

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

338.20985 L

C718m

1994

E 3

**MEMORIAS AL
CONGRESO NACIONAL
1.993 - 1.994**



GUIDO NULE AMIN

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Ministro
Guido Nule Amin

Viceministro
Augusto García Rodríguez

Secretario General
Javier Lastra Fuscaldo (E)

Secretaria Privada
Beatriz Giraldo López

ASESORES DEL MINISTRO

Asesor de Energía
Alvaro Ruiz Hernández

Asesor Administrativo
Catalina Falquez de Gálvez

Asesor de Prensa
Margaret Ojalvo Paborn

Oficina Jurídica
Margarita Castro Norman

Oficina de Control Interno
Maria Beatriz Canal Acero

DIRECTORES DEL MINISTERIO

Dirección General de Energía Eléctrica
Adán Ospina Labrador

Dirección General de Hidrocarburos
Edgar Francisco París Santamaría

Dirección General de Minas
Victor Manuel Rivera Monsalve

UNIDADES ADMINISTRATIVAS ESPECIALES

Comisión de Regulación Energética
Manuel Ignacio Dussan Villaveces

Unidad de Planeación Minero Energética
Germán Corredor Avella

Unidad de Información Minero Energética
Juan Manuel Alvarez Castellanos

ENTIDADES VINCULADAS Y ADSCRITAS

Carbones de Colombia S.A. - Carbocol
Antonio Pretelt Emiliani

Empresa Colombiana del Carbón - Ecocarbón
Abraham Romero Ariza

Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - Corelca
Eduardo Sojo González (E)

Minerales de Colombia S.A. -Mineralco
Ana Isabel Fajardo Garavito

Empresa Colombiana de Petróleos -Ecopetrol
Juan María Rendón Gutiérrez

Financiera Energética Nacional -Fen
Sara Ordóñez Noriega

Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas -Inea
Jaime J. Ahumada Barona

Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - Icel
Alfonso Castro López

Interconexión Eléctrica S.A. - Isa
Javier Gutiérrez Pemberthy

Instituto Nacional de Investigaciones Geológicas y Mineras -Ingeominas
Adolfo Alarcón Guzmán

Empresa Multipropósito Urra S.A.
José Camilo Manzur Jattin

Contenido

CONTENIDO		Página
PRESENTACION		
Capítulo I. Agenda Legislativa		1
1. Ley de Regalías		3
2. Ley Eléctrica		4
3. Ley de Servicios Públicos Domiciliarios		4
4. Propiedad Estatal del Subsuelo		5
Capítulo II. Organización Administrativa		7
1. Reestructuración		9
1.1. Nueva Estructura Organizacional		9
1.2. Planta de Personal Globalizada		10
2. Modernización		10
3. Sistema de Control		11
Capítulo III. Sector Eléctrico		13
1. Antecedentes		15
2. Realizaciones		16
2.1. Generación		16
2.1.1. Las Medidas de Emergencia		16
2.1.2. Plan de Expansión		19
2.1.3. Plan de Aumento de la Disponibilidad de Plantas Térmicas		23
2.2. Transmisión		24
2.3. Distribución		25
2.3.1. Aspectos Financieros		25
2.3.2. Aspectos Técnicos		29
2.4. Demanda - Plan de Uso Racional de Energía		30
2.5. Energía Rural		31
2.6. Energía para Zonas no Interconectadas		31
2.7. Gestión Ambiental		32
2.8. Reestructuración del Sector		32
3. Visión del Sector		34

4. Decretos y Resoluciones	36
----------------------------	----

Capítulo IV. Sector de Hidrocarburos	39
---	-----------

1. Antecedentes	41
2. Realizaciones	41
2.1. Política Petrolera	41
2.1.1. Exploración	41
2.1.2. Distribución y Comercialización	43
2.1.3. Transporte y Abastecimiento	44
2.1.4. Refinación	45
2.2. Política de Gas	46
2.3. Actividad Exploratoria	49
2.4. Desarrollo de Campos	50
2.4.1. Cusiana	51
2.5. Proyectos de Transporte	53
2.5.1. Transporte de Crudos	53
2.5.2. Transporte de Productos	54
2.5.3. Ampliación de Estaciones de Almacenamiento	56
2.6. Proyectos en Refinación	56
2.6.1. Complejo Industrial de Barrancabermeja	56
2.6.2. Refinería de Cartagena	57
2.7. Reestructuración de Ecopetrol	58
3. Resultados del Sector	59
3.1. Situación de Reservas y Producción	59
3.2. Situación Financiera	60
4. Visión del Sector	62
5. Decretos y Resoluciones	64

Capítulo V. Sector Minero	67
----------------------------------	-----------

1. Antecedentes	69
2. Realizaciones	69
2.1. Reestructuración de las Empresas	69
2.1.1. Carbocol	69
2.1.2. Ecocarbón	72
2.1.3. Ingeominas	74
2.1.4. Mineralco	74
2.2. Descentralización Administrativa	74

2.3. Legalización Minera	75
2.4. Programa de Reordenamiento de Canteras	75
2.5. Atención Integral al Menor Trabajador	76
2.6. Realizaciones en Exploración y Evaluación	76
2.7. Realizaciones en Otros Minerales	78
3. Visión del Sector	80
4. Decretos y Resoluciones	81

Capítulo VI. Otras Actividades	87
---------------------------------------	-----------

1. El Plan Energético Nacional	89
2. Reglamentación de la Ley 99/93	89
3. Conferencia Energética de América Latina y el Caribe	90
4. Cooperación Internacional	90
4.1. Programas Terminados	91
4.2. Grupo de los Tres	91
4.3. Acuerdos Binacionales	92

Anexo 1. Situación Financiera del Sector Eléctrico	95
---	-----------

Anexo 2. Estadísticas Minero Energéticas	107
---	------------

Presentación

Santafé de Bogotá, D.C., 20 de julio de 1994

Honorables Senadores y Representantes :

De conformidad con lo dispuesto en la Constitución Política de Colombia en su artículo 208, me permito presentar al Congreso de la República este informe que refleja el estado de los negocios adscritos al Ministerio de Minas y Energía.

La metodología de este informe esta basada en una presentación de los antecedentes que muestran la situación de cada sector al inicio de esta administración, las acciones ejecutadas y la visión sobre el futuro de cada uno de ellos.

De esta manera, se pretende ofrecer un documento que contribuya al análisis y a la investigación de este período caracterizado por cambios radicales inducidos por una política económica promotora de la participación privada, de la competencia y de la internacionalización.

Los avances logrados en este último año constituyen un motor para el desarrollo de la infraestructura que el país requiere para una adecuada explotación de sus recursos naturales no renovables. En ese sentido cabe destacar el apoyo decidido del Congreso para entregarle al país leyes de la importancia de la de Regalías y la Eléctrica. La primera, constituye un elemento fundamental para consolidar un proceso de descentralización del país, ya que otorga a los entes territoriales productores y no productores, recursos para su desarrollo económico y social. El anhelo popular de que las regalías originadas en la explotación de los recursos se destinaran en primer lugar a las áreas productoras se ha cumplido, sin que ello impida el desarrollo ordenado e integral de todo el territorio nacional. Es evidente que a nuestros gobernantes les cabe la gran responsabilidad de velar porque estos recursos sean bien invertidos para el beneficio de toda la población.

En cuanto a la Ley Eléctrica, con ella se abren las puertas a la participación privada para que exista una competencia que obligue a las

PRESENTACION

empresas del sector eléctrico a prestar un servicio con unos criterios de eficiencia, calidad, equidad y neutralidad. Por otra parte, se establecen obligaciones muy claras al gobierno nacional para que destine los recursos del presupuesto que requieran las empresas con mercados débiles, de manera que con un adecuado equilibrio financiero pueda ofrecérsele a todo el país el servicio de la manera en que la comunidad lo necesita y lo merece. Los resultados de este cambio en la política del sector eléctrico que la ley antes citada consolida, han arrojado beneficios concretos al país, como es la contratación de una capacidad de generación superior al 10% de la actualmente instalada sin demandar recursos del presupuesto de la nación, liberándolos para ser invertidos en otras áreas prioritarias para el desarrollo social de nuestra comunidad.

No me cabe duda que el éxito de esta política será ejemplo para otros sectores de la economía, ya que para el desarrollo de países como el nuestro se requiere de la participación del sector privado, decidida y activa pero controlada por el estado.

En materia de hidrocarburos, se implementaron modificaciones a los contratos asociación que estimularán una mayor actividad en la exploración, consolidando a Colombia como un país autosuficiente con excedentes exportables que reafirmen su solidez financiera.

De otra parte, se contrató el gasoducto Ballenas-Barranca y se abrieron las convocatorias para los gasoductos urbanos de 108 municipios, con lo cual se establecen las bases para que en los próximos años Colombia desarrolle un consumo masivo de gas natural y así la comunidad tenga acceso a un sustituto energético que ofrece menores costos a la industria y al sector residencial, y alivia la inversión en nuevos proyectos de generación.

Por último, durante el pasado año se efectuó una reestructuración profunda del Ministerio y de la mayoría de sus empresas vinculadas y adscritas, proporcionando una estructura moderna, ágil y eficiente, con la cual puedan cumplir las labores de control, planificación y ejecución, y acercarse a sus clientes de una manera mas eficaz. Simultáneamente, se capacitó al personal vinculado al Ministerio con cursos de administración moderna y de tecnología específica para cada una de las áreas, para así responder a la directiva presidencial sobre modernización del Estado.

Señores Congresistas, el sector minero energético constituye uno de los pilares fundamentales para el desarrollo económico y social del país y creo que este Congreso y el Ministerio a mi cargo hemos sabido cumplir con las responsabilidades que el pueblo colombiano y su presidente han depositado en nosotros.

Cordialmente,

Guido Nule Anln
Ministro de Minas y Energía

I. Agenda Legislativa

AGENDA LEGISLATIVA

1. LEY DE REGALIAS

En desarrollo de los artículos 360 y 361 de la Constitución Política de Colombia, el Congreso Nacional aprobó la Ley 141 de junio 28 de 1994, "Por la cual se crean el Fondo Nacional de Regalías, La Comisión Nacional de regalías, se regula el derecho del Estado a percibir regalías por la explotación de los recursos naturales no renovables, se establecen las reglas para su liquidación y se dictan otras disposiciones".

El Fondo Nacional de Regalías, que será administrado por la Comisión Nacional de Regalías, actuará como un instrumento de política sobre la explotación de recursos naturales no renovables y como un mecanismo financiero de desarrollo nacional, regional y municipal, con tres objetivos básicos:

- Inducir a la inversión productiva de las contraprestaciones obtenidas por el Estado, para que cuando se explote un recurso natural no renovable, el activo que así desaparece sea transformado en otros activos, de tal manera que se mantenga e incremente el capital del país como un todo.
- Fortalecer la descentralización y aumentar la inversión regional y municipal.
- Promover un uso más eficiente de los recursos nacionales y regionales y un aumento de la productividad de la inversión pública.

Igualmente, la Ley establece el régimen de regalías y compensaciones por la explotación de recursos naturales no renovables, determinando los porcentajes de la regalía según el mineral, la base de liquidación y su relación con los impuestos específicos y las contraprestaciones, y la participación correspondiente a las entidades territoriales, incluidos los departamentos y municipios productores, los municipios portuarios y las empresas industriales y comerciales del Estado.

Mientras se crea la Comisión Nacional de Regalías, la Ley prevé que será el

Ministerio de Minas y Energía quien se ocupe de ejercer las funciones a él señaladas, para lo cual el Ministerio desarrolla actualmente la reglamentación respectiva.

2. LEY ELECTRICA

Igualmente, se presentó a consideración del Congreso de la República el proyecto de Ley Eléctrica recientemente aprobado que contiene los siguientes principios básicos :

- Fomento de la eficiencia en el sector, mediante la creación de una competencia de mercados;
- Operación del Sistema Nacional Interconectado a través de una entidad autónoma e independiente;
- Estímulo a la participación del sector privado.
- Manejo de las empresas eléctricas con base en principios administrativos sanos y eficientes;
- Regulación de los mercados a través de normas que eviten abusos y protejan a los usuarios del servicio;
- Aplicación de los conceptos de eficiencia calidad y continuidad en la prestación de servicios de electricidad, e,
- Introducción del planeamiento sectorial indicativo, con el costo mínimo como guía, con criterios flexibles y dinámicos que permitan la actuación de las fuerzas del mercado.

3. LEY DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS

Esta Ley que ya fue aprobada por el Congreso, define los lineamientos en la prestación del servicio con la intervención del Estado, la regulación de los derechos de los usuarios, establece el régimen de las empresas, la creación de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y redefine la

estructura tarifaria para los mismos.

4. PROPIEDAD ESTATAL DEL SUBSUELO

El Congreso de la República aprobó la Ley 97 de 1,994, por la cual se interpreta con autoridad la Ley 20 de 1969, constituyéndose así, en la única interpretación autorizada de ésta. La Ley, que ratifica en un todo la propiedad del subsuelo en cabeza del Estado, define para ello las situaciones en las cuales se puede hablar de derechos adquiridos en favor de terceros, especificando lo que ha de entenderse por yacimiento descubierto de hidrocarburos. Además establece las medidas de embargo y secuestro de los pagos que la nación o sus entidades descentralizadas efectúen por actos o contratos derivados de títulos cuyo mérito se discute judicialmente. En la actualidad, contra esta Ley cursan varias demandas por inconstitucionalidad ante la Corte Constitucional.

Dentro de este tema hay que destacar que se encuentran ante el Consejo de Estado tres procesos en los que se discute la propiedad sobre el subsuelo petrolífero de Santiago de las Atalayas y Pueblo Viejo del Cusiana, dos de los cuales han sido acumulados y se encuentran para sentencia y en el otro se solicitó la medida de embargo y secuestro de los dineros ha pagar por la Nación, correspondientes al 4% del 45% del subsuelo en cabeza de los supuestos propietarios, como resultado de los contratos celebrados con Ecopetrol, medida inicialmente negada y ante lo cual se interpuso un recurso de súplica que se decidió a favor de la nación.

Igualmente, existe otro proceso adelantado por el Procurador General de la Nación y que cursa ante el Juzgado Trece Civil de Circuito de Santafé de Bogotá, en el que también se solicitó la medida que aunque fue inicialmente aceptada y decretada, fue posteriormente revocada, decisión contra la cual se interpuso el recurso respectivo.

II. Organización Administrativa

ORGANIZACION ADMINISTRATIVA

1. REESTRUCTURACION

En respuesta al nuevo mandato Constitucional y al actual modelo Económico del País, se hizo necesario introducir reformas estructurales en la organización Administrativa y Financiera del Sector Minero Energético que atendiera por una parte los parámetros de la carta fundamental en cuanto a los principios y finalidades de las Entidades del Estado y por otra las exigencias del mercado internacional dentro de un contexto de apertura económica.

Por lo anterior era indispensable rescatar la misión fundamental del Ministerio como ente Rector del sector en la formulación de políticas, planes y programas, el cual se reestructuró a través de los Decreto 2119 de 1992 y 1253 de 1993, cuyas principales reformas se enuncian a continuación :

1.1. Nueva Estructura Organizacional.

Se crearon tres Unidades Administrativas Especiales : Comisión de Regulación Energética, Unidad de Planeación Minero Energética y Unidad de Información Minero Energética, lo cual dio lugar a la desaparición de la Oficina de Planeación. Se suprimió la Dirección General de Asuntos Legales, trasladando sus Divisiones a las Direcciones de Hidrocarburos, Minas y Energía y se conformaron las Oficinas de Control Interno y Jurídica.

Esta organización facilita la Regulación y la Planeación Integral del Sector Minero Energético a través de las Unidades; agiliza la toma de acciones en cada uno de los Subsectores evitando la evasión de responsabilidades entre Técnicos y Abogados, posibilita la unidad de criterios desde el punto de vista jurídico ampliando la cobertura de apoyo legal en todas las áreas del Ministerio y garantiza el correcto cumplimiento de los objetivos, las normas y los procedimientos que rigen el funcionamiento de la Entidad.

1.2. Planta de Personal Globalizada.

Para la implementación de la nueva organización se hizo necesario adoptar una Planta de Personal Globalizada que permitiera hacer más ágil y funcional su manejo. Con ella se eliminó el viejo esquema de plantas piramidales existentes que contemplaban elevado número de cargos ejecutivos que hacía torpe e ineficiente el desarrollo de la actividad institucional. El objetivo anterior se materializó a través del Decreto 1554 de 1993.

La nueva planta de personal, no obstante incrementar el número de profesionales, redujo sus cargos en niveles como el ejecutivo, el técnico y el asistencial de 544 a 473 en total, al tiempo que reclasificó sus grados incrementando así su escala salarial.

De otra parte se vinculó al escalafón de carrera administrativa la totalidad de funcionarios que ocupan cargos susceptibles de ésta.

2. MODERNIZACION

En aras de contribuir al proceso de modernización de las entidades estatales puesto en marcha por el actual Gobierno y con la coordinación de la Consejería respectiva, se inició el Plan de Desarrollo Institucional, el cual cubre todos los niveles del Ministerio y de sus entidades adscritas y vinculadas. Con el se busca lograr un cambio en la cultura institucional, redefinir la misión, los principios y los valores del personal del Ministerio, recuperar su sentido de pertenencia hacia la entidad y crear mejores ambientes de trabajo que eleven los niveles de eficiencia y de desempeño de todos los que en ella se encuentren vinculados.

Adicionalmente, para lograr un mejoramiento sustancial de las condiciones organizacionales y procedimentales, se implementó la Campaña de Simplificación de Trámites, tendiente a facilitarlos, racionalizarlos y simplificarlos.

Como complemento de lo anterior y con el propósito de optimizar la utilización de la infraestructura física del Ministerio se inició el proceso de remodelación para el cual se realizó la contratación de la primera fase.

3. SISTEMA DE CONTROL

Para la implementación del sistema de control interno se han desarrollado las siguientes acciones : se establecieron planes de trabajo dentro del esquema de administración por objetivos; se inició el proceso de formalización y documentación de procedimientos contando ya cada área con un proyecto de reglamentación; se adoptó el manual de funciones; se desarrolló un nuevo programa de inducción; se adquirieron los equipos para la sistematización de las áreas de apoyo y actualmente se adelanta la evaluación de las aplicaciones correspondientes; se implementaron mecanismos de verificación y evaluación por área; antes del mes de julio se entregará el sistema de evaluación de desempeño. Con este esquema se pretende garantizar que la función administrativa se enmarque en los principios de eficiencia y eficacia.

III. Sector Eléctrico

SECTOR ELECTRICO

1. ANTECEDENTES

En 1,992, la situación del sector eléctrico era la siguiente :

A diciembre de ese año, la capacidad efectiva instalada del sistema interconectado nacional era de 8,488 MW, distribuidos en 6,757 hidráulicos (80%) y 1,731 térmicos (20%)

El país atravesaba por un fuerte racionamiento el cual se inició en el mes de marzo de 1,992 y se prolongó hasta el mes de abril de 1,993, periodo durante el cual se restringió el suministro en 6,100 GWH aproximadamente.

El sector eléctrico colombiano se ha caracterizado por un predominio de monopolios oficiales sobre los cuales no existía una clara regulación, sin competencia y sin evaluación externa, actuando simultáneamente como productores, consumidores, distribuidores, reguladores, regulados y evaluadores de sí mismos. "La crisis del racionamiento demostró fehacientemente que no existía una regulación eficaz. La dispersión de estas funciones entre un número grande de entidades generó dilución de las responsabilidades y posibilitó que las empresas reguladas terminaran por fijar ellas mismas las reglas, haciendo prevalecer, muchas veces, sus intereses ¹".

Las empresas del sector se encontraban en una grave crisis financiera, generada por un rezago en las tarifas, un alto índice de pérdidas, unas condiciones altamente desfavorables en los créditos contratados y un desempeño administrativo ineficiente. En efecto, las tarifas globales representaban el 76% del costo incremental promedio de largo plazo, dentro de la cual el sector residencial cubría el 48% de dicho costo. A su vez, el índice de pérdidas estaba en un 7% por encima del promedio latinoamericano y la relación entre el servicio de la deuda y el saldo paso del 9.4% al inicio de la década de los 70, al 20.7% al comienzo de 1,992².

¹ Palabras del Señor Ministro Guido Nule Amin en la exposición de motivos de la Ley Eléctrica

² Ver anexo 1: "Situación Financiera del Sector Eléctrico"

2. REALIZACIONES

Con el propósito de superar la crítica situación antes descrita, se tomaron medidas de emergencia para solucionar el problema en el corto plazo así como también medidas de mediano y largo plazo con el fin de evitarlo hacia un futuro, buscando garantizar un servicio confiable, económico y de calidad en todos los niveles de la población colombiana; las principales de ellas se destacan a continuación :

2.1. Generación

2.1.1. Las Medidas de Emergencia

Dentro de las principales medidas de emergencia, se dictó el Decreto 700 del 23 de abril de 1992, que contiene disposiciones sobre contratación, endeudamiento, presupuesto y reestructuración de las entidades del sector eléctrico, todas ellas con el propósito de agilizar los procesos de contratación, adquisición de equipos y materiales, y el aceleramiento de algunas obras de generación y transmisión de energía eléctrica en curso, habilitando también, la participación privada en todos los procesos de este sector.

Debe destacarse el gran esfuerzo realizado por la Nación que, autorizada por el Decreto 700, asumió las obligaciones del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -Icel-, de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica -Corelca- y de la Central Hidroeléctrica de Betania -CHB-, por una cuantía superior a los US\$ 912 millones; como contraprestación la Nación recibió de esas empresas las centrales térmicas de Cartagena y Tasajero, la hidroeléctrica de Prado y las líneas Betania-Popayán y Bucaramanga-Ocaña-Cúcuta.

El Decreto también puso a disposición del sector eléctrico los siguientes recursos:

- i) \$35,000 millones a través de la FEN, con destino a recuperación del parque térmico e hidráulico del País;
- ii) Hasta \$60,000 millones del Presupuesto General de la Nacional para la EEB, con destino al proyecto Guavio y Pago del servicio de deuda;

- iii) Hasta \$35,000 millones del Presupuesto General de la Nacional para ISA con destino a las líneas: Interconexión con Venezuela, La Mesa-Mirolindo y subestaciones asociadas y otras líneas del Segundo Plan de Refuerzos de Transmisión.

Con estos recursos se conformó el Plan de Emergencia para aumentar la capacidad instalada y la disponibilidad de las plantas mediante proyectos en cuatro frentes :

- i) Recuperación y Repotenciación de Plantas Térmicas;
- ii) Interconexiones con Venezuela y Ecuador;
- iii) Construcción de Proyectos Térmicos de Emergencia, y
- iv) Aceleramiento del Proyecto Guavio.

En la siguiente tabla se presenta el informe actualizado a 30 de Abril de 1994, referente al avance que contempla este Plan de Emergencia, donde están incluidos 252.9 MW del Plan de Recuperación y Repotenciación de Plantas Térmicas y 1873.3 MW de los otros tres frentes.

PLAN DE EMERGENCIA					
Proyectos en Operación a Abril de 1994					
Empresa	Tipo	Proyecto	Etapas	Entrada	Pot.MW
Celac	R	Rionegro		Oct-93	2.0
Conelca	R	Termocartagena III		Jul-92	65.0
	R	Termobarranquilla			27.0
			IV	Sep-92	6.0
			III	Oct-92	6.0
			VI	Dic-92	15.0
	R	Turbogás Chinó			99.0
				Dic-92	66.0
				Mar-93	33.0
	N,P	Las Flores		Oct-93	100.0
Ches	R	Guacaria		Ago-92	1.2
Chidral	R	Anchicayá III		Oct-93	4.5
	R	Termoyumbo		Mar-94	1.5
Essa	RPT	Termopaina II		Dic-93	8.0
Ecopetrol	N	Gualanday - Turbogás (Fase 1)		Nov-92	29.0
	N	Yumbo		Feb-93	26.0
	N	Ocoa		Abr-93	28.0
Edeq	R	El Caimo		Ene-94	2.2
Esb	N	El Guavio			1,000.0
			III	Dic-92	200.0
			II	Ene-93	200.0
			I	Mar-93	200.0
			IV	Jun-93	200.0
			V	Jul-93	200.0
	R	Termozipa II		Oct-93	37.5
Electranta	R	Unión			10.6
			IV (Prov.)	Jul-92	4.6
			II	Feb-93	2.5
			I	Mar-93	3.5
	R	El Río			35.0
		II,V	Sep-92	4.0	
		III,IV	Oct-92	13.5	
		VI	Dic-92	11.0	
		VII	Jul-93	2.5	
		I	Nov-93	4.0	
R	Riomar			Abr-93	10.8
Electribol	R	Cospique 5		Abr-94	8.0
Epp	R	Belmonte		Ago-93	1.0
Fluila	R	La Pita		Oct-92	1.4
	R	Iguira I-II		Feb-94	1.8
Icel	R	Palenque V		Jul-93	20.0
Ira	R	Termozipa V		Ene-93	66.0
	N	Estacionaria de Buenaventura		Mar-93	25.0
	N	Interconexión con Venezuela		Nov-92	100.0
Proelctrica	N,P	Misional		Jul-93	60.0
TOTAL EN OPERACION					1,770.5

R: Recuperación, RPT: Repotenciación, N: Proyecto Nuevo, P: Privado

Como se puede observar, de este plan, a 30 de abril de 1,994 ya se disponían de 1,770.5 MW que representan el 83% del total previsto. Con esta adición,

la capacidad de generación instalada en el país aumentó el 21%, totalizando 10,270 MW; la participación de la generación térmica se incrementó del 20 al 24%. A continuación se presentan los proyectos del Plan que aún se encuentran en ejecución :

Plan de Emergencia				
Proyectos en Ejecución ordenados por Empresa				
Empresa	Tipo	Proyecto	MW	Fecha Est.
CEDELCA	R	Rec. Inza, Silvia y Sajandi	4.0	Nov-94
CEDENAR	R	Rec. Río Bobo, J. Bravo, Sapuyes	8.1	Jun-94
CEDENAR-ICEL	N	Interconexión con Ecuador	10.0	May-94
CENS	N	Interconexión con Venezuela	100.0	Dic-94
CORELCA	N,P	Central térmica Priv. B/quilla	50.0	Jul-94
	R	Termobarranquilla I-II	10.0	Oct-94
CHIDRAL	R	Anchicayá IV	4.5	Oct-94
	R	Anchicayá I,II	8.0	Ago-95
	R	Termoyumbo I	1.5	May-94
ECOPETROL	N	Gualanday Turbogás (Fase 2)	15.0	May-94
	N	Ocoa - Ciclo Stig	15.0	May-94
	N	Yumbo - Ciclo Stig	15.0	May-94
	R	El Río I (Caldera 3)	1.8	May-94
ELECTRANTA	R	El Río VIII	13.0	Jul-94
	R	Unión III	5.8	Jul-94
	R	Termobarranca III	9.0	Jul-94
ESSA	N	Palmas (Ampliación)	6.0	Jul-95
	N,P	Central Térmica Privada - C.Stig	30.0	May-94
E.P.P.	N	Dos Quebradas	8.0	Jul-95

R: Recuperación, N: Nueva, P: Privada

2.1.2. Plan de Expansión

Al tiempo con el Plan de Emergencia se diseñó el Plan de Expansión de Generación y Transmisión para el periodo 1,993-2000, que se caracterizó por adoptar una estrategia flexible en las inversiones, buscando una combinación equilibrada de las diferentes fuentes energéticas y la participación de particulares en la ejecución y operación de sus proyectos, para lo cual el Conpes autorizó a la Fen a garantizar la compra de energía y potencia que se genere por particulares.

Los proyectos contemplados en el Plan de Expansión se han adelantado de la

siguiente manera :

Proyectos a Gas

i) Termobarranquilla

En 1,993, Corelca abrió la licitación para la repotenciación y/o renovación de la planta de Termobarranquilla para llevar su capacidad de generación de 230 MW a 750 MW, a través de un sistema de asociación entre Corelca y el inversionista privado en el cual Corelca aporta las plantas existentes y el particular se compromete a realizar las inversiones necesarias para elevar su capacidad instalada. A esta licitación se presentaron los consorcios conformados por ABB-Distral, General Electric-King Ranch, Siemens-Enron y Westinghouse.

En marzo de 1,994 Corelca adjudicó al consorcio ABB-Distral este proyecto, firma que optó por renovar la planta de Barranquilla ofreciendo una planta con capacidad instalada de 750 MW, manteniendo dos plantas de las actualmente allí existentes como energía de respaldo. El cronograma del proyecto es el siguiente :

Fecha	Actividad	MW	N.Planta
Jun.30.94	Firma Contratos (PPA, Combustible, Etc.)		
Jul.29.94	Constitución Tebsa		
Oct.30.94	Cierre Financiero y Transf Activos a Tebsa		
Nov.1.94	Iniciación operación privada	230	
Oct.95	1° Turbogás	97	
Nov.95	2° Turbogás	97	
Dic.95	3° Turbogás	97	
Jun.96	1° Turbovapor	145	436
Nov.96	4° Turbogás	97	
Mar.97	5° Turbogás	97	
Nov.97	2° Turbovapor	120	750

ii) Termovalle

En Mayo del presente año la CVC cerró la licitación para el proyecto de Termovalle que generará 150 MW con destino al sector industrial

del Valle del Cauca y a la CVC. En la actualidad se encuentran en proceso de estudio las propuestas presentadas. El cronograma es el siguiente :

Fecha	Actividad	MW
Jul.19.94	Adjudicación	
Sep.2.94	Firma Contrato	
Jul.15.96 *	Entrada en Operación	100
Ene.15.97	Entrada en Operación	50

* Los particulares podrán adelantar su entrada para Enero de 1,996

iii) Térmica en el Interior

Se encomendó a Isa el estudio de este proyecto quien a su vez contrató a la FEN como asesor. La apertura de la licitación de este proyecto que generará 150 MW está programada para agosto de 1,994. Se prevé que inicie operación en Enero de 1,998.

Proyectos a Carbón

i) Termopaipa IV

La Electrificadora de Boyacá adjudicó al consorcio CCI-Steag la construcción y operación de un proyecto de 150 MW de generación. En la actualidad se espera la entrega, por parte de los contratistas, de los documentos requeridos por la Fen para el otorgamiento de la respectiva garantía. La fecha estimada para entrar en operación es Septiembre de 1,997.

ii) Carboeléctrica de la Loma

Se le entregó a Isa la responsabilidad del estudio de este proyecto de 300 MW, quien a su vez contrató a una firma internacional como asesor para la realización del mismo. La licitación se abrirá en el próximo mes de Agosto y la operación comercial se proyecta iniciar en marzo de 1,999.

