

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**GRUPO ESPECIAL PARA REFORMAS ESTRUCTURALES
AL SECTOR ELECTRICO**

1992

333.7932
6892

MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION

GRUPO ESPECIAL PARA

REFORMAS ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO

- INFORME PRIMERA FASE -

Integrantes del Grupo: Alberto Brugman
Jaime Millán
José Manuel Mejía
Carlos Trujillo
Jorge Eduardo Chemás
Gustavo Duque
Luz Esperanza Rojas

VERSION REVISADA

Santafé de Bogotá, Marzo 25 de 1992

**GRUPO ESPECIAL PARA
REFORMAS ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO
- INFORME PRIMERA FASE -**

Contenido

I.	INTRODUCCION	1
II.	SITUACION ACTUAL DE LAS EMPRESAS	2
III.	SANEAMIENTO FINANCIERO DE CHB, ICEL Y CORELCA	4
	A. Esquema general de las soluciones.	4
	B. Fundamentos Jurídicos.	6
	C. Aspectos Laborales.	7
	D. Aspectos Presupuestales y Financieros.	8
IV.	DEFINICIONES PARA EL PERIODO DE TRANSICION.	12
	A. Manejo de activos por parte de la Nación.	12
	B. Comercialización de Energía, Tarifas y Cargos por Uso de la Red - Estación Invierno 1992.	13
V.	DEFINICIONES PARA LA CONFIGURACION FUTURA DEL SECTOR	13
	A. Disposición de activos de Generación de la Nación.	13
	B. Definición de cargos por uso de la Red.	15
	C. Consideraciones sobre la Expansión del Sistema.	16
VI.	RECOMENDACIONES.	17
ANEXOS:		
I.	Proyectos de Decreto.	
II.	Información Financiera CHB, ICEL, CORELCA.	
III.	Recomendaciones de FEN para el tratamiento de las deudas de ICEL y CHB con FEN.	
IV.	Valoración Económica.	
V.	Esquema Inicial de Cargos por Uso de la Red de Transmisión.	
VI.	Comercialización de Energía.	
VII.	Disposición de activos de la Nación.	
VIII.	Consideraciones sobre la expansión de la generación.	

I. INTRODUCCION

El presente documento resume los resultados y recomendaciones de la Primera Fase del trabajo adelantado por el "Grupo Especial para la Reestructuración del Sector Eléctrico", designado por los Señores Ministros de Hacienda y Crédito Público, Doctor Rudolf Hommes, de Minas y Energía, Doctor Juan Camilo Restrepo, y el Jefe del Departamento Nacional de Planeación, Doctor Armando Montenegro, para el diseño de las soluciones a los problemas financieros que presentan las empresas del sector eléctrico de orden nacional y de las reformas estructurales que resulten convenientes y necesarias para garantizar su saneamiento financiero.

El trabajo del Grupo Especial se ha adelantado en un marco general de reestructuración del sector en el cual diferentes entidades adelantan otras acciones paralelas, entre las cuales se destacan:

Definición del Marco Legal para el Sector: Proyectos de Ley Eléctrica y de Servicios Públicos. Estos proyectos definen una serie de principios que orientan la conformación de la nueva estructura del sector, como son:

- Creación de un mercado competitivo entre empresas como medio para fomentar la eficiencia en el sector, terminado con la condición monopolística en los campos donde es posible.
- Apertura al sector privado para fortalecer la competencia y estimular la incorporación de nuevas fuentes de capital.

Acciones para incentivar la participación del sector privado: Se adelantan las siguientes acciones tendientes a incentivar la participación del sector privado:

- Contratación de asesores externos para adelantar procesos de privatización de plantas. (Crédito Público, DNP).
- Contratación de un crédito con la Banca Multilateral para financiar procesos de privatización. (Crédito Público, DNP).

Otras acciones de Saneamiento Financiero del Sector: En este campo las acciones que adelantan paralelamente otras entidades son:

- Recuperación de las electrificadoras filiales de ICEL y CORELCA. (DNP - Documento CONPES - 2585 de Marzo 5 de 1992).
- Esquema de soluciones al problema de caja del Sector para 1992. (DNP, FEN, MINHDA).

Las acciones del Grupo Especial correspondientes a esta Primera Fase se concentraron en las propuestas para el saneamiento financiero general de CHB e ICEL y una propuesta preliminar para CORELCA; en la definición de la etapa de transición hacia una nueva estructuración del Sector Eléctrico; y en el planteamiento de alternativas y requerimientos para la configuración futura del sector, a la luz de los principios incluidos en los proyectos de Ley.

Como complemento a este informe de la primera fase, se adelantaran acciones tendientes al perfeccionamiento de las medidas correspondientes al saneamiento financiero de las entidades mencionadas, a la implementación de las medidas recomendadas para el período de transición y a completar los análisis necesarios para la definición de la configuración futura del sector. Esta Primera Fase, se espera concluir el 30 de Abril de 1992.

La Segunda Fase comprende la ejecución misma de las acciones definidas en la primera fase y podría prolongarse durante el resto del año. Se recomienda asignar tareas específicas a diferentes entidades ejecutoras, así como designar un Coordinador Ejecutivo que apoyado por un Comité conformado por representantes de los Señores Ministros y del Jefe de DNP, desarrolle la tarea de seguimiento y apoyo a las entidades ejecutoras. De considerarse necesario se podría contar con la colaboración de consultores especializados.

II. SITUACION ACTUAL DE LAS EMPRESAS

La situación financiera de las empresas del sector refleja en el mediano plazo un estado de insolvencia (quiebra) en algunas de ellas y de iliquidez en casi todas las demás. Para 1992 los faltantes estimados, en algunas entidades del orden nacional y municipal, son de tal magnitud que la FEN estaría imposibilitada para continuar el proceso de refinanciamientos con recursos captados en el mercado interno.

Los principales indicadores financieros de las empresas del orden nacional, de acuerdo con la proyección de la situación actual se resume en el CUADRO No. 1.

En términos generales, las empresas CHB e ICEL, presentan una situación de completa insolvencia, en las cuales el valor económico de sus activos, acorde con su potencial de producción, no les permitirá en su vida útil cancelar los pasivos acumulados.

CUADRO No. 1
EVALUACION FINANCIERA
US\$ Millones

	ICEL	CHB	CORELCA	ISA
VALOR ECONOMICO VIDA UTIL	572	531	627	2625
VPN AHORRO BRUTO 1992-2000	121	296	527	1431
PASIVOS TOTALES 1991	650	633	596	1424
VPN INVERSION	86	0	73	1137
Crecimiento Deuda (% anual)	15.9	11.6	-12.5	4.1

El ICEL presentaba a Junio 30 de 1991, fecha de los últimos estados financieros disponibles, pasivos por US\$ 757 millones, estimándose que al finalizar 1991, estos serán del orden de US\$ 650 millones (debido al efecto de la capitalización en ISA efectuada por el Gobierno Nacional). Una suma superior a US\$ 200 millones representaban obligaciones vencidas y no atendidas, o refinanciadas a corto plazo. El ahorro bruto en el período 1992-2000, en el cual prácticamente la totalidad de los pasivos será exigible, tan sólo le permitiría cubrir menos del 18% de los pasivos totales que presentaba al finalizar 1991. Para 1992, el flujo de caja presenta un faltante de US\$ 118,7 millones, sin atender las obligaciones vencidas con ISA por US\$ 197 millones.

La sociedad CHB ha acumulado pasivos a Dic. 31 de 1991 por US\$ 633 millones, de los cuales más de US\$ 200 millones se encontraban vencidos en dicha fecha. El ahorro bruto en el período 1992-2000, en el cual la totalidad de los pasivos será exigible, tan sólo le permitiría cubrir el 47%, de los pasivos totales que presentaba al finalizar 1991. El flujo de caja para 1992, presenta requerimientos por financiar de US\$ 311.4 millones, aún suponiendo que, por recuperación de deudas vencidas, tendrá en 1992 un recaudo por ventas de energía superior a las ventas del año.

En el caso de CORELCA e ISA, aunque presentan un valor económico superior a sus pasivos a Dic. 31 de 1991, el valor presente de su ahorro bruto en el período 1992-2000, en el cual serán exigibles dichos pasivos, es prácticamente igual a los mismos. En esta forma, éstas no contarían con recursos para adelantar programas de inversión en generación y transmisión requeridos. Para 1992, estas entidades presentan faltantes de US\$ 131,1 millones y US\$ 238,9 millones respectivamente; este último podría disminuirse en el monto de los pagos que recibiera por las deudas atrasadas que tiene el ICEL.

Las proyecciones de CORELCA e ICEL parten del supuesto de que las ELECTRIFICADORAS filiales estarán en condiciones de efectuar las contribuciones previstas. Para ello es fundamental que se implante el programa de saneamiento previsto en documento CONPES 2585 de Marzo 4 de 1992.

Si no se efectúan procesos de saneamiento financiero, como capitalización de empresas, subrogación de deudas, venta de activos, liquidación o reestructuración, el sector requeriría continuar un proceso indefinido de refinanciamientos, el cual implicaría para la FEN el recurrir a captaciones en el mercado interno o endeudamiento externo por encima de sus capacidades, o absorber fondos del Estado que podrían ser dedicados a otras actividades. Para el período 1992-1994, una estimación preliminar de los préstamos brutos que requerirían las empresas del sector eléctrico de la FEN ascendería a un valor superior a los US\$ 2,000 millones.

III. SANEAMIENTO FINANCIERO DE CHB, ICEL Y CORELCA

A. Esquema general de las soluciones.

Las propuestas de saneamiento financiero de CHB, ICEL y CORELCA se enmarcan en los principios de los proyectos de Ley y se complementan con las acciones de recuperación financiera de las electrificadoras adoptadas por el Gobierno Nacional.

Las empresas que presentan una situación financiera de insolvencia total son CHB e ICEL, las cuales, dadas las perspectivas futuras mencionadas no estarán en capacidad de repagar sus deudas, por lo cual el proceso de continuar refinanciando los pagos del servicio de deuda no puede continuar. Se requiere una solución estructural inmediata.

La alternativa recomendada para CHB es que el Gobierno Nacional asuma directamente la propiedad de la misma. Para cumplir este objetivo existen diferentes vías legales, como la liquidación de la sociedad actual, la capitalización de deudas por el Gobierno Nacional o la fusión con otras entidades (por ejemplo, ISA). Se ha preferido la vía de capitalización por parte del Gobierno Nacional, para mantener la estructura de sociedad anónima que actualmente posee CHB S.A., en forma tal que permita desarrollar el proceso de re-organización de los activos de generación de la Nación.

El proceso de capitalización de CHB se llevará a cabo asumiendo el Gobierno Nacional la deuda externa de la sociedad y convirtiendo ésta y los pasivos que la CHB tiene con el Gobierno Nacional en

acciones. Esta conversión estará precedida por un reconocimiento del menor valor de la sociedad, que se instrumentará mediante la reducción del valor nominal de sus acciones, a un valor tal que refleje el valor económico de la empresa. El Gobierno Nacional recibiría, además de CHB, la línea Betania - Popayán, la cual sería capitalizada en ISA.

En el caso de ICEL se recomienda que la Nación asuma la totalidad de los pasivos, recibiendo en dación de pago, todos sus activos productivos y financieros (Plantas de Generación y Transmisión, acciones en ISA y en electrificadoras filiales y cuentas por cobrar a las filiales). El ICEL conservaría las funciones de atención a las zonas no interconectadas y de desarrollo de los programas especiales en los cuales el Gobierno Nacional deba invertir recursos del Presupuesto Nacional. Para desarrollar estas labores, se propone que el Instituto conserve los activos necesarios.

Los análisis preliminares de CORELCA, muestran que se presenta una situación de presión sobre su flujo de fondos en los primeros años, que de continuar el proceso de refinanciamientos podría conducir a la empresa a una situación similar a la del actual ICEL. Se requiere por tanto adoptar soluciones que permitan liberar ahorro futuro para adelantar el programa de inversiones. Se propone a cambio de las deudas con el Gobierno Nacional y de la deuda externa, que serían asumidos por la Nación, que CORELCA entregue en dación de pago los activos de la central de Termocartagena y las acciones que posee en ISA.

Si bien con las anteriores medidas, CORELCA estaría en condiciones de adelantar un programa de inversiones reducido, para ejecutar proyectos de la magnitud de Urrá se requerirá de medidas adicionales, como la venta de otros activos (por ej. Electrificadora de San Andrés) y la participación del sector privado en este proyecto. Con relación a Termocartagena la medida permitiría reorientar el manejo laboral de esta Central, con miras a estimular un proceso de repotenciación de la misma con participación del sector privado.

ISA presenta en el corto plazo una situación apremiante de liquidez, para lo cual será necesario que el Gobierno Nacional cancele las obligaciones que adeuda el ICEL lo mas pronto posible. Para el largo plazo se evidencia una incapacidad para ejecutar el plan de inversiones en generación y transmisión previsto. El plan de soluciones financieras de largo plazo, dependerá de la decisión que se adopte sobre las alternativas de disposición de activos de generación de la Nación presentada en el capítulo V. De todas formas, se considera que, de acuerdo con los principios de los proyectos de Ley presentados al Congreso de la República, se debe emprender un proceso de reestructuración, como resultado del cual

se incentive la participación del sector privado para la ejecución de los proyectos futuros.

El grupo ha considerado que el desmote de la intermediación de energía a otras empresas, como el que hacía ICEL con sus electrificadoras, debe extenderse a otras entidades como CORELCA, CHEC y CVC. Como parte del esquema de soluciones se plantean los aspectos correspondientes a este desmote. El trabajo incluyó además el diseño de un esquema de cargos por transmisión cuya primera etapa se propone implantar en forma inmediata.

B. Fundamentos Jurídicos.

Para llevar a cabo parte de las acciones de la reforma estructural del Sector Eléctrico y, en especial, el saneamiento económico y financiero de CHB, ICEL y CORELCA pueden utilizarse las siguientes alternativas:

1. Artículo transitorio 20 de la Constitución Política : En virtud de esta norma el Gobierno Nacional, durante el término de 18 meses contados a partir de la entrada en vigencia de la nueva Constitución y teniendo en cuenta la evaluación y recomendaciones de una comisión conformada por tres expertos en Administración Pública o Derecho Administrativo, designados por el Consejo de Estado; tres miembros designados por el Gobierno Nacional y uno en representación de la Federación Colombiana de Municipios, está facultado para suprimir, fusionar o reestructurar las entidades de la rama ejecutiva, los establecimientos públicos, las empresas industriales y comerciales y las sociedades de economía mixta del orden nacional, con el fin de ponerlas en consonancia con los mandatos de la presente reforma constitucional y, en especial, con la redistribución de competencias y recursos que ella establezca.

2. Ley 51 de 1990 : El Artículo 189, Ordinales 15 y 16 de la Constitución Política, atribuyó al Presidente de la República la facultad de suprimir o fusionar entidades u organismos administrativos nacionales de conformidad con la Ley, así como también la de modificar la estructura de las demás entidades u organismos administrativos nacionales, con sujeción a los principios y reglas generales que defina la Ley.

Por su parte, la Ley 51 de 1990 autoriza al Gobierno Nacional para realizar operaciones tendientes al saneamiento de obligaciones crediticias entre entidades públicas. Entre las acciones autorizadas se cuentan las compensaciones o daciones en pago, las capitalizaciones, el reordenamiento, la fusión o la liquidación de los respectivos entes públicos, si se cumplen los presupuestos previstos en dicha norma. Además, en dicha normatividad se

autoriza al Gobierno Nacional para enajenar los bienes obtenidos por la Nación, en virtud de tales acciones, que no sean necesarios o adecuados para la prestación del servicio público a su cargo y para destinar su producto a la financiación de programas de reducción de gastos de funcionamiento, amortización de obligaciones de deuda pública interna y para realizar inversiones.

En el Anexo I se presentan los proyectos de Resoluciones aplicando la Ley 51 de 1990 para llevar a cabo las operaciones de saneamiento financiero y el Decreto correspondiente (artículo 20 transitorio de la Constitución Política) para las reformas estructurales de ICEL.

C. Aspectos Laborales.

Aunque los procesos de saneamiento financiero no afectan a un número muy grande de empleados o trabajadores, sin embargo, se han previsto en los diferentes proyectos de decreto, las cláusulas correspondiente para proteger los derechos de aquellos trabajadores que pudieran resultar afectados.

En el caso del personal del ICEL, el proceso de retiro de personal se ha venido adelantando desde 1991 y deberá completarse hasta el nivel de personal requerido para las nuevas funciones. En el caso de las electrificadoras filiales que actualmente operan algunas plantas mediante contratos excesivamente onerosos con el ICEL (como los correspondientes a Tasajero, Paipa y Río Prado) se podría considerar que en el contrato de fiducia que celebre la Nación para la operación de las plantas, se de prelación, en igualdad de condiciones frente a terceros, a los actuales operadores, para contratar el manejo, operación y mantenimiento de las Centrales, siempre y cuando se asocien como cooperativa de trabajo establecida dentro del marco de la Ley 79/88. En este caso, el respectivo contrato se celebraría con la Cooperativa.

Para el caso de los trabajadores de CORELCA, el contrato de fiducia que se celebre con la Nación para operar la planta de Termocartagena, podría estipular que en la contratación de la operación y mantenimiento de la planta se le diera prelación en igualdad de condiciones a trabajadores asociados en cooperativa. El personal no requerido por CORELCA sería reubicado en otras funciones de la Corporación o indemnizado de acuerdo con los regímenes legal y laboral para cada categoría de servidores públicos.

Es importante destacar que por ser el negocio de la generación relativamente poco intensivo en el uso de mano de obra, el problema laboral no adquiere las dimensiones que podría tener en otros sectores, facilitando así el proceso de reforma. Este problema es

mas severo para las electrificadoras en cuyo caso el problema laboral constituye uno de los principales factores de ineficiencia en la gestión.

D. Aspectos Presupuestales y Financieros.

1. Situación Financiera de 1992: Las cifras consolidadas de los flujos de caja de las empresas del sector muestran para 1992 un déficit de US\$ 1038 millones, distribuidos así: EEB US\$ 238 millones, ICEL US\$ 119 millones, CORELCA US\$ 131 millones, CHB US\$ 311 millones e ISA US\$ 239 millones. En el Cuadro 2, se presenta la discriminación de este faltante.

Estas cifras consideran que el pago de las deudas atrasadas de ICEL a ISA por US\$ 197 millones, sería efectuado en 1992 por el Gobierno Nacional. El pago será efectuado entregando US\$ 100 millones y las líneas de transmisión y subestaciones recibidas de ICEL y CHB, las cuales se estima que tiene un valor económico cercano a los US\$ 100 millones. El faltante de ISA, después de estos pagos, sería de US\$ 139 millones. ISA requeriría apoyos de FEN-CADEX en el primer semestre del año y durante el segundo semestre cubriría sus necesidades de deuda externa con los recursos que reciba del Gobierno Nacional.

Las soluciones al faltante para 1992, se discriminan así:

- La FEN prestará US\$ 369 millones a las empresas del sector para refinanciar pagos de deuda, con recursos provenientes del crédito integrado (US\$ 150 millones), captaciones en el ahorro interno (US\$ 111 millones) y refinanciación a largo plazo de la deuda con Ecopetrol, Telecom y FNA (US\$ 107,6 millones).
- El Gobierno Nacional destinará recursos para inversión por US\$ 100.7 millones, mediante créditos a EEB (US\$ 89,7 millones) e ISA (US\$ 11 millones), utilizando recursos de los créditos CBI (US\$ 81 millones) y del crédito en trámite ante el BID para Guavio (US\$ 19,7 millones).
- La Nación, por su parte, recibirá activos de CHB, ICEL y CORELCA en pago de deudas vencidas o por vencerse en 1992 (US\$ 277 millones) y de los recursos por US\$ 260 millones que aportará a estas entidades para cubrir faltantes de servicio de deuda en el presente año y pagar deudas atrasadas de ICEL con ISA.

CUADRO No. 2
SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
SITUACION FINANCIERA 1992
US\$ Millones

	EEB	CORELCA	ICEL	CHB	ISA	TOTAL
Ingresos corrientes	436,6	160,3	120,2	67,1	314,9	1.099,1
Créditos Inversión	89,7	4,3	0,0	0,0	173,4	267,4
Pagos corrientes	206,9	102,5	108,2	2,7	67,8	488,1
Pagos Inversión	146,8	13,9	27,9	1,6	218,5	408,7
Servicio Deuda	410,9	179,3	102,8	374,3	440,9	1.508,2
FALTANTE	-238,3	-131,1	-118,7	-311,5	-238,9	-1.038,5
Soluciones:						
FEN - Integrado	64,0	38,0	0,0	0,0	48,0	150,0
FEN - CADEX	35,0	20,0	0,0	0,0	56,0	111,0
FEN - Refinanc.	49,7	0,0	0,0	42,0	15,9	107,6
Subtotal FEN	148,7	58,0	0,0	42,0	119,9	368,6
GOB.- Crédito CBI	70,0	0,0	0,0	0,0	11,0	81,0
Crédito BID Guavio	19,7	0,0	0,0	0,0	0,0	19,7
Subtotal Crédito	89,7	0,0	0,0	0,0	11,0	100,7
Por deudas vencidas	0,0	43,3	30,1	203,8	0,0	277,2
Por aprop. presupuestal	0,0	24,0	80,0	56,0	100,0	260,0
Subtotal por activos	0,0	67,3	110,1	259,8	100,0	537,2
TOTAL SOLUCIONES	238,4	125,3	110,1	301,8	230,9	1.006,5
Por definir	0,1	-5,8	-8,6	-9,7	-8,0	-32,0

1/ Apropriaciones del Presupuesto de la Nación para cubrir servicio de deuda no financiado de ICCEL, CHB y CORELCA y el pago parcial de las deudas de ICCEL con ISA, con recursos del Crédito de inversión privada (US\$ 60 millones), del crédito de ECOPETROL a la Nación (US\$ 100 millones) y nuevos recursos captados por el Gobierno Nacional (US\$ 100 millones). En el caso de ICCEL, CHB y CORELCA, estos aportes se convierten en deudas de las entidades para ser cancelados mediante daciones en pago de activos o capitalizaciones.

2/ El faltante calculado para ISA supone que la cancelación de las deudas atrasadas de ICCEL por US\$ 197 millones, la efectuará el Gob. Nal. entregando US\$ 100 millones y las líneas recibidas de ICCEL y CHB con un valor cercano a los US\$ 100 millones.

Las operaciones de refinanciamiento de deuda por parte de FEN con recursos CADEX y la reprogramación de deudas con fondos del crédito integrado deben llevarse a cabo antes de Junio 30 de 1992.

Del faltante para 1992, quedan por definir recursos por US\$ 32 millones, los cuales serían trasladados a 1993.

2. Deudas asumidas por la Nación: Al realizar las transformaciones planteadas en el presente documento el Gobierno Nacional asumiría pasivos de CHB, ICEL y CORELCA que a Dic. 31 de 1991 ascendían a US\$ 1,178 millones, recibiendo a cambio activos de las mismas. El monto de estos pasivos que efectivamente asuma la Nación variará según la fecha efectiva en que se realicen las transacciones.

Los pasivos que la Nación asumiría se pueden resumir de la siguiente forma:

- US\$ 650 millones correspondientes a pasivos del ICEL, los cuales incluyen, US\$ 122,1 millones de deuda externa, US\$ 165,6 millones de deuda interna en moneda extranjera, US\$ 16,6 millones de deuda interna en moneda local, US\$ 197 millones en deudas de ICEL con ISA y CHB, y US\$ 150 millones de otras deudas. A cambio de estos, la Nación recibiría los activos de generación y transmisión de ICEL (exceptuando los destinados a zonas no interconectadas) y todos los demás activos financieros de ICEL (acciones en ISA, FEN y filiales).
- US\$ 187 millones, en saldos de deuda externa (US\$ 143,7 millones) y deudas con el Gobierno Nacional (US\$ 43,3 millones) de CORELCA, a cambio de la central térmica de Cartagena y las acciones que está posee en ISA.
- US\$ 341 millones, como resultado de la capitalización de CHB. De estos, US\$ 137 millones corresponden a deuda externa y los US\$ 204 millones restantes a deudas con el Gobierno Nacional. A cambio de estos, la Nación recibiría acciones de la sociedad.

Las deudas asumidas por la Nación tendrían un servicio de deuda cuya discriminación se presenta en el Cuadro No. 3.

