EVOLUCION DE LOS SISTEMAS INSTITUCIONALES EN EL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

Por: Enrique Angel Turk *

1. EVOLUCION HISTORICA

Los orígenes del sector eléctrico colombiano se remontan a finales del siglo XIX, pocos años después de que se diera al servicio, en 1882, la primera central de generación eléctrica del mundo.

Se pueden distinguir cuatro períodos: Un primer período de desarrollo regionalizado, que va desde finales del siglo XIX hasta la década del cincuenta; un segundo período de conformación del sistema interconectado nacional durante la década del sesenta; un tercer período de reformas institucionales y de consolidación de la interconexión nacional, que cubre la década del setenta; y un cuarto período de regreso a la regionalización de las inversiones en generación eléctrica, que abarca las dos últimas décadas.

1.1 Desarrollo regionalizado

Durante este período, el proceso de desarrollo del sector eléctrico no contó con una participación del Gobierno, que garantizara la coordinación necesaria de los organismos municipales y departamentales que tomaron bajo su responsabilidad la prestación del servicio.

Apenas en 1928 se dio el primer paso de intervención nacional, con la expedición de la Ley 113 que declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica. Siguió una época de normalización y otorgamiento de concesiones para la explotación del servicio eléctrico (Decreto 1551 de 1931). 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 el control técnico y económico de las empresas del sector (Ley 109 de 1936). Sin embargo, este organismo nunca realizó un control efectivo sobre las empresas municipales, ni participó financieramente en su evolución, lo que les permitió continuar desarrollándose en forma autónoma.

Los intentos del Gobierno Central por entrar a participar directamente en el desarrollo del sector eléctrico se cristalizaron con la expedición de la Ley 80 de 1946, que ordenaba la creación del Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS), para que asumiera la responsabilidad de estudiar las zonas del país susceptibles de electrificación y de construir y financiar las obras señaladas por dichos estudios. Este instituto se adscribió, en la parte técnica, al Ministerio de Obras Públicas y, en la parte económica, al Ministerio de Economía Nacional.

Sin embargo, en dicho acto legislativo, no se otorgaron poderes al Gobierno para ejercer la coordinación del sector, el cual siguió desarrollándose por iniciativa de las empresas regionales.

* Director de la Asociación de Ingenieros Consultores Colombianos - AICO -.

Entre 1950 y 1962, ELECTRAGUAS impulsó la creación de dieciseis electrificadoras departamentales y de un buen número de empresas con un radio de acción más restringido, que posteriormente han venido siendo absorbidas por dichas electrificadoras. En la creación de estas empresas se buscó la participación de los departamentos, pero las circunstancias llevaron a ELECTRAGUAS a vincular los municipios y aún a inversionistas privados para que asumieran la prestación del servicio de energía en ciertas localidades. La organización jurídica dada a estas empresas fue la de sociedades limitadas, que posteriormente se transformaron en sociedades anónimas. Aunque ELECTRAGUAS era la accionista mayoritaria de estas electrificadoras, el desarrollo de su infraestructura seguía siendo determinado por la iniciativa regional.

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 el Gobierno 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, que dio vida legal a la formación de empresas descentralizadas de servicios públicos del orden nacional, regional, departamental y municipal, con autonomía y personería jurídica propias. Estas decisiones son la base de la configuración institucional heterogénea que tiene actualmente el sector eléctrico, donde coexisten empresas autónomas municipales, departamentales y nacionales, con diferentes líneas de dependencia gubernamental. (Ver Diagrama 1).

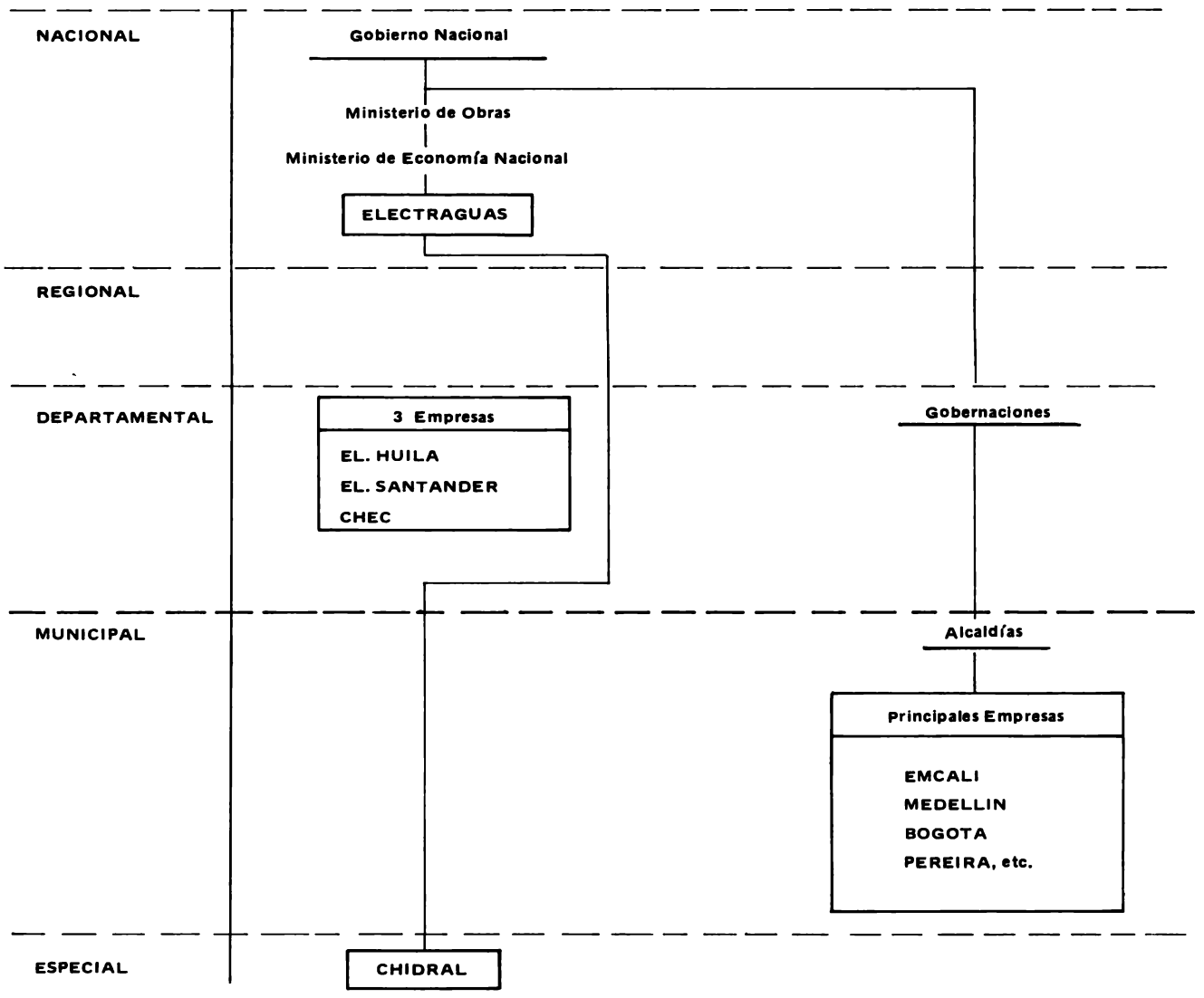
1.2 Conformación de un Sistema Interconectado Nacional