Proyectos Hidroeléctricos**i) Urrá I**

El responsable de este proyecto es la sociedad Urrá S.A.; en la actualidad se ejecuta de acuerdo con lo programado y ya está definida su financiación. Su iniciación está programada para el año 1999 y generará 340 MW.

ii) Porce II

El responsable de este proyecto es Empresas Públicas de Medellín; la ejecución de este proyecto que generará 392 MW se encuentra ajustada al cronograma, según el cual su operación se iniciará en el año 2000.

iii) Miel I

Para este proyecto se constituyó la sociedad Hidromiel S.A., con participación de empresas del orden nacional y regional. Esta central generará 375 MW y se proyecta su entrada para el año 2001-2004.

En resumen, los proyectos mencionados contemplan el incremento de la generación en 2,607 MW, de los cuales el 58% corresponden a térmicos.

Merece destacarse la estructura financiera de este plan, pues del total de 8 proyectos, 5 se ejecutarán por parte de los inversionistas particulares.

El plan contempla también una visión de largo plazo, para el periodo 2001-2004, que está diseñado de acuerdo con el crecimiento previsto de la demanda, estimado con base en la información de Planeación Nacional, para lo cual cuenta con una canasta de proyectos elegibles que se presentan en la siguiente tabla :

Estrategia de Acciones en Proyectos de Generación Período 2001-2004			
OPCIONES	Capacidad Est.	Proyectos Disponibles	Cap MW
Gas	1.200 MW	Ciclos Combinados	
		Costa Atlántica	300
		Suroccidente	300
		Centro del País	750
Carbón	150 MW	Tasajero II	150
		Yumbo	150
		Tibita	300
		San Jorge	300
		Zipa IV	150
		Amagá	150
		San Luis	150
Hidroeléctricos	700 MW	Miel I	375
		Calima III	240
		Riachón	90
		Fonce	420
		Sogamoso	850
		Porce III	760
		Nechi A	590
		Miel II	400
		Guayabal	370
		Cabrera	605
		Humca	275
		Quetame	230
		Arrieros del Mica	700
		La Gabarra	245
		Upia	1.331
		Siete I, Siete II	160
		Adiciones de Capacidad	
San Carlos	310		
Betania	165		
Guavio	598		

Para que el Plan tenga éxito, es importante realizar un continuo seguimiento y control de la estrategia, por lo cual en la actualidad la Unidad de Planeación Minero Energética adelanta su revisión, trabajo que entregará en el mes de Diciembre.

2.1.3. Plan de Aumento de la Disponibilidad de las Plantas Térmicas

No obstante que el Plan de Expansión consideraba la necesidad de incrementar la disponibilidad de las plantas térmicas, la urgencia en la adopción de medidas que garantizaran que en 1,995 el índice de disponibilidad de la capacidad instalada de las plantas térmicas llegara al

85%, motivó al Ministerio de Minas y Energía a desarrollar un plan específico para este propósito, para lo cual encargó a Isa de su seguimiento y control. La inversión prevista para ser desarrollada en 1994 en este programa es del orden de \$ 53,000 millones, los cuales están siendo financiados principalmente por la Fen. El índice de disponibilidad correspondiente al período Octubre 93 - Mayo 94 es del 64.4%. Teniendo en cuenta que en el presente año se ha realizado un plan intensivo de mantenimiento, se espera que a finales de 1994, este índice mejore significativamente. Sin embargo, debe reiterarse la gran importancia de ejercer un estrecho control en el cumplimiento de este plan para asegurar y sostener un alto nivel de disponibilidad de las unidades de generación.

2.2. Transmisión

La empresa responsable de la transmisión en Colombia es ISA, empresa que por decisión aprobada por la Ley Eléctrica, deberá separar sus activos vinculados a la generación, entregándolos a una nueva empresa que se constituirá. El objeto de esta separación es dar transparencia a la actividad de transmisión y de esta manera fomentar la libertad de compra de energía entre grandes consumidores, distribuidores y generadores. Esta decisión ya fue aprobada en pasada reunión de Junta Directiva de Isa y deberá llevarse a una próxima asamblea general de accionistas.

Los proyectos para expandir la Red Nacional de Transmisión están compuestos por compensaciones serie y paralelo y líneas a 500 y 230 Kv con sus subestaciones y equipo de transformación 230/500 KV asociado.

Estos proyectos, que se han seleccionado teniendo en cuenta, además de los criterios económicos y técnicos (calidad, confiabilidad y seguridad), las estrategias de optimización del uso de la infraestructura existente y de aumento de flexibilidad, son los siguientes :

PROYECTO	Long km	Entrada trim-año	Costo Miles US\$	Estado
REFUERZO DE TRANSMISION Línea a 230 KV San Carlos - Comuneros (Barranca)	176	IV-94		Construcción
SEGUNDO PLAN DE TRANSMISION Línea a 230 KV La Mesa - Mirofundo (energizada a 115Kv) y Ampliación Subestaciones La Mesa y Mirofundo Subestación Reforma a 230 KV Expansión Sistema de Comunicaciones. Etapa II		IV-93 I-95 III-94 II-95	17,593 5,153 1,700	Operación Suministro Montaje
INTERCONEXION CON VENEZUELA Línea a 230 KV Cuatricentenario - Cuestecitas, Subestación Cuestecitas a 230 KV (Ampliación) y Telecomunicaciones		IV-92 II-94 III-94		Operación Montaje
PROYECTO VALLE Subestación San Marcos a 230 KV (0. + 210 [Mvar]) y compensación serie (50%) de dos circuitos Esmeralda - Yumbo. Etapa I Línea a 500 KV San Carlos - La Virginia - San Marcos (Energizada provisionalmente a 230KV) Subestación La Virginia a 230 KV. Etapa II Subestación San Marcos a 230 KV. Etapa II Subestación San Carlos a 230 KV. Etapa II S/Es San Carlos - La Virginia - San Marcos 500/230 KV. 450 MVA. Etapa III. Línea La Virginia - La Hemosa	380 22	III-95 I-98 I-98 I-98 I-98 III-99 I-98	30,831 95,367 12,208 1,680 1,671 39,119 3,269	Suministro Diseño Diseño Diseño Diseño Diseño Factibilidad
PROYECTO ORIENTE Línea a 230 KV Paipa - Bucaramanga y Subestaciones Paipa y Bucaramanga Línea a 230 KV Bucaramanga - Ocaña - Cúcuta y Subestaciones Bucaramanga, Ocaña y Cúcuta.	160 280	III-1998 III-98 III-94 IV-95	 18,865 33,392	Borr. Term. Ref. Borr. Term. Ref. Montaje Adec. Dis. Exist.
PROYECTOS CERROMATOSO-URABÁ, BETANÍA-MIROLINDO Línea a 230 KV Cerromatoso - Urabá Línea a 230 KV Betanía - Mirofundo Subestación Urabá a 230 KV Subestación Cerromatoso a 500-230 KV. 300 MVA Subestación Chimú Compensación (-75, -175 [Mvar]) Compensación Caño Limón (15 [Mvar])	280 135 205	IV-95 III-95 II-97 I-98 I-98 I-98 IV-98	33,392 16,607 18,605 3,338 13,103 27,463 753	Adec. Dis. Exist. Suministro Diseño Cone. Meritos Cone. Meritos Cone. Meritos Cone. Meritos
PROYECTO LA LOMA Subestación Chimú Transformación 500/115 KV. Línea a 230 KV La Loma - El Copey y Subestaciones La Loma y El Copey Línea a 500 KV La Loma - Ocaña - Bucaramanga y Subestaciones a 230 KV La Loma, Ocaña y Bucaramanga	80 300	II-96 II-99 II-99 II-99	4,010 16,632 92,023	Pliegos Borr. Pliegos Borr. Pliegos Borr. Pliegos
OTROS PROYECTOS Línea de Interconexión Tuluca - Bogotá. 115/138 KV Conexión Subestación San Felipe a la línea Esmeralda - La Mesa Transformador Sabanalarga, 500-220 KV. 450 MVA	12	III-97 IV-97 IV-98	 3,331 10,040	Factibilidad Factibilidad Factibilidad

2.3. Distribución

2.3.1. Aspectos Financieros

Para solucionar la crisis de las empresas distribuidoras se ejecutaron, además de las contempladas en el decreto 700/92, las siguientes acciones :

- Transferencias del Presupuesto Nacional como subsidio a la atención de los estratos 1,2 y 3, que han alcanzado hasta la fecha la suma de \$70,004 millones, distribuidos en \$13,230 en 1992, \$25,000 en 1993 y \$31,804.6 en 1994, tal como se detallan en la tabla :

SECTOR ELECTRICO

TRANSFERENCIAS POR MENORES INGRESOS			
	(millones \$)		
EMPRESA	1992	1993	1994
AMAZONAS	542.0	401.0	1,002.1
CAQUETA	213.0	201.0	511.5
CEDELCA	1,302.0	2,435.0	2,509.7
CEDENAR	2,058.0	4,226.0	3,021.8
CELGAC		1,116.0	1,589.9
CESAR	649.0	1,228.0	1,428.3
CHOCO	318.0	634.0	2,163.8
CORDOBA	1,101.0	1,341.0	1,773.4
EADE		348.0	2,261.2
ELECTRANTA		1,372.0	1,534.5
ELECTRIBOL		769.0	1,333.8
ELECTROSAN	1,374.0	1,146.0	1,760.2
GUAJIRA	345.0	2,037.8	2,633.6
HUILA	1,173.0	1,228.0	1,182.1
MAGANGUE	188.0	300.0	798.0
MAGDALENA	1,034.0	433.0	1,838.8
META	956.0	653.0	930.0
QUINDIO	1,134.0	1,863.0	1,012.8
SUCRE	713.0	2,817.0	2,519.4
TOLIMA		323.0	
TOTAL	13,100.0	24,871.8	31,804.6

Para 1994 se incluye una asignación adicional del CONFIS
 así: Guajira \$667,6 millones, Magdalena \$ 768,9 millones y
 San Andrés \$ 368,2 millones

- ii) Programa de cruce de cuentas con entidades deudoras del orden nacional, que han contribuido al saneamiento de la cartera de las empresas. Este programa ha permitido el cruce por \$16,492 millones, como se ilustra en el cuadro :

SECTOR ELECTRICO

CRUCES DE CUENTAS		
	(millones \$)	
EMPRESA	1992	1993
EEB		3,100.0
ATLANTICO	172.4	792.0
BOLIVAR	1,345.2	517.9
CEDELCA	61.5	436.7
EPM		331.0
MAGDALENA	4.5	296.3
CORDOBA	429.2	286.6
CENS	19.0	268.8
HUILA	136.2	261.1
MAGANGUE	0.0	241.1
ESSA	0.1	221.5
GUAJIRA	1.0	169.1
SAN ANDRES	10.3	118.5
SUCRE	25.3	116.4
CESAR	22.7	81.8
CORELCA	2,486.5	
ICEL	2,416.9	
OTROS	1,214.8	
EBSA	396.3	
TOLIMA	385.1	
META	50.1	
CELGAC	43.1	
CHOCO	27.1	
EDEQ	5.3	
CAQUETA	0.7	
CEDENAR	0.6	
TOTAL	9,253.7	7,238.9

- iii) Programa de Refinanciación de Deudas de Energía, entre distribuidoras y generadoras, en condiciones blandas aliviando las presiones financieras de corto y mediano plazo. Las condiciones de referencia fueron dadas en el documento Conpes 2585 de marzo 4 de 1992, a saber, plazo entre 20 y 30 años con período de gracia de 5 años a capital e intereses y réditos entre 5 y 10%. Su detalle se observa en el cuadro :

Refinanciación de Deudas de Energía	
(millones \$)	
ICEL	
Quindío	2,311
Meta	3,929
Nariño	27,598
Cauca	16,707
Caquetá	774
Tolima	21,761
CELGAC	6,737
Chocó	1,434
Huila	1,374
Subtotal	82,626
CORELCA	
Atlántico	76,626
Bolívar	14,504
Magdalena	15,569
Córdoba	13,576
Sucre	12,345
Caquetá	6,607
Guajira	9,791
Magangué	1,676
Subtotal	150,695
TOTAL	233,321

- iv) Apropriación de Recursos del Presupuesto Nacional, para las empresas más débiles o en crítica situación financiera, destinada a la implementación de planes de retiro de personal con miras a su saneamiento administrativo. A la Electrificadora del Tolima se le destinaron para este fin \$4,500 millones y se tienen previstos para el resto del sector \$12,000 millones adicionales.
- v) El documento Conpes 2695 de 1994, autorizó un plan para la ejecución de obras de infraestructura eléctrica en las electrificadoras con mercados débiles, que prevé la financiación en condiciones blandas, de obras prioritarias para el sector hasta por US\$ 40 millones.

- vi) El documento Conpes 2700 de 1994, aprobó la distribución de parte de las utilidades de la nación en Isa, como apoyo financiero a las electrificadoras que presentan una situación financiera difícil por la débil estructura de su mercado.
- vii) Con el apoyo del Ministerio se logró adelantar de una manera ágil y sin extracostos, el proceso de negociación de las convenciones colectivas de las empresas del sector. Esto se logró como resultado del acuerdo nacional que se realizó con Sintraelec, cuyos puntos fueron posteriormente introducidos en las convenciones colectivas de cada empresa y que incluyeron entre otros, un incremento de sueldo y prestaciones igual al IPC, y la creación de mesas de trabajo como escenarios para escuchar los planteamientos de los trabajadores en el tema de la reestructuración de las empresas. Es importante destacar en este proceso, el respeto demostrado por parte de la administración de las empresas a los trabajadores y a sus convenciones colectivas, y la cordialidad y las buenas relaciones que éstos mantuvieron durante la etapa de las negociaciones.

Estas medidas, sumadas a las decisiones adoptadas por la Junta Nacional de Tarifas y posteriormente por la Comisión de Regulación Energética que trazaron los lineamientos para un acercamiento gradual (en un período de 4 años) de las tarifas al costo incremental promedio de largo plazo, han mejorado notablemente la situación financiera de las empresas, reflejada en el hecho de que mientras en 1991 el 50% de ellas producían pérdidas, en 1993 el 80% produjeron utilidades. Sin embargo, la gran mayoría continúa siendo muy frágil, reflejando la debilidad del mercado atendido y los mayores niveles de pérdida de energía del sector.

La Fen tiene la responsabilidad de hacer el seguimiento y el control de los resultados del desempeño mediante el uso de indicadores y criterios técnicamente definidos, acordados con las Electrificadoras en los Convenios de Desempeño que se firman anualmente.

2.3.2. Aspectos Técnicos

Por otra parte, en lo referente a los aspectos técnicos de la subtransmisión y de la distribución, se están implementando los siguientes planes :

i) Plan de Subtransmisión y Distribución

A causa del crecimiento no planificado del sistema de subtransmisión y distribución Nacional, se ha disminuido su confiabilidad, deteriorado su nivel de regulación e incrementado el nivel de pérdidas. Para subsanar estas deficiencias, se está elaborando el Plan Nacional de Subtransmisión y Distribución, el cual busca que conjuntamente entre el Ministerio de Minas y Energía y las empresas distribuidoras del sector, se preparen proyectos de inversión quinquenales que sean ejecutados por parte de las empresas, en los niveles de tensión de 115 KV y 13.2 KV.

ii) Plan de Recuperación de Pérdidas

En el periodo 1990-1994 las pérdidas de energía en el Sector Eléctrico Colombiano presentaron una disminución de 0.6 puntos al pasar de 23.0% de la demanda del país a un 22.4%. La meta era llegar al 19.8%. Este objetivo no se alcanzó principalmente por la distorsión presentada en el Sector Eléctrico por el racionamiento que afectó tanto el comportamiento en sí de las pérdidas como las acciones de control pues la atención que exigió conllevó a que en la mayor parte de las empresas se disminuyeran los esfuerzos encaminados a controlar las pérdidas de energía, especialmente las denominadas no técnicas. Una vez pasó el efecto distorsionador anotado, los niveles de pérdidas comenzaron a subir para situarse en valores similares a los de varios años atrás. Con el propósito de retomar el control de las pérdidas en cada una de las Empresas, el Gobierno Nacional asignó a fines de 1993 a la FEN la función de hacerles el seguimiento, dentro de los indicadores de gestión de los Convenios de Desempeño que cada Empresa tiene firmado con la Fen y el Confis.

2.4. Demanda - Plan de Uso Racional de Energía

Paralelamente con las acciones adelantadas en generación, transmisión, subtransmisión y distribución, con la coordinación del Inea se está desarrollando el Plan de Uso Racional de la Energía, teniendo como criterio fundamental que este tipo de programas dirigidos a modificar los patrones de consumo no solamente aminoran la inversión en la expansión, sino que también mejoran los niveles de productividad y calidad de vida del país. Inicialmente tiene previstos los siguientes programas : Uso Eficiente del Gas, Uso Eficiente de Energía en los Sectores Residencial y Comercial, Ahorro y

Substitución de Gasolina Motor y Gestión Energética de Macroconsumidores Industriales.

La formulación del Plan tomó en cuenta la experiencia y estudios acumulados en los últimos años, en donde el país tuvo acciones aisladas, pero sobresalientes en materia de uso racional de energía.

2.5. Energía Rural

Dentro del plan de energización rural, para ampliar la cobertura del servicio y a su vez mejorar su calidad, el Gobierno Nacional invirtió con recursos del presupuesto nacional, durante el período 92-94, la suma de \$49,412 millones, distribuidos así : \$38,491 millones en programas del PNR; \$4,250 millones en proyectos cofinanciados y \$6,681 millones en transferencias a las entidades del sector. Esta suma no incluye las inversiones que con recursos propios y otras fuentes de financiación como el DRI, los Comités Cafeteros, los Municipios y las Gobernaciones, han ejecutado las empresas sectoriales.

2.6. Energía para Zonas no Interconectadas

Durante 1992 y 1993, el Icel desarrolló en inversiones del orden de \$ 16,991.1 millones, beneficiando a 256 poblaciones, que se distribuyen así :

Item	1992	1993	Total
Generación			
Diesel	815.0	3,403.0	4,218.0
Hidroeléctrica	400.0	100.0	500.0
Transmisión	2,079.2	2,245.9	4,325.1
Subtransmisión	600.0	2,500.0	3,100.0
Distribución	960.0	3,888.0	4,848.0
Total	4,854.2	12,136.9	16,991.1

Entre los proyectos más destacados, se pueden mencionar los siguientes :

- Pequeña central de López de Micay, en el departamento del Cauca, con una inversión de \$ 1,450. millones.

- Línea Bucaramanga-Ocaña-Cúcuta, en el departamento de Santander.
- Subestación 115/34.5 KV Mirolindo, en el departamento del Tolima.
- Línea Santuario-Puerto Rico y Subestación en el departamento del Caquetá.
- Línea Natagaima-Chaparral y ampliación de la Subestación Chaparral, en el departamento del Tolima.

2.7. Gestión Ambiental

En este aspecto se presentó un avance importante con la realización del estudio de Evaluación Ambiental Sectorial (EAS) del sector eléctrico colombiano, en el cual se efectúa un balance global del planeamiento y la gestión ambiental sectorial en los últimos veinticinco años, en el marco del cambio institucional y legal derivados del proceso de modernización del país y de privatización de la actividad del sector eléctrico. En él, se muestra a grandes rasgos el desempeño ambiental, se ubican fortalezas y debilidades ambientales y se concluye con una propuesta de Plan de Acción Ambiental orientado a solucionar deficiencias, reforzar los avances significativos logrados por el sector, y señalar los principales criterios para la reglamentación y aplicación de las políticas del Gobierno Nacional en materia ambiental.

2.8. Reestructuración del Sector

El sector eléctrico conservaba dificultades institucionales que el actual gobierno consideró necesario superar, reforzando algunas políticas y diseñando un plan de reestructuración para el sector. Entre las dificultades más importantes encontradas cabe mencionar :

- Debilidad de la planeación integral de recursos.
- Poco énfasis en el uso eficiente y racional de la energía.
- Ausencia de consideraciones respecto al consumidor como cliente, dando lugar a una deficiente atención y servicio.

- Un sistema de regulación débil que no permitió a las entidades responsables el seguimiento y control de la planeación y ejecución de proyectos, así como de los resultados de cada empresa.
- Graves problemas administrativos en muchas empresas, especialmente en las distribuidoras, por factores internos y externos que afectaban la eficiencia empresarial.

Estos elementos conformaban una situación sobre la cual el Ministerio de Minas y Energía no tenía la suficiente capacidad para intervenir eficazmente en la regulación, evaluación y planeación del sistema por lo que fue necesario, en diciembre de 1992, utilizar las facultades otorgadas por la Constitución Política y reestructurar el Ministerio entregándole instrumentos que permitieran su modernización, con la creación de :

- La Comisión de Regulación Energética, con funciones de regulación de las actividades del sector y fijación de tarifas;
- La Unidad de Planeación Minero Energética, que reemplazó a la Comisión Nacional de Energía y cuyo objetivo es la planeación integral del sector minero energético, incluyendo la elaboración del Plan de expansión eléctrico y el Plan Energético Nacional -PEN-; y
- La Unidad de Información Minero Energética, cuya función es la de garantizar que se cuente con una información oportuna y confiable en todas las áreas del sector.

Además, se reformó el Instituto de Asuntos Nucleares -IAN-, otorgándole nuevas funciones en materia de fuentes alternas de energía y uso racional de la misma, cambiando su denominación por el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas -INEA-.

Por otra parte se cambió la naturaleza jurídica de Icel y Corelca, convirtiéndolas en empresas industriales y comerciales del estado, con el fin de darles mejores herramientas que permitan una mayor eficiencia en su gestión. Así mismo, se limitó el objeto social del Icel a la atención de Zonas no Interconectadas.

En materia de regulación, se han dado pasos importantes, tales como la

posibilidad para los grandes consumidores (de más de 2 MW y de más de 1 MW a partir de 1995) de negociar la energía libremente con los comercializadores o con los generadores. Esta medida será complementada con la definición del cargo de peajes por el uso de las redes de transmisión, con lo cual se abre la puerta para el establecimiento de un esquema de competencia que mejora la eficiencia del sector.

Frente a las empresas distribuidoras, se reformaron sus estatutos otorgándole mayores responsabilidades a sus administradores y dando mayor participación en las juntas directivas a empleados públicos de carácter técnico.

3. VISION DEL SECTOR

Los siguientes puntos deberán ser prioritarios en la atención del sector eléctrico :

- Vigilar el cumplimiento estricto del Plan de Expansión, de manera que se garantice la ejecución de los proyectos en el tiempo establecido.
- Velar por el adecuado mantenimiento del parque térmico, prestando especial atención al Plan de Aumento de la Disponibilidad de Plantas Térmicas, factor esencial para el éxito del Plan de Expansión.
- Continuar con el programa de seguimiento y control a las electrificadoras a través de los Convenios de Desempeño suscritos con la Fen, de manera que se garantice la despolitización de las empresas del sector y una administración económica, técnica y eficiente.
- Practicar periódicamente la revisión a los planes de expansión teniendo en cuenta para su actualización el comportamiento de la Oferta-Demanda energética.
- Promover la participación de la inversión particular en algunas de las áreas del sector como la generación y la distribución.

- Fomentar una política de conservación de combustibles y aplicación de principios de uso racional de los energéticos en todos los sectores de la economía.
- Desarrollar la reglamentación de la Ley Eléctrica.
- Continuar la tarea encaminada a estrechar el margen entre las tarifas de energía y su costo incremental promedio de largo plazo.
- Consolidar el proceso de apertura del sector, estimulando la libre competencia entre generadores, distribuidores y grandes consumidores.
- Realizar el seguimiento al proceso de separación de empresas de Isa, establecido en la Ley Eléctrica.
- Continuar con el programa transferencias del presupuesto nacional a las empresas distribuidoras para compensar los subsidios otorgados por estas a los estratos 1,2 y3.
- Prestar especial atención al cumplimiento del Plan de Reducción de Pérdidas.

4. DECRETOS Y RESOLUCIONES

A continuación se presentan los Decretos y las Resoluciones expedidas por el Ministerio, relacionadas con el sector eléctrico:

- **Decreto 277 de febrero de 1993, por el cual se reglamentó la ley 19 de 1990, relativa a la profesión de Técnicos Electricistas.**

- **Decreto 1493 de agosto de 1993.**

Aprueba los estatutos del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL-, de acuerdo con su reestructuración.

- **Decretos 1494 de agosto y 1843 de septiembre de 1993.**

Por medio del cual se reestructuró el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - INEA- y se creó su planta de personal, respectivamente.

- **Resolución N° 3-1799 del 28 de septiembre de 1993, por la cual se crea el Comité Técnico del Consejo Nacional de Técnicos Electricistas**

El cual quedó conformado por un representante del Ministerio de Minas y Energía, un representante de ACIEM, dos representantes del CONTE y un representante de las escuelas e institutos técnicos del país y que en adelante será el encargado de expedir las matrículas de técnicos electricistas.

Resoluciones de la Comisión de Regulación Energética

La Comisión de Regulación Energética (CRE) ha venido aplicando, con algunos ajustes, el programa de ajuste tarifario para cumplir con las metas para usuario final e intercambio de energía en bloque, de acuerdo con los criterios de política tarifaria definidos en la Resolución 070 de 1993 de la Junta Nacional de Tarifas (120% del costo para tarifas de usuarios industriales, comerciales y residenciales de estratos altos, 100% para los demás usuarios, a excepción de los consumos de subsistencia de los estratos 1, 2, y 3 del sector residencial). Las principales acciones tomadas por la CRE

son las siguientes:

- **Resolución 010/93, mediante la cual se estableció la liberación de los precios de suministro de energía y potencia a los usuarios industriales y comerciales que se clasifican como grandes consumidores.**

Se establece la liberación de precios en la siguiente forma. Liberación inmediata para usuarios con demanda máxima mensual superior a 2 MW; y liberación a partir del 1o de enero de 1995 para usuarios con demanda máxima mensual superior a 1 MW. Así mismo, se establece que estos usuarios podrán participar de los beneficios del mercado de corto y largo plazo de energía y potencia.

- **Resoluciones 013/93 y 014/93 mediante las cuales se establecen las tasas de actualización de las tarifas a usuario final**

Por medio de estas resoluciones, se establecen las tasas de actualización de las tarifas al usuario final de tal forma que las tarifas que se encuentran por encima de las metas indicadas arriba se actualizan con tasas de crecimiento inferiores a la inflación proyectada y las tarifas para industria y comercio que se encuentran por debajo de las metas se actualizan con una tasa de crecimiento superior a la inflación proyectada.

- **Resolución 015/93, por la cual se establecen los desmontes de rangos de consumo de los estratos Bajo (2), Medio Bajo (3) y Medio (4).**

Con esta resolución se eliminan rangos de consumo, se simplifica la estructura tarifaria, se llevan a la meta de costo las tarifas de los estratos medios (3) y (4) y se focalizan los subsidios en los estratos Bajo (2) y Bajo Bajo (1) solamente en los consumos inferiores a 200 KWh/mes.

IV. Sector de Hidrocarburos

SECTOR DE HIDROCARBUROS

1. ANTECEDENTES

El panorama de este sector presentaba las siguientes características :

La exploración con una tendencia a la baja, debido a una combinación de factores entre los cuales cabe mencionar los bajos precios del petróleo a nivel internacional, las pobres relaciones de éxito (Pozos exploratorios descubridores / Total de pozos exploratorios perforados), los altos costos de seguridad para evitar las acciones guerrilleras, las grandes cargas tributarias para las empresas del sector, las elevadas tarifas de transporte de crudo y la escasa competitividad internacional del Contrato de Asociación colombiano.

En cuanto a la situación del servicio de gas, éste se caracterizaba por una escasa oferta, una demanda racionada, grandes desequilibrios regionales, una estructura institucional excesivamente regulada y unos precios muy distorsionados. Existía un plan para la masificación del consumo de gas natural, el cual estaba relativamente estancado.

2. REALIZACIONES

Las acciones desarrolladas en este sector, se han encaminado a garantizar al país el adecuado y oportuno suministro de combustibles líquidos y de gas, la autosuficiencia petrolera así como el mejoramiento de la posición exportadora, promoviendo la participación e iniciativa particular empresarial constante en todas las ramas o áreas que la caracterizan: exploración, explotación, transporte, refinación, petroquímica, distribución y comercialización. A continuación se destacan las principales :

2.1. Política Petrolera

2.1.1. Exploración

La actividad relacionada con la exploración y la explotación petrolera se desarrolla a través de Ecopetrol, directamente y en conjunto con las compañías privadas, nacionales y extranjeras, a través de los contratos de

asociación, cuyo fundamento central es la propiedad del subsuelo por parte de la Nación, condición ratificada por la Constitución Política de 1,991.

Con el propósito de reactivar la inversión privada en este sector y de hacerla más atractiva a nivel internacional, el gobierno nacional realizó importantes innovaciones en materia de contratación petrolera, entre las cuales se deben mencionar :

- **Promoción Internacional de Areas para la Exploración**

Ecopetrol abrió el pasado 18 de abril la Primera Ronda Internacional de Areas para la Exploración, sobre 3.8 millones de hectáreas que tradicionalmente habían sido reservadas para Ecopetrol y que se encuentran localizadas en las cuencas de los Llanos Orientales (78%), Valle Superior del Magdalena (13%) y Putumayo (9%). La licitación se cerrará el próximo 18 de julio.

- **Modificaciones en el Contrato de Asociación**

- **Mayor Participación en el Riesgo Exploratorio** : Para los contratos de asociación que se firmen como resultado de esta licitación, se reembolsará, con una parte de la producción del campo, un porcentaje del costo de los pozos exploratorios secos, que puede llegar hasta el 50%.
- **Nueva Distribución de la Producción** : Se introdujo el "Factor R", parámetro internacionalmente reconocido que permite relacionar la rentabilidad de los campos con la distribución de producción de los mismos. Esta modificación conduce a que el País y las compañías asociadas realicen una distribución mas equilibrada de los beneficios económicos de la explotación de hidrocarburos, considerando las diferentes situaciones de inversiones, costos y precios del petróleo.

- **Reducción en las Tarifas de Transporte**

El Ministerio de Minas y Energía en el mes de febrero de 1,994 efectuó una reducción de las tarifas de transporte, situación que contribuye a normalizarlas con las existentes a nivel internacional, reduciendo el impacto de este tipo de costos originados por el hecho de que en

Colombia, las áreas mas prospectivas están localizadas en el centro del país, donde las condiciones geográficas dificultan la conexión entre los campos y los puertos de exportación.

