

**REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**

**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA  
UPME**

**CONTRATO UPME No. 1517-34-2004**

**EVALUACIÓN DEL PLAN DE MASIFICACIÓN DEL  
GAS**

**INFORME DE AVANCE No. 2  
SECTOR ELÉCTRICO Y GAS PROPANO – GLP Y BALANCES DE  
ENERGÍA**

**CONTRATISTA – COSENIT S.A.**

**Bogotá, 15 de febrero de 2005**

# EVALUACIÓN DEL PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS COMBUSTIBLE

## INFORME II

### SECTOR ELÉCTRICO – BALANCES DE ENERGÍA – SECTOR GLP

---

#### TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE CONVENCIONES .....	3
I RESUMEN EJECUTIVO – INFORME DE AVANCE II .....	4
I. 1 EL SECTOR ELÉCTRICO .....	4
I. 2 LOS BALANCES DE ENERGÍA.....	6
I. 3 EL SECTOR DEL GAS PROPANO - GLP .....	8
II EFECTO DEL PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO – ANÁLISIS PRELIMINAR .....	10
II. 1 PANORAMA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA DÉCADA DE LOS 90	10
II. 2 DISPONIBILIDAD DE NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN .....	13
II. 3 SUPUESTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN: DESPACHO DE NUEVOS PROYECTOS Y ESCENARIOS .....	15
II. 4 LOS CONTRATOS DE GAS NATURAL .....	18
II. 4. 1 ANTECEDENTES.....	18
II. 4. 2 PLANTEAMIENTO DE LA NEGOCIACIÓN .....	19
II. 4. 3 ESQUEMAS DE CONTRATACIÓN .....	20
II. 4. 4 LAS NUEVAS REALIDADES DEL SECTOR .....	25
II. 5 ACTIVIDADES PENDIENTES POR DESARROLLAR .....	28
III BALANCES ENERGÉTICOS .....	29
III. 1 METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL BALANCE ENERGÉTICO ...	29
III. 1. 1 DEFINICIONES DEL BALANCE .....	30
III. 1. 2 ESTRUCTURA DEL BALANCE .....	33
III. 2 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN.....	34
III. 2. 1 ANÁLISIS SOBRE ENERGÍA PRIMARIA .....	35

III. 2. 2	ANÁLISIS Y DATOS DE CONSUMO FINAL.....	42
IV	EVOLUCIÓN DEL SECTOR DE GLP EN EL PLAN DE GAS .....	46
IV. 1	EL MERCADO DE GLP - INTRODUCCIÓN.....	46
IV. 2	EVOLUCIÓN DEL MERCADO .....	49
IV. 3	EVOLUCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA.....	51
IV. 3. 1	INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN.....	51
IV. 3. 2	INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE.....	56
IV. 3. 3	INFRAESTRUCTURA MAYORISTA .....	58
IV. 3. 4	INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN MINORISTA.....	61

## LISTA DE CONVENCIONES

MW	-	Megavatios
MWh	-	Megavatios-hora
GWh	-	Gigavatios-hora
Mpcd	-	Millones de pies cúbicos diarios
Mbtu	-	Millones de Btu
TPC	-	Terapié cúbico = $10^{12}$ pies cúbicos
GPC	-	Gigapié cúbico = $10^9$ pies cúbicos
MPC	-	Millones de pies cúbicos (Megapié cúbico) = $10^9$ pies cúbicos
PCD	-	Pie cúbico por día
Bl	-	Barril de 42 galones
Tep	-	Tonelada Equivalente de petróleo
GLP	-	Gas licuado de Petróleo

## **I RESUMEN EJECUTIVO – INFORME DE AVANCE II**

El Informe de Avance No. I correspondiente al Proyecto “EVALUACIÓN DE LA EVOLUCIÓN DEL PLAN DE GAS COMBUSTIBLE”, presentado el 15 de Enero de 2005, se refirió al “Diagnóstico y Formulación del Plan” a fin de entender plenamente el proceso que condujo a la construcción de una metodología de análisis de la problemática del gas en Colombia con base en la cual se definieron las estrategias para la ejecución del Plan de Gas.

El Informe de Avance No. II, inicia el tratamiento de los siguientes temas:

- El Sector Eléctrico
- Los Balances de Energía
- El Sector del Gas Propano (GLP)

A continuación se presentarán los aspectos más destacados de cada uno de los tres temas tratados en el presente informe y se señalarán las tareas a ejecutar durante el siguiente mes de actividad del Proyecto hasta la entrega del Informe de Avance No. III a mediados de Marzo de 2005.

### **I. 1 EL SECTOR ELÉCTRICO**

Tanto la demanda de potencia y energía eléctrica durante las décadas del 80 y 90, mostraron tasas altas y relativamente constantes de crecimiento en el tiempo superiores al 5% anual. Mientras tanto, la tendencia de expansión del sistema interconectado colombiano se basaba en la ejecución de grandes proyectos hidroeléctricos desde mediados de los años 70, dado el gran potencial de generación hidráulica, que por la época se estimaba en 110.000 MW. La disponibilidad de este recurso, las restricciones en la oferta de gas propano y en general la ausencia de fuentes energéticas diferentes de la energía eléctrica y el GLP para el sector residencial y comercial, son las razones por las cuales los consumos de energía eléctrica mantuvieron incrementos constantes. Comentario similar podría hacerse sobre el sector industrial el cual dependía de la energía

eléctrica así como del carbón y combustibles derivados del petróleo para atender sus necesidades de consumo de energéticos.

Como se indicó en el Informe de Avance No. 1, en el Documento Minimas-ECOPETROL DNP 2646 UINF de Marzo de 1993, se le encargó al Ministerio de Minas y Energía evaluar la posible inclusión de proyectos de gas para generación eléctrica en el interior del país, de acuerdo con la disponibilidad de este recurso. Por lo anterior, no sorprende que debido a las altas tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica y ante la apertura institucional a la inversión privada en nuevos proyectos térmicos, las termoeléctricas a gas comenzaran a ser tenidas en cuenta en el portafolio de opciones para el plan de expansión.

En efecto, en documentos consultados al respecto<sup>1</sup>, se observa que en el Plan de Expansión presentado por la UPME en 1996, en el período llamado de corto plazo (1996-2000), se consideraba la construcción de 3,037 MW de los cuales 2,304 MW (76%) eran termoeléctricos y solo 733 MW (24%) hidroeléctricos correspondientes a los proyectos Urrá y Porce 2. En cuanto al largo plazo (2000 – 2010) si bien el Plan de Expansión consideraba una planeación indicativa, la composición final del parque de generación para el año 2010, llegaba a unos porcentajes de participación hidráulica entre el 59.5% y 52.9% y térmica entre el 40.5% y el 46.6%, dependiendo del escenario de crecimiento de demanda considerado. Vale la pena señalar que la composición hidráulica-térmica antes del Plan era de 78%-22%

El requisito planteado por los inversionistas privados para adelantar los proyectos de generación térmica era la suscripción de contratos de suministro de gas en firme y a largo plazo, para periodos entre 15 y 20 años. El tema de fondo que fue necesario abordar en el proceso de negociación de los contratos fue la repartición de los riesgos entre productor-comercializador y el nuevo cliente térmico. Mientras que el productor estaba dispuesto a comprometerse en un suministro en firme con penalizaciones en caso de incumplimiento siempre que se le garantizara el pago de un consumo mínimo o “take or pay” del orden de 70%<sup>2</sup>, para el generador térmico un porcentaje de esa naturaleza representaba costos fijos con riesgo alto de no ser cubiertos vía despacho por méritos.

El Capítulo II, entra en detalles sobre las negociaciones que se adelantaron para la estructuración de los contratos térmicos los cuales concluyeron en un contrato entre el productor comercializador y los compradores del tipo Take or Pay con un Consumo Mínimo del 25% y un esquema de Primera Opción a favor del comprador. De esa manera el productor comercializador aceptó conceder porcentajes de consumo mínimo del 25%, los cuales resultan bajos comparado con estándares internacionales, a cambio de lo cual el riesgo de eventuales

---

<sup>1</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO – ENERGÉTICA UPME *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 1996 – 2010*. Bogotá, 1996.

<sup>2</sup> Las referencias consultadas indican que los porcentajes de consumo mínimo para contratos “Take or Pay”, pueden estar en el rango de 70% a 100%.

restricciones en el abastecimiento de gas lo asumía el comprador al ejercer la primera opción la cual tiene el efecto de reducir las obligaciones del productor comercializador si se opta por disminuir el volumen contratado o mejorar el flujo de caja del productor si se decide incrementar el porcentaje de consumo mínimo. El mecanismo operativo de las llamadas “Primeras Opciones”, se presenta en el Capítulo II.

En parte, los inversionistas privados decidieron asumir este riesgo ante las múltiples señales recibidas del Gobierno Nacional, Ministerio de Minas y Energía, UPME y ECOPETROL sobre la plena disponibilidad y suficiencia de las reservas de gas natural para atender la demanda nacional de este energético. Sin embargo, situaciones tales como la recesión económica de finales de los 90's, la pérdida de la producción del Campo Opón y las demoras en la entrada en operación del Campo Cusiana, activaron las “Primeras Opciones de Compra” y obligaron a los generadores a incrementar los porcentajes de consumo mínimo o “take or pay” hasta niveles superiores al 70 y 80%.

Cualquier nuevo Plan de Expansión que contemple proyectos térmicos a gas natural necesariamente enfrentará los mismos grandes temas en la contratación del suministro y transporte de gas natural que los proyectos construidos durante la década anterior. Cómo repartir los riesgos entre productor-comercializador y clientes térmicos es una de las tareas a resolver a fin de evitar los riesgos del pasado para los agentes privados y asegurar que el gas pueda seguir siendo una opción a considerar en los futuros planes de expansión del sector eléctrico.

Las actividades que se desarrollarán en los meses siguientes en lo que corresponde al sector eléctrico, se centran en la evaluación de los costos de inversión y en el impacto sobre la operación del sistema interconectado si no se hubieran construido las plantas térmicas a base de gas natural en el interior del país. Para tal efecto, con la UPME se adelanta la preparación de los casos que serán procesados utilizando el modelo MPODE para lo cual se requiere conseguir la información con ISA y llevar a cabo las simulaciones para obtener las conclusiones definitivas.

## I. 2 LOS BALANCES DE ENERGÍA

Los documentos que definieron tanto la estrategia como las acciones específicas del Plan de Masificación de Gas Combustible fueron claros al calificar el esquema de utilización de los recursos energéticos de Colombia a mediados de la década de los 80's, como una verdadera “crisis energética nacional” la cual sólo podrá superarse con una “modificación en el patrón de consumo de todos los sectores y una oferta adecuada de energía. Para lograrlo será necesario masificar el uso del gas. Este objetivo se debe basar en una política integral que considere

costos, precios, sustitutos y la amplia participación del sector privado dentro de un marco institucional adecuado”.<sup>3</sup>

A fin de determinar si el Plan de Masificación del Gas Combustible ha tenido el impacto que se esperaba en cuanto se refiere a la modificación del patrón de consumo de energía de los colombianos, es necesario examinar a fondo la composición de los balances de energía antes y después de la implantación en Colombia del Plan de Gas. Para tal efecto, se obtuvieron en la UPME los Balances de Energía para todos los años entre 1985 y el 2003 los cuales fueron objeto de análisis detallado por parte del Consultor.

El Capítulo III, correspondiente a balances energéticos, comienza con una descripción metodológica de la estructura del balance así como una definición de los principales rubros que hacen parte del mismo a fin de facilitarle al lector una comprensión del tema. Al analizar en detalle las cifras, se encontraron inconsistencias en los balances correspondientes a los años 2002 y 2003, razón por la cual el análisis preliminar que contiene el capítulo se llevó a cabo para el periodo 1985-2001 y con respecto a los siguientes temas:

1- ) Producción de Energía Primaria: Es la energía que se toma de la naturaleza, en forma directa sin transformaciones de ninguna clase, con excepción de los procesos de extracción minera o de transporte.

En el balance de energía primaria se observa que el petróleo y el carbón son los recursos dominantes que tiene el país. En efecto, el petróleo tiene una participación promedio del 45% entre los años 1985 y 2001 mientras que en el caso del carbón la participación promedio es del 29% en el mismo periodo de tiempo. Los demás energéticos sumados, incluyendo el gas natural, tienen una participación promedio del 26%.

La explicación de lo anterior obedece a la vocación exportadora tanto de petróleo desde el descubrimiento de Caño Limón y el inicio de las exportaciones de crudo en 1986, como del carbón mineral con las exportaciones de El Cerrejón desde mediados de los 80's.

2- ) Oferta Interna de Energía: Corresponde a la producción de energía primaria de cada energético ajustada por las exportaciones, importaciones y variaciones de inventario. Es la aproximación mas precisa al concepto de demanda interna de energía la cual tiene a su vez tres componentes: Consumo propio, Transformación de Energía y Consumo Final. Un análisis de esta parte del Balance muestra que en el periodo 1985-2001 el gas natural pasó del 15.3% a un 19.1%; la hidroelectricidad del 8.0% a un 11.1%, el carbón redujo su participación del 12.8% a un 8.1% y la leña del 16% al 7.2%, lo cual muestra unos primeros resultados

---

<sup>3</sup> Informe de Avance No. I – Capítulo IV. Proyecto “Evaluación de la Evolución del Plan de Masificación del Gas Combustible”.



consistentes con los objetivos planteados en el Plan de Masificación de Gas Natural.

3- ) Consumo Final: Como se explicará en el capítulo correspondiente, la cifra de demanda interna se desagrega en tres componentes: consumo propio, transformación y consumo final. En concepto del Consultor es en el consumo final donde debe hacerse mayor énfasis puesto que se trata de los productos, tanto energéticos primarios como secundarios, que se comercializan directamente y por consiguiente están a disposición del usuario final.

Un primer vistazo a estos resultados indican que la leña tuvo una reducción significativa del 21.7% en el año 1985 al 9.9% en el 2001 mientras que el gas natural aumentó significativamente su participación, pasando de un 5% a un 9.9%. Sin embargo, otros objetivos del plan como la reducción de consumo de derivados del petróleo y de energía eléctrica, no se logró como se esperaba.

Para el Informe de Avance No. III se presentará el análisis completo para tres años que se consideran claves en el planeamiento energético colombiano: 1985 que corresponde al primer año para el cual se cuenta con balances completos, 1990 por ser el año donde se tomaron las decisiones de implantación del Plan de Masificación del Gas Combustible y 2003, que corresponde al año más reciente sobre el cual se tiene información completa de balances. Además de los análisis sobre producción y oferta de energía primaria y consumo final, se presentarán análisis individuales por sectores de consumo tales como el residencial, generación de energía eléctrica proveniente de hidroelectricidad, carbón y gas natural y consumo industrial. Adicionalmente, con base en la Encuesta Anual Manufacturera del DANE de los años 1999 y 2000 (desde 1999 se incluyó información detallada sobre el consumo energético), se estudiarán los sectores intensivos en energía a fin de determinar el cambio en la estructura de utilización de los recursos energéticos para el sector industrial.

### I. 3 EL SECTOR DEL GAS PROPANO - GLP

El Plan de Masificación del Gas Combustible propuso un tratamiento equilibrado para el Gas Propano y el Gas Natural al considerar que ambos energéticos tienen nichos específicos de mercado y atienden clientes diferentes. En efecto, mientras que el Gas Natural atiende las ciudades grandes, medianas e intermedias, el Gas Propano se desempeña mejor en la periferia de las ciudades y en las zonas rurales a donde no es económico tender las redes de Gas Natural. Es tal la importancia del Gas Propano o GLP, que el Plan de Gas definió la política de pleno abastecimiento de este energético mediante una oferta combinada de importación y aumentos en la producción nacional con miras a la apertura de mercados en las ciudades que posteriormente pudieran ser atendidas con Gas Natural.

El Capítulo IV del Informe de Avance No. II presenta la evolución del mercado nacional de GLP desde sus orígenes hacia 1940 hasta nuestros días. Esta descripción comprende dos periodos de tiempo, el primero de los cuales va hasta el año de 1993 y puede denominarse como “Mercado Protegido” el cual se caracterizó por el sistema de cupos adoptado por el Ministerio de Minas y Energía ante el déficit permanente y crónico de GLP con respecto a la demanda del producto. La segunda fase que puede denominarse como de “Mercado Regulado de Competencia” se adelantó en cumplimiento precisamente de la estrategia definida en el Plan de Gas. Como se indica en el Capítulo IV el planteamiento conceptual que inspiró las profundas reformas que se realizaron en el sector a comienzos de los 90’s, siguiendo los lineamientos de la Política de Masificación del Gas Combustible estaba centrada en promover el pleno abastecimiento con recurso nacional e importado y posteriormente liberar los controles de una demanda administrada a fin de que la competencia entre distribuidores, apoyada en la nueva figura del comercializador mayorista, encontrara su punto de equilibrio.

Mientras que el GLP tiene un desarrollo vertiginoso durante los 90’s ya desde comienzos de la presente década comienza a advertirse un estancamiento cuyas causas se determinarán en el Informe de Avance No. III el cual contendrá un completo análisis de la problemática regulatoria del GLP y otros aspectos que es necesario examinar a fin de repotencializar este mercado.

## **II EFECTO DEL PLAN DE MASIFICACIÓN DE GAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO – ANÁLISIS PRELIMINAR**

Para comprender el efecto del Plan de Masificación de Gas Combustible en el sector eléctrico colombiano, se debe revisar el estado de desarrollo de dicho sector en la década de los 90 y las directrices de planeación estatal que en ese momento daban el rumbo al sector y priorizaban los nuevos proyectos de generación. Dado que los proyectos termoeléctricos basados en gas natural tuvieron un impacto fuerte en el desarrollo del sector, se cerrará el capítulo con un análisis de los contratos de suministro de gas con los nuevos generadores que iniciaron operaciones a finales de la década pasada.

### **II. 1 PANORAMA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN LA DÉCADA DE LOS 90**

Una revisión del crecimiento de la demanda y potencia eléctrica y de la evolución de la capacidad instalada en las décadas de los 80 y la primera mitad de los 90, muestra unas tasas de crecimiento altas y relativamente constantes. En cuanto se refiere a la oferta de energía, la tendencia de expansión del sistema interconectado colombiano se basó en la ejecución de grandes proyectos hidroeléctricos desde mediados de los años 70, dado el gran potencial de generación hidráulica, que por la época se estimaba en 110.000 MW. Dicha estrategia de expansión del sistema eléctrico que privilegió el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de iniciativa pública y con capital estatal, fue desplazando a la generación térmica la cual se vio relegada a un crecimiento bajo y a poca atención e interés por parte de las instancias del Estado. .

Entre los proyectos hidroeléctricos importantes que entraron en operación en el periodo citado se pueden mencionar: Chivor (capacidad 1000 MW, entrada en

1977 y 1982)<sup>4</sup>, El Peñol-Guatapé (560 MW, entrada en 1979)<sup>5</sup>, San Carlos (1240 MW, entrada en 1984 y 1987)<sup>6</sup> y el proyecto Jaguas (170 MW, 1988).

La Tabla II-1 muestra la capacidad instalada en el país en el periodo 1975 – 1985.<sup>7</sup> Se observa que durante el período mencionado, la capacidad hidroeléctrica instalada aumentó en un 165%, mientras que la térmica aumentó en solo un 53%. Esta tendencia de expansión hizo restar interés en la generación térmica al disminuir su participación de 34% a 23%, haciendo más vulnerable al país frente a circunstancias de hidrología crítica.