Desde que se conocieron los resultados de la Misión Técnica Eléctrica contratada por el Gobierno en 1954, con un consorcio franco-americano, el tema de la interconexión eléctrica empezó a discutirse en el país. El Gobierno Nacional llegó inclusive a acoger un programa en tal sentido. No obstante, de manera inmediata, no se avanzó en el proceso, en parte debido a la carencia de un organismo coordinador y, en parte, porque las empresas municipales y regionales creían que la interconexión vulneraba la autonomía que tenían para planear la expansión y la operación de sus sistemas. El Banco Mundial, que empieza a tener en aquella época injerencia en el desarrollo del sector a través de préstamos a las principales empresas, incentivó el proceso. Como resultado de ello, las Empresas Públicas de Medellín (EPM), la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB) y la Corporación Regional del Cauca (CVC), crearon, en 1963, un "Comité de Interconexión" para coordinar los estudios de factibilidad de la interconexión de sus sistemas. En 1964, se conocieron los primeros resultados, los cuales resaltaban la conveniencia técnica y económica del proyecto, así como los beneficios de realizar una expansión conjunta, en vez de realizar desarrollos independientes. Debido a que las redes de interconexión cubrirían algunos mercados de ELECTRAGUAS y en vista de que la magnitud del proyecto requería la participación del Gobierno Nacional, se decidió en 1964, que ELECTRAGUAS y el Departamento Administrativo de Planeación entraran a hacer parte del citado Comité, quedando de esa forma representados intereses nacionales y regionales. Estudios adelantados en 1965 permitieron precisar la configuración que tendría la red de interconexión y la conveniencia de realizar una operación integrada del sistema y una coordinación en la definición de los ensanches futuros para lograr los beneficios del proyecto que, en síntesis, eran los siguientes:

- Obtención de economías de escala en la construcción de nuevas cen-

DIAGRAMA No. 1

ESTRUCTURA DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA EN 1950



trales destinadas a la satisfacción de una demanda mayor.

- Utilización de una capacidad de reserva conjunta en los embalses, disminuyendo el riesgo de emergencia eléctrica.

- Cubrimiento de los requerimientos de demanda máxima del sistema con una menor capacidad instalada.

- Realización de una operación más económica, utilizando los recursos de generación eléctrica disponibles en las áreas interconectadas.

La interconexión implicaba introducir ajustes en la estructura organizativa del sector. Entre varias alternativas analizadas, se optó por recomendar la creación de una nueva entidad encargada de construir y operar todas las líneas eléctricas de interconexión y las nuevas centrales de generación, así como la coordinación de la operación del sistema interconectado.

A pesar de las ventajas del proyecto, la decisión de llevarlo a la práctica era difícil porque las empresas temían perder la autonomía que disfrutaban.

Las discusiones suscitadas, permitieron al Gobierno precisar una política eléctrica en la cual la interconexión nacional era una objetivo central. La actitud que asumió el Gobierno Nacional fue determinante para vencer las reticencias de las empresas de energía eléctrica. En noviembre de 1966, se firmó el "Convenio sobre Interconexión de los Sistemas y Ensanches de la Capacidad Generadora", en el cual se precisaron los alcances del proyecto y se decidió crear una nueva entidad para ejecutarlo, la Sociedad de Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), con una participación accionaria del 25 % de cada una de las siguientes entidades: EEEB, EPM, CVC–CHIDRAL y ELECTRAGUAS–CHEC.

Esta nueva sociedad tendría las siguientes funciones básicas:

- Interconectar los sistemas de las empresas accionistas.

- Establecer prioridades en la construcción de nuevas centrales de generación, en función de sus ventajas técnicas y económicas para todo el sistema interconectado.

- Programar y construir las futuras plantas de generación.

- Controlar el despacho diario de energía de los sistemas interconectados.

- Coordinar las situaciones de emergencia y las formas de resolverlas con la ayuda de las empresas interconectadas.

Hay varios hechos que sobresalen en este proceso: 1. Aunque se comprendió que la única forma viable de obtener los beneficios de la interconexión era concentrando la generación eléctrica en una sola entidad, ISA, las empresas socias se reservaron el derecho de construir, por su cuenta y riesgo, aquellos proyectos que estaban en una fase avanzada de estudio (EEEB se reservó la construcción de los proyectos de El Colegio y Alto Muña; CHEC a San Francisco; EPM a Guatapé y CVC a Alto Anchicayá); 2. El Gobierno Nacional no participó como accionista en la construcción de esta sociedad; 3. En la conformación de ISA

La historia muestra claramente cómo los intereses regionales han predominado en las decisiones de expansión y en la ejecución de los proyectos de generación. El resultado ha sido una ineficiente asignación de los recursos naturales, económicos y financieros, cuyos sobrecostos recaen, finalmente, sobre la comunidad a través de tarifas e impuestos.

se equilibraron los intereses regionales (representados por EEEB y EPM), con los intereses nacionales (ELECTRAGUAS–CHEC, CVC–CHIDRAL).

Otros resultados de la política eléctrica del Gobierno fueron los siguientes: La creación, en 1967, de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), organismo de orden nacional encargado de coordinar y ordenar el desarrollo del sistema en los departamentos de la Costa Norte del país e interconectar los sistemas locales; la creación de la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos con el objetivo de controlar y fiscalizar las tarifas; la reestructuración de ELECTRAGUAS, que en lo sucesivo se denominaría Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), con funciones de organismo rector del sector. (Ver Diagrama No. 2).

Sin embargo, la participación del Gobierno a través de los Ministerios de Obras Públicas y Agricultura era pasiva (En ese entonces, CVC estaba adscrita a MinAgricultura). Las decisiones de expansión y operación integrada se tomaban en ISA, empresa en la cual el Gobierno Nacional no tenía participación directa.

El primer paso para hacer posible una mayor injerencia del Gobierno en las actividades del sector se dio con la expedición del Decreto Ley 636 de 1974 que reestructuraba el Ministerio de Minas y Petróleos, convirtiéndolo en el actual Ministerio de Minas y Energía. Al Ministerio se le asignaron las siguientes funciones básicas con relación al sector eléctrico:

- ". . . proponer y adelantar la política nacional . . . sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y establecimiento de normas técnicas en materia de electricidad . . ." (Artículo 2o.).

- "Orientar, coordinar y evaluar los planes que sobre electricidad se establezcan a nivel nacional, regional, local e internacional". (Artículo 3o., letra p.).

- "Promover la interconexión de los diversos sistemas eléctricos a fin de atender las deficiencias en áreas donde la capacidad de generación no puede servir adecuadamente la demanda y lograr el mejor aprovechamiento de la capacidad de los sistemas eléctricos". (Artículo 3o., letra q.).

- "Establecer, de común acuerdo con el Departamento Nacional de Planeación, prioridades en la construcción de nuevas centrales generadoras y programar la construcción de fuentes futuras de generación . . .". (Artículo 3o., letra r).

En síntesis, el decreto centralizaba las decisiones de expansión y ejecución en el Gobierno Nacional. Este hecho produjo un fuerte rechazo por parte de algunas empresas que veían, de esa forma, reducida su autonomía. Lo anterior llevó a derogar el Decreto Ley 636 de 1974 y a expedir el Decreto Ley 2301 de 1975 que redujo las funciones del Ministerio de Minas y Energía en los siguientes aspectos:

- Se suprimió la posibilidad de proponer y adelantar la política sectorial y se le otorgó un papel pasivo de adopción de la misma.