- **Nueva Unidad de Gestión Ambiental para el Sector Petrolero**

Trabajando en un frente común, el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio del Medio Ambiente adelantaron acuerdos que se materializaron con la creación, en la estructura de este último, de la Unidad de Gestión Ambiental, que atenderá las actividades relacionadas con la industria del petróleo en esta materia; así mismo, establecieron el concepto de Licencia Ambiental Unica. Lo anterior contribuirá a agilizar la gestión de solicitud y otorgamiento de licencias ambientales, lo cual se constituye en un paso importante en la modernización del estado y contribuye a clarificar los procesos para el desarrollo duradero de los proyectos petroleros en el país.

- **Promoción de la Exploración en Cuencas Frías**

Igualmente, la Junta Directiva de Ecopetrol adoptó como una de las políticas del sector, la activación de la exploración en cuencas frías, en especial en aquellas zonas que se encuentran cerca de los centros de consumo. Esta política está dirigida al descubrimiento de reservas de petróleo y principalmente de gas, que resulten fácilmente aprovechables para la atención del consumo de las ciudades y centros industriales. Para este propósito, en la actualidad se estudian los mecanismos para incentivar al sector privado a participar en dicho programa.

2.1.2. Distribución y Comercialización

En este sentido, la política del Gobierno ha estado encaminada a mantener y a ampliar la participación del capital privado en la distribución interna de combustibles, como en el caso de las empresas Terpel, en las que la empresa estatal, Ecopetrol, ha venido vendiendo sus acciones, propiciando la participación de inversionistas particulares en la comercialización de los combustibles. En la actualidad, esta actividad se encuentra atendida en una proporción aproximada del 70% por compañías multinacionales, y en un 30% por empresas nacionales de capital privado y mixto.

En relación con el cocinol, combustible de alta peligrosidad, el Gobierno ha procurado al máximo sustituirlo por G.L.P. y gas natural, suspendiendo el otorgamiento de nuevos cupos y la reasignación de los existentes. La meta propuesta para la distribución y comercialización del gas propano GLP, fue la de cubrir en el período comprendido entre 1,992 y 1,994 un total de 100,000 usuarios que tenían cupos asignados de cocinol. El Plan de sustitución ha tenido tal acogida, que actualmente solo queda por reemplazar un 20%, localizado especialmente en la capital del país.

2.1.3. Transporte y Abastecimiento

El estímulo a la inversión privada también se extiende a esta área de la actividad petrolera. En la actualidad se están diseñando mecanismos para que la construcción de oleoductos y su operación sean realizadas no solo por Ecopetrol sino también a través de empresas especializadas con participación del capital privado.

A todos los sistemas de transporte de hidrocarburos del país, independientemente del origen de su propiedad, tienen y tendrán acceso usuarios no propietarios bajo la modalidad de tarifas, que reflejen al inversionista una rentabilidad acorde con el riesgo del capital vinculado.

En lo que respecta al transporte de productos refinados, este continuará siendo uno de los compromisos prioritarios de la Empresa Colombiana de Petróleos. Durante el próximo quinquenio esta actividad se presenta como una de las más críticas y exigentes, desde el punto de vista de abastecimiento de la demanda y la oportunidad de entrada en servicio de los nuevos proyectos.

Por lo anterior, se hará énfasis en el compromiso de abastecimiento del suroccidente del país, anticipando un plan de suministro contingente hasta mediados de 1997, mientras se obtiene la viabilidad ambiental del proyecto definitivo que garantice el crecimiento económico futuro de esa zona del país.

2.1.4. Refinación

La responsabilidad del sector de la refinación de petróleo en Colombia es el suministro económico de los combustibles que requiere el país para su desarrollo; la estrategia para lograr este objetivo consiste en incrementar la capacidad refinadora nacional para disminuir las importaciones de este tipo de productos.

Cumplir con esta tarea ha demandado del Gobierno Nacional políticas de mayor competitividad, abriendo la posibilidad de refinerías privadas, aumento de la producción de derivados, procesos más eficientes en las principales refinerías (Barrancabermeja y Cartagena), aprovechamiento al máximo de los crudos de mejor calidad y la exigencia de condiciones que aseguren mejorar la calidad de los combustibles para garantizar condiciones ambientales favorables.

En este sentido, la Empresa Colombiana de Petróleos trabaja en aspectos como la adecuación de la infraestructura de refinación y petroquímica, el mejoramiento de los esquemas de refinación, el análisis del sistema operativo para refinar crudo Cusiana en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, la evaluación económica del incremento del octanaje en las gasolinas como una fase más del programa de gasolina verde y la contratación de estudios para el posible oxigenado de las gasolinas colombianas.

El principal proyecto que se ejecuta en el área de refinación es la construcción de la nueva unidad de ruptura catalítica en Barrancabermeja, cuya operación permitirá contar con mayores volúmenes de gasolina y gas propano.

Igualmente, se planea la construcción, por parte de los particulares, de una nueva refinería con capacidad de procesar hasta 100,000 barriles de petróleo por día. Actualmente, se esperan los resultados del estudio contratado con el fin de determinar los términos de referencia para la licitación de la misma.

Mientras se materializa este proyecto, dentro del objetivo de abastecer plenamente el consumo nacional, merece ser destacada la firma del contrato para el procesamiento de crudo Caño Limón en una refinería de Trinidad-Tobago, mecanismo que permitirá no sólo reducir el déficit interno de gasolina motor, sino obtener utilidad sobre la operación tradicional de

exportación del crudo.

2.2. Política de Gas

Con fundamento en la política macroeconómica y energética del Gobierno Nacional, se desarrolla el programa de Masificación del Consumo de Gas, cuyo objetivo principal es promover una matriz de consumo de energía más eficiente y conveniente para el país mediante la sustitución por gas de recursos energéticos de alto costo.

En este sentido se tomaron las siguientes decisiones:

- El sistema de transporte será adelantado por Ecopetrol directamente y con inversiones del sector privado por medio de sistemas BOT o similares, y por concesiones otorgadas mediante procesos de convocatorias adelantados por el Ministerio de Minas y Energía.
- La construcción y operación de las redes de distribución urbana estará a cargo de empresas privadas o mixtas, en las cuales pueden participar los departamentos o municipios.
- Se creará una nueva entidad encargada de la administración del sistema de transporte y comercialización del gas con participación del sector privado.
- Con el objeto de que el gas esté al nivel de los otros recursos energéticos, se establecerá un sistema de regulación especial y se elaborará una propuesta de legislación independiente para el sector.
- La Comisión de Regulación Energética fijará los volúmenes necesarios para atender al sector residencial, sobre los cuales se mantendrá en control de precios al productor. Por otra parte se establecerán los mecanismos para que los productores y los grandes consumidores puedan acordar libremente los precios de venta.
- El precio de gas en puerta de ciudad considerará el costo de transporte y será una señal del costo económico del abastecimiento.

Para la implementación de este importante programa se está construyendo

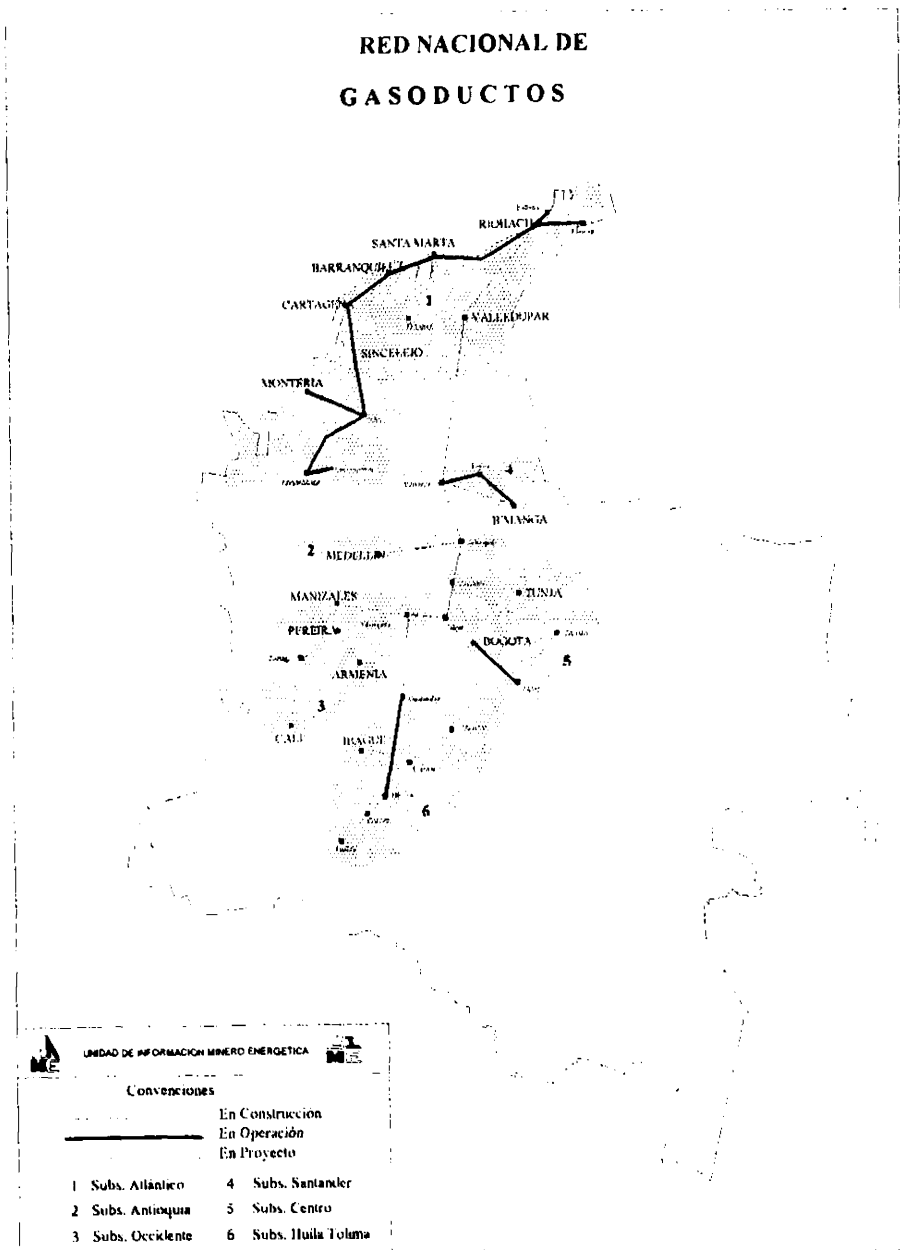
un sistema que se conectará inicialmente desde el Campo Ballena en el Departamento de la Guajira, hasta Pitalito en el Huila. El gas provendrá de los Campos de producción existentes en Santander, Huila, Guajira, y posteriormente de Casanare (Cusiana).

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía mediante aviso público, invitó a los inversionistas privados para la presentación de propuestas, a fin de otorgar contratos de concesión de gasoductos urbanos para 108 municipios en el Territorio Nacional, involucrando departamentos tales como Cundinamarca, Tolima, Santander, Boyacá, Valle, Caldas, Risaralda y Quindío.

El total de viviendas beneficiadas con este proyecto en 1,994 asciende a 1'500.000, incrementándose la cobertura en más del 100%, respecto a 1,993.

El estado actual de la Red Nacional de Gasoductos y su proyección se pueden observar en la tabla y en el gráfico que se presentan a continuación :

RED NACIONAL DE GASODUCTOS				
Gasoducto	Long. (kms)	Costo MUSS	Inicio Oper.	Observaciones
I. Modalidad BOMT o BOT				
1. Ballena-B/bermeja	575	190	Mar 96	Contratado con la Cia Central de Gas (ENROM).
2. Occidente	344	156	May 96	En Licitación
3. Vaseonia-Bogotá	228	124	Dic 95	En Licitación
4. B/bermeja-Neiva	560	107	Dic 95	En Licitación
II. Por Concesión Otorgada por el Ministerio de Minas y Energía				
1. B/bermeja-B/manga		22	Dic 94	Gasoducto de Santander
2. Sebastopol-Medellín	141	37	Jun 95	Transmetano S.A.
3. Neiva-Pitalito	193	23	Dic 94	Progasur S.A.
III. De Propiedad de Ecopetrol				
1. Cusiana-Apiay	145		Dic 94	En Licitación
2. Morichal-Yopal	13		Jun 94	A tiempo.
3. Montañuelo-Gualanday	23		Jul 94	En Licitación



Consideradas las actividades que se han desarrollado es posible afirmar que el plan ya posee su propia dinámica y que como resultado de esta condición

durante el primer semestre de 1.996 estarán en operación la mayoría de los sistemas previstos y el país empezará a gozar plenamente de los beneficios que de él se esperan.

2.3. Actividad Exploratoria

En 1993 la actividad sísmica terrestre registró un total de 4.820 kilómetros ejecutados, de los cuales Ecopetrol realizó en forma directa el levantamiento de 1.818 kilómetros de sísmica 2D, mientras que las compañías asociadas ejecutaron 3.002 kilómetros. El trabajo sísmico se llevó a cabo en las cuencas sedimentarias Llanos Orientales, Cordillera Oriental, Putumayo, Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena. Por el sistema de asociación, también se realizó un programa de registro sísmico marino de 2.043 kilómetros en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, en desarrollo del contrato de asociación "Sur del Caribe".

La inversión requerida para la actividad sísmica fue de 70 millones de dólares, de los cuales 53 millones correspondieron a las asociadas y el resto a Ecopetrol.

En interpretación geológica y geofísica, Ecopetrol adelantó proyectos con el objetivo de identificar prospectos favorables. Se destacan los resultados del proyecto Medina, ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, con los cuales se recomendó la perforación del pozo Coporo-1, en el que las expectativas de reservas son del orden de los 1.000 millones de barriles de crudo, perforando a una profundidad de 17.000 pies. El costo estimado de este pozo es de 25 millones de dólares.

En cuanto a la perforación exploratoria, Ecopetrol perforó seis pozos exploratorios (45.733 pies), que permitieron confirmar la existencia de 143 giga pies cúbicos de gas, correspondientes a 24 millones de barriles de crudo equivalente. La inversión en perforación exploratoria fue de 14 millones de dólares.

Por su parte las asociadas perforaron 31 pozos exploratorios, con una inversión de aproximadamente 8 millones de dólares por pozo.

Contratos de Asociación

Al finalizar 1993 se contabilizaban 82 contratos vigentes, de los cuales 74 correspondían a la modalidad de asociación, cinco a la de participación de riesgo, dos de evaluación y uno especial. Durante el año se aprobaron 12 nuevos contratos, nueve de los cuales ya se habían firmado al cierre de la vigencia y se renunciaron 12 contratos de asociación.

La actividad contractual continuó centrada en las cuencas de los Llanos, Valle Superior y Valle Medio del Magdalena, en las cuales se concentra el 80 por ciento del total de los contratos vigentes.

Hay que destacar la reactivación de la cuenca del Catatumbo con la suscripción del contrato de asociación "Tabacales" con la compañía American International Petroleum Corporation of Colombia; de la cuenca del Cauca-Patía con el contrato de asociación "Cóndores" suscrito con Caribbean Oil and Services; y de la cuenca del Cesar-Ranchería con el contrato de asociación "Arenales" con la compañía Petrotech Corporation.

En lo referente al estado de tierras bajo la operación asociada, a diciembre de 1993 se encontraban comprometidas 9.5 millones de hectáreas bajo las diferentes modalidades de contratación (sin incluir los contratos de evaluación técnica), de las cuales 1.6 millones de hectáreas correspondían a los contratos pendientes de firma y los restantes a los contratos vigentes. Las áreas renunciadas durante 1993 fueron del orden de 2.8 millones de hectáreas.

Considerando que el área total de provincia sedimentaria es de 88.7 millones de hectáreas, el área disponible para exploración mediante la participación de capital privado es del orden de 71.5 millones de hectáreas, sin considerar las áreas reservadas para el proceso de solicitudes de ofertas que se adelantará en 1994.

2.4. Desarrollo de Campos

En cuanto a la explotación de los yacimientos, Ecopetrol ejecutó 18 proyectos de desarrollo producto de los cuales se incrementaron las reservas en 55 millones de barriles de crudo y 12 giga pies cúbicos de gas, fundamentalmente en las áreas de Apiay y Putumayo.

Por asociación, se perforaron 31 pozos de desarrollo y se ejecutaron trabajos que demandaron inversiones del orden de los 102 millones de dólares, sin incluir Cusiana.

2.4.1. Cusiana

En 1993 se declaró la comercialidad de los campos petroleros de Cusiana y Cupiagua, localizados en el departamento del Casanare, y que se explotan bajo el sistema de asociación con las compañías British Petroleum Exploration -BP-, Total y Triton, en los contratos Santiago de las Atalayas y Tauramena.

Adicionalmente, se comprobó que la estructura del campo Cusiana se extiende más allá de las áreas de estos contratos y queda incluida en la del contrato Río Chitamena, suscrito con BP Exploration y Total. Por esta razón, el Ministerio convocó a la unificación para la explotación racional del campo y en la actualidad se encuentra en estudio por parte del Ministerio, el convenio que formaliza dicha unificación.

En la declaratoria de comercialidad se definieron unas reservas iniciales de 1,500 millones de barriles de crudo para el campo Cusiana y de 500 millones de barriles para el campo Cupiagua.

El desarrollo de estos campos se viene planeando con base en el análisis de estudios geológicos y de comportamiento de los yacimientos. La información obtenida hasta ahora, así como la adicional que se obtendrá con los pozos que se perforan en la actualidad en Cupiagua, se complementó con el Plan Conceptual de Desarrollo, estudio conjunto de Ecopetrol y BP Exploration que permitió definir dos fases para la explotación y transporte de hidrocarburos.

La primera fase, llamada de producción temprana, irá hasta 1997 y permitirá una producción hasta 150,000 barriles de petróleo por día, cifra que se alcanzará en 1996, y que puede ser aumentada de acuerdo a la disponibilidad de transporte luego de las ampliaciones de los oleoductos Colombia y Central de los Llanos.

La otra fase es el desarrollo total del campo Cusiana, con la cual se espera alcanzar la tasa máxima de producción de 320,000 barriles de petróleo por

día, prevista para el cuarto trimestre de 1,997.

Desde septiembre de 1,992, y durante todo el año 1,993, se produjo un promedio de 10,000 barriles de petróleo por día como parte de la prueba extensa de producción, promedio con el que se continuará hasta septiembre de 1,994. Hasta diciembre del año 93, la producción acumulada de Cusiana era de 4.1 millones de barriles.

Financiación del proyecto

El desarrollo del proyecto Cusiana, tendrá un costo que puede llegar hasta US\$ 2,750 millones. Con el objeto de poder atender el desarrollo del campo, se definió la siguiente estrategia de inversiones : i) El desarrollo de las facilidades de producción se hará a través de créditos de exportación, instrumentos de participación, leasing y recursos propios; y ii) Los oleoductos se financiarán con participación del capital privado en una nueva sociedad de transporte. En esta sociedad, que se encargará de las inversiones y eventualmente de la operación, participarán los socios productores, inversionistas privados nacionales y extranjeros y Ecopetrol con un aporte minoritario que se efectuaría en especie con su sistema ampliado del Oleoducto Central de los Llanos.

Perspectivas 1,994

Este año es de especial importancia para el desarrollo del proyecto Cusiana, si se tiene en cuenta que se tiene previsto terminar las obras que permitirán iniciar la alta producción comercial de los campos Cusiana y Cupiagua.

Con la culminación de la ampliación del Oleoducto Central de los Llanos, que incluye construcción de líneas y estaciones, la construcción del Oleoducto Cusiana-El Porvenir, la construcción de una nueva estación de bombeo para el Oleoducto Colombia en Caucasia y la puesta en servicio de las dos unidades de producción (EPS-1 y EPS-2), se incorporará a la producción nacional de crudos del país un volumen del orden de los 90,000 barriles por día, lo cual significa un incremento en la producción del 25 por ciento.

Durante el presente año se definirá la contratación de la ingeniería preliminar y los paquetes de construcción (ingeniería de detalle, gestión de compra y

construcción) para las facilidades de campo y oleoductos. Las decisiones que se tomen son muy importantes, especialmente con relación al dimensionamiento del nuevo sistema de oleoductos para la evacuación de los crudos, porque deberán representar el mayor beneficio al país, tanto técnica como económicamente, y en particular por las especiales condiciones que la financiación y control de costos de estos proyectos requieren por parte de Ecopetrol. En este campo, la definición y estructuración de la nueva sociedad de transporte será vital para la buena marcha del proyecto.

Adicionalmente, con el fin de transferir tecnología al personal de Ecopetrol se estructuró, por parte de la Empresa y la compañía operadora B.P.Exploration, un programa de fortalecimiento tecnológico que permitirá aprovechar el desarrollo del proyecto Cusiana para vincular a los equipos de trabajo de B.P.Exploration a personal técnico de Ecopetrol, con el fin de compartir experiencias y transferir las nuevas tecnologías aplicadas en la industria del petróleo, especialmente en las áreas de subsuelo, operaciones y construcción de facilidades de producción.

2.5. Proyectos de Transporte

2.5.1. Transporte de Crudos

Oleoductos LLanos-Coveñas

En este aspecto, lo más importante está en los proyectos que se vienen desarrollando y los que se ejecutarán en los próximos cuatro años para ampliar la capacidad de transporte hasta 700.000 barriles entre los Llanos Orientales y Vasconia en el Magdalena Medio, y hasta 650.000 barriles entre Vasconia y el Puerto de Coveñas.

Estas ampliaciones corresponden a lo que se ha denominado BPX, el cual incluye en su fase 1 la construcción de 35 kms entre Cusiana y Porvenir en 20", la construcción de 93 kms del tramo la Belleza-Vasconia en 30" de diámetro, un nuevo equipo de bombeo en las estaciones Porvenir y Miraflores, modificaciones en la Estación Vasconia, Construcción estación de bombeo en Caucasia (Sector Vasconia- Coveñas) y el montaje y la construcción de dos tanques de 350,000 bls.

La ampliación en la fase 2 del proyecto BPX depende del pronóstico de

producción que se establezca para Cusiana. El trabajo consistirá en una tubería nueva entre Cusiana y Coveñas, paralela al actual trazado y su diámetro sería superior a 30"

Oleoducto Vasconia-Galán

Con las ampliaciones en tránsito, a partir de 1995 tendrá una capacidad de 170,000 barriles por día, suficiente para los requerimientos de carga de la refinería de Barrancabermeja.

Oleoducto Colombia

A partir de 1996 el terminal del Oleoducto Colombia en Coveñas no será para el manejo de los volúmenes exportables. En este sentido, toda la logística de capacidad de transporte, almacenamiento y adecuación portuaria relacionada con el crudo de Cusiana es estudiada actualmente teniendo en consideración que a partir del año 2002 la unidad de almacenamiento FSU no se requiere como almacenamiento pues el adicional que debe construirse será suficiente para el manejo de los excedentes de esos años.

2.5.2. Transporte de Productos

Terminal y Línea Litoral Pacífico

Contempla a la construcción de un puerto petrolero adecuado para recibir tanqueros de 600,000 barriles, una estación de bombeo con tanques de almacenamiento para 920,000 barriles con unidades de bombeo para 40,000 BDC y un poliducto de aproximadamente 200 kilómetros y 12" hasta Mulaló. Así mismo permite surtir la tubería existente entre Buenaventura y Yumbo. Por este sistema se transportará gasolina motor, ACPM y gas propano, provenientes del mercado internacional.

El estado del proyecto es el siguiente:

- Concluyó la ingeniería básica y el estudio del efecto ambiental del Terminal de Bahía Málaga.
- Terminado el diseño de detalle del poliducto desde Bahía Málaga hasta

Buga, a través del caño Calima, en una longitud de 200 kilómetros, de común acuerdo con el Inderena y con el objeto de determinar la ruta de mínimo impacto ecológico y ambiental, se contrató el estudio geotécnico y el diseño de detalle del sector del poliducto a través del Río Dagua, desde el sitio denominado La Bren, hasta el corregimiento de Mulaló, en una extensión aproximada de 100 kilómetros.

- Se formalizó contrato con la Universidad del Valle para elaborar los estudios ambientales, ecológicos y socioculturales para el sector entre el bajo Calima y el corregimiento de Mulaló.

Poliducto Troncal Barrancabermeja-Puerto Salgar

El poliducto existente entre Barrancabermeja y Puerto Salgar incrementó su capacidad a 184,000 barriles por día en el sector Galán-Sepastopol, por lo cual sólo requerirá de inversión en equipo en el año 2012 para ampliar su capacidad a 224,000 barriles por día.

Sobre la misma troncal, el poliducto Sebastopol-Vasconia con los actuales proyectos en tránsito ampliará su capacidad a 130,000 barriles por día. Posteriormente, y con unas inversiones en equipo, se obtendrá una capacidad de 167,000 barriles, suficiente hasta el año 2007. Para las ampliaciones posteriores se entrará a considerar la capacidad disponible que en el momento tenga el Oleoducto Vasconia-Coveñas.

Es relevante también el hecho de que se dispondrá sobre la misma troncal de un nuevo punto de almacenamiento operativo para productos en la estación Vasconia, punto de partida del nuevo poliducto a Bogotá, lo cual descongestionará el sector Vasconia- Salgar.

Los poliductos Sebastopol-Medellín y Buenaventura-Yumbo se presentan como líneas críticas hasta la entrada de Bahía Málaga- Yumbo, requerida para 1996, pero que por las dificultades se calcula entrará en operación en 1998.

El suministro al occidente hasta ese año se considera actualmente dentro de un plan de contingencia exclusivo para acelerar los proyectos en tránsito del sector Sebastopol-Medellín. Llevando su capacidad a 48,000 barriles diarios y ampliando también la línea Buenaventura-Yumbo a 19,000 barriles por día.

De todas maneras, se debe ampliar nuevamente el poliducto Sebastopol-Medellín en el año 2002, llevando su capacidad a 80,000 barriles por día.

2.5.3. Ampliación de Estaciones de Almacenamiento

Con el objeto de adecuar la estación de Coveñas para el manejo de crudos incrementales, se adelanta la construcción de cuatro tanques de almacenamiento de 350,000 barriles cada uno, se espera que entren en funcionamiento en el primer trimestre de 1995.

También se adelantarán proyectos para ampliar la capacidad de almacenamiento operacional en las estaciones de Sebastopol (200,000 BIs), Puerto Salgar (235,000 BIs) y Mariquita (55,000 BIs).

El almacenamiento requerido para el adecuado desplazamiento de productos presenta en la actualidad un déficit de 450,000 barriles.

2.6. Proyectos en Refinación

2.6.1. Complejo Industrial de Barrancabermeja

Durante la vigencia se terminaron 34 proyectos, dentro de los que se destacan :

- Modernización de DEMEX y Viscosreductora II
- Construcción de tres tanques de 200,000 BIs para crudos
- Construcción de un tanque de 150,000 BIs

Igualmente, a continuación se relacionan los principales proyectos en ejecución :

Nueva Unidad de Ruptura Catalítica URC.

La nueva Cracking es la principal acción de un programa diseñado por Ecopetrol para ampliar y modernizar el sistema de refinación de crudo y de

producción de gasolina y gas propano en Barrancabermeja, su capacidad instalada es de 35,000 BPDC y se monta en un área de 50,000 metros cuadrados.

El proyecto arrancó en mayo de 1991 y estará listo a mediados de 1995. A Diciembre último se tenía un avance global de 71.7% vs 76.1% programado. Discriminadamente, en trabajos de ingeniería se había llegado al 95.3%, en compras al 89.9%, y en construcción física a 15.1%

Modernización U-200 y Viscosreductora I

Este proyecto permitirá elevar el volumen de carga de crudo de 175 KBDC a 200 KBDC y su entrada se estima para finales de 1994.

Presentó un avance ponderado de 57.85 vs 51.1% programado. Los trabajos de construcción llegaron a 32.6% y las compras a 82.2%.

Automatización Unidades Proceso CIB/CAR

Dentro del proceso de optimización de sus operaciones, con miras a aumentar la productividad y eficiencia, actualmente se desarrolla un plan para automatizar las principales unidades de procesamiento de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja.

Durante 1993, se concluyó fase de factibilidad económica y se inició diseño básico. El avance es del 7% de acuerdo con lo programado.

2.6.2. Refinería de Cartagena

Construcción de Calderas

A raíz de la explosión de dos calderas en agosto de 1987 y con el fin de garantizar la confiabilidad necesaria, en cuanto a suministro de energía, se ha venido adelantando un proyecto para la construcción de tres calderas en la refinería de Cartagena. En 1993 se terminó la construcción de la tercera caldera.

Optimización Sistema Contraincendio

Su objetivo es el de optimizar el sistema de contra incendio en todas las áreas de la refinería y el terminal, con reemplazo de la red de agua y la construcción de un campo de entrenamiento y una central de contra incendio.

Durante la vigencia se revisó la ingeniería básica y se elaboraron las especificaciones técnicas por parte de Ecopetrol, Resource Protection y FWA.

Tanques de Combustóleo

La construcción de cinco tanques con una capacidad total para 1 millón de barriles de Combustóleo le permitirá a Ecopetrol obtener beneficios adicionales en la comercialización de este producto, debido a que podrá efectuar negociaciones a mediano plazo. La ingeniería, compras y montaje se adjudicó en diciembre al consorcio Metalización- Rivaco-Fochi y se amplió la suscripción del contrato con el fin de definir la financiación del proyecto por medio de Leasing.

Ampliación Capacidad de Almacenamiento Misceláneo

Con el fin de disponer de flexibilidad que garantice el normal abastecimiento de productos, se adelanta la construcción y reemplazo de tanques de almacenamiento para una capacidad total de 1 millón de barriles de productos. La principal actividad se tradujo en la adjudicación al consorcio Distral-CMD del contrato principal para el diseño, construcción y montaje de los tanques.

2.7. Reestructuración de Ecopetrol

Durante 1993, las principales acciones de reestructuración interna de Ecopetrol fueron :

Vicepresidencia de Transporte y Abastecimiento : El desarrollo del país enmarcado dentro de los actuales requerimientos y la complejidad para mantener atendidos en forma eficiente los grandes centros de almacenamiento de combustibles, determinaron que la Empresa gestara la creación de una Vicepresidencia capaz de dar respuesta a estas necesidades

con una óptica integral del negocio, determinada por los criterios de eficiencia y agilidad en la toma de decisiones.