Año	Generación Hidráulica		Generación Térmica		Total Capacidad Instalada	
	MW	Participación	MW	Participación	MW	Tasa Crecimiento
1980	2,962	66.0%	1,527	34.0%	4,489	
1981	3,135	68.9%	1,418	31.1%	4,553	1.43%
1982	3,398	69.5%	1,490	30.5%	4,888	7.36%
1983	3,413	66.9%	1,685	33.1%	5,098	4.30%
1984	4,035	68.8%	1,831	31.2%	5,866	15.06%
1985	4,499	71.1%	1,831	28.9%	6,330	7.91%
1986	4,693	72.0%	1,828	28.0%	6,521	3.02%
1987	6,188	75.6%	1,995	24.4%	8,183	25.49%
1988	6,507	78.1%	1,828	21.9%	8,335	1.86%
1989	6,532	78.0%	1,838	22.0%	8,370	0.42%
1990	6,521	78.1%	1,830	21.9%	8,351	-0.23%
1991	6,521	77.7%	1,874	22.3%	8,395	0.53%
1992	6,757	79.2%	1,770	20.8%	8,527	1.57%
1993	7,658	77.7%	2,204	22.3%	9,862	15.66%
1994	7,863	77.2%	2,327	22.8%	10,190	3.33%
1995	7,838	77.0%	2,336	23.0%	10,174	-0.16%

**Tabla II-1: Evolución de la capacidad instalada (1980 - 1995)**

De otro lado, la disponibilidad del recurso hidroeléctrico, y la ausencia de fuentes energéticas diferentes de la energía eléctrica y el gas propano para el sector residencial y comercial, hizo que los consumos eléctricos mantuvieran un incremento constante, pues en la mayor parte de las áreas urbanas las necesidades residenciales de cocción y calefacción eran atendidas con energía eléctrica. Como se puede ver en la Tabla II-2 y en la Gráfica II-1<sup>8</sup>, las cifras de la

<sup>4</sup> CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHIVOR Plegable Informativo. ISAGEN. Medellín 1995

<sup>5</sup> CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUATAPÉ Plegable Informativo. Empresas Públicas de Medellín. Medellín 1998

<sup>6</sup> ISAGEN. Página Internet Corporativa [www.isagen.com.co](http://www.isagen.com.co) – Respuesta Institucional / centrales y proyectos. Fecha de consulta: febrero de 2005

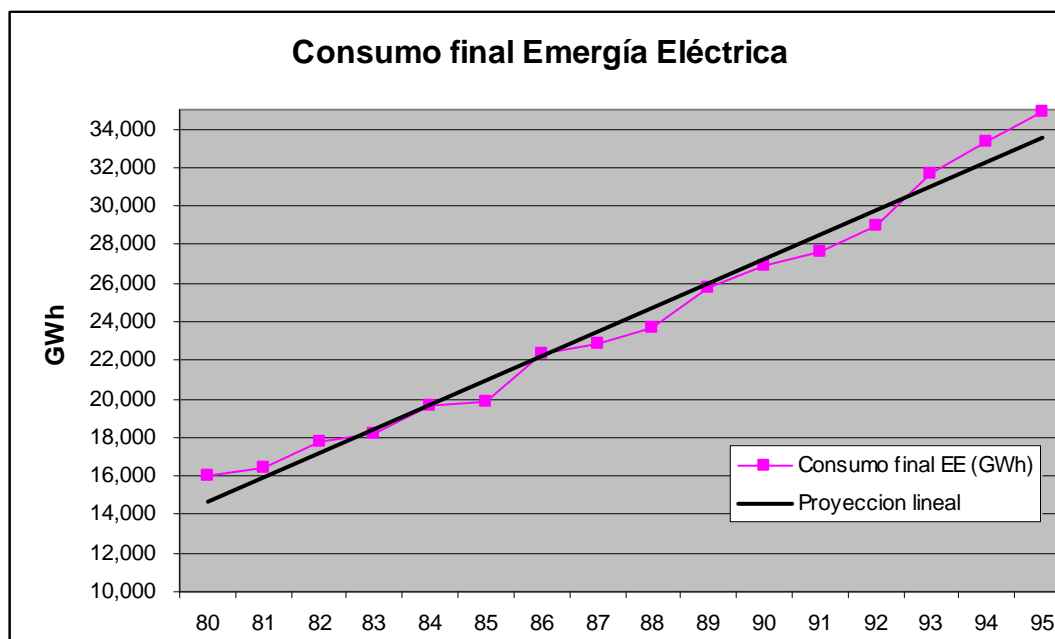
<sup>7</sup> DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN. Base de datos en Internet [www.dnp.gov.co](http://www.dnp.gov.co) – Infraestructura y energía – Evolución de la Capacidad instalada 1970 – 1999. Año 2004

<sup>8</sup> Cifras tomadas de los Balances Energéticos Nacionales realizados por la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME disponibles desde 1985 hasta 2003

demanda de energía eléctrica en el periodo 1980 – 1995, muestran un crecimiento permanente con un promedio de 5.39% anual y un crecimiento casi lineal, a una tasa muy cercana a la cifra de 5.84% correspondiente al crecimiento promedio de la capacidad instalada.

Año	GWh	Crecimiento
80	15,967	
81	16,402	2.72%
82	17,788	8.45%
83	18,195	2.29%
84	19,663	8.07%
85	19,846	0.93%
86	22,343	12.59%
87	22,863	2.33%
88	23,696	3.64%
89	25,749	8.66%
90	26,869	4.35%
91	27,671	2.99%
92	29,007	4.83%
93	31,684	9.23%
94	33,369	5.32%
95	34,845	4.42%

Tabla II-2: Crecimiento de la demanda de energía como consumo final (1985 - 1990)



Gráfica II-1: Consumo final de Energía Eléctrica (1980-1995)

## II. 2 DISPONIBILIDAD DE NUEVOS PROYECTOS DE GENERACIÓN

Al analizar los *Planes de Expansión de Referencia Generación – Transmisión* que elaboró la UPME a mediados de los años 90, es posible identificar el esquema conceptual de los planes de expansión de la época y las señales que se querían dar a los agentes del sector y potenciales inversionistas sobre las proyecciones de demanda, las tasas de crecimiento del sector y el marco regulatorio entre otros temas.

Aunque ya a comienzos de los años 90 el país había sentido los efectos de la alta dependencia de la generación hídrica al sufrir un racionamiento forzado por un evento climatológico extremo como el fenómeno del niño que tuvo lugar en los años 1992 y 1993, los criterios de planeación manejados con anterioridad basados en hidroeléctricas de largo tiempo de construcción y los proyectos en ejecución en el momento, hicieron que el porcentaje de participación térmico – hidráulico se mantuviera en cifras cercanas al 78% hidráulica – 22% térmica hasta mediados de los años 90.

Una vez se definieron las estrategias de Plan de Masificación del Gas Combustible las cuales quedaron plasmadas en los documentos CONPES de 1991 y 1993, el país replanteó el modelo de expansión en vista de la necesidad de disminuir la dependencia y por consiguiente el riesgo de tener un parque de generación mayoritariamente hidroeléctrico. Adicionalmente, el nuevo marco regulatorio establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994, abrió el interés hacia nuevos proyectos térmicos a base de gas natural.

Como muestra significativa de los escenarios, tasas de crecimiento proyectadas y proyectos planeados en la época, tomamos como base el *Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 1996 – 2010*.<sup>9</sup> De conformidad con lo anterior, el plan de expansión de 1996 planteó dos escenarios de proyección de corto y largo plazo así:

- El corto plazo (1996-2000): consideraba la construcción de 3,037 MW de los cuales 2,304 MW (76%) eran termoeléctricos y solo 733 MW (24%) hidroeléctricos correspondientes a los proyectos Urrá y Porce 2. La lista completa de los proyectos se presenta en la Tabla II-3. Ya a mediados de la década del 90, el país estaba introduciendo cambios profundos en la operación del sector eléctrico orientándolo hacia un esquema de mercado con la participación del capital privado en la construcción de nuevos proyectos principalmente termoeléctricos.

---

<sup>9</sup> UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO – ENERGÉTICA UPME *Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 1996 – 2010*. Bogotá, 1996.

PROYECTO	MW	FECHA DE ENTRADA PARA ANÁLISIS ENERGÉTICO
REPOTENCIACION BARRANQUILLA	291	Agosto 1996
TERMODORADA	50	Enero 1997
TERMOCENTRO	200	Febrero 1997
REPOTENCIACION BARRANQUILLA	130	Julio 1997
TERMOVALLE	130	Noviembre 1997
TERMOMERIELÉCTRICA	160	Octubre 1997
REPOTENCIACION BARRANQUILLA	97	Noviembre 1997
TERMOOPOÓN	200	Diciembre 1997
TERMOVALLE	69	Mayo 1998
REPOTENCIACION BARRANQUILLA	97	Marzo 1998
TERMO SIERRA	300	Mayo 1998
REPOTENCIACION BARRANQUILLA	130	Noviembre 1998
TERMO PAIPA	150	Marzo 1999
URRÁ	85	Mayo 1999
PORCE 2	131	Junio 1999
URRÁ	85	Agosto 1999
PORCE 2	131	Septiembre 1999
URRÁ	85	Noviembre 1999
PORCE 2	131	Diciembre 1999
URRÁ	85	Diciembre 1999
TERMO CESAR	300	Agosto 2000

SUBTOTAL TÉRMICA	2.304 MW	( 76% )
SUBTOTAL HIDROELÉCTRICA	733 MW	( 24% )

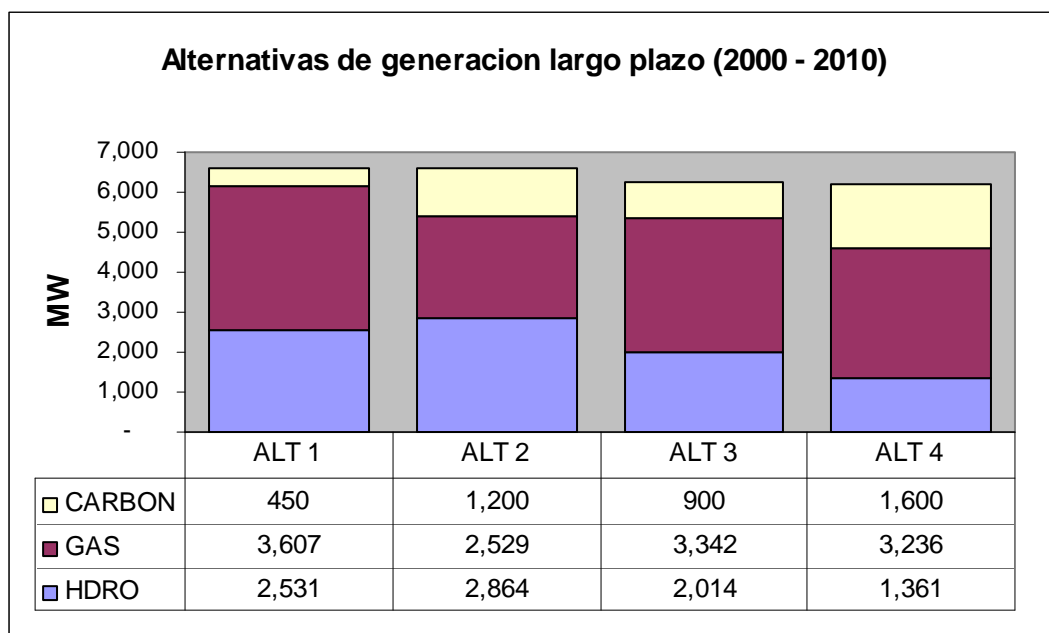
**Tabla II-3: Listado de proyectos analizados para el período 1996 - 2000**

Si se adicionaran entonces los proyectos de generación proyectados al parque de generación existente en 1995, se tendría una capacidad total de 13,211 MW en el año 2000, distribuidos en 8571 MW de generación hidroeléctrica y 4640 MW de generación térmica (porcentaje de participación de 65% - 35% respectivamente).

Es claro a la luz de hoy que no todos los proyectos contemplados e inscritos en ese momento (1995) se realizaron; sin embargo, estas cifras son un claro indicativo de cómo se proyectaba la participación de nuevos proyectos y el giro en la planeación clásica basada en la hidroelectricidad.

- En cuanto al largo plazo (2000 – 2010) el *Plan de Expansión* es mucho menos detallado, haciendo una planeación indicativa basada en el escenario de crecimiento de demanda medio (5.95%), sin definir proyectos específicos. Para este caso el *Plan* define participaciones porcentuales de la nueva generación a gas, carbón e hídrica.

En este sentido, el *Plan* define cuatro alternativas para cubrir el escenario de demanda medio, cuyo resumen se presenta en la Gráfica II-2



**Gráfica II-2: Alternativas de expansión largo plazo**

Encontramos así, que el *Plan* propone una composición de generación con una predominancia térmica, teniendo variaciones en la composición de térmicas a gas o carbón pero con cifras totales muy similares (6,588 MW, 6,593 MW, 6,259 MW y 6,197 MW para cada alternativa).

En cuanto a la composición final del parque de generación para el año 2010, se tiene unos porcentajes de participación hidráulica entre el 59.5% y 52.9% y térmica entre el 40.5% y el 46.6%

### II. 3 SUPUESTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN: DESPACHO DE NUEVOS PROYECTOS Y ESCENARIOS

Este *Plan de Expansión* partiendo de las cifras de demanda y crecimiento histórico, las proyecciones de crecimiento de la economía y de la situación del sector, hace una serie de análisis y estimaciones de la demanda de energía eléctrica y de las necesidades de potencia a instalar.

El *Plan* genera entonces escenarios de demanda de energía que pueden ser satisfechos con diferentes alternativas.



Para cada uno de los escenarios de demanda de energía generados (alto, medio y bajo), el *Plan* hace un análisis para saber qué capacidad de potencia es necesario instalar en cada escenario, cumpliendo con una confiabilidad del sistema de 95% mínima y un valor esperado de racionamiento condicionado (VEREC) del 3% máximo.

Los valores de confiabilidad mínima del 95% y VEREC máximo de 3% son criterios de seguridad del sistema; en cada escenario y alternativa planteados por el *Plan*. Estos valores son resultado de las simulaciones con los modelos de operación y planeamiento disponibles en su momento.

En el análisis de estos escenarios, el *Plan de Expansión* indica que para cumplir los criterios de confiabilidad y VEREC, en el escenario alto se deben instalar todos los proyectos citados en el numeral II. 2, es decir 3,037 MW; en el escenario medio se requieren 2,677 MW y para el escenario bajo se requieren entre 2,600 MW y 2,000 MW.

Sin embargo, adicional a las proyecciones de demanda y de capacidad instalada, es necesario entender la naturaleza de las señales hacia los inversionistas privados a fin de motivar su participación en nuevos proyectos de inversión. Por ejemplo, en la revisión de los factores de utilización en el corto plazo para las plantas térmicas encontramos que aunque no existen cifras precisas sobre el tema, se estiman algunos rangos en los cuales se debe encontrar dicho factor: para el escenario alto se encuentra que el factor de utilización debe estar cercano al 0.6 en verano y 0.4 en invierno (manteniendo un costo incremental menor a 13 US\$ /MWh); para el escenario medio las cifras se mantienen muy semejantes reduciéndose un poco la utilización si el costo incremental esta en el rango de 10-13 US\$/MWh. Para el escenario bajo no se hace este tipo de análisis.

Estas cifras claramente indican que los requerimientos de potencia y energía previstos por el *Plan* apuntaban a escenarios de crecimiento robustos y por consiguiente las señales y motivaciones de inversión en el sector eléctrico en particular para los nuevos inversionistas de carácter privado, eran muy positivas. Más aún, en los anexos del citado *Plan* que resumen la información técnica-económica de los diferentes tipos de proyectos, se considera un factor de utilización de 0.7 para proyectos termoeléctricos a gas y de 0.8 para proyectos termoeléctricos a carbón. Si bien estos análisis son indicativos y consideran solo costos de referencia, el factor de utilización se debe considerar alto para las cifras reales que más adelante se analizarán para las plantas térmicas instaladas y consideradas en este plan.

A fin de conocer las cifras precisas que se manejaban en el *Plan de Expansión 1996 – 2010* se ha preparado la Tabla II-4 y la Gráfica II-3 con los valores proyectados para la demanda de energía en los tres escenarios considerados (alto, medio y bajo). Es claro que las tasas del *Plan de Expansión* muestran crecimientos esperados que continúan la tendencia creciente de las encontradas en la década anterior.

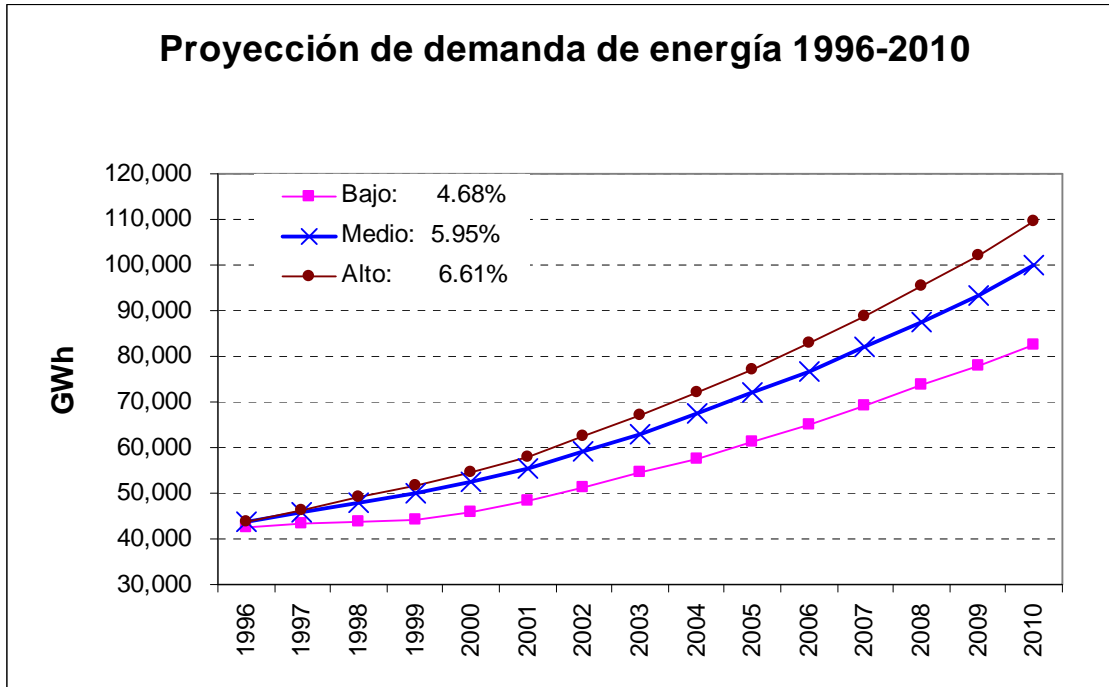
Es de notar que las tasas de crecimiento proyectadas para demanda de energía, aún en el escenario bajo, siempre se mantuvieron positivas y aunque en los años 1996-2000 la tasa de crecimiento se mantuvo cercana al 2%, para los años siguientes se proyectaban tasas muy similares en todos los escenarios con crecimientos del orden del 6% y 7%.

#### PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA POR ESCENARIO

Cifras de energía en GWh

AÑO	BAJO		MEDIO		ALTO	
	ENERGIA	Crecimiento promedio	ENERGIA	Crecimiento promedio	ENERGIA	Crecimiento promedio
1996	42.465	1,87%	43.877	4,68%	43.877	5,53%
1997	43.506		45.851		46.062	
1998	43.902		48.096		49.089	
1999	44.346		50.175		51.623	
2000	45.806		52.493		54.657	
2001	48.442	5,99%	55.244	6,50%	58.076	7,13%
2002	51.316		59.039		62.410	
2003	54.381		62.976		66.902	
2004	57.687		67.336		71.896	
2005	61.278		71.916		77.135	
2006	65.064	6,17%	76.853	6,79%	82.808	7,28%
2007	69.162		82.023		88.739	
2008	73.576		87.691		95.269	
2009	78.058		93.532		102.077	
2010	82.662		99.871		109.586	

Tabla II-4: Proyección de demanda de Energía Eléctrica (año 1996)



**Gráfica II-3: Proyección de la demanda de Energía Eléctrica por escenarios**

## II. 4 LOS CONTRATOS DE GAS NATURAL

### II. 4. 1 ANTECEDENTES

El racionamiento eléctrico que afectó al país durante los años 1992-93 y la crítica situación financiera del sector eléctrico colombiano el cual registraba a comienzos de los años 90 unas elevadas tasas de participación de fondos públicos, en particular en la generación de energía eléctrica, trajo como consecuencia un replanteamiento institucional del sector y de la estructura de prestación de los servicios públicos en Colombia como resultado de la sanción de las Leyes 142 de Servicios Públicos Domiciliarios y 143 o Ley Eléctrica, ambas aprobadas por el Congreso Nacional en 1994. Como se indicó anteriormente, la consecuencia más importante de tales disposiciones fue la apertura al capital privado tanto nacional como extranjero, de la posibilidad de invertir en el sector de los servicios públicos. Esta circunstancia unida a las recientes disposiciones que establecieron el marco de política para la ejecución del Plan de Masificación del Gas Combustible y que fueron explicadas en el Informe No. 1 abrieron la posibilidad de construir proyectos de generación de energía eléctrica a base de gas natural con participación del capital privado tanto nacional como internacional. A lo anterior contribuyó el hecho de que los proyectos térmicos a base de gas natural presentan niveles de inversión lejos de las grandes cifras de los megaproyectos hidroeléctricos y sin los riesgos usuales de estos últimos tales como geológicos y ambientales, sin

mencionar los de carácter social resultantes de las afectaciones a comunidades los cuales pueden dar lugar a relocalizaciones de pueblos ubicados en las áreas de influencia de dichos proyectos.