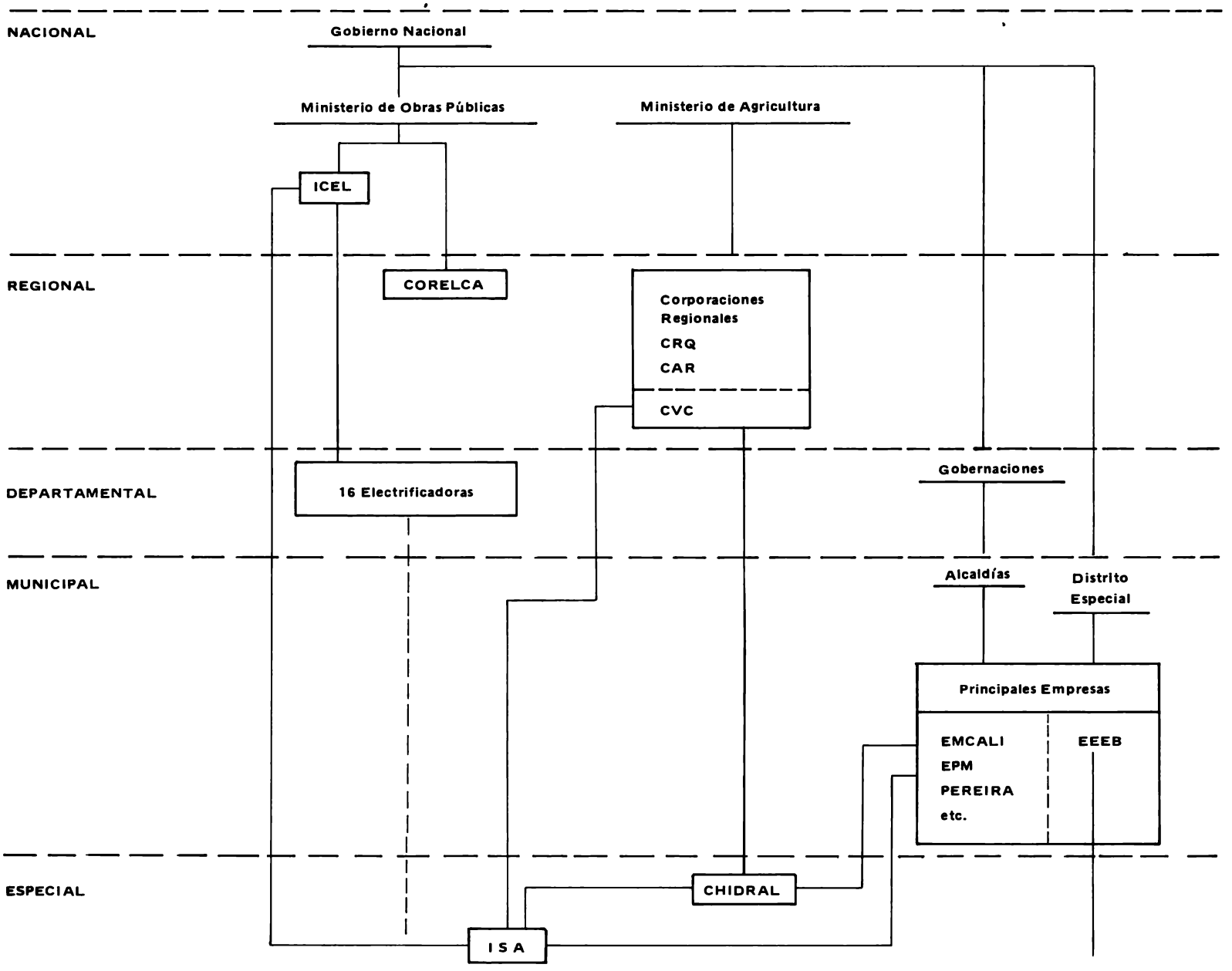
- Se suprimió la función de fijar las prioridades en la construcción y programación de las futuras fuentes de generación eléctrica.

1.3 Consolidación del Proceso de Interconexión Eléctrica

Durante la década del setenta se logró consolidar el proceso de interconexión, básicamente en las áreas técnica y de planeamiento sectorial. En el área técnica se logró la interconexión de la mayor parte del país y se dejó en

DIAGRAMA No. 2

ESTRUCTURA DEL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA EN 1968



ejecución la construcción de la línea con la Costa Atlántica. Interconectar el mercado de CORELCA fue una de las decisiones tomadas por el Gobierno y acogida por las empresas socias de ISA, en el denominado "Acuerdo de Sochagota", realizado en Paipa en 1976. El presupuesto nacional asumió los costos de construcción de esta línea, como parte del acuerdo logrado para que CORELCA fuera admitida en ISA como socia. Adicionalmente, se concluyó la construcción de Chivor I, primera central de ISA realizada con el aporte de todas sus empresas socias y se inició la construcción de otros proyectos de propiedad compartida (Chivor II y San Carlos I). En el área de planeación, se perfeccionaron los modelos para operar el sistema y para programar la expansión futura. Adicionalmente, se desarrolló el Estudio del Sector de Energía Eléctrica (ESEE), que permitió un mejor conocimiento de los recursos de generación disponibles en el país (1976 - 1979).

A mediados de la década del setenta, hizo crisis el esquema institucional de ISA, por varios factores:

- La concentración en ISA de la ejecución de los nuevos proyectos de generación eléctrica, despertó una fuerte oposición en sus empresas socias, que veían amenazados sus intereses.
- La rigidez de sus estatutos que, por no contemplar la admisión de nuevos socios, produjo celo entre las empresas que querían participar en el sistema.
- El esquema tarifario aplicado a los intercambios de energía eléctrica.

Esta crisis produjo los siguientes efectos:

- Atraso en el pago de las obligaciones de los socios a ISA.
- EPM se negó a suscribir nuevas acciones reduciendo su participación en la sociedad del 25 % al 19 %.
- Se objetó la validez jurídica de que empresas de orden municipal hubieran entrado a participar como socias en empresas de carácter nacional, lo cual cuestionaba la legalidad de ISA.

Coincidente con su crisis institucional, el sector vivió una crisis financiera debida a los siguientes factores: 1. El Gobierno cambió las prioridades respecto a la utilización de recursos del crédito externo, en favor de sectores distintos al eléctrico. 2. El deterioro que sufrieron las tarifas durante la primera parte de la década del setenta (entre 1970 y 1975 las tarifas descendieron en términos reales en un 25 %), y 3. El incremento de los costos de los proyectos de generación y transmisión eléctrica.

El cambio en las prioridades del Gobierno, obedeció a que éste consideraba que el sector había alcanzado un grado de desarrollo muy superior a los demás sectores de la economía, por lo que estimó conveniente encauzar los recursos del crédito externo hacia los sectores de menor desarrollo. Esta decisión disminuyó el interés de la banca internacional en el financiamiento de proyectos eléctricos, produciendo atrasos en estos, como fue el caso de Chivor II.

El deterioro en las tarifas de energía eléctrica se presentó porque el Gobierno Central dejó en manos de las juntas directivas de las empresas, la iniciativa en el reajuste de los niveles tarifarios.