Gerencia de Gas : Esta Gerencia, que se creó con el fin de impulsar el Programa de Masificación del Consumo de Gas, está coordinando la construcción de la infraestructura de transporte necesaria para su desarrollo.

Distrito de Producción Oriente : Se constituyó con la unión del antiguo Distrito Norte con el campo proveniente de la reversión de la Concesión Provincia, en el Norte de Santander y en Santander, respectivamente.

Dirección Corporativa de Seguridad : Creada para cumplir con la función básica de adoptar las medidas preventivas y correctivas conducentes a suministrar protección a las personas y bienes de Ecopetrol.

Creación de un departamento de financiación de proyectos especiales, especializado en la evaluación de nuevos esquemas de financiación en los que trabaja actualmente la Empresa, como son el BOMT, el Leasing, la titularización y la constitución de sociedades con aportes del sector privado.

3. RESULTADOS DEL SECTOR

3.1. Situación de Reservas y Producción

A continuación se presentan las principales estadísticas en lo que se refiere a reservas, descubrimientos y producción de petróleo y de gas, para el periodo 1,992-1,994 :

RESERVAS TOTALES DE PETROLEO (MBIs)			
	1,992	1,993	1,994
Reservas iniciales	1,658.0	3.603,6	3.621,6
+ descubiertas	*2.107.0	184,9	0,0
- Producción	161,4	166,9	55,1
= Reservas finales	3.603,6	3.621,6	3.566,5
RESERVAS TOTALES DE GAS (GPC)			
	1,992	1,993	1,994
Reservas iniciales	4,263.0	7,500.4	7.754,6
+ Más descubiertas	*3,420.0	443.0	0,0
- Producción	18266	188.8	56,8
= Reservas finales	7,500.4	7.7754,6	7.697,8

* Las más probables dadas por ECP-BP

3.2. Situación Financiera

La infraestructura de inversiones de Ecopetrol para el año de 1993, estuvo orientada en gran parte a soportar el desarrollo de los nuevos descubrimientos de Cusiana y Cupiagua, cuya comercialización se declaró a mediados del año. El monto total de las inversiones de la Empresa para 1993 alcanzó la cifra de \$ 670,000 millones, superando en un 94% a las inversiones realizadas en el año 1992. De este valor total, un 50% estuvo destinado al desarrollo de los nuevos campos arriba mencionados, un 20% se utilizó en los proyectos del área de refinación, un 12% se empleó en la ampliación de la capacidad de transporte, y el resto en la ejecución de proyectos en otras áreas y proyectos de mantenimiento.

Para el año 1994 la Empresa está comprometida a llevar a cabo proyectos de inversión necesarios para contribuir al desarrollo global del sector hidrocarburos, por valor de \$ 810,000 millones. De estos proyectos, Ecopetrol está autorizada para ejecutar directamente hasta \$501 mil millones, con el fin de enmarcarse dentro de la política macroeconómica del país. Para desarrollar el resto, deberá buscar los mecanismos más convenientes de financiación o de contratación de obras, como son los sistemas leasing, BOT y BMOT, de tal forma que no signifique erogación física de dinero para la Empresa, durante la vigencia.

Los ingresos operativos de Ecopetrol para el año 1993 llegaron a \$ 2.1

billones, superiores en un 16% a los del año anterior. Esta variación es el resultado, por un lado, del aumento en el consumo de combustibles blancos superior al 3%, junto con el incremento de precios autorizado para 1993, y por otra parte de los ingresos generados por la venta de energía eléctrica a ISA de las termoeléctricas de Gualanday, Yumbo y Ocoa, así como de los generados por el alquiler de la TLU (Monoboya de cargue de buquetanques en Coveñas) por parte del Distrito Caño Limón Coveñas, según convenio con el Oleoducto Colombia.

Así mismo vale destacar, que a pesar del incremento en la producción nacional de crudo, Ecopetrol como empresa realizó menores volúmenes de exportación con respecto a 1992, debido a que con la entrada en operación del Oleoducto Colombia, las empresas asociadas pudieron exportar directamente su producto sin tener que venderlo a Ecopetrol, lo que a la vez resultó en una reducción en el costo de materia prima de la Empresa.

De otra parte, los ingresos por exportación de crudo también se vieron afectados por la reducción de los precios de exportaciones de crudo de Caño Limón con respecto al año 1992, al descender de US\$ 17.86 por barril a US\$16.17 por barril en promedio para 1993.

Las utilidades netas después de impuestos y ajustes por inflación, de \$238,000 millones registradas en 1993 se colocaron un 7.2% por encima de las generadas en 1992. Si se realiza el análisis de utilidades antes de impuestos y ajustes por inflación, se encuentra una suma de \$200,000 millones, la cual supera en \$69,000 millones a la similar durante 1992, o sea un 53% por encima.

Entre los factores que afectaron la utilidad del período se mencionan los 39 atentados realizados contra el Oleoducto Caño Limón -Coveñas por lo cual se dejaron de producir 4'557,000 barriles de crudo con un valor estimado de \$ 57,140 millones y los aumentos considerables en algunos rubros de gastos como la contribución especial para el restablecimiento del orden público, así como el incremento por concepto de impuesto al valor agregado IVA, no descontable. Se destacan también variaciones en los rubros de beneficios al personal, gastos de jubilados y obras y servicios contratados.

Ecopetrol contribuye a la generación y recaudo de la renta petrolera para el país, la cual ascendió para 1993 a \$ 836,000 millones. De este total un 31%

corresponde a lo generado por las regalías de crudo y gas, un 19% a los impuestos de renta, importación y producción y un 50% obedece a los recaudos que Ecopetrol realiza a nombre del Gobierno Nacional, por concepto de los impuestos involucrados dentro de la estructura del precio de venta al público de los combustibles en el país. Adicional a lo anterior, la Empresa transfirió dividendos a la Nación por valor de \$ 110,000 millones y asumió subsidios y otras contribuciones por valor de \$ 114,000 millones.

En la siguiente tabla se presenta la balanza comercial de Ecopetrol :

	Balanza Comercial de Ecopetrol			
	Miles Bls/día		Millones de US\$	
	1992	1993	1992	1993
1. Exportaciones				
Crudo	91.6	82.1	596.2	484.8
Productos	56.3	59.0	268.0	267.1
Total	147.9	141.1	864.2	751.9
2. Importaciones				
Gasolina	33.1	36.7	275.8	261.9
Otros	4.4	2.7	31.6	18.7
Total	37.5	39.4	307.4	280.6
3. Balanza Comercial			556.8	471.3

4. VISION DEL SECTOR

A continuación se presentan algunos puntos que merecen especial cuidado en el sector de hidrocarburos :

- Se requiere prestar atención al desarrollo de Cusiana, tanto al esquema financiero de sus inversiones, como a su explotación racional y a la utilización de sus beneficios.
- Se debe continuar con el fomento a la inversión privada en todas las áreas del sector, particularmente en aquellas que implican un alto riesgo como son las relacionadas con la exploración.
- En este sentido, con el fin de atraer mayor capital de riesgo, es necesario revisar las cargas impositivas de las compañías petroleras, en especial estudiar el desmonte del impuesto de guerra.

- Es de gran importancia la promoción del programa de exploración en cuencas frías.
- Se debe desarrollar la reglamentación de la Ley de Regalías.
- Se requiere concretar la construcción de la nueva refinería por parte de los particulares.
- Es necesario realizar un seguimiento al Plan de Gas.
- Se debe continuar con el programa de Sustitución de Cocinol.
- En lo relacionado con las Concesiones, las próximas a revertir son las siguientes: Jobo (agosto 20/94), Neiva (nov. 18/94), Rio Zulia (abril 23/95), Tisquirama (abril 13/96), Cocorná (feb. 26/97), Carnicerías (julio 16/2000), Yalea (diciembre 12/2002) y Tello (diciembre 1/2005). De ellas merecen especial atención :

o **Concesión Jobo 673.**

El 20 de agosto del año en curso revertirá a la Nación la Concesión Jobo 673 cuyo titular es la Esso Colombiana Limited, como resultado de la finalización de su período de explotación. Teniendo en cuenta que los pronósticos de producción y sus costos no hacen atractiva su operación por parte de Ecopetrol, se ha considerado que la compañía entregue cerrado el campo, asumiendo ésta los costos laborales pertinentes, evitándose así además el sobrecosto que representaría para Ecopetrol la sustitución patronal. Por otro lado, aún cuando inicialmente se ejerció la opción de compra sobre el gasoducto Jobo Tablón - Mamonal perteneciente a este contrato, se ha decidido no efectuar la adquisición del tubo teniendo en cuenta las políticas de privatización del Estado específicamente en materia de transporte de gas, actividad que adelanta Ecopetrol a través de Bomt, Leasing o contratos similares.

o **Concesión Neiva 540**

La Concesión Neiva 540 revertirá a la Nación el 17 de noviembre del año en curso. La compañía Shell, titular de esta Concesión

solicitó la prórroga que, con base en un concepto emitido por el Consejo de Estado, se negó y frente a lo cual se presentó un recurso de reposición, próximo a resolverse definitivamente. Para efectos de adelantar los trabajos relativos a la entrega de la concesión a la Nación, y dada su importancia teniendo en cuenta la producción actual y los pronósticos favorables de la misma, se ha conformado un equipo que se encuentra elaborando los informes respectivos y fiscalizando las actividades desarrolladas por el concesionario. Igualmente se estableció la posibilidad de que la operación de la Concesión se realice bien sea directamente por Ecopetrol o por terceros siendo esta última la mejor opción.

5. DECRETOS Y RESOLUCIONES

Se presentan en seguida, los Decretos y las Resoluciones expedidas por el Ministerio, relacionadas con el sector de hidrocarburos :

- **Decreto N° 2719 de 1993, por el cual se reglamentó el artículo 1° del Decreto Ley 284 de 1957, en cuanto a las labores propias y esenciales de la industria del petróleo en las áreas de exploración y explotación de hidrocarburos.**
- **Decreto 400 de Febrero de 1994, por el cual se traslada al Ministerio de Transporte la expedición de las licencias para los vehículos que transporten y distribuyan GLP y GNC.**

A partir de este Decreto, será el Ministerio de Transporte quien expedirá estas licencias y enviará al Ministerio de Minas y Energía, trimestralmente, un listado de que se encuentran vigentes.

- **Decreto 624 de Marzo de 1994, por el cual se reglamenta la contratación por concesión para gasoductos de uso público.**

Por el cual se adopta el procedimiento de selección para la contratación de gasoductos de uso público, dentro de un régimen especial. Indica los respectivos trámites, el contenido de las convocatorias y los parámetros de evaluación a tener en cuenta; se refiere al contenido, presentación, rechazo y aclaración de las propuestas, los términos para selección, y llamamiento a contratar.

Se refiere además al contrato de concesión, sus cláusulas, objeto y perfeccionamiento del mismo; término para iniciar obras y entrada en operación del gasoducto. De igual manera se establece la responsabilidad del concesionario, la interventoría y los planes de contingencia a cargo del mismo.

- **Decreto 676 de Marzo de 1994, por el cual se reglamenta la sobretasa a la gasolina.**

Reglamenta el artículo 29 de la Ley 105 de 1993, estableciendo los parámetros dentro de los cuales se fijará y recaudará la sobretasa al precio del combustible automotor, la cual sólo podrá ser destinada al fondo de mantenimiento y construcción de vías públicas y a la financiación de proyectos de transporte masivo, con la respectiva fiscalización de las autoridades municipales o distritales, según el caso.

- **Decreto 704 de 1994, mediante el cual se crea la Comisión Petroquímica.**

Mediante este decreto fue creada la Comisión Petroquímica que actuará como órgano asesor y de consulta de la política de desempeño del sector de los Hidrocarburos, con el fin de asegurar la provisión de la materia prima fundamental necesaria para la producción y de mantener estabilidad en los precios del petróleo y de gas, de tal forma que se ofrezcan garantías en el desarrollo de las nuevas empresas.

Esta comisión estará conformada por los Ministros de Minas y

Energía y Comercio Exterior, el Director de Planeación Nacional, el Presidente de Ecopetrol, el Presidente de Acoplásticos y tres empresarios del sector petroquímico.

- **Resolución N° 3-1702 de 1993, por la cual se liberaron los cupos de Gas Propano GLP, se establece la distribución mayorista y se dictan otras disposiciones.**
- **Resolución N° 8-0287 de 1994, por la cual se reglamentó el monto de la póliza de responsabilidad civil extracontractual**

La cual deberán obtener como requisito previo las plantas de almacenamiento mayorista, minorista y fondos de mantenimiento para tramitar y mantener vigente la licencia de funcionamiento.

VI. Sector Minero

SECTOR MINERO

1. ANTECEDENTES

Al inicio de esta administración, la política de fomento a la industria del carbón se encontraba concentrada en Carbocol, empresa que a su vez tenía la responsabilidad de comercializar el carbón del Cerrejón de propiedad nacional, responsabilidades ambas que además de ser incompatibles impedían su adecuado seguimiento. La situación financiera de Carbocol era supremamente crítica, al punto que a Diciembre 31 de 1991, las pérdidas acumuladas ascendían a \$333,609.6 millones.

Por otra parte, existía una alta concentración en los expedientes manejados por el Ministerio que representaba una gran congestión y una demora en los trámites de legalización, que provocaba un fuerte descontento de los titulares de los derechos mineros y un alto desestímulo a su legalización.

A su vez, la asistencia técnica que se le ofrecía a los pequeños mineros era precaria y el conocimiento del suelo y el subsuelo colombiano era muy deficiente lo cual impedía ser más agresivos frente a una política de estímulo a la inversión privada en el sector.

2. REALIZACIONES

2.1. Reestructuración de las Empresas

2.1.1. Carbocol

A mediados de 1992, el gobierno nacional concretó la decisión de capitalizar a Carbocol y de limitar su objeto social a la administración del contrato de asociación del Cerrejón Zona Norte celebrado con Intercor, incluyendo la comercialización del carbón de ese yacimiento. Para ejercer las funciones de promoción del resto del recurso carbonífero se creó la Empresa Colombiana de Carbón -Ecocarbón-.

La capitalización se realizó por un monto de US\$ 903.5 millones por medio de la emisión de Acciones y de Bonos obligatoriamente convertibles en

Acciones, que se colocaron por partes iguales entre la Nación y Ecopetrol, con lo cual, la deuda total a 31 de diciembre de 1993 se redujo a US\$ 1,009 millones, distribuidos en US\$ 937 millones a largo plazo y US\$ 72 millones a corto plazo. A diciembre 31 de 1992, la deuda tenía un nivel de US\$ 1,827 millones.

Otro factor fundamental para mejorar la situación financiera es el que tiene que ver con la máxima reducción posible de los costos de producción del Complejo del Cerrejón Zona Norte, en cuyo propósito se ha avanzado hasta el punto de haberse reducido el pronóstico de gastos para el año en un 12% al pasar de US\$ 272.5 millones a US\$ 243.2 millones. Pero todavía es necesario hacer más y con ese propósito se contrató una firma internacional de amplia experiencia en minería a cielo abierto, para que, analizando muy en detalle la operación del Complejo, identifique áreas o aspectos en los costos puedan ser reducidos.

A su vez, Carbocol inició una agresiva política de ventas que permitió que el Cerrejón en 1993 estableciera una nueva marca de exportación de carbón de 13.8 millones de toneladas, de las cuales 7 millones correspondieron a negocios logrados por Carbocol, con generación de ingresos de US\$ 214 millones.

De esta manera, habiéndose realizado ya una serie de acciones orientadas a aclarar el destino de Carbocol, entre las que se encuentran la separación de las funciones de la compañía, la reducción del personal y la capitalización mencionada, se presentan a continuación las recomendaciones que deben seguirse con el propósito de definir su futuro :

- Mejorar los resultados del presente Contrato de Asociación. Bajo un marco de negociación con Intercor se deben identificar, evaluar y modificar las cláusulas que dificultan la labor operacional y el desarrollo económico del contrato.
- Continuar con el Programa de Reducción de Costos, poniendo en marcha de forma contundente las recomendaciones de los estudios que se tienen al respecto.
- Efectuar una Reestructuración Organizacional basada en Outsourcing, aprovechando esta herramienta para consolidar la posición de la

compañía en la búsqueda de una mayor rentabilidad operacional, teniendo en cuenta que se presentan oportunidades para su aplicación, especialmente en las siguientes áreas : i) la planeación y control de la operación minera; ii) la comercialización del producto; iii) el manejo de los principales talleres por parte de operadores especializados o de los productores de los equipos, quienes además serían responsables por el manejo de los inventarios; iv) el transporte del producto y v) la operación aérea.

- Iniciar el Programa de Optimización de la Productividad, a través de i) la compra de la Planta de Lavado; y de ii) la realización de un estudio que determine la viabilidad económica y operacional de la Comercialización de la Infraestructura : Ferrocarril, Puerto, Talleres y Aeropuertos/Operación Aérea.
- Realizar el Estudio de Expansión de la Capacidad de Producción.
- Realizar el Estudio del Plan Minero, como la base para desarrollar el potencial de toda la extensión del yacimiento de el Cerrejón (aporte 389), proporcionándole a la Nación una actualización del valor del recurso, al tiempo que le permite asegurarse de que su manejo sea el óptimo. Con el se podrán determinar, entre otras cosas, las necesidades de inversión requeridas para i) la operación-mantenimiento, ii) las mejoras de productividad y eficiencia, y iii) la expansión de la capacidad de producción.
- Racionalizar la Deuda. Con base en los resultados de los programas anteriores, adecuar los niveles de deuda de Carbocol a su real capacidad de pago.
- Evaluar la Privatización Total o Parcial de Carbocol. Esta alternativa puede constituirse como el camino adecuado para realizar esta inversión y eliminar la obligación de continuar aportando recursos para el mantenimiento y expansión de la mina, que se apartan de los objetivos del gobierno. Sin embargo, previamente es necesario iniciar o adelantar las recomendaciones mencionadas con el objeto de maximizar el valor del proyecto, incluyendo la posibilidad de separar las funciones de operación de la mina y el transporte del producto (ferrocarril y puerto). Debe tenerse en cuenta, que a pesar de aplicar estos correctivos, es muy

probable que con el valor de venta de Carbocol no se alcance a recuperar la inversión efectuada en ella.

2.1.2. Ecocarbón

Durante 1993 entró en operación Ecocarbón Ltda., empresa industrial y comercial del estado, cuyo objeto social es la promoción, el fomento, y el desarrollo de la industria minera del carbón en sus ramas de exploración, explotación, transporte, comercialización, y transformación, así como la investigación y el desarrollo tecnológico relacionado con dicho recurso natural, actividades que podrá desarrollar directamente o través de contratos con terceros, con excepción del proyecto de El Cerrejón Zona Norte.

Así, con la creación de Ecocarbón, se espera un especial apoyo a la industria del carbón, con programas de asistencia técnica, gestión ambiental, infraestructura física y social y atención integral al menor trabajador, en busca de mejorar las condiciones del pequeño minero, iniciando con un programa de solución a la informalidad de la minería, en desarrollo del cual se efectuaron 57 nuevos contratos para completar un total de 312, que representarán en el mediano plazo una producción de 11.5 millones de toneladas anuales.

Ecocarbón cuenta con una completa dotación de sus regionales en Ubaté, Nobsa, Amagá, Jamundí, El Zulia y la Jagua de Ibirico, con campos de simulacro, torres de entrenamiento y permanentes cursos de socorredores mineros. Como un avance importante, el nuevo estatuto de contratación aprobado internamente en desarrollo de la Ley 80/93, delegó en las regionales la facultad para la realización de la contratación directa de la pequeña minería, proporcionando así un mecanismo importante de apoyo integral al empresario minero.

Igualmente, en lo referente a la promoción del uso y el consumo de carbón, se trabajó en la activación del Proyecto Planta de Briquetas en Antioquia y en la realización de estudios de mercadeo y promoción en diferentes zonas del país. Los programas de sustitución de energéticos por carbón, siguen en buena marcha, especialmente en los sectores azucarero y de ladrillo. Adicionalmente, se realizó una importante gestión internacional en países de centroamérica y el caribe, con el fin de incentivar el uso de plantas de generación a carbón para atender la demanda energética de esos países

promoviendo la utilización del carbón colombiano.

En relación con el tema ambiental, entró en operación el Programa para la Reforestación de Zonas Carboníferas "Preca".

A continuación se destacan las principales acciones que pretende llevar a cabo Ecocarbón a corto y mediano plazo, en lo relacionado con el fortalecimiento y desarrollo estratégico del sector:

- Fortalecer a corto plazo la capacidad técnica y administrativa de pequeños y medianos empresarios, mediante elaboración de diagnósticos, evaluaciones geológico-mineras y planes mineros.
- Reagrupar, formar y orientar el 30% de las agremiaciones mineras existentes por cada región para 1.994; un 30% adicional para 1.995 y el 40% restante para 1.996. El año de 1.997 será el de consolidación y desarrollo autónomo del sector.
- Durante 1.994 se aprobará el programa de financiación al sector, el cual espera colocar recursos por \$1,000 millones durante el presente año y por lo menos el doble, durante 1,995.
- Durante 1,994 se identificará y elaborará un catálogo de programas y proyectos de desarrollo ambiental que se realizarán regionalmente a partir de 1,995.
- Para marzo de 1.995 se espera implementar e integrar el banco de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico y ambiental, el cual debe mantenerse actualizado.
- Así mismo se pretende realizar las primeras proyecciones integradas del sector energético, previo diseño de la red general del carbón y mantener actualizados los resultados para los estudios de mercado del carbón.

2.1.3. Ingeominas

El proceso de modernización iniciado y consolidado por Ingeominas durante el periodo 1991 - 1994, en desarrollo de la Ley de Ciencia y Tecnología, fue destacado en 1.993 con el 2o. lugar a nivel nacional entre 160 instituciones del estado, evaluadas por la Consejería Presidencial para la Modernización.

De esta manera el Instituto adoptó un modelo organizacional de tipo matricial, basado en una estructura por programas y proyectos que respondiera a las diferentes líneas de investigación y actividades que realiza el Instituto para cumplir su misión y objetivos. Paralelamente se estableció una estructura funcional que establece la disposición interdisciplinaria del recurso humano para el cumplimiento de los programas proyectados.

2.1.4. Mineralco

En este sentido Mineralco inició, con la participación de Fonade, un proceso de reestructuración que permitirá una adecuada explotación y promoción del recurso minero.

2.2. Descentralización Administrativa

Con el propósito de descongestionar los trámites mineros y en cumplimiento de disposiciones constitucionales, el Ministerio ha venido adelantando un programa de Delegación de Funciones Mineras a los departamentos. Hasta la fecha se han delegado los trámites mineros en las jurisdicciones de Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Cesar, Nariño, Tolima, Santander y Chocó. Los títulos mineros de carbón en el país han venido siendo delegados a Ecocarbón para su administración, seguimiento y control.

De esta manera, se han delegado 2,949 títulos y solicitudes que corresponden al 61% de la titularidad minera vigente en el país (4,834).

Esta descentralización, sumada a la agilización en los trámites, ha permitido que la duración promedio en la respuesta a las solicitudes de los clientes sea hoy de 30 días, que comparados con los 150 días que tardaba en 1992, representa un avance importante en esta materia.

Así mismo, a través de las divisiones regionales mineras, localizadas en

Medellín, Ibagué, Bucaramanga, Pasto y Quibdó, el Ministerio presta asistencia técnica a los mineros de esas zonas. Con ellas se han atendido cerca de 217 minas durante 1993 y lo corrido de 1994, y ha permitido la inscripción de 26 proyectos en el BPIN (Banco de Proyectos de Inversión Nacional), encaminados a desarrollar actividades tales como control de vertimientos de operaciones mineras al río Suratá en el departamento de Santander, asesoría técnica a comunidades indígenas mineras del departamento del Cauca y elaboración de un mapa de riesgos mineros en el Chocó.

Adicionalmente, en la actualidad se adelanta un programa de seguimiento y control de las delegaciones realizadas en materia minera, con el objeto de hacer los ajustes requeridos para procurar el cumplimiento de las funciones delegadas en forma eficiente y ágil.

2.3. Legalización Minera

El censo nacional minero practicado en 1988 identificó un alto índice de explotación ilícita, pues solamente un 15% de las 8,235 minas censadas declararon estar en posesión de un título minero. Esta situación provocó la modificación de la legislación minera y la iniciación de un programa para su divulgación, que ha permitido entre 1992 y lo que va corrido de 1994 la inscripción en el registro minero de 2,598 títulos, incrementando el índice de legalidad minera a cerca del 55% de las minas censadas.

Por otra parte, en el proyecto de Ley de Regalías se considera una amnistía que brinda la posibilidad para que sean legalizadas las explotaciones de hecho, con el solo envío de la solicitud de licencia, durante un periodo de seis meses a partir de la vigencia de dicha Ley. Adicionalmente, se prestará asistencia técnica y legal gratuita a través de Ecocarbón y Mineralco, con la consecuente elaboración de estudios, informes, planos, etc., con lo cual se espera incrementar aún más el índice de legalidad.

2.4. Programa de Reordenamiento de Canteras

En la Sabana de Bogotá se ha venido generando una acelerada explotación de recursos mineros con el objeto de satisfacer las necesidades de la industria de la construcción en Santafé de Bogotá. La creciente demanda de este tipo de materiales ha generado una rápida proliferación de explotaciones mineras,

algunas de ellas mediante el empleo de técnicas modernas y con visión empresarial. Sin embargo, es preocupante que la mayoría de las explotaciones son artesanales y carentes de organización y recursos técnicos, condición que ha ocasionado un acelerado detrimento de los recursos naturales no renovables y del medio ambiente como consecuencia de los inadecuados métodos de explotación.

El Ministerio de Minas y Energía, consciente de tal situación, creó un comité para el reordenamiento de dicha actividad en los municipios de Tabio, Soacha, Usme, Cogua y Subachoque y en otros sectores aledaños, conformado por Mineralco, Ingeominas y el Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de ejecutar un programa encaminado a mantener los títulos o legalizar las explotaciones que presentan un adecuado nivel técnico en sus aspectos minero-ambientales, bajo un plan de monitoreo y seguimiento. Así mismo, recomendar acciones dirigidas a mejorar la actividad extractiva para una racionalización del recurso y la optimización de los medios de producción. El programa también está orientado a identificar áreas en plena actividad minera, áreas potencialmente mineras, áreas de reserva forestal y zonas en las cuales la minería debe restringirse por considerarse que la agricultura y la ganadería son actividades prioritarias.

2.5. Atención Integral al Menor Trabajador

En virtud del convenio Unicef-Carbocol-Gobierno Nacional para la Atención Integral al menor trabajador, durante 1993 se puso en funcionamiento un programa piloto en el municipio de Tópaga-Boyacá, el cual se ampliará a Cundinamarca y Antioquia. Hasta el momento este plan piloto se ha centrado en la capacitación en tallado de carbón a niños menores de 14 años y a estudiar las posibilidades de crear grupos de microempresas para confección de overoles y guantes de trabajo. Se han implementado igualmente programas de desarrollo comunitario, con jóvenes y esposas de mineros.

2.6. Realizaciones en Exploración y Evaluación

En desarrollo de la misión de Ingeominas que es conocer y aprovechar la tierra, su evolución, su dinámica, sus componentes y recursos, en beneficio del desarrollo nacional, se destacan las siguientes realizaciones:

- En 1993, bajo la coordinación del Ministerio de Minas y Energía y con la participación de Mineralco, Carbocol y el Ifi, Ingeominas realizó el proyecto Minerales Estratégicos para el Desarrollo de Colombia, en el cual se consideraron tanto el potencial geológico como la demanda del mercado nacional e internacional. En él se identificaron 20 minerales estratégicos, que se mencionan a continuación : Oro, Plata, Metales del grupo del Platino, Esmeraldas, Cobre, Aluminio, Zinc, Plomo, Hierro, Níquel, Asbesto, Yeso, Potasa, Sal, Fosforitas, Azufre, Carbón, Caliza, Arcilla, Agregados Pétreos y Piedras Ornamentales. Este esfuerzo, al cual se han sumado últimamente el Departamento Nacional de Planeación, Coinvertir, Colciencias y representantes del sector privado, continuará en dentro del marco del Plan Minero Nacional, que se desarrolla bajo la coordinación de la Unidad de Planeación Minero Energética.
- Se pusieron en marcha las redes nacionales sismológica y volcánica, mediante la instalación y operación de 14 estaciones sismológicas y de 17 estaciones acelerográficas, con el fin de suministrar información oportuna sobre la ocurrencia de sismos y erupciones volcánicas en el país.
- Se realizaron Estudios Sismotectónicos, para el conocimiento de la estructura del territorio nacional.
- Se terminó la microzonificación sísmica de Popayán y se adelanta la de Santafé de Bogotá.
- Se efectuó la evaluación y zonificación de las amenazas geológicas en 83 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Tolima, Cesar, Antioquia y Quindío
- Se elaboraron los mapas de amenazas volcánicas del Galeras, Machin, el Nevado de Santa Isabel y del mapa Neotectónico de Colombia.
- Se hizo la evaluación de la amenaza sísmica del suroccidente colombiano.
- Se actualizó el mapa de amenazas geológicas de Santafé de Bogotá.

- Se actualizó el Atlas Geológico de Colombia a escala 1:500.000
- Se implementó el sistema de Información Geográfica en ciencias de la tierra y aplicaciones en áreas técnicas (Sybase, Arc/Info, Erdas e Illwis).
- Se aplicaron métodos de prospección geofísica para localizar y evaluar acuíferos y minerales metálicos en el país.
- Se realizaron los estudios regionales para la evaluación de aguas subterráneas en la Sabana de Bogotá, parte del Huila, Cesar y Sucre, con el fin de dar solución al abastecimiento de agua potable en 20 localidades e igualmente el estudio para la recuperación del campo de pozos de San Andrés.
- Se adelantó la evaluación de la minería de materiales de construcción en Santafé de Bogotá, Cali, Cartagena y Bucaramanga, se trabaja en la formulación de planes de manejo integral para un adecuado ordenamiento territorial.
- En el campo de Divulgación el esfuerzo se concretó en 64 publicaciones, revistas, boletines geológicos, compendios de estudios geológicos de Colombia, mapas geológicos departamentales, planchas con memoria, publicaciones especiales e informes anuales.

