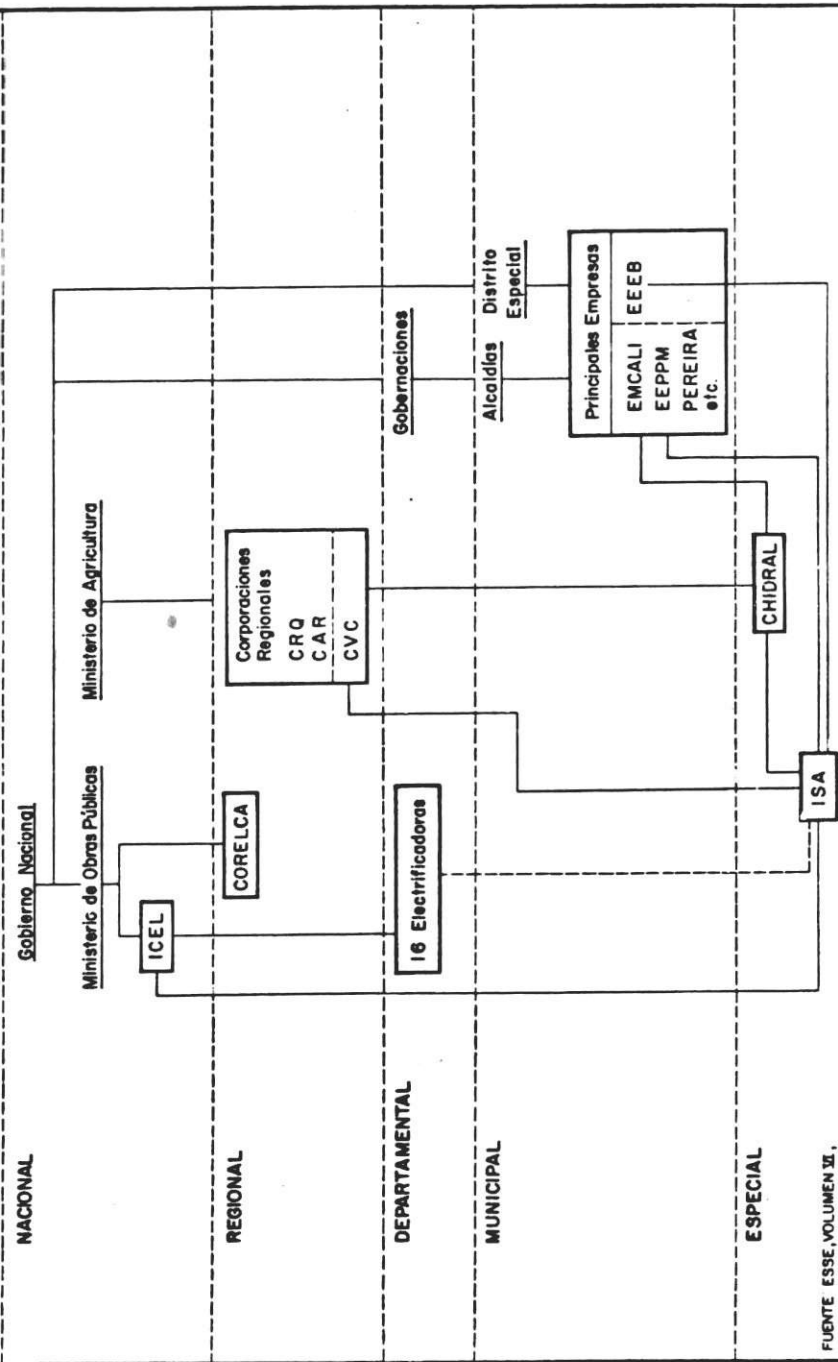
3. Consolidación del Proceso de Interconexión Nacional (1970/1980)

No obstante la crisis financiera e institucional que afectó al Sector Eléctrico durante la década del setenta, en este período se logró consolidar el proceso de la interconexión eléctrica Nacional. Esta consolidación se dio en el área técnica y en la planeación integrada del sector. En el área técnica, se logró poner en operación la red central de interconexión (en marzo de 1972) uniendo los sistemas eléctricos de EEEB, EEPPM, CVC y CHEC. Posteriormente, se extendió la interconexión a Cauca, Nariño, Boyacá, Santander y Norte de Santander y se inició la construcción de la línea de interconexión con la Costa Atlántica, después de haber admitido a CORELCA como socio de ISA "para institucionalizar en esta empresa la coordinación y desarrollo eléctrico del país" ("Acuerdo de Sochagota" suscrito en septiembre de 1976 entre el Gobierno nacional y las empresas del sector eléctrico). Además, se terminó la construcción de Chivor I, primera central de generación eléctrica realizada con el esfuerzo conjunto de las empresas interconectadas y se inició la construcción de otros proyectos hidroeléctricos de propiedad compartida (Chivor II y San Carlos I). En el área del planeamiento, se perfeccionaron los modelos para realizar la expansión conjunta y la operación integrada de los sistemas y se desarrolló, con la colaboración del Gobierno de Alemania Federal, el Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESSE), que permitió un mejor conocimiento de los recursos de generación disponibles en el país (7).

Hasta 1974, el Gobierno Nacional había venido interviniendo en el Sector Eléctrico a través del Ministerio de Obras Públicas y del Ministerio de Agricultura, pero de una manera pasiva. Es decir, las empresas gozaban de cierta autonomía para el desarrollo de sus actividades. Además, las decisiones de expansión y operación integrada, se tomaban en el seno de ISA, empresa en la que el Gobierno no tenía una participación directa. Con el fin de ejercer una mayor ingerencia en las actividades del Sector Eléctrico, el Gobierno expidió en marzo de 1974 el Decreto Ley 636 que reestructuraba el antiguo

(7) Los objetivos del ESSE fueron los siguientes: 1) Realizar un inventario de los recursos hidroeléctricos que tiene el país. 2) Desarrollar metodologías de planeamiento a mediano y largo plazo, que posibiliten el desarrollo óptimo del sector. 3) Analizar la estructura institucional del Sector y sugerir los ajustes requeridos para atender eficientemente su desarrollo futuro. Los dos primeros objetivos fueron delegados en ISA y el tercero lo desarrolló Planeación Nacional.

DIAGRAMA N° 2
ESTRUCTURA DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA EN 1968



FUENTE ESSE, VOLUMEN II,
INFORME INSTITUCIONAL, 1968

Ministerio de Minas y Petróleos, convirtiéndolo en el actual Ministerio de Minas y Energía, al cual se le otorgaron poderes para proponer y adelantar la política nacional sobre todas las actividades relacionadas con el servicio de energía eléctrica y para intervenir en aspectos tales como la generación, transmisión, distribución, interconexión, la fijación de tarifas y, en general, en todas las actividades técnicas, jurídicas, industriales y comerciales del sector. En síntesis, el decreto centralizaba la prestación del servicio de energía eléctrica en el nuevo Ministerio de Minas y Energía. Este hecho produjo un fuerte rechazo por parte de algunas empresas del sector, que veían de esa forma reducida su autonomía y sus posibilidades de desarrollo. Este rechazo obligó al Gobierno del Dr. López a expedir el Decreto Ley 2301 de 1975, que reducía las funciones básicas del Ministerio de Minas y Energía relacionadas con el Sector Eléctrico, a las siguientes: 1) adoptar las políticas sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y el establecimiento de normas técnicas en materia de electricidad. 2) Orientar, coordinar y evaluar los planes que sobre electricidad se establezcan a nivel internacional, nacional y regional, a partir de tensiones superiores a 115 KV. 3) Promover la interconexión de los diversos sistemas regionales.

Coincidente con la crisis financiera que vivió el sector a mediados de la década del setenta, la cual se analizará en detalle en el capítulo siguiente, se originó una crisis interior en ISA por varios hechos: 1) El sistema tarifario que se aplicaba a los intercambios energéticos que se realizaban a través de ISA, según el cual los sistemas exportadores vendían sus excedentes a ISA a un precio igual a sus costos revaluados de generación y transmisión y los sistemas compradores al precio promedio que ISA hubiera pagado por sus compras, entró en crisis cuando los sistemas que habían venido vendiendo energía a precios bajos (caso EEPPM), se vieron obligados a comprar energía a precios altos. 2) La rigidez de los estatutos originales de ISA que habían concentrado en esta entidad la construcción de los nuevos proyectos de generación requeridos para atender la demanda futura del sistema interconectado y que no contemplaba la admisión de nuevos socios.

La crisis institucional al interior de ISA, produjo los siguientes efectos: 1) Atrasos en las obligaciones de los socios con ISA. 2) Un desequilibrio en la capitalización de la empresa, al negarse las EEPPM a suscribir nuevas acciones, disminuyendo en esa forma su participación del 25% al 19%. 3) Un cuestionamiento de la legalidad de ISA por la supuesta incapacidad jurídica que tenían algunos socios (las de carácter municipal) para concurrir a la formación de esta entidad y para dar cumplimiento a las obligaciones que se derivaran de la celebración de tal contrato. 4). Finalmente, una amenaza de retiro de las EEPPM.

Es importante señalar que el Banco Mundial jugó un papel primordial en la resolución de la crisis financiera e institucional de ISA y del sector, pues no sólo condicionó el estudio de la financiación del Proyecto San Carlos a un arreglo satisfactorio, sino que llegó a suspender los desembolsos de los empréstitos del Proyecto Chivor, de la línea Guatapé - Barranca y del Proyecto Guatapé (de propiedad de las EEPPM), hasta tanto los socios se pusieran al día en sus obligaciones financieras con ISA, se reestableciera el

equilibrio en la capitalización de esta empresa y se adoptara una política de reajustes tarifarios realista para el sector eléctrico.

4. Descentralización de las Inversiones (1979 en adelante)

Como se anotó anteriormente, uno de los factores que incidieron en la crisis institucional que vivió el sistema interconectado a mediados de la década del setenta, lo constituyó la rigidez de los estatutos de ISA que habían concentrado en esta entidad la ejecución de los futuros proyectos de generación eléctrica. Al crearse la Sociedad de Interconexión, se decidió que los proyectos serían desarrollados en forma conjunta, a fin de poder materializar los beneficios que se derivarían de la construcción de proyectos de mayor capacidad y de menor costo. En el momento de la firma del "Acuerdo de Interconexión", algunas empresas signatarias del mismo reservaron la ejecución de algunos proyectos que ya estaban en una fase avanzada de estudio. En particular, EEEB se reservó la construcción de los proyectos El Colegio y Alto Muña; CHEC a San Francisco; EEPPI a Guatapé y CVC se reservó la opción de construir el proyecto del Alto Anchicayá, la cual hizo efectiva posteriormente. La razón que dieron las empresas para reservar algunos proyectos, era la de permitir que ISA desarrollara los proyectos futuros más económicos, independientemente de su ubicación geográfica. En esta forma había quedado plasmada la integración de los sistemas eléctricos. Con tal propósito, ISA inició la construcción de la red central de interconexión y de la Central Hidroeléctrica de Chivor I (500 MW). Sin embargo, la discusión sobre la propiedad de los proyectos futuros de generación, se inició con la definición de los primeros programas integrados de expansión, pues algunas empresas no querían renunciar a su pretensión de desarrollar proyectos por su cuenta y riesgo. Durante años, la discusión fue motivada por la propiedad del Proyecto Mesitas (Paraíso-La Guaca 620 MW) que EEEB pretendía realizar bajo su responsabilidad. Posteriormente surgió el problema del Proyecto Salvajina (270 MW) que era un proyecto de aprovechamiento múltiple (irrigación, control de aguas y generación de energía eléctrica) que pretendía realizar la CVC en el Cauca. Como resultado de estas discusiones y de otros problemas institucionales que afectaban a ISA, se decidió modificar los Estatutos de la Sociedad, para permitir que las empresas socias de ISA pudieran adelantar proyectos de generación de importancia nacional (8), siempre y cuando fueran autorizados por ISA y estuvieran contemplados en planes de expansión integrados y de mínimo costo para el país.

En consecuencia, EEEB asumió en 1976 la responsabilidad del Proyecto Paraíso-La Guaca y CVC la de Salvajina. ISA conservó la propiedad del Proyecto Chivor II (500 MW) y de San Carlos I (620 MW) planeados para atender la demanda incremental del sistema interconectado de principios de la década del ochenta. En junio de 1977 se presentó el plan de expansión para el período 1984-1988 que contemplaba la realización de los siguientes proyectos de generación eléctrica:

(8) Debido al incremento de la demanda prevista por la carga adicional del proyecto de Niquel en Cerromatoso y por la interconexión con el sistema Nordeste y ante posibles atrasos en la construcción de Chivor I y del Alto Anchicayá, se decidió en 1970 adelantar la construcción de un plan de emergencia constituido por tres unidades térmicas de 66 MW cada una en Zipaquirá (Zipa III), Barranca (Barranca III) y en Paipa (Paipa II). La ejecución de estas plantas se delegó en EEEB (Zipa III) y en el ICEL (Barranca III y Paipa II); delegación que estaba contemplada en los estatutos de ISA.