El incremento en los costos de los proyectos se dio, entre otras razones, por el aumento de la inflación externa, por la recuperación del atraso cambiario y por la inflación interna. Las estadísticas señalan que el índice compuesto de los precios de los insumos en obras hidroeléctricas, que había tenido un incremento promedio anual en el período 67 - 73 del 6.9 %, se elevó al 21.4 % en el año 74 y se

ubicó en 9.4 % en el año 75. La tasa de devaluación del peso con relación al dólar se aceleró, pasando del 8.7 % en 1973 al 15.0 % en 1974 y en 1975. La inflación interna también se incrementó, alcanzando tasas del 25 % en el 73 y 26.9 % en el 74. El atraso en proyectos importantes contribuyó al aumento en sus costos.

Las empresas, que a su vez adelantaban sus proyectos, se atrasaron en sus obligaciones con ISA, ocasionando la suspensión de las inversiones preliminares en San Carlos I y la disminución del ritmo de estudios de nuevos proyectos de generación. Las empresas preferían darle prioridad a sus proyectos y las que dependían del presupuesto nacional (CVC e ICEL) presionaban al Gobierno para obtener asignaciones presupuestales suficientes.

La gravedad de la problemática del sector eléctrico hace indispensable replantear el papel del Gobierno Nacional con respecto al sector e introducir los ajustes institucionales necesarios para hacer posibles las soluciones.

Como consecuencia de la crisis anterior, el Banco Mundial suspendió el estudio de financiación del proyecto San Carlos I y los desembolsos de los créditos para los proyectos Chivor I (de ISA) y Guatapé II (de EPM), así como los destinados a financiar algunas líneas de transmisión importantes.

1.4 Regreso a la Regionalización de los Proyectos de Generación Eléctrica

El hecho más importante de destacar, en este período, es la reversión del proceso de la centralización en la generación eléctrica, al fructificar las persistentes presiones de las empresas regionales para realizar sus propios proyectos.

El período se caracteriza por los graves problemas financieros que ha afrontado el sector y por las medidas que ha tenido que tomar el Gobierno Nacional para superarlos. En esta etapa se presentaron dos situaciones de racionamiento no obstante los esfuerzos realizados para tratar de evitarlos, con la programación de planes de emergencia, que no entraron oportunamente en operación.

En marzo de 1976, el CONPES analizó las perspectivas financieras del sector para el período 1976 - 1978 y encontró un faltante de US$ 260 millones. Se planteó la necesidad de disminuir este déficit mediante la reprogramación de inversiones, la autorización de reajustes tarifarios, el aumento de los aportes del Gobierno y la refinanciación de la deuda externa del sector. Estas recomendaciones, sin embargo, no se ejecutaron con la rapidez requerida, debido a las resistencias regionales a las alzas tarifarias, a lo dispendioso del proceso de consecución de créditos externos y a la dificultad en el trámite de adiciones al presupuesto nacional.

Con el fin de evitar incumplimientos en el servicio de la deuda externa, el Gobierno creó, con carácter temporal, el Fondo de Desarrollo Eléctrico (FDE) y puso en marcha las decisiones adoptadas en el Encuentro de Sochagota ya mencionado. En este Encuentro se analizaron detenidamente los programas de generación y transmisión eléctrica y los problemas financieros, tarifarios e institucionales del sector. En el aspecto institucional, se decidió el ingreso de CORELCA a ISA. Para aliviar el déficit energético que se preveía para el período 81 - 82, se decidió iniciar las obras principales de San Carlos I, impulsar la construcción de otros proyectos de generación y promover la construcción de la línea de interconexión con la Costa Atlántica. Para resolver la situación financiera, se decidió emprender una política tarifaria realista mediante un mecanismo de reajuste automático

mes a mes y presentar al Congreso un proyecto de ley para crear un Fondo Eléctrico Nacional. (Esta iniciativa fracasó, porque en su concepción se preveían transferencias interregionales mediante el establecimiento de una sobretasa nacional a los consumos de energía eléctrica).

En mayo de 1977, el sector adoptó un plan de emergencia para atender faltantes de energía previstos en los primeros años de la década del ochenta, por atrasos en los proyectos en ejecución. Este plan incluía: Las centrales térmicas de Paipa III, Zipaquirá IV, desviaciones de los ríos Rucio, Negro y Tunjita al embalse de Chivor y una adición térmica en CORELCA.

En junio de 1977, la Asamblea de Accionistas de ISA aprobó el plan de expansión para el período 1984-1988, conformado por los siguientes proyectos: Termotasajero, Betania, Playas, Guavio y Urrá a cargo de ISA, Guadalupe IV de EPM y Termoguajira II de CORELCA.

Las nuevas inversiones, sumadas a las que se venían haciendo en grandes proyectos, provocaron otra crisis financiera en 1979.

En junio de ese año, se le asignó al ICEL el proyecto Betania que había solicitado con el fin de superar la desventaja económica en que se encontraba frente a las demás empresas, al no poseer proyectos de generación importantes, particularmente hidroeléctricos. Como reacción, las demás empresas propiciaron un replanteamiento de la propiedad de los otros proyectos del plan que debía ejecutar ISA.

Después de largas discusiones se formalizó, en octubre de 1979, el denominado "Acuerdo de Cali", en el cual se consagró el debilitamiento del esquema centralizado de generación, con la repartición de los proyectos del plan de expansión 1984 - 1988, así: Playas a EPM; Guavio a EEEB; Urrá a CORELCA; un proyecto por determinar a CVC; Miel a ICEL y CHEC. ISA entró a participar en los proyectos de Betania y Guavio, ante la insuficiencia financiera de ICEL y EEEB. (La participación de ISA en Betania se logró con la creación de la Central Hidroeléctrica de Betania (CHB). Adicionalmente, como proyectos de emergencia programados para evitar los déficits previstos para los años 1981, 1982 y 1983, se acordó la construcción de Termozipaquirá V y Turbogas Chinú de ISA. Es de anotar, que la EEEB adquirió en ese entonces, el compromiso de comprar a Termozipaquirá IV y V, hecho que no se ha cumplido hasta el momento y que constituye un elemento de la problemática actual.

Sin embargo, las plantas de emergencia no se pudieron construir a tiempo por problemas legales y financieros, lo que obligó al sector eléctrico a programar un prolongado racionamiento de energía eléctrica, desde finales de 1980 hasta diciembre de 1981. Cabe señalar que la distribución del racionamiento entre las empresas afectadas, no obstante ser una de las razones básicas de ISA, tuvo dificultades por la renuencia de las empresas menos deficitarias en apoyar a las más necesitadas. Esto hizo que el racionamiento se sintiera con mayor rigor en las áreas atendidas por EEEB e ICEL.

En 1981 surgió la necesidad de definir un nuevo plan de expansión para el período 1988 - 1995. En la asignación de la propiedad de los proyectos predominó, una vez más, el criterio regional. El plan aprobado por la Asamblea General de ISA, así lo demuestra: Riogrande II a EPM, Miel I a CHEC, Miel II a ICEL—CHEC, Calima III (sin estudios de factibidad terminados) a CVC, Termozipa VI a EEEB, Termocartagena IV a CORELCA, Cañafisto y Termoamagá a ISA.