2.7. Realizaciones en Otros Minerales

Entre las actividades y proyectos desarrollados por Mineralco como apoyo al desarrollo de la pequeña y mediana minería, merecen ser destacadas las siguientes :

- Las zonas productoras de Esmeraldas han vivido, tradicionalmente, una difícil situación de orden público y social, ante lo cual se ha adelantado una campaña de obras sociales para mejorar su nivel de vida. Además se legalizaron, por medio de suscripción de contratos, más de 30 áreas, con lo cual se ha contribuido a aliviar la presión social existente.
- El Fondo de Fomento de Metales Preciosos entregó créditos por más de \$300 millones, con trámites simplificados y requisitos muy sencillos, para servicio exclusivo de pequeños y medianos mineros.

- En el área del distrito minero aurífero del Sur de Bolívar se realizó una intensa campaña de evaluación geológico-minera para selección y de limitación de áreas de interés.
- Igualmente dado el enorme potencial aurífero de la región y teniendo en cuenta la manera rudimentaria como se explota y beneficia el mineral en la zona, Mineralco a través de un convenio con el Ingeominas y la Gobernación de Bolívar, financió y puso en funcionamiento la Unidad de Asistencia Técnica de San Martín de Loba.
- En la región del Taraira, al oriente del Departamento del Vaupés, además de los trabajos de evaluación geológico-minera de los sectores donde se desarrollan las labores de explotación, se diseñó y financió el montaje de una planta de cianuración por percolación y además se dictaron cursos de inducción y manejo de esta tecnología dirigidos a los mineros del área.
- Se fomentó la creación de cooperativas mineras en todas las áreas de los aportes, con el convencimiento de que es la mejor forma de facilitar la prestación de asistencia técnica y de irrigar el crédito minero asegurando el cumplimiento de sus objetivos.
- Mediante convenios suscritos con siete departamentos y varios municipios se han fomentado todas las fases de la industria minera como son la exploración, explotación, beneficio y comercialización de los minerales, sin olvidar la importancia de las obras de mitigación de efecto ambiental causado por la minería. Es importante resaltar que en de los convenios se ha destinado un gran porcentaje para obras de beneficio social como escuelas, puestos de salud, polideportivos etc., que benefician a toda la comunidad de las zonas mineras.

3. VISION DEL SECTOR

Con la coordinación de la Unidad de Planeación Minero Energética y la participación de las empresas del sector, se conformó el Comité de Planeación Minera, con la función primordial de elaborar un documento Conpes cuyos puntos básicos tienen que ver con el diagnóstico del sector y las acciones estratégicas para su fortalecimiento, con miras a formular un Plan Nacional de Desarrollo Minero que permita una mayor vinculación de la minería en el desarrollo económico del país.

Cabe resaltar que esta es la primera vez que existirá un plan minero en Colombia, soportado en un documento Conpes, con lo cual se permitirá una mayor estabilidad de las políticas aplicables al sector, unos planes de trabajo con una carta de navegación claramente definida, circunstancias que facilitarán la inversión privada, la importación de tecnología y la mejora económica y social de las personas vinculadas a esta actividad.

Con los resultados del Plan Minero Nacional será posible promover más efectivamente la participación de la inversión privada de tal forma que se modifique nuestro actual sistema de explotación de pequeña minería por uno de mediana y gran minería, con alta tecnología y control del medio ambiente. El interés de empresas como Bolivar Gold Fields, Normandy Poseidon Group, Procoloro Resources Inc y Marchan Development señalan el favorable potencial de inversión la extranjera en el sector minero.

No obstante, para facilitar lo anterior es necesario adecuar nuestra política tributaria a la del resto de países del área de manera que no existan desventajas competitivas.

De igual forma, nuestras políticas ambientales deberán ser concertadas con estos países de manera que las exigencias se vayan fortaleciendo de un manera gradual e igual en todo el continente. Nadie duda de que Colombia debe ser muy exigente en su control al medio ambiente, pero también es cierto que normas mucho más rigurosas que las de nuestros vecinos pueden desmotivar la inversión particular.

Por otra parte, se debe continuar dando soporte al pequeño minero, fomentando la creación de asociaciones cooperativas apoyándose en organizaciones no gubernamentales que permitan el crecimiento económico

y social de los mineros.

Así mismo, se debe adecuar nuestro código de minas a legislaciones más modernas de manera que los trámites se simplifiquen, facilitando así el desarrollo de esa actividad.

En cuanto a las empresas del sector, se debe buscar una mayor integración y eficiencia en su administración para lo cual es recomendable estudiar la fusión de Mineralco a Ecocarbón, con el fin de que sea una sola empresa la que administre el fomento y apoyo a la minería en Colombia.

Se debe continuar con la política de venta de Carbocol, ya que esa inversión está lo suficientemente madura y es conveniente que el gobierno nacional destine esos recursos a otras actividades. Además, en caso de conservar la propiedad de Carbocol, al estado colombiano le corresponderá invertir en ella recursos del orden de US\$ 500 millones, para elevar su eficiencia.

Teniendo en cuenta que las inversiones requeridas para la exploración minera son relativamente bajas, esta actividad debería ser desarrollada por el estado a través de una de las empresas del mismo, que podría ser Ingeominas. Una vez realizado el descubrimiento, este sería ofrecido a los particulares para su explotación, a través de un mecanismo de licitación, obteniendo el estado, de esa forma, una mejor contraprestación a su inversión.

Es importante continuar avanzando en el proceso de formalización del comercio de las esmeraldas, para lo cual se propone estudiar los mecanismos para la creación de una Bolsa de Esmeraldas, a la cual concurren vendedores y compradores nacionales e internacionales.

4. DECRETOS Y RESOLUCIONES

Los Decretos y las Resoluciones expedidas en relación con el sector minero se presentan a continuación :

- **Decreto Reglamentario 01 de Enero de 1993, por el cual se definió la Libertad de Areas Mineras.**

Mediante este Decreto Reglamentario se definió de manera objetiva e imparcial, el momento exacto en el que un área minera, por quedar libre, es susceptible de otorgamiento. Como consecuencia, se aclara el procedimiento para hacer el estudio técnico de superposiciones de una solicitud de título minero, evitando la ambigüedad e indeterminación que existía antes sobre el peticionario con mejor derecho, en los eventos de solicitudes plurales sobre una misma zona.

- **Decreto Reglamentario N° 137 de Enero de 1993, por el cual se definen los Trámites de Reversión en Asuntos Mineros.**

Mediante este Decreto Reglamentario y ante los vacíos existentes en la legislación minera vigente sobre los trámites de reversión, se definieron las etapas precautelativas previas a su consumación, y las posteriores sobre destino y formalización legal de los bienes objeto de la reversión.

- **Decreto 459 de abril de 1993, por el cual se determinaron las funciones del Ingeominas**

Mediante este decreto se adoptó un modelo de administración y se reglamentó la misión de las diferentes unidades y dependencias del Instituto, se estableció una estructura matricial y definió las correspondientes finalidades y funciones.

- **Decreto 1531 de agosto de 1993, por el cual se aprobó la nueva planta de personal del Ingeominas.**

Para hacer operativa la estructura matricial adoptada por el Ingeominas, este decreto aprobó la nueva planta de personal.

- **Decreto N° 2222 de Noviembre de 1993, mediante el cual se expidió el Reglamento de Higiene y Seguridad para Labores Mineras a Cielo Abierto.**

Mediante este Decreto se expidió el reglamento en cuestión, el cual debe ser atendido por todas las personas naturales y jurídicas que realicen este tipo de actividades en el territorio nacional. Se adoptaron las medidas necesarias, en coordinación con las demás autoridades competentes, para garantizar la ejecución de las labores mineras en condiciones adecuadas de higiene y seguridad, con el fin de prevenir los accidentes de trabajo y las enfermedades profesionales que puedan presentarse en el desarrollo de las actividades propias del sector minero.

- **Decreto N° 35 de Enero de 1994, mediante el cual se establecen Procedimientos Aplicables en Accidentes en Explotaciones Mineras y Medidas para la Conservación de Bienes.**

Mediante este Decreto se determinaron las normas y procedimientos aplicables en caso de riesgo inminente, accidente o siniestro en explotaciones mineras subterráneas o a cielo abierto.

Así mismo, se pretende la preservación, conservación y restauración de los bienes, equipos o instalaciones empleados en las labores mineras, al igual que la aplicación de las medidas que aseguren que la explotación de los recursos naturales no renovables se adelante con estricta sujeción a las reglas técnicas que eviten el deterioro o agotamiento prematuro de los depósitos y yacimientos o el desperdicio de los minerales extraídos.

- **Proyecto de Decreto Reglamentario de las Actividades Mineras en Zonas Adjudicadas a las Comunidades Negras.**

La Dirección General de Minas conjuntamente con la Oficina Jurídica, ha venido trabajando el articulado del Decreto reglamentario del capítulo V (Recursos Mineros) de la Ley 70 de 1993, mediante la cual se reconoce a las comunidades negras el derecho a la propiedad colectiva de las tierras baldías que han venido ocupando en zonas rurales ribereñas del país, de acuerdo con sus prácticas

tradicionales de producción. Dicha norma señalará el procedimiento a seguir para la delimitación de zonas mineras de comunidades negras y para el otorgamiento de licencias especiales de exploración y explotación de minerales dentro de éstas.

- **Resolución N° 3-1552 de Agosto de 1993, mediante la cual se delegaron funciones en las regionales mineras de los departamentos de Nariño, Santander, Tolima y Chocó.**

Consecuente con los nuevos postulados constitucionales sobre descentralización administrativa y autonomía de las entidades territoriales, el Ministerio, facultado por el Estatuto Minero, adelanta un programa de delegación de funciones en sus Regionales Mineras y en los Departamentos. El proyecto persigue que sean las instancias regionales las que tramiten y decidan los negocios mineros de su jurisdicción tales como permisos, licencias, contratos de concesión, amparos administrativos, procesos mineros especiales, oposiciones etc., garantizando así la mediación ágil entre las autoridades y los mineros.

De otra parte, la delegación de funciones ejecutoras guarda también perfecta correspondencia con las normas institucionales de la modernización del Estado, según las cuales la naturaleza de los Ministerios se define a partir de su función puramente reguladora, coordinadora y asesora de su respectivo sector.

- **Resolución No.3-2213 de Noviembre de 1993, por la cual se señaló la operatividad de Ecocarbón.**
- **Resolución N° 3-2434 de Diciembre de 1993, por la cual se delegó la administración del recurso Carbón a ECOCARBON.**

Mediante esta resolución se delegó en la Empresa Colombiana de Carbones Ltda. "ECOCARBON", la facultad de administrar los yacimientos carboníferos de propiedad de la Nación, para asegurar su correcta y adecuada exploración y explotación.

De esta manera toda la titularidad minera que era de competencia del Ministerio, de Carbocol y de algunas Gobernaciones ha sido

trasladada paulatinamente a ECOCARBON.

- **Resolución N° 8-0486 de 1994, por la cual se señala el procedimiento interno para el Registro Minero.**

VII. Otras Actividades

OTRAS ACTIVIDADES

1. EL PLAN ENERGETICO NACIONAL

La Unidad de Planeación Minero Energética entregó recientemente el Plan Energético Nacional que constituye una valiosa herramienta para la utilización eficiente de los recursos, siendo la primera vez que se establece desde el Ministerio de Minas y Energía un plan que de manera concertada tiene en cuenta las interrelaciones dentro del sector energético y de éste con el resto del sistema socioeconómico. El PEN se plantea como un plan indicativo y flexible, susceptible de ser ajustado de acuerdo con los cambios económicos y políticos a nivel nacional e internacional.

La formulación del Plan tiene como base los siguientes objetivos específicos :

- Alcanzar una eficiente gestión de la demanda y el uso racional de la energía;
- Lograr el abastecimiento pleno y eficiente de energía con una adecuada infraestructura y la asignación óptima de recursos entre subsectores energéticos;
- Optimizar la contribución de las exportaciones energéticas;
- Energizar las áreas rurales y contribuir al desarrollo regional;
- Mejorar y conservar la calidad ambiental;
- Impulsar decididamente la investigación y el desarrollo científico y tecnológico, y,
- Consolidar la modernización institucional.

2. REGLAMENTACION DE LA LEY 99 DE 1993

El Congreso de la República expidió en diciembre de 1993 la ley 99 de 1993, por la cual se creó el Ministerio del Medio Ambiente, se reordenó el sector público encargado de la Gestión y Conservación del Medio Ambiente

y los Recursos Naturales Renovables, y se organizó el Sistema Nacional Ambiental, SINA.

Con la expedición de esta ley, el Ministerio del Medio Ambiente asume las facultades que en materia ambiental venían desempeñando varios organismos del estado, incluido el Ministerio de Minas y Energía. Por esta razón, este Ministerio conformó internamente el Grupo Ambiental que participa activamente en la reglamentación de esta Ley, la cual está orientada a la definición de una política ambiental coherente con las del sector Minero-Energético.

La Ley mencionada crea el Consejo Nacional Ambiental, en el cual tiene asiento el Ministerio de Minas y Energía, cuyo objetivo específico es el de asegurar la coordinación intersectorial a nivel público de las políticas, planes y programas en materia ambiental y de recursos naturales renovables.

3. CONFERENCIA ENERGETICA DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE

Ante las profundas transformaciones económicas y políticas enmarcadas en una corriente encaminada a la implantación y fortalecimiento de la economía de mercado, se vio la necesidad de buscar un nuevo esquema de desarrollo que posibilitara la mejor inserción de los países de América Latina y el Caribe en un escenario internacional cada vez más interdependiente, por ello, la Organización Latinoamericana de Energía - Olade- con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía, Aciem y otras entidades, realizó en junio de 1993 la Conferencia Energética de América Latina y el Caribe -Enerlac- en la ciudad de Santafé de Bogotá. Este evento, que contó con la participación de destacados expertos, técnicos y políticos, se constituyó en un foro del más alto nivel que posibilitó la reflexión sobre grandes temas vinculados al desarrollo del sector energético.

4. COOPERACION INTERNACIONAL

Con la reestructuración del Ministerio a mediados del año anterior, se le dio un viraje a lo referente al manejo de la Cooperación Internacional, habida cuenta que anteriormente era la extinguida oficina de planeación quien tenía

a su cargo estas funciones, con la reestructuración pasó a depender del despacho del Viceministro, estando en la actualidad en proceso de integración.

4.1. Programas Terminados

En el transcurso de estos años se terminaron algunos programas como el de "Reordenamiento del Sector Minero y Programa de Apoyo a la Pequeña Minería", auspiciado por las Naciones Unidas, el Departamento Nacional de Planeación y este Ministerio: el "Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica" que a pesar de haber terminado su convenio de cooperación con el Gobierno Alemán ha tenido continuidad toda vez que se conformó una sociedad sin ánimo de lucro -Pesenca- formada por entidades del sector privado y presidida en su junta directiva por el Viceministro de Minas y Energía, lo que le ha dado continuidad a este proyecto.

4.2. Grupo de los Tres

Igualmente han seguido su curso otros programas como los desarrollados dentro del Grupo de los Tres, donde además de haber permitido el progreso y la consolidación de las actividades iniciadas en el primer año en los grupos de carbón, hidroelectricidad, interconexión eléctrica y gas, durante el año que le correspondió presidir a nuestro el Grupo de Alto Nivel de Energía, se dio la identificación, consideración y adopción del tema de Uso Racional de Energía, como aspecto trascendental para propiciar el desarrollo de los dos propósitos sustanciales del G3, cuales son realizar nuevos esfuerzos dirigidos a la integración económica en lo bilateral y consolidar y dar efectividad a la cooperación en los campos económico, cultural, científico y técnico de estos países.

4.2.1. Grupo de Trabajo del Carbón

Se lograron en este grupo los siguientes avances :

- México presentó a Colombia y Venezuela un informe con sus estimativos de consumo, el cual se halla en estudio.
- Se realizaron visitas por parte de entidades adscritas y vinculadas a países centroamericanos tendientes a la promoción de bienes.

servicios e insumos, asociados a los proyectos termoeléctricos.

4.2.2. Grupo de Trabajo de Interconexión Eléctrica

Se aprobó en la Sexta Reunión del GTIE los términos de referencia para los estudios de prefactibilidad (Perfiles de la Oferta Energética de cada País, recomendaciones sobre acciones y estrategias a seguir a corto, mediano y largo plazo); la financiación de estos estudios está a la espera de la decisión del BID para los cuales existen ya ofertas de consultores de países europeos.

Así mismo, aunque en forma binacional se avanzó en la integración eléctrica con los países de América Central, propósito este que surgió del G3.

4.2.3. Grupo de Trabajo del Gas

Se fijaron las bases para la interconexión gasífera Colombia-Venezuela, en las cuales colaboró la delegación Mexicana con la realización de los estudios para la ejecución y construcción de las instalaciones, así como de los precios que favorecieran a los países integrantes.

4.3. Acuerdos Binacionales

- **Brasil**

Se participó en la creación de la Comisión de Vecindad e Integración Colombo-Brasileña, en la cual se estableció la subcomisión de Minas y Energía que ha venido trabajando en la búsqueda de soluciones concretas a los problemas que en especial en el sector de fronteras se presentan debido a la presencia de los llamados "Garimpeiros". Se han adelantado conversaciones que se espera tengan acuerdos definitivos en la reunión que de esta comisión se realizará en Brasilia en el mes de Junio. Además, se han tratado temas como la interconexión eléctrica y suministro de carbón.

- **Venezuela**

En la parte eléctrica y teniendo como base el G3, se culminó la interconexión eléctrica entre las subestaciones Cuatricentenerio en el vecino país y Cuestecitas en Colombia. Se efectuaron igualmente, estudios conjuntos con empresas del sector en las zonas de frontera con el fin de identificar proyectos binacionales de generación hidroeléctrica.

- **Ecuador**

Se han desarrollado proyectos conjuntos para determinar el potencial geotérmico en los nevados de Chiles, Azufral y Cerronegro, en los cuales, además de las empresas del sector, se contó con la participación activa de la Olade.

- **El Salvador**

Se efectuó la Primera Reunión de la Comisión Mixta Colombo Salvadoreña en la que la Delegación Colombiana ofreció asesoría para el uso y suministro de briquetas de carbón y carboeléctricas, así como para la revisión de la legislación minera de dicho país.

Anexo 1
Situación Financiera
del Sector Eléctrico

1. ANTECEDENTES

Las bajas tarifas de electricidad frente a los costos de prestación del servicio y los extremadamente cortos plazos en los préstamos, así como algunos problemas de eficiencia, explican buena parte de la crisis financiera del Sector Eléctrico Colombiano.

Las tarifas globales representaron aproximadamente el 76% del costo incremental del largo plazo al comenzar 1992. Esta situación es más gravosa cuando se hace referencia al Sector Residencial donde los precios de la electricidad apenas representaban cerca del 48% del costo en la fecha ya mencionada. Aún más, las tarifas en los segmentos medio y bajo del Sector Residencial cubrían apenas 36% del costo de prestación del servicio en 1992.

En relación con indicadores claves de eficiencia, se tiene que el número de suscriptores atendidos por trabajador en el sector es 44% más alto en Colombia (165 suscriptores) que en el promedio Latinoamericano (114 suscriptores). Esta relación es de 246 suscriptores en Singapur y 224 en Italia, por citar sólo dos ejemplos. Esta comparación no incluye calidad en la prestación del servicio, que al igual que en el caso de Colombia, es también deficiente en algunos otros países latinoamericanos.

Pese a lo anterior, en el aspecto de "pérdidas" se observa un atraso en nuestro país frente a otros de la región. En efecto, ellas eran 24% en Colombia en 1992 frente a 17% en Latinoamérica y a 8% en Francia, Italia y Estados Unidos.

En cuanto a las condiciones de financiamiento de los créditos, los plazos de amortización se redujeron considerablemente durante los 14 años anteriores a 1992 y las tasas de interés casi que se doblaron en ese período. Con esto, la relación entre el servicio de deuda y su saldo pasó de 9.4% al comenzar la década de los setenta a 20.7% al iniciarse 1992.

Los tres problemas mencionados anteriormente, el tarifario, el de eficiencia y el de los plazos de los créditos, explican la muy insuficiente relación entre generación interna bruta de fondos y el servicio de la deuda (la generación interna bruta de fondos se refiere al ahorro bruto de las empresas, esto es, a la diferencia entre el valor de las ventas y los gastos operacionales).

Es claro que si la relación entre generación interna bruta de fondos y el servicio de la deuda es 1, se tiene que el ahorro bruto generado por las empresas es apenas suficiente para cubrir el servicio de la deuda, sin que queden recursos para atender nuevas inversiones. Estimaciones del Banco Mundial sugieren que la relación anterior es apenas aceptable si tiene un valor de entre 1.3 y 1.7. Esto sería lo requerido si se quiere que el sector sea autosuficiente y no necesite de las frecuentes capitalizaciones por parte del Gobierno Nacional, como las que se efectuaron durante los dos últimos años por cerca de US\$2.000 Millones.

Frente a lo anterior, se tiene que la relación entre ahorro bruto de las empresas y servicio de la deuda era 0.7 en Colombia en 1992 en comparación a 0.5 en el promedio latinoamericano. Es decir, la generación interna bruta de fondos no alcanzaba a pagar el servicio de la deuda. Esta situación es para el conjunto del Sector Eléctrico y no es compartida por algunas empresas para las que la generación de ahorro era suficiente para atender las deudas y acometer nuevas inversiones. Esto es especialmente cierto para las electrificadoras que por razones diversas logran ganancias "extraordinarias".

Si a los tres problemas básicos mencionados atrás, esto es, tarifas, eficiencia y muy cortos plazos de los créditos, se excluye éste último, se tiene que la situación financiera de la mayor parte de las empresas del Sector Eléctrico tampoco era aceptable hace dos años. En efecto, el Banco Mundial estimó que la tasa interna de retorno sobre la inversión era de solo 4.5% en Colombia al finalizar 1991, comparada con una tasa promedio de interés sobre los créditos del 7.5% anual (como se sabe, una sana situación financiera exige que la tasa interna de retorno sea superior a la tasa de interés pagada sobre los préstamos vigentes).

La insuficiente tasa interna de retorno es otro modo de indicar que el margen comercial es inadecuado para atender el de costos, en la mayoría de las empresas del sector, como se ha mostrado en algunos diagnósticos efectuados sobre la situación financiera de las electrificadoras. En ellos se aprecia que sólo EPM y la Empresa de Energía de Bogotá tienen márgenes comerciales ajustados, superiores a los de costos.

2. SOLUCIONES ADOPTADAS

2.1. Tarifas al usuario final

Dada la precaria situación financiera de muchas de las empresas del Sector Eléctrico en 1992, es claro que la solución permanente a dicho problema recaía en gran medida sobre un ajuste tarifario agresivo. En concordancia con esto, se elaboró el documento 1215 de la Junta Nacional de Tarifas de mayo de 1993 y el Documento 10 de la Comisión de Regulación Energética, que trazaron los lineamientos a seguir para acercar las tarifas a los costos incrementales, mediante un ajuste gradual durante los cuatro años subsiguientes a 1993.

Como se aprecia en el Cuadro 1, la estrategia que culminará hacia 1997 busca que la tarifa cubra el ciento por ciento del costo a nivel agregado: esta cifra se compone de una relación entre tarifa y costo del 90% para el Sector Residencial y del 118% para los sectores distintos a este.

ESTRATO	0-200	201-800	800-1600	> 1600	Tarifa Media (f)	Incr. Requerid
Bajo-Bajo	35%	100%	120%	140%	50%	55%
Bajo	50%	100%	120%	140%	70%	98%
Medio - Bajo	80%	100%	120%	140%	100%	159%
Medio	80%	100%	120%	140%	100%	106%
Medio - Alto	90%	100%	120%	140%	115%	18%
Alto	90%	100%	120%	140%	120%	5%
Residencial					9%	88%
Industrial					120%	-1%
Alta Tensión					120%	-8%
Media Tensión					120%	3%
Baja Tensión					120%	-3%
Comercial					120%	0%
Otros					100%	6%
No Residencial					118%	1%
Usuario Final					100%	30%

(1) Incluye Cargo Fijo

Habida cuenta que el rezago era muy grande, en particular en los estratos medios y bajos del Sector Residencial, se hizo necesario estructurar un plan de acción de cuatro años, como ya se dijo, enfocado muy en particular hacia esos segmentos de usuarios. Específicamente, el plan de acción que se está aplicando en la actualidad contiene los siguientes aspectos:

2.1.1. Sector Residencial

- a. Mantenimiento de la tasa de actualización tarifaria del 2.23% mensual, la cual posteriormente se redujo a aproximadamente 2% mensual en atención a la disminución registrada en la tasa de inflación.
- b. Para los estratos 1 al 4, asimilación del rango de consumo entre 200 y 400 KWh/mes al intervalo siguiente, es decir, 400 a 800 KWh/mes. Este cambio tiene un efecto tarifario importante, recogido en el Cuadro 1 que se presenta más adelante, toda vez que las tarifas son crecientes según el rango de consumo. De este modo, se logrará igualar en un solo rango los consumos superiores a 200 KWh/mes e inferiores a 800 KWh/mes.
- c. El ajuste tarifario y el desmante para todos los estratos se sintetiza en el Cuadro 1 que se muestra más adelante.
- d. Eliminación gradual de los subsidios a los estratos 4, 5 y 6, y mantenimiento de tales subsidios a los consumos básicos (0-200 KWh/mes) de los estratos 1 y 2.

2.1.2. Sector no Residencial

En este sector el ajuste se orienta a disminuir los sobrecostos tarifarios excesivos en algunos casos, como en la industria y el comercio. Se resume a continuación la estrategia:

- a. Disminución real de las tarifas industriales y comerciales de tal suerte que lleguen a representar un 120% del costo incremental.
- b. Eliminación del subsidio a pequeños industriales.
- c. Ajustes hacia arriba en términos reales en las tarifas del Sector Oficial, hasta que representen el 100% del costo.

2.2. Tarifas de intercambio y de compraventa en bloque

La estrategia contempla ajustes en estas tarifas hasta llevarlas al costo incremental de suministro.

Aparte de la estrategia tarifaria descrita, y como uno de los elementos del estudio sobre reestructuración del Sector Eléctrico, la firma Coopers and Lybrand estimó costos de generación y transmisión de corto plazo y presentó también los factores de escalamiento por proyectos principales para llegar a los costos incrementales de largo plazo. De este modo, estos cálculos hacen posible diferenciar los costos en diferentes horas del día y según se trate de estación seca o húmeda. Asimismo, permite la aproximación a costos regionales de referencia de generación de largo plazo.

2.3. Subsidios de electrificadoras al usuario final

Como se dijo anteriormente, la tarifa de venta al usuario final es inferior al costo de prestación del servicio, lo cual origina un subsidio que conceden al usuario final tanto generadoras como distribuidoras. Este subsidio persistirá, aún después de que se complete el ajuste tarifario ya mencionado, aunque en menor escala al observado actualmente. Esto porque la tarifa de venta en el rango de subsistencia de los estratos 1 a 3 se proyecta que no alcance el costo de prestación del servicio con posterioridad a 1997, como se aprecia en el Cuadro 1.

Como consecuencia de lo anterior, se hizo necesario desarrollar una metodología concordante con los lineamientos dados en el Documento CONPES 2585 de 1992, para compensar a las empresas, con recursos del Presupuesto Nacional, por los subsidios que ellas conceden al usuario final.

Esta metodología fue desarrollada en el Ministerio de Minas y Energía por la oficina asesora en asuntos energéticos bajo la dirección de este despacho. Una vez que ella fue preparada, se discutió con Planeación Nacional y el Confis. Conjuntamente con estas entidades, se acordó que era conveniente aplicarla en la estimación de compensaciones a subsidios provenientes del Presupuesto Nacional. Así se hizo para la distribución de partidas del Presupuesto Nacional para 1993 y 1994.

2.3.1. Compensación a subsidios concedidos por las distribuidoras al usuario final

A continuación se presentan los aspectos básicos de la metodología para establecer las asignaciones presupuestales que permiten compensar en algún grado los subsidios que las distribuidoras conceden a los estratos más bajos de la población.

Esta metodología se origina en el documento CONPES 2585 de marzo de 1992, el cual establece en su página trece que "la distribución definitiva de subsidios será la que determinen conjuntamente el Ministerio de Minas y el DNP". En desarrollo de este lineamiento, el Ministerio de Minas conjuntamente con el DNP procedió en dos etapas, así:

En la primera, se completó el procedimiento de estimación de subsidios y compensaciones esbozado en el documento CONPES ya mencionado, y en la segunda se propuso un procedimiento para asignación de subsidios en un contexto de restricción presupuestal, que se discutió y acordó con Planeación Nacional y el CONFIS. Estos puntos se desarrollan a continuación:

a. Estimación de subsidios concedidos por las distribuidoras al usuario final

La metodología para cuantificar los subsidios que conceden las distribuidoras a los estratos más bajos de la población, y en consecuencia, la aplicable para estimar las compensaciones correspondientes del Presupuesto Nacional, se basa en la comparación de los costos unitarios por KWh a cargo de las empresas y la tarifa de venta al usuario final por KWh.

Estos costos unitarios corresponden a dos elementos: a) La parte de los costos de generación y transmisión asumidos por cada empresa, reflejados en la tarifa de compra en bloque por KWh. b) Los costos de distribución que cubren casi en su totalidad las distintas electrificadoras, medidos por el costo de distribución por KWh.

De otro lado, la tarifa de venta al usuario final por KWh, es un promedio ponderado de la aplicada a los distintos estratos residenciales y a cada sector de consumo, ésto es, residencial por estratos, industrial, comercial, etc.

Según lo anterior, al comparar los costos unitarios por KWh a cargo de las electrificadoras con la tarifa de venta al usuario final por KWh, se calculan los subsidios concedidos por ellas a los estratos bajos residenciales, deducidas las compensaciones o subsidios cruzados provenientes del estrato alto residencial, la industria y el comercio. En este punto se completó el documento CONPES 2585.

El monto de los subsidios otorgados por las electrificadoras a los mercados débiles tendrá un valor cercano a los \$170.000 millones en 1994.

b. Asignación de subsidios o compensaciones provenientes del Presupuesto Nacional en un contexto de restricción Presupuestal

Los recursos del Presupuesto Nacional no son suficientes para cubrir todas las necesidades de funcionamiento e inversión que se originan en los distintos renglones del mismo. En el caso del Sector Eléctrico, los fondos disponibles del Presupuesto Nacional para compensar los subsidios que otorgan las distribuidoras a los consumidores más débiles, tienen un monto aproximado a los \$35.000 millones para 1994, frente a un requerido total de aproximadamente \$170.000 millones como ya se indicó.

En el contexto anterior, era necesario idear un procedimiento de asignación de recursos en condiciones de restricción presupuestal o limitación de fondos del Presupuesto Nacional.