Así las cosas, para el Plan de Expansión de los años 1996-2010, ya se contaba con un portafolio importante de proyectos térmicos a base de gas natural cuya lista se presentó en el numeral II. 2

#### *II. 4. 2 PLANTEAMIENTO DE LA NEGOCIACIÓN*

Cuando los inversionistas privados se acercaron al Gobierno a expresarle el interés en adelantar la construcción de proyectos térmicos a base de gas natural, plantearon como requisito indispensable la suscripción de contratos de suministro de gas a largo plazo, entendiéndose por tal periodos entre 15 y 20 años de tal manera que los inversionistas tuvieran la seguridad de que no habría ningún tipo de restricciones al suministro de gas que pusieran en peligro la operación del proyecto.

Puede decirse que toda negociación en general es la manifestación expresa de la voluntad entre dos o más partes, a fin de buscar acuerdos sobre temas de interés común los cuales deben quedar plasmados en los documentos contractuales correspondientes cuya razón de ser es definir las condiciones del negocio y las reparticiones de los riesgos entre el comprador y el vendedor. De conformidad con este planteamiento, los inversionistas privados y ECOPEPETROL como ejecutor del Plan de Gas tanto en la fase constructiva como en el desarrollo comercial, se dieron a la tarea de buscar un marco contractual para asegurar el abastecimiento de gas natural a largo plazo de los proyectos térmicos.

El productor comercializador de gas natural planteó la disposición a garantizar el suministro de los volúmenes de gas requeridos a cambio de lo cual sería necesario pactar unos consumos mínimos que le permitieran obtener el flujo de ingresos necesario para pagar las inversiones y los gastos de operación de los campos productores. Por su parte, los proyectos privados requerían un suministro pleno de gas con garantía de firmeza pero al mismo tiempo con las condiciones de flexibilidad necesarias para acomodarse a una estructura de despacho por méritos la cual venía evolucionando aceleradamente hacia la conformación del Mercado de Energía Mayorista como se le conoce hoy en día.

El panorama de la negociación de los contratos de suministro de gas natural dependía a su vez de la localización de los nuevos proyectos bien sea en la Costa Atlántica o el Interior del país.

En la Costa Atlántica, a partir de Enero de 1999, ECOPEPETROL y TEXACO habían iniciado la comercialización independiente de sus respectivas participaciones en el contrato de asociación Guajira. ECOPEPETROL conservó el suministro a la Refinería de Cartagena, el consumo del sector petroquímico, los contratos con CORELCA y

PROELÉCTRICA y la parte del gas de la Guajira que se destina al mercado del interior. TEXACO por su parte asumió la atención del mercado de los distribuidores de la zona y las ventas de gas a TERMOCANDELARIA. Otros consumidores como FLORES II y III, han sido atendidos por ambos productores en condiciones comerciales iguales incluyendo el precio. A su vez, los costos de transporte de gas natural entre Ballena en la Guajira y Cartagena eran 0.3424 US\$/KPC<sup>10</sup> según los estudios de expansión del sector eléctrico vigentes en su oportunidad.

En la zona del interior, ECOPETROL operaba como proveedor único por las siguientes consideraciones:

- La disponibilidad de Gas Guajira para su transporte al interior del país.
- La suscripción de contratos con ECOGÁS mediante los cuales ECOPETROL adquirió una disponibilidad de transporte de 188 MPCD sobre un total estimado de 200 MPCD que es la capacidad total del gasoducto Ballena – Barrancabermeja. Estos contratos tuvieron vigencia hasta el año 2004.
- Disponía en esa oportunidad de toda la oferta comercializable del gas del interior del país bien sea mediante posición propia o compras de gas a terceros. Se exceptúa la participación de PETROTESTING en el Contrato de Asociación San Luis.
- Los costos de transporte eran más elevados al punto que entre Ballena y Bogotá y Ballena y Cali, la tarifa podría ser de 1.79 USD/KPC y 1.88 USD/KPC respectivamente.<sup>11</sup>

La logística de abastecimiento al interior del país hizo que en la práctica el gas de TEXACO en la producción de la Guajira sólo pudiera ser consumido en la zona del interior cuando se contaba con disponibilidad de transporte por el gasoducto Ballena – Barrancabermeja. Sin embargo, cuando la demanda térmica se incrementa y la capacidad de dicho gasoducto se copa, el gas de TEXACO no podía ser transportado limitando así las posibilidades de competencia. De esa manera, TEXACO solo podía vender su gas bajo la modalidad interrumpible lo cual limitaba las posibilidades de llegar a segmentos de mercado para los cuales resulta indispensable contar con suministros de gas en firme como es el caso de los nuevos proyectos térmicos.

#### *II. 4. 3 ESQUEMAS DE CONTRATACIÓN*

Al disponer ECOPETROL de la producción de todos los campos en el país, unido a la capacidad de transporte desde la Guajira, estuvo en la posibilidad de estructurar contratos de suministro bajo diferentes modalidades las cuales a mediados de los 90's, eran las siguientes:

<sup>10</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA CRE. *Resolución CRE 019 de 1994*

<sup>11</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG – *Resolución 057 de 1996*

- Contratos en Firme bajo la modalidad “Take or Pay”: En este caso se tiene un acuerdo entre el comprador y el vendedor mediante el cual el primero se obliga a pagar al segundo, el precio correspondiente a un consumo mínimo de gas así este volumen no haya sido tomado por el comprador.
- Contratos en Firme bajo la modalidad “Take and Pay”: El acuerdo entre comprador y el vendedor establece que el primero se obliga a pagar al segundo el precio correspondiente al volumen de gas natural efectivamente retirado sin que tengan que cumplirse obligaciones de consumo mínimo.
- Contratos en Firme bajo la modalidad de “Prima de Disponibilidad”. En este acuerdo, el precio del gas se divide en dos: la Prima de Disponibilidad que remunera la firmeza del suministro del gas y el cargo variable el cual se causa con el gas efectivamente transportado.

Debe anotarse que estos conceptos tuvieron cambios importantes con la expedición de normas regulatorias a partir del año 2000; sin embargo, eran aplicables cuando se hicieron las primeras negociaciones de suministro de gas a los nuevos proyectos térmicos. No se incluyen opciones de carácter interrumpibles debido a la exigencia de firmeza por parte de los nuevos inversionistas.

En la negociación de un contrato de suministro, cada proyecto contrata una capacidad máxima con el productor comercializador el cual debe disponer de la infraestructura necesaria para garantizar esa capacidad, sin importar si los consumos reales del proyecto resultan ser un porcentaje muy inferior al máximo contratado. El tema central de discusión en los contratos “take or pay” es la determinación del llamado consumo mínimo cuyo valor debe ser tal que le garantice al productor comercializador un ingreso que le permita recuperar la inversión en su infraestructura y a la vez que el proyecto no entre en la zona de costos fijos inmanejables.

En general tanto el productor comercializador como los proyectos térmicos evolucionaron hacia la necesidad de contar con contratos “take or pay” para garantizar el suministro de gas. Sin embargo, mientras que el productor consideraba que el porcentaje de consumo mínimo debía ser del orden del 70%, los proyectos estimaban que ese porcentaje tan alto les generaría costos fijos imposibles de recuperar por la vía del despacho por méritos.

El nivel de consumo mínimo en un contrato “Take or Pay” no es objeto de regulación sino mas bien el resultado de acuerdos entre las partes. Sin embargo existen dos referentes que el Consultor pone a consideración sobre este tema:

- Según información del *Oxford Institute for Studies in Education*,<sup>12</sup> los niveles de “Take or Pay” pueden llegar al 90% y se han registrado negociaciones por valores superiores a éste. El argumento a favor de estos

---

<sup>12</sup> Conversaciones sostenidas entre el Director del Proyecto y el Profesor *Les Priestley* durante cursos dictados por el OISE en 1997 en la ciudad de Bucaramanga.

porcentajes indica que el compromiso de entregas de gas con el 100% de firmeza, lo cual conlleva penalizaciones si se presentan interrupciones en el suministro de gas por razones diferentes a la fuerza mayor, hace que las inversiones que tienen que efectuarse a fin de cumplir con estos compromisos, deban recuperarse mediante la suscripción de contratos en firme que le permitan la utilización plena de la capacidad instalada de producción. Bajo el criterio anterior, el suministro bajo la modalidad “take and pay”, donde se paga lo que se consume sin compromisos de consumo mínimo, no resulta aceptable para el productor comercializador y por otra parte, como se indicó anteriormente, entregas de gas bajo la modalidad interrumpible sin compromisos de firmeza por parte del productor comercializador, no resultaba viable para el comprador ni tampoco para garantizar el cierre financiero de los proyectos.

- En un curso dictado por el *College of Petroleum and Energy Studies*, se indica que la cantidad de gas contratada anualmente – ACQ – *Annual Contract Quantity* - es el producto de la cantidad diaria en Mpcd multiplicada por 365. El porcentaje de consumo mínimo sobre el ACQ está “típicamente entre el 70 y el 100%”<sup>13</sup>.

Así las cosas la negociación condujo a la estructuración de un modelo de contrato entre el productor comercializador y los compradores con las siguientes características básicas:

- Tipo de contrato: Take or Pay
- Consumo Mínimo: 25% con esquema de Primera Opción a favor del comprador.

Mediante esta modalidad de contrato, el productor comercializador, en este caso ECOPETROL, ofreció un porcentaje de consumo mínimo bajo comparado con estándares internacionales teniendo en cuenta que se disponía de una capacidad instalada amplia para atender la demanda de gas natural a largo plazo. En efecto en un informe de ECOPETROL de Mayo de 1996<sup>14</sup> se dice lo siguiente:

- “En el mediano plazo (2004) las reservas probadas más los sustitutos son suficientes para atender la demanda de gas esperada”.
- “Al confirmar reservas probadas en Guajira, Magdalena Medio y Piedemonte, hay suficiente gas para abastecer la demanda nacional (8.5 TPC de 1996 a 2016), incluyendo los 8000 MW nuevos de capacidad de generación del sub-sector termoeléctrico, sin necesidad de recurrir a sustitutos”.
- “Debido principalmente a la caracterización de la demanda en el sector termoeléctrico, a partir del 2002 no se puede garantizar (con reservas

---

<sup>13</sup> COLLEGE OF PETROLEUM AND ENERGY STUDIES - “*International Gas Contracts – Commercial Facts and Negotiations*”. Buenos Aires - 1998

<sup>14</sup> Presentación a la Junta Directiva de ECOPETROL “*Sector del Gas Natural en Colombia*” - , Bogotá Mayo de 1996

probadas) para el 100% de las térmicas proyectadas, en los periodos de baja hidrología, aún sustituyendo gas por carbón, fuel oil y GLP”.

- “A partir del año 2003, es necesario estudiar la oportunidad de hacer nuevas inversiones en capacidad de producción para atender los picos de demanda de gas generados por el sub-sector termoeléctrico”.

La percepción de disponibilidad de gas llevó a ECOPETROL a considerar una política de estímulo a la instalación de nuevos proyectos termoeléctricos mediante la figura de la Primera Opción a favor del comprador la cual operaba de la siguiente manera:

- Se definió un porcentaje de consumo mínimo del 25% por considerar que la capacidad de producción de gas natural permitía atender la demanda prevista con las inversiones en curso en los campos de la Guajira, Opón y Piedemonte. En este último caso, la entrada en operación estaba prevista para el año de 1999<sup>15</sup>. De esa manera se incentivaba la entrada de nuevos proyectos termoeléctricos los cuales aportaban la “masa crítica” de consumo para la utilización de esa capacidad instalada. En la práctica este esquema equivale a un compromiso de parte del productor de ofrecer la disponibilidad máxima contratada con el proyecto a cambio de lo cual se cobra únicamente el 25% de la misma.

- Si durante el periodo de ejecución del contrato, “se ha copado la capacidad máxima de abastecimiento y un nuevo comprador requiere gas en firme, ECOPETROL solicita a los consumidores, con contratos ya firmados, incrementar su nivel de compras en firme – consumo mínimo – en la parte proporcional a las necesidades del nuevo cliente o liberar parte de la disponibilidad máxima para ofrecerle al nuevo comprador.”<sup>16</sup> En consecuencia la “primera opción” se ejerce de una de dos maneras:

- Se incrementa el valor del consumo mínimo o “Take or Pay”, o
- Se disminuye el volumen de gas contratado

De esa manera el productor comercializador aceptó conceder porcentajes de consumo mínimo del 25%, los cuales resultan bajos comparado con estándares internacionales, a cambio de lo cual el riesgo de eventuales restricciones en el abastecimiento de gas lo asumía el comprador al ejercer la primera opción la cual tiene el efecto de reducir las obligaciones del productor comercializador si se opta por disminuir el volumen contratado o mejorar el flujo de caja del productor si se decide incrementar el porcentaje de consumo mínimo.

La Gráfica II-4, presenta de manera esquemática la aplicación del esquema de Primera Opción, mientras que la Tabla II-1, indica los proyectos térmicos en el

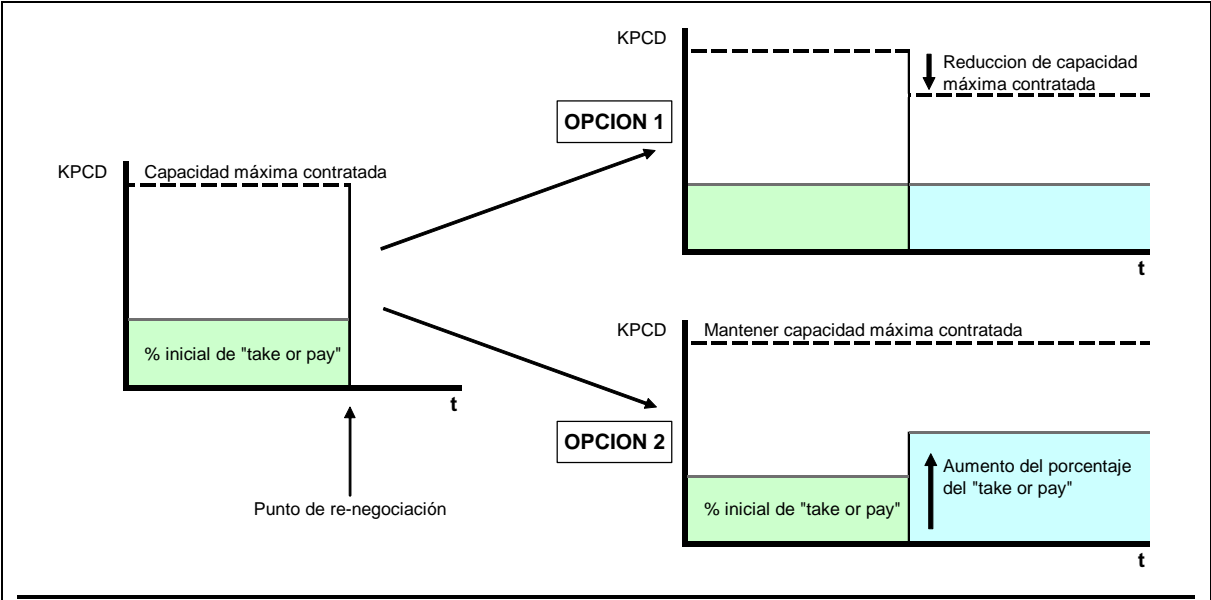
---

<sup>15</sup> Ídem Nota 14

<sup>16</sup> Ídem Nota 14



interior del país que se acogieron a esta modalidad de contratación. Tan sólo el proyecto Termovalle con capacidad de 203 MW optó por un esquema de Prima por Disponibilidad la cual se explicó anteriormente.



**Gráfica II-4: Esquema de negociación contrato "take or pay"**

PROYECTO	MW
TERMO SIERRA	460
TERMO CENTRO	285
TERMO DORADA	50
TERMO MERILÉCTRICA	160
TERMO CALI	233

**Tabla II-5: Proyectos de generación térmica del interior del país con contrato "Take or Pay"**

Nótese que este modelo de contrato sólo se aplicó a las nuevas térmicas del interior del país. En el caso de los nuevos proyectos en la Costa Atlántica, se utilizaron esquemas convencionales de "Take or Pay" con porcentajes de consumo mínimo del orden del 70% lo cual se consideraba factible de cumplir por los menores costos del gas natural y la generación térmica forzada

## II. 4. 4 LAS NUEVAS REALIDADES DEL SECTOR

Durante el resto de la década de los 90's, la situación de oferta de gas evolucionó de manera contraria a como lo indicaban los pronósticos de producción. En primer término, los campos del Magdalena Medio en particular el del Opón, comenzaron a perder producción aceleradamente hasta llegar a un nivel promedio de 51.4 MPCD y de 17.6 MPCD en 1998 y 1999<sup>17</sup> respectivamente de un total esperado en la primera etapa de 100 MPCD sostenido durante un periodo de 15 años. Debe anotarse que las perspectivas del Campo Opón llegaban al punto en el cual la producción esperada a partir de nuevos descubrimientos podría llegar a 335 MPCD aproximadamente<sup>18</sup>. A finales del 2003 la producción del campo se había estabilizado en 7.5 MPCD.<sup>19</sup> Adicionalmente, la producción del Piedemonte no entró en operación en 1999 como estaba previsto sino que estará disponible hasta Septiembre de 2005 cuando se dará al servicio la Planta de Tratamiento de Cusiana. Esta situación trajo como consecuencia restricciones en la oferta de gas al interior del país las cuales se traducen en la dificultad de ECOPETROL para atender nuevos consumos particularmente en el periodo comprendido entre el 2000 y el 2005.<sup>20</sup> Esta situación se tradujo en la activación de la cláusula de Primera Opción de los contratos de suministro de gas natural a lo cual los proyectos térmicos optaron por incrementar los porcentajes de consumo mínimo manteniendo la capacidad máxima contratada a fin de disponer del gas natural en caso de que resultaran despachadas por meritos en el MEM. Los porcentajes de consumo mínimo se incrementaron desde el nivel básico de 25% hasta alcanzar valores cercanos al 80% lo cual hacía inviable la operación de las plantas. A comienzos del 2000, ECOPETROL y los productores renegociaron sus contratos en los siguientes términos:

- Eliminación de la cláusula de Primera Opción
- Reprogramación de los volúmenes contractuales de tal manera que se redujera la presión a corto plazo sobre ECOPETROL para atender los consumos máximos de las nuevas plantas térmicas a gas natural.

Si bien se logró el objetivo de vincular el capital privado a los nuevos proyectos de construcción de plantas termoeléctricas a base de gas natural, en concepto del Consultor la manera como evolucionaron tanto los sectores eléctrico como el de gas hace que la realidad que enfrentaron los inversionistas privados haya resultado muy diferente a las señales iniciales con base en las cuales se tomaron las primeras decisiones de inversión. Algunos de los hechos que vale la pena señalar son los siguientes:

---

<sup>17</sup> ECOPETROL INFORME ANUAL - 1999

<sup>18</sup> "SECTOR DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA" - Presentación a la Junta Directiva de ECOPETROL, Bogotá Mayo de 1996

<sup>19</sup> Fuente: [www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)

<sup>20</sup> La dificultad por parte de ECOPETROL en concretar esquemas de abastecimiento de largo plazo para el proyecto de exportación de gas a Panamá y la disposición a atender nuevos consumos industriales sólo bajo la modalidad interrumpible son indicaciones de las restricciones de oferta que dificultaba asumir nuevos compromisos de gas en firme.