En 1992, de los US\$ 626,9 millones asumidos por la Nación, una parte sustancial corresponde a obligaciones de las empresas con la Nación (US\$ 277 millones) que no implicarán erogaciones efectivas por parte de la Nación. Las erogaciones efectivas serían US\$ 260 millones, a ser financiados con los recursos previstos del crédito de inversión privada (US\$ 60 millones), del crédito de ECOPETROL (US\$ 100 millones) y de nuevas captaciones de la Nación (US\$ 100 millones). El pago de las obligaciones de ICEL a ISA, incluiría las líneas recibidas de ICEL y CHB, lo cual no implicarían erogación efectiva de la Nación.

CUADRO No.3
SERVICIO DE LAS DEUDAS ASUMIDAS POR LA NACION
US\$ Millones

	<u>1992</u>	<u>1993</u>	<u>1994</u>
CHB	259,8	26,4	24,8
Crédito Externo	56,0	26,4	24,8
Deudas con la Nación	203,8		
CORELCA	67,3	34,8	24,9
Crédito Externo	24,0	34,8	24,9
Deudas con la Nación	43,3		
ICEL	299,8	51,0	42,6
Crédito Externo	40,1	17,6	9,3
Crédito interno M.E.	30,8	32,3	32,2
Crédito Interno M.L.	31,9	1,1	1,1
Deudas con ISA y otros	197,0		
Total	626,9	112,2	92,3

1/ No se incluye el servicio de deuda de CHB e ICEL (en 1992), que sería cubierto con los recursos propios apropiados en los respectivos presupuestos. En el caso de CORELCA, los US\$ 24 millones se destinarían a deuda interna, pero CORELCA cubriría deuda externa por dicho valor.

3. Tratamiento de las deudas con la FEN: El Anexo IV presenta una propuesta sobre el tratamiento que se debe podría dar a las deudas de ICEL con la FEN, las cuales de acuerdo con el presente documento serían asumidas por la Nación.

Estas deudas ascienden aproximadamente a US\$ 163 millones y parte de ellas se encuentran vencidas. El tratamiento de las mismas se debe realizar buscando evitar efectos en la situación financiera de la FEN, que produzcan reacciones en cadena que puedan afectar las solicitudes de crédito de otras empresas del sector.

Para aquellas en que intervienen recursos de los bancos nacionales (aprox. US\$ 2.4 millones), por su monto relativamente pequeño, se debería buscar que mediante traslados de los recursos disponibles de la actual vigencia, sean canceladas en su totalidad. La Nación asumiría ante los bancos internacionales las deudas de ICEL con la FEN respaldadas en créditos de estas entidades.

1971	2,31	1,10
1972	2,31	1,10
1973	2,31	1,10
1974	2,31	1,10
1975	2,31	1,10
1976	2,31	1,10
1977	2,31	1,10
1978	2,31	1,10
1979	2,31	1,10
1980	2,31	1,10
1981	2,31	1,10
1982	2,31	1,10
1983	2,31	1,10
1984	2,31	1,10
1985	2,31	1,10
1986	2,31	1,10
1987	2,31	1,10
1988	2,31	1,10
1989	2,31	1,10
1990	2,31	1,10
1991	2,31	1,10
1992	2,31	1,10
1993	2,31	1,10
1994	2,31	1,10
1995	2,31	1,10
1996	2,31	1,10
1997	2,31	1,10
1998	2,31	1,10
1999	2,31	1,10
2000	2,31	1,10
2001	2,31	1,10
2002	2,31	1,10
2003	2,31	1,10
2004	2,31	1,10
2005	2,31	1,10
2006	2,31	1,10
2007	2,31	1,10
2008	2,31	1,10
2009	2,31	1,10
2010	2,31	1,10
2011	2,31	1,10
2012	2,31	1,10
2013	2,31	1,10
2014	2,31	1,10
2015	2,31	1,10
2016	2,31	1,10
2017	2,31	1,10
2018	2,31	1,10
2019	2,31	1,10
2020	2,31	1,10
2021	2,31	1,10
2022	2,31	1,10
2023	2,31	1,10
2024	2,31	1,10
2025	2,31	1,10
2026	2,31	1,10
2027	2,31	1,10
2028	2,31	1,10
2029	2,31	1,10
2030	2,31	1,10

... ..

... ..

... ..

... ..

IV. DEFINICIONES PARA EL PERIODO DE TRANSICION.

A. Manejo de activos por parte de la Nación.

El esquema para el manejo de los bienes recibidos por la Nación mientras se les da un destino definitivo sería el siguiente:

1. Plantas de Generación : Los activos de generación recibidos de ICEL y CORELCA, serían manejados, transitoriamente, mediante contratos de fiducia que celebraría el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Los fiduciarios podrían dar prelación, en igualdad de condiciones, a trabajadores asociados en cooperativa, para la contratación de la operación y mantenimiento de cada central.

2. Líneas y Subestaciones de Transmisión : Los activos de transmisión de CHB e ICEL (a 220 KV y algunos a 115 KV que también desempeñan esta función) deberían capitalizarse en ISA, para facilitar el manejo de la red del centro del país y por no justificar el mantener su manejo independiente. Previamente debería realizarse un inventario y una clara delimitación de estos activos.

La Línea Bucaramanga-Ocaña-Cúcuta deberá ser adjudicada por ICEL con el objeto de no demorar su ejecución y posteriormente sería transferida a ISA, con la subrogación del crédito correspondiente.

3. Líneas y Subestaciones de Subtransmisión : Los activos de subtransmisión de ICEL a 115 KV y voltajes menores, deberán ser entregados en fiducia al ICEL con instrucciones precisas para realizar un inventario de los mismos y precisar a que empresas benefician. Con base en ello se debería proceder a capitalizar en las Electrificadoras los sistemas que operan en las respectivas áreas de servicio.

4. Acciones de capital en las Electrificadoras : El ICEL deberá mantener una función transitoria de asesoría, gestión y control de las electrificadoras, mientras se enajenan las acciones de capital de la Nación dando prioridad a los Departamentos, Municipios, Trabajadores y Sector Privado de las respectivas regiones.

Dicha enajenación debería ser realizada con base en claros condicionamientos de manejo de estas empresas conforme a los proyectos de ley propuestos por el Gobierno al Congreso Nacional, en materia tanto de servicios públicos como de electricidad.

Paralelamente a lo anterior, el Gobierno (por intermedio del CONFIS y de FEN) debería realizar los convenios de desempeño con estas

empresas y estructurar un Grupo Profesional idóneo que pueda intervenirlas en caso de incumplimiento. Dicho grupo realizaría estas funciones mientras se establece la futura Superintendencia de Servicios Públicos.

B. Comercialización de Energía, Tarifas y Cargos por Uso de la Red - Estación Invierno 1992.

Antes del comienzo de la próxima estación de invierno, Mayo 1 de 1992, se deberían desmontar las intermediaciones en la comercialización de energía por parte de ICEL, CHEC, CORELCA y CVC. ISA transmisión como coordinadora de los intercambios deberá suministrar la información correspondiente para las diversas facturaciones. Se deberá mantener una coordinación a nivel de los grupos regionales de electrificadoras del ICEL (Nordeste, CHEC, THC, CEDENAR-CEDELCA).

El Decreto que se expida para reestructurar el ICEL, con base en el artículo 20 transitorio de la Constitución Política, incluirá las modificaciones pertinentes a los estatutos de ISA para posibilitar el desmonte de estas intermediaciones.

Dicho desmonte contempla la expedición por parte de la JNT de Resoluciones Tarifarias para el desglose de las tarifas actuales (para el intercambio y la venta de energía y potencia en bloque en el sistema nacional) en tarifa de generación y en cargos por uso de la red en la forma como se detalla en el Anexo VI.

Dado el esquema previsto de cargos variables y de cargos fijos para este servicio (según el resultado de los estudios realizados con apoyo de ESMAP), y a que la estructura actual contempla solamente cargos variables, se ha planteado un proceso gradual para la introducción de los cargos que resulten de un estudio detallado sobre el tema cuya realización estaría a cargo de la JNT.

Las nuevas resoluciones tarifarias de la JNT contemplan también la definición de un nuevo esquema de tarifas estacionales y horarias en la venta de energía en bloque en el sistema interconectado.

V. DEFINICIONES PARA LA CONFIGURACION FUTURA DEL SECTOR.

A. Disposición de activos de Generación de la Nación.

Los activos recibidos por la Nación de ICEL y CORELCA, así como las plantas de CHB e ISA, representan cerca del 50% del total de la generación del sistema interconectado. En el marco de los proyectos de Ley, considerando que las funciones de generación y transmisión

de ISA son separadas en empresas independientes y con el objetivo de permitir la competencia y facilitar la participación del sector privado los activos de generación podrían ser organizados considerando las siguientes posibilidades:

1. Creación de 4 empresas generadoras (2 a partir de las plantas de ISA, 1 alrededor de CHB y 1 para Termocartagena), que conjuntamente con las empresas generadoras de CVC, CORELCA, Guavio, EEB y EPM, conformarían un sistema de 9 empresas con capacidades instaladas en posibilidad de adelantar el proceso de competencia planteado en los proyectos de Ley.
2. Mantener a ISA-Generación como está y capitalizar en CHB los activos de generación recibidos de ICEL. Los activos de Termocartagena podrían constituir una nueva empresa.
3. Fusionar los activos de generación de ISA y CHB, así como los recibidos de ICEL y CORELCA, consolidando una gran empresa de la Nación.
4. Vender mediante licitación las plantas recibidas de CHB, ICEL y CORELCA.

La alternativa 1 se diferencia de la 2, en cuanto en la primera ISA-Generación se reestructura formando 2 empresas independientes, mientras en la segunda ISA-Generación permanece como está.

La alternativa 1, contribuye en forma decidida a fomentar la competencia evitando la conformación de grupos claramente dominantes además de ofrecer tamaños razonablemente atractivos para atraer a inversionistas extranjeros importantes.

La alternativa 2 mantiene intacto el grupo generador de ISA, lo cual si bien puede llevar a algunos ahorros administrativos, mantiene una posición dominante de esta empresa y dificulta la venta futura a no ser que se venda planta por planta, a la manera de la alternativa 4.

La alternativa de consolidar todos los activos en una sola empresa de la Nación estaría en contravía con el espíritu de las reformas a no ser que se use únicamente como fase inicial para proceder mas tarde con una de las otras alternativas.

La venta de los activos planta por planta de la alternativa 4, implicaría la atomización del mercado e impediría el complemento hidrotérmico a nivel de empresas individuales, obligando a la creación de mercados cautivos para las plantas pequeñas. Además limitaría el número de compradores potenciales para estas últimas. Por otra parte permite el acceso a grupos pequeños nacionales como

autoprodutores para algunas plantas pequeñas. La corporatización y ventas por acciones permitiría a ciertos grupos como el Departamento del Huila tener acceso al proyecto de Betania.

En el caso de que el Congreso adopte leyes sustancialmente diferentes a las presentadas por el Gobierno y se limite el esquema de participación del sector privado, el estado tendría las opciones de: i) conformar una nueva empresa pública de generación, ii) vender los activos por separado a las empresas existentes o fusionarlas con ellas, iii) vender algunas plantas a autoprodutores o combinaciones de las anteriores. En ningún caso el esquema de soluciones presentado implica, por lo tanto, irreversibilidades y de todas maneras se lograría el objetivo básico del saneamiento del sector.

En resumen creemos que la alternativa 1 contribuye a los objetivos buscados con la reforma, permite además flexibilidad ya que el estado podría reservarse la propiedad de alguno o algunos de los grupos por un tiempo hasta verificar las condiciones del mercado. Si se ofrecen paquetes de acciones podría dar acceso a grupos que de otra manera estarían marginados. Por estas razones es la alternativa preferida.

Sin embargo, las alternativas enunciadas no agotan el universo; podría estudiarse, por ejemplo, una combinación de las alternativas 1 y 4, conformando grupos pero vendiendo alguna de las plantas pequeñas en forma individual, p.e. Tasajero o Termocartagena. En este caso sería necesario garantizar al menos por un tiempo las compras y el precio a los posibles compradores, lo cual tendría su impacto negativo en la empresa generadora que tendría que comprar la energía, o en la electrificadora que vería desplazadas sus ventas en el caso de que los compradores fueran autoprodutores. Estas consecuencias no serían tan severas como en el caso de la alternativa 4 ya que solamente una o dos de las plantas serían vendidas por separado.

Se recomienda que las plantas recibidas del ICEL sean capitalizadas en CHB, exceptuando la planta de Termotasajero, la cual sería ofrecida en venta. De no poder llevarse a cabo este proceso, esta planta podría ser capitalizada en CHB. Mientras se desarrolla esta iniciativa, CHB podría manejar la planta bajo contrato de fiducia con el Gobierno Nacional.

B. Definición de cargos por uso de la Red.

Debe adelantarse el estudio definitivo de cargos por uso de la red, que permita convertir los cargos transitorios adoptados con el desglose de la situación actual. Este estudio deberá ser responsabilidad de la J.N.T., con la asesoría de ISA.

C. Consideraciones sobre la Expansión del Sistema.

Las reformas estructurales del sector eléctrico contempladas en los proyectos de ley y en las propuestas incluidas en este documento, exigen un replanteamiento del papel del plan de expansión de la generación y de la transmisión tal como se ha venido utilizando en el pasado. Si bien es claro que en un escenario de plena competencia y de participación del sector privado sin avales ni aportes del Gobierno, el papel del plan sería mas bien indicativo o de referencia, es claro que esta situación está todavía lejos de ser alcanzada y que el estado, en mayor o menor grado, deberá continuar jugando un papel subsidiario. En estas condiciones el plan de expansión debería proporcionar información que permita tomar decisiones sobre la composición de las fuentes y tamaño de los proyectos, teniendo en cuenta no sólo la incertidumbre en la demanda y otros factores sino también la composición de los agentes constructores, su capacidad financiera y la incertidumbre sobre su participación. De particular importancia es la definición del papel subsidiario del Estado y su participación, así sea temporalmente, en algunos proyectos que de otra manera no serían construídos a riesgo de comprometer la continuidad del servicio o de incrementar el costo del mismo.

En este contexto aparece crítico adelantar sin demora los estudios que permitan definir la participación del gas natural en la expansión de los noventa los cuales incluyen: optimización del uso de combustibles en la generación térmica de la Costa, definición de aspectos técnicos de la repotenciación de unidades existentes, e inclusión de alternativas que permitan afirmar los "excedentes" eventuales durante la estación de invierno. Además, es necesario homologar los proyectos hidráulicos para permitir su comparación.

Finalmente, se recomienda estudiar también la adaptación de la CNE a las nuevas circunstancias. En principio sería deseable contar con tres instancias para el trámite del plan: i) elaboración del plan por un ente técnico imparcial eliminando la concertación de esta etapa, ii) discusión del plan por todos los agentes interesados y, iii) adopción del plan y formalización de compromisos por parte del Gobierno y de los agentes participantes en su ejecución. También sería deseable estudiar la modificación de la composición de sus miembros y/o el carácter de las decisiones que se sometan a la CNE.

VI. RECOMENDACIONES.

Como resultado de la primera fase de los trabajos adelantados por el Grupo Especial se recomienda:

1. Proceder con el saneamiento de la Central Hidroeléctrica de Betania S.A. - CHB, la cual se encuentra en situación de insolvencia y no podrá cumplir con el pago de sus respectivas obligaciones, mediante la capitalización de las deudas que tiene con el Gobierno Nacional y de la deuda externa, la cual sería asumida por el Gobierno Nacional.
2. Proceder con el saneamiento financiero del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL, ordenando las daciones en pago de la totalidad de los activos de generación y transmisión (exceptuando los relacionados con zonas no interconectadas), así como los activos financieros de largo plazo, para la cancelación de la totalidad de los pasivos asumidos por la Nación.
3. Proceder con el saneamiento financiero de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - CORELCA, ordenando las daciones en pago de las acciones que posee en ISA y los activos de la Central Termoeléctrica de Cartagena, para la cancelación de los pasivos con la Nación y de la deuda externa de la Corporación.
4. Para llevar a cabo las recomendaciones anteriores, en el Anexo I, se presentan para consideración y trámite por el Ministerio de Minas y Energía, los proyectos de Decreto correspondientes.
5. Cuando las recomendaciones anteriores afecten cláusulas de los contratos nacionales e internacionales de crédito, la Dirección de Crédito Público establecerá las comunicaciones requeridas con dichas entidades.
6. Mientras se determina el destino final de los mismos, la Nación entregará el manejo bajo contrato de fiducia de los activos de generación recibidos de ICEL y CORELCA. La operación y mantenimiento de estos activos deberá ser efectuada por el fiduciario mediante contratación dando prioridad, en igualdad de condiciones, a cooperativas de trabajo asociado.
7. Disponer la capitalización en ISA a favor de la Nación de los activos de transmisión a 220 KV y 115 KV, que requiera la red nacional de transmisión, de los recibidos en dación de pago de

ICEL y CHB. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía elaborar una propuesta destinada a este propósito.

8. Encomendar al ICEL, el manejo bajo contrato de fiducia de los activos de subtransmisión a 115 KV y voltajes menores, así como las acciones en las electrificadoras filiales. El Instituto deberá presentar, en un plazo de un mes, un plan a ser ejecutado en un término máximo de dos años, de acuerdo con el cual se negociarían o capitalizarían los activos de subtransmisión en las respectivas electrificadoras y se enajenarían, las acciones recibidas por la Nación en dichas electrificadoras.
9. Solicitar a CORELCA la presentación, en un plazo de dos meses, la evaluación correspondiente y un plan a ser ejecutado en un término máximo de dos años, de acuerdo con el cual enajenaría las acciones en las electrificadoras.
10. A partir de Mayo 1 de 1992, las electrificadoras filiales de ICEL y CORELCA comprarán la energía que requieran directamente a las empresas generadoras. ISA deberá implementar los mecanismos de información necesarios para el desmote de las intermediaciones que operan actualmente.
11. De acuerdo con las recomendaciones presentadas, es necesario que la Junta Nacional de Tarifas expida, antes de Mayo 1 de 1992, las Resoluciones necesarias para desglosar las tarifas vigentes de venta en bloque, diferenciando los cargos correspondientes a uso de las redes de transmisión y el costo de la energía y potencia correspondiente.
12. Continuar con los análisis necesarios para la disposición final de los activos de generación recibidos por la Nación, de acuerdo con las decisiones adoptadas con referencia a las alternativas propuestas en el presente documento. Así como con los análisis requeridos para estructurar las empresas ISA, CVC y CORELCA, en el marco de la expansión futura del sector.
13. Designar un coordinador ejecutivo con el apoyo presupuestal necesario para dar seguimiento y soporte a las entidades encargadas de adelantar las recomendaciones propuestas. Este coordinador estaría asesorado por una comisión integrada por los Directores de Crédito Público y de Presupuesto del Ministerio de Hacienda, el Jefe de la Unidad de Infraestructura del DNP y el Presidente de la Financiera Energética Nacional.

GRUPO ESPECIAL PARA
REFORMAS ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO

REESTRUCTURACION Y SANEAMIENTO FINANCIERO
DE CHB, ICEL Y CORELCA

Proyectos de Decretos y Resolución

I. Alternativas artículo 20 transitorio de la Constitución Política.

- CHB
- ICEL
- CORELCA

II. Alternativa Ley 51 de 1990

- CHB
- ICEL
- CORELCA

DECRETO No. DE 1992

Por el cual se dispone la liquidación de la Central Hidroléctrica de Betania S.A.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

en uso de las facultades constitucionales que le confiere el artículo 20 transitorio de la Constitución Política y

CONSIDERANDO:

a.- Que el artículo 20 transitorio de la Constitución Política confirió facultades constitucionales durante el término de dieciocho meses contados a partir de la entrada en vigencia de la Constitución, para que fusione, suprima o reestructure sociedades de economía mixta del orden nacional, entre otras entidades de la rama ejecutiva, con el fin de ponerlas en consonancia con los mandatos de la reforma constitucional y, en especial, con la redistribución de competencias y recursos que ella establece.

b.- Que la CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A. se constituyó como sociedad de economía mixta con entidades públicas del orden nacional que efectuaron pequeños aportes de capital, por lo cual aquella tuvo que recurrir, para el desarrollo de su objeto, a una cuantiosa financiación, fundamentalmente con créditos externos;

c.- Que los plazos y períodos de gracia de dichos créditos

résultaron significativamente inferiores a los términos de construcción y vida útil de la Central, factores éstos que conjugados con las elevadas tasas de devaluación de la década pasada, determinaron que las utilidades operacionales presentes y proyectadas hacia el futuro resulten insuficientes para cubrir los costos financieros;

d.- Que como consecuencia de lo anterior, la CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A. no se encuentra en condiciones de atender el servicio de la deuda con sus propios recursos y, en su lugar, ha tenido que recurrir a un proceso continuo y creciente de refinanciaciones de corto plazo con la Nación, el Fodex-Banco de la República y la Financiera Eléctrica Nacional (FEN);

e.- Que la Comisión de que trata el artículo 20 transitorio de la Constitución Política, previa evaluación, ha hecho sus recomendaciones, las cuales han sido tenidas en cuenta por el Gobierno Nacional en el presente Decreto.

f.- Que en virtud de lo expuesto, resulta procedente la disolución y liquidación de la Sociedad junto con la adopción de las medidas de saneamiento de sus obligaciones para cumplir así con los objetivos ordenados por la Constitución Política.

DECRETA:

Artículo 1o. Dispónese la disolución de la CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A. constituida mediante escritura pública No. 3.480 de fecha 15 de octubre de 1980 otorgada en la Notaría dieciocho del Círculo de Bogotá.

Como consecuencia de lo anterior, se procederá de inmediato a la liquidación del patrimonio social, sin que pueda iniciar nuevas operaciones en desarrollo de su objeto y conservando su capacidad jurídica únicamente para expedir los actos y celebrar los contratos necesarios para su inmediata liquidación y para garantizar la prestación del servicio a su cargo durante el periodo de su liquidación y el mantenimiento y conservación de sus instalaciones y equipos.

Artículo 2o. La Sociedad se denominará CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A. EN LIQUIDACION y el período de su liquidación deberá terminar, a más tardar, el día 31 de diciembre de 1992.

Artículo 3o. Actuará como liquidador de la Sociedad el actual Gerente de la misma, o quien designe el Presidente de la República.

El Gerente Liquidador ejercerá las funciones legal y estatutariamente previstas para el Gerente de la entidad, en cuanto no sean incompatibles con la liquidación y con las disposiciones del presente Decreto.

Artículo 4o. Para el cumplimiento de sus funciones el Gerente Liquidador actuará bajo la dirección y control de una Junta Liquidadora compuesta el Ministro de Minas y Energía o su delegado, el Presidente de la FEN, quien la presidirá; el Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado, el Director de Crédito Público; el Jefe del Departamento Nacional de Planeación o su delegado, el Jefe de la Unidad de Infraestructura; el Gerente de ISA y un delegado del Presidente de la República.

Los miembros de esta Junta estarán sujetos a las inhabilidades, incompatibilidades, responsabilidades y demás disposiciones constitucionales, legales o reglamentarias para los miembros de juntas directivas de organismos descentralizados del orden nacional.

La Junta Liquidadora ejercerá las funciones legales y estatutarias previstas para la Junta Directiva de la Sociedad, en cuanto no sean incompatibles con la liquidación y con las disposiciones del presente Decreto.

Artículo 5o. Para la liquidación de su patrimonio social se seguirán las siguientes reglas especiales y, en lo que no le sean contrarias, se aplicarán las normas estatutarias y, subsidiariamente, el Código de Comercio.

Artículo 6o. La Junta Liquidadora de la Central Hidroeléctrica de Betania S.A. suprimirá los cargos vacantes y los desempeñados por servidores públicos de acuerdo con el programa de supresión de empleos que apruebe la misma Junta,

dentro de los fines de la liquidación.

Los cargos vacantes que por necesidades del servicio o de la liquidación no sean suprimidos, serán provistos libremente por el Gerente Liquidador con autorización previa de la Junta Liquidadora.

Al vencimiento del término de liquidación de la empresa quedarán automáticamente suprimidos los cargos todavía existentes en la misma.

Artículo 7o. El liquidador de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación indemnizará a los servidores públicos cuyos cargos sean suprimidos con las indemnizaciones establecidas en la ley 50 de 1991, para los trabajadores oficiales y en el decreto 1660 de 1991, para los empleados públicos.

El tiempo de servicios prestados a la Central Hidroeléctrica de Betania S.A. se acumulará al laborado o que se labore en otras entidades del sector público o privado para el reconocimiento posterior de la pensión de jubilación.

Artículo 8o. Las liquidaciones, indemnizaciones o bonificaciones y demás derechos de los servidores públicos de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación serán pagados por la Nación a través de la Sociedad mientras esta exista y, posteriormente, en la forma que el Gobierno Nacional determine, para lo cual podrán celebrarse contratos de fiducia a nombre de la Nación.