Proyecto	Propietario	Capacidad Instalada (MW)
Térmica Interior del país (9)	ISA	132
Termo Cerrejón II (10)	CORELCA	125
Guadalupe IV	EEPPM	260
Betania	ISA	500
Playas	ISA	240
Guavio	ISA	975
Urrá	ISA	1050

Obsérvese que en este plan de expansión, ISA tenía asignada la propiedad de la mayoría de los proyectos, manteniendo así la responsabilidad compartida en el desarrollo de los grandes proyectos de generación eléctrica, independientemente de su ubicación geográfica. Sin embargo, el camino para la redistribución de proyectos había quedado allanado con la reforma que se introdujo a los estatutos de ISA en noviembre de 1977. El ICEL consiguió, en junio de 1979, el apoyo necesario para que le fuera asignada la propiedad del Proyecto Betania, aduciendo razones de equilibrio regional, de fortalecimiento económico de sus electrificadoras filiales y de los beneficios de capacitación regional que le traería la ejecución de proyectos hidroeléctricos. Este hecho produjo un replanteamiento de la propiedad de los otros proyectos de generación que planeaba ejecutar ISA (Playas, Guavio y Urrá), pues las empresas aspiraban a ejecutar los proyectos ubicados en sus áreas de influencia. Después de prolongadas discusiones, en las cuales se cuestionó el supuesto gigantismo a que llegaría ISA de continuar con la propiedad de los grandes proyectos de generación y las repercusiones que ello traería en el desarrollo de sus empresas socias, se formalizó el denominado "Acuerdo de Cali" en el cual se reasignó la propiedad de los proyectos Playas (EEPPM) y Guavio (EEEB) y se le dió a CORELCA la opción de construir Urrá. Esta descentralización de proyectos preocupó al Banco Mundial, pues consideraba que ella constituía un alejamiento del objetivo de lograr un desarrollo armónico del sector eléctrico a través de ISA. Para corregir en parte la situación creada, el Banco Mundial propuso al gobierno nacional la siguiente fórmula: 1) Que ISA participe con un 50% de los costos de Betania y Guavio. 2) Que se inicie un estudio para determinar la factibilidad financiera y técnica que tiene CORELCA para participar en el desarrollo de Urrá. 3) Que se acuerde un plan de largo plazo que permita definir la participación que tendría ISA en las plantas futuras. El Ministro de Minas y Energía le propone, entonces, al Banco Mundial el siguiente esquema de participación de I: 1) ISA tendrá, como mínimo, la propiedad y los derechos permanentes del 33% de la energía y potencia totales del sistema interconectado. 2) En proyectos de generación que tengan una capacidad superior a 500 MW o a 2000

(9) Se convirtió en Tasajero y fue desarrollado por el ICEL.

(10) Se le cambió el nombre por el de Termo-Guajira II.

GWh/anuales, se podrán contemplar fórmulas de propiedad compartida entre ISA y sus empresas socias. Como resultado de estas conversaciones con el Banco Mundial y del análisis de la situación financiera de las empresas del Sector Eléctrico, se decidió que ISA participara con el 50% de los costos de construcción del proyecto Betania (ICEL) y con el 40% del Proyecto Guavio (EEEB). Posteriormente, al asignársele la propiedad a CORELCA del Proyecto Urrá, se decidió que ISA participara con el 50% de los costos de este proyecto.

Para satisfacer el crecimiento de la demanda hasta 1995, la Asamblea General de ISA del día 4 de junio de 1981, acordó ejecutar el siguiente plan de expansión:

Proyecto	Propietario	Capacidad instalada (MW)
RioGrande II	EEPPM	358
Miel I	CHEC	384
Miel II	ICEL-CHEC	351
Calima III	CVC	240
Cañafisto	ISA	1500
TermoAmagá	ISA	150
Termozipa VI	EEEB	150
TermoCartagena IV	CORELCA	150

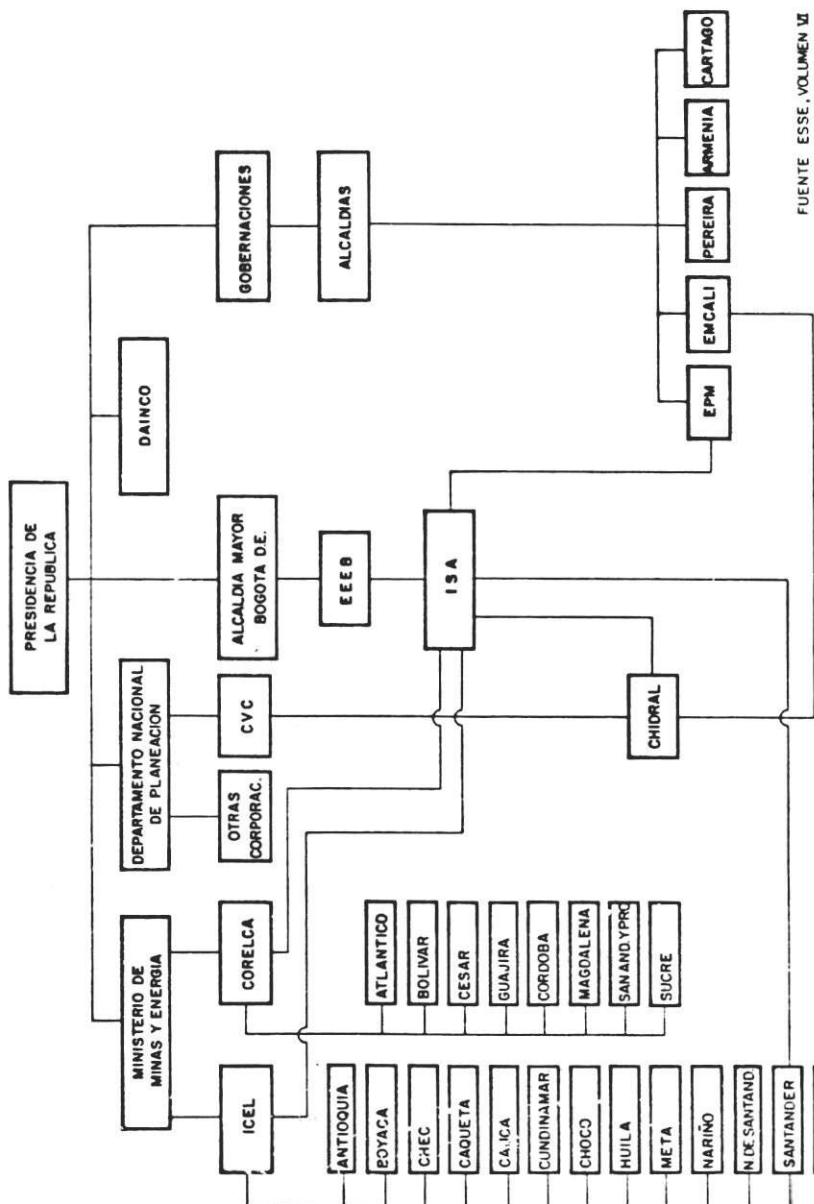
El anterior plan de expansión, fue ratificado por el CONPES en mayo de 1983. Sin embargo, por razones que se analizarán en el capítulo siguiente, recientemente se tomó la decisión de suprimir algunos de los proyectos (TermoZipa VI y TermoCartagena IV), aplazar indefinidamente la ejecución de TermoAmagá y correr la fecha de entrada en operación de los restantes. En el plan de expansión anterior, se buscó más bien una distribución de tipo regional que una secuencia óptima de expansión, pues algunos de los proyectos fueron incluidos en el plan, sin tener estudios de factibilidad terminados, por presiones regionales que fueron canalizadas a través del Ministro de Minas y Energía.

C. Organización Institucional Actual

En el diagrama No. 3, se muestra la configuración actual del sector eléctrico. En él se distinguen dos clases de entidades oficiales: unas que ejercen labores estrictamente de coordinación y control (Ministerio de Minas y Energía, Departamento Nacional de Planeación, Departamento Administrativo de Intendencias y Comisarías-DAINCO) y otras, que desarrollan actividades relacionadas con el suministro de energía eléctrica. Estas últimas entidades son de naturaleza administrativa diferente, en consonancia con sus áreas de influencia (nacional, departamental y municipal).

Los aspectos más sobresalientes de dicha configuración son los siguientes:

DIAGRAMA N° 3
 ESQUEMA OPERACIONAL DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
 1984



FUENTE ESSE, VOLUMEN VI
 INFORME INSTITUCIONAL, 1981

Existen tres líneas principales de dependencia: Ministerio de Minas y Energía, Departamento Nacional de Planeación y Gobernaciones y Alcaldías.

Al Ministerio de Minas y Energía, están adscritas dos entidades de carácter Nacional: ICEL y CORELCA. ICEL coordina y fomenta el servicio de energía eléctrica en el interior del país a través de 12 electrificadoras departamentales. CORELCA es una entidad que genera, transmite y coordina la operación de las ocho electrificadoras ubicadas en la Costa Atlántica, incluyendo a la Electrificadora de San Andrés y Providencia.

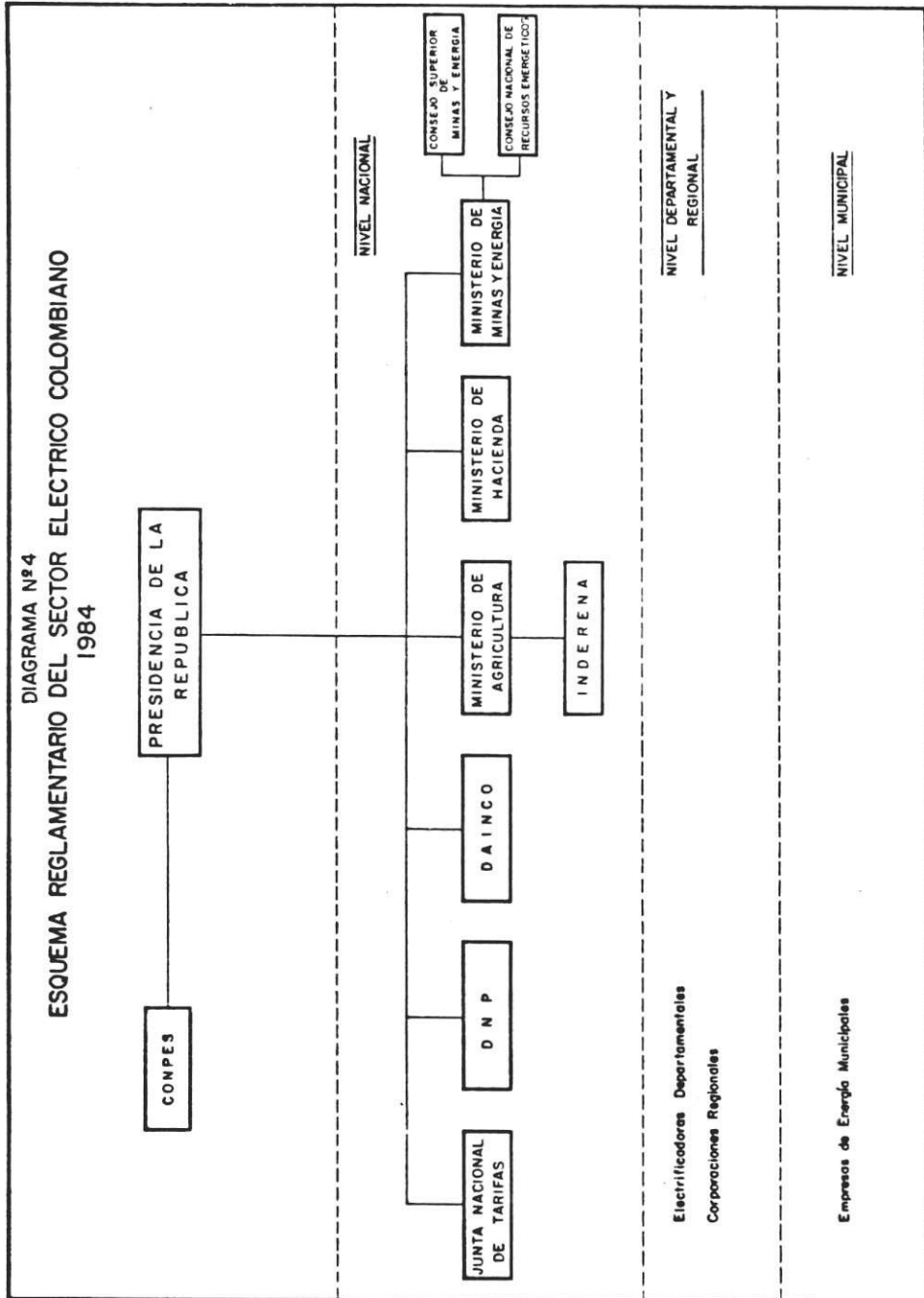
Al Departamento Nacional de Planeación, están adscritas las corporaciones regionales de desarrollo que, entre otras funciones, tienen las de fomentar y atender el servicio de energía eléctrica en sus respectivas áreas de influencia. Entre éstas se destacan: la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), entidad que genera, transmite y distribuye en la mayoría de los municipios del Valle del Cauca, a través de 27 empresas filiales y la Corporación Autónoma Regional del Quindío (CRQ).