En 1982 se presentaron dos hechos que vale la pena destacar. De una parte, la creación de la Financiera Eléctrica Nacional, con el fin de canalizar recursos de ahorro interno y de

crédito externo para financiar programas de inversión del sector (el Gobierno actualmente tiene una participación del 95 % del capital de la FEN); y de otra, la aprobación, por parte del CONPES, de un documento sobre la situación financiera del sector para los años 1983 y 1984. Así mismo, el Gobierno decidió que los planes de expansión del sector eléctrico fueran aprobados por este organismo, dada su implicación sobre la economía del país. Fue así como en mayo de 1983, por primera vez se presentó a consideración del CONPES un plan de expansión para el período 1988 - 1995, el cual fue ajustado por el Gobierno para tener en cuenta un menor crecimiento de la demanda (7.9 % promedio anual). Es importante recordar que para la adopción del plan anterior, no se contaba con un número amplio de proyectos con estudios de factibilidad terminados, que permitieran escoger mejores y económicas secuencias de expansión. Esto ha quedado demostrado con la terminación de otros estudios que han permitido identificar alternativas de generación significativamente más económicas que la adoptada desde 1983.

En el cuadro No. 1 se presentan cinco sendas de expansión factibles, determinadas por ISA. Una de ellas (la alternativa No. 4 compuesta por los proyectos Porce III, Nechí A, San Jorge, Miel I y II, Urrá I y II) permite lograr ahorros hasta de US$1.000 millones en relación con el plan vigente.

Sin embargo, la presión de las empresas por conservar los proyectos que les corresponden dentro de este último, y el temor a las reacciones regionales, se han constituído en los principales obstáculos para modificar el plan y adoptar alternativas más económicas para el país.

Adicionalmente las empresas apresuran la realización de inversiones preliminares en los proyectos que han conseguido, creando situaciones de hecho que hacen más difícil la revisión de los programas de expansión.

La crítica situación financiera de los años 1985 y 1986 obligó al Gobierno a iniciar un proceso de ajuste y de seguimiento financiero de las empresas del sector, particularmente en ICEL, CORELCA, EPM, CHB, EEEB e ISA.

En mayo de 1986 el CONPES adoptó las siguientes medidas con el propósito de cubrir el faltante por financiar a diciembre de 1986 y para lograr un saneamiento financiero del sector a mediano plazo:

- Postergar la iniciación de nuevas obras en generación eléctrica.
- Hacer transferencias adicionales del presupuesto nacional a ICEL y CORELCA por $7.500 millones.
- Otorgar cupos adicionales de crédito a las empresas del sector por $4.000 millones a través de la FEN.
- Destinar $15.000 millones de los recursos provenientes del acuerdo firmado con el gremio cafetero a cubrir compromisos vencidos del sector con el FODEX, para pernitirle a las empresas liberar recursos y cubrir otras acreencias.
- Ajustar los presupuestos y gastos de las empresas a las cifras financieras acordadas por el sector con el Gobierno Nacional, inscrita dentro del programa macroeconómico.
- Iniciar el diseño de un esquema financiero e institucional que conduzca a una asignación más eficiente de los recursos con la adopción de planes de mínimo costo.

2. CONSIDERACIONES PARA UN REPLANTEAMIENTO DEL SECTOR ELECTRICO

Del análisis precedente acerca de la dimensión del sector eléctrico, se

Cuadro No. 1

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
SENDAS DE EXPANSION
SECUENCIAS DE GENERACION

AÑO	ALTER. No. 1	ALTER. No. 2	ALTER. No. 3	ALTER. No. 4	ALTER. No. 5
1996	CAÑAFISTO	CALIMA 3		PORCE 3	MIEL 1
1997	MIEL 2	MIEL 1 URRA 1 y 2	MIEL 1 y 2 URRA 1 y 2		URRA 1 MIEL 2
1998				NECHI A SAN JORGE	PORCE 3 NECHI A
1999		CAÑAFISTO	CAÑAFISTO		
2000				MIEL 1 y 2	SAN JORGE
2001		MIEL 2 PORCE 3	CALIMA 3 PORCE 3	URRA 1 y 2	URRA 2

EVALUACION ECONOMICA
Valores presentes a junio 1986
(US$ Miles)

INVERSION * (V.P.N.)	2'294.537	1'739.487	1'692.572	1'582.731	1'603.569
DIFERENCIA	711.800 **	156.756	109.841	0	20.838
%	44.97	9.9	6.94	0	1.32
ORDEN	5o.	4o.	3o.	1o.	2o.

ALTER. No. 1: PLAN VIGENTE, INCLUYE CALIMA 3/93, MIEL 1/93 Y URRA 1 Y 2/94
ALTER. No. 2: PLAN VIGENTE CON FECHAS AJUSTADAS A DEMANDA ACTUAL
ALTER. No. 3: PLAN ANTERIOR CON MEJOR ORDENAMIENTO DE LOS PROYECTOS EN TERMINOS ECONOMICOS
ALTER. No. 4: PLAN DE MINIMO COSTO
ALTER. No. 5: PLAN OPTIMO PERO MANTENIENDO AL COMIENZO PARTE DE LOS PROYECTOS QUE ESTAN INCLUIDOS EN EL PLAN ACTUAL
** CON EL ESTUDIO DE NUEVAS SENDAS ESTA DIFERENCIA PUEDE LLEGAR A US$ 1.000 MILLONES
* VALOR PRESENTE NETO TOTAL: VALOR PRESENTE DE LA INVERSION+VALOR PRESENTE DE OPERACION, MANTENIMIENTO Y COMBUSTIBLE

Fuente: ISA

pueden extraer algunos elementos de reflexión para la búsqueda de soluciones definitivas a los problemas del sector.

2.1 El desarrollo del sector ha girado en torno a intereses regionales

La historia muestra claramente cómo los intereses regionales han predominado en las decisiones de expansión y en la ejecución de los proyectos de generación. El resultado ha sido una ineficiente asignación de los recursos naturales, económicos y financieros, cuyos sobrecostos recaen, finalmente, sobre la comunidad a través de tarifas e impuestos.

Adicionalmente, esta preeminencia de intereses regionales ha conducido al desarrollo de un sistema eléctrico complejo y heterogéneo que entorpece la fijación y la aplicación de políticas y que dificulta el proceso de toma de decisiones. De otra parte, ha generado un marcado desequilibrio técnico y financiero entre las empresas del sector. El hecho de que los recursos naturales para generación eléctrica no estén distribuídos uniformemente por el territorio nacional, ha favorecido primordialmente a las regiones en donde se encuentran ubicados, a pesar de que dichos recursos constituyen un patrimonio de todos los colombianos. El desequilibrio se ha visto reforzado por la inexistencia de mecanismos de transferencia de recursos financieros interregionales y por la conformación de mercados desiguales, en donde algunas de las empresas que atienden las grandes ciudades generan excedentes, mientras las que atienden ciudades pequeñas (con costos de distribución más altos) afrontan pérdidas.

Es conveniente observar que el actual esquema institucional del sector impide la solución a estos problemas de desequilibrio regional.