En principio, el Presupuesto Nacional compensaría a cada electrificadora por un monto igual al subsidio por KWh que ellas conceden al usuario final, multiplicado por el número total de KWh vendidos por la respectiva empresa.

Sin embargo, dado que los recursos del mencionado presupuesto no alcanzan a satisfacer estas necesidades, la metodología de asignación aplicada consistió en encontrar un número de KWh inferior al vendido e igual para todas las electrificadoras, que al multiplicarse por el subsidio por KWh que concede cada una de éstas al usuario final, agote la disponibilidad presupuestal.

Específicamente, por medio de una formulación elaborada para este fin, el procedimiento ideado consistió en:

- a. Se calcula el subsidio neto por KWh otorgado por cada electrificadora al usuario final, según ya se indicó, al comparar los costos por KWh a cargo de las empresas con la tarifa de venta promedio ponderada (usuario final por KWh).
- b. Con base en el vector de subsidio por KWh obtenido en a) para todas y cada una de las electrificadoras, se busca el número máximo de GWh que pueden ser subsidiados dada la limitación presupuestal de fondos. Obviamente, este máximo es inferior al total de ventas de cada empresa, como ya se indicó.

Este número máximo de GWh vendidos que pueden subsidiarse con fondos del Presupuesto Nacional, se estima con la restricción de que sea el mismo para todas las electrificadoras.

- c. Si las ventas de alguna electrificadora son inferiores al máximo estimado, los GWh a subsidiarle serán los que venda. De este modo se evita subsidiar ventas no realizadas.

El criterio anterior buscó cumplir con el mandato constitucional y del Plan de Desarrollo vigentes, según los cuales las entidades y regiones más fuertes no deben arrastrar para sí la mayor parte de los recursos disponibles. De este modo, la metodología de asignación de compensaciones aplicada beneficia más a las empresas más pequeñas y más pobres, porque el número de GWh a subsidiar (el mismo para todas las electrificadoras) es una proporción mayor de las ventas cuanto más pequeña sea la electrificadora.

Por ejemplo, el Presupuesto Nacional subsidió a Antioquia 99 de los 1.242 GWh que venderá en 1994. A Caquetá se le subsidiaron todos los 59 GWh que vende (siendo en este caso las ventas inferiores a 99 GWh), y a la Guajira se le subsidiaron 96 de los 164 GWh vendidos, etc.

Por último, debe anotarse que la metodología aplicada para la asignación de subsidios provenientes del Presupuesto Nacional, sigue un criterio de optimización puesto que al subsidiarse sólo los primeros 99 GWh vendidos, se actúa sobre el segmento de las ventas donde es máxima la diferencia entre

el costo por KWh y la tarifa de venta al usuario final por KWh.

2.3.2. Compensación a subsidios concedidos por las generadoras al usuario final

La metodología propone que los subsidios concedidos por las generadoras al usuario final se estimen por dos procedimientos distintos que deben conducir a idénticos resultados: El primer procedimiento, que es directo, estima el subsidio concedido por las generadoras al comparar el costo unitario de generación, tanto de corto como de largo plazo, con la tarifa neta de venta en bloque, también en el corto y largo plazo.

El segundo procedimiento parte del principio que la fracción del subsidio total que no es concedido por las distribuidoras al usuario final, lo otorgan las generadoras. Entonces, es necesario estimar el subsidio total concedido al usuario final por el Sector Eléctrico.

Este subsidio total concedido por el Sector Eléctrico, se estima al comparar el costo de generación, transmisión y distribución por KWh con la tarifa media de venta al usuario final por KWh y multiplicar esta diferencia por las unidades físicas totales vendidas en cada mercado.

Los montos de los subsidios concedidos por generadoras y distribuidoras al usuario final, así como el total otorgado por el Sector Eléctrico a dichos usuarios para 1993, se presenta en el Cuadro 2. Allí puede observarse que el subsidio de generadoras da como resultado prácticamente la misma cifra cuando se toma desde el punto de vista de usos (\$123.515.39 Millones) y de fuentes (\$120.992.72 Millones).

Anexo 2
Estadísticas
Minero Energéticas

PARTICIPACION DEL SECTOR MINERO EN LA ECONOMIA NACIONAL
PIB POR SECTORES
(Miles de Millones de pesos constantes 1975)

Actividades Económicas	1992	1993	Variación (%)
Agropecuaria, Silvicultura, Caza y Pesca	163.825	168.248	2,70
Explotación de Minas y Canteras **	32.991	32.780	(0,64)
Industria Manufacturera	167.924	171.115	1,90
Electricidad, Gas y Agua	7.854	8.773	11,70
Construcción	23.752	25.415	7,00
Comercio, restaurantes y hoteles	88.972	93.421	5,00
Transporte y Comunicaciones	69.228	71.997	4,00
Financieros y otros servicios	63.834	70.479	10,41
Alquiler de vivienda	53.330	54.983	3,10
Servicios personales	34.775	36.166	4,00
Servicios del gobierno	66.840	71.960	7,66
Menos: Servicios bancarios imputados	23.220	25.605	10,27
Subtotal valor agregado	750.105	779.732	3,95
Derechos e Imptos. sobre Importaciones	28.604	40.046	40,00
PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB)	778.709	819.778	5,27

Fuente: DANE - DNP, MME - UIME. ** Incluye Hidrocarburos

PARTICIPACION MINERA EN LAS EXPORTACIONES TOTALES
(Millones US \$ FOB)

	1992	1993	VARIACION (%)
Carbón	555,4	570,4	2,70
Petróleo y Derivados	1441,0	1398,0	-2,98
Cemento	44,5	40,5	-9,09
Ferroniquel	125,2	101,9	-18,61
Esmeraldas	187,0	427,9	128,80
Subtotal	2353,1	2538,6	7,89
Oro	362,8	307,7	-15,19
Platino	21,4	20,3	-5,14
TOTAL MINERAS	2737,3	2866,6	4,73
Total Exportaciones	6908,8	7110,6	2,92
Participación Minera	39,62%	40,31%	

Fuente : DANE. - Cuadro 3 ; MME-UIME

REPUBLICA DE COLOMBIA - MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA - SE - UNIDAD DE INFORMACION MINERO ENERGETICA
BALANCE ENERGETICO CONSOLIDADO

HOJA No. 1
Año 1988

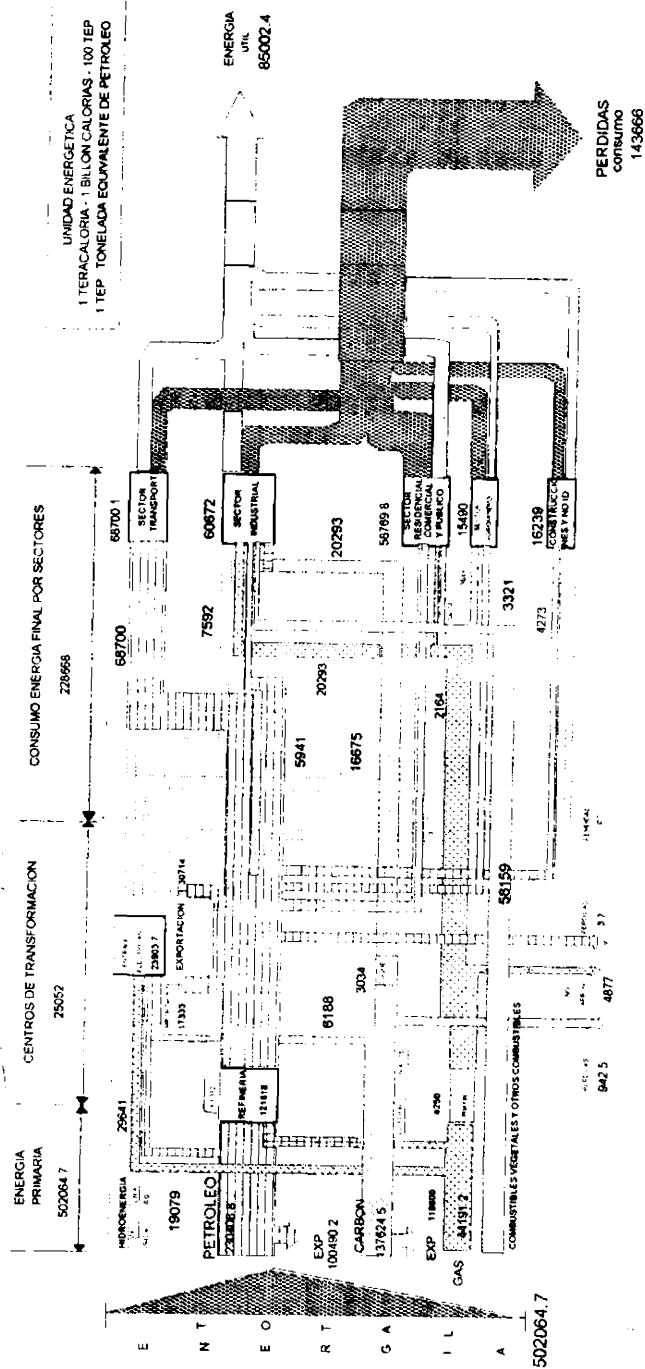
ENERGETICOS TERACALORIAS	ENERGIA PRIMARIA								ENERGIA SECUNDARIA											TOTAL SECUNDARIA	TOTAL EFECTIVA	
	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	TOTAL PRIMARIA	BE	GR	QL	QM	KJ	DO	FO	NE	CO	CL	Q			
Centrales Hidroelectricas									2800,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2800,7	0,0
Centrales Termicas									7038,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7038,8	0,0
Autoprodutores									3091,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3091,7	0,0
Centrales Tratamiento de Gas									0,0	0,0	1495,3	777,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2272,9	0,0
Refinerias									0,0	7140,2	399,7	3570,6	874,4	2652,4	3399,3	14028,4	0,0	0,0	0,0	0,0	23000,6	0,0
Coquearias									0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alta Hornos									0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carboneras									0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.1 Produccion	2800,8	4419,2	23048,8	13762,5	4348,7	14512,7	2760,0	80004,7	34898,2	7140,2	5305,0	3256,4	874,4	2652,4	3399,3	14028,4	3131,6	730,0	130,1	17485,0	30064,7	
1.2 Importaciones	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29,7	0,0	793,3	15339,5	0,0	12,7	41,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1792,8	1792,6	
1.3 Exportaciones	0,0	0,0	10060,2	16900,0	0,0	0,0	0,0	27000,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	434,9	2592,9	0,0	46,4	0,0	0,0	3074,2	25004,5	
1.4 Variacion de Inventario	-942,6	0,0	73,1	-11700,0	0,0	0,0	0,0	-12969,5	0,0	0,0	348,5	-242,0	115,7	-736,6	189,4	-952,6	110,4	0,0	0,0	-1186,1	-13738,6	
1.5 No Aprovechado	0,0	4877,0	0,0	715,0	0,0	0,0	0,0	5592,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5592,0	
1.6 Perdidas	0,0	0,0	3,7	542,5	0,0	0,0	0,0	546,2	7091,3	0,0	0,0	8,2	0,9	2,8	0,1	0,7	0,0	0,0	0,0	7159,5	8104,7	
1. OFERTA INTERNA	28953,4	3414,2	12841,7	2857,0	4348,7	14512,7	2760,0	28004,7	2787,6	7140,2	5796,2	9131,7	856,8	2310,0	758,3	14883,3	2478,8	730,0	126,1	15917,0	23891,6	
AJUSTE	0,0	-1897,8	282,6	-5463,2	4,3	0,0	541,2	-4212,9	0,0	0,0	-326,8	2331,4	-490,0	-591,5	1460,0	1053,3	671,9	0,0	0,0	2893,5	-2322,4	
2. DEMANDA INTERNA	28953,4	4320,9	12859,1	3353,2	4352,4	14512,7	2218,8	29004,6	2787,6	7140,2	6121,6	5300,3	896,6	2271,5	7400,3	13333,9	1804,9	730,0	126,1	15928,5	27214,0	
2.1 Consumo Propio	0,0	338,7	917,7	0,0	0,0	0,0	0,0	406,4	685,9	7140,2	5,6	23,8	11,2	181,1	4320,0	430,6	0,0	0,0	494,4	1247,7	17494,1	
2.2 Transmision/Perd Transf	28953,4	2882,2	12176,4	1358,0	1943,5	14512,7	2218,8	19198,3	0,0	0,0	14,1	165,5	0,0	3630,9	2584,1	2703,5	640,7	0,0	623,0	13338,7	25002,0	
Centrales Hidroelectricas	28953,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28953,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28953,4	
Centrales Termicas	0,0	3077,8	1,9	6188,0	0,0	0,0	0,0	22958,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	547,9	2984,1	0,0	0,0	0,0	0,0	5707,1	
Autoprodutores	222,6	3322,8	95,5	1313,0	0,0	0,0	123,0	5998,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17866,9	
Centrales Tratamiento de gas	0,0	2381,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2381,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3283,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6472,7	
Refinerias	0,0	4250,2	121818,0	0,0	0,0	0,0	0,0	125968,2	0,0	0,0	14,1	165,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	147,6	
Coquearias	0,0	0,0	0,0	3897,0	0,0	0,0	0,0	3897,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	270,5	0,0	0,0	0,0	0,0	451,1	
Alta Hornos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	284,4	
Carboneras	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	94,7	
2.3 Consumo Final	0,1	11540,7	6820,0	21132,2	41601,9	14032,1	2386,8	98227,9	27191,7	0,0	6102,1	53910,0	8925,7	19991,8	529,2	12832,9	956,2	730,0	163,7	13384,1	228877,9	
Residencial	0,0	1414,8	0,0	1636,2	3637,2	0,0	0,0	3998,2	11701,1	0,0	4482,7	1546,7	1753,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2015,6	
Comercial y Publico	0,0	731,4	65,4	0,0	0,0	0,0	0,0	796,8	4674,2	0,0	887,3	0,0	94,0	2187,9	6,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	730,3	
Industrial	0,0	5284,8	8910,6	22310,0	218,2	9399,1	1622,9	47185,5	7382,3	0,0	377,5	0,0	1086,7	2812,1	366,3	98,6	596,2	111,2	163,7	1533,5	63672,0	
Transporte	0,0	339,7	0,0	13,0	0,0	0,0	0,0	322,7	0,0	0,0	0,0	0,0	51221,5	5771,8	1112,6	97,1	161,5	0,0	0,0	0,0	65701,1	
Agricultura y Minerio	0,1	0,0	45,6	0,0	6008,6	4630,0	563,0	11249,3	982,0	0,0	0,0	74,4	120,0	3181,0	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4340,6	
Construccion	0,0	0,0	12,6	0,0	0,0	0,0	0,0	12,6	38,6	0,0	0,0	580,2	6,9	118,1	15,8	1861,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2391,6	
No Identificados	0,0	0,0	88,7	0,0	0,0	0,0	0,0	88,7	1916,6	0,0	541,8	217,2	0,0	286,9	0,0	10450,9	0,0	0,0	0,0	0,0	13385,1	
2.3.1 Consumo Util	0,0	7390,0	4895,6	13885,5	3990,0	7234,1	1297,2	38111,6	15303,2	0,0	3891,0	8212,2	2310,0	5714,4	331,3	9128,1	499,3	181,0	64,3	46160,9	80022,4	
Residencial	0,0	989,9	0,0	238,8	2388,0	0,0	0,0	3996,7	7383,3	0,0	3202,2	773,0	633,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11910,0	
Comercial y Publico	0,0	475,7	43,3	0,0	0,0	0,0	0,0	519,0	0,0	0,0	413,4	0,0	33,1	1216,9	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1688,0	
Industrial	0,0	6446,7	4119,8	13457,7	85,8	6088,2	1559,9	31832,2	5749,9	0,0	283,5	0,0	626,4	1726,8	290,2	42,2	493,3	110,1	64,3	3087,6	40033,0	
Transporte	0,0	44,9	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	45,9	0,0	0,0	0,0	7440,1	1039,0	3103,3	18,2	117,1	0,0	0,0	0,0	0,0	10536,6	
Agricultura y Minerio	0,0	0,0	22,8	0,0	1502,2	1145,9	141,2	2812,1	465,8	0,0	0,0	11,1	3,5	724,4	6,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1307,7	
Construccion	0,0	0,0	111,2	0,0	0,0	0,0	0,0	111,2	24,3	0,0	0,0	79,8	2,4	17,1	16,5	1420,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1551,1	
No Identificados	0,0	0,0	88,7	0,0	0,0	0,0	0,0	88,7	1598,6	0,0	326,0	217,2	0,0	286,9	0,0	2578,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1927,0	
2.3.2 Perdidas Consumo	0,1	361,7	2238,2	8463,6	39639,9	6790,0	738,7	58198,3	11885,0	0,0	2211,1	4908,8	6367,7	13701,1	152,9	3476,8	456,9	612,0	39,4	81448,2	143895,5	

REPUBLICA DE COLOMBIA - MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA - SE - UNIDAD DE INFORMACION MINERO ENERGETICA
BALANCE ENERGETICO CONSOLIDADO

HOJA No. 2
Año 1988

ENERGETICOS TERACALORIAS	ENERGIA PRIMARIA								ENERGIA SECUNDARIA											TOTAL SECUNDARIA	TOTAL EFECTIVA
	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	TOTAL PRIMARIA	BE	GR	QL	QM	KJ	DO	FO	NE	CO	CL	Q		
1. CONSUMO INDUSTRIAL	0,0	8248,8	6906,6	21930,0	78,2	9399,1	1532,8	47135,5	7382,3	0,0	377,5	0,0	1086,7	2812,1	366,3	98,6	596,2	111,2	163,7	1533,5	63672,0
Alimentos Bebidas y Tabaco	0,0	57,4	1782,1	1534,0	39,3	9038,1	0,8	12311,7	1446,2	0,0	105,6	0,0	48,3	888,9	165,3	11,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1519,3
Tirol y Confecciones	0,0	63,8	694,9	1855,5	0,0	0,0	11,5	2625,7	1038,1	0,0	25,8	0,0	61,9	157,1	15,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1407,4
Cuero y Cueros	0,0	31,6	56,5	16,3	0,0	0,0	0,0	104,3	96,4	0,0	1,0	0,0	0,1	5,3	2,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	135,2
Maderas y Muebles	0,0	155,2	5,7	8,5	0,0	0,0	0,0	170,3	97,9	0,0	0,0	0,0	16,4	11,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	125,6
Papel e Imprenta	0,0	440,8	764,8	3204,5	0,0	341,0	1410,3	6161,4	615,1	0,0	22,2	0,0	15,7	42,5	48,8	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	745,4
Quimicos	0,0	3326,0	573,3	585,5	0,0	0,0	110,3	5401,1	12745,0	0,0	33,7	0,0	126,9	315,6	9,5	141,1	72,0	111,2	0,0	0,0	1677,9
Cemento	0,0	3045,1	257,0	8480,5	0,0	0,0	0,0	9926,6	730,8	0,0	0,0	0,0	5,4	301,4	2,8	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1070,0
Pedras, Vidrio y Ceramica	0,0	122,0	125,9	501,5	15,1	0,0	0,0	7126,9	33,8	0,0	117,4	0,0	58,8	100,6	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	1152,3
Hierro Acero y No Ferrosos	0,0	257,7	412,7	604,5	1,9	0,0	0,0	1267,8	1364,8	0,0	59,2	0,0	98,5	167,8	0,0	3,3	888,8	0,0	163,7	0,0	4012,8
Maquinas y Equipos	0,0	311,8	268,8	1,3	1,9	0,0	0,0	583,8	391,3	0,0	115,0	0,0	1,7	114,7	131,5	3,3	14,4	0,0	0,0	0,0	638,3
Otros	0,0	40,3	240,0	0,0	0,0	0,0	0,0	280,3	174,6	0,0	0,0	0,0									

REPUBLICA DE COLOMBIA . FLUJO ENERGETICO 93



MME - U I M E - S I E

CONSUMO FINAL DE ENERGIA

Teracalorias				
Sectores	1990	1991	1992	1993*
Residencial	55747,0	56751,0	55947,0	58450,0
Comercial	7384,0	7793,0	8206,0	8747,0
Industrial	57521,0	62863,0	59154,0	60069,0
Transporte	59757,0	60931,0	65554,0	68700,0
Agropecuario	16014,0	13007,0	14891,0	15490,0
Construccion	2443,0	2508,0	2762,0	2804,0
Otros	4511,0	3775,0	8163,0	12890,0
TOTAL	203377,0	207628,0	214677,0	227150,0

BALANZA ENERGETICA NACIONAL

Teracalorias				
	1990	1991	1992	1993 *
Exportaciones	231273	229468	191795	250358
Hidrocarburos	136425	123638	94295	130758
Carbon	94848	105830	97500	119600
Electricidad	0	0	0	0
Importaciones	14257	14257	14257	14257
Hidrocarburos	12354	11601	17919	17333
Carbon				
Electricidad	207	215	291	280
Saldo	217016	215211	177538	236101
Hidrocarburos	124071	112037	76376	113425
Carbon	94848	105830	97500	119600
Electricidad	(207)	(215)	(291)	(260)

*:preliminar

FUENTE :MME-UPME,SIE-UI ME

**CAPACIDAD DEL SISTEMA INTERCONECTADO
(MW)
JUNIO 1994**

CENTRAL	HIDROELECTRICA	TERMO CARBON	TERMO OAS	TOTAL
EEB				
CANOAS	50.0			
SALTO I	20.0			
SALTO LL	70.0			
LAGUNETA	72.0			
COLEGIO	300.0			
ZIPA II-III		103.5		
GUACA	310.5			
PARAISO	270.0			
QUAVIO	1 000.0			
TOTAL	2092.5	103.5		2196.0
EPM				
TRONERAS	42.0			
GUADALUPE III	270.0			
GUADALUPE IV	201.0			
RIO GRANDE	75.5			
GUADALUPE	560.0			
PIED BLANCAS	6.4			
AYURA	19.0			
PLAYAS	200.0			
NIQUIA	22.0			
LA TASAJERA	310.5			
TOTAL	1 706.4			1706.4
CVC				
ALT ANCHICAYA	345.0			
BAJ ANCHICAYA	72.0			
SALVAJINA	270.0			
CALIMA	120.0			
YUMBO		48.0		
MENORES	2.0			
TOTAL	809.0	48.0		857.0
ELECTRIFICADORAS				
CHEC				
INSULA	21.0			
ESMERALDA	30.0			
SAN FRANCISCO	135.0			
MEN (CHEC+CQR)	18.0			
RIO NEGRO	10.0			
TOTAL	214.0			214.0
TOLIMA -HUILA				
MENORES-TOLIMA			7.0	
MENORES-HUILA			5.0	
TOTAL				12.0
NORDESTE				
PAIPA I		33.0		
PAIPA II		74.0		
ZULIA			0.0	
TIBU			15.0	
PALMAS S GIL	18.0			
PALENQUE III			15.0	
PALENQUE IV			15.0	
BARRANCA I-II			25.0	
BARRANCA III			66.0	
TOTAL	18.0	107.0	136.0	261.0

Continuación

CENTRAL	HIDROELECTRICA	TERMO CARBON	TERMO GAS	TOTAL
ICEL				
RIO PRADO	49.0			
PAIPA III		75.0		
TOTAL	49.0	76.0		124.0
CORELCA				
TERMOGUAJIRA			320.0	
EL RIO			34.0	
LA UNION			49.0	
BARRANQUILLA		280.0		
CARTAGENA I-II			119.0	
COSPIQUE		36.0		
CHINU I,II,IV			25.0	
BALLENAS			10.0	
RIO MAR			10.0	
TURCHINU (6)-(7)			122.0	
TOTAL		316.0	669.0	1006.0
MIN HACIENDA				
CARTAGENA III			70.0	
BARRANCA IV			30.0	
BARRANCA V			22.0	
TASAJERO		150.0		
TOTAL		150.0	122.0	272.0
CHB				
BETANIA	500.0			
TOTAL	500.0			500.0
ISA				
CHIVOR I	500.0			
CHIVOR II	500.0			
SAN CARLOS I	620.0			
SAN CARLOS II	620.0			
JAGUAS	170.0			
ZIPA IV			66.0	
ZIPA V			66.0	
TABOR(Diesel Marino)		25.0		
TOTAL	2410.0	25.0	132.0	2667.0
ECOPE TROL				
GUALANDAY			28.0	
VALLE	26.5			
OCCA	27.0			
TOTAL	63.5		28.0	81.5
GENERACION PRIVADA				
PROELECTRICA			60.0	
LAS FLORES			100.0	
TOTAL			160.0	160.0
GRAN TOTAL	7906.4	931.5	1136.0	10009.9

GENERACION ELECTRICA POR MERCADO
1992-1993 G W H

Mercado Operativo	Hidráulica			Térmica			Total		
	1992**	1993	Variación (%)	1992**	1993	Variación (%)	1992**	1993	Variación (%)
AISLADO*	0,0	0,0	0,0	124,4	158,8	0,0	124,4	158,8	0,0
CHB	1700,5	2304,0	35,5	0,0	0,0	0,0	1.700,5	2.304,0	35,5
CORELCA	0,0	0,0	0,0	5663,2	5248,8	(7,3)	5.663,2	5.248,8	(7,3)
CVC	1978,5	2930,0	48,2	235,1	225,6	(4,0)	2.211,6	3.155,6	42,7
EEB	3538,4	7519,7	112,5	385,7	391,7	1,6	3.924,1	7.911,4	101,6
EEPFM	5684,8	5578,2	(1,9)	0,0	0,0	0,0	5.684,6	5.578,2	(1,9)
ICEL	1025,5	1235,3	20,5	3193,3	1850,7	(42,0)	4.218,8	3.086,0	(26,9)
ISA	8226,6	8227,7	0,0	340,8	379,6	11,4	8.567,4	8.607,3	0,5
PROELECTRICA	0,0	0,0	0,0	0,0	248,1	NA	0,0	248,1	NA
ECOPELROL	0,0	0,0	0,0	0,0	454,5	NA	0,0	454,5	NA
TOTAL	22.162,1	27.794,8	25,5	9.942,5	8.967,8	(8,9)	32.084,6	36.762,7	14,5

Fuente: ISA-SINSE, MME-UJME

NO INCLUYE RACIONAMIENTO (1051,4 GWH)

* No incluye Amazonas y San Andrés

1992** Ajustado : Documentos Balances Energéticos 1992-1991 Revisión Dic. 1993 SINSE

NA: No aplica

VENTAS DE ELECTRICIDAD Y NUMERO DE USUARIOS

	1992-1993			1992-1993		
	VENTAS (GWH)			NUMERO DE USUARIOS*		
	1992	1993	Variación (%)	1992	1993	Variación (%)
Residencial	11.695,6	13.233,5	13,18	4.963.357	5.245.841	5,69
Comercial	2.424,1	2.784,2	14,85	357.913	363.190	1,47
Industrial	8.041,3	8.897,9	10,65	52.967	57.625	8,79
A-público y Oficial	2.572,9	2.724,0	5,87	43.670	44.286	1,41
Resto	476,9	444,8	(6,73)	44.883	32.682	(27,18)
TOTAL	25.210,8	28.084,4	11,40	5.482.790	5.743.624	5,14

Fuente: ISA-SINSE, MME-UJME

* No incluye en Bloque

OFERTA DE ELECTRICIDAD (GWh)
1993

MESES	GENERACION			IMPORTACION VENEZUELA	TOTAL
	HIDRAULICA	TERMICA	SUBTOTAL		
Enero	1.864,8	815,6	2.680,4	63,2	2.743,6
Febrero	1.846,1	777,2	2.623,3	53,9	2.677,2
Marzo	2.049,1	864,8	2.913,7	49,3	2.963,0
Abril	2.179,3	767,7	2.947,0	25,6	2.972,6
Mayo	2.445,3	732,7	3.178,0	9,3	3.187,3
Junio	2.347,3	689,1	3.036,4	1,0	3.037,4
Julio	2.515,7	689,1	3.204,8	7,6	3.212,4
Agosto	2.458,1	707,8	3.165,8	5,7	3.171,5
Septiembre	2.394,3	708,0	3.102,3	23,5	3.125,8
Octubre	2.608,2	682,7	3.290,7	24,7	3.315,4
Noviembre	2.499,4	729,3	3.228,7	20,2	3.248,9
Diciembre	2.587,7	793,2	3.380,9	16,6	3.397,5
TOTAL	27.795,0	8.957,0	36.752,0	302,6	37.054,6

FUENTE: ISA; SINSE

CONSUMO POR SERVICIOS
(GWH)

MES	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	ALUMBRADO		TOTAL
					PUBLICO	OTROS	
Enero	965,4	193,2	611,2	135,2	77,5	30,8	2.013,6
Febrero	1.006,1	199,2	662,4	128,0	74,3	30,7	2.100,7
Marzo	988,8	201,7	714,7	140,4	77,6	33,5	2.156,7
Abril	1.070,8	221,0	702,6	144,8	76,7	33,4	2.269,3
Mayo	1.064,4	221,8	741,0	143,8	77,6	35,0	2.304,6
Junio	1.144,7	239,2	725,9	138,4	78,2	34,8	2.362,2
Julio	1.087,2	228,8	730,6	139,1	78,8	35,4	2.300,9
Agosto	1.154,6	252,0	768,0	149,2	80,5	33,1	2.436,4
Septiembre	1.133,7	244,9	798,0	146,9	80,2	31,1	2.436,8
Octubre	1.180,9	256,6	814,2	159,8	80,8	34,7	2.527,0
Noviembre	1.201,8	242,9	811,9	161,7	80,8	32,8	2.465,9
Diciembre	1.235,1	268,0	783,3	156,0	85,7	29,8	2.537,9
TOTAL	13.233,5	2.769,3	8.863,8	1.743,3	948,7	395,1	27.914,0

FUENTE: ISA; SINSE

PRECIOS INTERNOS EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE POR UNIDAD
1983