Artículo 9o. Las sentencias laborales proferidas en contra de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación que dipongan el reintegro del demandante quedarán cumplidas mediante el pago de las condenas económicas liquidadas hasta la fecha de ejecutoria de la sentencia, o como máximo hasta el vencimiento del término de la liquidación, lo que ocurriere primero, sin que haya lugar al reintegro.

Artículo 10o. Los contratos cuyo trámite se hubiere iniciado antes de la fecha de publicación del presente decreto, podrán continuarse, perfeccionarse y ejecutarse de acuerdo con los términos y condiciones indicados al momento la iniciación de los mismos.

Si la liquidación de los contratos que haya celebrado la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación no se alcanzare a efectuar dentro del período de la liquidación de

la sociedad, corresponderá realizarla al Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 11o. La Nación asumirá el pago de las sentencias condenatorias ejecutoriadas o que se ejecutorien a cargo de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación, así como sus pasivos internos y externos diferentes a los originados en los aportes de capital de los asociados.

Autorízase a las entidades públicas para condonar deudas que con ellas tenga la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación por todo concepto.

Artículo 12o. El liquidador de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación transferirá todos los bienes inmuebles y muebles de acuerdo con las siguientes reglas:

a. los inmuebles a la Nación, a título de dación en pago, como contraprestación por la asunción de los pasivos de la sociedad.

b. los muebles podrán ser vendidos a título oneroso a terceros en forma tal que se asegure la publicidad y la igualdad de oportunidades de compra. Todos aquellos bienes muebles que durante el término de la liquidación no se vendieren o, a juicio de la Junta Liquidadora, no se considere conveniente vender, pasarán a ser de propiedad de la Nación.

La Junta Liquidadora adoptará mediante acuerdo el procedimiento que se deberá observar para la venta de los bienes muebles.

Artículo 13o. Los bienes de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación gozarán de especial protección del Estado. En consecuencia, los bienes muebles e inmuebles y sus rentas y recursos son inembargables.

Autorízase a la Nación para enajenar o entregar en fiducia los bienes muebles e inmuebles y demás activos que reciba como dación en pago por la asunción de los pasivos de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación.

Artículo 14o. El Gobierno Nacional expedirá los actos administrativos y efectuará las operaciones y trámites presupuestales que se requieran para dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente Decreto.

Artículo 15o. El régimen jurídico de los actos y contratos que expida o celebre la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación durante el período de su liquidación será el legalmente previsto para las sociedades de economía mixta del orden nacional.

BORRADOR #1 REESTRUCTURACION CORELCA

(ART. TRANSITORIO 20 C.N.)

DECRETO NUMERO - DE 1992

Por el cual se reestructura la CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA -CORELCA-

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

en cumplimiento del precepto contenido en el artículo transitorio 20 de la Constitución Política; teniendo en cuenta la evaluación y las recomendaciones de la Comisión de que trata dicha norma y

CONSIDERANDO

- a) Que el Artículo 20 Transitorio de la Constitución Política impone al Gobierno Nacional el deber, entre otros, de reestructurar los establecimientos públicos del orden nacional, con el fin de ponerlos en consonancia con los mandatos de la reforma constitucional y, en especial, con la redistribución de competencias y recursos que ella establece, atribución de la cual deberá hacer uso durante el término de 18 meses contados a partir de su entrada en vigencia, todo lo anterior teniendo en cuenta la evaluación y recomendaciones de la Comisión prevista en dicha norma.
- b) Que CORELCA es un establecimiento público del orden nacional, adscrito al Ministerio de Minas y Energía, con un exagerado nivel de endeudamiento, lo cual determina a juicio del Gobierno Nacional y de la Comisión de que se trata en el considerando anterior, que la entidad no podrá cumplir con el servicio de la deuda con sus ingresos actuales y los previstos para el futuro próximo.
- c) Que para que CORELCA pueda cubrir oportunamente su pasivo y alcanzar un equilibrio financiero adecuado resulta necesario, entre otras acciones a tomar, que la Nación asuma el pago de la totalidad de la deuda externa de la

Entidad y se cancele el pasivo total de ésta en favor de aquella, a cambio de lo cual la Nación reciba, a título de dación en pago, la planta de Termocartagena y las acciones que CORELCA posee en INTERCONEXION ELECTRICA S.A. - ISA.

- d) Que las consideraciones anteriores presuponen una modificación de la Estructura Orgánica y Funciones de la Entidad para ponerla en consonancia con los mandatos de la Reforma Constitucional.

DECRETA

ARTICULO 1: La Nación asume directamente el pago de la totalidad de la deuda externa de CORELCA y cancelará los créditos en su favor y a cargo de esta última, previo el cumplimiento de los requisitos legales pertinentes.

ARTICULO 2: Como contraprestación por la asunción del pasivo externo de CORELCA y la cancelación de sus obligaciones en favor de la Nación, de que trata el artículo anterior, la Nación recibirá de CORELCA, a título de dación en pago, los siguientes bienes:

- a) Todos los activos vinculados a la planta de generación de Termocartagena, considerada como una unidad de explotación económica;
- b) Cuarenta y un mil setecientas ochenta y cinco (41.785) acciones que CORELCA posee en ISA.

ARTICULO 3: Autorízase a la Nación para enajenar o entregar en fiducia los bienes recibidos en dación en pago de conformidad con el artículo anterior.

ARTICULO 4: El Gobierno Nacional expedirá los actos administrativos y efectuará las operaciones y trámites presupuestales que se requieran para el cumplimiento del presente decreto.

ARTICULO 5: Dentro de los seis meses siguientes a la publicación del presente Decreto, las relaciones legales y reglamentarias y los contratos de trabajo de los empleados públicos y trabajadores oficiales, respectivamente, al servicio de la planta de generación de Termocartagena, terminarán de conformidad con el programa de supresión de cargos que adopte el Consejo Directivo de la Entidad.

PARAGRAFO: CORELCA pagará a los trabajadores oficiales cuyos contratos de trabajo sean terminados de conformidad con lo dispuesto en el presente Artículo, las indemnizaciones establecidas en la Ley 50 de 1991; y a los empleados públicos cubrirá las bonificaciones establecidas en el Decreto 1660 de 1991.

ARTICULO 6: La entidad fiduciaria con la cual la Nación celebre el contrato de fiducia podrá contratar el manejo, operación y mantenimiento de la planta. En caso de optar por esta alternativa, la entidad fiduciaria otorgará prelación para la celebración del contrato respectivo, en igualdad de condiciones, a la Cooperativa de Trabajo Asociado organizada dentro del marco de la Ley 79 de 1988, que eventualmente se cree por los actuales servidores de la planta de Termocartagena

ARTICULO 7: Cumplido lo dispuesto en los artículos anteriores quedan suprimidas la Dirección Regional Termocartagena y la División Planta Termocartagena, junto con su correspondiente planta de personal, que forman parte de la Estructura Orgánica y funciones de las dependencias de CORELCA, establecidas en el Acuerdo número 03 de 1983 de su Consejo Directivo, aprobado por Decreto 0484 de 1983. Así mismo, deróganse todas las Leyes, Decretos y Normas estatutarias concernientes a la estructura orgánica y funciones de CORELCA que resulten contrarias al presente Decreto.

ARTICULO 8: El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese, Comuníquese y Cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, a de Marzo de 1992.

El Ministro de Minas y Energía.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público

El Jefe del Departamento Nacional de Planeación.

DECRETO No. DE 1992

Por el cual se dispone la reestructuración del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

en uso de las facultades constitucionales que le confiere el artículo 20 transitorio de la Constitución Política y

CONSIDERANDO:

a.- Que el artículo 20 transitorio de la Constitución Política confirió al Gobierno Nacional facultades constitucionales durante el término de dieciocho meses contados a partir de la entrada en vigencia de la Constitución, para que fusione, suprima o reestructure establecimientos públicos del orden nacional, entre otras entidades de la rama ejecutiva, con el fin de ponerlas en consonancia con los mandatos de la reforma constitucional y, en especial, con la redistribución de competencias y recursos que ella establece.

b.- Que el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL fue creado por la ley 80 de 1946 y reorganizado por los decretos números 3175 de 1968 y 636 de 1974, de manera que el ICEL funciona actualmente como un establecimiento público del orden nacional adscrito al Ministerio de Minas y Energía; sus actuales estatutos fueron aprobados por los decretos 1485 de 1970 y 275 de 1976.

c.- Que la estructura financiera de ICEL se encuentra afectada gravemente, como consecuencia de un elevado pasivo, que no puede atender con los recursos generados por sus operaciones, por lo cual el Instituto depende de los aportes que le suministre el Presupuesto Nacional;

d.- Que dicho pasivo se originó en buena parte por la realización de inversiones financiadas en un alto porcentaje con créditos internos y externos, deudas que conservó a su cargo a pesar de haber cedido los activos producto de las inversiones a sus electrificadoras filiales. Igualmente, ICEL participó significativamente en los proyectos de expansión de generación de energía y potencia, sin disponer de una adecuada contribución de sus filiales, mediante aportes de capital a empresas como ISA y CHB, financiados con recursos de crédito externo y sin un retorno financiero satisfactorio;

e.- Que algunas de sus electrificadoras filiales, debido a los altos gastos de operación y mercados no rentables, dejaron de pagar sus cuentas de energía al Instituto y, éste a su vez, acumuló deudas por el mismo concepto con ISA y CHB por un monto cercano a US\$200 millones;

f.- Que las consideraciones anteriores hacen necesaria la reestructuración del ICEL con el fin de ponerlo en consonancia con los mandatos de la reforma constitucional y, en especial, con la redistribución de competencias y recursos que ella establece;

g.- Que la Comisión de que trata el artículo 20 transitorio de la Constitución Política, previa evaluación, ha hecho sus recomendaciones, las cuales han sido tenidas en cuenta por el Gobierno Nacional en el presente Decreto.

DECRETA:

Artículo 1o. El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL tendrá por objeto procurar la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica en las zonas no

interconectadas, ubicadas fuera del área de cubrimiento de las empresas electrificadoras. En consecuencia, sus funciones serán las siguientes:

- a) ejecutar las políticas, planes y programas de desarrollo eléctrico en las referidas zonas.
- b) construir directamente, por administración o por contrato, las obras comprendidas en los programas de electrificación de que trata el literal anterior, y supervigilar técnica y administrativamente esas construcciones, así como adquirir obras en construcción o terminadas.
- c) propiciar la constitución de empresas de servicio público eléctrico dentro del área de su competencia.
- d) coordinar las actividades de las empresas de energía de que trata el literal anterior.
- e) participar mediante actos convencionales en la ampliación o fusión de las empresas de que trata el literal c) anterior.
- f) explotar sistemas de abastecimiento energético en los casos en que no puedan hacerlo eficientemente las empresas de que trata el literal c) anterior.
- g) elaborar, actualizar y proponer los programas de inversión que desarrollen las distintas empresas de energía eléctrica, de acuerdo con los organismos nacionales de planeación en las zonas no interconectadas.
- h) proponder, en colaboración con las entidades pertinentes por el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos que se utilicen en la producción de electricidad y por la utilización eficiente de la energía dentro de las zonas no interconectadas.
- i) elaborar y mantener al día un inventario del potencial de energía eléctrica dentro de las zonas no interconectadas.
- j) asesorar a las empresas de que trata el literal c) anterior en la elaboración de solicitudes de crédito interno y externo para proyectos de inversión, de común acuerdo con el Departamento Nacional de Planeación; y vigilar la adecuada utilización de los recursos provenientes de tales créditos.
- k) dictar normas técnicas y de seguridad para la prestación del servicio de energía eléctrica y para las instalaciones eléctricas de toda naturaleza dentro del territorio de su competencia y vigilar su cumplimiento.
- l) determinar técnicas, procedimientos y normas para la

preparación de pronósticos de demanda, estudio de proyectos, comparación de alternativas y análisis del funcionamiento de los sistemas eléctricos de las empresas de que trata el literal c) anterior.

m) elaborar estadísticas sobre demanda de energía y generación de energía en el área de su competencia y elaborar y publicar informes periódicos de las actividades en el sector.

n) realizar campañas de divulgación, educación y promoción con respecto a sus planes y programas.

o) las que le asignen las leyes y el Gobierno Nacional.

Parágrafo Transitorio: Las acciones y derechos en las electrificadoras filiales que, de conformidad con el artículo 11o. del presente decreto, el ICEL transfiere a la Nación a título de dación en pago, podrán ser administradas y representadas por el ICEL temporalmente mientras se pone en práctica el programa de transferencia y enajenación de tales acciones a terceros o a entidades territoriales

Las obligaciones y facultades del ICEL en la administración y representación de tales acciones y derechos serán determinados en convenio que para el efecto deberá suscribirse con la Nación.

Artículo 2o. Su domicilio continuará en la ciudad de Santafé de Bogotá D.C. y podrá tener dependencias seccionales en otras ciudades del país ubicadas dentro del área de su competencia.

Artículo 3o. El ICEL ejercerá sus funciones de acuerdo con la reestructuración adoptada por el presente decreto y con sus propios estatutos, incorporadas las reformas aquí consignadas.

Artículo 4o. A partir de la fecha de publicación del presente decreto, como consecuencia de su reestructuración, el ICEL no podrá iniciar nuevas operaciones en desarrollo de su anterior objeto, y los actos que expida y los contratos que celebre deberán regirse por las disposiciones aquí contenidas y por los estatutos en todo lo que no las contraríen.

Artículo 5o. El Director ejercerá las funciones legal y estatutariamente previstas, en cuanto no sean incompatibles con las disposiciones de la reestructuración contenidas en el presente Decreto.

Dentro de los dos (2) meses siguientes a la fecha de publicación del presente decreto el Director presentará a la Junta Directiva de la entidad un programa de las actividades a desarrollar en cumplimiento de la presente reestructuración y realizará un inventario completo de todos los activos con indicación de aquellos que la entidad requiera para el cumplimiento de sus nuevas funciones.

Dicho programa comprenderá las actividades necesarias para que la Nación enajene o transfiera a terceros o a las entidades territoriales y sus organismos descentralizados, las acciones y derechos en las electrificadoras filiales que, de acuerdo con el artículo 11 del presente decreto, el ICEL transfiera a la Nación.

Artículo 6o. El Gobierno Nacional reestructurará la planta de personal de la entidad de manera que responda a las necesidades del servicio y a las modificaciones introducidas en su objeto y en sus funciones por el presente decreto.

Artículo 7o. El Director del ICEL indemnizará a los servidores públicos cuyos cargos sean suprimidos con las indemnizaciones establecidas en la ley 50 de 1991, para los trabajadores oficiales y en el decreto 1660 de 1991, para los empleados públicos.

El tiempo de servicios prestados al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL se acumulará al laborado o que se labore en otras entidades del sector público o privado para el reconocimiento posterior de la pensión de jubilación.

Artículo 8o. Las liquidaciones, indemnizaciones o bonificaciones y demás derechos de los servidores públicos del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL serán pagados por la Nación a través de la Entidad.

Artículo 9o. Los contratos cuyo trámite se hubiere iniciado antes de la fecha de publicación del presente decreto, podrán continuarse, perfeccionarse y ejecutarse de acuerdo con los términos y condiciones indicados al momento la iniciación de los mismos.

Artículo 10o. La Nación asume el pago de la deuda interna y externa del ICEL. Los créditos existentes en favor de la Nación se cubrirán con las daciones en pago previstas en el artículo 11 de este decreto.

Autorízase a las entidades públicas para condonar las deudas que con ellas tenga la Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL por todo concepto.

Artículo 11o. El Director del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL procederá a transferir a la Nación, a título de dación en pago, como contraprestación por la asunción de los pasivos de la entidad, los siguientes bienes:

a. los muebles e inmuebles destinados a la generación de energía y potencia, con excepción de aquellos requeridos para la prestación del servicio a las zonas no interconectadas, ubicadas fuera del área de cubrimiento de las empresas electrificadoras; y

b. los muebles e inmuebles destinados a la transmisión, incluyendo líneas y subestaciones, interconectados con la red nacional.

c. los activos representados en acciones en las electrificadoras y demás empresas del sector eléctrico, así como todo otro activo que juicio de la Junta Directiva de la entidad no requiera el ICEL para el desarrollo de su objeto.

Los avalúos de los bienes muebles e inmuebles que la Nación recibirá en dación en pago serán aprobados por la Junta Directiva de la entidad.

Artículo 12o. El Gobierno Nacional expedirá los actos administrativos y efectuará las operaciones y trámites presupuestales que se requieran para el cumplimiento del presente decreto.

Artículo 13o. Autorízase a la Nación para enajenar o entregar en fiducia los bienes muebles e inmuebles y en general todos los activos que reciba como dación en pago por la asunción de los pasivos del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.

Artículo 14o. A partir de la fecha de publicación del presente decreto se elimina la intermediación del Instituto en la compra de energía y potencia que actualmente desarrolla frente a sus filiales; en consecuencia autorizase a Interconexión Eléctrica S.A. ISA a comprar y vender energía y potencia a cualquier entidad o empresa electrificadora auncuando no tenga el carácter de socia.

Artículo 15o. Continuarán vigentes las disposiciones estatutarias contenidas en los decretos 1485 de 1970 y 275 de 1976 que no sean contrarias a las previstas en el presente decreto.

DECRETO No. DE 1992

Por el cual se dispone la liquidación de la Central Hidroléctrica de Betania S.A.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

en uso de las facultades consagradas en el ordinal 15o. del artículo 189 de la Constitución Política y en el artículo 17 de la ley 51 de 1990 y

CONSIDERANDO:

a.- Que el artículo 189 ordinal 15 de la Constitución Política atribuye al Presidente la función, entre otras, de suprimir entidades u organismos administrativos nacionales de conformidad con la Ley.

b.- Que el Art. 17 de la Ley 51 de 1990 faculta a la Nación para disponer el reordenamiento, la fusión o la liquidación del respectivo ente público, en caso que se presenten pérdidas acumuladas que exceden el 50% del patrimonio neto, excluido el superávit por valorización, o cuando se prevea razonablemente que la entidad no podrá cumplir con el pago de sus obligaciones; así mismo para ordenar compensaciones de cuentas, capitalizaciones, daciones en pago o celebrar acuerdos de pago entre las entidades públicas.

c.- Que la CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A. se constituyó como sociedad de economía mixta con entidades

públicas del orden nacional que efectuaron pequeños aportes de capital, por lo cual aquella tuvo que recurrir, para el desarrollo de su objeto, a una cuantiosa financiación, fundamentalmente con créditos externos;

d.- Que los plazos y períodos de gracia de dichos créditos resultaron significativamente inferiores a los términos de construcción y vida útil de la Central, factores éstos que conjugados con las elevadas tasas de devaluación de la década pasada, determinaron que las utilidades operacionales presentes y proyectadas hacia el futuro resulten insuficientes para cubrir los costos financieros;

e.- Que como consecuencia de lo anterior, la CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A. no se encuentra en condiciones de atender el servicio de la deuda con sus propios recursos y, en su lugar, ha tenido que recurrir a un proceso continuo y creciente de refinanciamientos de corto plazo con la Nación, el Fodex-Banco de la República y la Financiera Eléctrica Nacional (FEN);

f.- Que en virtud de lo expuesto, resulta procedente la disolución y liquidación de la Sociedad junto con la adopción de las medidas de saneamiento de sus obligaciones para cumplir así con los objetivos ordenados por la Constitución Política y por la ley 51 de 1990.

DECRETA:

Artículo 1o. Dispónese la disolución de la CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A. constituida mediante escritura pública No. 3.480 de fecha 15 de octubre de 1980 otorgada en la Notaría dieciocho del Círculo de Bogotá.

Como consecuencia de lo anterior, se procederá de inmediato a la liquidación del patrimonio social, sin que pueda iniciar nuevas operaciones en desarrollo de su objeto y conservando su capacidad jurídica únicamente para expedir los actos y celebrar los contratos necesarios para su inmediata liquidación y para garantizar la prestación del

servicio a su cargo durante el período de su liquidación y el mantenimiento y conservación de sus instalaciones y equipos.

Artículo 2o. La Sociedad se denominará CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA S.A. EN LIQUIDACION y el período de su liquidación deberá terminar, a más tardar, el día 31 de diciembre de 1992.

Artículo 3o. Actuará como liquidador de la Sociedad el actual Gerente de la misma, o quien designe el Presidente de la República.

El Gerente Liquidador ejercerá las funciones legal y estatutariamente previstas para el Gerente de la entidad, en cuanto no sean incompatibles con la liquidación y con las disposiciones del presente Decreto.

Artículo 4o. Para el cumplimiento de sus funciones el Gerente Liquidador actuará bajo la dirección y control de una Junta Liquidadora compuesta el Ministro de Minas y Energía o su delegado, el Presidente de la FEN, quien la presidirá; el Ministro de Hacienda y Crédito Público o su delegado, el Director de Crédito Público; el Jefe del Departamento Nacional de Planeación o su delegado, el Jefe de la Unidad de Infraestructura ; el Gerente de ISA y un delegado del Presidente de la República.

Los miembros de esta Junta estarán sujetos a las inhabilidades, incompatibilidades, responsabilidades y demás disposiciones constitucionales, legales o reglamentarias para los miembros de juntas directivas de organismos descentralizados del orden nacional.

La Junta Liquidadora ejercerá las funciones legales y estatutarias previstas para la Junta Directiva de la Sociedad, en cuanto no sean incompatibles con la liquidación y con las disposiciones del presente Decreto.

Artículo 5o. Para la liquidación de su patrimonio social se seguirán las siguientes reglas especiales y, en lo que no le sean contrarias, se aplicarán las normas estatutarias y, subsidiariamente, el Código de Comercio.

Artículo 6o. La Junta Liquidadora de la Central

Hidroeléctrica de Betania S.A. suprimirá los cargos vacantes y los desempeñados por servidores públicos de acuerdo con el programa de supresión de empleos que apruebe la misma Junta, dentro de los fines de la liquidación.

Los cargos vacantes que por necesidades del servicio o de la liquidación no sean suprimidos, serán provistos libremente por el Gerente Liquidador con autorización previa de la Junta Liquidadora.

Al vencimiento del término de liquidación de la empresa quedarán automáticamente suprimidos los cargos todavía existentes en la misma.

Artículo 7o. El liquidador de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación indemnizará a los servidores públicos cuyos cargos sean suprimidos con las indemnizaciones establecidas en la ley 50 de 1991, para los trabajadores oficiales y en el decreto 1660 de 1991, para los empleados públicos.

El tiempo de servicios prestados a la Central Hidroeléctrica de Betania S.A. se acumulará al laborado o que se labore en otras entidades del sector público o privado para el reconocimiento posterior de la pensión de jubilación.

Artículo 8o. Las liquidaciones, indemnizaciones o bonificaciones y demás derechos de los servidores públicos de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación serán pagados por la Nación a través de la Sociedad mientras esta exista y, posteriormente, en la forma que el Gobierno Nacional determine, para lo cual podrán celebrarse contratos de fiducia a nombre de la Nación.

Artículo 9o. Las sentencias laborales proferidas en contra de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación que dipongan el reintegro del demandante quedarán cumplidas mediante el pago de las condenas económicas liquidadas hasta la fecha de ejecutoria de la sentencia, o como máximo hasta el vencimiento del término de la liquidación, lo que ocurriere primero, sin que haya lugar al reintegro.

Artículo 10o. Los contratos cuyo trámite se hubiere iniciado antes de la fecha de publicación del presente decreto, podrán continuarse, perfeccionarse y ejecutarse de acuerdo con los términos y condiciones indicados al momento la iniciación de los mismos.

Si la liquidación de los contratos que haya celebrado la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación no se alcanzare a efectuar dentro del período de la liquidación de la sociedad, corresponderá realizarla al Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 11o. La Nación asumirá el pago de las sentencias condenatorias ejecutoriadas o que se ejecutorien a cargo de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación, así como sus pasivos internos y externos diferentes a los originados en los aportes de capital de los asociados.

Autorízase a las entidades públicas para condonar deudas que con ellas tenga la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación por todo concepto.

Artículo 12o. El liquidador de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación transferirá todos los bienes inmuebles y muebles de acuerdo con las siguientes reglas:

a. los inmuebles a la Nación, a título de dación en pago, como contraprestación por la asunción de los pasivos de la sociedad.

b. los muebles podrán ser vendidos a título oneroso a terceros en forma tal que se asegure la publicidad y la igualdad de oportunidades de compra. Todos aquellos bienes muebles que durante el término de la liquidación no se vendieren o, a juicio de la Junta Liquidadora, no se considere conveniente vender, pasarán a ser de propiedad de la Nación.

La Junta Liquidadora adoptará mediante acuerdo el procedimiento que se deberá observar para la venta de los bienes muebles.