2.2 Los problemas financieros del sector no son recientes

Las decisiones sobre expansión eléctrica, aunque tuvieron en cuenta herramientas de tipo técnico, no contemplaron suficientemente la variable financiera ni el impacto de sus inversiones en el contexto macroeconómico nacional. Lo anterior ha generado un déficit financiero cuya magnitud ha alcanzado niveles tan elevados, que ha hecho necesaria la intervención del Gobierno en la búsqueda de soluciones, comprometiendo recursos que podrían ser destinados al desarrollo de otros sectores.

La historia del sector demuestra que siempre se han tratado de aplicar esquemas similares de solución, en los que se prevén aportes del presupuesto nacional, refinanciación de créditos, ajustes tarifarios y una mayor intervención del Gobierno en el proceso de planeación. El carácter predominantemente regional del sector se ha constituído siempre en el principal obstáculo para la aplicación completa de estos esquemas. El Gobierno Nacional ha intervenido en las soluciones sin exigir, en la mayoría de las veces, condiciones que ordenen el manejo del sector. Sólo hasta hace unos años se han empezado a adoptar políticas que buscan darle una solución coordinada a los problemas.

2.3 El Gobierno Nacional no ha logrado asumir la coordinación del sector

El Gobierno intentó inicialmente coordinar el sector a través del ICEL, pero este instituto no fue dotado de una adecuada infraestructura técnica y administrativa. Posteriormente, en 1974, se adscribió el sector al Ministerio de Minas y Energía con el mismo propósito. Sin embargo, las presiones ejercidas por las empresas regionales llevaron al Gobierno a reconsiderar su decisión y a suprimir del Ministerio de

Minas y Energía algunas de las funciones que le habían sido asignadas para coordinarlo.

Este vacío de dirección ha sido suplido por las empresas regionales agrupadas en ISA. El Gobierno reconoció esta situación y decidió participar en su Junta Directiva, pero su presencia allí tampoco le ha permitido ejercer un control suficiente.

2.4 La conformación actual de ISA no es la más adecuada para el país

El cincuenta por ciento del capital de ISA pertenece a dos empresas municipales que no representan los intereses nacionales. De otra parte, el poder de veto que tienen los socios de ISA impide que se tomen decisiones orientadas hacia el beneficio del país, cuando se ven lesionados sus intereses.

Además, el modus operandi de ISA genera distorsiones en el logro de su objetivo fundamental, cual es la distribución equitativa de los costos y beneficios de la interconexión entre todas las regiones del país. En situaciones de racionamiento, los socios con menores faltantes de energía son renuentes a apoyar los sistemas más deficitarios y en épocas de excedentes energéticos, se resisten a comprar la energía que les corresponde en la sociedad.

Otro síntoma de la inadecuada naturaleza jurídica de ISA, que obstaculiza la participación equitativa de todas las regiones en los costos y beneficios del sector, es la posibilidad que tienen sus empresas socias de reducir, a través de un complejo mecanismo de acciones y títulos, su participación en los proyectos compartidos de generación.

2.5 Los planes de expansión no obedecen a un criterio nacional ni corresponden a las posibilidades de planeación del sector

Las pugnas regionales por poseer proyectos de generación eléctrica han dado lugar a la definición de planes de expansión inflexibles con marcado interés regional, que impiden la consideración de planes alternativos de menor costo. Lo anterior ha tenido como consecuencia la pérdida del criterio nacional en el momento de la toma de decisiones.

La historia reciente del sector muestra la dificultad de ajustar los planes de expansión de acuerdo con la disponibilidad creciente de proyectos con estudios de factibilidad terminados. En efecto, los proyectos asignados a las empresas se convierten en banderas regionales difíciles de cambiar. Los elevados costos de las inversiones en el sector y las oportunidades que debe sacrificar el país para emprenderlas, hacen necesario buscar siempre las alternativas óptimas, para lo cual es indispensable crear la posibilidad de ajustar los planes de expansión a la luz de nuevos estudios.

El sector cuenta con herramientas metodológicas avanzadas para efectuar un planeamiento óptimo, pero las aspiraciones regionales por construir los proyectos ubicados en sus áreas de influencia han impedido su buen aprovechamiento.

Adicionalmente, el afán de las regiones por construir proyectos de generación relega a un segundo plano las obras en transmisión y distribución, produciendo deterioros en la calidad del servicio, no obstante contar con excesos de capacidad instalada.

2.6 Necesidad de un replanteamiento del sector

La gravedad de la problemática del sector eléctrico hace indispensable replantear el papel del Gobierno Nacional con respecto al sector e introducir los ajustes institucionales necesarios para hacer posibles las soluciones. La actual coyuntura financiera y de sobreinstalación de capacidad facilita su aplicación.

Mientras el Gobierno Nacional no asuma la dirección y control del sector eléctrico, no será posible garantizar la asignación eficiente de recursos ni la distribución equitativa de los beneficios del desarrollo eléctrico en todo el país. Un primer paso en esta dirección consistiría en centralizar las decisiones de generación y transmisión eléctrica, buscando los siguientes objetivos:

- Garantizar la ejecución de programas de generación de mínimo costo, concebidos dentro de un planeamiento energético global e integrados a la política macroeconómica nacional.

- Armonizar el desarrollo de la generación y la transmisión con el de la distribución.

- Optimizar la operación del sistema eléctrico.

- Mejorar la calidad del servicio.

- Alcanzar el equilibrio entre las regiones.

- Hacer dinámicos los planes de expansión de generación.

- Facilitar el proceso de distribución de racionamientos y excedentes de energía.

- Reducir las diferencias tarifarias existentes.

Sin embargo, no parece factible alcanzar la centralización en las decisiones sin concentrar en una sola entidad la propiedad y ejecución de los proyectos de generación y transmisión. Lo anterior conduciría a que las empresas regionales se especialicen en el proceso de distribución de la energía eléctrica.

La problemática sectorial no puede resolverse con estrategias de corto plazo, puesto que su causa reside en factores que sólo responden a tratamientos relativamente largos en el tiempo.

Hasta aquí un breve recuento de la situación y perspectivas hasta 1986. En el proyecto de ley del Sector Eléctrico, presentado al Congreso el 27 de agosto de 1992, se encuentra en la exposición de motivos, en el Capítulo IV - Estructura y Evolución del Sector Eléctrico, lo siguiente:

"El sector eléctrico colombiano ha sido objeto de la preocupación del Gobierno Nacional por su alto nivel de inversión y endeudamiento, y su crónica insolvencia financiera, que ha ocasionado serios transtornos al manejo económico del país. Asimismo, las deficiencias de índole administrativa y de gestión gerencial han propiciado un crecimiento de costos por encima de los índices de inflación.

Los elevados costos de provisión del servicio, los rezagos en las tarifas, el elevado servicio de la deuda y la baja capacidad de ahorro en las empresas, entre otros factores, han colocado las finanzas del sector eléctrico en condiciones precarias. El nivel de endeudamiento alcanzado y su liquidez crónica, que se ha acentuado notoriamente desde mediados de la década pasada, han producido una delicada situación de insolvencia en la mayoría de las empresas eléctricas.

De manera reiterada se ha intentado solucionar, sin éxito, esta compleja situación financiera con una estrategia combinada de ajustes administrativos y de consecución de nuevo financiamiento. Sin embargo, en los últimos años se ha podido constatar que la problemática sectorial no puede resolverse con estrategias de corto plazo, puesto que su causa reside en factores que sólo responden a tratamientos relativamente largos en el tiempo.