País	(US\$/UNIDAD)														
	Gas Nat. Domes.	Gas Nat. Indust.	Gas L.P.	Gasolina Regular	Gasolina Extra	Diesel CI	Kerosene CI	Jet Fuel	Fuel CI	Carbón Siderur.	Carbón Térmico	Energía Eléctrica Resid.	Energía Eléctrica Comerc.	Energía Eléctrica Industr.	
	10(3)m³	10(3)m³	BL	BL	BL	BL	BL	BL	BL	Ton.	Ton.	Kwh	Kwh	Kwh	
ARGENTINA	176,2	98,4	76,5	92,2	-	40,3	40,3	36,2	20,4	74,2	74,2	11,2	20,3	16,8	
BARBADOS	641,8	592,0	102,6	128,1	115,5	109,2	43,5	27,9	24,1	-	-	14,5	15,4	15,2	
BOLIVIA	110,1	63,1	23,5	68,8	95,8	57,3	35,3	55,0	53,9	-	-	6,8	12,6	6,6	
BRASIL	82,1	145,9	31,4	85,3	-	56,5	51,9	36,6	26,7	-	50,1	5,9	7,3	3,8	
COLOMBIA	111,2	81,8	21,0	28,1	29,7	28,1	24,0	24,1	10,7	10,4	12,0	2,0	5,6	4,3	
COSTA RICA	-	-	27,3	43,9	-	36,9	28,1	28,1	12,5	-	11,7	6,3	10,7	9,1	
CUBA	-	120,0	21,4	42,9	-	24,8	13,4	16,4	14,3	-	80,5	9,0	7,1	6,8	
CHILE	38,7	38,7	48,5	63,6	-	50,7	42,8	64,8	19,8	96,4	74,8	10,9	9,2	6,3	
EQUADOR	-	-	8,8	32,1	-	32,1	1,3	36,2	15,0	-	-	3,5	8,2	8,7	
EL SALVADOR	-	-	22,9	56,3	-	33,7	37,5	36,0	19,0	-	-	5,3	8,9	6,7	
GUAYANA	-	-	77,1	-	-	61,4	46,0	48,6	-	-	-	20,4	21,5	17,4	
GUATEMALA	-	-	28,3	57,6	-	44,2	43,5	43,5	25,3	-	-	3,3	4,9	4,6	
GUYANA	-	-	63,7	51,1	-	52,8	37,4	41,0	25,9	-	-	7,6	13,1	9,3	
HAITI	-	-	36,7	58,7	-	38,3	37,6	72,6	25,9	-	-	9,5	10,1	6,9	
HONDURAS	-	-	27,0	56,9	-	43,6	19,4	47,1	27,1	-	-	5,8	8,9	5,5	
JAMAICA	-	-	35,3	50,0	-	44,3	39,5	37,6	14,8	-	-	14,3	13,0	11,1	
MEXICO	138,1	71,3	19,1	58,3	62,4	41,9	38,7	24,2	10,1	40,5	27,4	5,1	13,3	5,7	
NICARAGUA	-	-	34,8	91,4	-	49,6	49,6	55,2	20,6	-	-	12,4	12,0	10,3	
PANAMA	-	-	33,7	63,5	-	44,7	43,9	34,9	25,4	-	-	12,4	11,8	10,1	
PARAGUAY	-	-	34,4	62,9	-	50,9	48,1	51,2	24,6	51,1	152,0	4,5	5,4	3,5	
PERU	-	-	59,6	62,7	-	47,2	37,6	12,2	26,9	-	44,0	5,1	4,3	7,1	
REP. DOMINICANA	-	-	10,7	66,2	-	45,4	58,6	67,2	26,5	-	-	9,2	12,1	11,0	
SURINAME	-	-	63,0	-	-	65,0	57,2	57,3	10,7	-	-	17,1	17,3	13,1	
TRINIDAD Y TOBAGO	-	41,9	37,7	62,6	-	35,0	34,0	44,0	26,1	-	-	2,9	3,2	2,2	
URUGUAY	-	-	57,7	106,8	-	54,4	13,6	20,7	8,4	-	-	2,0	5,6	4,0	
VENEZUELA	30,9	30,9	10,7	9,2	-	7,9	5,7	15,6	6,3	11,6	-	1,5	4,3	3,0	

FUENTE: CLADE SIEE

SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO
EVOLUCION DE LOS INDICES DE PERDIDAS %
1988 - 1993

EMPRESA	1988	1989	1990	1991	1992	1993
EEB	24.8	22.3	23.1	20.1	18.5	22.1
EPM	20.3	19.7	18.2	18.8	16.8	20.5
EMCALI	20.9	21.0	18.6	17.5	14.8	17.4
CVC	20.6	21.0	22.5	22.8	22.4	22.3
Cartago	28.7	29.4	28.7	27.1	25.9	28.7
Tuluá	10.2	13.8	10.2	10.9	12.3	13.6
CVC VALLE (1)	20.8	21.0	19.8	19.3	17.4	19.1
Cundinamarca	20.8	18.5	18.8	17.2	16.1	17.6
Meta	30.7	25.6	18.2	19.1	19.6	23.0
Antioquia	19.9	19.3	19.2	20.0	20.7	24.3
Chocó	16.9	19.4	17.0	16.1	20.3	28.9
CHEC	27.3	24.4	23.0	23.2	19.1	23.6
EDEQ (Quindío)	32.3	28.9	23.4	21.9	18.2	24.1
Tolima	22.8	19.1	18.2	20.1	14.6	18.7
Huila	22.8	15.1	18.6	20.7	17.6	20.4
Caquetá	20.2	17.3	13.7	13.9	13.6	16.5
Boyacá	20.8	12.1	10.2	11.5	11.3	12.7
Santander	20.2	17.1	16.9	16.9	14.1	15.5
Norte de Santander	19.3	14.0	14.2	15.1	16.3	23.1
Cauca	34.0	29.4	25.2	23.5	23.0	21.3
Nariño	38.9	36.2	31.8	32.7	31.0	31.9
GRUPO ICEL(2)	23.3	21.1	19.9	20.4	18.6	21.0
Atlántico	27.8	26.1	23.6	22.4	21.1	22.6
Bolívar	12.3	10.1	13.2	12.9	12.5	17.9
Magdalena	32.8	30.5	28.1	27.9	25.9	28.0
Córdoba	25.1	25.7	22.6	24.0	24.7	28.7
Sucre	23.3	23.0	20.4	19.3	21.6	25.2
Cesar	31.5	29.7	27.0	27.6	25.1	24.7
Guajira	33.2	29.1	27.1	24.8	26.9	29.7
Magangué	9.7	11.3	10.5	13.4	12.9	19.9
GRUPO CORELCA (3)	23.6	22.3	20.5	20.7	20.3	22.0
ISA (4)	1.8	1.8	1.6	1.5	1.7	1.4
EP de Pereira	23.9	26.8	25.1	23.7	20.9	21.4
SISTEMA TOTAL	24.4	23.0	21.7	21.1	19.8	22.4
Amazonas	-	28.6	25.5	25.8	21.6	21.7
San Andrés	-	18.7	13.2	20.5	17.5	21.8

(1) Corresponde al Valle del cauca: EMCALI , Cartago, Tuluá y CVC Propio

(2) Comprende 14 Electrificadoras filiales de ICEL Como Empresa (Incluye Quindío)

(3) Comprende las empresas Subsidiarias de CORELCA mas CORELCA Empresa

(4) Pérdidas de la Red de Interconexión . El Índice se da como Porcentaje de la demanda

PRECIOS INTERNOS PROMEDIO(\$ CORRIENTES)
1983

Producto	Precios en Pesos Colombianos		Precios en Dólares				
	Unidad	S/MBTU	US\$/unidad	US\$/MBTU	Total		
Petróleo (Crudo Castilla)*	127.5	S/GL	977.8	6.8	US\$/BL	1.2	0.1
Carbón Mineral	7100.0	S/TON	275.3	9.0	US\$/TON	0.4	0.0
Gas Natural Ind y Com	2054.7	S/MBTU	2054.7	2.6	US\$/MBTU	2.6	0.2
Gas Natural Residencial	2949.4	S/MBTU	2949.4	3.8	US\$/MBTU	3.8	0.2
Gas Natural Comprimido	3382.7	S/MBTU	3382.7	4.3	US\$/MBTU	4.3	0.3
Gas Licuado Oil 20 LBS	2008.8	S/CIL	5227.5	25.1	US\$/BL	6.7	0.4
Gas Licuado Oil 40 LBS	3877.3	S/CIL	5045.0	48.4	US\$/BL	6.4	0.4
Gas Licuado Oil 100 LBS	9412.2	S/CIL	4898.7	117.8	US\$/BL	8.2	0.4
Gas Licuado Carrotanque	371.6	S/GL	4140.0	19.9	US\$/BL	5.3	0.3
Gasolina Regular	578.0	S/GL	5014.1	30.9	US\$/BL	6.4	0.4
Gasolina Extra	718.0	S/GL	6228.5	38.4	US\$/BL	7.9	0.5
Cocina	73.4	S/GL	636.8	3.9	US\$/BL	0.8	0.1
Keroseno	580.5	S/GL	4619.1	31.0	US\$/BL	5.9	0.4
Diesel Oil	580.5	S/GL	4451.8	31.0	US\$/BL	5.7	0.4
Fuel Oil	222.0	S/GL	1587.5	11.9	US\$/BL	2.0	0.1
Turbocombustible JPA	29.0	S/GL	230.8	1.6	US\$/BL	0.3	0.0
Gasolina Avación	28.6	S/GL	248.8	1.5	US\$/BL	0.3	0.0
Electricidad Residencial	25.6	S/Kwh	7500.7	32.6	US\$/Mwh	9.5	0.6
Electricidad Comercial	70.2	S/Kwh	20598.4	89.3	US\$/Mwh	26.2	1.7
Electricidad Industrial	53.6	S/Kwh	15704.7	68.2	US\$/Mwh	20.0	1.3
Electricidad Total	42.0	S/Kwh	12305.9	53.4	US\$/Mwh	15.7	1.0

Nota: Se ha tomado como base la ciudad de Santafé de Bogotá, D.C. para fijar estos precios.

Fuente: MME-UME-SIE

* precio promedio para entregas entre 2.000 y 3.000 galones/día

TASA PROMEDIO DE CAMBIO: 786 PESOS POR US\$

POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS

1993

POZOS	CUENCA	FECHA	FECHA	COMPAÑIA	CONTRATO	PROFUNDIDAD	ESTADO
		INICIACION	TERMINACION			PIES	FINAL
QUIRAGUA 1	LLANOS	3-12-82	3-5-83	B.P.	SANT. DE LAS ATALAYAS	14.179	PRODUCTOR
VOLCANERA 1	LLANOS	5-30-82	8-23-83	MAXUS	RECEPTOR	19.103	PRODUCTOR
LILIA 10	VMM	10-2-82	6-25-83	HONDO	OPON	7.741	PENDIENTE
CLARA 1	LLANOS	2-23-83	1-28-83	REPSOLO	LLANOS ESTE	2.735	SECO
MACARENA 1	LLANOS	2-10-83	3-2-83	HERITAGE	ALGARROBO	11.973	SECO
PIEDRA PINTADA 1	VSM	1-28-83	3-10-83	HULEX	RIO PAYA	8.088	SECO
ALIX 1	LLANOS	3-9-83	3-14-83	REPSOL	LLANOS ESTE	3.428	SECO
MARCO 1	LLANOS	3-19-83	3-23-83	HERITAGE	LLANOS ESTE	2.912	SECO
MADRYA 1	LLANOS	3-16-83	3-29-83	LASMO	CAÑO GUIRIPO	7.423	SECO
PORSIACA 1	PUTUMAYO	4-7-83	4-19-83	ARGOSY	ESPINAL	5.477	SECO
MIRAFLORES NTE. 1	VSM	5-31-83	6-28-83	BRASPETRO	SANTANA	6.042	SECO
PRIMORDIENIA 1	PUTUMAYO	7-18-83	9-12-83	REPSOL	BARAYA	8.888	SECO
CATIRA 1	LLANOS	10-22-83	12-2-83	OXY	ANDAQUES	5.327	SECO
AYSISI 4	LLANOS	10-3-83	12-18-83	TUSKAR	ARAGUANAY	7.032	SECO
RUBIALES 17	LLANOS	1-28-83	1-30-83	KELT CO	RUBIALES	2.925	PRODUCTOR
CUSIANA 3	LLANOS	2-17-82	2-6-83	KELT CO	SANT. DE LAS ATALAYAS 1	1.561	PRODUCTOR
RUBIALES 17	LLANOS	2-13-83	2-17-83	B.P.	FRIRI	2.734	PRODUCTOR
PALMARITO 3	LLANOS	2-17-83	2-23-83	LASMO	GARCIERO	8.200	PRODUCTOR
LOS TOROS 3	LLANOS	3-13-83	3-17-83	TRITON	ESTERO	6.900	PRODUCTOR
BUENOS AIRES 2	LLANOS	3-25-82	4-10-83	B.P.	TAURAMENA	15.827	PRODUCTOR
GLEPAJE 2	VIM	3-25-82	5-20-83	B.P.	MAGANGUE	10.870	PRODUCTOR
LEBRE 2	VMM	6-10-83	7-28-83	HOOOL	EL FINAL	12.518	PRODUCTOR
CUSIANA 4	LLANOS	6-24-82	9-24-83	LASMO	SANT. DE LAS ATALAYAS 1	16.480	PENDIENTE
CUSIANA 5	LLANOS	4-22-82	1-7-83	B.P.	SANT. DE LAS ATALAYAS 1	18.411	SECO
CHORRILLO 1	VSM	1-10-83	1-29-83	HOOOL	HATO MEJO	2.332	SECO
VENGANZA 2	VSM	10-28-83	3-5-83	LASMO	ESPINAL	8.804	SECO
LA PAZ 1	VMM	4-3-83	4-27-83	ELUROCAN	LAS MONAS	5.910	SECO
BALCON W 1	VSM	3-14-83	6-10-83	HOOOL	PALERMO	9.452	SECO
PLU 4	VMM	4-24-83	7-19-83	AIPC	PLU	7.682	SECO
ANDALUCIA SUR 3B	VSM	8-13-83	8-19-83	PETROCCOL	HILALA	2.310	SECO
GLEPAJE 3	LLANOS	7-6-83	9-6-83	LASMO	SAN PEDRO	11.070	SECO
CATIRA 1	PUTUMAYO	10-22-83	12-2-83	REPSOL CO	ANDAQUES	5.327	SECO
AYSISI 1	LLANOS	10-3-83	12-16-83	OCCIDENTAL	ARAGUANAY	7.032	SECO
MELIA 1	LLANOS	ND	NA	ECOPETROL	OPERACION DIRECTA	4.763	SECO
HECHZO 1	VIM	1-20-83	3-03-83	ECOPETROL	OPERACION DIRECTA	5.453	PROD. NO CUAL
MONSERRATE 1	VSM	ND	NA	ECOPETROL	OPERACION DIRECTA	1.707	PRODUCTOR
AY HOMBE	VIM	12-30-82	3-07-83	ECOPETROL	OPERACION DIRECTA	10.980	PRODUCTOR
PANZENU	VIM	3-26-83	4-25-83	ECOPETROL	OPERACION DIRECTA	6.350	SECO
PIRAGUA	VIM	8-10-83	9-01-83*	ECOPETROL	OPERACION DIRECTA	10.600	SECO
CORONADO	LLANOS	12-07-83	1-10-84	ECOPETROL	OPERACION DIRECTA	7.280	PENDIENTE

Fuente: ECOPETROL, MME-DGH-LIIME

ND: No Disponible; NA: No Aplica

V: Valle; S: Superior, M: Medio, I: Inferior; MM: Magdalena

PRODUCCION DE PETROLEO POR DEPARTAMENTOS

(KBL)

Departamento	1992	1993	Variac. (%)
Antioquia	10.243,7	9.104,7	(11,1)
Arauca	74.210,7	73.023,3	(1,6)
Bolíver	2.410,7	2.232,0	(7,4)
Boyacá	2.522,3	1.927,2	(23,6)
Casanare	14.727,0	18.611,7	26,4
Cauca	0,0	57,6	100,0
Cesar	329,8	487,3	47,8
Huila	20.554,2	22.867,5	11,3
Cundinamarca	0,0	1,6	100,0
Meta	15.880,3	17.671,7	11,3
Nariño	148,4	139,9	(5,8)
Noche de Santander	2.094,2	2.257,6	7,8
Putumayo	5.427,1	6.067,7	11,8
Santander	11.750,2	10.280,2	(12,5)
Sucre	0,2	4,7	2.385,6
Tolima	1.102,3	2.228,3	102,2
TOTAL	161.401,1	166.962,8	3,4

Fuente: MME-DGH-LIIME

PRODUCCION MENSUAL Y DESTINO DE PETROLEO

(KBL)

Mes	Producción		Variac. (%)	Refinación		Variac. (%)	Exportación		Variac. (%)
	1992	1993		1992	1993		1992	1993	
Enero	14.033,3	14.745,7	5,1	7.747,6	7.888,3	(0,8)	7.241,0	7.023,0	(3,0)
Febrero	13.592,2	13.445,4	(1,1)	6.448,9	6.568,7	1,9	5.344,0	5.783,0	8,2
Marzo	14.366,7	13.768,0	(4,0)	6.226,5	7.380,0	18,5	7.454,0	6.451,0	(13,5)
Abril	14.086,9	13.291,2	(5,6)	7.151,9	7.475,5	4,5	5.780,0	6.988,0	20,9
Mayo	13.150,5	14.409,9	9,6	6.893,7	7.901,8	14,6	5.291,0	5.581,0	5,5
Junio	11.760,6	14.496,6	23,3	7.553,0	7.067,7	(6,4)	3.879,0	6.449,0	75,3
Julio	14.885,2	13.567,2	(7,5)	7.412,3	6.993,0	(5,7)	6.360,0	6.006,0	(5,6)
Agosto	14.307,4	12.578,6	(12,1)	5.486,7	7.232,3	32,3	9.297,0	4.032,0	(36,0)
Septiembre	14.361,5	14.112,6	(1,7)	6.917,6	7.458,7	7,8	5.825,0	6.219,0	10,6
Octubre	14.166,9	14.750,2	4,1	7.319,8	7.437,0	1,6	7.140,0	8.122,0	13,8
Noviembre	10.121,0	14.788,2	46,1	6.842,5	7.096,0	3,7	1.073,0	5.619,0	235,9
Diciembre	12.786,7	12.968,8	1,6	7.020,0	7.828,0	11,5	4.467,0	4.558,0	2,0
TOTAL	161.401,1	166.962,8	3,4	83.000,5	98.129,0	6,2	66.351,0	72.829,0	9,8

Fuente: ECOPETROL, MME-DGH-LIIME

CARGA Y PRODUCCION DE REFINERIAS
1992

(Miles de Barriles)

	CARGA	PRODUCCION	CONSUMO PROPIO	VENTAS
ACEITE DILUCION	97,6	869,5	0,0	0,0
ACPM	0,0	16.233,4	137,0	13.788,5
ALQUITRAN AROMATICO	1,2	344,3	0,0	339,9
ASFALTOS	0,0	1.421,0	88,9	1.322,4
BENCENO	0,0	23,5	0,0	1,2
BENCINA	65,2	953,0	9,5	827,6
BREA COMBUSTIBLE	196,8	126,9	21,5	0,0
BUTANO	12,8	16,0	1,3	0,0
COMBUSTOLEO (FUEL OIL)	0,0	24.092,9	2.999,9	7.118,1
DIESEL MARINO	0,0	1.002,4	0,0	1.008,9
DILUYENTE	0,0	5.636,5	0,0	6.091,8
DISOLVENTES	0,0	391,5	0,9	384,5
GASOLEO	16.480,6	18.449,4	0,0	1.543,9
GASOLINA AVIACION	0,0	214,4	0,0	243,8
GASOLINA EXTRA	0,0	2.328,7	0,0	2.342,5
GASOLINA REGULAR	0,0	27.834,9	27,7	37.005,3
KEROSENE	0,0	2.099,9	0,8	2.100,8
NAFTAS	104,3	832,6	0	314,7
PETROLEO	87.326,8	0,0	0,0	0,0
PROPANO (GLP)	0,0	4.247,1	0,0	4.556,7
RESIDUO (SLOP)	99,6	471,8	173,2	0,0
TOLUENO	0,0	131,3	7,3	124,0
TURBO COMBUSTIBLE	0,0	4.194,7	7,5	3.997,9
OTROS	30.650,4	31.690,0	15,9	987,0
TOTAL	136.036,1	143.605,7	3.481,4	84.099,6

CARGA Y PRODUCCION EN REFINERIAS
1993

(Miles de Barriles)

PRODUCTO	CARGA	PRODUCCION	CONSUMO PROPIO	VENTAS
ACEITE DILUCION	0,0	718,2	43,1	0,0
ACPM	0,0	18526,9	115,3	16096,3
ALQUITRAN AROMATICO	0,0	262,6	24,5	266,0
ASFALTOS	34,2	1748,0	87,1	1594,0
BENCENO	0,0	56,9	0,0	51,1
BENCINA	79,9	782,7	0,8	663,2
BREA COMBUSTIBLE	0,8	89,7	102,5	0,0
BUTANO	14,8	15,3	0,0	0,0
COMBUSTOLEO (FUEL OIL)	0,0	22742,8	2937,9	12396,8
DIESEL MARINO	0,0	764,7	0,0	789,8
DILUYENTE	0,0	4768,1	0,0	5111,5
DISOLVENTES	0,0	390,4	0,5	380,3
GASOLEO	16633,3	17833,6	6,2	1471,9
GASOLINA AVIACION	0,0	214,6	0,1	211,1
GASOLINA EXTRA	0,0	2598,4	0,0	2587,3
GASOLINA REGULAR	0,0	26705,6	15,2	39301,6
KEROSENE	0,0	1732,9	2,3	1728,5
NAFTAS	21,0	1486,1	0,0	508,8
PETROLEO	88129,0	0,0	0,2	0,0
PROPANO (GLP)	0,0	4086,5	0,0	5369,7
RESIDUO (SLOP)	98,0	1709,7	491,2	1084,5
TOLUENO	0,0	138,5	5,3	133,8
TURBO COMBUSTIBLE	0,0	4841,1	5,7	4221,1
OTROS	30344,1	31516,4	2,5	972,1
TOTAL	136365,1	143727,7	3840,4	94.920,0

Fuente: ECOPEPETROL MME/UME

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS

VOLUMEN (Miles de Barriles)

1992-1993

Meses	Exportaciones			Importaciones		
	1992	1993	Var. (%)	1992	1993	Var. (%)
ENERO	9.056	8.928	(1,4)	782	1.484	87,2
FEBRERO	6.925	7.622	10,1	658	871	47,6
MARZO	9.181	8.412	(8,4)	598	811	35,6
ABRIL	7.582	8.486	11,9	1.184	1.327	12,1
MAYO	7.707	7.538	(2,2)	944	806	(14,6)
JUNIO	5.414	8.346	54,2	785	955	21,7
JULIO	7.931	7.770	(2,0)	802	1.567	85,4
AGOSTO	8.098	5.957	(26,4)	1.087	1.408	29,8
SEPTIEMBRE	7.243	8.056	11,2	1.008	985	(2,3)
OCTUBRE	8.618	11.194	29,9	1.380	1.420	2,2
NOVIEMBRE	3.447	7.423	115,3	3.069	1.408	(54,1)
DICIEMBRE	5.646	4.836	(14,3)	2.480	1.248	(49,3)
TOTAL	86.848	94.548	8,9	14.787	14.371	(2,7)

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS

VOLUMEN (Miles de US\$)

1992-1993

Meses	Exportaciones			Importaciones		
	1992	1993	Var. (%)	1992	1993	Var. (%)
ENERO	130.799	135.797	3,8	15.040	30.101	100,1
FEBRERO	102.922	122.542	19,1	14.038	18.927	34,8
MARZO	139.080	142.223	2,3	12.990	17.284	33,1
ABRIL	123.172	141.183	14,6	27.993	30.171	7,8
MAYO	126.657	120.990	(4,5)	23.447	18.572	(20,8)
JUNIO	99.231	128.799	29,8	20.177	20.516	1,7
JULIO	143.680	111.847	(22,1)	30.626	30.406	(0,7)
AGOSTO	140.744	84.684	(39,8)	25.444	27.673	8,8
SEPTIEMBRE	128.935	114.299	(11,4)	23.480	18.024	(23,2)
OCTUBRE	160.561	165.869	3,3	33.280	27.080	(18,6)
NOVIEMBRE	57.928	96.355	66,3	68.855	23.843	(65,4)
DICIEMBRE	86.319	54.283	(37,1)	48.642	17.990	(63,0)
TOTAL	1.439.888	1.418.871	(1,5)	344.012	280.587	(18,4)

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

PRECIOS EXPORTACION PETROLEO CRUDO
US\$ Barril

Mes	1990	1991	(%)	1992	1993	(%)
Enero	20,05	22,78	13,6	15,74	16,16	2,7
Febrero	19,51	16,48	(15,5)	16,05	16,61	3,5
Marzo	18,03	17,48	(3,1)	16,26	17,65	8,5
Abril	14,33	18,31	27,8	17,70	17,36	(1,9)
Mayo	14,28	17,92	25,5	18,32	17,09	(6,7)
Junio	12,72	17,10	34,4	20,23	16,18	(20,0)
Julio	15,48	18,08	16,8	19,40	14,90	(23,2)
Agosto	25,42	18,11	(28,8)	18,41	15,22	(17,3)
Septiembre	31,31	18,56	(40,7)	18,80	14,50	(22,9)
Octubre	32,53	20,02	(38,5)	18,89	15,38	(18,6)
Noviembre	29,68	19,07	(35,7)	17,57	13,83	(21,3)
Diciembre	25,32	16,31	(35,6)	16,10	11,78	(26,8)
TOTAL	21,97	18,37	(16,4)	17,72	15,74	(11,2)

PRECIOS IMPORTACION DE GASOLINA
US\$ Barril

Mes	1990	1991	(%)	1992	1993	(%)
Enero	25,15	26,32	4,7	19,24	20,21	5,0
Febrero	22,96	26,73	16,4	21,26	19,52	(8,2)
Marzo	22,72	26,40	16,2	21,71	21,44	(1,2)
Abril	23,83	28,14	18,1	23,62	22,87	(3,2)
Mayo	24,95	29,56	18,5	24,85	23,51	(5,4)
Junio	26,53	25,79	(2,8)	25,68	21,63	(15,8)
Julio	26,26	25,21	(4,0)	38,17	19,49	(48,9)
Agosto	28,07	26,90	(4,2)	23,37	19,78	(15,4)
Septiembre	38,41	25,17	(34,5)	23,32	18,29	(21,6)
Octubre	36,32	24,19	(33,4)	23,81	19,20	(19,4)
Noviembre	32,57	24,51	(24,7)	23,10	16,92	(26,8)
Diciembre	28,24	23,44	(17,0)	20,27	14,29	(29,5)
TOTAL	27,53	25,87	(8,0)	23,77	19,58	(17,6)

MME - DGH - SIE - UJME

DISTRIBUCION DE REGALIAS DE PETROLEO POR AREAS Y TIPO DE ENTIDAD

1993

(Miles de pesos)

Area	Contrato	Empresa	Nacion	Debito	Municipios	Caprac	Corpor	Total
Aplay	Crudo Propio	Ecopetrol	4.975.158	6.150.005	1.636.565	0	333.792	13.092.521
Armero	Asociación	Petromineros	22.313	27.891	7.340	0	1.174	56.718
Barro	Crudo Propio	Ecopetrol	1.088.779	1.343.833	353.640	314.347	62.889	3.143.468
Cartagallo	Crudo Propio	Ecopetrol	121.412	151.765	39.938	0	6.390	319.505
Caño la Hembra	Asociación	Normco Col Oil	34.861	41.180	11.402	0	3.991	91.214
Carrizos las	Concesión	Hood	14.029	47.993	11.075	0	738	73.836
Cesabá	Crudo Propio	Ecopetrol	2.577.629	3.222.036	847.904	0	135.885	6.783.234
Casanare	Asociación	ELF Aquitaine	3.517.983	4.354.057	1.157.103	0	228.071	9.256.824
Couco	Crudo Propio	Ecopetrol	157.217	196.521	51.716	0	8.275	413.729
Cucoma-A	Asociación	Texas Petroleum	1.573.175	2.227.335	595.141	208.693	93.783	4.689.127
Cucoma-C	Concesión	Texas Petroleum	30.692	108.518	25.043	1.029	1.670	166.952
Cravo Norte	Asociación	Occidental	43.733.681	54.047.499	14.386.079	0	2.921.375	115.086.634
Cristalina-E	Crudo Propio	Ecopetrol	46.210	56.512	14.872	0	2.379	118.973
Cubarral	Asociación	Chevron	2.511.874	3.087.458	826.274	0	174.589	6.610.195
Cuisanál-1	Asociación	Chevron	565.914	694.854	186.475	0	43.627	1.491.870
De Maras	Crudo Propio	Ecopetrol	4.018.900	5.023.125	1.321.875	0	211.500	10.575.000
B Candelal	Asociación	Esso Colombiana S.A	183.940	229.926	60.507	0	9.681	484.054
El Limón	Asociación	Esso Colombiana S.A	25.510	87.273	20.140	0	1.343	134.266
El Limón E	Asociación	Esso Colombiana S.A	285.178	331.473	87.230	0	13.857	697.638
El Ribble	Asociación	Esso Colombiana S.A	4.034	13.111	3.185	0	902	21.232
El Ribble E	Asociación	Esso Colombiana S.A	1.182.262	1.477.827	398.902	0	62.224	3.111.215
Emiliaño	Crudo Propio	Ecopetrol	4.715	5.894	1.551	0	248	12.408
Espiral	Asociación	Lasmo Oil	483.543	604.428	159.030	0	25.450	1.272.481
Esteros	Asociación	Kelt Colombia	1.025.114	1.265.549	333.423	0	69.797	2.693.893
Garroeros	Asociación	Kelt Colombia	1.197.026	1.480.418	393.758	0	78.895	3.150.098
Guaguaqui Teren	Prop.Privada	Texas Petroleum	13.449	43.475	10.618	0	2.973	70.515
Hobo	Asociación	Esso Colombiana Ltd	1.446.372	1.807.995	475.780	0	76.125	3.806.242
Hula	Asociación	Petrocol	478.209	597.761	157.305	0	25.169	1.258.445
Las Moras	Asociación	Occidental	549.051	915.084	240.812	0	28.697	1.733.844
Lebrija	Asociación	Petroleum del Norte	5.088	7.080	1.863	586	298	14.905
Nare	Asociación	Texas Petroleum	498.081	622.601	163.642	0	26.215	1.310.739
Néiva	Concesión	Hood	1.034.857	3.540.301	816.993	0	54.465	5.445.617
Ocho	Crudo Propio	Ecopetrol	2.583.802	3.073.512	808.819	981.296	151.988	7.589.417
Ortega	Crudo Propio	Ecopetrol	179.952	224.941	59.195	0	9.471	473.559
Pacandí	Crudo Propio	Ecopetrol	85.980	107.475	28.283	0	4.525	226.263
Palmira	Crudo Propio	Ecopetrol	599.917	749.897	197.341	0	31.575	1.578.730
Palermo	Asociación	Hood	5.079.465	6.348.331	1.670.877	0	267.340	13.367.013
Pavas	Crudo Propio	Ecopetrol	205	259	68	0	12	545
Pulí	Asociación	Petro	211.022	263.777	69.415	0	11.106	555.320
Putumayo-O	Asociación	Argus Energy	67.321	79.944	21.038	25.740	3.990	198.003
Sabana	Asociación	Esso Colombiana S.A	8.625	10.781	2.837	0	454	22.697
Sabana E	Asociación	Esso Colombiana S.A	19.152	23.941	6.300	0	1.008	50.401
Santana-B	Asociación	Argus Energy	653.005	775.443	204.054	249.678	39.412	1.920.602
Tauramona	Asociación	B.P. Exploration	1.671.197	2.071.710	548.735	0	105.245	4.397.898
Tello	Concesión	Hood	339.538	1.161.579	268.057	0	17.870	1.787.044
Tesquirama-AA	Asociación	Texas Petroleum	78.561	109.754	28.883	9.242	4.621	231.051
Tesquirama-A	Asociación	Texas Petroleum	74.210	103.675	27.283	8.731	4.355	218.264
Tesquirama-C	Concesión	Texas Petroleum	23.357	89.305	20.809	2.748	1.374	137.380
Toldado	Crudo Propio	Ecopetrol	265.768	333.460	87.753	0	14.040	702.021
Tolmal	Crudo Propio	Ecopetrol	1.449	2.024	533	170	85	4.261
Upia	Asociación	Lasmo	881.490	1.085.393	289.954	0	61.864	2.319.711
Yalao	Concesión	ELF Aquitaine	373.349	1.294.182	294.749	0	32.713	1.954.993
Yariguá-Gerzas	Crudo Propio	Ecopetrol	1.213.474	1.516.843	399.189	0	63.857	3.193.353
Zulia	Concesión	Petroleum del Norte	79.303	272.895	62.976	46.649	4.665	465.489
TOTAL			87.856.389	113.491.851	29.876.381	1.848.919	6.534.059	236.607.579