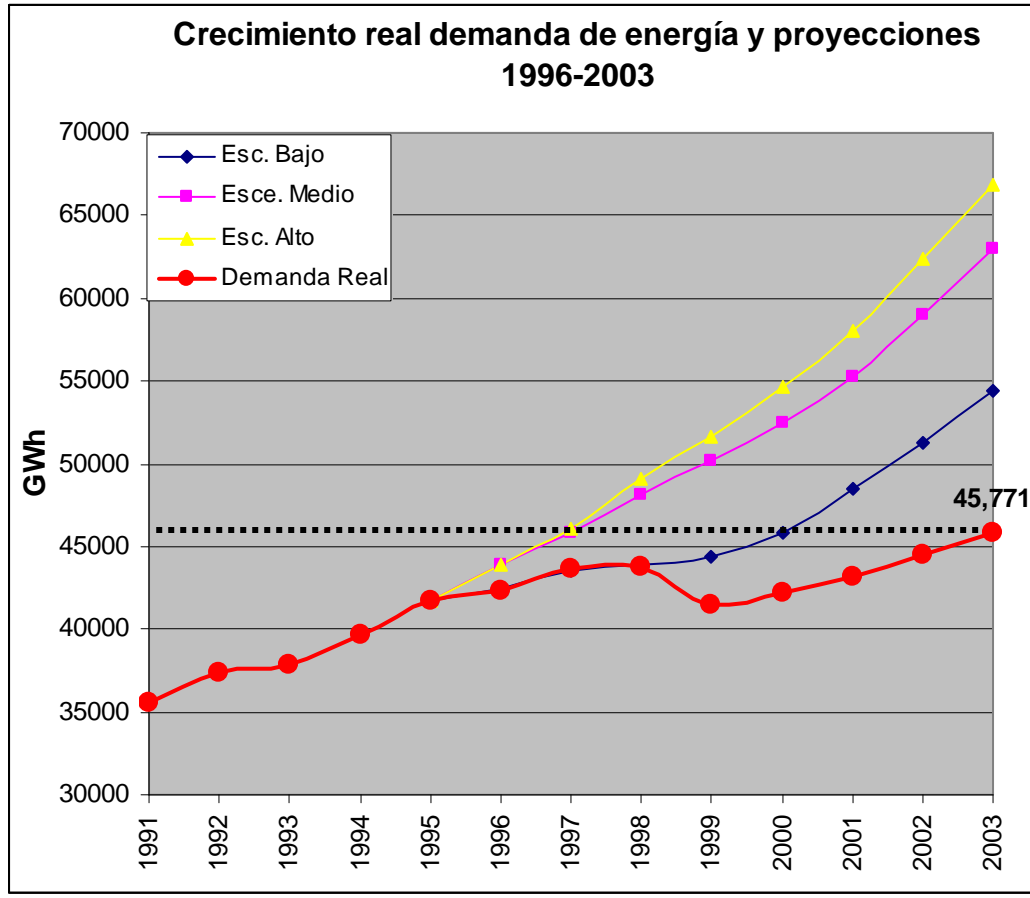
- Los planteamientos sobre disponibilidad de gas natural surgidos a raíz del Documento Conpes de Marzo de 1993<sup>21</sup> ya incorporaban las reservas de gas Cusiana lo cual, unido a las perspectivas de desarrollo de los campos del Magdalena Medio, daban plena confianza sobre la disponibilidad de gas para atender la demanda nacional de ese energético.
- La firma de los contratos de suministro de gas con la cláusula de Primera Opción la cual ponía en los generadores privados el riesgo de desbalances en la ecuación oferta-demanda de gas natural, fue posible gracias a que ECOPETROL decidió ceder en el punto del consumo mínimo inicial pero también a que los generadores privados consideraron en su oportunidad que los planteamientos oficiales sobre la plenitud de las reservas para atender la totalidad de los consumos, minimizaban la probabilidad de restricciones en la oferta de gas natural.
- Por otra parte, los planes de expansión de la época, avalados por todas las instancias oficiales tales como ISA y la UPME, proclamaban por unanimidad que el sector eléctrico mantendría en los años por venir tasas de crecimiento muy robustas lo cual a su vez se traducían en factores de utilización de planta considerablemente altos hasta llegar a niveles estimados del orden del 40% en el caso bajo y 70% en el caso alto.

Los presupuestos anteriores no se cumplieron por las siguientes razones:

- La recesión económica de finales de la década trajo como consecuencia la pérdida de la dinámica de crecimiento del sector. En la práctica como se muestra en la Gráfica II-5, el país perdió varios años de crecimiento de la demanda eléctrica.
- La pérdida de la producción del Campo Opón fue el resultado de factores geológicos y no de la negligencia de las autoridades de Gobierno.
- Las demoras en la entrada en operación del campo Cusiana se originaron en una secuencia de disposiciones regulatorias que frenaron el desarrollo del Campo y demoraron su entrada en operación hasta Septiembre del año 2005. Durante la discusión del tema regulatorio en informes posteriores, se hará un análisis más detallado de este punto. Es claro que esta demora en la entrada en operación del gas de Cusiana retrasó considerablemente la expansión del gas en el interior del país y contribuyó al déficit en la zona central que sólo se resolverá una vez que entre el proyecto Cusiana.

---

<sup>21</sup> Documento DNP-2646-UINF-DIREM “Estrategia para el Desarrollo del Programa de Gas”. Bogotá, Marzo 18 de 1993.



**Gráfica II-5: Crecimiento de la demanda de energía vs. proyecciones (1991 - 1996)**

En la Gráfica II-5 podemos ver superpuestas las proyecciones que contemplaba el *Plan de Expansión* 1996 – 2010 y el crecimiento real en demanda de energía en el período 1991 – 2003. Es claro que la demanda de energía tuvo un comportamiento cercano al escenario bajo en los años 1996 -1998, pero desde el año 1999 su comportamiento se alejó de cualquier proyección, teniendo en el año 2003 las cifras previstas para el año 2000 en el escenario bajo (3 años de atraso) y las cifras previstas para el año 1997 en los escenarios medio y alto (6 años de atraso).

Las actividades a desarrollar en los próximos meses contemplan entrevistas con algunos de los agentes privados que intervinieron en la construcción de nuevas plantas termoeléctricas. El Consultor considera que este ejercicio dará una mejor percepción sobre la manera como estos inversionistas han evaluado las inversiones ya realizadas y la probabilidad de que acometan nuevos proyectos en el futuro. Sin embargo, mientras llega el momento para el ejercicio antes mencionado, vale la pena anotar que hoy en día un nuevo proyecto a base de gas natural que requiera de un contrato a largo plazo para garantizar el combustible primario al proyecto y de paso su cierre financiero, va a enfrentar la misma

problemática que en el pasado, al tener que negociar con un productor comercializador y seguramente con el transportador una estructura contractual que atienda las necesidades del productor y del transportador y que al mismo tiempo no ahogue al proyecto con cargos fijos que pueden resultar inmanejables en una estructura de despacho por méritos. El capítulo regulatorio en su parte de análisis evaluará las disposiciones y las dificultades que pueden surgir en los procesos de contratación de los suministros de gas natural para los nuevos proyectos térmicos que entren en operación a mediano y largo plazo a la luz del marco regulatorio vigente.

## II. 5 ACTIVIDADES PENDIENTES POR DESARROLLAR

Este capítulo del Informe de Avance No. II presentó la situación del sector eléctrico en la década de los 90's y el impacto que el Plan de Masificación de Gas Combustible comenzó a tener en los Planes de Expansión del sector en particular desde mediados de los 90's, con la estructuración del primer portafolio de proyectos de generación térmica a base de gas natural en la zona central del país. En los meses siguientes, se continuará en la evaluación del impacto del Plan de Gas en el desarrollo del sector eléctrico de conformidad con la propuesta del Consultor a la UPME lo cual requiere la utilización de modelos de planeamiento tales como el MPODE a fin de contar con la información y las herramientas que permitan simular el impacto, tanto en inversión como en operación, del gas natural en el sector de energía eléctrica

### III BALANCES ENERGÉTICOS

Dentro de la evaluación del Plan de Masificación de Gas Natural, un aspecto de gran importancia es el análisis de los balances energéticos con el fin de seguir la cadena del gas desde un punto de vista tanto particular para este energético como comparativo dentro del balance de energía global del país. Este capítulo pretende explicar brevemente la metodología y estructura del balance energético y presentar unos primeros análisis y resultados obtenidos tras recopilar y comparar la información disponible desde mediados de la década de los 80 hasta los últimos balances disponibles.<sup>22</sup>

#### III. 1 METODOLOGÍA Y ESTRUCTURA DEL BALANCE ENERGÉTICO

El balance energético es una herramienta estadística y de planeación que brinda una representación sistemática y organizada de las relaciones que ocurren entre las variables físicas de la energía relacionando los aspectos de producción, consumo, transformación, importaciones y exportaciones.

La estructura de presentación y elaboración del balance energético sintetiza toda la información registrada en una sola matriz de resumen general.

Es de anotar que no se tuvo acceso al Informe Metodológico preparado por *Consultoría Colombiana* sobre la estructuración de Balances Energéticos recientemente elaborado para la UPME ni tampoco se encontró información en la página de OLADE sobre la elaboración del balance, fuentes de información, etc. Por lo anterior el Consultor en la parte inicial de este capítulo procede a dar un resumen de la estructura del balance, las definiciones básicas y las aplicaciones prácticas que son utilizadas por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en la elaboración del balance para el caso colombiano, con el fin de aclarar y familiarizar al lector o analista interesado en interpretar correctamente la información del Balance Energético.

---

<sup>22</sup> Cifras tomadas de los Balances Energéticos Nacionales realizados por la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME disponibles desde 1985 hasta 2003.

### III. 1. 1 DEFINICIONES DEL BALANCE

A continuación se presentan algunas definiciones principales, con el objeto de comprender la metodología de elaboración de balances. En las columnas se encuentran los energéticos agrupados en energía primaria y secundaria, y algunos totales y subtotales que se explicarán más adelante; en las filas se encuentran los diferentes usos o procesos (origen o destino) de cada energético; las definiciones principales usadas en el balance se presentan a continuación:

**Energía Primaria:** Es la energía que es tomada de la naturaleza, en forma directa sin transformaciones de ninguna clase, con excepción de los procesos de extracción minera o de transporte. Las fuentes de energía primaria citadas en los balances colombianos y sus respectivas abreviaciones son:

- Hidroelectricidad	HE
- Gas Natural	GN
- Petróleo	PT
- Carbón Mineral	CM
- Leña	LE
- Bagazo de caña	BZ
- Recuperación *	RC

\* Residuos vegetales recuperados con usos energéticos como cascarilla de arroz o café.

En algunos balances o encuestas (diferentes a los elaborados por la UPME), se considera a la Biomasa como energético primario, la cual agrupa el Bagazo, y los residuos vegetales recuperados.

No se tienen en cuenta otras fuentes (energía eólica, nuclear, geotérmica, entre otras.) que podrían ser consideradas como fuente de energía primaria pero que por fines prácticos para el caso colombiano no se incluyen en el balance, bien sea por no ser utilizadas en el país o por no existir cifras precisas sobre su utilización.

**Energía Secundaria:** Es la energía obtenida a partir de una o varias fuentes primarias u otra fuente secundaria, tras someterlas a un proceso físico o químico que modifica sus características iniciales. Las fuentes usadas en el balance colombiano son:

- Energía Eléctrica	EE
- Gas de Refinería	GR
- Gas Propano (GLP)	GL
- Gasolina Motor	GM
- Kerosene y Jet Fuel	KJ
- ACPM (Diesel Oil)	DO

- Combustóleo (Fuel Oil)      FO
- No Energéticos \*            NE
- Carbón Coque                CQ
- Carbón Leña                 CL
- Gas Industrial                GI

\* Derivados de uso final no energéticos como Asfaltos, Solventes y Lubricantes, que provienen de una fuente energética primaria como el petróleo.

**Demanda Interna:** Es la cantidad de cada energético demandada internamente para consumo en el país. Su fórmula general es:

$$DemandaInterna = \left( Producción + Importaciones - Exportaciones - VariaciónInventario - NoAprovechado - Perdidas - Ajuste \right)$$

- Producción:                    Corresponde a la energía obtenida (en el caso de la primaria) o producida (en el caso de la secundaria) en el país
- Importaciones:                Es la energía proveniente del exterior.
- Exportaciones :                Es la energía que se envía al exterior
- Variación de Inventario      Es la diferencia entre las existencias de una fuente energética entre el 31 de diciembre del año *i-1* al 31 de diciembre del año *i*
- No Aprovechado                Energía que por la naturaleza técnica o económica de su explotación, no esta siendo utilizada actualmente
- Pérdidas                        Pérdidas de energía originadas durante el transporte, almacenamiento o distribución
- Ajuste                            Ajuste estadístico que se realiza para compatibilizar los datos de ofertas y consumo, así como por redondeo de cifras.

Así mismo, la demanda interna se desagrega en tres ítems principales que se explican más adelante, desde el punto de vista de consumo:

$$DemandaInterna = ConsumoPropio + Transformacion + ConsumoFinal$$



**Oferta Interna:** Es la cantidad de energía ofrecida por el país de cada energético para consumo interno. La oferta interna se iguala a la demanda interna, difiriendo sólo en la cifra de ajuste, así:

$$DemandaInterna = OfertaInterna - Ajuste$$

**Consumo Propio:** Es el consumo inherente al sector productivo de cada energético para actividades propias.

**Transformación:** Es la energía utilizada por las centrales de transformación, es decir, por las instalaciones donde se cambia la estructura de la energía primaria de tal manera que se pueda utilizar en otros usos que pueden incluir consumo final. Los centros de transformación incluidos en el balance son:

- Centrales Hidroeléctricas
- Centrales Térmicas
- Autoproductores \*
- Centros de tratamiento de gas
- Refinerías
- Coquerías
- Altos Hornos
- Carboneras

\* Se consideran autoproductores a los agentes que poseen generadores eléctricos siempre que esta generación se destine a su propio consumo.

Es importante anotar que las pérdidas de transformación no se describen de manera explícita en el balance. Más adelante se calcularán las eficiencias del proceso de transformación las cuales son el resultado del cociente entre Energía de salida sobre Energía de entrada.

**Consumo Final:** Es la energía que se comercializa y se factura para consumo directo por los diferentes sectores económicos. Los sectores de consumo contemplados en el balance son:

- Residencial
- Comercial y Público
- Industrial
- Transporte
- Agropecuario y Minero
- Construcciones

### III. 1. 2 ESTRUCTURA DEL BALANCE

Como se dijo anteriormente, el balance muestra las relaciones que ocurren entre las variables físicas de la energía relacionando todos los procesos, fuentes y usos de cada energético. El balance entonces se puede desagregar en varias matrices que se pueden identificar claramente:

- (1) Balance de energía primaria
- (2) Balance de centros de transformación de energía primaria
- (3) Balance de centros de producción de energía secundaria
- (4) Balance de energía secundaria
- (5) Balance de consumo final
- (6) Distribución sectorial de consumo energético

La Gráfica III-1 muestra de forma esquemática cómo se encuentran ubicadas en la matriz resumen las submatrices o partes del balance energético.

Cada submatriz o parte del balance totaliza de acuerdo a las definiciones dadas anteriormente y es consistente con las demás partes relacionadas.

No sobra mencionar que el balance se presenta tanto en las unidades originales de cada energético (Barriles, Pies Cúbicos, Toneladas, etc.) como en Teracalorías (Tcal) o una unidad de energía común, para poder hacer los respectivos totales y comparaciones de cada caso.

En el balance energético existe un subtotal por cada tipo de energía (primaria y secundaria). La última columna del balance llamada *TOTAL EFECTIVA* (total energía efectiva) se obtiene de sumar los subtotales de energía primaria y secundaria. Nótese sin embargo que solo para el caso de la oferta interna y la demanda interna, el total de energía efectiva se obtiene sumando la energía primaria y la secundaria y restando la producción de energía secundaria; de no realizarse esta deducción, se incurriría en duplicaciones pues se estaría sumando la producción de fuentes secundarias con la porción de las fuentes primarias de las cuales se obtiene esta producción.

FUENTES PRIMARIAS		FUENTES SECUNDARIAS		TOTAL EFECTIVA
	Subtotal		Subtotal	
		(3) Balance Centros de Produccion secundarios		
(1) Balance de Energía + Produccion + Importaciones - Exportaciones - Variacion inventarios - No aprovechada - Perdidas = Oferta Interna		(4) Balance Energía secundaria (igual composición al de energía primaria)		
(2) Balance Centro de Transformacion primarios				
		(5) Balance de consumo final - Distribución por sectores de consumo (industrial, comercial y público, residencial, transporte, agrícola y minero, construcciones, no identificado)		
		(6) Distribución sectorial del consumo final Desagregación individual de cada uno de los sectores: - Industrial - Residencial - Transporte - Agrícola y minero		

**Gráfica III-1: Esquema general balance energético**

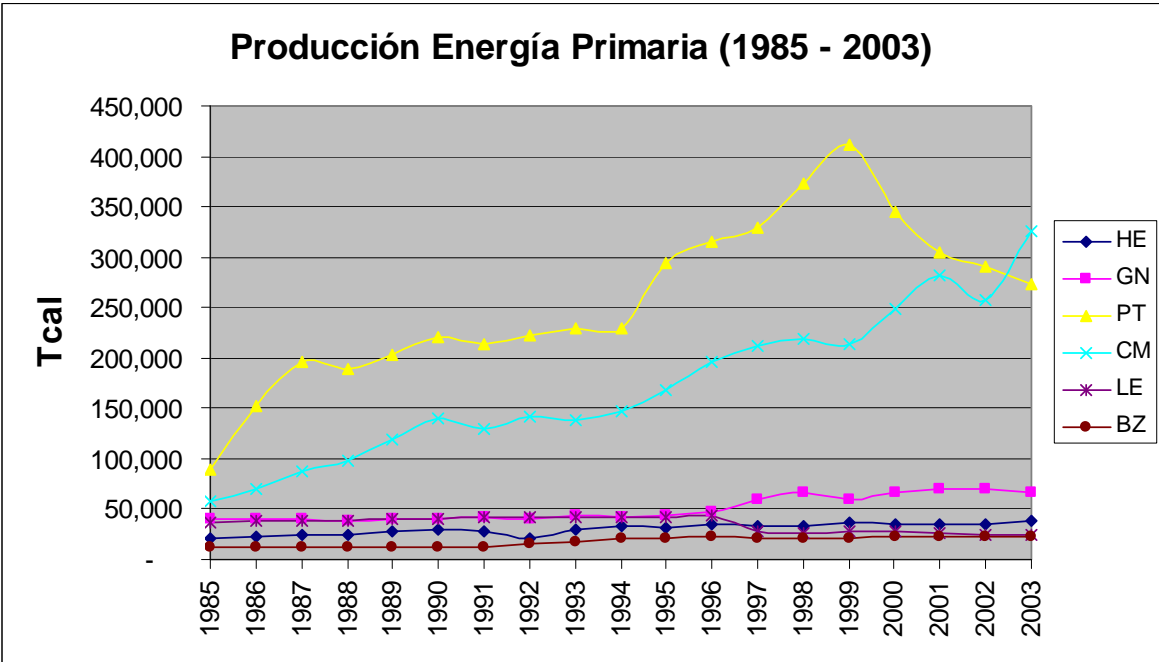
### III. 2 RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

Con el fin de hacer las comparaciones y revisar las evoluciones del caso, se consultaron los balances más antiguos disponibles en la UPME, encontrando información desde el año 1985 hasta el 2003. Es de resaltar que algunas cifras de los balances correspondientes a los años 2002 y 2003 presentan inconsistencias las cuales fueron debidamente informadas a la UPME. Se nos indicó que efectivamente los balances de esos años han sufrido modificaciones y que

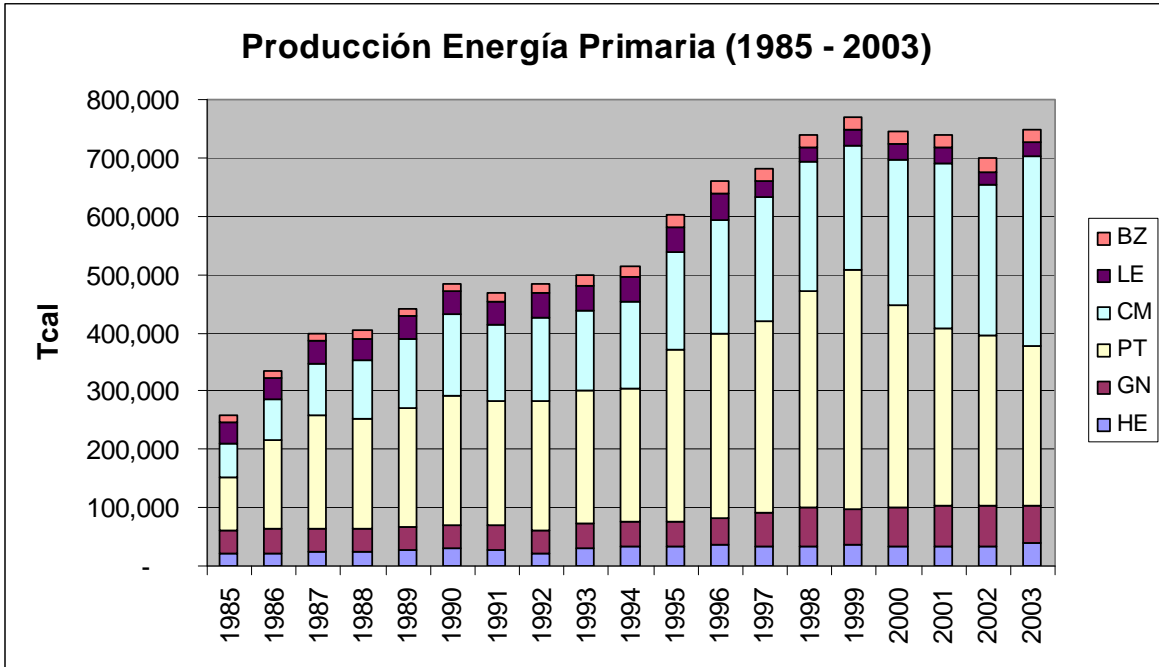
próximamente el Consultor recibirá las versiones definitivas. Dado que a la fecha de presentación de este informe no se cuenta con la nueva información las cifras que a continuación se presentan tienen carácter preliminar y su propósito es el de ilustrar el tipo de análisis realizado.