El Programa de Ajuste del Sector Eléctrico, desarrollado en el período 1987 - 1990, demostró fehacientemente que no es posible resolver los problemas ni por la vía de diferir unas soluciones para privilegiar otras, ni por la vía puramente financiera.

Una solución financiera definitiva no es posible sin cambios estructurales. Para ello se requiére vigorizar al sector introduciendo la competencia en aquellas actividades que lo permitan, como la generación de electricidad; consolidando entidades estatales encargadas de la planeación, de la regulación, y del control, inspección y vigilancia de las empresas; acercando las tarifas a los costos reales; adoptando sistemas claros de subsidios para las familias pobres; induciendo una gestión eficiente de las empresas estatales; y abriendo las puertas al sector privado. Existe conciencia en el Gobierno de que esta estrategia es la única forma de lograr una solución perdurable para el sector eléctrico.

El Diagrama No. 3 ilustra la compleja organización actual del sistema eléctrico colombiano, donde coexisten entidades de la naturaleza más diversa, todas ellas de carácter público.

Una serie de estudios, iniciados en 1988, y que han servido de fundamento para el diseño del Proyecto de Ley, llevaron a la conclusión que la organización del sector fue apropiada hasta finales de la década de los años 70 cuando culminaron importantes esfuerzos relativos a la ampliación de la cobertura del servicio de electricidad en todo el territorio nacional. No obstante, dicha organización dejó de ser adecuada para una industria madura y compleja desde el punto de vista administrativo, operativo y financiero.

La obsolescencia de este esquema institucional, que ha dado lugar al desarrollo de vicios e ineficiencias y la impotencia del Estado para eliminarlos, se encuentra en el origen de los múltiples problemas que aquejan al sector eléctrico.

Respecto a la situación actual, a continuación presentaré algunas ideas generales sobre el último documento CONPES "Plan de Expansión de Referencia del Sector Eléctrico 1998 - 2002". A mi manera de ver, y en eso comparto el punto de vista del doctor Held, no parecería que existieran problemas desde el punto de vista de alternativas técnicas con excepción de las relacionadas con el gas tanto para generación como para sustitución dada su incertidumbre. No nos olvidemos que no hace mucho tiempo ISA le preguntó a ECOPETROL sobre la disponibilidad de gas en Chinú y la respuesta fue positiva de tal forma que ISA construyó allí unas turbogas y parece que hasta ahora se encontró la materia prima para ponerlas en funcionamiento. ¿Con qué certeza se sustenta una oferta de energía a partir del gas? No creo que el meollo del asunto esté en la nueva estrategia institucional que no es nueva. El problema se centra, como siempre, en los requerimientos financieros para la ejecución del plan.

- La generación interna neta de fondos supone un avance importante en la eliminación del rezago tarifario. ¿Qué tan viable es eso?

- ¿De dónde salen los recursos y cómo se van a ejecutar los programas para reducir las pérdidas al 16.6 % en 1995?

- ¿Qué análisis serio hay para la participación del sector privado en los proyectos de generación?

- Las empresas públicas y las regiones están dispuestas y tienen recursos para participar en el Plan de Referencia?

- ¿Qué tan factible es conformar nuevas empresas que sí sean financieramente viables?

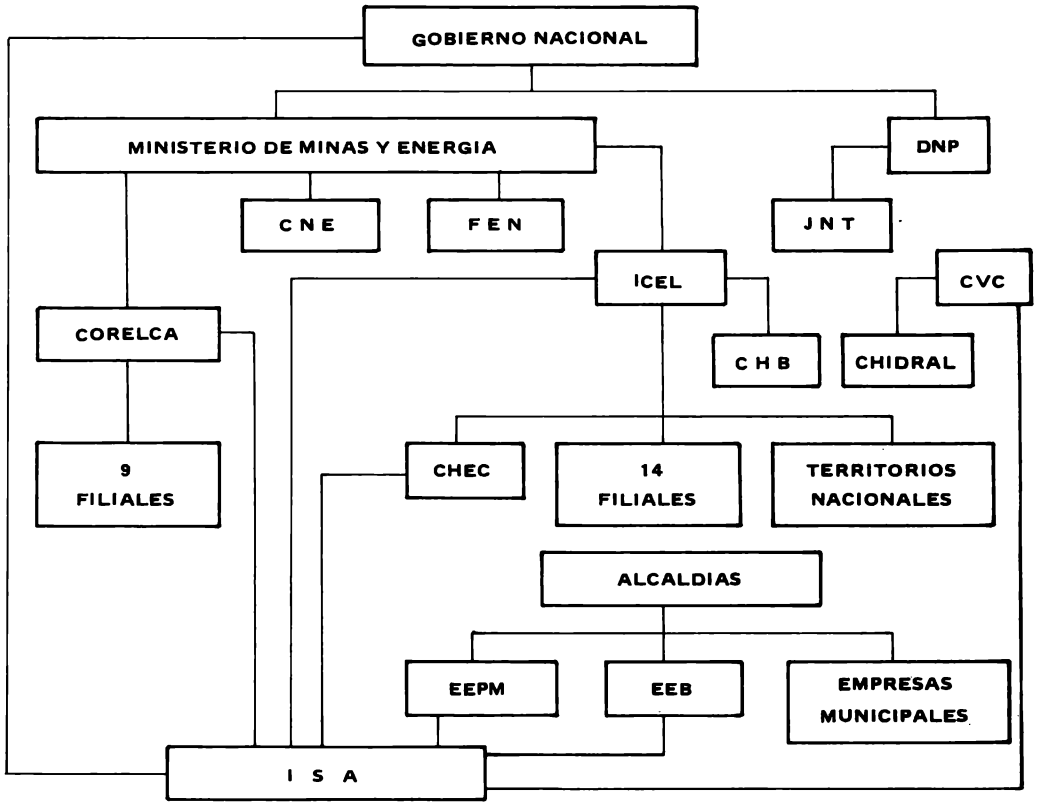
En el aspecto institucional y regulatorio se menciona que la ejecución del Plan depende en gran medida de la aprobación del Proyecto de Ley Eléctrica que en menos de un año se ha presentado 2 veces al parlamento por parte del gobierno. ¿Si será que una ley soluciona en gran medida los problemas que ha padecido el sector eléctrico en muchísimos años?

De todo lo anterior surge el principal interrogante y la causa, a mi juicio, de toda la problemática del sector eléctrico: ¿Cuál es la viabilidad financiera real de el Plan de Expansión de Referencia?

Con relación al nuevo concepto del plan que se caracteriza por su flexibilidad, su naturaleza dinámica, su menor vulnerabilidad, la combinación de distintas fuentes energéticas y la participación del sector privado, creo que es un esfuerzo técnico importante que ha hecho ISA. La recomendación de una revisión continua para adaptarse a las condiciones futuras y la solicitud a la Comisión de Energía e ISA para establecer un sistema para la continua revisión del Plan de Referencia me parece básica dado que, uno de los problemas que siempre se ha tenido con los planes, programas y proyectos que se aprueban en el CONPES, es su poco o ningún seguimiento y control.