Fuente: MME-DGH-UJME

DISTRIBUCION DE REGULAS DE GAS POR AREAS Y TIPO DE ENTIDAD
(Miles de pasos)

Area	Contrato	Departamento	Empresa	1993					Total
				Nación	Disto	Municipios	Corporación	Corpes	
Aplay	Club Propio	Meta	Ecopetrol	229.258	285.387	75.414	0	13.252	603.311
Banco	Club Propio	Nor Santander	Ecopetrol	19.435	24.475	6.441	5.725	1.145	57.251
Cauca	Club Propio	Bolívar	Ecopetrol	14.018	17.523	4.611	0	738	35.880
De Meras	Club Propio	Santander	Ecopetrol	211.165	233.956	63.452	0	11.114	555.697
B Coronel	Corrosión	Santander	Esso Colombiana S.A.	223.451	279.326	73.507	0	11.761	588.055
B Unión	Corrosión	Santander	Esso Colombiana S.A.	9.931	34.076	7.854	0	524	52.425
B Unión E	Corrosión	Santander	Esso Colombiana S.A.	120.896	151.083	39.759	0	6.351	318.039
B Róble	Corrosión	Santander	Esso Colombiana S.A.	504.211	630.263	165.859	0	28.537	1.328.870
Guajira	Asociación	Guajira	Texas Petroleum	2.528.657	5.673.034	1.289.344	415.730	237.895	10.394.750
Las Moras	Asociación	Santander	Quadrant	10	31	8	0	2	51
Neiva	Corrosión	Huila	Huila	255.744	492.506	129.712	0	15.955	933.927
Sibaria	Asociación	Santander	Esso Colombiana S.A.	359.084	448.854	118.120	0	18.889	944.957
Siragún	Asociación	Córdoba	Esso Colombiana Ltd	11.885	40.653	9.394	0	635	62.559
San Jorge	Asociación	Sucre	Esso Colombiana S.A.	1.230	1.613	404	0	68	3.305
San Jorge I	Asociación	Sucre	Esso Colombiana S.A.	3.465	4.358	1.147	0	183	9.174
Zulia	Corrosión	Nor Santander	Refinación del Norte	28.678	35.947	9.403	0	1.503	75.457
TOTAL				4.631.270	8.993.395	2.010.489	421.816	316.179	16.992.848

Fuente: MME. DSH. Subdirección de Exploración y Explotación, LIME

PRODUCCION Y EXPORTACIONES DE CARBON

1992 - 1993

(KTON)

Producción	1992	1993	Variación (%) 92/91
ANTIOQUIA	924,0	1019,0	10,28
BOYACA	1880,0	1766,0	(6,06)
CESAR	1450,0	1500,0	3,45
CORDOBA	843,0	250,0	(70,34)
CUNDINAMARCA	1881,0	1751,0	(6,91)
GUAJIRA	12957,0	13772,0	6,29
N. SANTANDER	1264,0	955,0	(24,45)
VALLE	655,0	660,0	0,76
OTROS	46,0	40,0	(13,04)
Total Producción	21.900,00	21.713,00	(0,85)
Total Exportaciones	15.000,00	18.400,00	22,67

Fte: CARBOCOL

EXPORTACION DE HIDROCARBUROS

PAIS DE DESTINO

MILES DE BARRILES

Mes	U.S.A.		PUERTO RICO TRINIDAD Y TOBAGO				PERU		ARUBA		COSTA RICA		ANTILLAS HOLANDESES		OTROS		TOTAL	
	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993
Enero	5.029	5.294	1.189	1.653	0	0	380	743	378	567	300	0	351	290	1.378	0	9.055	8.927
Febrero	3.435	5.426	525	830	0	0	1.107	221	0	347	0	189	537	434	1.321	195	6.925	7.622
Marzo	4.939	4.809	1.824	1.276	0	1.050	746	360	0	693	367	428	567	0	338	1	9.181	8.412
Abril	4.540	6.209	1.152	931	0	524	0	0	0	321	0	0	609	0	1.278	500	7.562	8.495
Mayo	2.837	5.044	1.663	968	0	525	1.126	572	156	0	180	450	350	0	1.357	0	7.708	7.539
Junio	2.856	6.656	103	811	0	0	972	0	0	175	220	513	269	955	391	5.414	8.347	
Julio	4.651	5.147	813	1.412	0	177	728	372	0	0	188	0	0	1.738	474	7.930	7.770	
Agosto	4.081	4.780	1.783	0	0	500	557	0	315	0	0	0	0	319	1.381	358	8.097	5.957
Septiembre	4.758	7.153	2.091	317	0	0	0	0	0	210	220	0	0	183	355	7.243	8.055	
Octubre	7.050	9.221	848	1.306	0	0	0	0	350	0	180	178	0	0	180	489	8.618	11.194
Noviembre	1.659	5.894	604	1.025	0	0	360	0	0	0	0	0	0	824	505	3.447	7.424	
Diciembre	4.411	3.078	1.053	82	0	525	0	0	0	0	180	0	304	152	707	5.646	4.836	
TOTAL	50.119	68.501	13.828	10.591	0	3.301	5.976	2.288	1.248	2.280	1.462	1.983	3.327	1.648	11.088	3.955	86.846	94.588

IMPORTACION DE GASOLINA

Mes	VOLUMEN		Variac. (%)	VALOR MILES US\$		Variac. (%)
	1992	1993		1992	1993	
Enero	782	1.266	64,5	15.040	25.990	72,8
Febrero	648	892	37,7	13.778	17.406	26,3
Marzo	598	753	25,9	12.990	18.141	24,3
Abril	1.176	1.271	8,1	27.780	29.078	4,7
Mayo	944	717	(24,0)	23.447	16.870	(28,1)
Junio	776	905	16,8	19.939	19.588	(1,8)
Julio	802	1.492	86,0	30.826	29.070	(5,1)
Agosto	1.086	1.330	22,5	25.378	28.296	3,8
Septiembre	989	957	(3,2)	23.052	17.510	(24,0)
Octubre	1.245	1.354	8,8	29.644	28.002	(12,3)
Noviembre	2.574	1.291	(49,8)	59.466	21.853	(63,3)
Diciembre	1.406	1.127	(19,8)	28.500	16.103	(43,5)
TOTAL	13.026	13.376	2,7	308.642	261.905	(15,4)

Fuente: ECOPETROL; MME - UIM E

RESERVAS DE CARBON

1993

(MILLONES DE TONELADAS)

ZONAS CARBONIFERAS	MEDIDAS	INDICADAS	TIPO DE CARBON
1. GUAJIRA	3.606,3		TERMICO
2. CESAR	1.468,1	464,5	TERMICO
3. CORDOBA	398,2	268,2	TERMICO
4. NORTE DE SANTANDER / SANTANDER	9,2	61,2	TERMICO Y COQUIZABLE
5. CUNDINAMARCA/BOYACA	42,2	38,1	TERMICO Y COQUIZABLE
6. ANTIOQUIA	289,9	252,1	TERMICO Y COQUIZABLE
7. VALLE DEL CAUCA /CAUCA	66,4	92,5	TERMICO
TOTAL	5.697,0	1.201,8	

Fuente: ECOCARBON

PRODUCCION DE CARBON POR TIPO DE MINERIA
1993

(MILES DE TONELADAS)

	GRAN MINERIA		MEDIANA MINERIA		PEQUEÑA MINERIA		TOTAL	
	MINAS	PRODUC.	MINAS	PRODUC.	MINAS	PRODUC.	MINAS	PRODUC.
ANTIOQUIA	1	360	2	90	84	569	87	1.019
BOYACA			2	300	605	1.466	607	1.766
CESAR			18	1.500			18	1.500
CORDOBA			1	250			1	250
CUN/MARCA			1	50	303	1.701	304	1.751
GUAJIRA	2	13.772					2	13.772
NORTE DE SANTANDER			4	350	94	605	98	955
VALLE Y CAUCA			5	300	70	360	75	660
OTROS					8	40	8	40
TOTAL	3	14.132	33	2.840	1.164	4.741	1.200	21.713

Fuente: ECOCARBON

VOLUMEN DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL

1992 - 1993

Mineral	Unidad	1.992	1.993	Var. (%)
METALES PRECIOSOS	GRAMOS	42.350.551,0	36.520.335,6	(13,77)
Oro	Gramos	32.113.876,0	27.468.626,6	(14,46)
Plata	Gramos	8.281.386,0	7.327.611,0	(11,52)
Platino	Gramos	1.955.289,0	1.724.098,0	(11,82)
PIEDRAS PRECIOSAS	KILATES	2.313.734,6	5.149.791,0	122,57
Esmeraldas	Kilates	2.313.734,6	5.149.791,0	122,57
MINERALES METALICOS	TONELADAS	753.427,5	568.027,9	(24,61)
Mineral de Hierro	Toneladas	713.225,0	544.775,0	(23,62)
Plomo (Concentrado)	Toneladas	395,9	477,0	20,48
Zinc (Concentrado)	Toneladas	276,6	0,0	(100,00)
Cobre (Concentrado)	Toneladas	14.904,0	0,0	(100,00)
Manganeso	Toneladas	609,4	800,0	31,27
Niquel	Toneladas	22.260,8	21.975,9	(1,28)
Bauxita	Toneladas	1.755,8	NR	NA
MINERALES COMBUSTIBLES	TONELADAS	21.900.000,0	21.713.000,0	(0,85)
Carbón	Toneladas	21.900.000,0	21.713.000,0	(0,85)
MINERALES NO METALICOS	TONELADAS	20.014.751,3	20.032.721,0	0,09
Calizas	Toneladas	15.346.800,0	15.701.492,5	2,31
Azufre (Refinado)	Toneladas	48.378,0	51.396,0	6,24
Mineral de Asbesto	Toneladas	170.221,1	0,0	(100,00)
Yeso	Toneladas	670.680,8	439.466,7	(34,47)
Dolomita	Toneladas	46.339,0	NR	NA
Mármol	Toneladas	34.603,2	208.902,0	503,71
Barita	Toneladas	9.390,0	4.840,0	(48,46)
Feldespato	Toneladas	78.446,0	60.458,0	(22,93)
Arcilla y Caolín	Toneladas	2.050.133,3	2.097.491,1	2,31
Arenas Sílic y Cuarzo	Toneladas	933.556,9	1.190.980,0	27,57
Sal Terrestre	Toneladas	230.000,0	30.685,0	(86,66)
Sal Marina	Toneladas	317.033,0	169.369,8	(46,58)
Talco	Toneladas	13.340,1	19.550,0	46,55
Calcita	Toneladas	6.322,0	1.514,0	(76,05)
Diatomáceas	Toneladas	4.356,0	0,0	(100,00)
Magnesita	Toneladas	18.840,0	9.816,0	(47,90)
Mica	Toneladas	54,0	NR	NA
Fluorita	Toneladas	959,4	1.800,0	87,62
Roca Fosfórica	Toneladas	32.040,6	44.960,0	40,32
Bentonita	Toneladas	3.258,0	NR	NA

Fuente: MME - DGM - UIME.

NR=No Reportado

NA=No Aplica

VALOR DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL

Miliones de Pesos Corrientes

1992 - 1993

Mineral	1.992	1.993	Var. (%)
METALES PRECIOSOS	286.935,5	260.962,7	(9,05)
Oro	270.846,3	244.380,2	(9,77)
Plata	668,8	638,6	(4,51)
Platino	15.420,5	15.943,8	3,39
PIEDRAS PRECIOSAS	143.228,1	336.435,9	134,90
Esmeraldas	143.228,1	336.435,9	134,90
MINERALES METALICOS	110.183,9	91.661,2	(16,81)
Mineral de Hierro	6.709,0	6.777,0	1,01
Plomo (Concentrado)	4,0	5,9	47,89
Zinc (Concentrado)	2,0	0,0	(100,00)
Cobre (Concentrado)	6.273,6	0,0	(100,00)
Manganeso	15,9	24,6	55,32
Niquel	97.170,1	84.853,7	(12,68)
Bauxita	9,4	NR	NA
MINERALES COMBUSTIBLES	144.493,6	178.342,3	23,43
Carbón	144.493,6	178.342,3	23,43
MINERALES NO METALICOS	46.569,3	56.785,6	21,94
Calizas	27.989,5	35.108,2	25,43
Azúfre (Refinado)	726,1	945,8	30,25
Mineral de Asbesto	937,0	0,0	(100,00)
Yeso	2.467,3	3.211,5	30,16
Dolomita	195,0	NR	NA
Mármol	168,2	2.116,8	1.158,40
Barita	230,2	181,0	(21,38)
Feldespató	609,3	297,8	(51,13)
Arcilla y Caolín	8.236,5	10.331,2	25,43
Arenas Silíceas y Cuarzo	1.209,5	2.107,7	74,26
Sal Terrestre	1.245,9	201,5	(83,83)
Sal Marina	1.935,0	1.252,9	(35,25)
Talco	138,9	212,4	52,93
Calcita	20,3	5,0	(75,23)
Diatomáceas	19,6	0,0	(100,00)
Magnesita	287,6	248,9	(13,44)
Mica	1,2	0,0	(100,00)
Fluorita	13,0	77,4	493,61
Roca Fosfórica	76,0	487,4	541,06
Bentonita	63,0	NR	NA
TOTAL	731.410,4	924.187,6	26,36
Tasa de Cambio Promedio	759,4	786,0	3,50

Fuente: MME - DGM - UIME

NR=No Reportado NA=No Aplica

PRODUCCION DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO

1992 - 1993

(GRAMOS)

Departamento	ORO			PLATA			PLATINO		
	1992	1.993	Variación (%)	1992	1993	Variación (%)	1992	1993	Variación (%)
Antioque	13.362.879,0	8.526.878,0	(36,2)	3.404.168,0	3.134.907,0	(7,9)	15.930,0	20.853,0	30,9
Arauca	2.995,0	6.569,0	153,1	649,0	770,0	18,6			
Atlántico	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Arauca	1.095,0	0,0	(100,0)	258,0	0,0	(100,0)			
Bolíver	9.212.282,0	9.275.462,0	0,7	2.388.410,0	2.570.396,0	7,6	6.185,0	5.678,0	(8,2)
Boyacá	506,0	0,0	(100,0)	129,0	0,0	(100,0)			
Caldas	1.994.612,0	1.582.153,7	(20,7)	520.689,0	565.472,0	8,6	4.532,0	3.295,0	(27,3)
Caquetá	1.042,0	619,0	(40,6)	257,0	24,0	(90,7)			
Cauca	566.336,0	374.133,4	(33,9)	146.942,0	43.617,0	(70,3)	11.322,0	8.836,0	(22,0)
Cesar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Córdoba	1.868.580,0	2.291.291,0	22,6	487.249,0	284.236,0	(41,7)	788,0	589,0	(25,3)
Cundinamarca	16.186,0	4.258,0	(73,7)	4.175,0	480,0	(88,5)			
Chocó	2.540.944,0	2.087.376,1	(17,9)	652.196,0	245.172,0	(62,4)	1.912.342,0	1.673.111,0	(12,5)
Huila	15.180,0	24.014,0	58,2	3.869,0	4.464,0	15,7			
Guajira	4.069,0	2.965,0	(27,1)	937,0	444,0	(52,6)			
Guaviare	120.583,0	262.861,3	118,0	31.262,0	5.293,0	(83,1)			
Guaviare	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
Magdalena	8.036,0	4.353,0	(45,8)	2.070,0	834,0	(59,7)			
Meta	2.378,0	1.230,0	(48,3)	607,0	136,0	(77,8)			
Nariño	1.126.603,0	1.681.658,6	49,3	292.695,0	223.225,0	(23,7)	3.914,0	9.119,0	133,0
Risaralda	93.150,0	41.100,0	(55,9)	24.009,0	3.865,0	(83,8)			
Quindío	42.611,0	14.744,0	(65,4)	10.915,0	2.379,0	(78,2)			
Risaralda	101.946,0	148.709,0	45,9	26.643,0	42.644,0	60,1			
Santander	78.175,0	141.854,5	81,5	11.149,0	71.093,0	537,7			
Sucre	6.703,0	5.764,0	(14,0)	1.735,0	2.304,0	32,8			
Tolima	329.634,0	479.605,3	45,5	85.420,0	50.462,0	(40,9)			
Valle	646.568,0	484.874,0	(24,9)	166.998,0	70.322,0	(57,9)	276,0	197,0	(28,6)
Vaupés	70.185,0	26.153,7	(62,7)	17.954,0	1.865,0	(89,6)			
Vichada	0,0	11,0	100,0	0,0	0,0	0,0			
TOTAL NACIONAL	32.211.676,0	27.468.627,6	(14,7)	8.281.386,0	7.324.423,0	(11,6)	1.966.289,0	1.721.677,0	(11,9)

Fuente: MME-DGM Subdirección de Evaluación de Proyectos. - UIME

VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE ORO, PLATA Y PLATINO POR DEPARTAMENTO

Departamento	1992 - 1993								
	(MILLONES \$)								
	ORO			PLATA			PLATINO		
1992	1993	Variación (%)	1992	1993	Variación (%)	1992	1993	Variación (%)	
Antioquia	111.804,64	75.085,20	(32,84)	272,88	268,90	(1,46)	129,12	192,01	48,71
Amazonas	21,53	59,43	176,03	0,05	0,07	40,00			
Atlántico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Arauca	8,95	0,00	(100,00)	0,02	0,00	(100,00)			
Bolívar	77.534,83	82.634,83	6,58	192,89	224,53	16,40	47,03	69,40	47,57
Boyaca	4,42	0,00	(100,00)	0,01	0,00	(100,00)			
Caldas	16.947,23	14.202,13	(16,20)	42,40	50,75	19,69	37,23	31,22	(16,14)
Caqueta	8,64	5,40	(37,50)	0,02	0,00	(100,00)			
Cauca	4.810,34	3.358,30	(30,19)	12,00	4,09	(65,92)	88,64	81,57	(7,98)
Cesar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Córdoba	15.758,10	20.658,60	31,10	39,57	25,40	(35,81)	6,19	5,39	(12,92)
Cundinamarca	139,77	37,40	(73,24)	0,35	0,04	(88,57)			
Chocó	21.468,66	18.564,52	(13,53)	53,02	21,45	(59,54)	15.079,19	15.472,58	2,61
Huila	127,10	212,80	67,43	0,30	0,37	23,33			
Guajira	34,92	26,62	(23,77)	0,09	0,03	(66,67)			
Guanía	995,35	2.270,60	128,12	2,51	0,45	(82,07)			
Guaviare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Magdalena	69,84	37,30	(46,59)	0,17	0,00	(100,00)			
Meta	19,81	10,40	(47,50)	0,05	0,00	(100,00)			
Nariño	9.526,59	15.124,40	58,76	23,70	19,82	(16,37)	80,83	85,39	176,97
Putumayo	782,01	359,50	(54,03)	1,95	0,32	(83,59)			
Quindío	362,30	130,10	(64,09)	0,89	0,20	(77,53)			
Risaralda	868,54	1.342,20	54,54	2,18	3,84	76,15			
Santander	660,53	1.321,39	100,05	1,66	7,03	323,49	0,00	5,06	100,00
Sucre	57,18	46,00	(19,55)	0,14	0,15	7,14			
Tolima	2.779,89	4.309,54	55,03	6,89	4,37	(38,57)			
Valle	5.465,65	4.351,60	(20,38)	13,59	6,25	(54,01)	2,24	2,04	(8,93)
Vaupés	589,44	231,17	(60,78)	1,45	0,15	(89,65)			
Vichada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL NAL.	270.846,26	244.379,43	(9,77)	668,78	638,21	(4,57)	15.420,47	15.944,66	3,40

Fuente: MME-DGM, Subdirección de Evaluación de Proyectos - MME - UIME

PRODUCCIÓN MENSUAL DE ORO, PLATA Y PLATINO

MES	(Gramos)								
	ORO			PLATA			PLATINO		
	1992	1993	Variación (%)	1992	1993	Variación (%)	1991	1992	Variación (%)
Enero	3.104.956,0	2.140.577,0	(31,1)	735.613,0	623.522,0	(15,2)	94.744,0	121.701,0	52,2
Febrero	2.656.089,0	2.287.470,0	(13,9)	689.034,0	664.205,0	(3,6)	159.931,0	144.177,0	(10,2)
Marzo	2.788.656,0	2.551.889,0	(8,5)	707.999,0	672.256,0	(5,0)	159.865,0	159.549,0	(14,0)
Abril	3.130.497,0	2.222.802,1	(29,0)	757.144,0	571.797,0	(24,5)	150.000,0	137.538,0	(5,8)
Mayo	2.551.199,0	2.183.573,9	(14,4)	638.787,0	542.579,0	(15,1)	160.773,0	141.295,0	(12,1)
Junio	1.474.825,0	2.296.605,1	55,7	638.083,0	595.156,0	(6,7)	165.060,0	128.942,0	(21,9)
Julio	2.901.534,0	2.343.641,7	(19,2)	765.269,0	597.768,0	(21,9)	187.379,0	146.914,0	(21,6)
Agosto	2.481.700,0	2.472.253,6	(0,4)	640.911,0	599.974,0	(6,4)	166.158,0	156.395,0	(5,9)
Septiembre	2.713.758,0	2.077.234,8	(23,5)	682.390,0	555.111,0	(18,7)	180.601,0	153.170,0	(15,2)
Octubre	2.507.498,0	2.141.794,2	(14,6)	637.498,0	578.339,0	(9,3)	189.227,0	156.905,0	(17,1)
Noviembre	2.292.961,0	2.242.402,9	(2,2)	660.594,0	626.790,0	(5,1)	179.107,0	139.533,0	(22,1)
Diciembre	2.510.206,0	2.508.383,3	(0,1)	737.546,0	699.874,0	(5,1)	162.107,0	136.080,0	(16,1)
TOTAL	31.113.879,0	27.468.627,6	(11,7)	8.290.868,0	7.327.371,0	(11,6)	1.954.952,0	1.722.199,0	(11,9)

Fuente: MME-DGM, Subdirección de evaluación de proyectos - MME - UIME

VALOR MENSUAL DE LA PRODUCCIÓN DE ORO, PLATA Y PLATINO

Mes	(Millones \$)								
	ORO			PLATA			PLATINO		
	1992	1993	Variación (%)	1992	1993	Variación (%)	1992	1993	Variación (%)
Enero	25.383,99	16.608,00	(34,57)	54,99	44,00	(19,95)	636,33	1.034,00	55,41
Febrero	21.859,98	17.836,00	(18,41)	53,57	46,90	(12,45)	1.177,99	1.229,20	4,35
Marzo	22.737,51	20.309,00	(10,68)	56,37	47,90	(15,03)	1.173,46	1.345,40	14,74
Abril	25.003,34	18.429,00	(26,29)	61,67	44,20	(28,33)	1.094,00	1.234,10	12,81
Mayo	20.672,54	19.660,20	(4,96)	55,13	48,00	(12,93)	1.206,62	1.350,10	11,89
Junio	21.081,91	21.243,44	0,77	54,11	53,00	(2,05)	1.315,34	1.226,80	(6,73)
Julio	26.195,26	22.998,43	(12,20)	65,04	60,40	(8,54)	1.614,94	1.482,40	(8,21)
Agosto	22.046,60	24.056,41	9,16	62,88	61,00	(15,36)	1.351,92	1.562,20	14,81
Septiembre	23.632,75	18.802,23	(20,44)	50,68	50,10	(1,14)	1.453,92	1.403,50	(3,47)
Octubre	22.468,33	19.518,10	(13,13)	51,39	52,20	1,58	1.538,84	1.456,80	(5,40)
Noviembre	19.755,49	21.087,40	6,74	53,09	59,70	12,45	1.462,57	1.319,80	(9,76)
Diciembre	20.008,55	23.831,22	19,11	58,87	71,60	21,62	1.365,54	1.293,40	(5,28)
TOTAL	270.846,26	244.379,43	(9,77)	668,78	638,00	(4,45)	15.420,47	15.927,70	3,29

Fuente: MME-DGM, Subdirección de evaluación de Proyectos - MME - UIME

IMPUESTOS AL ORO Y PLATINO POR DEPARTAMENTO

POR DEPARTAMENTO

1992 - 1993

(Miles \$)

Departamento	ORO		Variación	PLATINO		Variación
	1992	1993	(%)	1992	1993	(%)
Antioquia	2.920.904,6	2.988.174,3	2,3	5.104,6	9.576,6	87,6
Amazonas	547,6	2.353,1	329,7			
Atlántico						
Arauca	208,8	0,0	(100,0)			
Bolívar	2.044.392,1	3.284.351,4	60,7	2.225,3	2.590,8	16,4
Boyacá	111,6	0,0	(100,0)			
Caldas	448.915,8	565.617,7	26,0	1.478,4	1.553,0	5,0
Caquetá	217,5	213,6	(1,8)			
Cauca	126.592,0	134.304,4	6,1	3.379,8	4.083,8	20,8
Cesar						
Córdoba	417.592,5	826.207,1	97,9	230,0	273,2	18,8
Cundinamarca	3.695,7	1.467,4	(60,3)			
Chocó	559.674,2	739.811,1	32,2	593.353,2	774.512,8	30,5
Huila	3.276,7	8.426,5	157,2			
Guajira	927,3	1.047,9	13,0			
Guainya	26.415,0	90.244,4	241,6			
Guaviare						
Magdalena	1.785,0	1.468,7	(17,7)			
Meta	515,4	423,3	(17,9)			
Nariño	250.823,8	603.617,9	140,7	1.198,4	4.264,5	255,8
Putumayo	20.469,6	14.288,3	(30,2)			
Quindío	9.435,2	5.241,4	(44,4)			
Risaralda	23.014,9	53.382,9	131,9			
Santander	17.596,2	51.708,5	193,9	0,0	243,8	100,0
Sucre	1.530,4	1.435,3	(6,2)			
Tolima	73.584,0	169.052,4	129,7			
Valle	143.646,0	173.612,0	20,9	88,7	98,6	11,2
Vaupés	15.347,6	9.329,1	(39,2)			
Vichada				0,0	0,0	0,0
TOTAL NAL	7.111.219,5	9.725.778,7	36,8	607.058,4	797.197,1	31,3

Fuente: MME-DGM, Subdirección de Evaluación de Proyectos - MME - UIIME

IMPUESTOS AL ORO Y PLATINO POR MES

(Millones de \$)

Mes	ORO		Variación	PLATINO		Variación
	1992	1993	(%)	1992	1993	(%)
Enero	592,38	584,20	(1,38)	44,36	34,69	(21,80)
Febrero	568,37	788,80	38,78	26,48	78,33	195,82
Marzo	634,59	805,70	26,96	47,05	66,24	40,78
Abril	587,60	725,30	23,43	46,11	60,35	30,87
Mayo	528,30	756,17	43,13	43,18	67,32	55,90
Junio	573,71	860,55	50,00	48,54	63,19	30,17
Julio	691,77	884,90	27,92	64,60	70,50	9,14
Agosto	565,65	1.009,35	78,44	54,08	82,33	52,25
Septiembre	635,68	788,36	24,02	58,06	74,67	28,61
Octubre	574,41	757,22	31,83	61,50	71,10	15,61
Noviembre	534,78	833,48	55,85	58,48	65,74	12,41
Diciembre	623,96	931,90	49,35	54,62	62,76	14,91
TOTAL	7.111,22	9.725,93	36,77	607,06	797,22	31,33

Fuente: MME-Subdirección de Evaluación de Proyectos - MME - UIIME

REGALIAS MINERAS

(MILLONES \$)

Mes	HIERRO		Variación	SAL*		Variación	NIQUEL		Variación
	1992	1993	(%)	1992	1993	(%)	1992	1993	(%)
1er. Trimestre	66,09	57,29	(13,31)	132,99	79,45	(40,26)	848,59	502,95	(40,73)
2o. Trimestre	74,17	19,19	(74,13)	116,96	79,45	(32,07)	682,50	570,12	(16,47)
3er. Trimestre	61,20	93,90	53,43	142,55	79,45	(44,27)	932,40	163,18	(82,50)
4o. Trimestre	77,80	96,29	24,08	129,89	0,00	(100,00)	550,20	413,56	(24,83)
TOTAL	279,06	266,66	(4,44)	522,39	238,35	(54,37)	3.013,69	1.649,81	(45,26)

Fuente: MME-Subdirección de Evaluación de Proyectos - MME - UIIME

* El dato correspondiente a Sal/93 trimestre promedio (enero- agosto)

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000347

BIBLIOTECA

Memorias al congreso nacional
1993-1994 / Guido Nule Amin

333.7 C718mo Ej.3

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA