

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

**INFORME HISTORICO 1983-1991 RESULTADOS FINANCIEROS
E EMPRESAS SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO**

FEN

1993

333.79323

F491

Ex. 1

591

19-20



**INFORME HISTORICO 1983 - 1991
RESULTADOS FINANCIEROS
EMPRESAS SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO**

INFORME GENERAL

**VICEPRESIDENCIA DE CREDITO
DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
Santafé de Bogotá, Marzo de 1993**

VC-DASEC-003-93

1347
F...



INFORME HISTORICO 1983 - 1991
RESULTADOS FINANCIEROS
EMPRESAS SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO

INFORME GENERAL

VICEPRESIDENCIA DE CREDITO
DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
Santafé de Bogotá, Marzo de 1993

INDICE

	PAG.
INTRODUCCION	
1. BASES GENERALES Y FUENTES DE INFORMACION	1
1.1. ESCENARIO MACROECONOMICO	1
1.2. INDICADORES	1
2. SECTOR ELECTRICO CONSOLIDADO	3
3. SISTEMAS GRANDES	
3.1. INTERCONEXION ELECTRICA S.A. - ISA	7
3.2. EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA - EEB	10
3.3. EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN - EPM	14
3.4. CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA - CVC	18
3.5. EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI - EMCALI	22
3.6. CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA - CORELCA	26
3.7. CONSOLIDADO SUBSIDIARIAS CORELCA	29
3.8. INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA - ICEL	33
3.9. CONSOLIDADO FILIALES ICEL	35
3.10. CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA - CHB	39
4. EMPRESAS SUBSIDIARIAS DE CORELCA	
4.1. ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO S.A	41
4.2. ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR S.A	45
4.3. ELECTRIFICADORA DEL CESAR S.A	49
4.4. ELECTRIFICADORA DE CORDOBA S.A	53
4.5. ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA S.A	57
4.6. ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA S.A	60
4.7. ELECTRIFICADORA DE SUCRE S.A	64
4.8. ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA S.A	68

	PAG.
5. EMPRESAS FILIALES DEL ICEL	
5.1. EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA S.A. - EADE	71
5.2. ELECTRIFICADORA DE BOYACA S.A. - EBSA	74
5.3. CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. - CHEC	78
5.4. ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A	81
5.5. CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. - CEDELCA	84
5.6. COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD Y GAS CUNDINAMARCA S.A. - CELGAC	87
5.7. ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A	90
5.8. ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A	93
5.9. ELECTRIFICADORA DEL META S.A	96
5.10 CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. - CEDENAR	99
5.11 CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. - CENS	102
5.12 ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. - ESSA	106
5.13 ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA	110

6. COMENTARIOS GENERALES	113
---------------------------------	------------

BIBLIOGRAFIA	115
---------------------	------------

C O N T E N I D O

Para cada una de las empresas incluidas en este documento, se presenta información del período 1983 -1991, así:

VOLUMEN 1 -- INFORME GENERAL

- Características de la empresa y del mercado en su respectiva área de jurisdicción.
- Oferta y Demanda de Energía: Evolución de compras, ventas y pérdidas en unidades físicas, y de los precios de compra y venta de energía.
- Resultados Financieros e Indicadores de Gestión.
- Cuadro Resumen con trabajadores, suscriptores y composición de gastos.
- Cuadro Resumen en dólares sobre las principales variables de cada Estado Financiero para el período de referencia.

VOLUMEN 2 - ANEXO

- Estado de Resultados
- Estado de Origen y Aplicación de Fondos
- Estado de Situación
- Relaciones Financieras

INTRODUCCION

La FEN, desde sus comienzos ha venido elaborando documentos sobre la situación financiera de las empresas del Sector Eléctrico, tanto proyectada como de corto plazo e histórica.

Con respecto a la información histórica de los Estados Financieros, periódicamente se edita un documento donde se recopilan las cifras de los estados de pérdidas y ganancias, fuentes y usos y balances de las empresas, mostrando la secuencia de variables importantes que puedan servir como herramienta de análisis de las finanzas del sector.

En esta oportunidad, además de actualizar los Estados Financieros para los años 1990 y 1991, se complementó la información con variables no financieras. Para ello fue necesario construir series de datos para el período 1983-1991, consultando y cruzando diversas fuentes hasta llegar a las cifras que se presentan, tales como: las características y tamaño del mercado de cada empresa, el número de clientes y de empleados, el entorno macroeconómico, etc.

Dada la complejidad de la información, no fue posible completar la serie hasta el año 1992 para esta edición; sin embargo se estima que el período incluido constituye una buena base para análisis del sector. Se considera que los resultados financieros del año 1992, presentaron un comportamiento atípico que altera la tendencia de la década debido al fuerte racionamiento y a las medidas tomadas por el Gobierno Nacional, mediante el Decreto 700 de ese año. En edición posterior, se espera incluir toda la información de ese período que marca una etapa en el desarrollo del Sector.

Con la nueva información se pretende complementar la visión de las empresas obtenida a través de los indicadores financieros, a partir de algunos índices de gestión, tema de interés actual dentro del proceso de reestructuración del sector.