DIAGRAMA No. 3

SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO:
ESTRUCTURA INSTITUCIONAL ACTUAL



Finalmente, quiero mencionarles lo que expresa el doctor Jaime Silva de Asesoría y Gestión y Cía. Ltda., en la evaluación EX–POST del proyecto hidroeléctrico del Guavio, con relación al "Marco Institucional y la Responsabilidad": "La existencia de un marco institucional claro para la ejecución de proyectos de inversión en el sector público es capital. Este marco institucional debe cubrir todos los niveles, desde el relativo a la gerencia del proyecto, hasta aquel en el que se inserta el sector al cual pertenece la entidad ejecutora". En opinión del Consultor, gran parte de los sobrecostos que ha tenido que pagar el país a propósito de numerosos proyectos realizados por entidades públicas, es debido precisamente a la ausencia de este marco institucional. El caso del sector eléctrico es una muestra fehaciente de esta afirmación.

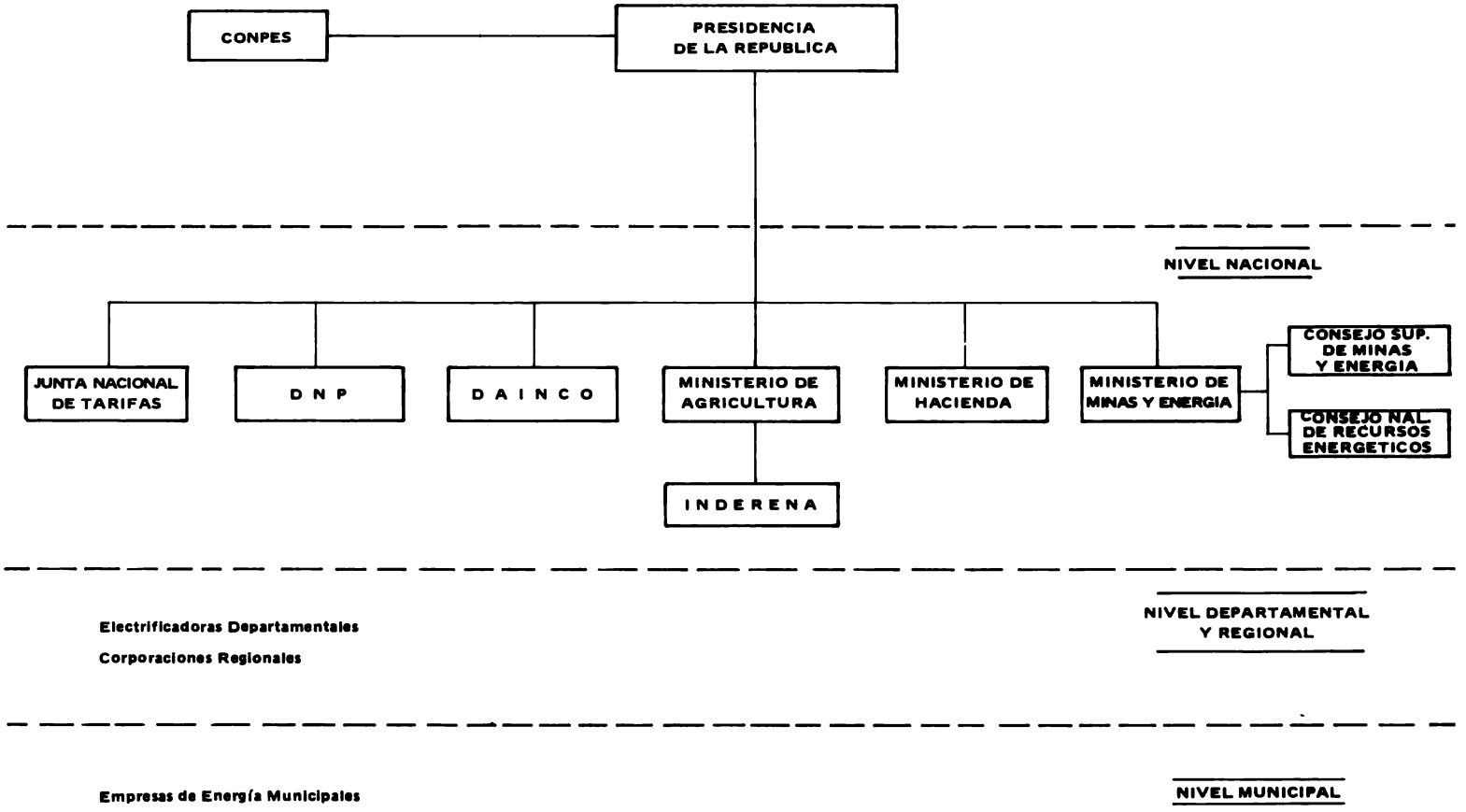
Al nivel inferior, referido a la administración del proyecto, debe existir una Gerencia con facultades y atribuciones bien definidas, de tal manera que sea posible establecer inequívocamente su grado de responsabilidad. Tratar de suplir una estructura ejecutiva sólida mediante la creación de una superestructura de supervisión, es posiblemente el peor error. Esto, desafortunadamente, ocurre con mucha frecuencia en el país. Una superestructura de este tipo generalmente está compuesta por personas de muy alto nivel, pero que carecen del conocimiento pormenorizado y del tiempo requerido para ejercer una supervisión efectiva. En estas circunstancias, la creación de estos cuerpos generalmente resulta en una instancia tramitacional adicional que complica el manejo administrativo sin mejorar el control, con el agravante de que diluye la responsabilidad que en principio cabe al gerente del proyecto. Por esta razón, es recomendable que para proyectos de inversión grandes se trabaje siempre bajo el concepto de "Gerencia de Proyecto", estableciendo una organización desligada de la estructura interna de la entidad ejecutora, que permita manejar y supervisar el proyecto como una empresa aparte. Esto facilita la supervisión real y hace posible tomar medidas oportunas cuando el desarrollo del proyecto lo haga aconsejable.

De manera similar, el proyecto debe ser una responsabilidad exclusiva de la entidad ejecutora y debe estar sujeto a las posibilidades de ésta. Si por sus características el proyecto desborda las posibilidades de la empresa, debe optarse por uno de tres esquemas: uno, no hacer el proyecto hasta tanto la entidad ejecutora adquiera la capacidad para adelantarlo; otro, en caso de que el proyecto trascienda la empresa (tanto por su importancia para el país como por su tamaño) establecer una estructura decisional en la cual tengan asiento las entidades que deben prestar su concurso; el tercero, que es el recomendado por el Consultor, establecer claramente desde el principio las condiciones en las cuales el proyecto deja de tener el respaldo de la Nación, quedando la entidad ejecutora expuesta a las consecuencias de su propia gestión.

Si este último camino se hubiese tomado en el caso del Guavio, la suerte del proyecto y de la empresa hubiese sido distinta. En este caso, muy rápidamente la EEB se habría enfrentado a la necesidad de reestructurarse drásticamente como única forma de no desaparecer, o de vender el proyecto, o ambas cosas. Puesto que en la práctica lo que ha sucedido en este caso es que la empresa ha contado con una línea de crédito abierta por el Gobierno Nacional, en el fondo nada ha pasado. La EEB continúa hoy, básicamente, con sus mismos problemas administrativos, de pérdidas, de costos operacionales, de injerencia política, local, etc., que han caracterizado su operación en los últimos diez años.

DIAGRAMA No. 4

ESQUEMA REGLAMENTARIO DEL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
1984



FUENTE: ESSE, VOLUMEN 14, INFORME CONSTITUCIONAL, 1981