Artículo 13o. Los bienes de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación gozarán de especial protección del Estado. En consecuencia, los bienes muebles e inmuebles y sus rentas y recursos son inembargables.

Autorízase a la Nación para enajenar o entregar en fiducia los bienes muebles e inmuebles y demás activos que reciba como dación en pago por la asunción de los pasivos de la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación.

Artículo 14o. El Gobierno Nacional expedirá los actos

administrativos y efectuará las operaciones y trámites presupuestales que se requieran para dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente Decreto.

Artículo 15o. El régimen jurídico de los actos y contratos que expida o celebre la Central Hidroeléctrica de Betania en liquidación durante el período de su liquidación será el lagalmente previsto para las sociedades de economía mixta del orden nacional.

RESOLUCION No. DE 1992

Por la cual el Gobierno Nacional ordena una dación en pago del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL en favor de la Nación

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

en uso de las facultades legales, en especial las que le confiere el capítulo III de la ley 51 de 1990, y

CONSIDERANDO:

a.- Que con el fin de proveer al saneamiento económico y financiero de las entidades públicas deudoras de la Nación, la ley 51 de 1990, en su artículo 13 contempló la potestad de ordenar daciones en pago entre entidades del orden nacional.

b.- Que cumplido el objetivo de la dación en pago el Gobierno nacional podrá enajenar o entregar en fiducia los bienes y activos que reciba a tal título conforme a lo previsto en el artículo 19o. de la ley 51 de 1990.

c.- Que el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL

fue creado por la ley 80 de 1946 y reorganizado por los decretos números 3175 de 1968 y 636 de 1974, de manera que el ICEL funciona actualmente como un establecimiento público del orden nacional adscrito al Ministerio de Minas y Energía; sus actuales estatutos fueron aprobados por los decretos 1485 de 1970 y 275 de 1976.

d.- Que la estructura financiera de ICEL se encuentra afectada gravemente, como consecuencia de un elevado pasivo, que no puede atender con los recursos generados por sus operaciones, por lo cual el Instituto depende de los aportes que le suministre el Presupuesto Nacional;

e.- Que el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL es deudor de la Nación y le es aplicable lo dispuesto en el artículo 13 de la ley 51 de 1990;

RESUELVE:

Artículo 10. Ordenar la transferencia a la Nación, a título de dación en pago, como contraprestación por la asunción de los pasivos de la entidad, los siguientes bienes y activos:

a. los muebles e inmuebles destinados a la generación de energía y potencia, con excepción de aquellos requeridos para la prestación del servicio a las zonas no interconectadas, ubicadas fuera del área de cubrimiento de las empresas electrificadoras; y

b. los muebles e inmuebles destinados a la transmisión, incluyendo líneas y subestaciones, interconectados con la red nacional.

c. las acciones que el ICEL posee en las electrificadoras filiales.

d. los demás activos que a juicio de la Junta Directiva de la entidad no requiera el ICEL para el desarrollo de su objeto.

Los avalúos de los bienes muebles e inmuebles que la Nación recibirá en dación en pago serán aprobados por la Junta Directiva de la entidad.

Artículo 2o. La Nación asume el pago de los pasivos correspondientes a deuda externa del ICEL y declara extinguidos los pasivos del ICEL para con ella.

Artículo 3o. La Nación podrá enajenar o entregar en fiducia los bienes muebles e inmuebles, los activos representados en acciones y en general todos los que reciba como dación en pago por la asunción de los pasivos del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL.

Artículo 4o. Las acciones y derechos en las electrificadoras filiales que, de conformidad con el artículo 1o. de la presente resolución, el ICEL transfiere a la Nación a título de dación en pago, podrán ser administrados y representados por el ICEL temporalmente mientras la Nación pone en práctica el programa de transferencia y enajenación de tales acciones y derechos a terceros o a entidades territoriales

Las obligaciones y facultades del ICEL en la administración y representación de tales acciones y derechos serán determinados en convenio que para el efecto deberá suscribirse con la Nación.

BORRADOR #1A SANEAMIENTO FINANCIERO CORELCA

(ALTERNATIVA LEY 51 DE 1990)

DECRETO NUMERO DE 1992

Por el cual se dispone el reordenamiento de la CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA -CORELCA- en aras a su saneamiento financiero y económico

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

en cumplimiento de la facultad conferida por el ordinal 16 del artículo 189 de la Constitución Política en consonancia con las autorizaciones otorgadas por la Ley 51 de 1990 y

CONSIDERANDO

- a) Que CORELCA es un establecimiento público del orden nacional, adscrito al Ministerio de Minas y Energía, con un exagerado nivel de endeudamiento, lo cual determina a juicio del Gobierno Nacional que la entidad no podrá cumplir con el servicio de la deuda con sus ingresos actuales y los previstos para el futuro próximo.
- b) Que para que CORELCA pueda cubrir oportunamente su pasivo y alcanzar un equilibrio financiero adecuado resulta necesario, entre otras acciones a tomar, que la Nación asuma el pago de la totalidad de la deuda externa de la Entidad y se cancele el pasivo total de ésta en favor de aquella, a cambio de lo cual la Nación reciba, a título de dación en pago, la planta de Termocartagena y las acciones que CORELCA posee en INTERCONEXION ELECTRICA S.A. - ISA.

DECRETA

ARTICULO 1: La Nación asume directamente el pago de la totalidad de la deuda externa de CORELCA y cancelará los créditos en su favor y a cargo de esta última, previo el cumplimiento de los requisitos legales pertinentes.

ARTICULO 2: Como contraprestación por la asunción del pasivo externo de CORELCA y la cancelación de sus obligaciones en favor de la Nación, de que trata el artículo anterior, la Nación recibirá de CORELCA, a título de dación en pago, los siguientes bienes:

- a) Todos los activos vinculados a la planta de generación de Termocartagena, considerada como una unidad de explotación económica;
- b) Cuarenta y un mil setecientos ochenta y cinco (41.785) acciones que CORELCA posee en ISA.

ARTICULO 3: Autorízase a la Nación para enajenar o entregar en fiducia los bienes recibidos en dación en pago de conformidad con el artículo anterior.

ARTICULO 4: El Gobierno Nacional expedirá los actos administrativos y efectuará las operaciones y trámites presupuestales que se requieran para el cumplimiento del presente decreto.

ARTICULO 5: Dentro de los seis meses siguientes a la publicación del presente Decreto, las relaciones legales y reglamentarias y los contratos de trabajo de los empleados públicos y trabajadores oficiales, respectivamente, al servicio de la planta de generación de Termocartagena, terminarán de conformidad con el programa de supresión de cargos que adopte el Consejo Directivo de la Entidad.

PARAGRAFO: CORELCA pagará a los trabajadores oficiales cuyos contratos de trabajo sean terminados de conformidad con lo dispuesto en el presente Artículo, las indemnizaciones establecidas en la Ley 50 de 1991; y a los empleados públicos cubrirá las bonificaciones establecidas en el Decreto 1660 de 1991.

ARTICULO 6: La entidad fiduciaria con la cual la Nación celebre el contrato de fiducia podrá contratar el manejo, operación y mantenimiento de la planta. En caso de optar por esta alternativa, la entidad fiduciaria otorgará prelación para la celebración del contrato respectivo, en igualdad de condiciones, a la Cooperativa de Trabajo Asociado organizada dentro del marco de la Ley 79 de 1988, que eventualmente se cree por los actuales servidores de la planta de Termocartagena .

ARTICULO 7: El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese, Comuníquese y Cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, a de Marzo de 1992.

El Ministro de Minas y Energía.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público

El Jefe del Departamentó Nacional de Planeación.

**GRUPO ESPECIAL PARA
REFORMAS ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO
- INFORME PRIMERA FASE -**

INFORMACION FINANCIERA CHB, ICEL Y CORELCA

I. Central Hidroeléctrica de Betania S.A. - CHB :

A. Balance General a Dic. 31 de 1991:

El Balance General preliminar de la CHB para el corte a Diciembre 31 de 1991 presenta la siguientes cifras:

Balance General Dic. 31/91	Millones de pesos	Millones de dólares
Activo Fijo Bruto	443.295	701,0
Dep. acumulada	-34.500	-54,6
Activo Fijo Neto	408.795	646,4
Activos corriente	55.798	88,2
Otros activos	1.027	1,6
Total Activos	465.620	736,3
Patrimonio	64.768	102,4
Pasivo Largo Plazo	340.803	538,9
Pasivo Corriente	56.440	89,3
Otros Pasivos	3.609	5,7
Total Pasivos	400.852	633,9
Total Pasivo y Patrimonio	465.620	736,3
Tasa de cambio Dic. 31/91	632,37	

1. Activos:

Los activos fijos de la CHB están representados en la central de generación eléctrica con una capacidad de 500 MW y en 145 Kms de línea de transmisión a 230 Kv entre Betania y Popayán.

Para efectos contables el valor de los activos corresponde a la acumulación de costos históricas, mas las diferencias en cambio acumuladas por los prestamos externos y una estimación técnica de

la valorización de activos fijos de acuerdo con las normas vigentes. Esta estimación de la valorización se ha realizado considerando la variación de índices de precios para activos similares.

Una estimación del valor económico de los activos de CHB (Anexo V), efectuada de acuerdo con su capacidad de producir ingresos netos, muestra que los mismos se encuentran sobrevaluados.

Valor Activo Fijo Neto a Dic. 31/91	Millones de pesos	Millones de dólares
Contable	408.795	646,4
Económico	335.965	531,3
Tasa de cambio Dic. 31/91	632,37	

2. Patrimonio:

El Patrimonio de la sociedad a Dic. 31 de 1991 se descompone de la siguiente forma:

Patrimonio a Dic. 31/91	Millones de pesos	Millones de dólares
Contable:	64.769	102,4
Capital suscrito y pagado	49.331	78,0
Reservas	207	0,3
Pérdidas acumuladas	-88.718	-140,3
Superávit valorizaciones	103.949	164,4
Económico:	-8.061	-12,7
Capital suscrito y pagado	49.331	78,0
Reservas	207	0,3
Pérdidas acumuladas	-88.718	-140,3
Superávit valorizaciones	31.119	49,2
Tasa de cambio Dic. 31/91	632,37	

Como se observa, al sustituir el valor contable de los activos fijos por su valor económico, la sociedad presenta un patrimonio neto negativo.

3. Pasivos:

Los Pasivos de la CHB a Dic. 31 de 1991 están representados fundamentalmente en los saldos de los préstamos externos e internos contratados, así:

Estado de deudas Dic.31/91	Millones de pesos	Millones de dólares
I. CREDITOS EXTERNOS:	82.524,2	130,5
1. Comercial - Morgan Grenfell	-0,0	0
2. Comercial - Samuel Montagu	13.532,7	21,4
3. Comercial - Chemical Bank	948,6	1,5
4. Proveedor - GIE	33.705,3	53,3
5. Proveedor - GIE Integr.	3.478,0	5,5
6. Proveedor - Impregilo	24.662,4	39,0
7. Proveedor - Impregilo Integr.	6.197,2	9,8
II. CREDITO INTERNO EN M.E.:	183.450,5	290,1
1. Nación - JUMBO	111.803,0	176,8
2. Nación - FODEX	17.643,1	27,9
3. FEN - CONCORDE	22.133,0	35,0
4. FEN - HERCULES	31.871,4	50,4
III. CREDITO INTERNO M.L.:	93.332,8	147,7
1. FEN - Redescuento	1.172,4	1,9
2. FEN - Cesión FODEX	77.414,4	122,4
3. FEN - CADEX	10.037,7	15,9
4. FEN - Directo	2.500,0	4,0
5. Otros	2.208,3	3,5
IV. GASTOS FINANCIEROS:	14.025,1	22,2
V. OTROS PASIVOS:	27.520,2	43,5
TOTAL PASIVOS	400.852,8	634,0
Tasa de cambio Dic. 31/91	632,37	

B. Estado de Resultados Enero 1 a Diciembre 31 de 1991:

Durante el año 1991, la CHB presento pérdidas por \$ 34.328 millones, los principales rubros del estado de Resultados se discriminan a continuación:

Estado de Resultados Enero 1 a Dic. 31/91	Millones de pesos	Millones de dólares
Ventas de Energía	38.617,7	64,3
Otros Ingresos	139,0	0,2
Total Ingresos	38.756,7	64,6
Gastos de operación	12.713,0	21,2
Ingreso Neto de operación	26.043,7	43,4
Otros ingresos-egresos	0	0,0
Utilidad antes de financieros	26.043,7	43,4
Gastos Financieros	60.372,0	100,6
Utilidad Neta	-34.328,3	-57,2
Tasa de cambio prom. 1991	600,4	

C. Situación Financiera de CHB para 1992:

El Presupuesto de ingresos y egresos para 1992, aprobado según Decreto 2914 de 1991, se descompone así:

Presupuesto aprobado para 1992	Millones de pesos	Millones de dólares
Ingresos corrientes	61.216,0	87,6
Otros ingresos	1.067,0	1,5
Total Ingresos	62.283,0	89,1
Gastos de funcionamiento	538,0	0,8
Gastos de operación	1.329,0	1,9
Inversión	1.094,0	1,6
Otros	2.484,0	3,6
Servicio de deuda	56.837,0	81,3
Total Egresos	62.282,0	89,1
Tasa de cambio prom. 1992	699,00	

En la elaboración de este presupuesto equilibrado, no se incluyeron obligaciones por pagar de Servicio de Deuda por \$Col 209,783 millones, equivalentes a US\$ 296 millones. Estas obligaciones incluyen el servicio de deuda al Gobierno Nacional correspondiente al crédito JUMBO, así como otras obligaciones de crédito interno y externo desfinanciadas. Cifras revisadas de los ingresos de caja han aumentado el faltante a US\$ 311.4 millones

Para cubrir el faltante de US\$ 311.4 millones, se ha programado:

- Que la FEN refinancie obligaciones de la CHB respaldadas en fondos de ECOPEL y TELECOM, que representarían un alivio en 1992 por US\$ 42,0 millones. La refinanciación total a largo plazo sería por un saldo de US\$ 115.5 millones.
- Que el Gobierno Nacional atienda pagos de deuda externa con vencimiento en 1992 por US\$ 56,0 millones. Total de la deuda externa, incluidos los vencimientos atrasados de 1991.
- Que los saldos vencidos de las deudas con el Gobierno Nacional serán cancelados mediante la dación en pago de activos de la Central, como parte del proceso de liquidación de la misma.

II. Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL :

A. Balance General a Junio 30 de 1991:

A la fecha del presente informe el ICEL no dispone aún de Estados Financieros preliminares a Diciembre 31 de 1991. A continuación se presentan las cifras correspondientes a los Estados Financieros con corte Junio 30 de 1991:

Balance General Junio 30/91	Millones de pesos	Millones de dólares
Activo Fijo Bruto	164.118	273,3
Dep. acumulada	-16.879	-28,1
Activo Fijo Neto	147.239	245,2
Inversiones Largo Plazo	234.751	0,4
Activos corriente	133.039	221,6
Otros activos	82.675	137,7
Total Activos	597.704	995,5
Patrimonio	143.332	238,7
Pasivo Largo Plazo	212.531	354,0
Pasivo Corriente	241.841	402,8
Otros Pasivos	0	0,0
Total Pasivos	454.372	756,8
Total Pasivo y Patrimonio	597.704	995,5
Tasa de cambio Jun 30/91	600,4	

Nota = No incluye pasivo a largo plazo cedido a CHB, ni las cuentas por cobrar correspondientes.

1. Activos:

Los activos fijos del ICEL están representados en las centrales de generación, líneas y subestaciones, muebles y equipos en general.

Para efectos contables el valor de los activos corresponde a la acumulación de costos históricas, mas las diferencias en cambio acumuladas por los préstamos externos y una estimación técnica de la valorización de activos fijos de acuerdo con las normas vigentes. Esta estimación de la valorización se ha realizado considerando la variación de índices de precios para activos similares.

En el rubro de inversiones a largo plazo figuran, además de las inversiones en sociedades, Col\$ 42,019 millones (equiv. a US\$ 64.2 millones) identificados como obras de electrificación y Col\$ 3,476 correspondientes al PNER. Las primeras incluyen obras en construcción o ya terminadas, pero no liquidadas. Entre estas están la Línea Popayán-Pasto, la Línea Paipa-B/manga, la Central térmica de Barranca III, así como los equipos financiados con los créditos franceses.

Las inversiones en sociedades incluyen las realizadas en ISA, CHB, FEN y las electrificadoras filiales.

En el cuadro siguiente se presenta la estimación del valor económico de los activos fijos (Ver anexo V) y de las inversiones en sociedades:

Valor Económico activos a Dic. 31/91	Millones de pesos	Millones de dólares
Contable	331.543	524,2
Activo Fijo Neto	147.239	232,8
Inversiones en Sociedades	184.304	291,4
Valor Económico	285.199	451,0
Activo Fijo Neto	146.077	231,0
Inversiones en Sociedades	139.122	220,0
Tasa de cambio Dic. 31/91	632,37	

2. Pasivos:

El estado de deudas del ICEL a Dic. 31 de 1991 están representados fundamentalmente en los saldos de los préstamos externos e internos contratados y en las deudas acumuladas con ISA por concepto de energía e intereses, así:

Estado de deudas Dic. 31/91	Millones de pesos	Millones de dólares
I. CREDITOS EXTERNOS:	77.212,4	122,1
1. Con garantía	66.651,8	105,4
2. Sin garantía	10.560,6	16,7
II. CREDITO INTERNO EN M.E.:	104.720,5	165,6
1. Nación - 2889	8.157,6	12,9
3. FEN - CONCORDE-HERCULES	90.618,6	143,3
4. FEN - FIDEICOMISO NACION	5.944,3	9,4
III. CREDITO INTERNO M.L.:	143.168,6	226,4
1. Bancos Comerciales	632,4	1,0
2. IFI-FONADE	695,6	1,1
3. FEN - CADEX	6.513,4	10,3
4. POPULAR - Tesoreria	2.656,0	4,2
5. ISA	132.671,2	209,8
TOTAL ESTADO DEUDAS	325.101,5	514,1
Tasa de cambio Dic. 31/91	632,37	

B. Situación Financiera de ICEL para 1992:

El Presupuesto de ingresos y egresos para 1992, aprobado según Decreto 2701 de 1991, se descompone así:

Presupuesto aprobado para 1992	Millones de pesos	Millones de dólares
Ingresos corrientes	21.830,0	31,2
Otros ingresos	5.179,2	7,4
Total Ingresos	27.009,2	38,6
Gastos de funcionamiento	11.117,5	15,9
Gastos de operación	484,8	0,7
Inversion	5.579,2	8,0
Otros	0,0	0,0
Servicio de deuda	9.828,0	14,1
Total Egresos	27.009,5	38,6
Tasa de cambio prom. 1992	699,00	

En la elaboración de este presupuesto equilibrado no se incluyeron la totalidad de los ingresos, sobre el supuesto que la comercialización a las filiales se terminaba en Diciembre de 1991, ni se incluyeron la totalidad de las obligaciones por pagar.

Las cifras revisadas de los ingresos de caja y de las obligaciones por pagar presentan un faltante de US\$ 118,7 millones, sin incluir el pago a ISA y CHB de las obligaciones vencidas por US\$ 196 millones.

Para cubrir el faltante de US\$ 118,7 millones, se ha programado:

- Que el Gobierno Nacional mediante apropiaciones presupuestales atienda pagos de deuda externa e interna con vencimiento en 1992 por US\$ 80,0 millones.
- Que los saldos vencidos de las deudas con el Gobierno Nacional serán cancelados mediante la dación en pago de activos de la Central, como parte del proceso de liquidación de la misma.

III. Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - CORELCA :

A. Balance General a Dic. 31 de 1991:

El Balance General de la CORELCA para el corte a Diciembre 31 de 1991 presenta la siguientes cifras:

Balance General	Millones de pesos	Millones de dólares
Activo Fijo Bruto	418.724	662,2
Dep. acumulada	-39.854	-63,0
Activo Fijo Neto	378.870	599,1
Obras en construcción	38.464	60,8
Inversiones a largo plazo	58.278	92,2
Activos corriente	121.231	191,7
Otros activos	37.413	59,2
Total Activos	634.256	1.003,0
Patrimonio	257.678	407,5
Pasivo Largo Plazo	255.565	404,1
Pasivo Corriente	112.570	178,0
Otros Pasivos	8.443	13,4
Total Pasivos	376.578	595,5
Total Pasivo y Patrimonio	634.256	1.003,0
Tasa de cambio Dic. 31/91	632,37	

1. Activos:

Los activos fijos de CORELCA están representados en las plantas de generación térmica y las líneas y subestaciones.

Para efectos contables el valor de los activos corresponde a la acumulación de costos históricas, mas las diferencias en cambio acumuladas por los prestamos externos y una estimación técnica de la valorización de activos fijos de acuerdo con las normas vigentes. Esta estimación de la valorización se ha realizado considerando la variación de índices de precios para activos similares.

La inversión en sociedades corresponde a las acciones en ISA, en las electrificadoras filiales y en la FEN.

Una estimación del valor económico de los activos de CORELCA (Anexo V), efectuada de acuerdo con su capacidad de producir ingresos netos, muestra que los mismos se encuentran sobrevaluados.

Valor Económico activos a Dic. 31/91	Millones de pesos	Millones de dólares
Contable	402.720	636,8
Activo Fijo Neto	378.870	599,1
Inversiones en Sociedades	23.850	37,7
Valor Económico	396.306	626,7
Activo Fijo Neto	333.069	526,7
Inversiones en Sociedades	63.237	100,0
Tasa de cambio Dic. 31/91	632,37	

2. Patrimonio:

El Patrimonio de la sociedad a Dic. 31 de 1991 se descompone de la siguiente forma:

Patrimonio a Dic. 31/91	Millones de pesos	Millones de dólares
Contable:	257.677	407,5
Capital	85.891	135,8
Reservas	8.092	12,8
Superávit acumulado	54.201	85,7
Superávit valorizaciones	109.493	173,1
Económico:	251.357	397,5
Capital	85.891	135,8
Reservas	8.092	12,8
Pérdidas acumuladas	54.201	85,7
Superávit valorizaciones	103.173	163,2
Tasa de cambio Dic. 31/91	632,37	

3. Pasivos:

Los pasivos de la CORELCA a Dic. 31 de 1991 están representados fundamentalmente en los saldos de los préstamos externos e internos contratados, así:

Estado de deudas Dic. 31/91	Millones de pesos	Millones de dólares
I. CREDITOS EXTERNOS:	81.240,0	128,5
II. CREDITO INTERNO EN M.E.:	123.492,0	195,3
1. Nación - M.E.	8.458,0	13,4
2. FEN - M.E.	87.170,0	137,8
3. ISA - BID 540	27.864,0	44,1
III. CREDITO INTERNO M.L.:	81.927,0	129,6
1. Bancos Comerciales	2.557,0	4,0
2. FEN - CADEX	61.320,0	97,0
3. Nación M.L.	18,050,0	28,5
TOTAL ESTADO DEUDAS	286.659,0	453,3
Tasa de cambio Dic. 31/91	632,37	

B. Estado de Resultados Enero 1 a Diciembre 31 de 1991:

Durante el año 1991, CORELCA presentó utilidades por \$ 37.892 millones, fundamentalmente producto de las utilidades extraordinarias por \$31.968 millones resultantes de la venta de acciones en ISA. Los principales rubros del Estado de Resultados se discriminan a continuación:

Estado de Resultados	Millones de pesos	Millones de dólares
Ventas de Energía	98.923,5	164,8
Otros Ingresos	667,4	1,1
Total Ingresos	99.590,9	165,9
Gastos de operación	59.305,0	98,8
Ingreso Neto de operación	40.285,9	67,1
Otros ingresos-egresos	0	0,0
Utilidad antes de financieros	40.285,9	67,1
Gastos Financieros	34.362,0	57,2
Utilidad Neta	5.923,9	9,9
Utilidad extraordinaria	31.968,4	53,2
Total utilidades	37.892,3	63,1
Tasa de cambio prom. 1991	600,4	

C. Situación Financiera de CORELCA para 1992:

El Presupuesto de ingresos y egresos para 1992, aprobado según Decreto 2971 de 1991, se descompone así:

Presupuesto aprobado para 1992	Millones de pesos	Millones de dólares
Ingresos corrientes	110.484,0	158,1
Otros ingresos	57.247,0	81,9
Total Ingresos	167.731,0	240,0
Gastos de funcionamiento	24.038,0	34,4
Gastos de operación	46.229,9	66,1
Inversión	59.544,1	85,2
Otros	0,0	0,0
Servicio de deuda	37.919,0	54,2
Total Egresos	167.731,0	240,0
Tasa de cambio prom. 1992	699,00	

Las cifras revisadas del flujo de caja muestran un faltante para 1992 de US\$ 131.1 millones

Para cubrir el Faltante de US\$ 131.1 millones, se ha programado:

- Que la FEN otorgue créditos de la línea CADEX para cubrir los faltantes en la atención del servicio de deuda por US\$ 41,9 millones y créditos con los recursos del Crédito integrado por US\$ 16,0 millones destinados fundamentalmente a cubrir acuerdos de pago de servicio de deuda atendida el año anterior.
- Que el Gobierno nacional atienda pagos de deuda interna para permitir que se realicen las operaciones de financiamiento de la FEN por US\$ 24,0 millones.
- Que los saldos vencidos de las deudas con el Gobierno Nacional serán cancelados mediante la dación en pago de activos.