**III. 2. 1 ANÁLISIS SOBRE ENERGÍA PRIMARIA**

Al revisar la información disponible sobre energía primaria, son varios los análisis que se pueden realizar. Inicialmente se presenta en forma gráfica la evolución de la producción total de energía primaria lo cual se indica en la Gráfica III-2 y la Gráfica III-3.



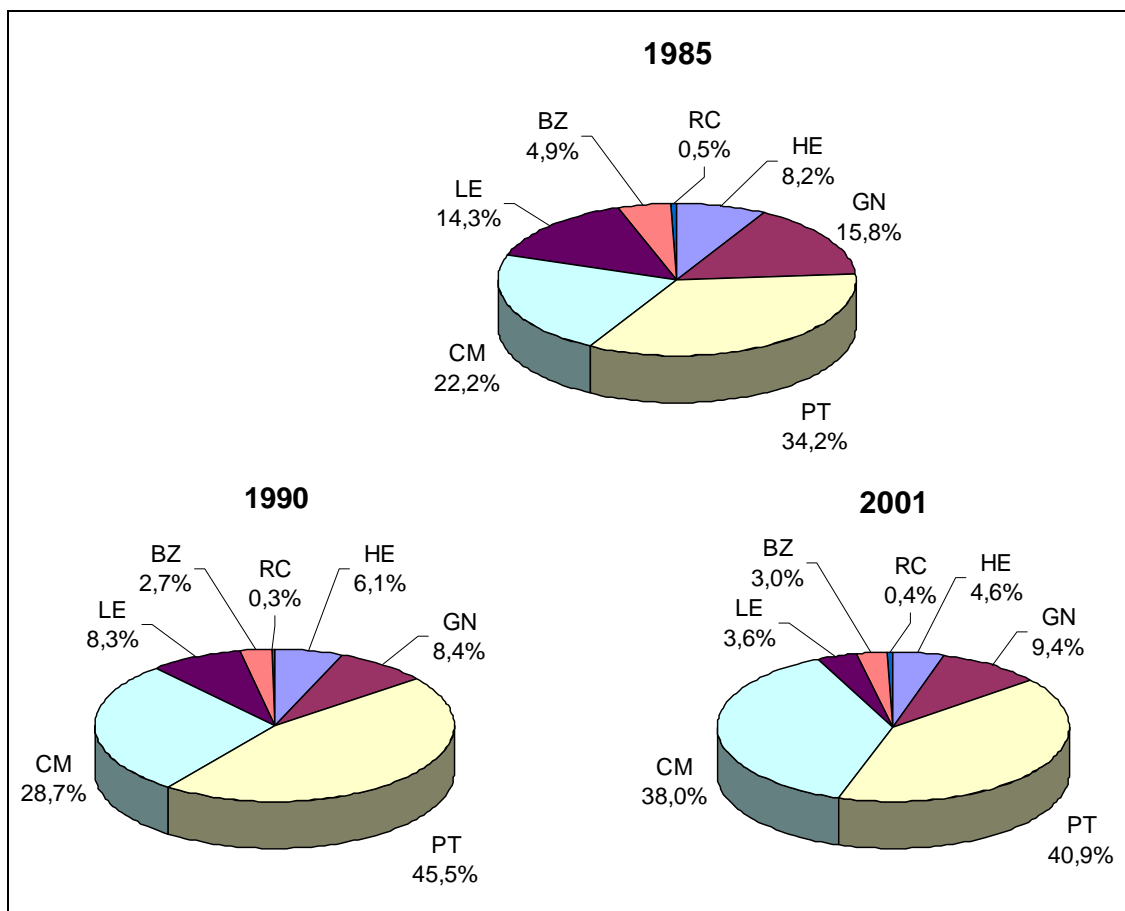
**Gráfica III-2: Producción de energía primaria 1985-2003**



**Gráfica III-3: Producción de energía primaria 1985 - 2003 (acumulado)**

Se observa que en el balance de producción de energía primaria se tienen como recursos dominantes el petróleo y el carbón mineral. En efecto, el petróleo tiene una participación promedio del 45% variando entre 35 %y 50% entre los años 1985 y 2001 mientras que en el caso del carbón la participación promedio es del 29% con participaciones porcentuales entre el 20% y 40% con tendencia creciente en el periodo señalado anteriormente. Los demás energéticos sumados tienen una participación promedio de 26% variando entre 20% y 34%.

En la Gráfica III-9 y la Tabla III-1 se presenta la composición de la producción primaria de energía para los años 1985 teniendo en cuenta que en esa fecha se tiene el primer balance energético consolidado, 1990 por ser el punto de partida del Plan de Masificación del Gas Combustible y 2001 mientras se obtienen los balances corregidos correspondientes a los años 2002 y 2003.

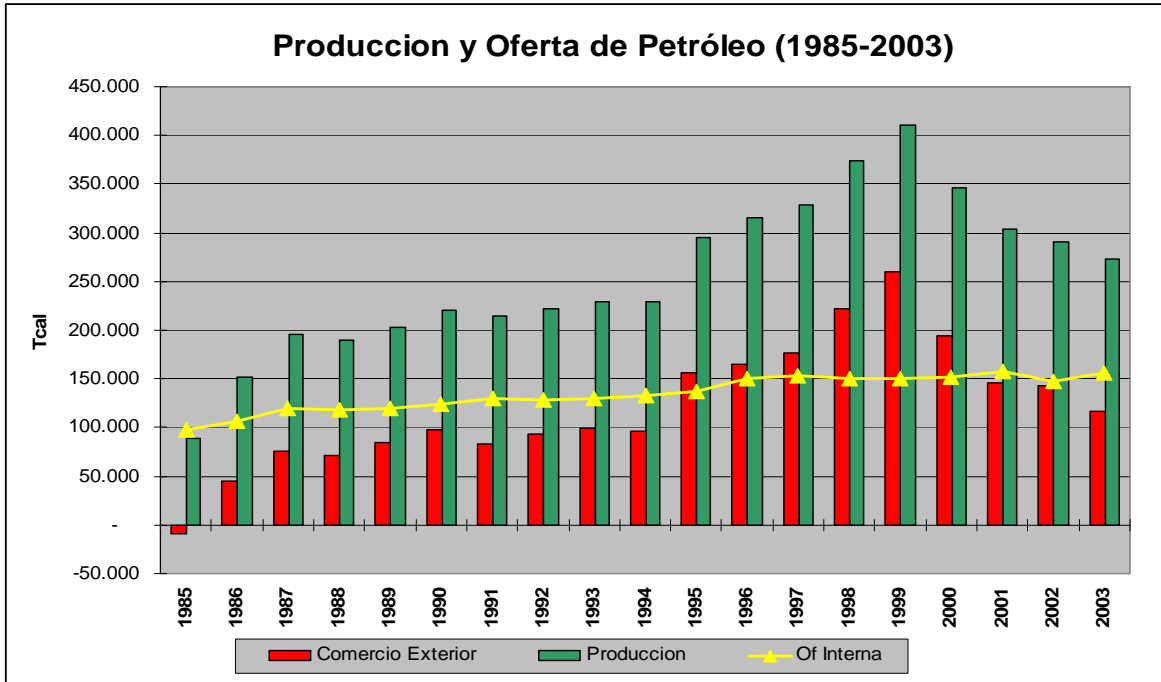


**Gráfica III-4: Producción de energía primaria 1985, 1990 y 2001**

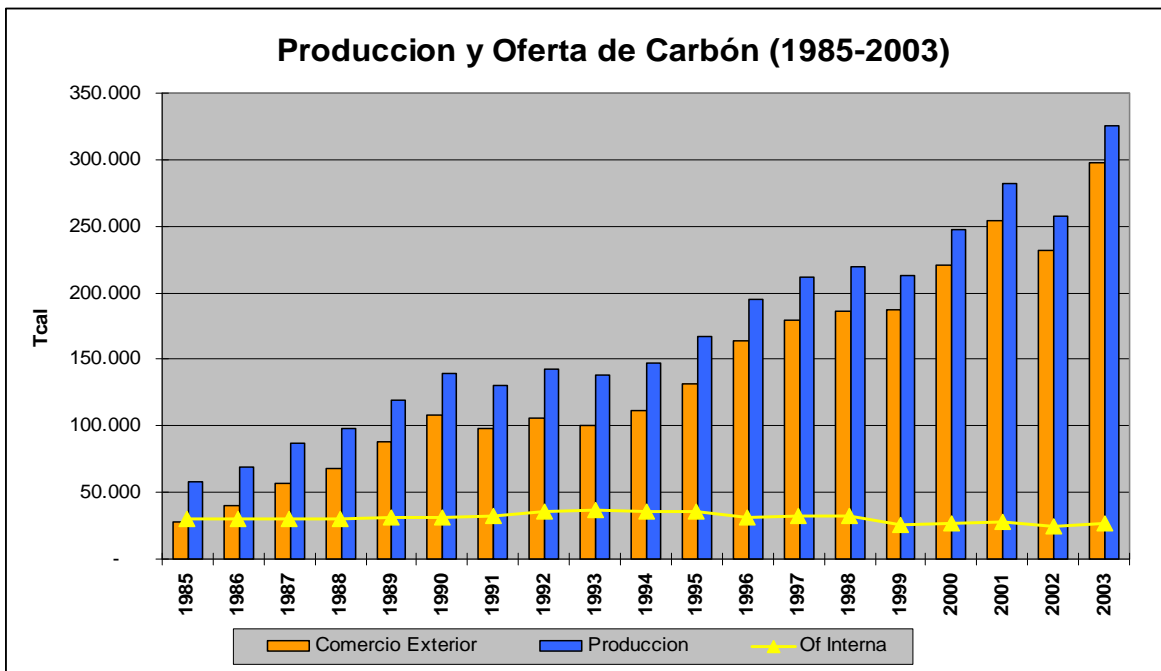
AÑO	HE	GN	PT	CM	LE	BZ	RC
1985	21.224	41.033	88.877	57.590	37.246	12.654	1.245
1990	29.566	40.779	220.965	139.568	40.483	12.991	1.639
2001	34.359	70.216	304.436	282.367	26.964	22.195	3.159

**Tabla III-1: Producción de energía primaria (Tcal)**

Se puede observar cómo si bien las cifras absolutas de producción de gas natural e hidroelectricidad tuvieron un incremento individual considerable (71 % y 62% respectivamente), su participación porcentual dentro de la canasta global de energía primaria se redujo como consecuencia de la fuerte producción de carbón y petróleo, acentuando la posición del país como productor de estos energéticos.



**Gráfica III-5: Producción y oferta de petróleo (1985-2003)**

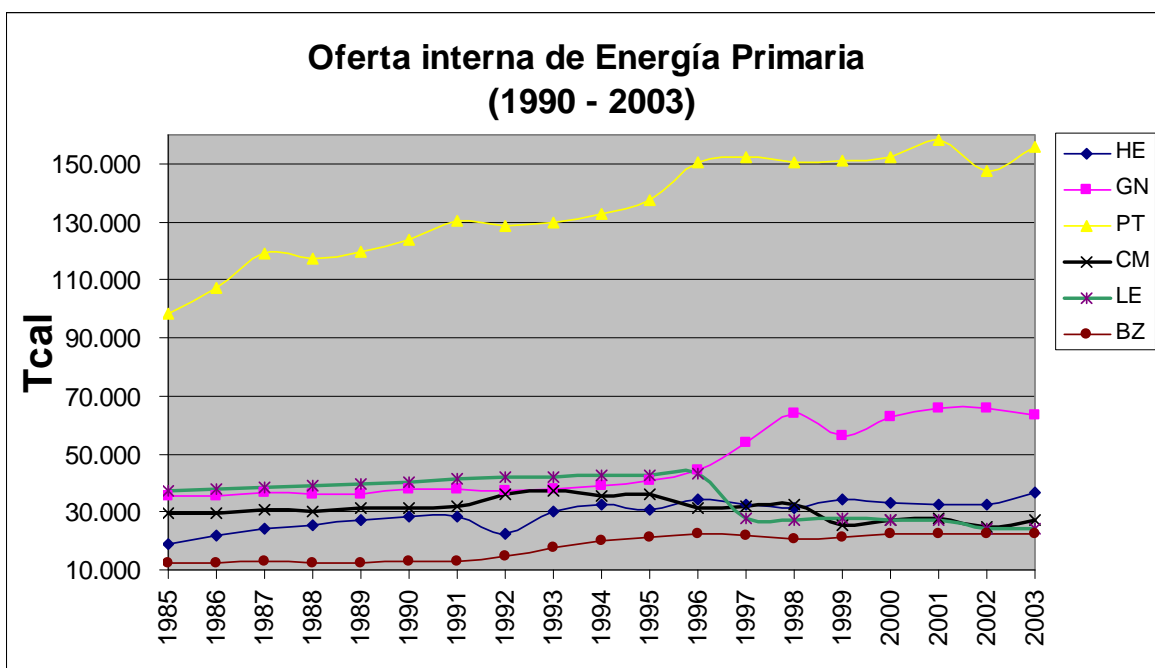


**Gráfica III-6: Producción y oferta de carbón (1985-2003)**

En la Gráfica III-5 y la Gráfica III-6 se muestra de manera resumida la comparación entre producción, comercio exterior (importaciones y exportaciones) y oferta interna de carbón y petróleo. Se deduce de esas cifras, que la producción

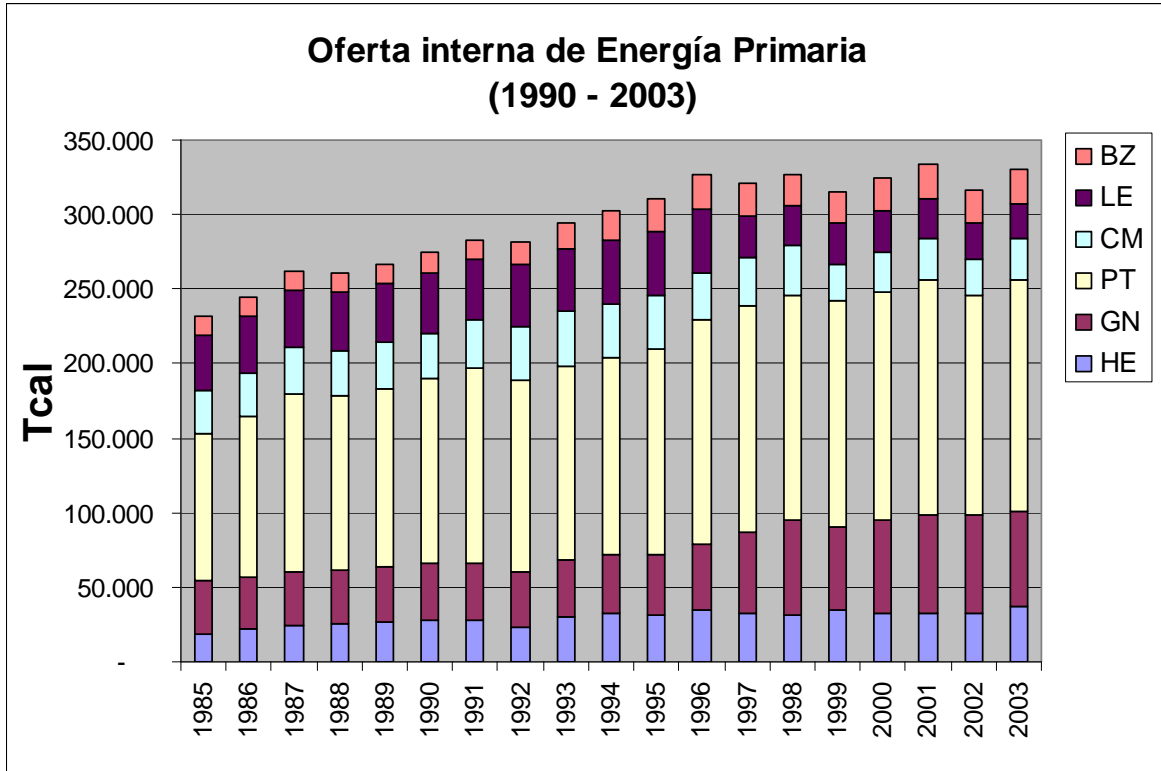
es destinada en gran porcentaje a las exportaciones, encontrando un promedio de 49% de exportaciones de petróleo en los últimos 15 años y en mayor medida para el carbón, con un promedio de exportaciones de 82%, ambos porcentajes con respecto a la producción.

La participación preponderante que muestran el carbón y el petróleo en la producción de energía primaria, contrasta con los valores de demanda interna de energía, que claramente como se ve en la Gráfica III-7 y en la Gráfica III-8 son mucho menores para estos dos energéticos. Es entonces en este escenario, el de la demanda interna y su posterior desagregación (consumo propio, transformación y consumo final) en el que se centrará el presente análisis.



Gráfica III-7: Oferta interna de energía primaria





**Gráfica III-8: Oferta interna de energía primaria (acumulada)**

De las anteriores gráficas se observa que si bien el petróleo mantiene su participación como energético principal y relativamente estable dentro de la oferta interna de energía, los otros energéticos como el carbón, gas natural, hidroelectricidad y leña principalmente, sí han modificado su participación dentro de la oferta del país.

En la Tabla III-2 se presenta la composición de la oferta de energía primaria por energético para los años 1985, 1990 y 2001. Se observa cómo el gas natural ha tenido un incremento en su participación, pasando de un 15.3% a un 19.5%; la hidroelectricidad también ha tenido una tendencia creciente pasando de un 8.0% a un 9.7%. De otro lado, se ve cómo el carbón y la leña han reducido su participación, pasando de un 12.8% a un 8.3% en el caso del carbón, y de un 16% a un 8% en el caso de la leña.

**OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA (cifras en Tcal)**

<b>ENERGÉTICO</b>	<b>1985</b>		<b>1990</b>		<b>1995</b>		<b>2001</b>	
<b>HE</b>	18.732	8,0%	28.151	10,2%	31.011	9,9%	32.555	9,7%
<b>GN</b>	35.680	15,3%	37.592	13,6%	41.077	13,1%	65.601	19,5%
<b>PT</b>	98.134	42,0%	123.945	44,9%	137.642	44,0%	158.111	47,0%
<b>CM</b>	29.796	12,8%	31.051	11,3%	36.095	11,5%	27.931	8,3%
<b>LE</b>	37.246	16,0%	40.483	14,7%	42.809	13,7%	26.964	8,0%
<b>BZ</b>	12.654	5,4%	12.991	4,7%	21.543	6,9%	22.195	6,6%
<b>RC</b>	1.245	0,5%	1.639	0,6%	2.850	0,9%	3.159	0,9%
<b>TOTAL</b>	233.488	100,0%	275.851	100,0%	313.027	100,0%	336.516	100,0%

**Tabla III-2: Oferta interna de energía primaria**

Este primer análisis muestra una tendencia consistente en cierta medida con los objetivos planteados en el Plan de Masificación de Gas Natural al lograr una reducción en el consumo de leña y un aumento significativo en la participación del gas natural como fuente de energía primaria. Sin embargo, el país continúa dependiendo del petróleo como su energético primario principal al pasar de 42% en 1985 a 47% en el año 2001.