El informe consta de dos partes: el primer volumen "INFORME GENERAL" tiene 6 capítulos con las bases generales y fuentes de información y con un resumen histórico para el sector consolidado y para cada empresa. La información se ha organizado de forma que el capítulo 2 corresponde al Sector Consolidado, en el capítulo 3 se presentan las empresas grandes incluyendo consolidados de CORELCA e ICEL, el capítulo 4 corresponde a las subsidiarias de CORELCA, el 5 a las filiales del ICEL y en el capítulo 6 se presentan algunos comentarios generales.

El segundo volumen es un Anexo que contiene los cuadros con el Estado de Resultados, Origen y Aplicación de Fondos, Estados de Situación y Relaciones Financieras, para cada una de las empresas consideradas en el informe, lo mismo que para los consolidados.

No se incluyen las Empresas Públicas de Pereira, Magangué, Cartago

y Tuluá, de las cuales no se tiene información histórica y aparecen dentro del Sistema Interconectado, como compradoras en bloque de la respectiva empresa regional (CHEC, CORELCA, CVC). Tampoco se dispone de información histórica de las filiales del ICEL de más reciente creación: Empresa de Energía del Quindío y Empresa de Energía del Amazonas.

1. BASES GENERALES Y FUENTES DE INFORMACION

Para la información de los Estados Financieros de cada una de las empresas en el período 1983-1989 se partió del documento "Estados Financieros Empresas Sector Eléctrico Colombiano 1983-1989", publicado por la FEN en 1990. Sobre éste se efectuaron algunas modificaciones de acuerdo con revisiones posteriores. Las cifras de 1990 y 1991 fueron actualizadas en la División de Análisis Sectorial a partir de los Estados Financieros Auditados de las empresas, informes suministrados por el Área de Crédito de la FEN y en algunos casos, de las cifras actualizadas por las propias empresas como años-base para las proyecciones financieras.

Los datos de las variables no financieras, se obtuvieron de diversos documentos elaborados por entidades como el Banco de la República, ISA e ICEL. La relación de documentos consultados, aparece en la Bibliografía de éste informe.

1.1 ESCENARIO MACROECONOMICO

Se presenta aquí, lo que constituyó el entorno macroeconómico durante el período 1983-1991.

ESCENARIO MACROECONOMICO

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
INFLACION EXTERNA (USA) (%)	1.3	2.5	-0.5	-2.9	2.6	4.0	3.6	5.0	-2.3
INFLACION EXTERNA-PAISES INDUS. (%)	5.2	5.8	3.4	-1.7	0.1	3.0	3.6	3.3	0.6
INFLACION INTERNA (%)	16.7	18.3	22.7	20.7	24.0	28.1	26.1	32.4	26.8
TASA DE CAMBIO PROM. (\$/DOLAR)	78.5	100.4	142.9	193.9	242.6	299.2	382.6	502.2	614.0
TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO (\$/DOLAR)	88.9	113.9	172.2	219.0	263.7	335.9	433.9	568.7	632.6 (1)
DEVALUACION PROMEDIO (%)	22.7	27.9	42.3	35.7	25.1	23.3	27.9	31.3	22.3
DEVALUACION ANUAL (%)	26.6	28.2	51.2	27.2	20.4	27.4	29.2	31.1	11.2
PRODUCTO INTERNO BRUTO (MILES DE MILLONES DE \$)	3054.1	3856.6	4965.9	6788.0	8824.4	11731.3	15126.7	20234.0	26393.0

Fuentes: Banco de la República
DNP - Unidad de Análisis Macroeconómico

- 1) Hacia finales de 1991 aparece el concepto de "Tasa Representativa del Mercado"; con valores menores en más de 10 puntos a la tasa oficial de cambio (706.86 para fin de 1991).

Puede observarse la evolución de variables cuyo comportamiento produce efectos en las finanzas del Sector Eléctrico, especialmente en rubros como los de inversiones y servicio de deuda.

1.2 INDICADORES

Dentro de las variables no financieras incluidas en éste trabajo, como complemento a la información de los Estados Financieros, se reconstruyó la serie 1983-1991 de datos sobre número de trabajadores, número de clientes, unidades compradas, vendidas y perdidas anualmente, para cada una de las empresas consideradas.

Lo anterior permite el cálculo de algunos indicadores, con los cuales es posible analizar las empresas desde una perspectiva más amplia. La forma de cálculo se describe a continuación:

Suscriptores por Trabajador: Es el cociente entre el total de clientes atendidos por la empresa y el número de empleados de la misma, al finalizar el año.

Energía Vendida por Trabajador: Es el cociente entre la cantidad de energía vendida (medida en megavatio-hora) por la empresa en el año y el total de empleados.

Energía Vendida por Suscriptor: Es el cociente entre la cantidad de energía vendida por la empresa y el total de clientes. Indica el consumo promedio de energía por cada suscriptor.

Margen Operativo: Relaciona la diferencia entre los ingresos por venta de energía y los gastos de explotación, con los ingresos de venta.

Inversión por Cliente: Cociente entre los Costos de Construcción (Inversiones en miles de pesos) y el número total de suscriptores.

Tarifa Equivalente de Compra: Relación entre el total de pagos por compra de energía y potencia, y la cantidad de energía comprada. Está dada en pesos por kilovatio-hora.

Tarifa Promedio (equivalente) de Venta: Cociente entre el ingreso total por venta de energía y potencia y la cantidad de energía vendida. Dada en pesos por kilovatio-hora.