Santafé de Bogotá, D.C., 6 MAR. 1992

Señores
GRUPO ESPECIAL PARA LAS REFORMAS
ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO
Ciudad

ASUNTO: TRATAMIENTO DE LAS DEUDAS DE ICEL Y CHB CON LA FEN

Apreciados señores:

Dentro del proceso de búsqueda de soluciones a la CHB y al ICEL, el 23 de diciembre de 1991 la FEN presentó a su Junta Directiva los documentos "Central Hidroeléctrica de Betania S.A. -CHB-. Situación Actual y Estrategia de Reestructuración Financiera" e "Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL-. Situación Actual y Soluciones", los cuales proponen los mecanismos necesarios para sanear las finanzas de estas empresas.

Posteriormente, con base en lo anterior, el Grupo Especial propuso un plan de acción en su documento de enero 20 de 1992, en el que contempla la creación de una o varias empresas con los activos de generación de ISA, ICEL y CHB.

Así mismo, en reunión celebrada el 3 de marzo de 1992 en el Ministerio de Minas y Energía, se precisaron la estrategia y el alcance de las referidas propuestas para las citadas empresas.

Con el fin de complementar su análisis, el Grupo ha solicitado a la FEN una propuesta sobre el tratamiento que se le debe dar a las deudas del ICEL y de la CHB con la FEN.

El tratamiento de las deudas de ICEL y CHB está enmarcado dentro de los lineamientos fijados por el Grupo Especial, los cuales se resumen a continuación:

Marco General para la Reestructuración de las Empresas

- i. Liquidar a CHB
- ii. Reformar, reestructurar o liquidar el ICEL

Estrategia de Saneamiento de deudas

- i. Para la CHB, asunción de la totalidad de los pasivos por parte de la Nación, a cambio de la totalidad de los activos de generación y transmisión. Esto significa una valoración económica del patrimonio igual a cero, por lo que no habría reconocimiento a los actuales socios de la Central.
- ii. Para el ICEL, asunción de la totalidad de los pasivos a cambio de la totalidad de los activos productivos y financieros.

Marco Legal

Con base en las facultades de la Ley 51 de 1990.

En primer lugar, nos permitimos solicitar que en los decretos que se expidan para la liquidación de la CHB, con base en la Ley 51/90, se establezca que la Nación asume inmediatamente la deuda de la CHB y que para todos los efectos legales, frente a las normas de la Superbancaria, a los organismos financieros internacionales, etc., el Deudor es la Nación.

Luego, en cuanto al manejo de las deudas del ICEL y de la CHB con la FEN, con base en la información de los cuadros anexos, proponemos lo siguiente:

1. Crédito Interno nominado en moneda extranjera con recursos de los préstamos Concorde, Integrado 1989-90 e Integrado 1991-94 por US\$227.5 millones (ICEL y CHB)

Se recomienda que sea asumido por la Nación, ante el Comité de Bancos liderado por el Chemical Bank.

2. Acuerdos de Pago cedidos por el Banco de la República con recursos de TELECOM, ECOFETROL y FNA (CHB)

La cesión de estos acuerdos de pago se llevó a cabo con base en las facultades de la Ley 25 de 1990.

- i. Con recursos de TELECOM y ECOFETROL por US\$115.5 millones

Se recomienda que la Nación asuma estas obligaciones en forma diferida, por medio de una cesión de los acuerdos de pago de la FEN a la Nación por US\$115.5 millones, por cuanto ésta es deudora solidaria en virtud de su garantía (cambio de Deudor: la Nación pasaría a ser Deudor de TELECOM y ECOFETROL).

La diferencia (US\$19.6 millones) debe ser cancelada por la Nación directamente a la FEN, dado que la Financiera ya pagó estos montos a las entidades que colocaron los recursos.

ii. Con recursos del FNA (US\$7.1 millones)

Se propone que la Nación asuma las deudas ante la FEN en las fechas previstas originalmente para redimir los títulos que le ha entregado la FEN al FNA.

3. Deuda con recursos CADEX (CHB e ICEL) por US\$33.2 millones

Estos son créditos de corto plazo con vencimiento durante 1992 financiados con captaciones, por lo cual se recomienda que la CHB directamente, o la Nación, los cancele durante el presente año. En el caso de ICEL, se requiere el pago por parte de la Nación ante la insuficiencia de los recursos propios del Instituto.

4. Créditos mediante el sistema de redescuento (US\$7.4 millones)

Se plantea que previamente a la liquidación, la CHB pague a los bancos el saldo de estas deudas. Este valor sería cancelado con los recursos por venta de energía de la CHB.

Para el caso de ICEL se requiere adicionar el presupuesto nacional en 1992 para que el Instituto cancele estas obligaciones a los bancos.

El manejo de esta deuda con los bancos debe tener especial cuidado, a fin de evitar que se produzcan reacciones en cadena que perjudiquen las solicitudes de créditos de las otras empresas del sector.

5. Créditos de CHB Directos (US\$3.9 millones)

Al igual que en los dos últimos numerales, se recomienda que la empresa los cancele directamente a la FEN, antes de la liquidación, por cuanto el monto es pequeño y no cuenta con la Garantía de la Nación. De igual manera su cancelación facilitaría el proceso de liquidación.

6. Fiducia FEN-Nación-ICEL (US\$9.4 millones)

En cuanto a la fiducia FEN-Nación-ICEL, en la cual la Nación entregó la suma de \$6.566 millones a la FEN para que cancelara al exterior deuda vencida del ICEL, resulta indispensable que previo acuerdo de la FEN con la Nación, se tomen las medidas necesarias para la liquidación del contrato de fiducia suscrito el 28 de junio de 1990 en desarrollo de esta operación.

Finalmente, en relación con la adjudicación de la línea Bucaramanga-Ocaña-Cúcuta por parte del ICEL, y su posterior transferencia a ISA, es necesario hacer las siguientes precisiones:

- i. El crédito FEN al ICEL con recursos del EXIMBANK ha sido asignado. Sin embargo, el contrato no se ha suscrito y como tal, no ha sido desembolsado a pesar de contar con Resolución Ejecutiva de autorización.
- ii. Por decisión de la Junta Directiva de la FEN, se encuentran suspendidos los desembolsos por créditos al ICEL, por cuanto no dispone de apropiación presupuestal para el pago de deuda de 1992 y además tiene obligaciones vencidas con la FEN.

Por estas razones, la FEN no podría conceder nuevos créditos a ICEL, por lo que se ha sugerido asignar el cupo de crédito directamente a ISA. Esta iniciativa parece viable y la FEN estaría atenta a la solicitud de ISA, de manera que se tomen las decisiones de crédito más convenientes.

Cordialmente,



LUZ ESPERANZA ROJA
Presidente (E)



Anexos

MEG/GER/cih

CUADRO No. 1

RELACION CREDITOS A CARGO DE LA CHB

CREDITO	FECHA FIRMA	ULTIMA AMORTIZACION	SALDO A 31 ENERO/92 (MILLONES US\$)	TASA DE INTERES
I. DEUDAS CON LA NACION			239.5	
- CREDITO JUNCO	Dic/84	Dic/94	190.0 (2)	Libor + 1.25%
- Saldo FODEX	May/88		29.0	
- Deuda al SEDE (1)	Ene/92		20.5	
II. DEUDA EXTERNA			114.7	
- PROVEEDOR GIE	Abr/81	Ago/97	45.2	7.75%
- INTEGRATIVO GIE	Nov/85	Ago/97	5.0	8.75%
- PROVEEDOR IMPRESILLO	Abr/81	Ago/97	36.0	7.75%
- INTEGRATIVO IMPRESILLO	Oct/87	Ago/97	9.0	8.75%
- SAMUEL MONTAGU	Jul/86	Oct/92	14.3	Libor + 1.25%
- CHEMICAL BANK	Nov/87	Jul/97	1.2	Libor + 1.25%
III. DEUDAS CON FEN			236.6	
- CREDITO INTERNO M.E			85.4	
. CONCORD	Sep/88	Dic/97	35.0	Libor + 0.75%
. INTEGRADO 1991-1994	Oct/91	Oct/03	50.4	Libor + 0.75%
- CREDITO INTERNO M.L			148.2	
. FODEX ECOFETROL	Feb/91	Feb/94	19.9	C Cap + 5%
. FODEX - TELECOM	Abr/91	Abr/94	95.6	C Cap + 5%
. FODEX - F.M.A.	Abr/91	Abr/94	7.1	C Cap + 5%
. CABEX	May/91	May/92	21.7	C Cap + 3%
. CREDITO DIRECTO		Dic/97	3.9	C Cap + 5%
IV. DEUDAS CON BANCOS LOCALES				
. REDESARMENTOS	Dic/90	Dic/97	5.0	C Cap + 5%
T O T A L			592.8	

(1) Cuenta especial de deuda externa.

(2) Incluye deuda interna a Enero 31/92

Tasa de cambio utilizada para conversión a dólares \$630.

CUADRO No. 2

DEUDA DEL ICEL A DICIEMBRE 31 DE 1991

	US\$ Millones	PARTICIPACION %
DEUDA EXTERNA		
GARANTIZADA	91.5	15.8
NO GARANTIZADA	16.8	2.9
SUBTOTAL	108.3	18.6
DEUDA INTERNA		
FEN	163.0 ^{1/}	28.4
GOBIERNO NACIONAL	39.9	6.9
ISA (ENERGIA Y APORTES GUAVIDO)	210.7	36.2
FOMADE E IFI	1.1	0.2
ISA-BIRF-FEN Y OTROS	56.9	9.8
BANCOS Y CORPORACIONES (REDESCUENTOS FEN)	2.4	
SUBTOTAL	474.0	81.4
GRAN TOTAL	582.3	100.0

^{1/} Incluye fiducia FEN-Nación-ICEL por US\$9.4 millones

DETALLE DE LA DEUDA EXTERNA DE ICEL

FECHA FIRMA	FECHA LA AMORTIZ	FECHA ULT AMORTIZ	ENTIDAD PRESTAMISTA	GARANTIA NACION CON=1: SIN<>1	SALDO A DIC/91 (MILES)	MONEDA DE CONTRATACION Y/O DESEMBOLSO	TIPO DE TASA VARIABLE	MARGEN	TASA FIJA	TASA COMIS COMP
1983 2	1985 2	199506	BANQUE NATIONALE DE PARI	1	24200	FF			8.25	0.00
198812	197012	199406	CIC FRANCIA DI-318	1	352	FF			3.50	0.00
1983 3	1985 3	1992 6	AMERICAN EXPRESS	2	38	DOLAR	LIBOR-6 MES	0.750		0.00
1983 2	1985 2	1992 8	PARIBAS DI-943	1	2672	FF			8.25	0.00
198112	198412	199312	BANK OF TOKYO DI-855	1	121366	YEN			8.50	0.00
197510	1986 6	2005 5	KFW DI-601	1	9100	DM			2.00	0.00
1983 3	1989 3	1993 3	SUMITOMO BANK DI-951	2	598	DOLAR	LIBOR-6 MES	0.625		0.00
1964 5	1974 7	200107	AID	1	486	DOLAR			2.00	0.00
1983 3	1985 3	1992 3	AMERICAN EXPRESS DA-9571	1	193	DOLAR			7.75	0.00
1983 5	1989 5	1993 5	MHT DI-955	2	4190	DOLAR	LIBOR-6 MES	0.625		0.00
198302	198502	199202	PARIBAS DI-942	1	34	DOLAR	LIBOR-6 MES	0.750		0.00
198511	198805	199605	EXIMBANK J-DI-1152	1	1044372	YEN			8.00	0.00
198312	198512	199012	BANCO CENTRAL VENEZUELA	1	0	DOLAR			9.00	0.00
198507	198506	200205	MEDIO CREDITO DI-1123	1	6343	DOLAR			2.50	0.00
1981 2	1988 8	201102	BID	1	41969	VRAS MON. SIST.ANT			2.00	0.50
1975 8	1985 8	2005 8	KFW DI-600	1	6147	DM			2.00	0.00
1983 3	1990 5	200905	TESORO FRANCES DI-952	1	26409	FF			3.50	0.00
1983 2	1989 2	1993 2	SUMITOMO BANK DI-940	2	2167	DOLAR	LIBOR-6 MES	0.625		0.00
198311	198511	199211	AMERICAN EXPRESS DI-9971	1	337	DOLAR			8.00	0.00
1981 5	1984 5	199311	EXIMBANK J DI-809	1	1572412	YEN2			7.75	0.00
198511	198709	199309	MARUBENI DI-1122	2	699	DOLAR	LIBOR-6 MES	1.250		0.00
199009	199109	199309	AERIMPIANTI	2	2400	DOLAR			7.56	0.00
1982 7	1988 7	1992 7	SUMITOMO BANK DI-901	2	6667	DOLAR	LIBOR-6 MES	0.625		0.00
1981 4	1984 4	199310	EXIMBANK-USA DI-807	1	3188	DOLAR			8.50	1.00
198312	198512	199212	AMERICAN EXPRESS DI-1001	1	173	DOLAR			7.75	0.00
198810	199404	200904	MEDIO CREDITO	1	3571	DOLAR			1.75	0.50

ENTE: Base de datos FEN - División de Análisis Sectorial

CUADRO No. 2B

COMPOSICION DE LA DEUDA DEL ICEL CON LA FEN A DICIEMBRE 31 DE 1991

CONCEPTO	SALDO US\$ Millones	PORCENTAJE
<u>CREDITOS CADEX (PARA PAGO DE DEUDA)</u>		
RECURSOS "HERCULES"	13.8	8.4
RECURSOS "CHALLENGER"	14.7	9.0
CREDITOS FUENTE	11.5	7.0
<u>OTROS CREDITOS (PARA CAPITALIZAR ISA Y CHB)</u>		
RECURSOS CONCORDE Y CHALLENGER (PARA CAPITALIZAR ISA Y CHB)	113.6	69.7
<u>FIDUCIA FEN-NACION ICEL</u>	9.4	5.9
TOTAL	163.0	100.0

FUENTE: FEN - Vicepresidencia de Crédito - Base de datos CADEX

**GRUPO ESPECIAL PARA
REFORMAS ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO
- INFORME PRIMERA FASE -**

VALORACION DE LOS PROYECTOS

I. METODOLOGIA.

Este Anexo discute la metodología utilizada para la valoración económica de los diferentes activos que pasarán a manos de la Nación, como consecuencia de las reformas propuestas.

En general, las diferentes plantas se valoraron de acuerdo con su capacidad para producir ingresos netos en el futuro. Así, para cada una de las plantas se obtuvo el ingreso neto resultante de las ventas en bloque de energía eléctrica, los costos de combustible en el caso de las plantas térmicas y los costos de operación, durante cada uno de los años de su vida útil. El valor presente de dicho flujo representa el valor económico asignado a la planta, aunque en algunos casos es preciso realizar otras consideraciones, tal como se explica más adelante.

Puesto que las plantas operarían dentro del sistema interconectado nacional, ellas estarían sometidas a los acuerdos comerciales pertinentes, los cuales tienen que ver con la repartición de la reserva y la cantidad de energía que realmente generan, variables que determinan los intercambios de potencia y energía estacional, así como los intercambios de energía de corto plazo. Por lo tanto, fué necesario evaluar el comportamiento de las plantas dentro del sistema interconectado nacional con el fin de determinar más precisamente estas variables. Para efectuar esta evaluación se partió de los resultados presentados por ISA en el Documento ISA OPUN - 004 E de Enero 13 de 1992, realizado para determinar los Contratos de energía y potencia para el verano 1991-1992. Este Documento presenta información que permite deducir el comportamiento de las diferentes plantas bajo diversas hipótesis, tal como se explica a continuación.

Las simulaciones realizadas fueron efectuadas utilizando la siguiente metodología:

1. La demanda de potencia y energía por estaciones de verano e invierno corresponde a las proyecciones realizadas por el Departamento Nacional de Planeación, la cual implica durante la presente década una sustitución acelerada de energía eléctrica por gas natural. Sin embargo, el efecto de sustitución no es demasiado significativo durante los primeros años, por lo cual no se realizó sensibilidad a esta variable.
2. La energía y potencia confiables se obtuvieron tal como se mencionó anteriormente. Para efectos de los cálculos realizados se incluyó, por estaciones de verano e invierno, la energía y potencia confiables por empresa incluidas en el Documento antes mencionado.
3. Para aquellas empresas que presentan déficit entre la generación confiable y la demanda se calcularon las compras por necesidades para satisfacer dicho déficit.
4. Se calcularon los excedentes en las empresas superavitarias como la diferencia entre la generación confiable y la demanda.
5. A cada una de las empresas superavitarias se asignaron ventas estacionales para satisfacer necesidades, repartiendo la totalidad de las compras de las empresas deficitarias entre las superavitarias en proporción a los excedentes de cada una de estas empresas. En el caso de existir déficit, ellos se repartieron de acuerdo con la regla establecida para su asignación.
6. Se calcula la reserva total del sistema como la suma de las reservas que quedan en cada una de las empresas (generación confiable menos demanda menos ventas estacionales por necesidades).
7. La reserva total se comparte entre las diferentes empresas en la siguiente forma:
 - a. α_1 % en proporción a la generación confiable de cada empresa.
 - b. α_2 % en proporción a la reserva de cada empresa.
 - c. α_3 % en proporción a la demanda de cada empresa. α_1 , α_2 y α_3 son tales que se reparta la totalidad de la reserva.

8. A partir de la información anterior se calculan los intercambios estacionales totales.

El procedimiento explicado hasta ahora aplica tanto a los intercambios de energía como a los de potencia. A continuación se describe el procedimiento utilizado para el cálculo de los intercambios de corto plazo de energía.

9. La generación hidroeléctrica y térmica de cada empresa se supuso que no varía con la regla de repartición de la reserva. En efecto, dicha generación, para una proyección de demanda dada, es el resultado de la operación óptima del sistema integrado y, por lo tanto, no depende de dicha regla. Por lo tanto, los datos de generación de cada empresa se obtuvieron del Documento ISA antes mencionado.
10. Los intercambios de corto plazo resultan de efectuar los balances energéticos en cada empresa. Así,
$$\text{Demanda} = \text{Generación hidroeléctrica} + \text{Generación térmica} + \text{Compras estacionales} - \text{Ventas estacionales} + \text{Compras de corto plazo} - \text{Ventas de corto plazo}.$$
11. El proyecto que se pretende valorar entra como una nueva empresa, sin demanda, que interactúa con el resto del sistema interconectado nacional de acuerdo con las reglas arriba descritas.
12. La potencia y energía confiables del proyecto se sustraen de la potencia y energía confiables correspondientes a la empresa propietaria en la actualidad del proyecto. Igual operación se realiza con la generación de energía del proyecto, dato obtenido del Documento ISA antes mencionado.
13. Para los años posteriores al período cubierto por el Documento ISA se supuso que los intercambios por estaciones en dichos años corresponden al promedio de los efectuados durante el período analizado en el Documento ISA.
14. Se valoraron los ingresos por ventas estacionales de energía y potencia en dólares corrientes, utilizando las tarifas acordadas en la Junta Nacional de Tarifas. Ellas no distinguen entre estaciones de verano e invierno. Por lo tanto, se dejó dentro del modelo la posibilidad de considerar cargos diferenciales. Así mismo, se permitió la posibilidad de simular tarifas que correspondan a las

anteriormente dichas afectadas por un factor, lo que permitiría hallar el valor de los proyectos en el caso de que las tarifas se incrementasen hasta alcanzar el costo marginal de largo plazo.

15. Para la valoración de los intercambios de corto plazo se utilizó el costo marginal de corto plazo medio durante cada uno de los años. En este caso también se incluyó la posibilidad de considerar valores diferenciados estacionalmente. Estos valores fueron, de igual manera, expresados en dólares corrientes.
16. Los costos de combustible se obtuvieron con base en la generación de la planta en cada uno de los períodos y el costo por unidad de generación, expresado en dólares corrientes, correspondiente a la planta en consideración. Este valor se obtuvo igualmente de la información suministrada por ISA.
17. Para el cálculo de los costos de operación se utilizaron valores en dólares de Diciembre de 1991, de U.S.\$ 4 por kw. por año para las plantas hidroeléctricas y de U.S. 20 por kw. por año para las plantas térmicas.
18. Los ingresos netos se obtuvieron como los ingresos por venta de energía menos los costos de combustible y de operación.
19. A partir del flujo de ingresos netos durante la vida útil del proyecto se obtuvo su valor presente utilizando tasas de descuento que se discutirán a continuación.

La aplicación de la metodología descrita anteriormente a los diferentes proyectos produjo los resultados que se indican a continuación.

II. RESULTADOS.

Utilizando la metodología antes descrita se valoraron las plantas de Betania, Tasajero, Paipa III, Barranca 4, Palenque 5 y Termocartagena.

La evaluación se llevó a cabo utilizando las tarifas aprobadas por la Junta Nacional de Tarifas, los acuerdos existentes con respecto a la repartición de la reserva del sistema y una tasa de descuento del 15% anual para dólares corrientes. Se halló el valor para Diciembre de 1991.

Adicionalmente se realizaron las siguientes sensibilidades:

- Caso 1. Dentro de un sistema en el cual se presentan grandes excedentes durante el invierno es lógico pensar que existe una tarifa diferencial para el verano y el invierno. Por lo tanto, se llevó a cabo una sensibilidad en la cual la tarifa media se preserva pero existe una diferencia del 40% entre la energía de verano y la de invierno.
- Caso 2. Las tarifas promedias aprobadas por la Junta Nacional de Tarifas no alcanzan el costo marginal de largo plazo del sistema. Por lo tanto, se simuló un caso en el cual las tarifas del caso base se incrementan en un 20%.
- Caso 3. Se analizó el efecto de una tasa de descuento del 12%.
- Caso 4. Se analizó el efecto de una tasa de descuento del 18%.
- Caso 5. Se estudió el efecto de colocar toda la energía confiable en lugar de participar en la reserva del sistema.

Los resultados de las simulaciones antes descritas se muestran en el Cuadro 1. Al Cuadro presentado pueden hacerse los siguientes comentarios:

- 1, Los valores estimados para Barranca 4 y Palenque 5 subestiman el valor de dichas plantas. Su valor estaría acotado al costo de sustituir dichas unidades por plantas usadas con una vida útil restante similar, costo que es muy inferior al presentado en el Cuadro 1.
- 2. Existe una subestimación en el valor asignado a Termocartagena, como consecuencia de la posibilidad de repotenciar esta planta, triplicando su capacidad instalada, a un bajo costo.
- 3. La adopción de una tarifa diferencial para el verano y el invierno tiene poca sensibilidad sobre el valor de los activos.
- 4. El efecto de llevar las tarifas al costo marginal valoriza los proyectos en una cantidad superior al 20%, efecto que es más importante en la medida en

que los costos de combustible y operación pesen más en la valoración de la planta.

5. La valoración de las plantas muestra gran sensibilidad a la tasa de descuento.
6. La colocación de la totalidad de la energía confiable de las plantas (asignándoles un mercado cautivo, por ejemplo) valoriza sustancialmente los activos.

CUADRO 1
EVALUACION DE LOS PROYECTOS A DICIEMBRE 31 DE 1991
Millones de dólares.

Proyecto	Base	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Betania	532	534	641	720	417	697
Tasajero	121	128	159	149	100	168
Paipa III	66	69	84	80	55	89
Barranca IV	24	25	30	28	21	33
Palenque V	17	17	21	19	15	23
Termocartagena	62	70	104	73	54	112

Sensibilidades.

- Caso 1. Tarifas de verano 40% superiores a las de invierno.
- Caso 2. Tarifas 20% más altas en verano e invierno.
- Caso 3. Tasa de descuento del 12%.
- Caso 4. Tasa de descuento del 18%.
- Caso 5. Colocando la totalidad de la energía confiable.