Por otra parte, vale la pena observar las diferencias entre la producción y la oferta primaria de energía las cuales están dadas básicamente por el movimiento comercial, es decir importaciones y exportaciones:

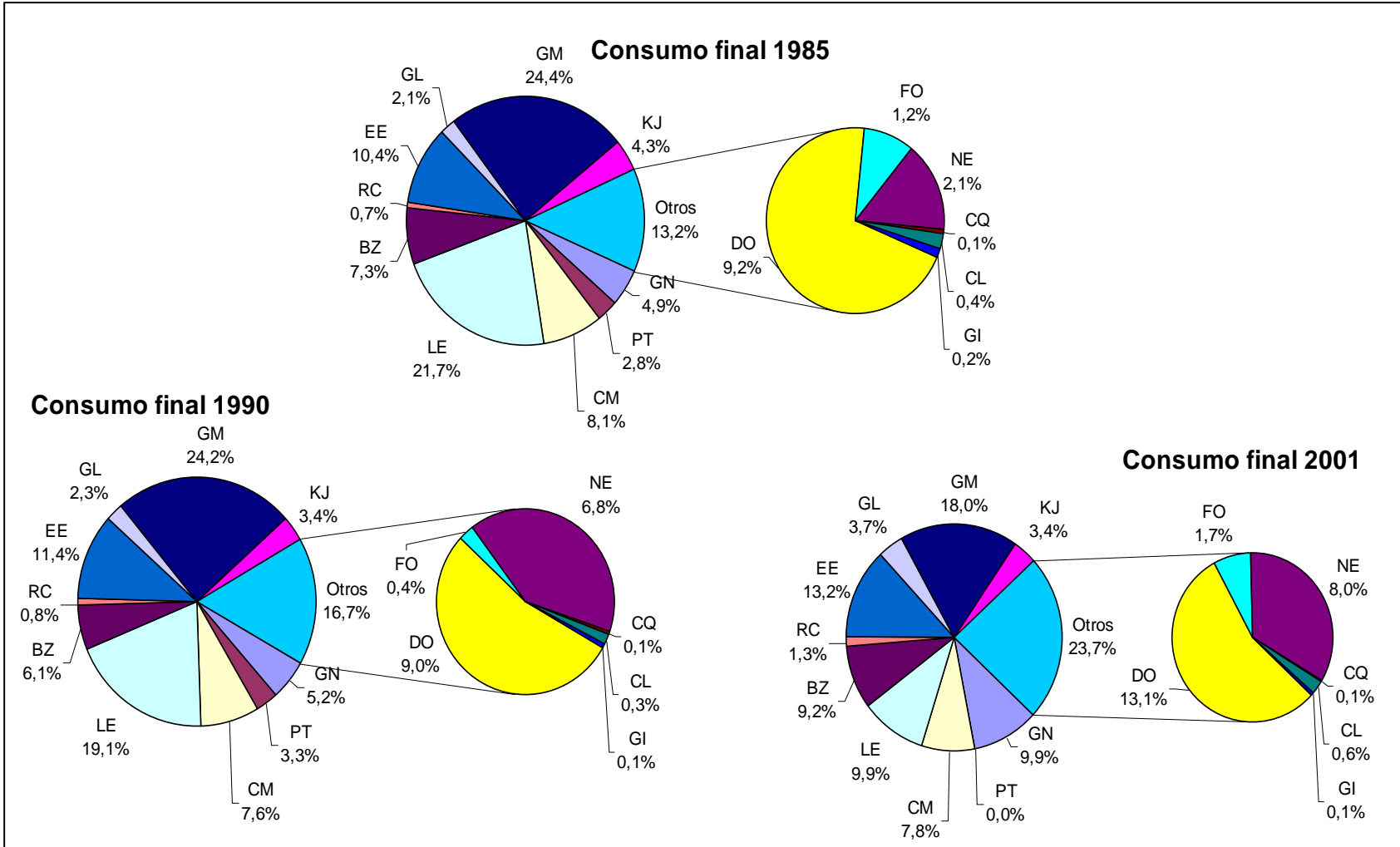
Las cifras de la Tabla III-3 indican que Colombia ha tenido una balanza comercial positiva al exportar más de lo que importa lo cual se refleja en unos valores de la oferta interna muy inferiores a las cifras de producción primaria. En efecto en 1985, el país recuperó su condición de exportador de petróleo con el descubrimiento de Caño Limón mientras que con respecto al carbón la producción de las minas de la Guajira y el Cesar han mantenido al sector carbón en altos niveles de crecimiento y participación en el mercado energético.

Año	Petróleo				Carbón			
	Producción	Exportaciones	Importaciones	Balanza neta	Producción	Exportaciones	Importaciones	Balanza neta
1985	88.877	-	9.312	79.565	57.590	20.580	-	37.010
1986	152.233	44.216	-	108.016	69.180	33.046	-	36.134
1987	195.681	73.311	-	122.370	87.484	58.096	-	29.387
1988	189.352	72.946	-	116.406	97.929	65.785	-	32.144
1989	203.565	82.697	-	120.868	119.158	81.165	-	37.993
1990	220.965	96.750	-	124.216	139.568	87.783	-	51.785
1991	213.948	85.519	-	128.429	129.948	106.466	-	23.482
1992	221.552	90.405	1.450	129.697	142.383	94.988	-	47.394
1993	228.737	99.172	-	129.565	137.950	114.506	-	23.444
1994	229.342	94.945	-	134.397	147.323	119.842	-	27.480
1995	294.498	157.427	-	137.071	167.310	118.780	-	48.530
1996	315.701	162.252	-	153.448	195.423	161.074	-	34.348
1997	328.641	174.571	-	154.070	211.848	179.270	-	32.578
1998	373.272	223.837	-	149.435	219.382	195.397	-	23.985
1999	410.927	259.630	1.830	149.467	212.901	194.558	-	18.343
2000	345.795	193.887	1.904	150.003	247.923	231.491	-	16.432
2001	304.436	149.073	2.755	152.607	282.367	253.981	-	28.386

Tabla III-3: Balance petróleo y carbón 1985 - 2001

### III. 2. 2 ANÁLISIS Y DATOS DE CONSUMO FINAL

Como se explicó anteriormente, la cifra de demanda interna se desagrega en tres componentes: consumo propio, transformación y consumo final. Este consumo final, es precisamente donde se debe hacer énfasis en el análisis, pues son los productos que se comercializan directamente y por consiguiente están a disposición del usuario final. En la Gráfica III-9 se muestra la repartición porcentual por energéticos de consumo final en tres puntos precisos del horizonte de análisis: 1985, 1990 y 2001. No sobra reiterar que dado que las cifras presentadas en el balance del 2002 y 2003 deben ser modificadas, en este informe no se insistirá en todos los detalles y conclusiones del análisis, presentando solo los gráficos básicos y algunos comentarios.



**Gráfica III-9: Distribución del consumo final por energético: 1985, 1990, 2001**

Como se puede observar en Gráfica III-9 y constatar en la Tabla III-4, es claro que la leña efectivamente redujo su participación como componente energético, teniendo un fuerte descenso del 21.7% en el año 1985 al 9.9% en el 2001; la gasolina motor también sufrió una fuerte caída en los años 1998. El gas natural aumentó significativamente su participación, pasando de un 5% a un 9.9%; sin embargo se puede observar que otros objetivos del plan como la reducción de consumo de derivados del petróleo y de energía eléctrica, no se logró como se esperaba.

En los próximos informes, una vez obtenidos la totalidad de los balances faltantes (2002, 2003), se procederá a hacer un análisis más detallado de los sectores industrial y residencial, se analizarán las cifras disponibles sobre consumo de energía de la encuesta anual manufacturera elaborada por el DANE comparándola con las cifras de balance, y se sacarán conclusiones generales y específicas sobre el cumplimiento de las metas proyectadas por el Plan de Masificación de Gas Combustible, desde el punto de vista de balance energético nacional.

## CONSUMO FINAL (TOTAL PAÍS) DE ENERGÉTICOS 1985 - 2001

AÑO	GN	PT	CM	LE	BZ	RC	TOTAL PRIMARIA	EE	GL	GM	KJ	DO	FO	Subtotal Derivados PT	NE	CQ	CL	GI	TOTAL SECUNDARIA	TOTAL EFECTIVA
1985	8.100	4.684	13.281	35.735	12.022	1.179	75.001	17.067	3.475	40.210	7.022	15.212	1.999	67.918	3.421	180	592	338	89.517	164.518
1986	8.856	5.138	13.904	36.399	11.764	1.270	77.330	19.215	3.508	42.282	6.329	14.859	1.242	68.221	12.540	179	605	384	101.143	178.474
1987	8.813	5.692	15.936	36.940	12.043	1.369	80.792	19.663	3.894	45.094	6.593	16.116	1.568	73.265	12.221	181	617	688	106.635	187.428
1988	9.459	6.263	13.778	37.581	12.009	1.270	80.360	20.379	3.984	47.310	6.544	16.970	1.291	76.099	11.911	183	630	392	109.594	189.954
1989	9.756	6.347	15.751	38.187	11.949	1.312	83.302	22.144	3.934	49.178	6.466	18.019	859	78.456	11.609	183	641	358	113.392	196.694
1990	10.469	6.649	15.372	38.821	12.341	1.561	85.214	23.107	4.629	49.182	6.925	18.172	905	79.815	13.794	189	653	153	117.712	202.926
1991	10.981	6.347	15.839	39.490	12.197	1.584	86.438	23.797	4.831	49.867	6.958	18.217	1.887	81.761	14.148	189	664	192	120.752	207.190
1992	11.304	7.071	16.142	40.185	14.250	2.062	91.015	24.946	5.322	52.835	7.731	21.097	2.262	89.248	12.766	192	676	200	128.028	219.043
1993	11.795	7.505	20.505	40.527	16.738	2.637	99.706	27.248	5.650	53.677	7.738	22.468	1.242	90.775	11.742	194	688	167	130.815	230.522
1994	12.661	7.807	20.740	40.778	19.140	2.668	103.794	28.697	5.988	55.698	8.529	23.992	767	94.973	13.608	194	698	149	138.321	242.115
1995	13.375	7.858	18.105	41.039	20.466	2.698	103.541	29.967	6.001	57.949	8.918	26.070	2.133	101.071	17.960	197	708	184	150.087	253.628
1996	14.202	8.390	19.142	41.526	21.335	2.965	107.559	31.137	7.063	58.104	8.731	29.371	1.152	104.421	18.426	197	718	180	155.078	262.638
1997	14.759	9.136	19.598	23.155	20.709	2.958	90.314	30.474	7.401	59.925	9.128	29.809	2.276	108.537	18.593	197	708	184	158.693	249.007
1998	16.003	8.189	19.640	22.827	19.163	3.627	89.449	29.656	7.970	58.045	8.620	30.234	1.749	106.618	18.286	606	1.498	179	156.843	50.979
1999	17.084	5.673	18.020	22.612	20.162	3.627	87.177	27.565	8.087	51.632	8.496	26.989	1.064	96.268	17.376	370	1.498	136	143.212	30.840
2000	18.055	2.797	18.118	22.387	21.036	2.965	85.358	28.668	8.414	46.129	7.722	30.140	3.447	95.851	18.426	197	1.435	230	144.808	230.166
2001	22.724	40	17.917	22.734	21.036	2.965	87.416	30.264	8.486	41.362	7.803	30.179	4.002	91.833	18.426	197	1.435	250	142.405	229.184

Tabla III-4: Consumo final de energéticos 1985-2001

## **IV EVOLUCIÓN DEL SECTOR DE GLP EN EL PLAN DE GAS**

### **IV. 1 EL MERCADO DE GLP - INTRODUCCIÓN**

La industria del GLP se inicia en Colombia a finales de los años 30 y principios de los 40 del siglo pasado cuando se da comienzo a una distribución incipiente con los escasos volúmenes producidos en las refinerías de Tibú y Barrancabermeja. El GLP como nuevo combustible doméstico entró a competir contra el tradicional carbón, el queroseno y la energía eléctrica que por aquella época, ya se estaba posicionando como energético de cocina.

Sus bondades en el campo de la energía domiciliaria fueron rápidamente aceptadas por las amas de casa y el GLP empezó a abrirse camino dentro de sus preferencias. En menos de 20 años, se convirtió en el combustible doméstico predilecto y la demanda empezó a presionar la oferta.

A pesar de los incrementos de producción logrados en las refinerías y los campos de producción de petróleo, la oferta siempre fue deficitaria. La aparición de nuevos distribuidores ante las expectativas de un mercado creciente y la insuficiencia en la oferta llevó al entonces Ministerio de Minas y Petróleos a regular extensivamente la distribución del GLP. Se creó el llamado “Sistema de Cupos”, mediante el cual, se asignaba a cada distribuidor un volumen mensual y una zona específica exclusiva para su distribución<sup>23</sup>. Conviene señalar que en algunas oportunidades los cupos asignados por el ministerio excedieron las posibilidades de producción ya que, además de cubrir las solicitudes de los distribuidores y sus necesidades de expansión, se usaron en muchas ocasiones para el pago de favores políticos. Esta situación generó presiones adicionales en el mercado debido al comercio paralelo de cupos y zonas.

---

<sup>23</sup> Resolución 0904 de junio de 1965 del Ministerio de Minas y Petróleos.

Año	Clientes	Barriles por día	
		Cupos	Entregas
1980	130	7,993	6,376
1981	148	9,132	7,183
1982	144	8,973	7,903
1983	151	10,217	8,961
1984	159	10,991	9,571
1985	155	10,883	9,563
1986	166	10,899	10,129
1987	177	11,351	11,360
1988	179	11,620	12,395
1989	182	12,402	13,003
1990	190	13,331	13,357
1991	191	16,551	15,173
1992	191	15,010	15,007

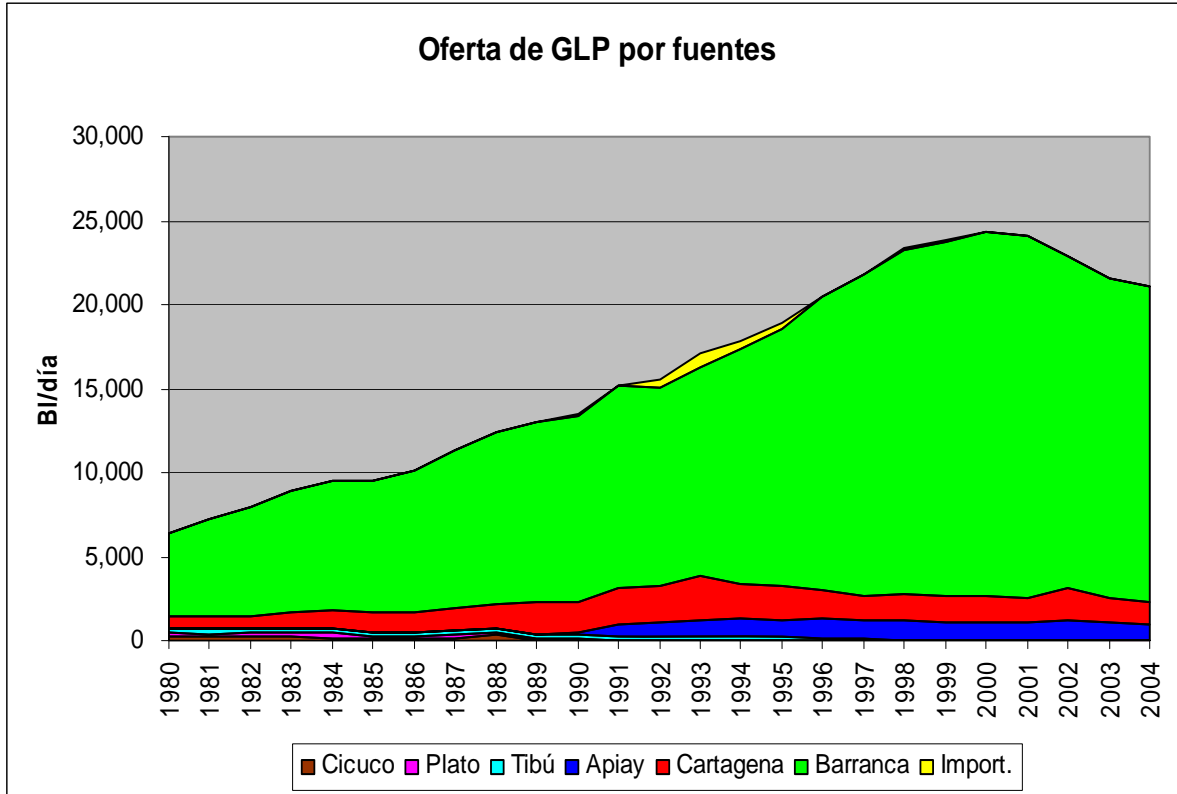
**Tabla IV-1: Evolución de Clientes, Cupos y Entregas<sup>24</sup>**

Durante la década de los 80's, a pesar de estar en un régimen altamente regulado y una oferta deficitaria, el mercado prácticamente se duplicó pasando de 6,376 barriles diarios en 1980 a algo más de 13,000 en 1990, con una tasa de crecimiento promedio del 7.7% anual. Sin embargo, el crecimiento de la oferta, el déficit existente y la carencia de competencia debido a la zonificación exclusiva del mercado, llevaron a prácticas comerciales irregulares como el cobro anticipado del producto y el escaso control en el llenado de los cilindros.

El planteamiento conceptual que inspiró las profundas reformas que se realizaron en el sector a comienzos de los 90's, siguiendo los lineamientos de la Política de Masificación del Gas Combustibles comentadas en el Informe de Avance No. I, era simple: si la problemática del GLP estaba centrada en la insuficiencia de la oferta por lo cual había sido necesario administrar la demanda mediante cupos y zonas exclusivas, la solución era promover el pleno abastecimiento, bien sea con recurso nacional proveniente de los campos de producción y las refinerías de ECOPETROL o de los mercados internacionales, y posteriormente liberar los controles de un demanda administrada y dejar que la competencia entre distribuidores, apoyada en la nueva figura del comercializador mayorista, encontrara su punto de equilibrio.

<sup>24</sup> ECOPETROL Gerencia de Comercialización de Gas. *Reportes de Cupos 1980 - 1993*





Gráfica IV-1: Oferta de GLP por fuentes<sup>25</sup>

ECOPETROL tuvo que realizar importantes inversiones para abrirse a las importaciones a comienzos de la década, debido a la carencia de infraestructura de almacenamiento y puertos, viéndose obligada a adecuar el muelle de la refinería de Cartagena para el recibo de buques propaneros, a instalar almacenamiento adicional en la refinería y a adecuar una flota de remolcadores y planchones con tanques de GLP para transportar parte del producto por el río Magdalena hacia la refinería de Barrancabermeja. El sector privado también hizo su aporte mediante la adquisición de una importante flota de transporte terrestre en carrotanques.

Las decisiones de política se vieron plenamente justificadas porque la mayor oferta de GLP coadyuvó a conjurar la crisis energética que desembocó en el apagón que sufrió el país entre marzo de 1992 y marzo de 1993.

A partir de 1990, con las nuevas directrices de política y los esfuerzos realizados por ECOPETROL para maximizar la oferta de GLP con mejores prácticas de producción o mediante importaciones, el mercado continuó creciendo en forma constante hasta el año 2000, con tasas promedio del 6.2% anual.

<sup>25</sup> ECOPETROL Varios: Informes Anuales, Estadísticas de la Industria Petrolera varios años, SUI y cálculos del Consultor

Entrando la década de los 90's, el Ministerio de Minas y Energía expidió entonces una nueva resolución<sup>26</sup> mediante la cual eliminó el sistema de cupos – y por ende las zonas exclusivas – y creó la figura del distribuidor mayorista, el cual adquiere el producto directamente de ECOPETROL en las plantas de abasto, lo almacena y posteriormente lo entrega a los distribuidores minoristas para su venta al público, figura que prevalece hoy en día.

Adicionalmente, al eliminar los cupos y las zonas exclusivas, el mercado adquiere una nueva dinámica donde la competencia entre distribuidores se volvió extrema y el servicio al cliente empezó a marcar la diferencia entre distribuidores.

#### IV. 2 EVOLUCIÓN DEL MERCADO

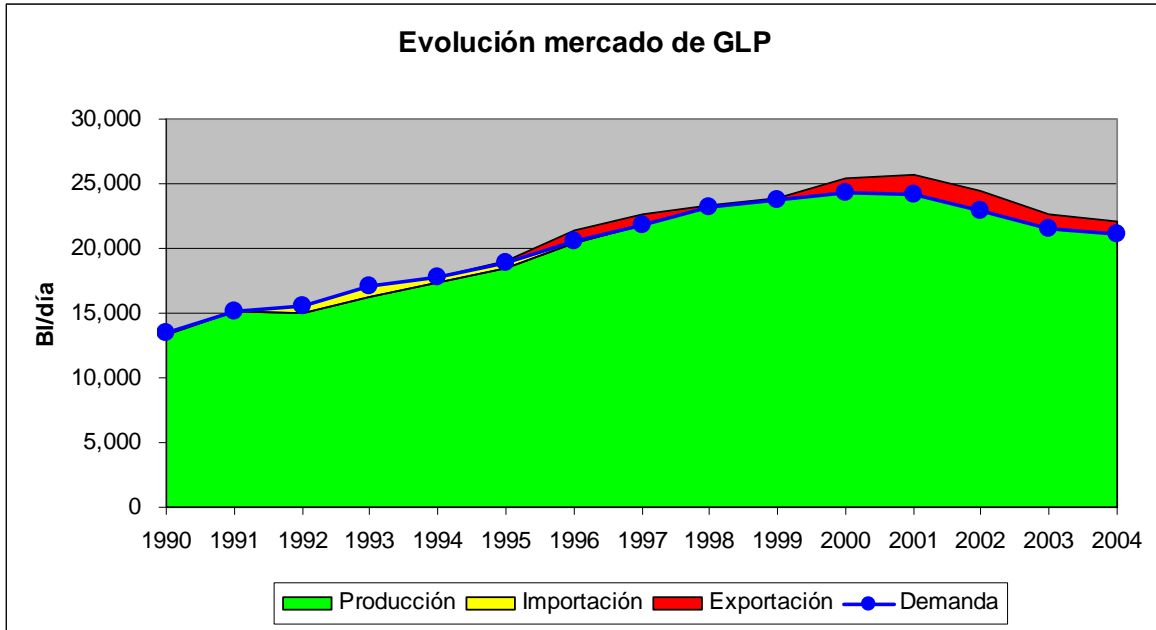
La década de los 90 se inicia con un mercado cercano a los 13,000 barriles diarios y con una demanda creciente. Cada esfuerzo logrado en las refinerías o los campos de petróleo por incrementar la producción, se vio permanentemente desbordado por el mercado que día a día exigía más producto. En 1991 inicia producción el campo de Apiay y las refinerías, obligadas a adoptar un patrón de refinación hacia máxima gasolina, también maximizan la oferta de GLP.

Sin embargo, la presión del mercado se hace insostenible hacia comienzos de 1992 cuando se produce el racionamiento eléctrico y el Gobierno Nacional toma la decisión de levantar las restricciones en la oferta mediante importaciones por Cartagena.

Las importaciones se mantienen hasta 1995 cuando entra en producción la nueva planta de ruptura catalítica en la refinería de Barrancabermeja, que generó excedentes exportables en 1996 de 863 barriles diarios y posteriormente, exportaciones continuas a partir de 1998 de cerca de 1,100 barriles diarios en promedio. Estas exportaciones han sido principalmente de Butanos producidos en Barrancabermeja los cuales normalmente son transportados por el río Magdalena y Canal del Dique hasta la refinería de Cartagena en planchones debidamente acondicionados con tanques para GLP, los mismos que se usaron para mover parte del producto importado a comienzos de la década de los 90 hacia el interior del país.

---

<sup>26</sup> Resolución 31702 de septiembre de 1993 del Ministerio de Minas y Energía.



**Gráfica IV-2: Evolución del mercado de GLP<sup>27</sup>**

El incremento en la oferta local del producto, llevó a ECOPEPETROL a tomar algunas medidas para dinamizar el mercado como la ampliación del plazo de pago a 30 días en 1996 <sup>28</sup> y adelantar programas para incentivar el consumo como el programa *Gas para el Campo*, que se llevó a cabo entre 1997 y 1999, alcanzando un cubrimiento de 90,894 nuevos usuarios en 197 municipios de 4 departamentos. Cabe mencionar aquí el impulso que la disponibilidad de GLP le dio al Programa de Sustitución de Cocinol gracias al cual aproximadamente 340,000 familias de la zona sur de Bogotá y el Altiplano Cundiboyacense, dejaron de consumir el cocinol y lo sustituyeron por gas natural y gas propano. En un próximo Informe de Avance se hará una evaluación mas detallada de estos dos programas.

Con este plan de incentivos y un mercado con grandes necesidades del producto, el consumo creció a razón del 6% anual en promedio a partir de 1993 y hasta el año 2000, pasando de 16,233 barriles diarios a 24,281 barriles por día, mientras que la oferta interna lo hizo a una tasa del 7.5% anual, pasando de 15,403 barriles diarios en 1993 a 25,472 en 2000.

A pesar de la oferta suficiente, a partir del año 2001, el mercado sufre una contracción continua originada por múltiples factores entre los que pueden mencionarse los siguientes:

<sup>27</sup> Ídem nota 25

<sup>28</sup> Medida desmontada por ECOPEPETROL en 2003.

- El incremento de precios al público,
- La reducción de márgenes de los distribuidores,
- La sustitución por gas natural en las principales ciudades del interior del país.
- La problemática del orden público y restricciones a circulación de vehículos de distribución.

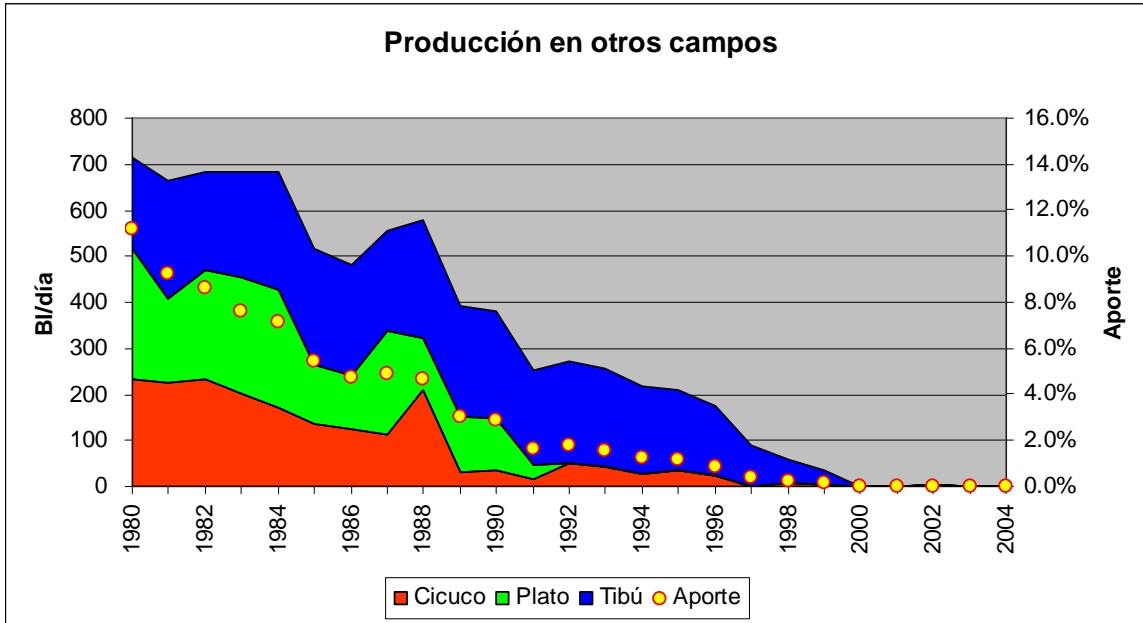
El promedio de consumo durante 2004 alcanzó los 21,055 barriles por día, volumen similar al obtenido en 1996 y un 13.3% inferior al logrado en 2000.

Se podría esperar que la producción se hubiese mantenido en los niveles de los 25,000 barriles diarios y que los casi 4,000 barriles excedentes hubiesen sido exportados. Sin embargo, limitaciones en el transporte por el río Magdalena y la escasa infraestructura disponible en Cartagena para la exportación de GLP, obligaron a reducir el ritmo de producción a los niveles actuales.

#### IV. 3 EVOLUCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA

##### *IV. 3. 1 INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN*

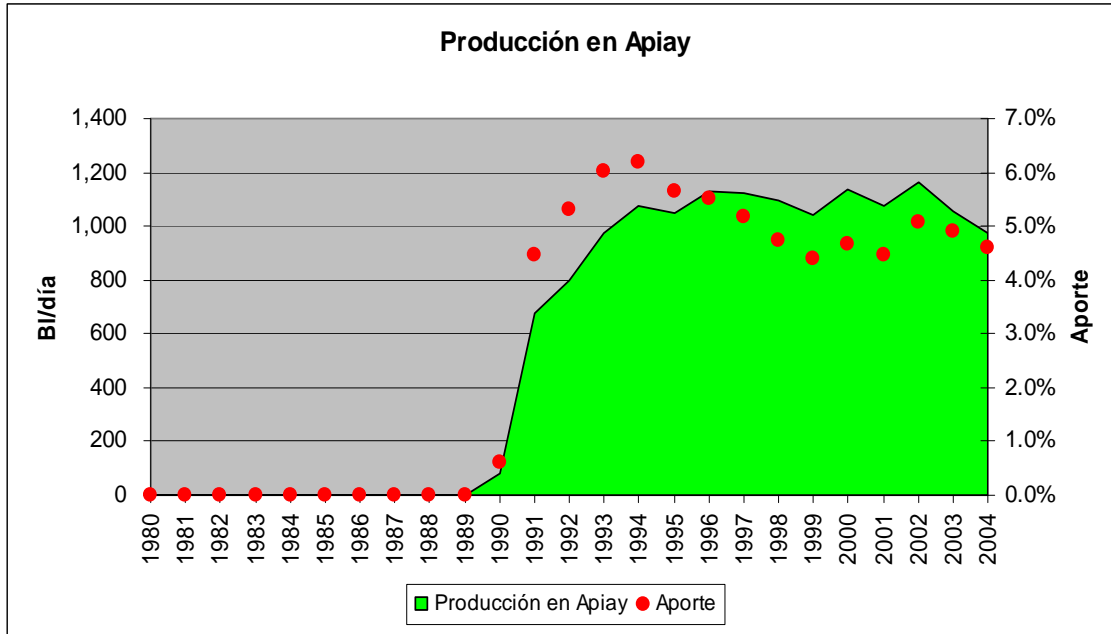
Al comienzo de la década de los años 80, el país obtenía el GLP de 5 fuentes: las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y los campos de Tibú en norte de Santander, Cicuco en Bolívar y El Plato en Magdalena. Estos campos fueron declinando paulatinamente hasta desaparecer. El Plato dejó de producir en 1992, Cicuco en 1997 y Tibú en el 2000. En conjunto, los tres campos llegaron a aportar algo más del 10% de la oferta nacional.



Gráfica IV-3: Producción en otros campos<sup>29</sup>

En 1990 inició operaciones la planta de gas de Apiay, inicialmente con aportes marginales lo cual le permitió crecer hasta alcanzar su nivel operativo máximo entre 1,000 y 1,200 barriles diarios en 1994.

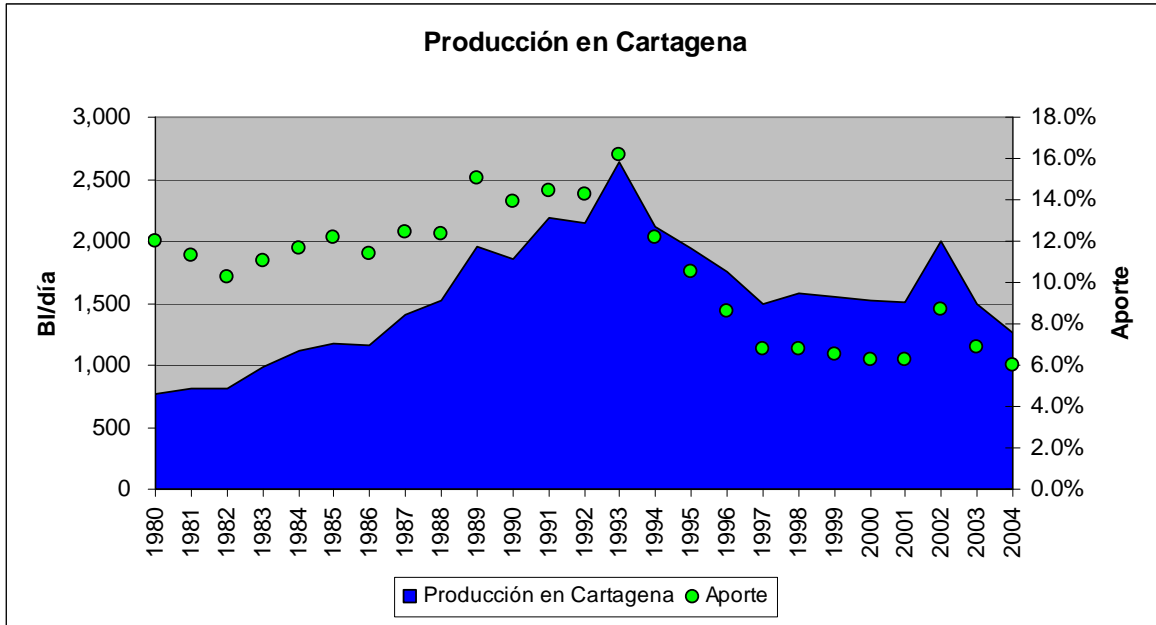
<sup>29</sup> Ídem Nota 25



Gráfica IV-4: Producción en Apiay<sup>30</sup>

La refinería de Cartagena ha jugado un papel primordial en el abastecimiento del país. De una parte cuenta con una ubicación estratégica que le permite el manejo de los volúmenes de importación y de otra, cuenta con una gran flexibilidad operacional que soporta variaciones en la producción entre 1,000 y 5,000 barriles diarios, al desviar a GLP corrientes de la planta de polimerización.

<sup>30</sup> Ídem Nota 25



Gráfica IV-5: Producción en Cartagena<sup>31</sup>

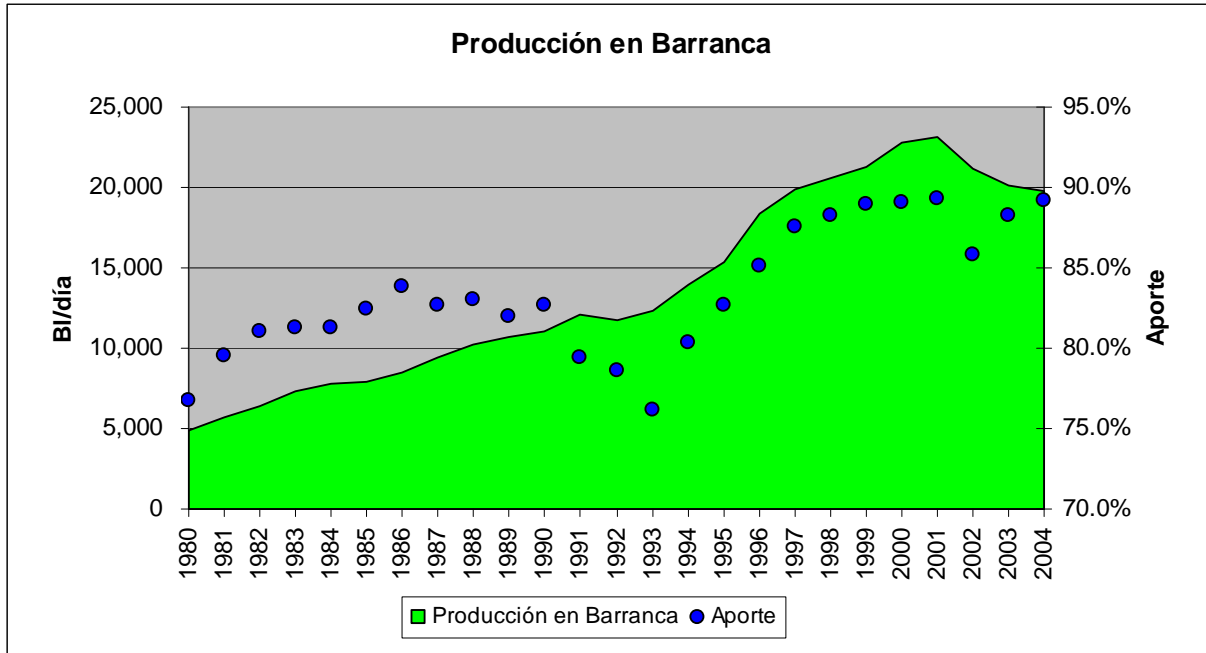
Durante el primer quinquenio de la década de los 90, cuando se realizaron las importaciones para cumplir con la directriz del pleno abastecimiento según el Plan de Masificación de Gas Combustible, Cartagena aportó entre 500 y 1,000 barriles diarios adicionales al consumo normal de su zona de influencia que se estabilizó alrededor de 1,500 barriles diarios.

Esta flexibilidad operacional la convierte en el respaldo primario para la refinería de Barrancabermeja cuando ésta presenta dificultades operacionales por la salida intempestiva o programada de alguna de las unidades de ruptura catalítica. En esta eventualidad, algunos clientes del interior del país son autorizados para el transporte terrestre de GLP desde Cartagena hasta sus instalaciones. En una primera instancia se autoriza a los distribuidores de Antioquia y Santander, por ser las regiones más cercanas. Eventualmente se ha autorizado a distribuidores de Puerto Salgar, Manizales y Pereira y muy esporádicamente, a clientes de Bogotá y el Valle. ECOPETROL reconoce a los distribuidores un flete por el transporte terrestre de dichos volúmenes.

Cuando el aporte adicional de Cartagena resulta insuficiente para cubrir las necesidades de corto plazo de los clientes, se realizan importaciones, bien por Cartagena o Cúcuta, esta última de reciente utilización por cuanto el transporte resulta más económico.

La refinería de Barrancabermeja es la principal fuente de abastecimiento del mercado nacional.

<sup>31</sup> Ídem Nota 25



Gráfica IV-6 – Producción en Barrancabermeja<sup>32</sup>

Durante la década de los años 80 la producción, jalonada por la creciente demanda, creció a un ritmo del 7.6% promedio anual. En 1995 inicia operaciones la nueva planta de ruptura catalítica que prácticamente permitió duplicar los niveles de producción pasando de 12,000 barriles diarios entre 1991 y 1992, a casi 24,000 en el periodo 2000 a 2001 superando la demanda interna y generando excedentes de exportación.

Cabe anotar que la expansión de la capacidad refinadora se originó por las presiones en el mercado de gasolina y diesel. El aumento de la capacidad de producción de GLP fue una consecuencia de dicha expansión más no la causa de ella. De no haberse sucedido la expansión, el país habría tenido que invertir en puertos, almacenamientos y transporte para abastecer los mercados y dar cumplimiento a las políticas de pleno abastecimiento.

<sup>32</sup> Ídem nota 25



IV. 3. 2 INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE



Gráfica IV-7: Sistema de transporte de GLP<sup>33</sup>

La infraestructura de transporte de GLP tuvo sus principales desarrollos en la década de los años 70 cuando por necesidades en el transporte de combustibles se duplicaron algunos sistemas, permitiendo dedicar varias líneas al transporte de GLP.

<sup>33</sup> Ídem nota 25

La línea de 8" entre Galán y Salgar, de 245 kilómetros de longitud, fue reemplazada por dos líneas de 12" y 16" para el transporte de combustibles, permitiendo dedicar la de 8" al transporte de GLP, con una capacidad de 20 KBD, convirtiéndose en el primer propanoducto del país.

Lo mismo ocurrió con la línea de 8" entre Salgar y Bogotá de 104 kilómetros de longitud, que fue reemplazada por una línea de 10" permitiendo usar la línea original para GLP, con capacidad para transportar 12 KBD.

El poliducto Salgar-Cartago-Yumbo (Odeca), de 368 kilómetros, también fue ampliado pero en lugar de construir una línea paralela, se construyó la línea Sebastopol-Medellín-Cartago-Yumbo. La necesidad de abastecer de combustibles al eje cafetero, no permitió dedicar la línea de Odeca al servicio de GLP, la cual es compartida por varios combustibles. Esta circunstancia, sumada al tiempo en que tarda un combustible en llegar a Yumbo desde Salgar, dificulta la operación y obliga a los distribuidores de la zona a disponer de mayores almacenamientos que el resto del país. En condiciones normales de operación, permite llegar a Yumbo con 14 KBD de producto.

El poliducto Galán-Bucaramanga, de 95 kilómetros, también es anterior a 1980, es compartido por varios combustibles y cuenta con una capacidad máxima de 16 KBD. Su cercanía a Galán permite una operación más flexible, con menores exigencias en almacenamiento para los distribuidores.

Tal vez el único desarrollo estatal importante en materia de transporte ocurrido en los últimos 20 años, además de ampliaciones puntuales en algunos sistemas, como el cambio de las bombas en Puerto Salgar o la conexión del sistema de GLP a la estación de refuerzo de Villeta, fue la adecuación de la flota fluvial entre Barranca y Cartagena en 1992-93, inicialmente concebida para mover GLP importado desde Cartagena al centro del país y luego en sentido contrario para llevar los excedentes exportables de butanos de Barranca a Cartagena. Actualmente, en condiciones normales de operación, la flota puede movilizar unos 40,000 barriles mensuales (1.3 KBD), aunque en épocas de verano cuando el río pierde navegabilidad, estos volúmenes pueden verse seriamente afectados.

El sector privado también hizo un esfuerzo importante en materia de transporte al ampliar la flota de carrotanques para el transporte desde Cartagena al centro del país. En su momento, dicha capacidad alcanzó a transportar entre 6 y 7 KBD. En las últimas emergencias ocurridas en la refinera de Barrancabermeja que dispararon los transportes terrestres desde Cartagena, los distribuidores movilizaron entre 3.5 y 4 KBD en promedio, con días cercanos a los 6 KBD.

#### IV. 3. 3      *INFRAESTRUCTURA MAYORISTA*

El sector de GLP a comienzos de los 80's se caracterizaba por ser un monopolio en la producción y transporte de GLP y un amplio número de distribuidores (190+) siendo atendidos directamente por ECOPETROL, requiriendo entregas individuales en cantidades medianas y pequeñas.

A su vez, comenzó a darse un fuerte rechazo a la instalación de almacenamientos de combustibles en el perímetro urbano de las ciudades, motivada principalmente por el incendio de la terminal de la ESSO en Puente Aranda en 1983, y se empezó a gestar el traslado del almacenamiento de GLP y combustibles a las zonas periféricas de las ciudades, principalmente en Bogotá, Bucaramanga y Yumbo.