Dependientes de las respectivas administraciones municipales, se destacan las siguientes entidades: EEPMP, que suministra el fluido eléctrico en la ciudad de Medellín y en otros municipios del Departamento de Antioquia; EEEB, que atiende la demanda de energía eléctrica de Bogotá y de algunos municipios de los departamentos de Cundinamarca y Meta y EMCALI que atiende la demanda de Cali y Yumbo. Es de anotar que no existe ninguna relación de dependencia entre estas entidades municipales y las entidades nacionales encargadas de coordinar y controlar el Sector Eléctrico (Ministerio de Minas y Energía y Departamento Nacional de Planeación); de ahí que estas entidades municipales tengan mayor autonomía administrativa que las entidades nacionales.

ISA es una entidad que agrupa a las empresas de energía eléctrica más importante del país. Está constituida como Sociedad Anónima y catalogada como una empresa industrial y comercial del Estado. Sus funciones básicas son las siguientes: 1) Interconectar los sistemas eléctricos de las empresas socias, con el fin de realizar intercambios energéticos entre ellas, aprovechando los recursos disponibles y buscando la optimización de los mismos. 2) Realizar el planeamiento integral y el establecimiento de prioridades en la construcción del sistema de generación y transmisión requeridos en función de sus ventajas técnicas y económicas para todo el sistema interconectado. 3) Programar, construir y operar las futuras plantas de generación que requieran el esfuerzo conjunto de todos los socios.

El Estado ejerce sus funciones de planeación, coordinación, supervisión y control del Sector Eléctrico, a través de los siguientes organismos (ver diagrama No.4): Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), Ministerio de Minas y Energía, Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos (JNT), Departamento Nacional de Planeación (DNP), Departamento Administrativo de Intendencias y Comisarías (DAINCO), Instituto Nacional de los Recursos Renovables y del Ambiente (INDERENA) y Ministerio de Hacienda y Crédito Público (Minhacienda). La intervención de tal número de organismos en las actividades del Sector Eléctrico y la carencia de una deli-

**ESQUEMA REGLAMENTARIO DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
1984**



FUENTE: ESSE, VOL. UMEN VI, INFORME INSTITUCIONAL, 1981

mitación precisa de las funciones que deben desempeñar, ha generado problemas de carácter institucional, los cuales se analizan en la sección siguiente.

D. Problemas Institucionales del Sector Eléctrico

Los problemas institucionales que aquejan al sector eléctrico, se derivan de su organización heterogénea y compleja, en la cual intervienen un gran número de entidades, algunas en labores de coordinación, administración y control y otras en actividades relacionadas directamente con la prestación del servicio eléctrico. La multiplicidad y heterogeneidad de entidades, ha generado duplicidad en las funciones de planeamiento, en la administración y ejecución de proyectos y en las áreas servidas. Además, y como una consecuencia lógica de la atomización del sector y del desarrollo desigual de las empresas, se ha generado un fuerte desequilibrio financiero, técnico y operativo, que se ha venido profundizando con el tiempo.

1. Duplicidad de Funciones

El desarrollo del sector eléctrico dentro de un país de regiones como lo es Colombia, llevó a la creación de un gran número de empresas para atender el servicio de energía eléctrica, con estructuras organizativas heterogéneas y posibilidades de expansión desiguales. En un principio, las empresas eran de carácter municipal y gozaban de plena autonomía para desarrollar sus actividades. Cuando el Gobierno Central decidió participar directamente en la prestación del servicio eléctrico, estas empresas municipales ya tenían una gran tradición y experiencia técnica y administrativa. Además, las empresas asentadas en las ciudades más importantes del país, habían logrado acumular un importante patrimonio. En consideración a esta trayectoria, en el decreto con el cual se creó ELECTRAGUAS, implícitamente se reafirmó la autonomía de las empresas municipales, pues a dicha empresa no se le asignaron funciones específicas de coordinación del sector eléctrico. Estas funciones se le asignarían posteriormente (en 1968) al transformarse en el ICEL. Sin embargo, la debilidad administrativa, técnica y financiera de este instituto, le ha impedido ejercer sus funciones de organismo Rector del Sector Eléctrico.

El desarrollo descentralizado del país y la carencia de un proceso de integración nacional, obligaron a ELECTRAGUAS a orientar sus esfuerzos y los recursos del Estado a la creación de empresas regionales. En esta forma, se crearon en el país gran número de empresas departamentales y regionales, que con el tiempo han generado conflictos por la carencia de una demarcación precisa de las áreas servidas.

La duplicidad de funciones también se ha manifestado en las labores de planeamiento, que comprenden la asesoría y el establecimiento de políticas sobre el Sector, la elaboración de planes y programas de electrificación, el estudio, la coordinación y evaluación de tales programas, la definición de programas de inversión y la asignación de partidas del Presupuesto Nacional. En estas labores intervienen, en diferente grado, los siguientes organismos:

- . EL CONPES
- . El Ministerio de Minas y Energía
- . El Consejo Nacional de Recursos Energéticos
- . El Departamento Nacional de Planeación
- . La Junta Nacional de Tarifas
- . ISA
- . Las Empresas Socias de ISA

Muchos de estos organismos no tienen bien definidas sus funciones o forman parte de las asignadas a otras; algunas son totalmente inoperantes; otras carecen de la infraestructura requerida para desarrollar sus labores. El Ministerio de Minas y Energía, por ejemplo, es el encargado de adoptar las políticas sobre generación, transmisión, interconexión y distribución; de fijar las normas técnicas y de orientar, coordinar y evaluar los planes sobre electricidad que se establezcan a tensiones superiores a 115 kv. Sin embargo, no ha podido ejercer a cabalidad estas funciones, debido a su debilidad técnica y administrativa, lo que ha implicado que las mismas sean desarrolladas por otras entidades del Sector Eléctrico. En particular, las labores de planeamiento y de coordinación fueron asumidas por ISA por varias razones: 1). Porque ISA refleja los intereses de las principales empresas de energía eléctrica del país y 2). Porque mantiene un equilibrio de poder entre los intereses municipales (EEEB, EEPPM) y los intereses nacionales (ICEL, CORELCA y CVC) (11), lo que le ha permitido desempeñar el papel de empresa común, independiente y de alcance supraregional en favor de todas sus empresas socias. En vista de lo anterior, el Gobierno Nacional ha reforzado el papel coordinador del Sector Eléctrico que tiene ISA y sin tener una participación directa en el capital social de esta empresa, ha promovido reformas estatutarias para poder participar en las decisiones que se toman en su interior, por la trascendencia nacional que ellas tienen. Con tal fin, logró en 1977 que el Ministro y el Viceministro de Minas y Energía, ingresaran a la Junta Directiva de ISA como miembros principales en representación de CORELCA e ICEL. Posteriormente (en 1981), impulsó una reforma a los estatutos de ISA para que la Presidencia de la Junta Directiva fuera ocupada en forma permanente por el Ministro de Minas y Energía, con primera suplencia para el Viceministro de Minas y Energía, y segunda suplencia para el Jefe del Departamento Nacional de Planeación. Recientemente, a raíz del "Acuerdo de Paipa" celebrado en julio de 1984, se modificaron nuevamente los estatutos de ISA, para que el Gobierno Nacional pudiera participar en su junta directiva con funcionarios de alto rango (Ministro de Minas y Energía, Ministro de Hacienda y el Jefe del Departamento de Planeación Nacional), centralizando en esa forma en ISA la coordinación del Sector Eléctrico.

(11) Aunque la CVC es una empresa de carácter regional, se le considera de tipo nacional por su dependencia directa del Gobierno Nacional a través de Planeación Nacional.

2. Desequilibrio de las Empresas del Sector

Una característica importante del sector, es la multiplicidad de empresas encargadas de la prestación del servicio eléctrico, con un desarrollo y unas posibilidades de expansión desiguales. Las empresas municipales (EEEEB y EEPPM), han logrado un desarrollo muy superior a las empresas nacionales (en especial ICEL y CORELCA). Ello se explica por las características de su mercado, por su autonomía administrativa y por las fuentes de financiación de sus inversiones. Mientras que las empresas municipales atienden mercados concentrados con fuertes asentamientos industriales y comerciales, las empresas nacionales atienden mercados dispersos, la mayoría de ellos deprimidos económica y socialmente, con incipiente infraestructura eléctrica, que hace que las inversiones sean considerables y los costos unitarios de prestación del servicio altos. Por otra parte, las empresas municipales están sujetas al régimen administrativo municipal, hecho que les ha permitido gozar de un mayor grado de autonomía para el desarrollo de sus actividades. Las empresas nacionales, por el contrario, dependen económica y administrativamente del Gobierno Central, lo que les produce ineficiencias y rigideces en sus estructuras organizativas.

Además, su dependencia del Presupuesto Nacional limita sus posibilidades de expansión. En el caso particular del ICEL, esta entidad carece de suficientes ingresos propios y los aportes que recibe del Presupuesto Nacional, no han crecido en concordancia con sus necesidades reales, lo que ha terminado por agravar su situación financiera. A lo anterior, se suma su incapacidad para orientar las decisiones sobre niveles tarifarios y sobre los programas de inversión que realizan sus electrificadoras filiales, no obstante ser el accionista mayoritario de ellas (12). Esta situación es consecuencia del predominio que tienen los grupos políticos en sus juntas directivas. El problema de CORELCA es más bien de índole financiera, debido a la composición térmica de su sistema, a su insuficiente capitalización inicial, a la concentración de inversiones y a la política de endeudamiento que ha seguido, con préstamos de mediana duración y altos intereses, en contraste con los empréstitos que han conseguido otras empresas del sector, con amortizaciones a 15 o 20 años, intereses moderados y varios años de gracia.

Esta situación de desequilibrio es, quizás, la principal fuente que alimenta los conflictos institucionales que afectan al Sector Eléctrico, por la pretensión de las entidades nacionales de mejorar su situación financiera a través de transferencias interregionales, ante su incapacidad para hacerlo en forma directa (mediante ventas del servicio eléctrico) o en forma indirecta a través de aportes del Presupuesto Nacional, por las restricciones existentes. Lo grave es que cada día aumenta el desequilibrio al interior de las empresas del Sector Eléctrico. El problema consiste, entonces, en encontrar una fórmula que permita disminuir tal desequilibrio reduciendo al mínimo los conflictos institucionales. En el Estudio Institucional del ESSE que elaboró la Misión Alemana, se planteó una solución hipotética, realizable a largo plazo, que consistía en crear una sola empresa de generación y transmisión, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, un

(12) Recientemente se modificaron los estatutos del ICEL buscando corregir la situación anotada (Decreto No. 381 del Gobierno Nacional de febrero de 1985).

Instituto Nacional de Electricidad y unos grupos técnicos regionales que sirvieran de intermediarios entre la Empresa Nacional de Electricidad y las empresas afiliadas a nivel departamental. Esta propuesta permitiría eliminar los desequilibrios existentes mediante transferencias internas de subsidios entre regiones, que serían realizables a través de la empresa única de generación y transmisión. Sin embargo, aún siendo planteada esta propuesta como hipotética por la Misión Alemana, fue rechazada de plano por las empresas del Sector Eléctrico, porque iba en contra de la evolución histórica y de la tendencia actual de la política establecida para las entidades públicas en Colombia: descentralización administrativa y la búsqueda de una mayor autonomía regional. Por tal razón, el informe institucional del ESSE fue reelaborado completamente por el DNP.

Para resolver el problema del desequilibrio anotado, el DNP planteó una redistribución de mercados con el objetivo de vincular a las empresas eléctricas fuertes (EEEB, EEPPM y CVC) al desarrollo eléctrico de algunas regiones que actualmente están a cargo del ICEL, lo que permitiría eliminar, en buena parte, la situación de desequilibrio existente mediante transferencias de subsidios. La redistribución de mercados propuesta por el DNP y acogida por el CONPES fue la de anexar los mercados de Antioquia y Chocó al sistema de las EEPPM; los mercados de Cundinamarca y Meta a EEEB y los mercados de Cauca y Nariño a la CVC.

Adicionalmente, el DNP planteó la necesidad de conformar otros grupos regionales con autonomía financiera, técnica y operativa, hecho que produciría una virtual desmembración del ICEL. Los grupos que se har: mencionado serían los siguientes:

- Sistema Nordeste: Boyacá, Santander y Norte de Santander.
- Sistema CHEC: Caldas, Quindío y Risaralda
- Sistema Tolima, Huila y Caquetá

Después de más de un lustro de planteada esta reforma institucional, parece existir consenso, a nivel del Gobierno, de impulsarla. Las medidas que ha venido tomando recientemente el Gobierno con relación al ICEL (disminución de su participación en la propiedad de proyectos de generación, el establecimiento de acuerdos con las electrificadoras filiales del ICEL para que éstas le cancelen a ISA directamente sus compras de energía, regionalización de la CHEC, etc.) parecen orientar el proceso en ese sentido.

3. Dificultades para Introducir Reformas Institucionales. El Caso del decreto 636 de 1974

Aunque se han detectado problemas institucionales originados en la existencia de multitud de empresas y de organismos vinculados al Sector Eléctrico, la introducción de reformas institucionales en este Sector es un proceso difícil y prolongado, porque ellas, de alguna forma, tocan intereses regionales. Las empresas municipales fuertes no quieren, por ejemplo, ceder en su autonomía e independencia con relación al Gobierno Central,

ni hacer transferencias de recursos a otras regiones de menor desarrollo económico y social. Los intentos que se han hecho para centralizar el servicio eléctrico en una entidad nacional ajena a sus intereses no han tenido éxito. En particular, el Decreto que creó al ICEL en 1968 le asignó, entre otras funciones, la de ser el organismo rector del Sector Eléctrico. Sin embargo, este mandato del Legislador ha sido letra muerta por la debilidad financiera, técnica y administrativa de este Instituto.

Posteriormente se intentó centralizar el manejo y desarrollo del Sector Eléctrico en el Ministerio de Minas y Energía, con la promulgación del Decreto 636 de 1974. Este hecho produjo una fuerte reacción de las empresa municipales, especialmente de las EEPPM, quienes consideraban que el Decreto atentaba contra la autonomía que les había otorgado la Ley para desarrollar su objetivo social. Estudios jurídicos adelantados por el Sector indicaban que al expedir el Decreto 636 de 1974, el Ejecutivo había excedido el contenido de las normas sobre tutela gubernamental establecidas por la ley, pues hacía desaparecer la autonomía administrativa de los establecimientos públicos y de las empresas industriales y comerciales del Estado que operaban en el Sector Eléctrico. Recomendaban, en consecuencia, una acción concertada de todas las entidades del Sector, a través de ISA, para obtener del Gobierno una modificación de dicho Decreto, en tal forma que reestableciera la autonomía administrativa y operativa que por ley deben gozar las entidades descentralizadas. Con la expedición del Decreto No. 2301 de 1975, que modificó el Decreto No. 636 de 1974, se logró solucionar este conflicto institucional.

La lucha por la modificación del Decreto 636 del 74 que libraron las entidades descentralizadas (en especial las EEPPM) deja una enseñanza importante: en Colombia, el establecimiento de políticas o reformas institucionales que atenten contra los intereses regionales, difícilmente podrán tener éxito, por las resistencias tan poderosas que seguramente se desatarán.

E. Posible Evolución Institucional del Sector Eléctrico

La evolución institucional del Sector Eléctrico, va a estar definida por los intentos de resolver el grave desequilibrio existente entre las diferentes empresas que prestan el servicio de energía eléctrica y por la actitud que asuman las comunidades regionales en exigir un mejor servicio y un mejor tratamiento tarifario. La política de fortalecer las entidades regionales mediante una redistribución de mercados, no obstante tener el respaldo del Gobierno Nacional, no ha podido avanzar al ritmo que se esperaba por la carencia de una integración regional fuerte que impulse el proceso. En la actualidad, la situación es la siguiente:

En Antioquia, EEPPM ha venido prestando el servicio de energía eléctrica en forma directa en un número importante de municipios y en forma indirecta, mediante ventas en bloque de energía a tarifas subsidiadas a la Empresa Antioqueña de Energía, realizando inversiones en las áreas de competencia de esta empresa (las cuales entrega a cambio de acciones) y con la prestación de asesoría técnica, operativa y administrativa a esta empresa departamental. Sin embargo, la actitud de las comunidades municipales

de Antioquia, especialmente las localizadas al oriente (donde se desarrollan en la actualidad grandes proyectos hidroeléctricos) es la de luchar porque EEPPM asuma directamente la prestación del servicio de energía eléctrica. El móvil ya no es la desigualdad tarifaria, porque a raíz de varios paros cívicos, se unificaron las tarifas en todo el departamento de Antioquia, sino la garantía y calidad del servicio. No obstante, existen ciertos obstáculos institucionales para acoger esta propuesta, por el carácter municipal que tienen las EEPPM y porque se podrían perder los subsidios nacionales, canalizados a través del ICEL. La extensión del servicio de energía eléctrica al Chocó por parte de las EEPPM es aún más difícil por los problemas políticos, institucionales y regionales existentes.

En Cundinamarca, la EEEB le cedió a la electrificadora usuarios industriales importantes que mejoraron significativamente su situación financiera. En un futuro no muy lejano, debe producirse una unificación tarifaria en esta región del país, bien impulsada por la Junta Nacional de Tarifas o bien motivada por la población, siguiendo el ejemplo de Antioquia. Para el caso del Meta, la situación es similar a la del Chocó: la intervención directa de la EEEB afronta barreras difíciles de franquear.

En el Valle del Cauca el problema es más complejo, por la existencia de dos empresas fuertes que no quieren ceder en su autonomía: EMCALI y CVC. La primera tiene a su favor la concentración y composición de su mercado, con capacidad de generar excedentes financieros mediante reajustes tarifarios. La segunda atiende un mercado menos concentrado, con mayores costos de distribución, pero tiene a su favor el control sobre la generación de energía eléctrica y la representación de los intereses del departamento en ISA. El intento de poner a funcionar una nueva empresa en 1977 con el fin de que asumiera gradualmente el abastecimiento de energía eléctrica en todo el departamento del Valle del Cauca, con participación accionaria igualitaria entre EMCALI y CVC, fracasó sin entrar a ejercer sus funciones. En 1983, se decretó una unificación tarifaria en esta región del país, sin prever los mecanismos para equilibrar la situación de ambas empresas. La transferencia de recursos debe hacerse del centro a la periferia. Pero a diferencia de Antioquia y Cundinamarca donde las empresas fuertes y dueñas de la infraestructura de generación eléctrica son las de carácter municipal (EEPPM y EEEB), en el Valle quien posee la mayoría de la infraestructura de generación es CVC, lo que haría que la transferencia de subsidios se realizara a través de tarifas sobrevaloradas, mecanismo mucho más complicado que el de ventas en bloque a tarifas subsidiadas, por el rechazo social que tendría que enfrentar. La extensión de la acción de la CVC a Cauca y Nariño enfrenta resistencias de tipo político y regional, porque las electrificadoras que atienden el servicio eléctrico en tales departamentos, temen perder su autonomía regional y su participación en el Presupuesto Nacional. Sin embargo, la grave situación financiera de estas empresas, terminará por abrir el camino para que la CVC entre a actuar en estos departamentos (13) con un mecanismo que podría ser si-

(13) La situación de la Electrificadora de Nariño es tan grave, que el Gobierno Nacional se vio obligado recientemente a intervenirla, entre otras, por las siguientes razones: 1) A octubre de 1984, esta empresa registra un patrimonio negativo de \$133 millones, fruto de pérdidas acumuladas por 441 millones, de la pérdida de un capital pagado y del superávit de capital. 2) Las pérdidas de energía superan el 30%. 3) Algunos municipios disfrutaban de una exención en el pago de energía, pues así había quedado consignada en la escritura de constitución de la empresa.

milar al aplicado en Antioquia por EEPPM: tarifas subsidiadas e inversiones a cambio de acciones.

En cuanto a la conformación de otros grupos regionales, se puede decir lo siguiente: el grupo de Caldas, Quindío y Risaralda opera de hecho alrededor de la CHEC, aunque con una participación mínima en el capital de esta empresa por parte de Quindío y Risaralda. Ultimamente el Gobierno ha venido promoviendo la regionalización de la CHEC, mediante la suscripción de acciones de entidades públicas y privadas de estos departamentos. El Grupo Nordeste (Boyacá, Santander y Norte de Santander) ha venido actuando como un grupo integrado desde el punto de vista operativo. En 1975, cuando se discutía el problema de la admisión de nuevos socios a ISA, se creía que este grupo, junto con CORELCA, tendría su participación directa en ISA. Sin embargo, fue imposible llegar a un acuerdo por las aspiraciones de las empresas del grupo por tener la dirección del mismo. Con el Grupo Huila, Tolima y Caquetá se tendría el problema adicional de que no sería un grupo fuerte desde el punto de vista técnico operativo y financiero. Los grupos propuestos tendrían, de entrada, una situación de desequilibrio.

Para que este proceso de regionalización avance, es necesario que los grupos ingresen a ISA como socios, lo cual se podría lograr mediante una cesión de las acciones que tiene el ICEL. Mientras toma fuerza este proceso de regionalización, que posiblemente conducirá al desmembramiento definitivo del ICEL, se han planteado mecanismos para que este instituto se fortalezca operativa y financieramente. Con tal fin se le ha permitido al ICEL conservar la propiedad de los proyectos de generación y transmisión que ejecute (antiguamente, ICEL entregaba las obras de inversión a las electrificadoras a cambio de acciones, quedándose con las obligaciones financieras contraídas), vender el servicio eléctrico a tarifas iguales a las de ISA y modificar su relación con las electrificadoras, buscando racionalizar la política tarifaria y los programas de inversión de las mismas. Adicionalmente, el ICEL vendió parte de los derechos que tenía en diez proyectos de generación (Chivor II, Chinú, Termozipa IV, Termozipa V, desviaciones a Chivor, Jaguas, Cañafisto, Guavio, Urrá I y Urrá II) y congeló las inversiones que tenía proyectadas en obras de electrificación.

Resumiendo: con el fin de resolver el grave desequilibrio existente al interior del Sector Eléctrico, se ha propuesto la conformación de grupos regionales, algunos ligados a empresas fuertes (EEPPM, EEEB y CVC) y otros independientes. Se optó por esta vía ante las dificultades que enfrentaría una propuesta de centralización del servicio, que sería la forma de resolver definitivamente el problema de la duplicidad de funciones y del desequilibrio regional existente. Además, porque es política del Gobierno impulsar la descentralización administrativa y el logro de una mayor autonomía regional. Sin embargo, la conformación de grupos regionales, posiblemente enfrentará problemas políticos e institucionales, por el celo regional que causará el hecho de que empresas de otros departamentos entren a controlar el servicio de energía eléctrica en sus áreas de influencia; por la inexistencia de un mecanismo claro, con excepción de las ventas en bloque a tarifas subsidiadas, para eliminar los desequilibrios regionales existentes y para garantizar un mejor servicio, y por las resistencias locales que generará el hecho de que sus empresas de energía inviertan en el desarrollo de la infraestruc-

tura eléctrica de otros departamentos. Además, grupos como el de Tolima, Huila y Caquetá serían débiles en comparación con los conformados alrededor de las grandes empresas de energía eléctrica. Por otra parte, la propuesta de regionalización no resuelve el problema de la multiplicidad de empresas. Una cosa clara, sin embargo, es que el proceso de regionalización que se plantea, significará la desmembración del ICEL, lo que acentuará el proceso de descentralización administrativa de las empresas. Cuando el Gobierno Nacional decidió intervenir directamente en la prestación del servicio eléctrico en 1946, lo hizo a través de un organismo centralizado (ELECTRAGUAS, hoy ICEL). Es cierto que con esta acción se logró consolidar el Sector Eléctrico en el ámbito departamental y regional, pues a través de este instituto se facilitó el flujo de recursos financieros del Presupuesto Nacional hacia las regiones. Pero las condiciones actuales ya no son las del año 46. El ICEL es un organismo que se ha venido debilitando en los últimos años por la carencia de un esquema financiero, técnico y administrativo adecuado. Mientras el ICEL se debilita, las empresas municipales vinculadas a ISA se fortalecen cada vez más. Es posible que con la redistribución de mercados se reduzca parcialmente el problema del desequilibrio de las empresas del Sector, pero no lo resuelve en forma satisfactoria, pues ello sólo sería posible a través de una reorganización profunda del Sector Eléctrico, impulsada por ideas centralistas e integradoras, que posibiliten las transferencias masivas de recursos entre regiones.

F. Incidencia de los Problemas Institucionales en los Racionamientos de Energía Eléctrica

Del análisis realizado anteriormente, se concluye que existe un factor institucional que ha venido causando atrasos en el desarrollo de los programas de expansión, contribuyendo en esa forma a que se presenten periódicamente situaciones de racionamiento eléctrico. Este factor es la búsqueda de una mayor autonomía regional, que se manifiesta en las pretensiones de las empresas eléctricas regionales por poseer un sistema propio de generación eléctrica que les permita ser autosuficientes energéticamente.

El problema es que no todas las regiones poseen recursos de generación eléctrica atractivos económicamente, ni tienen la capacidad financiera, técnica y operativa para garantizar la ejecución de los proyectos en los plazos requeridos para atender en forma satisfactoria la demanda de energía eléctrica del sistema interconectado. Esta situación no sólo ha dilatado y hecho más complejo el proceso de análisis y aprobación de los programas de expansión, sino que ha creado una dispersión de esfuerzos y recursos financieros que ha minado la capacidad del sector eléctrico para negociar los créditos requeridos con las entidades financieras internacionales.

La concepción original que animaba a la interconexión de los sistemas eléctricos, era la de concentrar esfuerzos y recursos en la realización de los programas de expansión. Se pensó, entonces, que la forma más adecuada de garantizar el desarrollo armónico del sector, bajo parámetros de eficiencia económica, era a través de una empresa independiente, de interés común y de alcance suprarregional, para que se encargara de construir y operar las líneas de interconexión y las nuevas centrales de generación que

requieran el esfuerzo conjunto de todas sus empresas socias y para que desempeñara, a la vez, el papel de agente coordinador en el planteamiento de la expansión y de la operación del sistema interconectado. Bajo este esquema, las empresas conservan su autonomía y participan, a la vez, en la adopción de los planes y programas del Sector Eléctrico. Adicionalmente, a través de ISA tiene acceso a los recursos de generación más económicos, independientemente de su ubicación geográfica.

Sin embargo, este espíritu integracionista consignado en los estatutos originales de ISA, fue pronto cuestionado por sus empresas socias, porque limitaba la expansión de sus sistemas propios de generación eléctrica. Aunque esto se podría ver como un cambio de filosofía con relación a su decisión de participar en ISA, en realidad no lo es, porque la interconexión de los sistemas eléctricos regionales no fue un proceso surgido de la iniciativa de las empresas regionales. Estas empresas entraron en dicho proceso con reticencias, presionadas por el Banco Mundial y por el Gobierno centralista del doctor Lleras Restrepo. Aunque aparentemente habían acordado que ISA desarrollara los proyectos futuros de generación eléctrica, en realidad conservaron vivas sus aspiraciones de continuar desarrollando proyectos bajo su exclusiva responsabilidad y propiedad. Primero fue la reserva de propiedad de proyectos que hicieron algunas empresas cuando firmaron el "Acuerdo de Interconexión". Posteriormente, iniciaron una campaña para obtener la propiedad de algunos de los proyectos futuros de generación que debería ejecutar ISA, aduciendo que éstos habían sido reservados previamente (caso Mesitas) o que eran de aprovechamiento múltiple (caso Salvajina). Inclusive una empresa nacional como el ICEL, que por su condición centralista debía defender el desarrollo compartido de proyectos, buscó alianzas con otras empresas y movió resortes políticos para conseguir que le fuera asignada la propiedad del proyecto Betania, argumentando que de esa forma se lograría un mayor equilibrio regional. Estos conflictos institucionales culminaron con la modificación de los estatutos de ISA y con la resignación de la propiedad de los proyectos de generación, consignada con el denominado "Acuerdo de Cali" celebrado en 1979.

La pregunta que surge es la siguiente: ¿por qué el Banco Mundial, que había sido el gestor del desarrollo compartido de proyectos, no fue capaz de echar atrás la descentralización de los mismos? La respuesta hay que atribuirla a la "pérdida de poder" que había sufrido esta entidad en Colombia, como consecuencia de la magnífica situación cambiaria que vivió el país en los años finales de la década del setenta y de las condiciones del mercado financiero internacional. La bonanza cafetera de los años 76 y 77, aumentó considerablemente las reservas de divisas del país. Por otra parte, el mercado financiero internacional tenía una gran disponibilidad de recursos financieros, fruto de la colocación de los enormes excedentes de dinero que habían acumulado los países productores de petróleo, desde que se inició en 1973 el reajuste considerable de los precios del crudo. La conjugación de estas dos situaciones (altas reservas de divisas y disponibilidad de crédito externo abundante) le abrieron las puertas al país al crédito externo proveniente de multitud de fuentes (bancos comerciales, proveedores, agencias de fomento a las exportaciones, etc). En estas condiciones, el Banco Mundial perdió poder para hacer exigencias porque las empresas del Sector Eléctrico tenían acceso a otras fuentes de financiación de crédito externo para adelantar sus obras de expansión. De

ahí que no obstante su disgusto por el "Acuerdo de Cali", el Banco Mundial terminó aceptando la propiedad de los proyectos en cabeza de las empresas socias de ISA.

Adicional al problema de la autonomía regional, los programas de expansión del Sector Eléctrico han sufrido los rigores de un aparato estatal que no tiene la agilidad administrativa deseable. Esta rigidez se manifiesta en la lentitud para decidir y aprobar los planes y programas del sector, como consecuencia de la multiplicidad y heterogeneidad de los organismos participantes en dicho proceso, con objetivos y políticas no necesariamente concordantes. En la definición de los programas de expansión intervienen directamente las siguientes entidades: Empresas del Sector Eléctrico, Departamento de Planeación Nacional, Ministerio de Minas y Energías, Ministerio de Hacienda, Indereña, CONPES. Las empresas del Sector Eléctrico discuten primero los programas de expansión preparados por ISA con base en estudios técnicos. Esta fase toma bastante tiempo por el "modus operandi" de ISA de tratar de lograr consenso entre sus empresas socias, que no siempre es fácil por la existencia de posiciones encontradas. Después de que el Sector Eléctrico logra aprobar un nuevo plan de expansión, éste inicia un largo peregrinaje por diferentes organismos estatales, que generalmente dura varios años. Inclusive programas de expansión que ya han sido aprobados por la máxima autoridad del Gobierno en materia económica y social (El CONPES) son sometidos a un proceso de revisión permanente, por modificaciones en las condiciones económicas del país o para darle cabida a aspiraciones regionales canalizadas a través de altos funcionarios del Estado. El plan de expansión para cubrir la demanda hasta mediados de la década del noventa, por ejemplo, fue elaborado por ISA en 1981 y aprobado por el CONPES en mayo de 1983. Sin embargo, la difícil situación financiera del Sector Eléctrico, la crisis en el Sector Externo y la crisis fiscal, han obligado a revisar dicho plan de expansión para hacerlo concordante con las limitaciones financieras del país y con las nuevas proyecciones de demanda. En esta revisión se eliminaron algunas plantas térmicas y se desplazaron las fechas de entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos, en algunos casos hasta por tres años. En los momentos actuales, el plan de expansión revisado, se encuentra nuevamente a consideración del CONPES. Si se considera los inevitables atrasos a que estarán sometidos los proyectos en su fase de construcción, por problemas financieros, geológicos, etc., esta falta de definición puede tener repercusiones negativas en el abastecimiento futuro de energía eléctrica.

A raíz de las dificultades que ha encontrado el Sector Eléctrico para ejecutar sus planes de expansión, se ha puesto sobre el tapete la necesidad de lograr una verdadera coordinación entre el planeamiento del Sector Eléctrico y la política económica general del Gobierno. Resulta que las decisiones del Sector Eléctrico tienen profundas repercusiones sobre las actividades que conforman la política macroeconómica del Gobierno (nivel de inversiones, endeudamiento externo, importaciones, empleo, desarrollo industrial, gasto público, tarifas, etc.). Sin embargo, las empresas del Sector Eléctrico gozaban en el pasado de cierta autonomía para definir sus planes de expansión, basados primordialmente en criterios de tipo técnico, movidos por el objetivo de satisfacer el crecimiento de la demanda del sistema con un alto grado de confiabilidad. Las limitaciones financieras para realizar dichos planes y las repercusiones económicas de las mismas, eran cosas que se analizaban posteriormente en el proceso de refrendación de los planes por

parte del Gobierno Nacional y en las negociaciones con las entidades crediticias internacionales. Para corregir esta situación, el gobierno promovió a finales del año 84, una modificación en los estatutos del ISA con el fin de mejorar la representación nacional en los órganos directivos de la empresa y para asegurar que sus decisiones estuvieran en concordancia con el Plan de Desarrollo Nacional. En consecuencia, entraron a participar en la junta directiva de ISA, además del Ministro de Minas y Energía (quien es su presidente), el Ministro de Hacienda y Crédito Público y el jefe del DNP. El Gobierno aspira, en esta forma, a tener un mayor control sobre uno de los sectores más desarrollados del país.

En conclusión: La estructura organizativa del Sector Eléctrico Colombiano, no tiene la suficiente coherencia interna para garantizar el desarrollo más eficiente de los recursos de generación eléctrica, ni para ejecutar los proyectos considerados en los plazos requeridos. Esta falta de coherencia es consecuencia de la búsqueda de las regiones de un mayor grado de autonomía que se manifiesta en sus aspiraciones por poseer un sistema propio de generación eléctrica que les permita ser autosuficientes energéticamente. Estas aspiraciones regionales no tienen sentido en un país que ha logrado consolidar la interconexión eléctrica de sus regiones y que debe tener como meta lograr una verdadera integración nacional.

SIGLAS

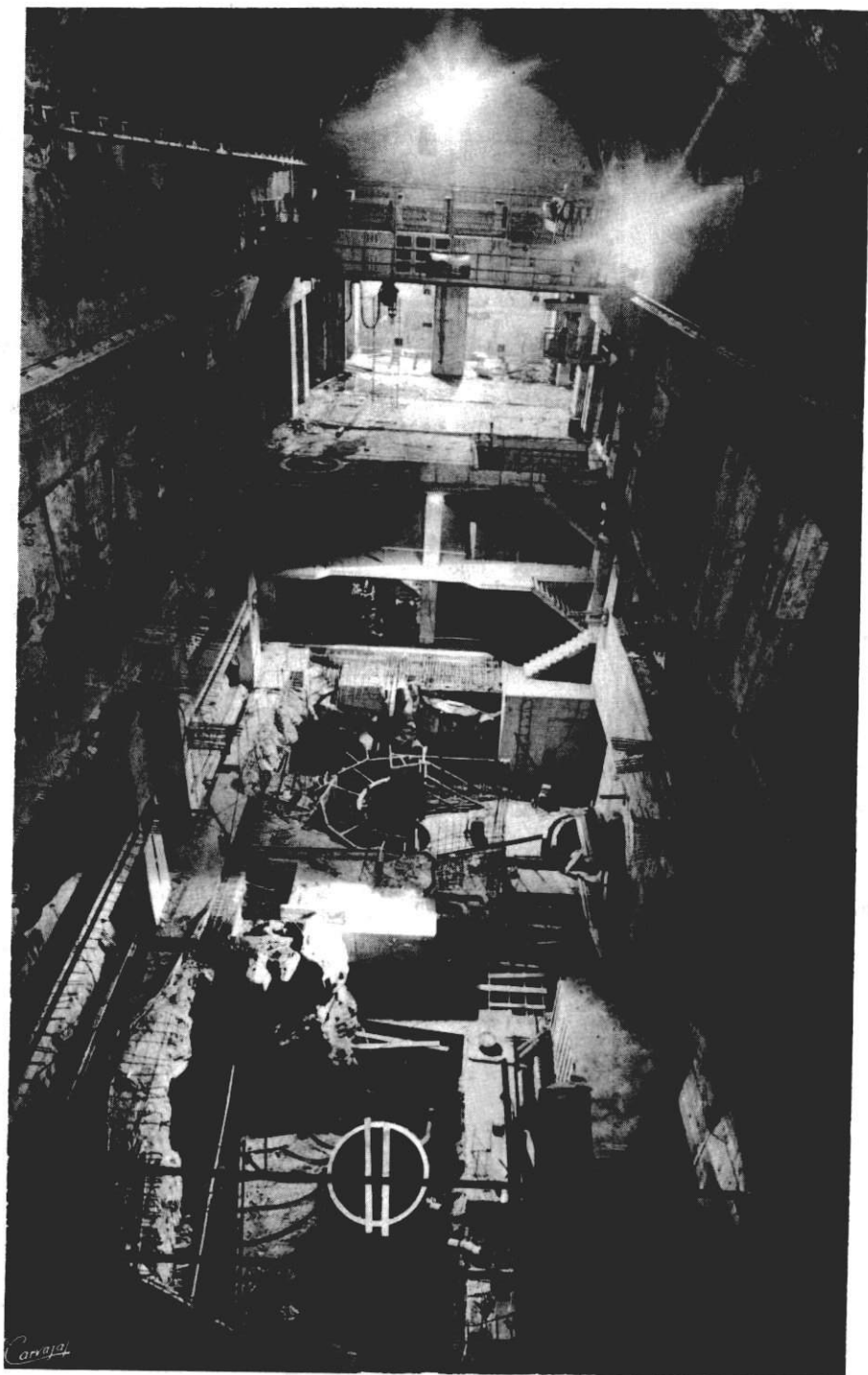
ENE	: Estudio Nacional de Energía	BID	: Banco Interamericano de Desarrollo
EMCALI	: Empresas Municipales de Cali	BIRF	: Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (Banco Mundial)
ESSE	: Estudio del Sector de Energía Eléctrica	CHEC	: Central Hidroeléctrica de Caldas
FDE	: Fondo Financiero de Desarrollo Eléctrico	CHIDRAL	: Central Hidroeléctrica del Río Anchicaya
FEN	: Financiera Eléctrica Nacional	CONPES	: Consejo Nacional de Política Económica y Social
FFI	: Fondo Financiero Industrial	CORELCA	: Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
FONADE	: Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo	CRQ	: Corporación Regional del Quindío
ICEL	: Instituto Colombiano de Energía Eléctrica	CVC	: Corporación Autónoma Regional del Cauca
INDERENA	: Instituto Nacional de los Recursos Naturales Renovables y del Medio Ambiente	DAINCO	: Departamento Administrativo de Intendencias y Comisarias
ISA	: Interconexión Eléctrica S.A.	DNP	: Departamento Nacional de Planeación
JNT	: Junta Nacional de Tarifas	EEEB	: Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
MINHACIENDA	: Ministerio de Hacienda y Crédito Público	EEPPM	: Empresas Públicas de Medellín
MINMINAS	: Ministerio de Minas y Energía	ELECTRAGUAS	: Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico

BIBLIOGRAFIA

1. Andi, Anif, etc. "El Laberinto del Sector Eléctrico", **Carta Financiera ANIF**, julio de 1981
2. DINPROA, "Estudio Para Interconexión Eléctrica S.A. - Bases para la Solución de Algunos Problemas de la Empresa", enero de 1975
3. DNP, "Análisis Tarifario del Sector de Energía Eléctrica", marzo de 1970
4. DNP, **Las Cuatro Estrategias**, 1972
5. DNP, "Informe al CONPES sobre la Situación Financiera de las Entidades del Sector Eléctrico", junio de 1973
6. DNP, "Perspectivas Financieras del Sector Eléctrico 1976-1978", marzo de 1976
7. DNP, "Fondo Eléctrico Nacional", julio de 1976
8. DNP, "La Deuda Pública Externa de Colombia", agosto de 1978
9. DNP, "Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 1979-1982", agosto de 1979
10. DNP, "Comentarios Sobre el "Autofinanciamiento" del Sector Eléctrico", diciembre de 1980
11. DNP, "Análisis del Sistema de Generación período 1970-1980 (Preliminar)", julio de 1981
12. DNP-ENE, "Problemas Financieros Institucionales del Sector Eléctrico", diciembre de 1981
13. DNP-ESSE, **Estudio del Sector de Energía Eléctrica Volumen VI - Informe Institucional**, 1981
14. DNP, "Situación Financiera del Sector Eléctrico, septiembre de 1982
15. DNP, "Desarrollo del Sector Eléctrico (Preliminar)", febrero de 1982
16. DNP, "Situación del Sector Eléctrico Colombiano 1983-1984 - Acción de la Financiera Eléctrica Nacional (Preliminar)", octubre de 1982
17. DNP, "Expansión del Sistema de Generación Eléctrica", mayo de 1983
18. DNP-Minhacienda-Minminas, "Situación Financiera del Sector Eléctrico Colombiano 1983-1984", noviembre de 1982
19. DNP-JNT, "Situación Actual y Perspectivas de las Tarifas de Servicios Públicos", octubre de 1983
20. DNP, "Situación Financiera del ICEL", octubre de 1983
21. DNP, "El Proyecto Hidroeléctrico de la Miel y la Situación Financiera de la CHEC (Preliminar)", diciembre de 1983
22. DNP, **Manuel de Crédito Público**, 1984
23. DNP, División Especial Tarifas, **Estadísticas Básicas Sobre el Sector Eléctrico Colombiano 1971-1983**, marzo de 1985

24. Electricité de France, **Plan Nacional de Electrificación 1965-1975**, noviembre de 1975
25. Forero, Clemente "Financiamiento Externo de los Servicios Públicos - Políticas Generales del Banco Mundial y su Aplicación en Colombia", 1981, **Memorias del Foro Económico Nacional**
26. García Parra, Jaime "El Desarrollo Eléctrico en la Encrucijada", Boletín de Minas y Energía, Vol 1, No. 1, enero de 1977
27. Gibbs and Hill-Electricité de France, **Plan Nacional de Electrificación 1954-1970**, 1954
28. ICEL, **La Electrificación en Colombia 1966-1970**, julio de 1970
29. ICEL, "Antecedentes y Perspectivas de la Política Financiera del Sector Eléctrico Colombiano", marzo de 1980
30. ICEL, "Situación Financiera", junio de 1983
31. ICEL, "ICEL como Instrumento de Descentralización del Desarrollo", marzo de 1983
32. Ingetec-Integral, "Feasibility Report on Interconnection", mayo de 1964
33. Ingetec-Integral, Merz Associates Ltd. "Report on Interconnection", agosto de 1965
34. International Middle West Service Company, "Interconnection Agreement Study - Alternative Agreements", mayo 1984
35. ISA, **Archivo de Correspondencia 1968-1984**
36. ISA, **Actas Junta Directiva**, 1968-1984
37. ISA, "Análisis de los Atrasos de Chivor II, San Carlos I y del Programa para la Decisión sobre las Aplicaciones del Sistema de Generación", diciembre de 1974
38. ISA, "Análisis de Atrasos en los Proyectos de Chingaza, Interconexión ISA-CORELCA, Chivor II y Alternativas de Solución", febrero de 1979
39. ISA, "Estado de la Deuda Externa y Aportes del Gobierno Nacional al Sector Eléctrico 1979", abril de 1979
40. ISA, "Propuestas para el Financiamiento del Desarrollo Eléctrico Colombiano", marzo de 1980
41. ISA, "Documento de Quirama - Seminario sobre Financiación del Sector Eléctrico de Colombia", marzo de 1980
42. ISA, "El Mecanismo Permanente de Financiación para el Sector Eléctrico (Propuesta)", mayo de 1981
43. ISA, "Situación Financiera del Sector Eléctrico Colombiano para 1982", diciembre de 1981
44. ISA, **Informe Anual** (Años: 76, 77, 80, 81, 82)
45. ISA, **Informe Anual de Operación** (Años: 76, 77, 80, 81, 82, 83)
46. ISA, "Sector Eléctrico Colombiano - Situación Financiera para 1982", abril de 1982
47. ISA, **Energía para Integrar a Colombia**, 1982
48. ISA, "Consideraciones sobre la Unificación Parcial de las Tarifas de Energía Eléctrica y sobre las Políticas de Facturación", noviembre de 1982
49. ISA, "Sector Eléctrico Colombiano - Situación Financiera Actual", febrero de 1983
50. ISA, "Estudio sobre la Unificación de las Tarifas de Energía Eléctrica", julio de 1983
51. ISA, "Situación Financiera para 1984 - Perspectivas Inmediatas, a Mediano y Largo Plazo", marzo de 1984
52. ISA, "Sector Eléctrico Colombiano - Consolidado de Proyecciones Financieras 1983-1990", abril de 1984
53. ISA, "Consideraciones Sobre la Sobreoferta de Energía y Potencia en el Sistema Interconectado y su Relación con los Programas de Expansión y con la Repartición de Proyectos", junio de 1984
54. ISA, "Esquema Institucional del Sector Eléctrico y sus Implicaciones Financieras", julio de 1984

55. ISA, "Situación Financiera del Sector en General y de ISA en Particular", julio de 1984
56. ISA, "Sistema Eléctrico Colombiano - Balance Energético Histórico", (Actualización de 1983), diciembre de 1984
57. ISA, **Estatutos** (Varias Ediciones)
58. ISA, "Sector Eléctrico Colombiano: Análisis Requerimientos Financieros de la Expansión - Plan CONPES mayo 83 - Plan Propuesto (Demanda 6.5%)", octubre de 1984
59. ISA, "Sistema Eléctrico Colombiano - Actualización Plan de Expansión", octubre de 1984
60. ISA, "Análisis de Alternativas de Expansión - Escenarios de Demanda con Tasas de Crecimiento del 6.5%", febrero de 1985
61. ISA, "Sector Eléctrico Colombiano - Información General", marzo de 1985
62. Isaza, José F. "Aproximaciones a la Problemática Financiera del Sector Eléctrico Colombiano", **Revista Economía Colombiana**, mayo junio de 1984
63. Jaramillo, Germán "El Problema del Sector Eléctrico es de Carácter Financiero", **Colombia Construye** No. 11, diciembre de 1980
64. Junta Monetaria: Resoluciones Varias sobre el FDE
65. Minminas, "Acuerdo de Sochagota sobre Política de Emergencia en el Sector Eléctrico Nacional", septiembre de 1976
66. Minminas, "Sector Eléctrico - Reunión de Paipa", julio 84
67. Minminas, "Carta al ministro de Hacienda sobre las Medidas para Poner en Práctica el Acuerdo de Paipa", agosto de 1984
68. Motor Columbus, "Revisión de los Estatutos de Interconexión Eléctrica S.A.", septiembre de 1974
69. Ochoa F. Francisco J., "Las Tarifas de Intercambio como Elemento Regulador del Proceso de Interconexión Eléctrica", noviembre de 1984
70. Rodado N. Carlos, "Aspectos Financieros del Sector Eléctrico Colombiano", octubre de 1979
71. Perry G. y Millán J., "Aspectos Financieros del Desarrollo del Sector Energético", octubre de 1980
72. Sánchez, Gabriel, "Problemas Críticos del Sector Eléctrico Colombiano", noviembre de 1984
73. Toro Botero, Constanza, "Inversión Privada en Servicios Públicos: El Caso del Alumbrado Eléctrico de Bogotá y Medellín 1880-1918", **Lecturas de Economía** No. 15, sep-dic. de 1984



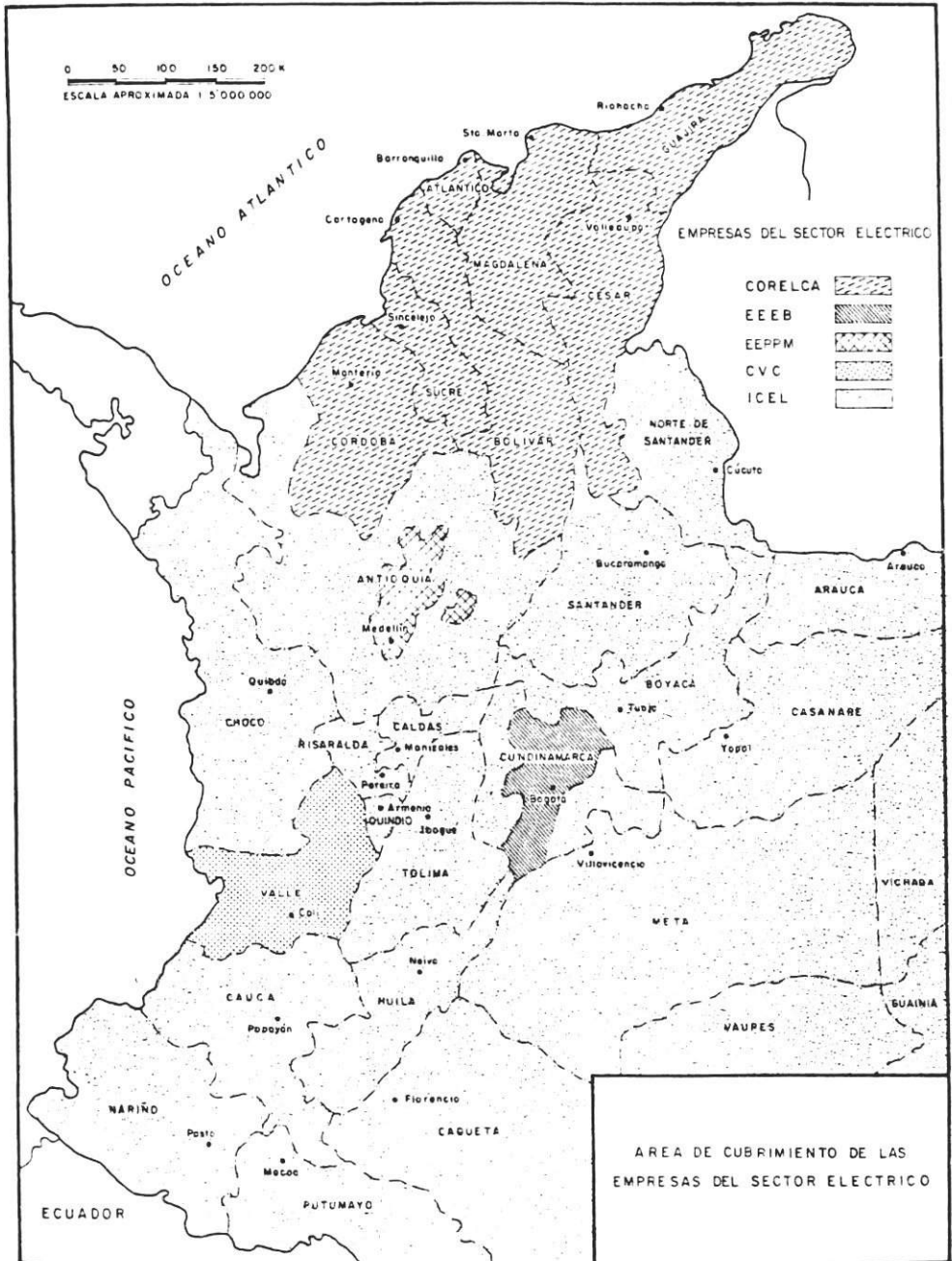
Casa de Máquinas. Jaguas

ANEXO

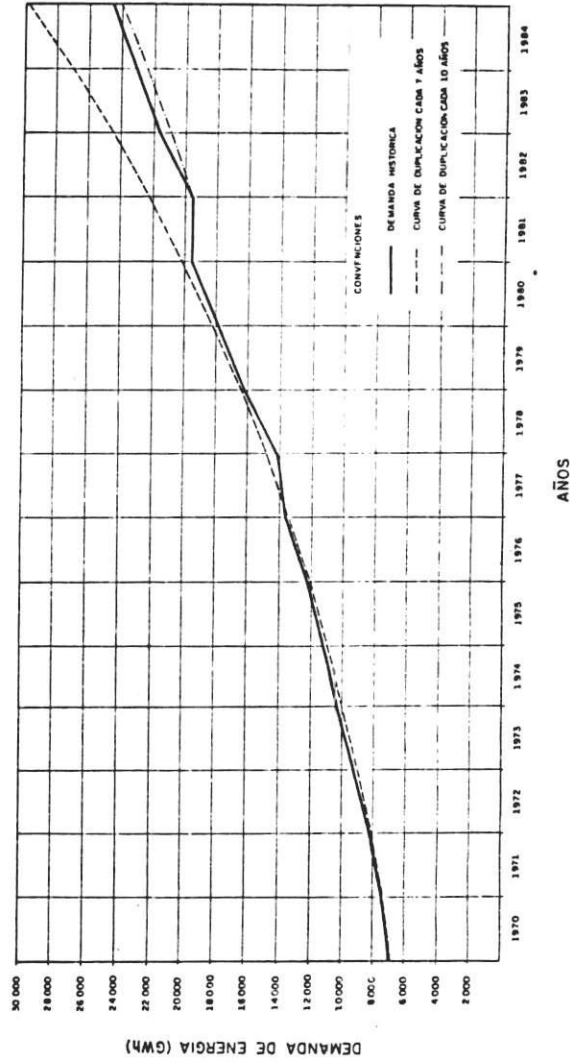
INFORMACION GENERAL SOBRE EL

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO*

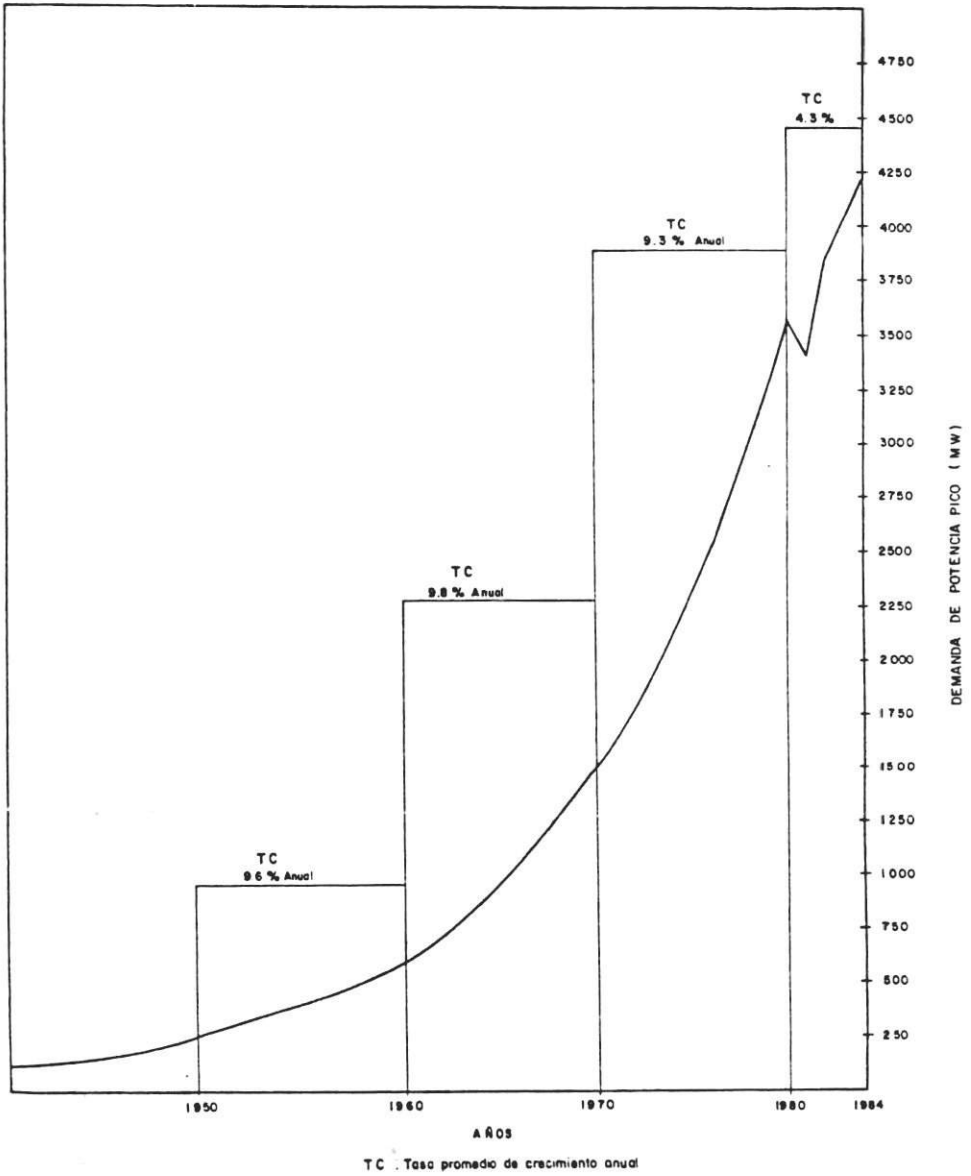
* Tomada del Documento preparado por la Oficina de Planeación de ISA: "Sector Eléctrico Colombiano - Información General", marzo de 1985.

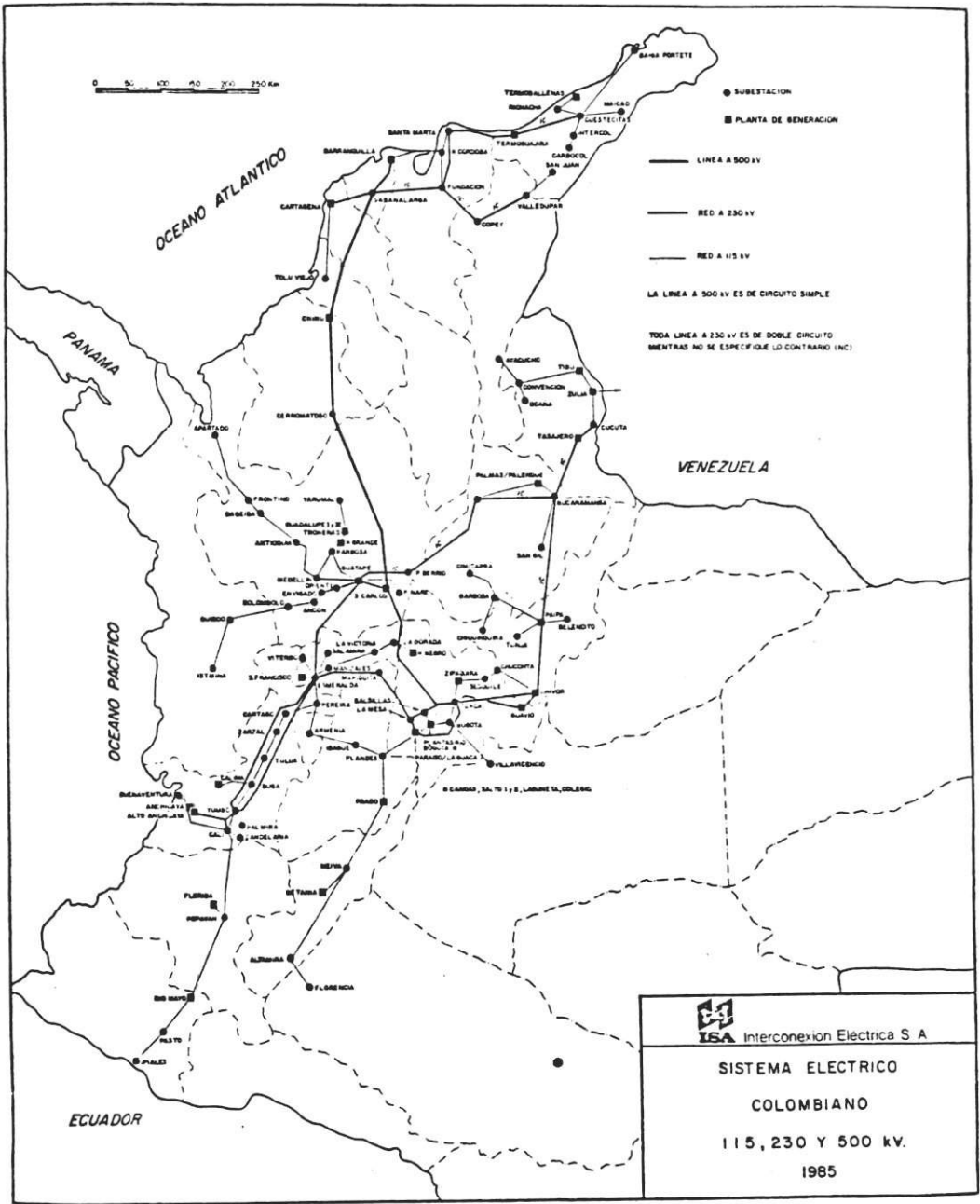


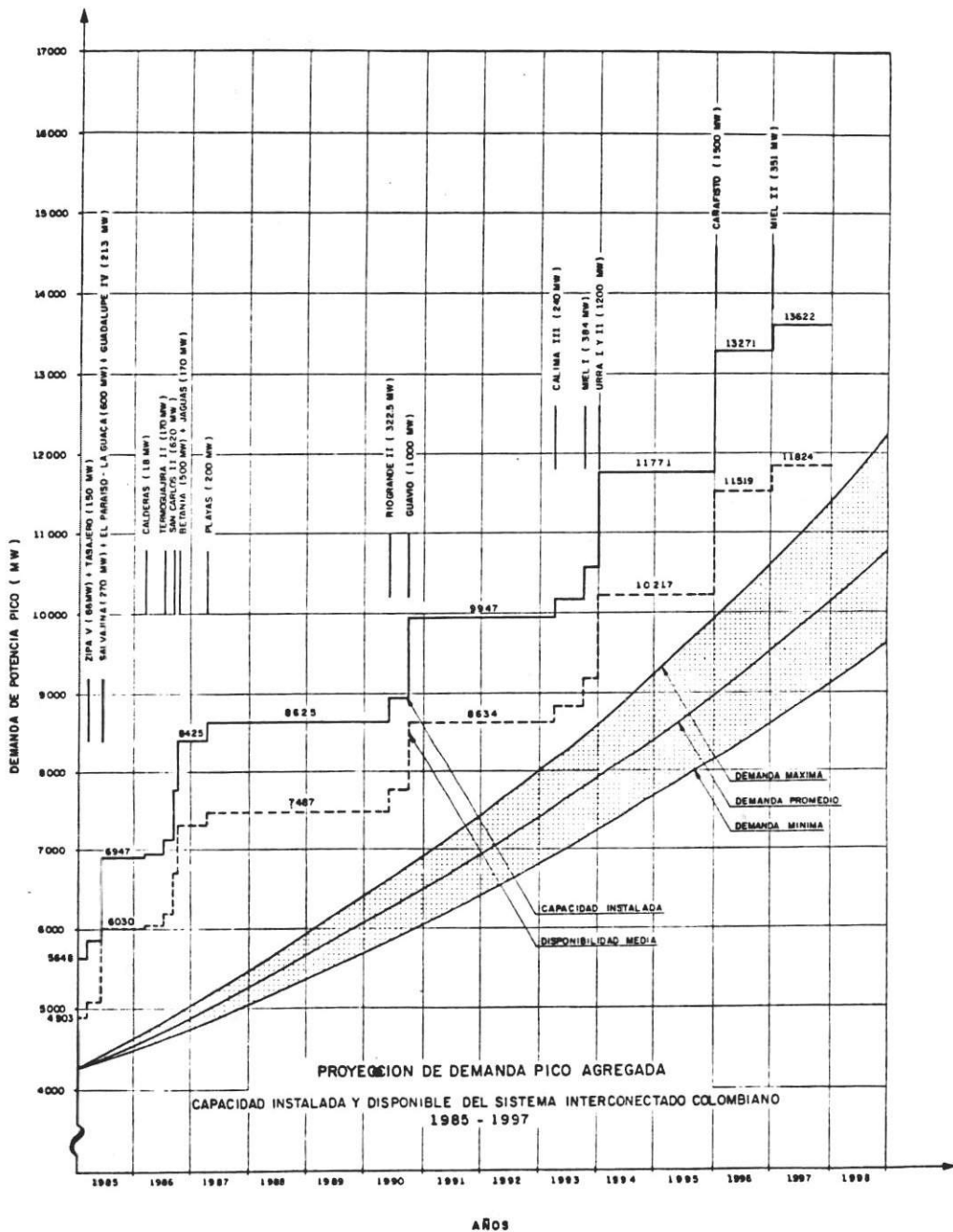
SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
EVOLUCION HISTORICA DE LA DEMANDA DE ENERGIA
SISTEMA TOTAL
1970-1984