Costo Pérdidas de Energía: Se estima a partir del cociente entre los gastos totales de explotación y la energía disponible de cada empresa ó sistema. La energía disponible es la suma de la generación neta y las importaciones de energía y es igual a la suma de las ventas totales y las pérdidas totales de energía. Este costo está dado en pesos por kilovatio-hora.

2. CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO

Aspectos Generales

El Sector Eléctrico Colombiano está conformado básicamente por el Sistema Interconectado Nacional y en una mínima proporción por sistemas aislados en donde los requerimientos de energía son atendidos con pequeñas centrales generadoras.

Del sistema Interconectado forman parte; Interconexión Eléctrica S.A., Empresa de Energía de Bogotá, Empresas Públicas de Medellín, Corporación Autónoma Regional del Cauca, Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica con sus empresas subsidiarias, Instituto Colombiano de Energía Eléctrica con sus empresas filiales, empresas Municipales de Cali y Central Hidroeléctrica de Betania.

Estas empresas constituyen un grupo heterogéneo, que debe participar coordinadamente en las diferentes etapas del proceso de prestación del servicio de energía eléctrica (generación, transmisión, subtransmisión y distribución), hasta llegar al consumidor final.

La demanda de energía del Sector es atendida con generación hidráulica y térmica, con plantas a carbón y gas. En sitios aislados se genera principalmente con combustibles líquidos. Para 1991 el 78.4% de la energía producida fue de origen hidráulico y el 21.6% restante térmico^{1/}.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Las empresas del Sector Eléctrico atendían en 1983 2.993.400 clientes y para 1991 esta cifra ascendió a 5.017.900, lo cual significa un incremento promedio de 6.7%. El consumo de energía pasó de 17.955 GWh en 1983, a 26181 GWh en 1991, con un crecimiento de 4.8%. Al aumentar más rápidamente el número de suscriptores que la cantidad de energía, el consumo promedio bajó de 6000 KWh/suscriptor en 1983, a 5200 en 1991.

En este último año el 38% de los clientes se concentró en las empresas filiales del ICEL, seguidas por EEB con el 21%, subsidiarias de CORELCA con 16% y EPM con 10%. La mayor participación en consumo correspondió a las filiales del ICEL (24.5%) y a la EEB (23.5%) y en segundo lugar, a los mercados de EPM (17%) y subsidiarias de CORELCA (15%).

La estructura de mercado del sector, en 1991 fue la siguiente:

¹ ISA, Informe Anual de Operación

SECTOR	SUSCRIPTORES (%)	CONSUMO (%)
RESIDENCIAL	91.0	47.3
COMERCIAL	6.4	9.9
INDUSTRIAL	1.0	30.6
OFICIAL	0.8	6.8
ALUMBRADO PUBLICO	-	3.2
RESTO	0.8	2.2
T O T A L	100.0	100.0

Los mayores consumos promedio por cliente (en 1991), considerando las ventas al consumidor final de las empresas, se dieron en los mercados de EMCALI y EPM (cercaños a los 8000KWh/suscriptor), seguidos por EEB (5800 KWh/suscriptor) y subsidiarias de CORELCA (5200 KWh/suscriptor). Los menores consumos promedio fueron el de CVC y filiales del ICEL, con 4000 KWh/suscriptor y 3700 KWh/suscriptor, respectivamente.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA

La oferta de energía del Sector Eléctrico Colombiano está constituida por la producción de energía a partir de los recursos hidráulicos y térmicos instalados en el país. Existen algunos puntos de interconexión con el exterior, como CENS-CADAFE (Venezuela), Arauca - CADAFE, CEDENAR - EMELNORTE (Ecuador), LETICIA - TABATINGA (Brasil); sin embargo las importaciones netas de energía no llegan siquiera al 1%, por lo cual no se consideran representativas dentro de la demanda total del país.

El nivel de pérdidas con respecto a la energía disponible era en 1983 de 21.9% y fue aumentando hasta llegar a 24.6% en 1988; a partir del año siguiente disminuyó hasta llegar a 21.8% en 1991.

La tarifa promedio de venta, mirada en dólares, presenta una reducción del 1% entre 1983 y 1991, lo cual muestra un rezago entre los precios de venta y el costo real de la prestación del servicio. Es así como al comparar la tarifa media de venta al consumidor final resultante para 1991, con el CIPLP correspondiente, se encontró que en promedio, las empresas del sector apenas llegan al 78% de ese costo.

ANALISIS HISTORICO 1983-1991

Resultados Financieros

Los gastos de explotación del Sector Eléctrico consolidado se mantuvieron en promedio, en una proporción del 66% respecto a los ingresos por venta de energía, entre 1983 y 1991. Mientras tanto, los gastos financieros de operación, que en 1983 representaban el 15% de los ingresos de venta, llegaron a niveles del 39% en 1989, 37% en 1990 y 28% en 1991. El sector presentó resultados negativos en 1989 y 1990, años en los cuales el rubro de egresos ajenos a explotación incluye cantidades importantes por diferencia en cambio. En 1991, se presentó un significativo aumento en los ingresos ajenos a explotación debido a que allí se incluyeron las utilidades resultantes de la venta de acciones y títulos en ISA a la Nación, por las siguientes cantidades: \$71.467 millones de EEB, \$11.207 millones de EPM, \$41.990 millones de CVC, \$31.686 millones de ICEL, \$31.968 millones de CORELCA. Estos registros contables inciden en el resultado del ejercicio, que, para ese año da una utilidad de \$175.227 millones, equivalentes a US\$285 millones.

La generación interna de fondos del sector consolidado, como proporción del total de fuentes, tuvo su valor máximo en 1987 (59%) y el mínimo en 1991 (30%). En este último año se presentó un incremento significativo de las fuentes externas en razón al aumento de los préstamos de largo plazo (se incluyen CADEX y cesiones de acuerdos de pago del FODEX a la FEN, para pago de servicio de deuda), dentro del proceso de refinanciación de créditos.

Entre 1983 y 1991, el activo fijo neto del sector consolidado se mantuvo en promedio en un 88% del total del activo. La proporción del pasivo sobre el total pasivo más patrimonio llegó a niveles del 70% antes de que el Gobierno asumiera la deuda de las empresas a cambio de acciones. El nivel de endeudamiento varió del 36% en 1983 hasta el 63% en 1987; para 1991 fue de 54%.

El índice de cobertura del servicio de deuda a comienzos del período (1983 y 1984) mostró que el sector podía servir su deuda con recursos internos, situación que fue deteriorándose hasta llegar en 1991, a niveles donde apenas alcanzó a cubrir el 44% de su servicio de deuda, con recursos propios.

Evolución de la Gestión

En 1983 las empresas del sector eléctrico, con cerca de 21450 empleados, atendían un total de 2.993.400 clientes, es decir, un promedio de 140 suscriptores por trabajador; este promedio fue aumentando, hasta llegar a 189 en 1991. Mientras tanto, el índice de productividad pasó de 837 Megavatios/hora vendidos por trabajador en 1983, a 987 en 1991.

Los días promedio de cobro al consumidor final entre 1983 y 1991, se han mantenido alrededor de los tres meses y medio, para el conjunto de empresas del sector. Sin embargo, al mirar mercados individuales se encuentran períodos bastante alejados de este promedio.

Con respecto a la composición de gastos en el consolidado de las empresas del sector, durante todo el período el mayor peso corresponde a los gastos de administración y generales, seguidos por los de generación y distribución. Al contrastar los gastos de explotación con los ingresos de venta, el sector mostró durante el período márgenes operativos superiores en promedio al 33%.

La relación entre los gastos AOM (administración, operación y mantenimiento) y los ingresos de venta, se mantuvo alrededor del 38%. Los gastos de combustible respecto a los ingresos, oscilaron entre el 9.5% (1983) y el 3% (1989) durante el período; en promedio estos gastos representan para el sector, el 5% de los ingresos de venta.

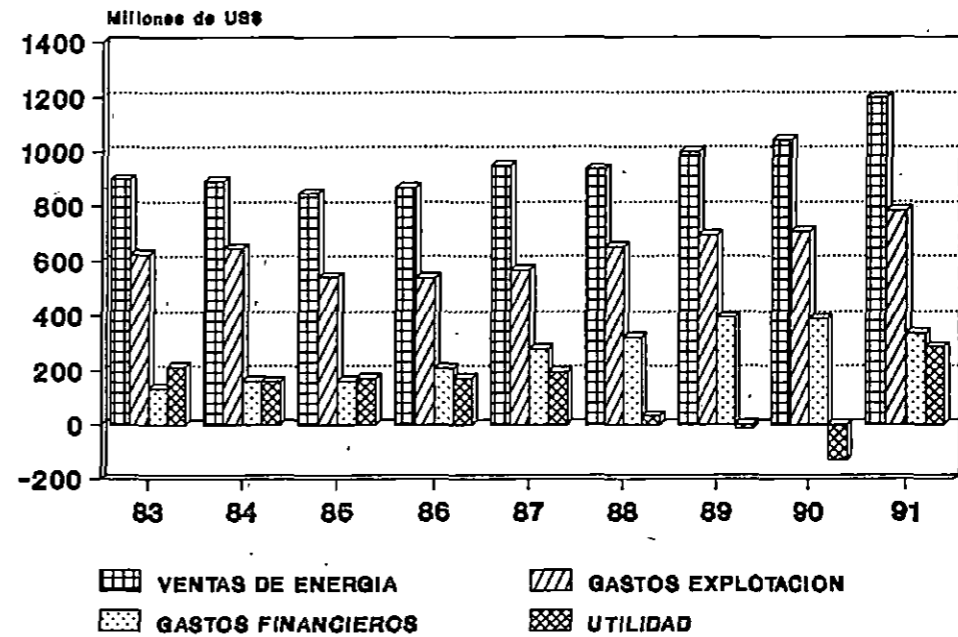
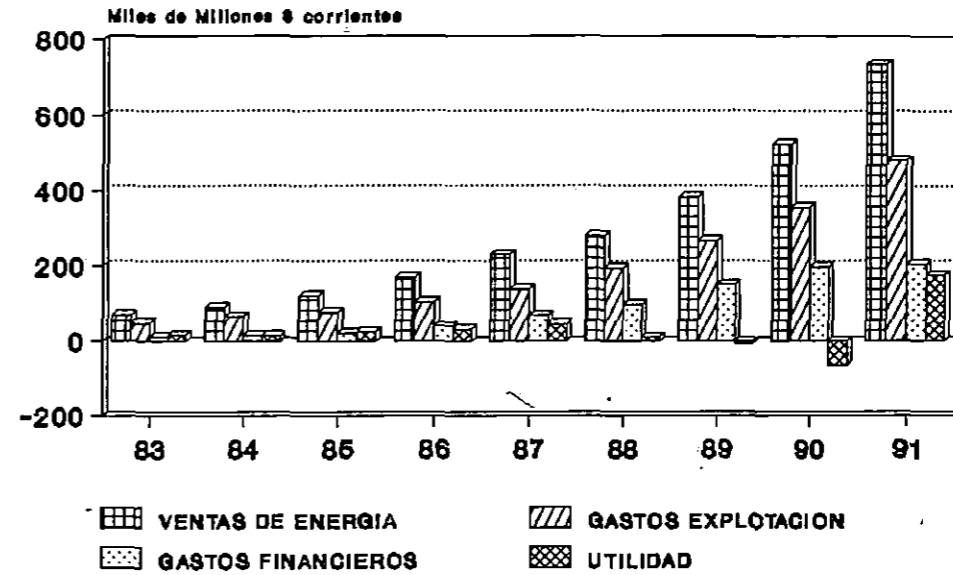
FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC (Millones de Dolares)