GRUPO ESPECIAL PARA
REFORMAS ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO
- INFORME PRIMERA FASE -

ESQUEMA INICIAL DE CARGOS POR USO DE LA
RED NACIONAL DE TRANSMISION

1. INTRODUCCION

La comercialización de la energía en bloque entre empresas generadoras, empresas distribuidoras y grandes clientes (en conjunto denominados como consumidores) requiere de un sistema de cargos por uso de la transmisión.

El resultado del análisis general realizado con apoyo de ESMAP sobre este tema sugiere lo siguiente:

- a) El sistema de transmisión colombiano está conformado por una red que presta el servicio de transmisión nacional, a 220 KV y mas, que interconecta a una serie de redes regionales. Esta red es actualmente de propiedad de varias empresas.
- b) El servicio de transmisión consiste esencialmente en el **transporte** permanente de energía y potencia de los centros de generación a los de consumo y en el uso de la capacidad de la **interconexión** por parte de generadores y de consumidores.
- c) Dado el carácter de monopolio natural que tiene la prestación de este servicio, las empresas propietarias de las redes deberán permitir a los generadores y a los consumidores el libre acceso a la transmisión mediante el pago de cargos debidamente regulados.
- d) La estructura de cargos por uso de las redes de transmisión debe contemplar cargos por la **conexión** de los usuarios, cargos variables por el **transporte** de la energía y potencia y cargos fijos proporcionales a la capacidad de **interconexión** disponible para cada usuario.

Dado que los costos de transmisión son relativamente independientes de los contratos que realicen las empresas generadoras con los consumidores, dicha estructura de cargos conviene que sea diseñada en forma tal que permita que estos últimos puedan escoger entre opciones de generación sin que se propicie la conformación de mercados "cautivos" para las empresas de generación (al menos para aquellas centrales que no esten inmersas dentro de las redes locales de distribución).

Los cargos por los servicios de **interconexión** y de **transporte** son susceptibles de un análisis detallado que requiere dedicación de tiempo y de recursos. Sin embargo, en el corto plazo se considera conveniente separar los cargos por transmisión que están implícitos en las tarifas existentes para los intercambios y ventas de la energía en bloque en el sistema interconectado. Ello permitirá separar las actividades de generación y de transmisión en las empresas del orden nacional, como fase previa a la introducción de la competencia en las ventas de energía y potencia en bloque.

2. SITUACION TARIFARIA ACTUAL

En la actualidad, la comercialización de la energía y potencia en bloque "firmes" la viene realizando ISA con base en una tarifa integrada generación-interconexión. Adicionalmente existe un esquema de tarifas regionales para la reventa de energía y potencia por parte de ICEL, CORELCA y CVC a las Electrificadoras y Empresas locales (que incluyen márgenes adicionales, o subsidios en algunos casos, para el servicio de transmisión).

El costo de las pérdidas de energía en el sistema nacional se valora a dichas tarifas y lo asumen los compradores mediante formas de distribución preestablecidas, con excepción de los casos de la Costa Atlántica y Antioquia donde las asumen CORELCA y EPM.

Para un factor de carga de 0.65 la tarifa de ISA se sitúa actualmente (Ene/92 con una tasa de cambio de 650 Col\$/US) en 26.9 mills/kwh, la cual representa el 64% del costo incremental promedio de largo plazo estimado al nivel denominado como de interconexión (42.3 mills/kwh). Las estimaciones de que se dispone señalan que el 11.6% de estos últimos (4.9 mills/kwh) corresponde al costo incremental promedio de largo plazo del servicio de transmisión nacional.

Para el caso de los mercados de ICEL, CVC y CORELCA los márgenes adicionales para el suministro de energía en bloque (para el mismo factor de carga de 0.65 y con una tarifa a nivel de interconexión de 26.9 mills/kwh) alcanzan niveles de hasta 2.3, 2.8 y 9.0

mills/kwh, respectivamente. Los valores altos se deben a que, en el caso de CVC, Cali y Tuluá subsidian a otros mercados en el Valle y a que, en el caso de CORELCA, Electribol y Electranta subsidian al resto de electrificadoras de la Costa. Estos valores los cobran dichas empresas como márgenes de intermediación (o mayor valor de la generación si esta es propia) y deben ser considerados en el desglose inicial propuesto para las tarifas de venta en bloque a dichos mercados.

En la situación actual (1992), por tanto, existen solamente cargos variables para los compradores por el servicio de **Transporte** de la energía (y potencia) en bloque. La aplicación del nivel total de costo incremental promedio de largo plazo para la transmisión nacional (i.e. 4.9 mills/kwh, calculados sobre la totalidad de la energía entregada al usuario final) como cargo de transmisión presenta la problemática de requerir su separación según los conceptos de cargos variables y de cargos fijos. Adicionalmente debe considerarse que no toda la energía y potencia se transportan a nivel nacional (i.e. algunas empresas, como EEB y EPM, generan energía en plantas propias "atada" a sus propios mercados la cual consideran que no se transporta a nivel nacional y, por tanto, para ellas no serían aplicables cargos variables por transmisión nacional sino mas bien cargos fijos).

3. ESTIMACION DE CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISION

Los análisis adelantados con apoyo de ESMAP permiten enfocar los aspectos metodológicos relevantes sobre el tema de cargos por la transmisión e indicadores sobre los costos de la misma. Con base en ello fue posible plantear el esquema inicial de cargos por uso de la red que se presenta más adelante.

3.1 Aspectos Metodológicos Generales

Los estudios mencionados concluyeron con las siguientes recomendaciones para el establecimiento de los cargos por uso de la red de transmisión.

a) Estructura de Costos

Ante la dificultad que presenta metodológicamente el cálculo de los costos marginales de la transmisión, se ha postulado que la actividad de transmisión debe recuperar los costos medios del activo de transmisión y los costos AOM. A este respecto, es claro que deberá establecerse la red de transmisión ya construída o

futura que en el largo plazo resulta justificable para recuperar sus costos, los costos anuales totales a ser recuperados (C) y la suavización requerida de la variación de los mismos en el tiempo.

b) Estructura de Cargos

Las empresas de transmisión deberán cobrar los siguientes cargos:

Cargos por Conexión: Son los cargos necesarios para cubrir los costos de conexión de los usuarios.

Cargos por Interconexión: Una parte de los costos totales anuales, $a \times C$, se recuperará mediante cargos fijos (constantes durante cierto período) que estarían justificados por los beneficios proporcionados por la interconexión, distintos a los originados por el uso de la red para el transporte. Para su establecimiento existen dos alternativas: la primera relacionada con el factor de uso de la red y la segunda con la red mínima de interconexión.

Cargos por Transporte: El complemento de los costos totales anuales, $(1-a) \times C$, se recuperará mediante cargos variables dependientes del uso de la red (según los intercambios "firmes" de energía y potencia).

c) Asignación de Cargos

Los cargos individuales por **Conexión** correrán totalmente por cuenta de cada usuario.

Los estudios apoyados por ESMAP proponen que los cargos fijos por **Interconexión** estén a cargo de los consumidores en un 50% y de los generadores en el restante 50% y que sean cubiertos en forma individual en proporción a la potencia máxima de inyección (para los generadores) o de extracción (para los consumidores). Este procedimiento permite distribuir el costo de la interconexión en forma proporcional al uso potencial de la red por parte de los diferentes usuarios. Una asignación diferente de estos cargos muy seguramente debería sustentarse en análisis detallados sobre la distribución de los beneficios de la interconexión (debidos a regulación de voltaje, control de frecuencia, ahorro de reserva, optimización de la operación, etc.).

Los cargos por **Transporte** se clasificarán en cargos variables por energía y en cargos variables por potencia, el trabajo ESMAP propone que el 50% de los mismos sea asumido por los generadores y el restante 50% por los consumidores. Ello presupone que las necesidades de refuerzo de las redes necesarias para el transporte

serían de responsabilidad, en proporción a la intensidad de uso, tanto de los generadores como de los consumidores. Se ha recomendado el método de MW-KM para la distribución de estos cargos, mediante el cual se obtendrían cargos variables así: i) por inyecciones a la red, que serían decrecientes con la distancia de ubicación de las plantas a un centro de generación "virtual" (y que aumentarían según la distancia a un centro "virtual" de carga), y ii) por extracciones de la red que aumentarían (decrecerían) con la distancia de ubicación de los consumidores a dicho centro de generación (carga).

Los ingresos totales obtenidos mediante la aplicación de estos cargos serían distribuidos entre las empresas propietarias de las redes, en proporción a la propiedad de las mismas.

3.2 Estimaciones sobre el costo medio anual de Transmisión

El Grupo de trabajo apoyado por ESMAP estimó el costo medio (anual y unitario) de la red nacional de transmisión para el período 1992 - 2000 considerando la inversión actualizada en el sistema de transmisión existente, sus costos AOM y la inversión futura. Se supuso una garantía de reposición en 30 años y una tasa anual de descuento del 12%, con los resultados que se resumen a continuación.

COSTOS ANUALES Y UNITARIOS DE TRANSMISION

AÑO	VALORES TOTALES	VALOR	ENERGIA	COSTO	ENERGIA	COSTO	
	ACTIVO	AOM	ANUAL	TOTAL	INTERC.	INCR.	
	US\$M	US\$M	US\$M	TWH	MILLS/KWH	TWH	MILLS/KWH
				1/		2/	
1992	965.9	10.9	129.0	36.7	3.5	11.1	11.6
1995	1360.3	15.0	170.6	41.6	4.1	14.9	11.8
2000	1679.5	18.1	206.2	53.4	3.8	19.2	10.7

1/ Ventas al consumidor final en un escenario con crecimiento promedio del 4.6% anual.

2/ Energía de intercambio entre ISA y sus socios, no contempla las ventas en bloque de CVC, CORELCA e ICEL ni las ventas de EPM y EEB a sus mercados propios, las cuales también requieren de transporte por líneas a 220 KV.

El cuadro anterior muestra que para 1992 el costo medio de transmisión se situaría entre 3.5 mills/kwh (si se calcula sobre la venta total de energía en el sistema) y 11.6 mills/kwh (si se estima sobre la base de los intercambios entre ISA y sus socios).

Estos valores unitarios pueden entonces ser considerados como extremos; así también, dentro de este rango se ubica el estimativo disponible de 4.9 mills/kwh para el costo incremental promedio de largo plazo de la transmisión nacional.

4. PROPUESTA PARA UN ESQUEMA INICIAL DE CARGOS DE TRANSMISION

4.1 Marco Conceptual

La propuesta para el establecimiento de un sistema inicial de cargos por uso de la red de transmisión se ha realizado con el propósito principal de que permita el desmonte de las funciones de intermediación de ICEL, CORELCA y CVC en la comercialización de la energía en bloque (y en el futuro la introducción de la competencia entre los generadores).

Ella se basa en un desglose de las tarifas actuales para los intercambios (y para la venta en bloque), en forma tal que los cargos variables iniciales para los servicios de **Transporte de la Potencia** reflejen el estimativo disponible sobre el costo incremental promedio de largo plazo de la transmisión nacional. Ello resulta posible mediante una redefinición de la tarifa actual para el intercambio de energía y potencia a nivel de interconexión descontando de ella los cargos unitarios por transmisión de potencia que pagarían los consumidores.

Dicha propuesta se complementa con los siguientes lineamientos:

- a) Posibilidad de venta para la energía y potencia en bloque por parte de las empresas generadoras (incluyendo a ISA y CHB) a Electrificadoras y empresas locales.
- b) Introducción de cargos variables por uso de la red por parte de los generadores y por parte de los compradores para el transporte de la potencia, estacional y de reserva, que vendan. Los cargos unitarios (iniciales) correspondientes serán iguales tanto para generadores como para compradores y se aplicarán a la totalidad de la energía inyectada o comprada en bloque (o intercambiada), proveniente de la generación realizada por parte de ISA, CHB, CORELCA, ICEL, CVC, EPM y EEB.
- c) Diferenciación estacional (según verano e invierno) y horaria de los cargos por energía en la tarifa de generación.

d) Las pérdidas de energía en el sistema de transmisión nacional correrán por cuenta de las empresas compradoras (con base en una asignación acordada de las mismas) y serán valoradas a las tarifas redefinidas para la energía y la potencia a nivel de interconexión

e) Se establecerán márgenes adicionales temporales para las ventas de energía y potencia a los mercados de CVC, CORELCA e ICEL, que recibirán los negocios de generación de estas empresas, definidos como la tarifa actual de venta en bloque menos la tarifa de generación establecida menos los cargos de transmisión para los compradores establecidos en b).

f) Los cargos por transmisión serán pagados a una bolsa común de la cual se distribuirán los ingresos para las empresas de transmisión (ISA, CHB, ICEL, CORELCA y CVC) en proporción a los ingresos que reciben dichas empresas bajo el esquema actual. En el futuro dicha distribución deberá evolucionar en forma acorde con la distribución de la propiedad de la red.

i) Todas las empresas que tengan generación propia deberán participar en las compras acordadas de energía y potencia de reserva. Así también, efectuarán intercambios de energía optimizable a la tarifa de costo marginal de corto plazo.

4.2 Base de Costos y de volúmenes de energía a Transportar

El esquema inicial de cargos que se propone se aplicaría en 1992 al transporte de las ventas de energía estacional y de reserva de ISA, CHB y EPM a otras empresas y a las ventas en bloque de CVC, ICEL y CORELCA. Con ello, y con el objetivo de recuperar el valor anual establecido de US\$ 129 millones, los intercambios y ventas que serían objeto de cargos por transmisión sumarían 18.1 TWH con lo cual el costo medio de la misma resultaría de 7.1 mills/kwh. Este valor debería constituir la base para el establecimiento de los cargos variables si se quisiera recuperar todo el costo de transmisión mediante la aplicación de los mismos.

Como quiera que el estimativo disponible sobre el costo incremental promedio de largo plazo de la transmisión nacional (4.9 mills/kwh) representa el 69% de este valor se propone que sea utilizado como referencia para la estructuración de un esquema inicial de cargos variables para 1992.

4.3 Cálculos Iniciales

Con base en los lineamientos anteriores se efectuó un desglose inicial de los ingresos y egresos según actividades de generación y transmisión para cada empresa en 1992. Este cálculo fue realizado en la forma como se describe a continuación.

- El Cuadro 1 presenta los balances de energía y potencia en el sistema interconectado utilizados para el año de 1992 conforme al documento de ISA OPUN 146 E 09/09/91; dichos balances contemplan la distribución de las reservas del sistema con la regla del 50% - 50% aplicada según grupos regionales. Presentan también un desglose de las ventas a las empresas regionales de los grupos ICEL, CVC y CORELCA bajo la hipótesis de que ISA y CHB también les venderían directamente (en forma proporcional a las disponibilidades de generación en estas dos empresas).

- El Cuadro 2 presenta las tarifas y cargos de generación y de transmisión. Se presentan también los ingresos y egresos asociados a las compras y ventas de energía y potencia (estacional y de reserva), los márgenes totales de generación para CVC, ICEL y CORELCA y los cargos totales por transmisión que debe pagar cada empresa a cada empresa beneficiaria según la situación actual.

- El Cuadro 3 resume el detalle de tarifas y costos básicos por empresas, en estos últimos los cargos por transmisión nacional se han referido únicamente a la potencia.

El cuadro que se presenta en la página siguiente resume el desglose realizado para 1992 (en Col\$ y US\$ equivalentes de Enero de 1992 y sin contemplar ajustes tarifarios reales durante el año) de los ingresos y egresos para cada empresa discriminados según los siguientes conceptos: compraventa de energía y potencia (US\$ 460 M), cargos variables por transmisión (US\$ 72 M) y márgenes para CORELCA, CVC e ICEL (US\$ 57 M).

Se observa que los cargos variables por transmisión representarían ingresos totales equivalentes al 56% de los costos totales de transmisión estimados para 1992 en los estudios apoyados por ESMAP (US\$ 129 M). Por ello, a partir de 1993 resulta necesario introducir progresivamente el cobro de los cargos fijos.

RESUMEN DE INGRESOS Y EGRESOS TOTALES
(COL \$M/ENE 92)

PARTICIPACION DE	INGRESOS TOTALES				EGRESOS TOTALES				NETO
	VENTAS	TRANSM	MARGEN	TOTAL	COMPRAS	TRANSM	MARGEN	TOTAL	
ISA	141274	24227		165501		12112		12112	153389
CHB	26224	4887		31111		2443		2443	28668
EEB					59118	5470		64588	-64588
EPM	4852	4		4856	8751	927		9678	-4822
CORELCA	65468	8384	21293	95146	6145	4521		10666	84480
E.CORC					75488	5069	21293	101850	-101850
CVC	31927	5821	7728	45476	4406	3233		7639	37837
E.CVC					62677	4684	7728	75089	-75089
ICEL	29380	3788	8023	41191	2189	2019		4209	36982
E.ICEL					80351	6633	8023	95007	-95007
TOTAL (COL \$M)	299125	47111	37044	383280	299125	47111	37044	383280	0
(US \$M)	460	72	57	590	460	72	57	590	0

Nota: No incluye transacciones por perdidas de transmision

4.3 Proceso de Transición

Para 1993, según los resultados que se obtengan en los estudios detallados propuestos sobre la transmisión, se propone que el esquema inicial de cargos variables sea ajustado (si fuere necesario y para reflejar criterios de diferenciación tales como el de MW-KM) en forma paralela con la iniciación de una implementación progresiva de los cargos fijos, con el fin de que en un período de unos tres años sea posible recuperar el costo total de la transmisión.

CUADRO 1 (BALANCE DE POTENCIA Y ENERGIA PARA 1992)
 COMERCIALIZACION DE POTENCIA FIRME EN BLOQUE (VALORES EN MW)

	DEMANDA		COMPRA TOTAL			VENTA TOTAL		SOBRANTE	
	CONFIABLE	CAPACIDAD	RESERV	ESTAC.	REGION	RESERV	ESTAC.		REGION
TOTAL SIN	6165.1	7137.8	288.4	1821.9	1304.0	288.4	1821.9	1304.0	972.7
ISA		2185.0				240.3	1515.3		429.4
CHB		458.0				48.1	306.0		103.9
EEB	1521.1	963.5	53.3	739.5					235.2
EPM	1282.0	1156.0	80.8	52.9			0.6		7.1
GRUPO CORELCA	993.8	907.0	58.2	116.6	607.6			607.6	88.0
CORELCA	135.4	743.0	47.7					607.6	47.6
ELECTRIF.	858.4	164.0	10.5	116.6	607.6				40.3
GRUPO CVC	967.5	745.7	46.7	257.1	421.9			421.9	82.0
CVC	288.5	745.7	46.7					421.9	82.0
EMPRESAS	679.0	0.0		257.1	421.9				-0.0
GRUPO ICEL	1386.6	722.6	49.4	655.8	274.5			274.5	41.2
ICEL	0.0	266.3	18.2					274.5	10.0
ELECTRIF.	1386.6	456.3	31.2	655.8	274.5				31.2

COMERCIALIZACION DE ENERGIA FIRME EN BLOQUE (VALORES EN GWH)

	DEMANDA ENERGIA		COMPRAS ENERGIA			VENTAS ENERGIA			PERDIDAS			
	PROPIA	RESERVA	ESTAC.	C.PLAZO	REGION	RESERVA	ESTAC.	C.PLAZO	REGION	ASIGNADA	BALANCE	
TOTAL SIN	36589.7	36548.2	2158.5	7835.5	3371.9	7920.5	2158.5	7835.5	3371.9	7920.5	0.0	-41.5
ISA	108.0	10212.7					1840.9	6291.9	1972.7		0.0	-0.8
CHB		2273.5					317.6	1127.4	828.5		0.0	0.0
EEB	8601.0	5531.5	512.9	2757.1	207.9				202.7		215.3	205.7
EPM	7324.0	6657.5	441.5	5.1	693.5			416.2			65.9	57.4
GRUPO CRC	6497.0	4922.6	493.7	496.6	685.1	4241.1			74.2	4241.1	108.3	26.8
CORELCA	1008.0	4182.7	419.5		582.1					4241.1	16.7	-64.8
ELECTRIF.	5489.0	739.9	74.2	496.6	103.0	4241.1			74.2		91.6	91.6
GRUPO CVC	5363.0	3504.6	272.1	2056.9	9.9	1780.3			368.0	1780.3	118.4	112.5
CVC	1599.0	3504.6	272.1						368.0	1780.3	35.3	29.4
EMPRESAS	3764.0			2056.9	9.9	1780.3					83.1	83.1
GRUPO ICEL	7923.0	3445.8	438.3	2519.8	1775.5	1899.1			291.6	1899.1	265.8	-35.2
ICEL+PRADO	144.0	1154.7	146.7		595.0					1899.1	0.0	-146.7
ELECTRIF.	7779.0	2292.8	291.6	2519.8	1181.4	1899.1			291.6		265.8	114.1

CUADRO 2 (VALORACION ECONOMICA DE INTERCAMBIOS DE ENERGIA Y POTENCIA)

COMERCIALIZACION DE POTENCIA

C I F R A S E N \$M

	TARIFAS (\$/KW-A)		POTENCIA				CARGOS POR TRANSMISION SEGUN BENEFICIARIO							
	GENERAC.	TRANSM.	MARGEN	VENTAS	COMPRAS	MARGENES	ISA	CHB	CORC	CVC	ICEL	EPM	TOTAL	
ISA	26643.4	6899.0		46775			12112						12112	
CHB	26643.4	6899.0		9434				2443					2443	
EEB	26643.4	6899.0			21123		4552	918					5470	
EPM	26643.4	6899.0		16	3562		768	155				4	927	
GRUPO CORELCA														
CORELCA	26643.4	6899.0	1730.9	16189	1270	1272	274	55	4192				4521	
ELECTR SIN	26643.4	6899.0	1730.9		3387		220	730	147				877	
ELECTR COREL	26643.4	6899.0	1730.9		16189					4192			4192	
GRUPO CVC														
CVC	26643.4	6899.0	9855.2	11241	1244	6692	268	54		2911			3233	
EMPRESAS SIN	26643.4	6899.0	9855.2		6850		2534	1476	298				1774	
EMPRESAS CVC	26643.4	6899.0	9855.2		11241		4158			2911			2911	
GRUPO ICEL														
ICEL	26643.4	6899.0	0.4	7314	485	0	104	21			1894		2019	
ELECTR SIN	26643.4	6899.0	0.4		18304		3944	796					4740	
ELECTR ICEL	26643.4	6899.0	0.4		7314						1894		1894	
TOTALES				90969	90969	7964	7964	24227	4887	8384	5821	3788	4	47111
%								51.4%	10.4%	17.8%	12.4%	8.0%	0.0%	100.0%

COMERCIALIZACION DE ENERGIA

C I F R A S E N \$M

	TARIFAS (\$/KWH)			ENERGIA			
	GENERAC.	TRANSM.	MARGEN	VENTA	COMPRA	VENTAS	COMPRAS
ISA	11.62	0.00		94498			
CHB	11.62	0.00		16790			
EEB	11.62	0.00		0	37996		
EPM	11.62	0.00		4836	5189		
GRUPO CORELCA							
CORELCA	11.62	0.00	4.16	49279	4874	20022	
ELECTR SIN	11.62	0.00	4.16		6632		2375
ELECTR COREL	11.62	0.00	4.16		49279		17647
GRUPO CVC							
CVC	11.62	0.00	0.27	20686	3162	1036	
EMPRESAS SIN	11.62	0.00	0.27		23900		555
EMPRESAS CVC	11.62	0.00	0.27		20686		481
GRUPO ICEL							
ICEL	11.62	0.00	1.65	22066	1705	8023	
ELECTR SIN	11.62	0.00	1.65		32667		4639
ELECTR ICEL	11.62	0.00	1.65		22066		3384
TOTALES				208156	208156	29080	29080
%							

CUADRO 3 (TARIFAS Y COSTOS POR EMPRESA)
(VALORES A ENERO DE 1990)

0

	TARIFAS (\$)		COSTOS (\$)	
	KWH	KW-A	KWH	KW-A
ISA, CHB Y SOCIOS				
INTERC. ACTUAL	11.62	33542.4	18.68	50174.6
GENERACION	11.62	26643.4	18.68	36376.6
TRANS-NACIONAL	0.00	6899.0	0.00	13798.0
CORELCA				
VENTA ACTUAL				
Atlantico	17.32	35273.3	20.56	57355.5
Bolivar	17.32	35273.3	20.56	57355.5
Cesar	12.39	35273.3	20.56	57355.5
Cordoba	12.39	35273.3	20.56	57355.5
Magdalena	12.39	35273.3	20.56	57355.5
Sucre	12.39	35273.3	20.56	57355.5
Guajira	10.39	35273.3	20.56	57355.5
Magangue	10.39	35273.3	20.56	57355.5
GENERACION	11.62	26643.4		
TRANS-NACIONAL	0.00	6899.0		
TRANS-REGIONAL Y MARGEN				
Atlantico	5.70	8629.9		
Bolivar	5.70	8629.9		
Cesar	0.77	8629.9		
Cordoba	0.77	8629.9		
Magdalena	0.77	8629.9		
Sucre	0.77	8629.9		
Guajira	**	8629.9		
Magangue	**	8629.9		
CVC (a 115 KV)				
VENTA ACTUAL				
Cali	11.89	43397.6	20.86	62336.2
Tulua	11.89	43397.6	20.86	62336.2
Cartago	8.71	29194.9	20.86	62336.2
Filiales	16.08	58660.8	20.86	62336.2
GENERACION	11.62	26643.4		
TRANS-NACIONAL	0.00	6899.0		
TRANS-REGIONAL Y MARGEN				
Cali	0.27	16754.2		
Tulua	0.27	16754.2		
Cartago	**	**		
Filiales	4.46	32017.4		

**GRUPO ESPECIAL PARA
REFORMAS ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO
- INFORME PRIMERA FASE -**

COMERCIALIZACION DE ENERGIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO

1. ANTECEDENTES

Contratación de Intercambios de energía

En el momento actual, la comercialización de energía en el sistema interconectado se rige por contratos estacionales basados en las necesidades de los sistemas compradores y mediante intercambios adicionales de energía optimizable entre generadores. Tanto las necesidades como los intercambios son definidos por ISA utilizando los modelos matemáticos del planeamiento operativo.