Gradualmente, el sistema evolucionó hacia la conformación de asociaciones de distribuidores con participación 100% privada para la construcción de grandes almacenamientos con funciones comerciales. Esta práctica presentó las siguientes ventajas:

- Canalizar el esfuerzo colectivo en inversiones de alto costo tanto en tanques como sistemas de seguridad y redes de contraincendio.
- Viabilizar el manejo especializado de pequeños volúmenes.
- Simplificar el control de calidad de los procesos y la aplicación de las normas de seguridad.
- Diluir costos fijos en grandes volúmenes.
- Estructurar nuevos terminales de almacenamiento de GLP lejos de los centros poblados a fin de atender las restricciones a la localización de almacenamientos de combustibles. Casos: Mansilla, Asogás, Chimitá y Yumbo.
- Aprovechar la experiencia del sector de combustibles líquidos donde se contaba con una operación comercializadores mayoristas- almacenadoras-distribuidoras con excelentes resultados.

El documento CONPES de diciembre de 1991 alertó sobre una gran "crisis energética nacional" que sólo podría superarse con una "modificación en el patrón de consumo de todos los sectores y una oferta adecuada de energía. Para lograrlo, será necesario masificar el uso del gas".

Una de las estrategias principales consistió en "Masificar el consumo de gas propano para lo cual se define como política el pleno abastecimiento de este energético mediante una oferta combinada de importación y aumentos en la producción nacional".

Para lograr ese objetivo se hacía necesaria la eliminación de las restricciones de zonas de distribución exclusiva y el anacrónico y obsoleto sistema de cupos. De otra parte, la inminente competencia con el gas natural, exigía una actividad comercial dinámica y proactiva.

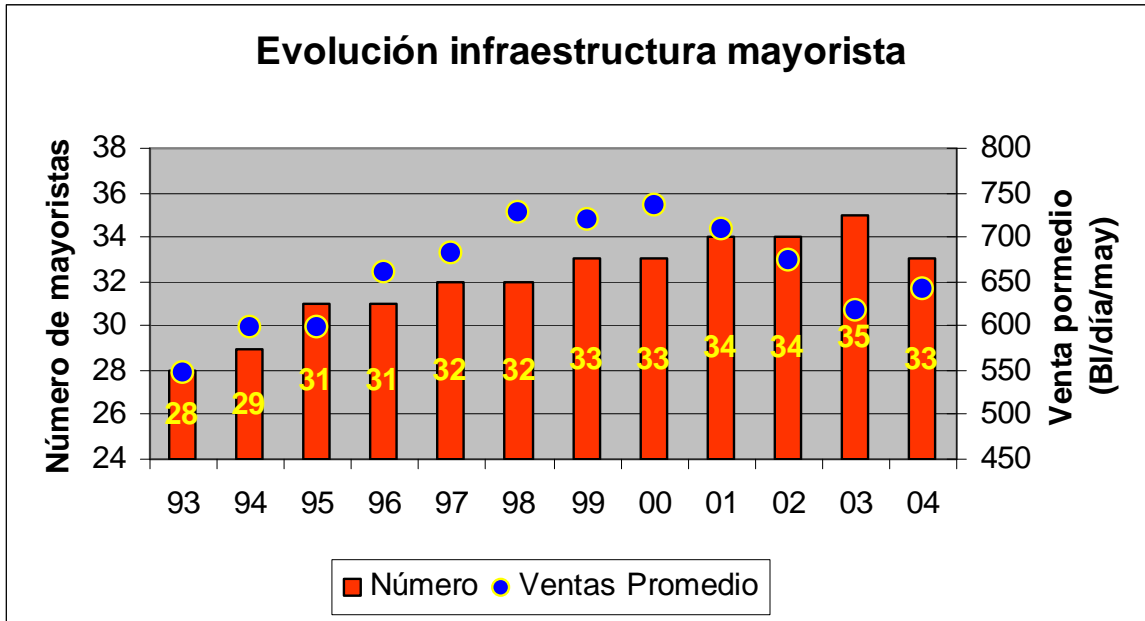
Por lo anterior se consideró que el esquema comercializadoras mayoristas-distribuidores minoristas, era el canal comercial adecuado para este mercado, pasando de un sistema administrado a un mercado sin restricciones de zonas y cupos, con control de precios.

Previamente, mediante la Resolución 02374 de Diciembre 4/1981 el Ministerio de Minas y Energía estableció los mecanismos para que ECOPETROL pudiera financiar los proyectos de inversión relacionados con aumentos de la capacidad de almacenamiento de GLP o el traslado del almacenamiento existente a la periferia de las ciudades. En consecuencia, la Junta Directiva de ECOPETROL mediante el Acta del 16 de junio de 1982, definió las condiciones de financiación para este tipo de proyectos, y se dio inicio a la conformación de sociedades para la construcción de almacenamientos masivos, en las ciudades donde existían terminales de ECOPETROL, financiadas por el Estado.

Todos estos elementos llevaron a que el Ministerio de Minas y Energía finalmente expidiese la Resolución 3-1702 del 14 de septiembre de 1993 mediante la cual, en su Artículo 2, se dio vida jurídica a las sociedades de almacenamiento convirtiéndolas en comercializadores mayoristas:

“Artículo 2.- Crear la actividad económica de la distribución mayorista dentro del proceso de comercialización del gas propano, GLP, en Colombia. En consecuencia, las sociedades almacenadoras de gas propano, GLP, autorizadas por el Ministerio de Minas y Energía y con licencia de funcionamiento expedida por el mismo Ministerio, que vienen recibiendo por tubería y entregando a las empresas distribuidoras minoristas del país mediante carrotanque, se convierten en distribuidores mayoristas de gas propano, GLP, y se sujetarán a la reglamentación específica que establezca el Gobierno Nacional”.

En el mes de octubre de 1993 comenzaron a operar 28 plantas mayoristas, cifra que ha venido creciendo paulatinamente a lo largo de los años



**Gráfica IV-8 – Evolución infraestructura mayorista<sup>34</sup>**

Desde 1993 hasta 2004, físicamente se han construido 10 plantas nuevas, 3 han desaparecido, 3 más se han fusionado y 1 estuvo sin uso a finales de 2004.

Las nuevas plantas construidas fueron:

- Apiay 1
- Cartago 1
- Manizales 1
- Mansilla 1
- Sebastopol 1
- Salgar 2
- Yumbo 3

Las plantas desaparecidas:

- ECOPETROL - Cicuco
- ECOPETROL - Tibú
- ECOPETROL - Galán

Las plantas fusionadas:

- Caribeña
- Alprogás
- Altragás

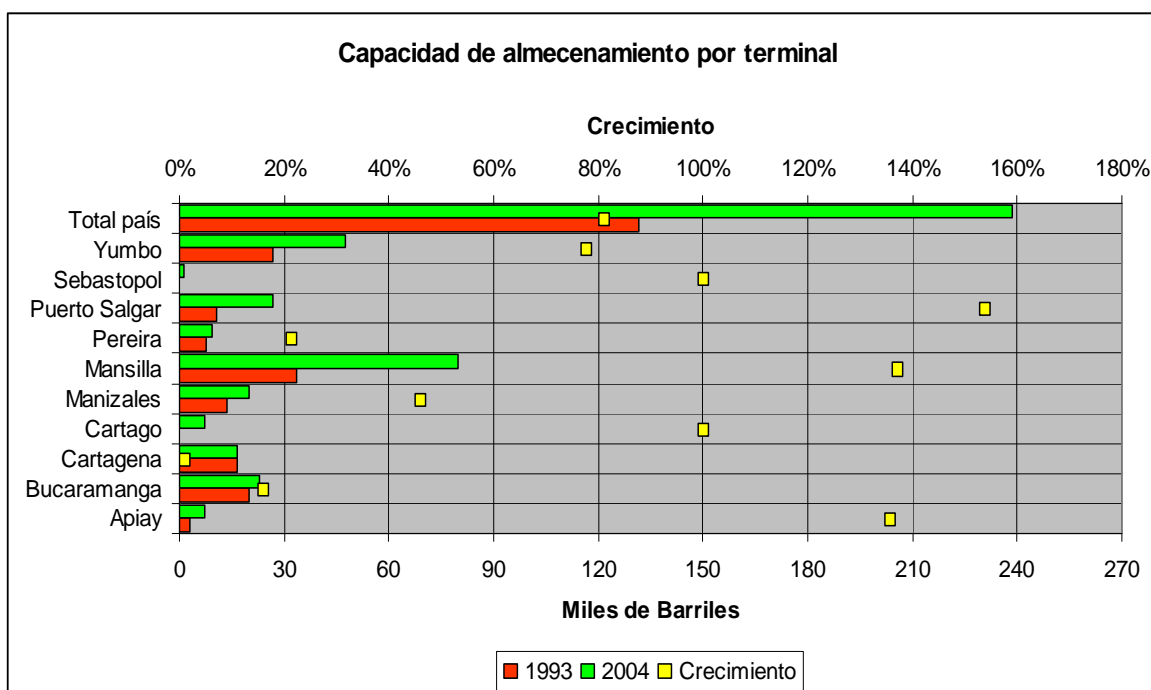
todas en Cartagena

<sup>34</sup> Ídem nota 25

Plantas sin uso:

- Gas Propano de Terpel en Manizales.

A lo largo de estos años se han creado y desaparecido varias empresas, se han fusionado y escindido otras y han aparecido mayoristas “golondrina” que toman en alquiler parte del almacenamiento de terceros buscando beneficios de la integración vertical o la disminución de costos de transporte.



**Gráfica IV-9 – Capacidad de almacenamiento por terminal<sup>35</sup>**

En cuanto a la infraestructura física, el almacenamiento de propiedad de los distribuidores creció entre 1993 y 2004 un 81%, para un promedio de 5.5% anual, pasando de 131,764 barriles a 238,601 barriles.

Más que el cumplimiento de la obligación regulatoria de disponer de almacenamiento del 25% de las ventas mensuales, este crecimiento obedeció a necesidades operacionales de los distribuidores.

#### IV. 3. 4 INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN MINORISTA

La historia de la distribución minorista en el país a partir de la década de los años 80 se puede dividir en dos períodos: El primero, comprendido entre 1980 y 1993,

<sup>35</sup> Ídem nota 25

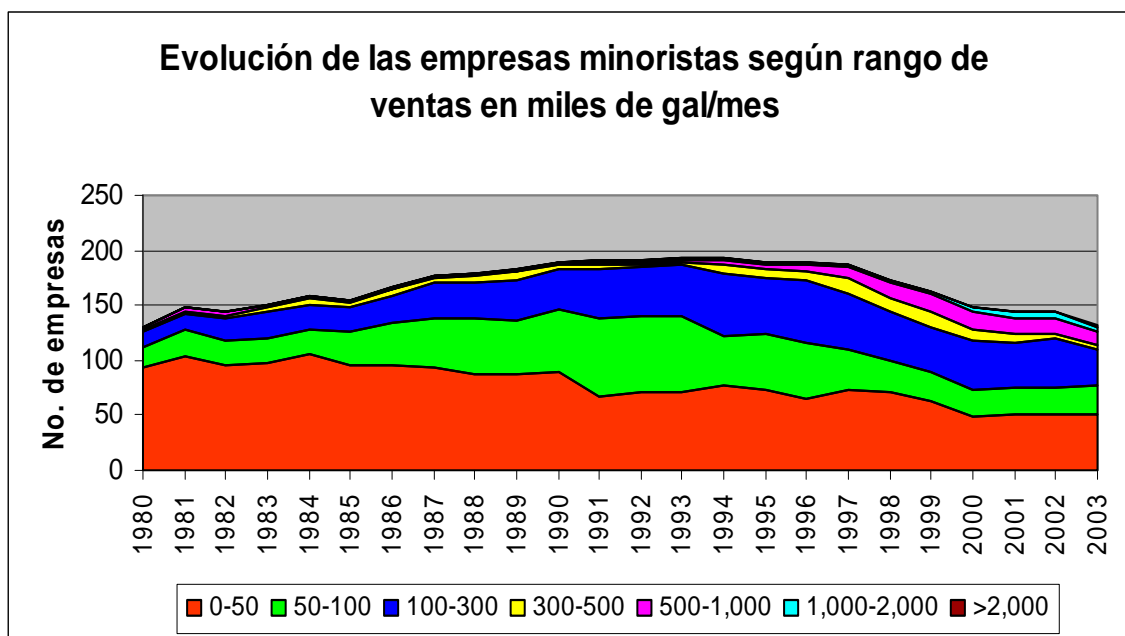
que puede denominarse como de “Mercado Protegido”, y el segundo, comprendido entre 1993 y la actualidad, que puede denominarse como de “Mercado Regulado de Competencia”.

El primer periodo o de Mercado Protegido, se caracterizó por estar bajo el sistema de cupos y áreas de atención exclusiva para cada distribuidor. Ante la escasa competencia y la ausencia de políticas claras para la asignación de cupos, el número de distribuidores creció a la par con la oferta de producto.

De 130 distribuidores existentes en 1980 se llegó a 193 en 1993, con un crecimiento de casi 5 distribuidores nuevos por año.

Como se indicó anteriormente, en este periodo cada distribuidor era dueño y señor de una zona exclusiva, la cual podía atender a su conveniencia sin temor de que la competencia de terceros le usurpase el mercado. Se volvió práctica común para los usuarios tener que hacer pedidos anticipados incluyendo el pago del valor del cilindro, pedidos que a veces tardaban más de dos meses para ser atendidos y el control de llenado era escaso.

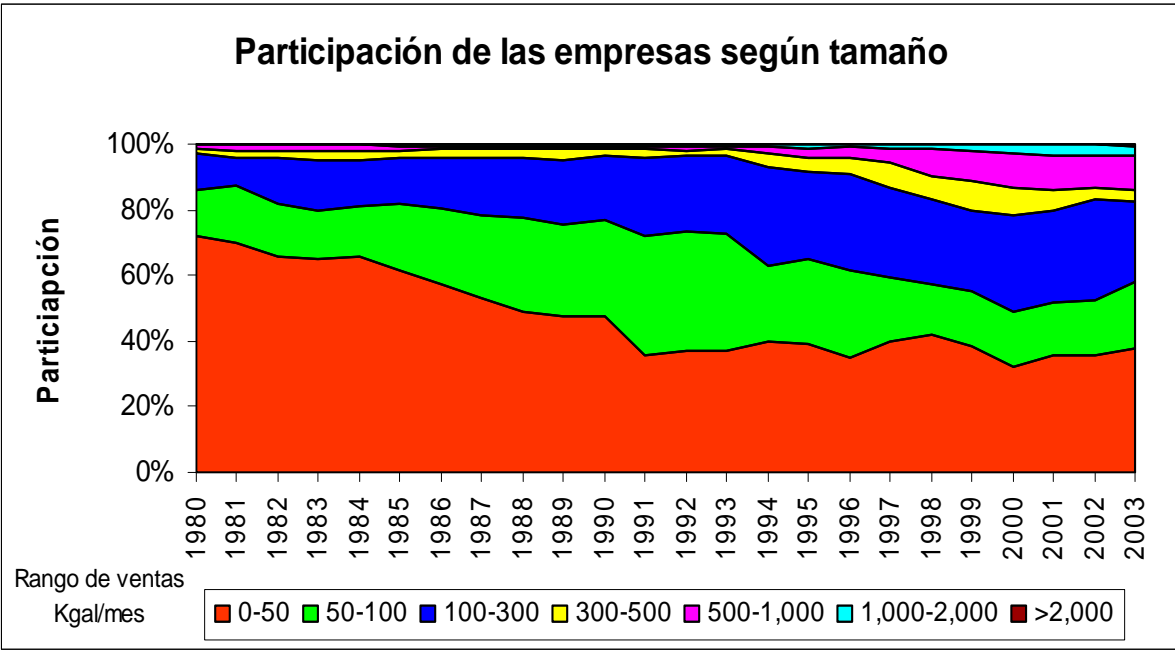
Los precios y márgenes eran ajustados periódicamente por el entonces Ministerio de Minas y Petróleos, movido muchas veces más por criterios políticos o de conveniencia que por metodologías coherentes orientadas hacia la realidad del mercado. Los márgenes suficientes permitían operar con alto grado de ineficiencia.



Gráfica IV-10 – Evolución de empresas minoristas<sup>36</sup>

<sup>36</sup> Ídem nota 25

La Gráfica IV-1 permite observar cómo en el periodo de Mercado Protegido, el crecimiento del número de distribuidores fue constante, debido a que no existía criterio alguno para su asignación, salvo el cumplimiento de algunos requisitos técnicos en las plantas. También se observa que fue un periodo propicio para el crecimiento de las empresas (en la medida en que se aumentaban los cupos). Aquellas con ventas inferiores a 50,000 galones mensuales disminuyeron paulatinamente de 94 (72%) en 1980 a 72 (37%) en 1993.



**Gráfica IV-11 – Participación de las empresas en el mercado según tamaño<sup>37</sup>**

Las empresas con ventas entre 50,000 y 100,000 galones mensuales pasaron de 18 (14%) en 1980 a 69 (36%) en 1993 y las empresas entre 100,000 y 300,000 galones mensuales se incrementaron de 14 (11%) a 45 (23%).

En resumen, durante este periodo, se incrementó el número y tamaño de las empresas. Sin embargo, los cupos en cierta forma también restringieron el crecimiento del mercado. En efecto, en 1980 solamente existían 4 (3%) empresas con ventas por encima de 300,000 galones y de estas solo 2 (1.5%) con ventas entre 500,000 y 1,000,000. En 1993, 4 (2%) empresas tenían ventas entre 300,000 y 500,000 galones al mes, 2 (1%) vendían entre 500,000 y 1,000,000 galones mensuales y solamente 1 (0.5%) la Compañía Colombiana de Gas - Colgás, superaba el millón de galones mensuales.

<sup>37</sup> Ídem nota 25



El segundo periodo o de Mercado Regulado de Competencia, se ha caracterizado por varios hechos fundamentales:

- Se creó la figura del Mayorista como elemento dinamizador de la cadena del mercado.
- La oferta se tornó suficiente.
- Se eliminaron las restricciones de áreas y la competencia entre los distribuidores se convirtió en la constante del mercado.
- Se expidió la Ley de Servicios Públicos y la distribución de GLP se catalogó como tal.
- Se creó la CREG que puso en marcha una regulación fuerte en aspectos fundamentales de mercado y de precios.
- Los precios internos se referenciaron a los mercados internacionales generando alzas por encima del IPC.
- Se derogaron las anteriores resoluciones técnicas del Ministerio de Minas y Energía y se emitió la Resolución 80505<sup>38</sup> como reglamento único para la industria,
- Se ajustaron los márgenes de los distribuidores de acuerdo con la densidad real del producto.
- El programa de masificación de gas natural se desarrolló a plenitud.
- El país sufrió una de las peores recesiones económicas de toda su historia.
- La violencia y los grupos armados irrumpieron en todo el ámbito nacional

No resulta fácil definir el grado de participación de cada evento por separado dentro del mercado. El resultado global de todos ellos fue una disminución importante en el número de distribuidores, en particular de los más pequeños y débiles quienes o desaparecieron del mercado, o fueron absorbidos por los mayores. Las empresas grandes se afianzaron en el mercado.

Una consecuencia de este proceso fue un incremento inusitado de la informalidad. Algunos distribuidores, como reacción de defensa frente a los menores márgenes y al incremento de costos, convirtieron a sus empleados directos de distribución en “contratistas” o empresarios independientes. Les entregaron buena parte del parque automotor y les remuneraron por comisión.

Una vez aprendido el negocio, los contratistas se dieron el lujo de vender sus servicios al mejor postor, cambiando con frecuencia de distribuidor, llevándose consigo buena parte de la clientela, extendiendo su negocio con vehículos fuera de especificaciones con alto riesgo para los trabajadores y usuarios.

---

<sup>38</sup> Resolución 80505 del Ministerio de Minas y Energía de 1996

En cifras, la comparación entre 1993 y 2003 arroja los siguientes resultados:

<b>Ventas KGal/mes</b>	<b>Número de distribuidores</b>			
	<b>1,993</b>	<b>2,003</b>	<b>Diferencia</b>	<b>Variación</b>
0-50	72	50	-22	-31%
50-100	69	27	-42	-61%
100-300	45	32	-13	-29%
300-500	4	5	1	25%
500-1,000	2	13	11	550%
1,000-2,000	1	4	3	300%
>2,000	0	1	1	100%
<b>Totales</b>	<b>193</b>	<b>132</b>	<b>-61</b>	<b>-32%</b>
<b>Ventas promedio por distribuidor (KGal/mes)</b>	<b>106</b>	<b>206</b>	<b>100</b>	<b>95%</b>

Tabla IV-2: Evolución mercado minorista en el periodo 1993 - 2003<sup>39</sup>

En capítulos posteriores se analizará en detalle cada uno de los eventos que condicionaron este segundo periodo.

---

<sup>39</sup> Ídem nota 25