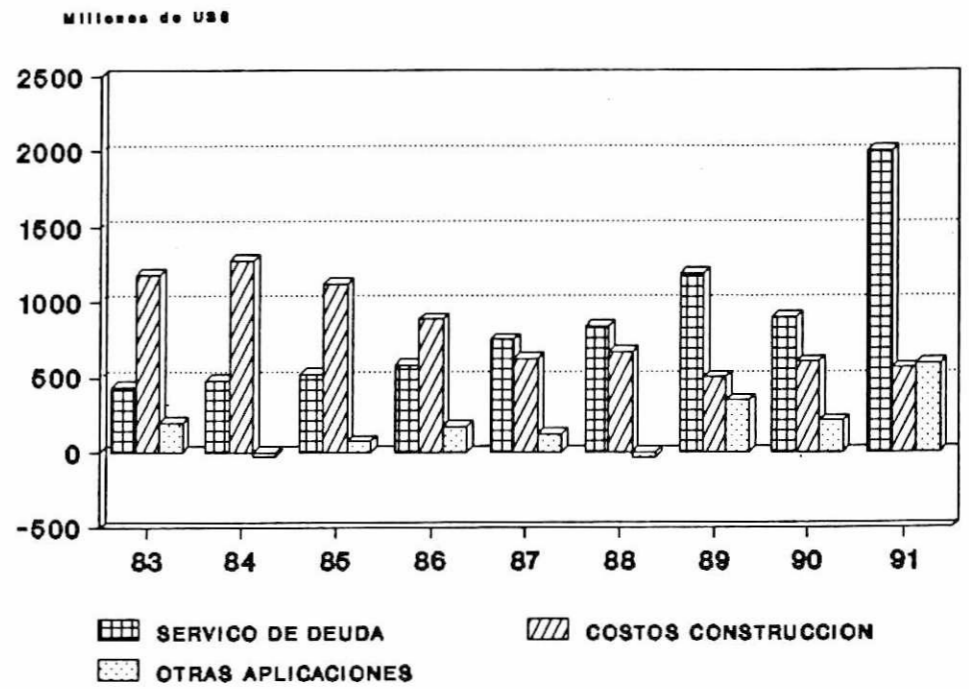
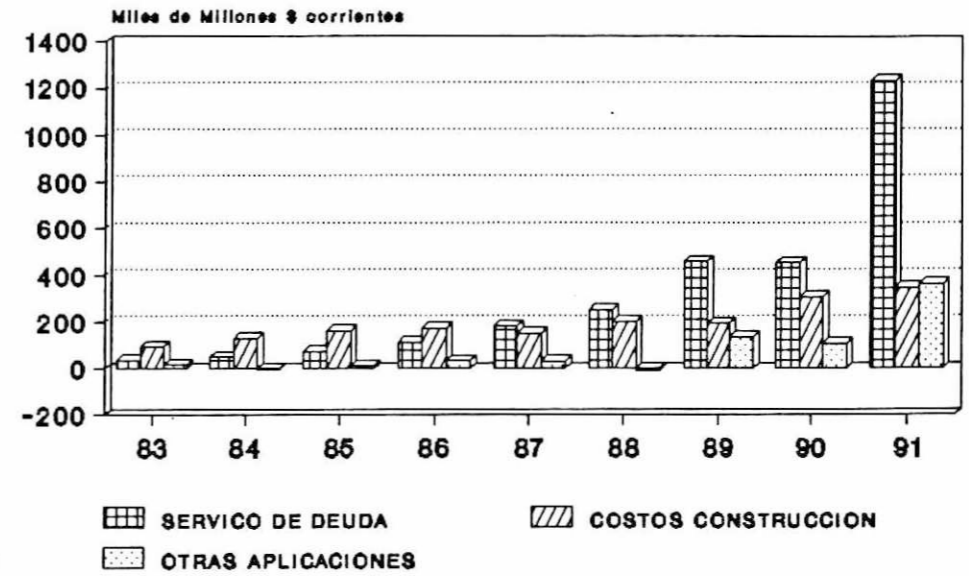
RESUMEN HISTORICO CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	898.8	893.6	846.6	869.6	947.8	936.6	1001.5	1043.2	1195.8
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	624.3	644.4	540.5	539.4	568.2	650.2	695.3	707.8	783.0
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	133.9	160.0	159.7	208.8	280.5	323.0	394.5	390.1	334.0
256	UTILIDAD (PERDIDA) NETA	213.0	159.1	172.2	170.0	192.8	31.2	-14.5	-127.3	285.4
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	618.6	613.9	599.4	652.3	753.3	681.7	760.5	598.3	937.9
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	1200.0	1119.9	1115.4	991.7	744.4	791.5	1280.3	1099.1	2203.1
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	436.1	479.9	520.7	585.4	749.4	837.1	1191.7	899.0	2004.4
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	1183.9	1278.0	1121.1	886.5	627.1	668.4	500.7	604.8	560.3
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	198.6	-24.1	72.9	172.0	121.2	-32.4	348.4	209.9	589.2
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	7663.7	8088.6	7446.5	7748.0	8360.5	8954.4	9022.5	9102.4	10302.1
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	792.0	705.3	638.0	689.8	729.0	717.9	754.1	647.1	752.8
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	306.4	308.7	266.3	343.5	359.2	426.2	535.4	597.0	768.4
448	TOTAL PATRIMONIO	5584.4	5348.6	3955.1	3420.6	3484.5	3878.6	4014.6	4050.2	5438.2
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	2046.1	2451.7	3080.6	3854.5	4167.0	3857.6	3733.9	4016.8	4051.5
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	860.4	1018.8	1059.2	1165.0	1429.3	1835.5	1842.0	1988.9	1969.4
520	NIVEL END. (T.PASIV./T.ACTIV)	0.36	0.41	0.53	0.61	0.63	0.62	0.61	0.61	0.54
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	1.21	1.01	0.86	0.85	0.89	0.79	0.63	0.58	0.44
568	GEN.INTERNA NETA	161.24	118.09	65.25	59.23	3.56	-138.48	-380.20	-265.58	-1035.09
504	CAPITAL TRABAJO NETO	288.9	57.4	54.0	43.8	-13.3	-387.1	-409.2	-458.9	-60.0
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	110	124	112	115	107	93	94	95	95
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

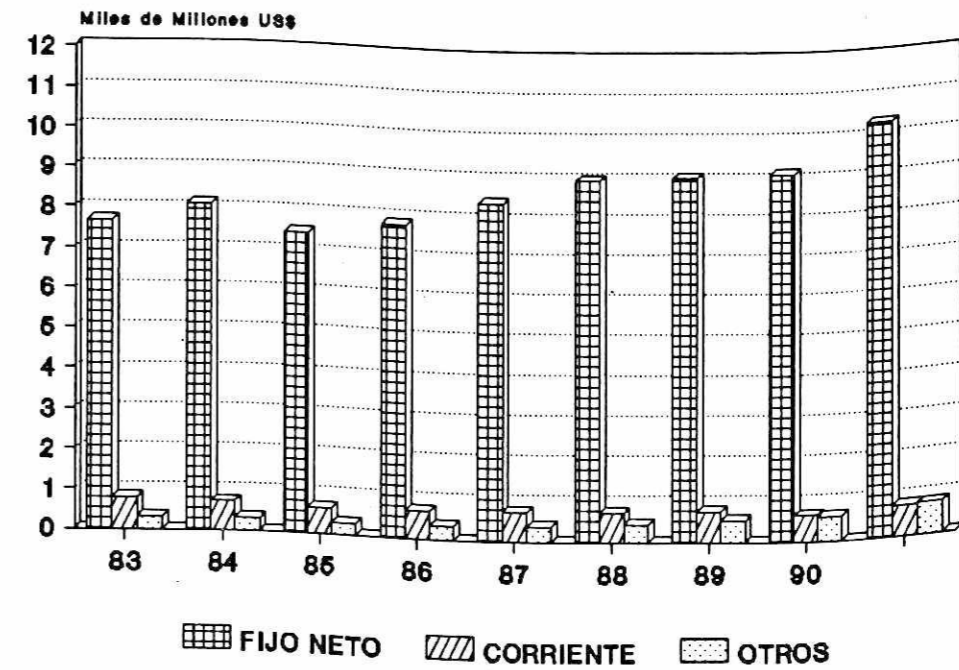
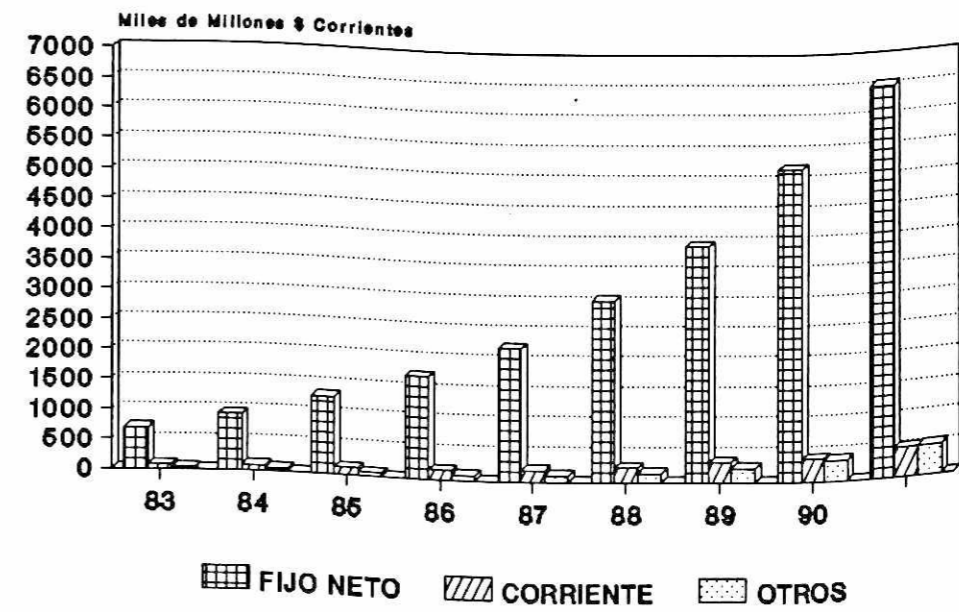
SECTOR ELECTRICO CONSOLIDADO
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA VS. GASTOS
 Grafica No. 1