Tarifas para el Intercambio de energía

Los intercambios estacionales se determinan inmediatamente antes de cada estación y las tarifas de energía y potencia las fija la Junta Nacional de Tarifas con referencia a los costos incrementales promedio de largo plazo del sistema (para el nivel de interconexión dichas tarifas se sitúan actualmente en el 64% del costo). Las tarifas son iguales para ambas estaciones de invierno y verano con lo cual, para un año dado resultan mas altas en invierno debido al escalamiento mensual. Los intercambios de energía optimizable se determinan diariamente por el centro de despacho y el precio es el promedio de los costos de los sistemas importador y exportador determinados por los modelos mencionados .

El procedimiento anterior resultó de las recomendaciones iniciales de los consultores que diseñaron la tarifa de Chivor, modificada a lo largo del tiempo por las decisiones de la Junta Directiva de ISA. Estas modificaciones, sin embargo, han sido tomadas en gran parte para favorecer los intereses de corto plazo de las empresas, poniendo en peligro los intereses de largo plazo de los consumidores y distorsionando en varios casos la señal económica de la tarifa como se indica mas adelante.

Distribución de Excedentes

El espíritu que animó la creación de ISA contemplaba la participación de sus socios en las plantas nuevas en proporciones definidas con base en las necesidades de cada empresa y en el establecimiento de contratos de largo plazo por la energía y potencia de cada planta (del tipo "take or pay"), así mismo existía una discriminación en la tarifa de energía según fuese la estación, verano o invierno de acuerdo con la teoría de los costos marginales.

De esta manera cualquier excedente que ocurriese por sobreestimación de la demanda estaría en cabeza de las empresas para las cuales se construía la planta, y se remuneraba adecuadamente la contribución de la misma. Por decisión de la Junta Directiva de ISA los contratos de largo plazo se limitaron a una estación, lo que traslada todo el costo de la incertidumbre para el generador y fomenta el comportamiento oportunista de los compradores. Igualmente se uniformizó la tarifa siendo igual para invierno que para verano.

Al conformarse el excedente de generación las políticas anteriores hicieron que ISA cargara con el peso del mismo; por ello, en 1985 y con el fin de mantener las finanzas en esta empresa, el Gobierno Nacional estableció compras obligatorias por el 75% de los derechos de los socios en las plantas de propiedad compartida.

En 1991 la Junta Directiva de ISA acordó desmontar las compras obligatorias estableciendo una fórmula para la repartición del excedente (el 50% entre las empresas que tienen excedentes y el 50% restante en proporción a la generación confiable de cada empresa). Esta evidencia un sesgo a favor de las empresas compradoras.

Parámetros para la operación hidrotérmica

Una de las determinaciones mas discutibles de los socios de ISA fué la de fijar arbitrariamente un bajo el costo para el parámetro de racionamiento que utilizan los modelos para la determinación de los costos de los desembalsamientos en las plantas hidroeléctricas del sistema. El objetivo buscado por las empresas con esta medida era claro: al reducir este parámetro se reducía a su vez el precio de la energía optimizable que ellas comprarían, siembargo el efecto de largo plazo fue nefasto: contribución al racionamiento de 1992. En efecto, al bajar artificialmente el costo del sistema los embalses no se mantuvieron a un nivel consistente con los verdaderos costos de racionamiento y cuando finalmente se corrigió esta situación en el mes de noviembre de 1991 ya era demasiado tarde.

2. PROPUESTAS PARA LA COMERCIALIZACION FUTURA

El proyecto para la nueva Ley Eléctrica establece ventas libres de los generadores para los distribuidores y grandes clientes . Este procedimiento permitirá resolver el problema tanto de la longitud de los contratos como de la tarifa una vez esté en plena vigencia la ley, pero como esto puede tardar varios años, será necesario reglamentar el período de transición.

Este período se divide a su vez en dos, el período de transición propiamente dicho, entre la vigencia de la ley y el establecimiento de las ventas libres, el cual será reglamentado por la Comisión de Regulación , y el período comprendido entre la estación de invierno de 1992 y la fecha de expedición de la Ley. A continuación se presentan sugerencias para este primer período ya que el examen de los otros están más allá del alcance de este trabajo.

Contratación de Intercambios de Energía

En primer lugar podría pensarse en reestablecer los contratos de largo plazo, sinembargo, dada la longitud incierta de este período, no podrían hacerse por más de dos años. Además, dado que a partir de la estación de verano del 93 con la entrada de Guavio y Riogrande, no existirá ningún comprador con embalse que le permita especular, los beneficios de obligar contratos por uno o dos años en comparación con los estacionales no serían tan grandes.

En resumen, sería deseable tener contratos mas largos pero su efecto en el período inmediato no sería muy grande.

Distribución de Excedentes

Los costos políticos en que se incurriría por desmontar el acuerdo de repartición de excedentes de energía en este momento podrían ser demasiado altos comparados con los mayores ingresos que se podrían lograr para ISA o CHB. Por lo que se recomienda mantener los acuerdos sobre repartición de futuros excedentes de energía.

Sinembargo, en este tema debería introducirse el concepto de que parte de la instalación de capacidad hidroeléctrica se debe a su necesidad para la generación de energía y, por tanto, no deberían necesariamente considerarse como excedentes.

Tarifas

La implantación de una nueva tarifa de energía mas alta para el verano podría tener un efecto mayor no solamente para las ventas en bloque sino también para las ventas al consumidor final, en particular para la próxima estación del verano. Se podrían dar incentivos para que consumidores grandes rebajaran sus consumos y así afrontar en mejores condiciones posibles racionamientos.

Una tarifa de intercambio de verano que refleje su costo económico además de dar la señal económica de escasez para el próximo verano podría ser más equitativa con ISA y Betania las cuales por razón de los excedentes de invierno son las que no pueden colocar esta energía.

**GRUPO ESPECIAL PARA
REFORMAS ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO
- INFORME PRIMERA FASE -**

DISPOSICION DE ACTIVOS DE GENERACION Y TRANSMISION NACIONAL

1. INTRODUCCION

Como resultado de las operaciones de saneamiento financiero de ICEL y CHB y CORELCA el Gobierno Nacional (por intermedio del Ministerio de Hacienda y Crédito Público) dispondrá de activos de generación y de transmisión consistentes en 8 plantas mayores, que cuentan con una capacidad total de 1100 MW (que representan el 13% de la capacidad instalada en el país y que incluyen 4 subestaciones), 6 líneas de transmisión a 230 KV y 13 subestaciones alimentadas a 230 KV.

La administración general de estas centrales se propone que sea encargado en forma transitoria por el sistema de fiducia con ISA, entidad que a su vez contrataría, mediante el sistema denominado AOM, la administración, operación y mantenimiento de las mismas. Como alternativa a la fiducia por ISA se haría una licitación para escoger al fiduciario ofiduciarios. Las líneas de transmisión y subestaciones se propone que sean capitalizadas por la Nación en ISA e incorporadas al sistema nacional de transmisión, mediante un aumento de capital en esta empresa equivalente al valor neto revaluado de estos activos. Los activos de subtransmisión se propone se capitalicen en las electrificadoras a que correspondan.

En el presente anexo se detallan estos activos se discuten alternativas para la disposición final de los mismos y se presentan recomendaciones sobre la disposición futura de los mismos.

2. ACTIVOS DE GENERACION.

Las centrales de generación que recibirá la Nación consisten en cuatro unidades térmicas medianas ubicadas en Barranca, Bucaramanga y Paipa, Termotasajero y la central hidroeléctrica de Prado (408 MW en total) que actualmente son de propiedad del ICEL y que tienen un valor neto revaluado de Col\$M 166.666.4 (a Dic de 1990).

Adicionalmente se dispondrá de la central hidroeléctrica de Betania (con 500 MW) actualmente de propiedad de CHB y que tiene un valor neto revaluado en libros de Col\$M 383600 (a Dic de 1990). A continuación se resumen mayores detalles sobre estas instalaciones.

RESUMEN DE ACTIVOS DE GENERACION

PLANTA	MW	TIPO	Año Servicio	VALOR NETO REV. (Col\$M Dic./90)
Termotasajero	163	Vapor/Carbón 1/	1985	81152.3
TermoPaipa III	74	Vapor/Carbón 1/	1982	35182.5
TermoBarranca III	66	Vapor/Gas-FO 1/	1978	16225.2
TermoBarranca IV	32	Turbogás/Gas	1983	12253.8
Palenque V	22	Turbogás/Gas	1982	7064.7
Rio Prado	51	Hidroeléctrica	1973	14787.9
TOTAL ICEL	408			166666.4
Betania	500	Hidroeléctrica 1/	1987	383600.0
GRAN TOTAL	908			550266.4 (US\$M 967 Equiv.)

1/ Incluye subestación de transmisión a 230 KV

En lo que respecta a las centrales de generación se propone la contratación por parte del Gobierno Nacional de una fiducia (temporal mientras se decide la disposición definitiva o venta de las mismas) con ISA para la administración, operación y mantenimiento de las todas las plantas, que incluya las siguientes acciones:

- a) Sustitución del esquemas actual de arrendamiento de la hidroeléctrica de Prado a Electrolima por un contrato AOM para esta central efectuado por licitación por parte de ISA.
- b) Sustitución del esquema actual de asignación del usufructo de la operación de TermoBarranca III por parte de ESSA y licitación de un nuevo contrato AOM para esta unidad en conjunto con Termobarranca IV.
- c) Revisión, y si fuera del caso, renegociación o licitación por parte de ISA de los actuales contratos AOM de Termotasajero, Termopaipa III y Palenque V.

d) Para la central hidroeléctrica de Betania existe abierto en la actualidad un concurso de méritos para su operación y mantenimiento. En su eventual adjudicación ISA debería participar, principalmente en la fase de negociación económica.

e) En lo que respecta a la comercialización de la energía y potencia producida en dichas centrales se propone que ISA asesore al Ministerio de Hacienda y Crédito Público en esta labor, incluyendo su participación en el Comité Directivo de la Operación.

3. ACTIVOS DE TRANSMISION NACIONAL

La Nación recibirá del ICEL y de CHB seis líneas a 230 KV y trece subestaciones (dos de ellas en construcción) que serán alimentadas a la tensión de 230 KV (tres de ellas operan actualmente a 115 KV pero en el futuro está prevista su operación a 230 KV). Estas subestaciones, asu vez, constituyen fuentes de alimentación de energía proveniente del sistema interconectado para diversas electrificadoras departamentales.

Dada la caracterización de transmisión nacional de estos activos, conviene sean incorporadas al sistema de transmisión nacional a cargo de ISA. Con base en el criterio establecido para el establecimiento de los cargos por transmisión, que consiste esencialmente que ellos deben permitir la recuperación de los costos de inversión y O&M, se propone que dicha incorporación se realice mediante un aumento de capital en ISA equivalente al valor neto revaluado de estos activos el cual sería suscrito por la Nación y pagado con estos activos.

Estos sistemas incluyen las siguientes líneas a 230 KV: Cali - Popayán, Yumbo - Popayán, Popayán - Pasto, Paipa - Bucaramanga, Bucaramanga - Cúcuta (de ICEL) y Betania - Popayán (de CHB) cuyo valor neto revaluado es de Col\$M 49120 de Dic/90 (US\$M 86).

Adicionalmente se tendran las subestaciones de San Felipe, La Enea, San Bernardino, San Mateo, Belen, Los Palos, La Hermosa, Armenia, Pasto, Ocaña, Barranca, Bucaramanga, Jamondino (futura) y Mirolindo (futura), cuyo valor neto revaluado es de Col\$M 26845 de Dic/90 (US\$M 47).

El valor total de estos activos es de US\$M 133 y representa aproximadamente el 11% del patrimonio neto estimado de ISA.

4. ACTIVOS DE SUBTRANSMISION

El ICEL cuenta actualmente con 91 subestaciones y 14 líneas a 115 KV y 34.5 KV cuyo valor revaluado neto alcanza los US\$M 34.5 (sin contabilizar algunas obras que actualmente se encuentran en construcción. Sobre estos activos se recomienda lo siguiente.

a) Realizar una revisión y delimitación de estos activos y una asignación de los mismos por empresas electrificadoras.

b) Capitalizar en las electrificadoras su valor neto revaluado por parte de la nación, mediante la correspondiente transacción con cada empresa.

5. ALTERNATIVAS DE ORGANIZACIÓN FUTURA.

Además de los activos listados en las secciones anteriores, a través de las adquisiciones de acciones en ISA y la capitalización de los activos de transmisión del ICEL, la Nación pasaría a poseer directamente cerca del 80% de esta empresa. ISA es propietaria a su vez de las centrales de CHIVOR, SAN CARLOS, JAGUAS Y TERMOZIPA IV Y V, con capacidad de 2542 MW.

En el cruce de cuentas con el ICEL, podrían entrar además las electrificadoras las cuales tendrían unos 300 MW adicionales de generación hidráulica y 244 MW de generación térmica.

En total la situación se resume como sigue :

a.- Cruces con ICEL, CHB Y CORELCA	1034
b.- ISA	2542
c.- ELECTRIFICADORAS (posible)	544
	<hr/>
SUBTOTAL	4120

Lo que representaría el 49% de la capacidad del sistema interconectado en la actualidad. En principio pueden plantearse 4 alternativas básicas de organización de los activos de generación para su ulterior disposición o venta de acuerdo a la política explícita del Gobierno y el espíritu de la Ley Eléctrica así :

1.- Conformación de 4 empresas independientes con los activos del Gobierno incluyendo (ISA Y ELECTRIFICADORAS), entre las

cuales se repartirían las plantas. Esta distribución permitiría un equilibrio relativo entre las empresas generadoras ya que si GUAVIO se mantiene separado, el sistema total contaría con unas 9 empresas con capacidad del orden de 1000 MW, cada una. Posteriormente se venderían acciones de dichas empresas.

2.- Variantes de la anterior alternativa, como sería mantener la generación de las electrificadoras e ISA, por aparte, y agrupar únicamente las plantas de ICEL con BETANIA y TERMOCARTAGENA.

3.- Consolidar en ISA una empresa de generación que incliría además BETANIA y las plantas del ICEL.

4.- Vender las plantas propiedad directa de la Nación en forma individual, ya sea mediante licitación o mediante venta de paquetes de acciones .

También pueden darse combinaciones de las alternativas anteriores. Así por ejemplo pueden combinarse las alternativas 1 y 4 para formar empresas vendiendo en forma individual una o varias de las plantas.

6. BASES PARA LA COMPARACION DE ALTERNATIVAS

En el cuadro 1, se resumen ventajas, desventajas, y acciones requeridas para implantar cada una de las alternativas mencionadas de tal forma que permita su comparación. Para ello es necesario proceder a enumerar los objetivos de corto y largo plazo del gobierno con relación al sector eléctrico, además de establecer las condiciones requeridas para una venta satisfactoria de los activos y sus implicaciones de orden institucional y financiero.

Los principales objetivos son:

1. En el mediano y largo plazo ,la introducción de la competencia en la generación de tal manera que permita la vinculación del sector privado con aportes importantes de capital. Este objetivo se operacionaliza en el proyecto de Ley Eléctrica mediante el establecimiento de ventas libres en contratos de largo plazo de generadores a distribuidores y grandes consumidores. Sólo durante el período de transición y mientras dura el excedente de generación, sería posible tener otro tipo de acuerdos.

2. A corto plazo ,y como parte del saneamiento financiero del sector se permite una intervención transitoria del estado que lo convertiría en dueño de los activos de generación . Estos activos deberían venderse de nuevo de preferencia al sector privado en las condiciones mas favorables una vez se consiga el ajuste,y los

recursos producto de la venta compensarían al estado por sus erogaciones.

3. Las necesidades del gobierno o de las empresas podrían requerir de una venta mas rápida de los activos en forma individual.

En cuanto a las condiciones a esperarse para la venta de las plantas es conveniente en primer lugar tener en cuenta que el sector privado participará en forma satisfactoria en el proceso en la medida en que existan reglas del juego claras y en que su percepción del riesgo sea mínima. Naturalmente que de no existir ese marco los posibles compradores harían ofertas castigadas por el nivel de riesgo que ellos perciban en cuanto a los niveles de ventas ,precios y convertibilidad de las divisas, además de otros factores. Siempre existiría un precio para una planta ,el problema consiste en determinar el momento y las condiciones en las que se puede obtener el mejor beneficio para el vendedor.

Cuando una empresa puede generar a un costo menor que el que puede comprar al sistema, tiene un incentivo claro para invertir en autogeneración. En este caso tiene un mercado cautivo y un ahorro de recursos fácilmente evaluable, comparado con la alternativa de comprar al mercado. En estas condiciones los autogeneradores industriales podrían ser clientes interesados en comprar las empresas del estado . En ausencia de un mercado cautivo la empresa privada tendría que vender a otra empresa generadora con mercado cautivo (caso Chinú), o a los consumidores en transacciones en el mercado eléctrico de largo plazo , de la manera prevista en la nueva ley . Si embargo pocos inversionistas efectuarían ofertas razonables en la ausencia de un marco claro que especifique las condiciones y precios que tendría la energía vendida.

La condición ideal sería vender una vez se haya aprobado la ley eléctrica y exista un acuerdo claro sobre como se distribuirían los exedentes de energía. Sin embargo , aún en este caso , los eventuales compradores podrían ofrecer mejores condiciones con el mercado asegurado que con la competencia abierta con otros generadores que determina la nueva Ley eléctrica . En otras palabras mientras mas riesgos sean percibidos por el comprador menor será el precio que este ofrezca. Por esta razón la FEN consideró en estudio reciente que la nación debe garantizar un mercado en sus propuestas de venta de activos. Esta garantía estaría si embargo en abierta contradicción con el espíritu de la nueva Ley.

Es importante tener en cuenta la naturaleza de los posibles compradores ,Autogeneradores , departamentos ,fondos de pensiones y grupos financieros privados entre los nacionales ,y grupos financieros , proveedores o empresas eléctricas entre los extranjeros ,los cuales podrían tener intereses diferentes y dar

lugar a estrategias de venta diferenciadas. Finalmente es importante notar que en el momento actual existen muchas alternativas para el inversionista privado en el área eléctrica, Argentina, R. Dominicana, Jamaica, Chile, Australia, Europa del Este, etc., lo cual no lleva precisamente a un mercado de vendedores.

7. EVALUACION DE ALTERNATIVAS.

Si bien todas las alternativas analizadas en el cuadro 1 de alguna manera son coherentes con el objetivo de buscar la participación del sector privado, algunas de ellas ofrecen condiciones más atractivas para la participación de grupos específicos. Además, no todas contribuyen de igual manera a la conformación de un mercado de competencia. En efecto, la alternativa 1 contribuye en forma decidida a fomentar la competencia evitando la conformación de grupos claramente dominantes además de ofrecer tamaños razonablemente atractivos para atraer a inversionistas extranjeros importantes.

La alternativa 2 mantiene intacto el grupo generador de ISA, lo cual si bien puede llevar a algunos ahorros administrativos, mantiene una posición dominante y dificulta la venta futura a no ser que se venda planta por planta a la manera de la alternativa 4.

La alternativa de consolidar todos los activos en una sola empresa de la nación estaría en contravía con el espíritu de las reformas a no ser que se use únicamente como fase inicial para proceder más tarde con una de las otras alternativas.

La venta de los activos planta por planta atomiza demasiado el mercado, impide el complemento hidrotérmico hasta cierto punto y obliga a la creación de mercados cautivos para las plantas pequeñas. Además limitaría el número de compradores potenciales para estas últimas. Por otra parte permite el ascenso a grupos pequeños nacionales como autoprodutores para algunas plantas pequeñas. La corporatización y ventas por acciones permitiría a ciertos grupos como el Departamento del Huila tener ascenso a su proyecto favorito.

En el caso de que el congreso adopte leyes sustancialmente diferentes a las presentadas por el gobierno y se frustre el esquema de participación del sector privado, el estado tendría las opciones de, conformar una nueva empresa pública de generación, vender los activos por separado a las empresas existentes o fusionarlas con ellas, vender algunas plantas a autoprodutores o combinaciones de las anteriores. En ningún caso el esquema de soluciones presentado implica por lo tanto irreversibilidades y de

todas maneras se lograría el objetivo básico del saneamiento del sector.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .

En Resumen creemos que la alternativa 1 contribuye a los objetivos buscados con la reforma ,permite además flexibilidad ya que el estado podría reservarse la propiedad de alguno o algunos de los grupos por un tiempo hasta verificar las condiciones del mercado. Si se ofrecen paquetes de acciones podría dar acceso a grupos que de otra manera estarían marginados .Por estas razones es la alternativa preferida.

Sin embargo, las alternativas enunciadas no agotan el universo, podría estudiarse por ejemplo una combinación de las alternativas 1 y 4 ,conformando grupos pero vendiendo alguna de las plantas pequeñas en forma individual, p.e. Prado , una térmica o la misma Betania en su modalidad por acciones, lo cual podría dar respuesta a algunas aspiraciones regionales y producir ingresos en forma mas rápida. En este caso sería necesario garantizar al menos por un tiempo las compras y el precio a los posibles compradores ,lo cual tendría su impacto negativo en la empresa generadora que tendría que comprar la energía, o en la electrificadora que vería desplazadas sus ventas en el caso de que los compradores fueran autoprodutores. Estas consecuencias no serían tan severas como en el caso de la alternativa 4 ya que solamente una o dos de las plantas serían vendidas por separado.

En el caso de proceder con una alternativa que implique ventas separadas es importante tener en cuenta que el éxito de toda la estrategia puede frustrarse si las operaciones iniciales no son exitosas a su vez. Por ello se debe ser muy cuidadoso al dar los primeros pasos midiendo muy bien las consecuencias en el largo plazo de conceciones especiales que se quieran dar para incentivar la participación del sector privado.

Por último es importante destacar el volumen de participación del sector privado que se requeriría. Solamente privatizando las plantas mencionadas en la introducción , sin tocar las empresas municipales CVC y el resto de Corelca, e incluyendo la nueva generación hasta el año 2005 se tendrían mas de diez mil millones de 4 dólares de inversión. La cifra anterior junto con la competencia por los contratos hace pensar que no todo el esfuerzo podría estar a cargo del sector privado y que sería necesario, al menos inicialmente que el estado participe en algún modo en las plantas requeridas para la expansión .