DESARROLLO DE LA DEMANDA DE POTENCIA PICO
EN COLOMBIA 1940 - 1984







SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
 DEMANDAS HISTORICAS DE ENERGIA (GWh) Y POTENCIA (MW)
 SISTEMA TOTAL
 1970 - 1983

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Generación Total	7450	8192	9218	10254	11236	12174	13520	14161	16165	17846	19448	19448	21512	27034
Hidráulica	5681	6276	6958	7575	8578	9537	10058	10776	11892	13127	14308	14034	15025	15184
Térmica	1769	1916	2260	2679	2658	2637	3462	3885	4233	4719	5140	5414	6487	7659
Importaciones (1)	-	-	7	9	15	18	20	23	25	29	33	40	38	39
Energía Disponible	7450	8192	9225	10263	11251	12192	13540	14184	16190	17875	19481	19488	21550	23073
Exportaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Demanda	7450	8192	9225	10263	11251	12192	13540	14184	16190	17875	19481	19488	21550	23073
Ventas al Consumidor	6086	6708	7575	8328	9141	9869	11022	11390	12883	14012	15101	15229	16440	17267
Residencial	2472	2777	3021	3276	3673	4102	4534	4733	5519	6238	6853	6964	7616	8248
Comercial	766	853	934	1046	1179	1281	1412	1522	1687	1762	1873	1817	1961	2028
Industrial	2010	2254	2647	2906	3111	3248	3700	3709	4114	4385	4472	4513	4682	4665
Gobierno y A.P.	614	678	736	827	861	918	974	1003	1044	1145	1324	1359	1534	1656
No Desapregadas	126	117	211	247	281	320	372	396	480	432	524	521	242	207
Crecos	38	29	26	26	26	30	30	27	39	50	55	45	105	147
Consumo Propio (3)	114	118	134	173	192	184	242	279	321	358	407	396	473	575
Pérdidas Trans. y Dist.	1250	1366	1516	1762	1918	2109	2276	2515	2986	3505	3973	3663	4637	5211
% de Pérdidas	16.8	16.7	16.4	17.2	17.0	17.3	16.8	17.7	18.4	19.6	20.4	19.8	21.5	22.6
Demanda Máxima (MW) (2)	1473.0	1623.0	1774.0	1979.0	2156.0	2305.0	2584.0	2863.0	3046.0	3310.0	3568.0	3404.0	3855.0	4046.0
Factor de Carga	0.577	0.576	0.594	0.592	0.595	0.604	0.598	0.603	0.607	0.615	0.623	0.654	0.638	0.652

Notas: (1) Corresponde a importaciones hechas por el Sistema Colombiano a Venezuela y a algunos autoproducidos del país

(2) Demanda Máxima Diversificada, utilizando el factor de diversidad del Sistema Interconectado

(3) Incluye el ajuste, causado por el no cierre de los intercambios, que corresponde a pérdidas no localizables en ninguno de los Subistemas

SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO
CAPACIDADES INSTALADAS EFECTIVAS (MW) (1)
CENTRALES EN OPERACIÓN 1985 (2)

HIDRAULICA			TÉRMICA			TOTAL	
Nombre	Capacidad	Año de Entrada (2)	Nombre	Capacidad	Año de Entrada (2)		
ELES (3)							
Bolto I	89.5	1951	Torresalpe I, II	84.0	1953/65	877.5	
Laguneta	71.0	1960	Torresalpe III	88.0	1976		
Bolto II	70.0	1962					
Coliglo	300.0	1970					
Conasa	90.0	1970					
	<u>947.5</u>			<u>130.0</u>			
EPPB (3)							
Sondalón II	16.0	1948				874.5	
Rfo Grande	79.5	1954					
Piedras Blancas	7.0	1950					
Trameras	36.0	1955					
Sondalón III (5)	270.0	1956					
Gustaf I, II (5)	940.0	1972/79					
Ayudá	16.0	1962					
	<u>974.5</u>						
CVC (3)							
Bajo Anchicaya (5)	66.0	1957	Torreyuque	45.0	1962	590.1	
Calles I	120.0	1967					
Alta Anchicaya (5)	345.0	1974					
Reservas	<u>12.1</u>			<u>45.0</u>			
	<u>543.1</u>						
ICEL (3)							
Palone - San Gil	15.0	1960	Palpa I	29.0	1963	842.9	
General	20.0	1962	1966	15.0	1965		
San Francisco	125.0	1969	Barranca I, II	24.0	1970		
Rfo Negro	30.0	1968	Julia I	10.0	1972		
Prado	51.0	1974	Paloneque III, IV	20.0	1972		
Rfo Negro	10.0	1975	Palpa II	66.0	1976		
Florida II	24.0	1975	Barranca III	85.0	1979		
Jamala	18.0	1979	Palpa III	75.0	1982		
Hidroeléctricas Reservas	40.0	-	Paloneque V	22.0	1982		
			Barranca IV	33.0	1983		
			Tanajera	<u>150.0</u>	1985		
	<u>362.0</u>			<u>409.0</u>			
CORELCA (3)							
			El Rfo II a VI	26.0	1944 a 1956		893.5
			Cospiaco I, II, V	19.0	1960 a 1965		
			La Orella I a IV	32.0	1963 a 1971		
			El Rfo VII a X	20.0	1964 a 1972		
			Rfo Sur	6.0	1965		
			Cospiaco III, IV	20.0	1967 / 68		
			Chind I a IV	39.5	1967 a 1971		
			Torrebarranquilla I, II	124.0	1972 / 73		
			Torrebarranquilla V, VI	20.0	1977		
			Torrecortagena I, II	132.0	1977		
			Balboa I, II	22.0	1978		
			Torrebarranquilla III, IV	142.0	1980		
			Torrecortagena III	71.0	1980		
			Torreguajira I	<u>100.0</u>	1983		
				<u>893.5</u>			
IES (3)							
Chivor I	800.0	1977	Torreguajira Chind	133.0	1982	1619.0	
Chivor II	800.0	1982	Torresalpe IV (4)	88.0	1981		
San Carlos I	<u>820.0</u>	1984					
	<u>1620.0</u>			<u>199.0</u>			
TOTAL SISTEMA INTERCONECTADO							
	<u>4631.0</u>			<u>1766.5</u>		<u>5797.5</u>	
	<u>84.38</u>			<u>30.38</u>		<u>100.08</u>	

Notas:

- (1) En estas capacidades no se incluyen autorreductoras ni algunas de las centrales menores que abastecen localidades que no se encuentran interconectadas a los subestaciones principales.
- (2) Cuando existen varias unidades y solo se especifica un año, éste corresponde al de la última unidad.
- (3) ELES - Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, S.A.; EPPB - Empresas Públicas de Bogotá, S.A.; CVC - Corporación Autónoma Regional del Cauca; ICEL - Instituto Colombiano de Energía Eléctrica; CORELCA - Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica; ISE - Interconexión Eléctrica S.A.
- (4) Pasará a ser propiedad de ELES durante 1985.
- (5) En estas centrales la capacidad máxima se maneja con la efectiva porque trabajan con un factor de potencia menor que el nominal.
- (6) Datos a Marzo de 1985.

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA DEL SISTEMA
A MARZO DE 1985

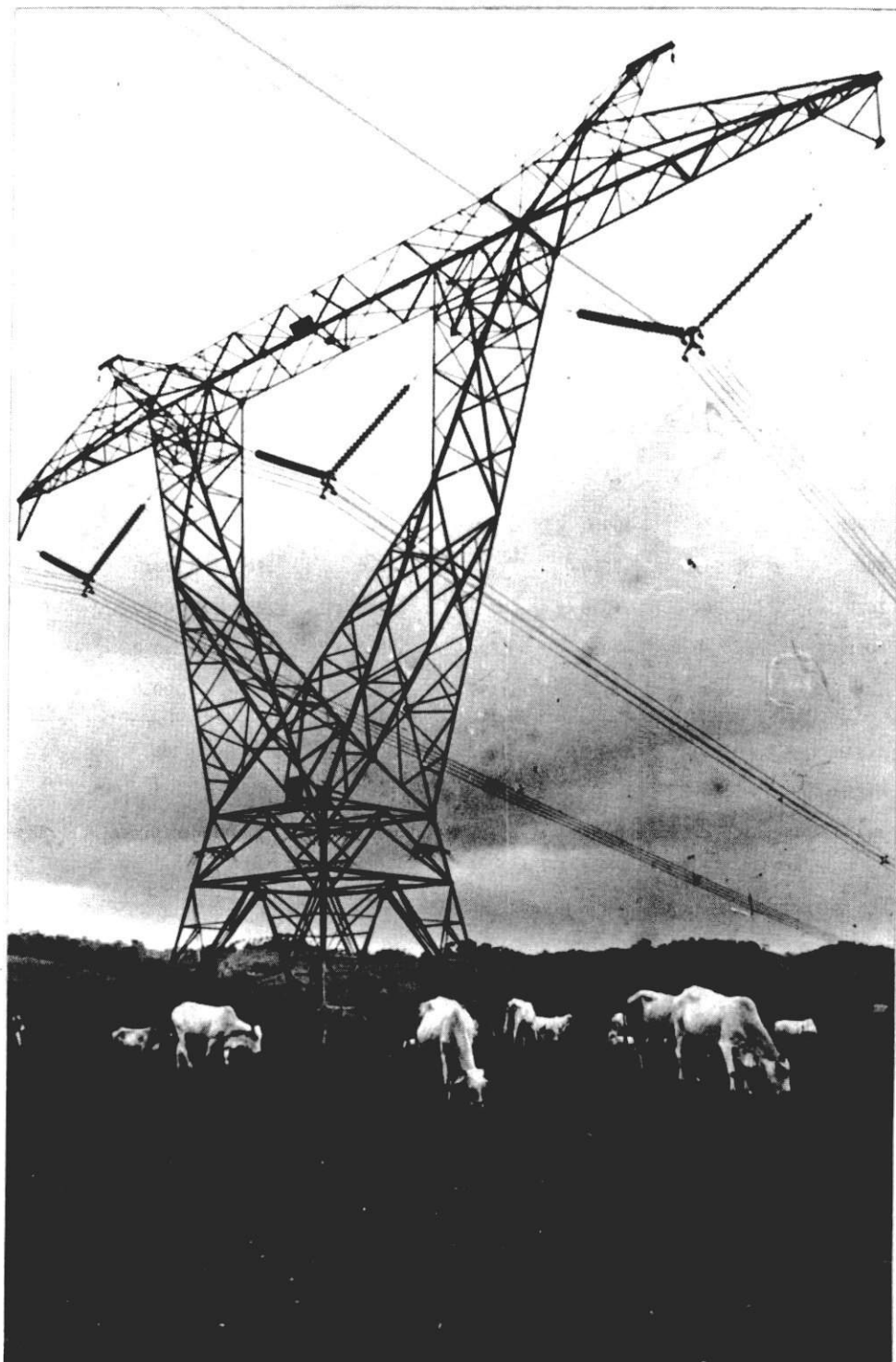
ENTIDAD *	HIDRAULICA		TERMICA		TOTAL		
	MW	% **	MW	% **	MW	% **	% ***
EEEB	548	80.8	130	19.2	678	100.0	11.7
EEPPM	974	100.0	0	0.0	974	100.0	16.8
CVC	545	92.4	45	7.6	590	100.0	10.2
ICEL	344	40.8	499	59.2	843	100.0	14.5
CORELCA	0	0.0	894	100.0	894	100.0	15.4
ISA	1620	89.1	199	10.9	1819	100.0	31.4
TOTAL	4031	69.5	1767	30.5	5798	100.0	100.0

Nota En estas capacidades no se incluyen autoprodutores, capacidad diesel y las pequeñas plantas que abastecen los Territorios Nacionales.

-
- * EEEB - Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
 - EEPPM - Empresas Públicas de Medellín
 - CVC - Corporación Autónoma Regional del Cauca
 - ICEL - Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
 - CORELCA - Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
 - ISA - Interconexión Eléctrica S.A.

** Distribución Hidráulica-térmica respecto al total por subsistema

*** Distribución por subsistemas respecto al total



Torre de Transmisión. 500 KV