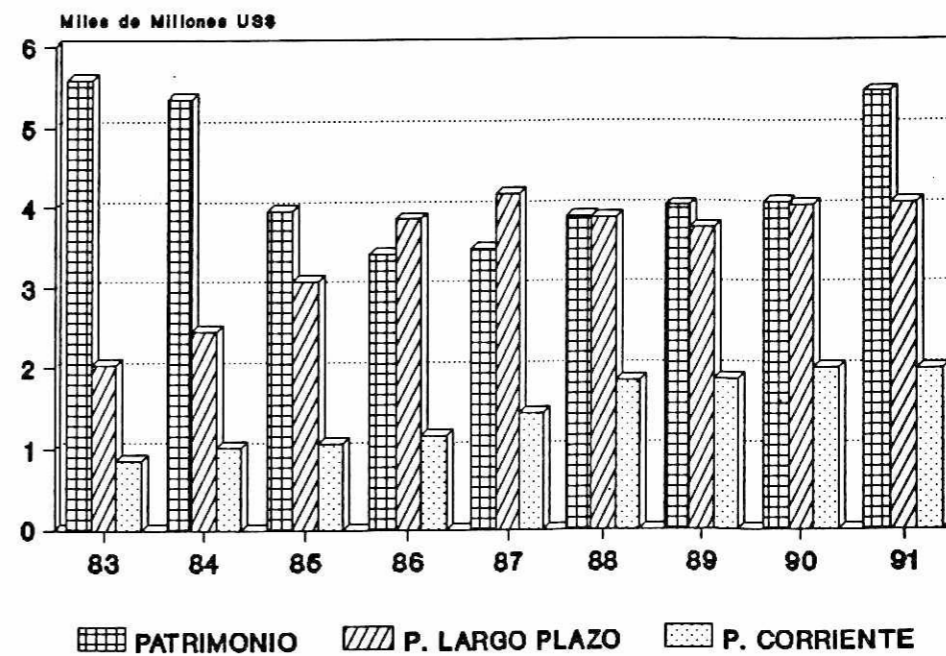
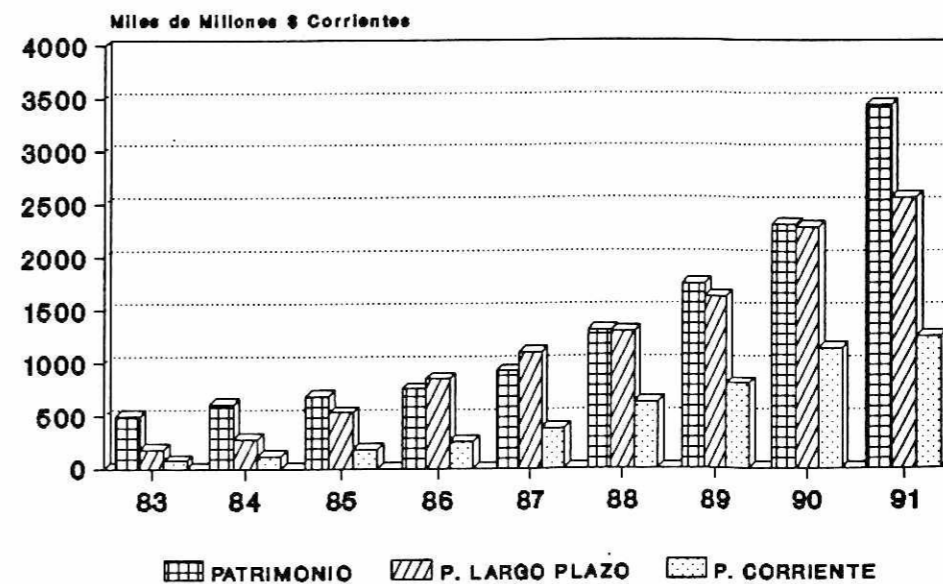
CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
ORIGEN Y APLICACION DE FDOS-APLICACIONES
 Grafica No. 3



SECTOR ELECTRICO CONSOLIDADO
BALANCE 1983 - 1990 (ACTIVO)
 Grafica No. 4



**CONSOLIDADO SECTOR ELECTRICO
BALANCE 1983-1991 (PATRIMONIO Y PASIVO)**
Grafica No. 5



3.1 INTERCONEXION ELECTRICA S.A. - ISA

Aspectos generales.