**GRUPO ESPECIAL PARA
REFORMAS ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO**

- INFORME PRIMERA FASE -

DISPOSICION DE ACTIVOS DE GENERACION Y TRANSMISION NACIONAL

ALTERNATIVA	ACCIONES	VENTAJAS	DESVENTAJAS	OBSERVACIONES
<p>1. Conformación de 4 empresas con los activos de la nación, incluye ISA.</p>	<p>a. Liquidar Betania (Ley 51 Constitución).</p> <p>b. Tomar activos de ICEL, CORELCA, y Electricificadoras en dación de pago.</p> <p>c. Separar generación de ISA, Ley 51 o Ley de servicios públicos.</p> <p>d. Administración de plantas en fideicomiso mientras se conforman las empresas, contratos operación.</p> <p>e. Conformación de las empresas de generación, administración en fideicomiso.</p> <p>f. Aspectos de comercialización y otros.</p> <p>g. Venta de acciones en paquetes.</p> <p>- Trabajadores</p> <p>- Fondos de pensiones</p> <p>- Regiones. (regalías etc.)</p>	<p>a. Se conforman empresas de tamaño suficiente para obtener inversionistas extranjeros.</p> <p>b. Se elimina la posición dominante de empresas de generación y se les coloca en igualdad de condiciones para la competencia futura.</p> <p>c. Las empresas podrían conformar combinaciones complementarias de fuentes de generación.</p> <p>d. Por su tamaño necesariamente contarían con un segmento del mercado apreciable.</p> <p>e. Facilite la separación de funciones en las empresas generadoras.</p> <p>f. Se pueden sacar al mercado en la medida que este las pueda absorber. El estado se puede reservar la propiedad de algún grupo.</p>	<p>Podrían experimentarse resistencias de las electricificadoras a perder el control de los activos y la consiguiente oposición regional.</p>	<p>Inicialmente se tendría la participación de EPM Y CVC. La Nación podría canjear estas acciones a cambio de otros activos.</p> <p>- Podrían excluirse algunas plantas pequeñas, que se podrían vender directamente o permanecer en otras empresas.</p>

**GRUPO ESPECIAL PARA
REFORMAS ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO**

- INFORME PRIMERA FASE -

DISPOSICION DE ACTIVOS DE GENERACION Y TRANSMISION NACIONAL

ALTERNATIVA	ACCIONES	VENTAJAS	DESVENTAJAS	OBSERVACIONES
2. Conformar dos empresas. La primera incluye Betania-ICEL. Termocartagena, y la segunda es ISA.	Similar a la anterior. pero sin la reestructuración de ISA.	a. Las mismas de la 1a., con excepción de b. y c. b. No tendría oposición de ISA y se evita duplicación de costos.	a. Se mantiene posición dominante de ISA b. No se facilita la división de funciones c. La generación de electrificadoras permanece	
3. Consolidar en ISA una sola empresa de generación, con todos los activos de la nación.	Fusionar empresas, Ley 51 y Constitución.	a. Ahorro de gastos administrativos y de transacción.	a. Consolida la posición dominante. b. Dificulta la venta y la salida del estado.	
4. Vender las plantas de la nación individualmente.	a. Liquidar Betania y tomar activos en dación de pago por deuda de ICEL y Corelca. b. Contratos de fiducia para administrar la plantas durante el período de transición. c. Analizar la fecha más adecuada y condiciones para venta y teniendo en cuenta la situación del mercado. Definir el organismo que los vendería FOGAFIN y conseguir asesoría internacional. d. Abrir las licitaciones y vender las plantas.	a. Se pueden vender una por una y en teoría más rápido. Los compradores nacionales tendrían opción para comprar una planta completa	a. El capital extranjero no estaría interesado a no se que pudiera contar con un mercado cautivo durante un mínimo de años. Esta se podría hacer pero a costo de desproteger otras empresas del estado y de violentar el espíritu de la ley. b. Los precios de venta podrían no ser los mejores al limitar los compradores potenciales. e. Inversionistas locales estarían limitados a plantas pequeñas.	- Una variante sería mantener a ISA unida en manos del estado.

**GRUPO ESPECIAL PARA
REFORMAS ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO
- INFORME PRIMERA FASE -**

CONSIDERACIONES SOBRE EL PLAN DE EXPANSION

Durante las discusiones del proyecto de ley eléctrica se ha escuchado con frecuencia el concepto de que ya no es necesario el plan de expansión puesto que, dentro del nuevo marco que desregulariza la generación, cada cual es libre de construir y vender según la conveniencia y la mano invisible se encargaría de escoger el plan óptimo de expansión. Se disminuye la importancia del plan y se le llama simplemente indicativo o de referencia. En los párrafos que siguen pretendemos revisar la utilidad del plan dentro del nuevo contexto y definir sus funciones para luego poder hacer recomendaciones específicas sobre las características que debe tener así como sobre su ubicación institucional y el grado de normatividad que debe tener.

1. LA SITUACION ACTUAL

En primer lugar es importante recordar el papel del plan de expansión dentro del marco institucional vigente y las condiciones actuales de las empresas. En Colombia existen 5 mercados integrados verticalmente, interconectados entre sí, y dos empresas generadoras independientes, con cerca del 60% propiedad del Gobierno Nacional y el resto Municipal. En dichas empresas la Nación tenía que contribuir muchas veces, no sólo como garante de la deuda externa, garantía que ha tenido que cubrir con frecuencia, si no también con los aportes de contrapartida local.

El principio que ha guiado la selección de proyectos en Colombia ha sido el de buscar la expansión de mínimo costo económico y ha sido instrumentado en ISA por un conjunto de técnicos competentes y utilizando herramientas sofisticadas. Sin embargo, el criterio técnico no siempre fué escuchado y, a nivel de junta directiva, en ocasiones el prestigio local y la correlación de fuerzas regionales eran factores determinantes; en estas condiciones el plan de expansión jugaba un papel fundamental en la selección de

inversiones ya que de su acertado manejo dependía la eficiencia en la asignación de recursos.

En el pasado el proceso de definición del plan adoleció además de problemas al no analizar como era requerido la situación de incertidumbre en varios factores y la viabilidad financiera de las empresas encargadas de la expansión .

El manejo de la incertidumbre y hasta cierto punto la insuficiencia financiera pueden ser objeto de un tratamiento analítico razonablemente riguroso, pero la pugna regional, y la búsqueda de transferencias del presupuesto nacional hacia las regiones, se trasladó de la junta de ISA, al seno de la Comisión Nacional de Energía por el carácter concertador que adquirió esta última.

Rápidamente se llegó a la conclusión que un equilibrio adecuado no podría lograrse dentro de éste marco sin el establecimiento de claras responsabilidades por las acciones de cada empresa en términos de asumir las consecuencias tarifarias y eventual bancarrota, así como el aporte de patrimonio regional requerido por sus decisiones de inversión. Además de lo anterior se precisa el establecimiento de una instancia reguladora independiente de la concertación, que avale técnicamente el plan, y que permita reestructurar el proceso de concertación en una instancia posterior.

La discusión anterior podría parecer académica, sin embargo, porque la nueva ley cambiaría fundamentalmente el marco institucional y en adelante " la mano invisible" se encargaría de resolver eficientemente estos problemas.

2. LA MANO INVISIBLE.

El nuevo marco institucional prevé una desregularización de la generación en la que las ventas de energía serán libres y existirá competencia plena entre generadores por los mercados, con amplia participación del sector privado en los nuevos proyectos, además de las ventas de los activos públicos. Dentro de éste esquema cada generador establecerá la conveniencia de invertir y afrontará las consecuencias de su decisión, siendo castigado o, premiado por el mercado.

La Ley habla muy poco, un párrafo, del plan de expansión, lo denomina plan de referencia, y asigna su ejecución a la Comisión Nacional de Energía, pero sin indicar cual será su utilidad, ni explicar que significa esa referencia. Para comprender mejor cual sería este papel es bueno ejecutar un ejercicio de simulación de lo que podría pasar en el contexto de las decisiones que son

requeridas en el futuro inmediato.

La situación ideal prevista por la ley implicaría la presencia de suficientes empresas inversionistas interesadas en la generación, con la fortaleza financiera e independencia de la nación que ejecutasen las obras requeridas para cumplir con los contratos de venta con las empresas distribuidoras. El papel del Plan de Expansión (PE) en éste caso se limitaría, en su versión minimalista a presentar un consolidado de las demandas y los contratos vigentes, proyectos en construcción, disponibilidades de combustibles etc., para indicar a los inversionistas información sobre el mercado potencial para la toma de sus decisiones.

Debido al tiempo requerido para la inversión, sin embargo, los inversionistas tendrían que arriesgar para iniciar obras sin contar con los contratos de largo plazo por el período inicial para entrar luego en competencia por los contratos con otras plantas en la medida en que las licitaciones para compra de energía por las distribuidoras se vayan abriendo. Desde el punto de vista del inversionista lo más seguro sería tener proyectos de corto período de gestación, como turbinas de gas, tal como ha sido la práctica en Inglaterra, dejando de lado algunas inversiones más grandes pero de períodos de gestación más largos que podrían resultar mas económicas en algunos casos .

El PE puede producir información valiosa adicional si, además, presenta una alternativa de costo mínimo de referencia que indique la composición óptima de tamaños y fuentes de energía que completan el sistema. De esta forma podría identificar obras que sea conveniente preparar con anticipación y que eventualmente requieran de la participación del Estado o de algún esquema de seguridades que, sin violentar la competencia, puedan sacar el plan del "óptimo local", producto de estas restricciones, a un óptimo global más conveniente para el consumidor. En resumen, el PE de referencia serviría además para dar elementos a la Superintendencia de Regulación para vigilar el cumplimiento de los objetivos de la ley.

En el caso de que el capital privado no esté en condiciones de asumir todo el peso de la expansión, especialmente durante el proceso de transición en el cual sería necesario una participación subsidiaria del Estado para poder iniciar los proyectos que requieren decisión inmediata, el papel del PE es bastante más parecido al que tenía anteriormente. Podría pensarse por lo tanto que el papel del PE se transformará gradualmente entre su situación actual y la ideal, durante un período que podría tardar más de 10 años y que aún en su confirmación "ideal" podría evolucionar de acuerdo con los resultados de la experiencia. Tenemos entonces plan para rato y más vale que nos concentremos en eliminar algunos

de los vicios de que adolece y establecer las características y condiciones requeridas para que cumpla su función.

3.- EL PLAN DE EXPANSION EN EL PERIODO DE TRANSICION.

Para poder efectuar comentarios constructivos sobre el plan tenemos primero que definir claramente, los principales problemas que se espera resolver con la contribución del plan. Con base en la experiencia pasada y en la discusión anterior se pueden postular los siguientes :

1. Identificación de las fuentes energéticas que conformarían la oferta durante el próximo período (El Product mix).
2. Identificación de los posibles agentes, que construirían las plantas de generación privadas y públicas.
3. Definición de una estrategia que incorpore la incertidumbre y que responda a las capacidades financieras de los agentes, identificado el papel del sector privado y el papel subsidiario del Estado.

3.1 DEFINICION DE LAS FUENTES.

La definición de las fuentes es una tarea clave por la anticipación en que deben tomarse algunas decisiones. En el momento actual es crucial que se defina cuanto antes la viabilidad técnica de la repotenciación de las unidades térmicas de la costa, la racionalización del uso de combustibles en generación térmica con el objetivo de maximizar la disponibilidad del gas natural, y la homogenización de los estudios de las alternativas a la expansión.

La primera prioridad es aclarar el panorama con respecto al uso futuro del gas natural. Existen estudios según los cuales se estima que con el mismo uso de gas natural actual se podrían contar con cerca de 1000 MW adicionales. Esto se podría lograr con la conversión a carbón de TermoGuajira, la repotenciación en Barranquilla y Cartagena, y la eliminación de la operación de las unidades menos eficientes del sistema (dándoles señales correctas de precios.) además de la utilización adecuada de combustibles como el Fuel Oil.

El grupo considera que esta opción debe ser analizada con cuidado por la Comisión Nacional de Energía y que es un elemento fundamental en la definición de la estrategia.

3.2 LA DEFINICION DE LOS AGENTES.

En segundo lugar está la definición de los Agentes Públicos y Privados que serían candidatos a la construcción de las plantas. En el pasado esta decisión estaba estrechamente relacionada con la ubicación geográfica de la oferta y/o con las necesidades, pero pocas veces con la capacidad financiera y técnica de ejecución.

En la selección de la alternativa de expansión, no se tenían en cuenta las restricciones financieras. Esta consideración podría llevar a seleccionar alternativas que, si bien, más costosas en valor presente, mostraban un flujo de caja más de acuerdo con las disponibilidades financieras, ó estaban en cabeza de empresas técnica y financieramente en condiciones de ejecutar el proyecto.

La transformación institucional que se plantea en este documento afecta en forma significativa el número y clase de actores candidatos a tener la propiedad de las nuevas plantas de generación. En particular no es posible determinar con precisión el grado de la participación del sector privado en la nueva generación, sobre todo cuando estarían compitiendo con la venta de los activos en manos del Estado que se analizan en este documento.

En principio podrían visualizarse alternativas que involucren diversas modalidades de participación del sector privado, ya sea solo o, en empresas mixtas, pero la magnitud de las nuevos recursos sólo podrá conocerse una vez que se tenga claridad sobre el nuevo marco institucional y se encuentre el proceso lo suficientemente avanzado.

Ante esta situación es claro que el nuevo plan de expansión no se debe limitar a una aplicación mecánica del algoritmo que determina la solución de costo mínimo, sino que es necesario definir una estrategia de expansión en condiciones de incertidumbre, no sólo con respecto a la demanda, sino también con respecto a la participación de los diferentes agentes encargados de la construcción de los proyectos .

3.3 LA ESTRATEGIA.

Existirán algunas estrategias más favorables a la incorporación de nuevos agentes u otras que involucren la participación del Estado en su papel subsidiario para iniciar la construcción de algunos proyectos que, por su larga maduración, no son suficientemente atractivos a la iniciativa privada, especialmente durante las etapas iniciales del proceso. La construcción de nuevas plantas por el Estado puede financiarse en parte con la venta de algunos de los activos de generación que se discuten en este documento, y

estas plantas podrían a su vez ser objeto de venta más adelante.

En el contexto anterior es importante destacar la posible venta de los plantas térmicas a vapor de la Costa Atlántica al sector privado, el cual a su vez podría hacer la inversión adicional requerida por la repotenciación. El producto de esas ventas o de otros activos considerados en este documento podría hacer viable financieramente la participación de Corelca en una sociedad de capital mixto que adelante la construcción del proyecto de Urrá I.

Un caso aparte que merece especial consideración es la capacidad de inversión, tanto en términos financieros como técnicos de las Empresas Públicas de Medellín. Capacidad esta que se perdería para el sector sino se le da la oportunidad de participar. Una alternativa que podría servir de catálisis en todo el proceso de reforma sería una asociación de EPM con el sector privado para la realización del proyecto de Porce II y otros proyectos menores.

La ejecución de otros proyectos que eventualmente aparezcan como candidatos al plan de expansión, como Miel II, requerirían de la conformación de sociedades de capital mixto lo suficientemente sólidas para atraer el financiamiento externo requerido con una exposición mínima del gobierno. El Estado tiene que ser extremadamente selectivo en la definición de la participación de sus agentes en la expansión, y sólo aquellos que puedan mostrar una sólida situación financiera y técnica podrían ser asignados este papel.

3.4 LA CONCERTACION DEL PLAN.

Finalmente conviene revisar el marco de toma de decisiones sobre la expansión. El proyecto de ley asigna esta responsabilidad a la Comisión Nacional de Energía, organismo el cual es conservado en forma intacta en la nueva ley a pesar de las modificaciones a la estructura del sector. Como se indicó antes la composición de la Comisión Nacional de Energía, de la cual forman parte 3 empresas eléctricas, además de Carbocol, Ecopetrol y los Ministerios, hace que ésta no tenga un papel regulador, sino más bien concertador.

Si bien esta concertación nos parece muy importante y tal vez clave para el éxito del programa, creemos que esta instancia debería limitarse a la discusión del plan pero de ninguna manera extenderse a su elaboración y/o a la definición de aspectos que puedan inducir sesgos en cualquier sentido para la comparación libre de alternativas. Estas tareas deben ser desarrolladas en forma independiente por un cuerpo técnico imparcial sin compromisos con las empresas que de una u otra manera serían beneficiarias del plan.

Claramente deberían establecerse al menos tres instancias en el trámite del plan para separar estas funciones. En una primera instancia el cuerpo técnico elaboraría un documento de acuerdo con términos de referencia establecidos por el ente regulador, o en su defecto el gobierno nacional. Estos términos deben incorporar las características descritas anteriormente y deben conducir a un plan flexible y robusto.

En una segunda instancia el proyecto de plan sería discutido con los estamentos públicos y privados que tengan algo que ver con el mismo, los cuales de ninguna manera se limitan a los miembros actuales de la CNE. Una vez discutido el plan el grupo técnico en estrecha cooperación con el gobierno nacional efectuará los ajustes del caso para producir una versión definitiva.

En una tercera instancia el plan debería ser aprobado por el gobierno el cual debería formalizar además los compromisos de su parte para sacarlo adelante.

Este esquema no es compatible con la estructura actual de la CNE y menos aún con su reglamento. En efecto, si bien la instancia técnica imparcial de la CNE estaba consagrada en la Ley 51 en la forma de asesores independientes esta figura fue eliminada en la reglamentación. Por otra parte no se podría concebir una concertación o aprobación de un plan por un organismo en donde sólo este representado una parte del sector oficial y al cual no tengan acceso los demás agentes.

4. RESUMEN Y CONCLUSIONES.

Las reformas estructurales del sector eléctrico contempladas en los proyectos de ley y en las propuestas incluidas en este documento, exigen un replanteamiento del papel del plan de expansión de la generación y de la transmisión tal como se ha venido utilizando en el pasado. Si bien es claro que en un escenario de plena competencia y participación del sector privado sin avales ni aportes del gobierno, el papel del plan sería mas bien indicativo o de referencia, es claro que esta situación está todavía lejos de ser alcanzada y que el estado, en mayor o menor grado, continuará jugando un papel subsidiario. En estas condiciones el plan de expansión debería proporcionar información que permita tomar decisiones sobre la composición de las fuentes y tamaño de los proyectos, teniendo en cuenta no sólo la incertidumbre en la demanda y otros factores sino también la composición de los agentes constructores, su capacidad financiera y la incertidumbre sobre su participación. De particular importancia es la definición del papel subsidiario del Estado y su participación, así sea temporalmente, en algunos proyectos que de otra manera no serían

construidos a riesgo de comprometer la continuidad del servicio o de incrementar el costo del mismo.

En este contexto aparece crítico adelantar sin demora los estudios que permitan definir la participación del gas natural en la expansión de los noventa los cuales incluyen: optimización del uso de combustibles en la generación térmica de la costa, definición de aspectos técnicos de la repotenciación, e inclusión de alternativas que permitan afirmar los "excedentes" permanentes durante la estación de invierno. Además, es necesario homologar los proyectos hidráulicos para permitir su comparación.

Por otra parte, al efectuar las ventas de activos propuestos en este documento y al conformar las empresas de economía mixta y del sector privado, se contará con un grupo de agentes que, combinando las capacidades de gestión y de generación y captación de fondos de agentes públicos y privados permitan ejecutar los proyectos con una participación mínima del gobierno central. El Estado tiene que ser extremadamente selectivo en la definición de la participación de sus agentes en la expansión, y sólo aquellos que puedan mostrar una sólida situación financiera y técnica podrían ser asignados este papel.

Finalmente, se recomienda modificar también la CNE para adaptarla a las nuevas circunstancias. Se recomienda establecer tres instancias para el trámite del plan: elaboración del plan por un ente técnico imparcial eliminando la concertación de esta etapa, discusión del plan por todos los agentes interesados y, adopción del plan y formalización de compromisos por parte del gobierno. Para ello sería conveniente restablecer el carácter independiente de los asesores de la CNE y modificar la composición de sus miembros y/o el carácter de las decisiones que se sometan a la CNE.

MEMORANDO

PARA: Dr. Rudolf Hommes, Ministro de Hacienda y Crédito Público.
Dr. Juan Camilo Restrepo, Ministro de Minas y Energía.
Dr. Armando Montenegro, Jefe Departamento Nacional de Planeación.

DE: Grupo Especial para Reformas Estructurales al Sector Eléctrico.

FECHA: Marzo 19 de 1992.

ASUNTO: Segunda Fase del Plan de Acción.

Este memorando presenta las acciones correspondientes a la segunda fase del Plan de Acción del Grupo Especial para Reformas Estructurales al Sector Eléctrico.

1. TAREAS A REALIZAR.

La Primera Fase se ha concentrado en las acciones de saneamiento financiero de CHB, ICEL y CORELCA. Para completar los trabajos tendientes a la reestructuración del sector se visualizan tres tipos de tareas :

- Seguimiento durante el período de transición de acciones definidas en la Fase 1.
- Enajenación de las acciones que poseen ICEL y CORELCA en las electrificadoras bajo su tutela.
- Organización de los activos de generación que quedarían en poder del Estado y participación de las nuevas empresas en la expansión de la generación.

A. Seguimiento Durante el Período de Transición de Acciones Definidas en la Fase 1.

De acuerdo con las recomendaciones presentadas en el informe de Marzo 19 de 1991, las acciones correspondientes a dicho saneamiento, la valoración de los activos de transmisión del ICEL para efectos de su capitalización en ISA y las Electrificadoras, así como las medidas sobre tarifas y comercialización de energía

correspondientes al período de transición deberán ser ejecutadas para el 30 de Abril por las entidades a ellas asignadas. Durante este período estas entidades deberán contar con apoyo del Grupo en tareas específicas de tipo legal, financiero y tarifario.

El grupo completará el análisis financiero del grupo CORELCA. Así mismo, será necesario precisar los términos y procedimientos para la contratación de las fiducias para el manejo de los activos de la Nación durante el período de transición, para lo cual se recomienda contratar un consultor.

B. Enajenación de las acciones de ICEL y CORELCA en las electrificadoras.

Durante el desarrollo de la Fase 1 se recomendó asignar a ICEL y CORELCA la labor de presentar planes tendientes a la enajenación de las acciones que poseen dichas entidades en las electrificadoras bajo su tutela. La tarea de enajenación no es trivial y requiere de consultoría especializada. El Grupo prestaría asesoría a ICEL y CORELCA en la elaboración de dichos planes, así como en la determinación del alcance y términos de referencia de la consultoría a contratar para la tarea de enajenación. El ESMAP podría ser fuente de financiamiento para estas actividades.

C. Organización de los Activos de Generación del Estado y Participación en la Expansión.

Dependiendo de la alternativa seleccionada para disponer los activos de la Nación será necesario continuar con los estudios financieros y legales que permitan la conformación de las nuevas empresas. Igualmente, se precisa continuar con los estudios financieros de éstas y otras empresas del Estado para determinar la participación de las mismas en el plan de expansión.

Durante la Primera Fase no se identificaron medidas específicas para ISA exceptuando el pago de la deuda del ICEL por parte de la Nación, la atención de las necesidades de corto plazo, la capitalización de las líneas de transmisión del ICEL y el establecimiento del sistema de peajes que garantizaría la viabilidad de la Empresa de Transmisión. Un tratamiento mas detallado depende en gran parte de la alternativa que se adopte para la organización de los activos de la Nación, así como del papel de dichas empresas en la expansión inmediata.

Si bien la organización futura del sector depende en gran parte de la suerte que corran los Proyectos de Ley que actualmente cursan en el Congreso, el trabajo no puede esperar a la aprobación de los mismos. La duración de esta tarea, sin embargo, sobrepasa el límite del 30 de Abril y bien podría prolongarse durante el resto del año.

Esta tarea debe ser supervisada por un grupo de trabajo en el que formen parte la FEN, la Comisión Nacional de Energía y el DNF y ejecutada por técnicos de dichas entidades con la colaboración de consultores especializados. Una alternativa sería aprovechar el apoyo del grupo ESMAF para las asesorías.

2. CONFORMACION DEL GRUPO.

En el período hasta Abril 30, el Grupo Especial realizará las labores de seguimiento y apoyo a las entidades asignadas para las diferentes acciones, así como tareas específicas. El Grupo sería reforzado con el consultor requerido para los contratos de fiducia. Como resultado se presentará para esa fecha una versión revisada del informe, incluyendo el avance de las acciones recomendadas. Se sugiere que durante este período, el apoyo logístico sea prestado por la CNE.

Para las tareas correspondientes posteriores a Abril 30 (Literal C anterior), pueden sugerirse dos alternativas:

- La primera consiste en mantener la existencia del Grupo Especial para realizar los análisis requeridos y la coordinación de todas las tareas mencionadas anteriormente, para lo cual se requeriría ampliar los alcances y miembros del grupo.
- La segunda alternativa consiste en dejar la coordinación en una entidad del Estado, FEN, DNF o CNE y utilizar miembros del Grupo u otros consultores individuales en forma puntual. Ambas alternativas requerirán estrecha colaboración de las entidades, en particular, FEN, DNF y CNE.

La adopción de una u otra alternativa depende del alcance que se le otorgue a las tareas mencionadas anteriormente.

Atentamente

GRUPO ESPECIAL PARA REFORMAS
ESTRUCTURALES AL SECTOR ELECTRICO

Grupo especial para reformas estructurales al
sector electricoinforme primera faseAlberto
Brugman ... [et al.]

333.7932 G892g Ej. 1

CATALOGADO POR: HELF FILE LTDA

FECHA	PRESTADO A	FECHA
-------	------------	-------