Interconexión Eléctrica S.A. es una empresa industrial y comercial del estado, del orden nacional, constituida en forma de sociedad anónima con capital público y vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Sus principales objetivos son: i) la interconexión de los sistemas eléctricos de sus accionistas y entre aquellos y las centrales de propiedad de la sociedad, ii) la programación, construcción y operación de plantas de generación que requieren esfuerzo conjunto de los socios, iii) planeamiento integral y establecimiento en las prioridades en la construcción de los sistemas de generación y transmisión nacional, iv) planear la operación y controlar el despacho de carga de los sistemas interconectados.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

ISA es una empresa generadora y vendedora de energía en bloque a sus empresas socias y a nivel de distribución a los mercados de OXY y Ecopetrol en las subestaciones sobre la línea Palos-Caño Limón, (mercados que solo representan el 1% de sus ventas).

En 1991 ISA contaba con una capacidad instalada de 2551 MW, 95% en plantas hidráulicas y generó 9992 GWH, equivalentes al 28.4% de la energía total producida en el sistema Nacional interconectado. Sus exportaciones netas efectivas, fueron 9868 GWH (definidas como energía vendida menos energía comprada), que representan el 79% de las exportaciones totales. Se presentó durante dicho año una reducción de los intercambios de energía de largo plazo y un incremento considerable en los de corto plazo (cuya tarifa es menor), como consecuencia del desmonte gradual de la obligatoriedad de las compras mínimas de los derechos de las Empresas socias en las plantas de ISA y CHB.

Resultados Financieros 1983-1991

La situación financiera de ISA durante el período analizado ha mostrado una clara tendencia a su deterioro, que se refleja en la insuficiencia de recursos para cubrir el servicio de la deuda y financiar parte de la inversión, ya que la empresa ha presentado una generación interna neta negativa a partir de 1985 (excepto en 1986) y un índice de cobertura del servicio de la deuda inferior a uno durante todo el período. Esta situación la ha obligado a recurrir continuamente al FODEX/CADEX y a créditos de tesorería cuyos elevados costos financieros han empeorado sus finanzas,

mientras su nivel de endeudamiento alcanzaba valores superiores al 60%.

Se deben destacar los siguientes hechos como las principales causas del deterioro financiero de ISA: i) Incumplimiento por parte de sus socios en el pago de la energía y aportes convenidos. Las cuentas por pagar tanto de energía como de intereses de mora y aportes superaron a finales de 1990 los US\$400 millones. Esta situación se corrigió, en un alto porcentaje, con la capitalización del gobierno en ISA, cuando éste asumió parte de la deuda de las empresa a cambio de acciones en ISA. ii) Alto nivel de endeudamiento en moneda externa, en parte incrementado por la devaluación a mediados de la década del ochenta, cuando, por efecto de la fuerte devaluación del peso frente al dólar, se incrementó considerablemente el servicio de la misma, iii) rezago de la tarifa de venta en bloque frente al costo real de la prestación del servicio (CIPLP), que no le han permitido generar los recursos necesarios para financiar parte de la inversión, iv) elevados costos financieros de los créditos de corto plazo y de tesorería a los que ha tenido que recurrir la empresa para cubrir sus faltantes. Si bien dichos créditos han sido una medida remedial en el corto plazo, no se pueden adoptar como un mecanismo para el saneamiento financiero de las empresas.

Indicadores de gestión.

- Recuperación de cartera. Como se dijo anteriormente, la recuperación de cartera ha sido el mayor problema de ISA, ya que al no tener mecanismos efectivos para obligar a los socios al pago de sus cuentas, éstos llegaron a acumular cuentas por pagar a ISA, superiores a los 320 días. Situación que la llevó a un estado permanente de iliquidez, lo que repercutió a su vez en el cumplimiento de ISA de sus pagos por compras de energía o aportes, llegando a registrar cuentas con la CHB superiores a los 400 días en los dos últimos años del período considerado.

- Gastos. Dadas las características de ISA de empresa generadora y vendedora de grandes bloques de energía, sus gastos de operación no son muy significativos, representando un porcentaje moderado de los ingresos; estos oscilaron entre el 9% y el 11% del total de las ventas y su margen de operación se ha mantenido alrededor del 50% a partir de 1985. El nivel de productividad se incrementó hasta valores superiores a los 10000 MWH vendidos por empleado, como consecuencia de una planta de personal que no sufrió grandes modificaciones durante el período, pasó de 1250 empleados en 1983 a 1318 en 1991.

Conclusiones

El problema fundamental de ISA ha sido el incumplimiento por parte de las empresas socias en el pago de la energía y aportes, que ha tenido un efecto acumulativo negativo en la empresa, al dejarla permanentemente en un estado de iliquidez. Esta situación la ha llevado a recurrir continuamente a costosos créditos de corto plazo, para cumplir con sus obligaciones.

DIVISION DE ASISTENCIA TECNICA Y DAREC

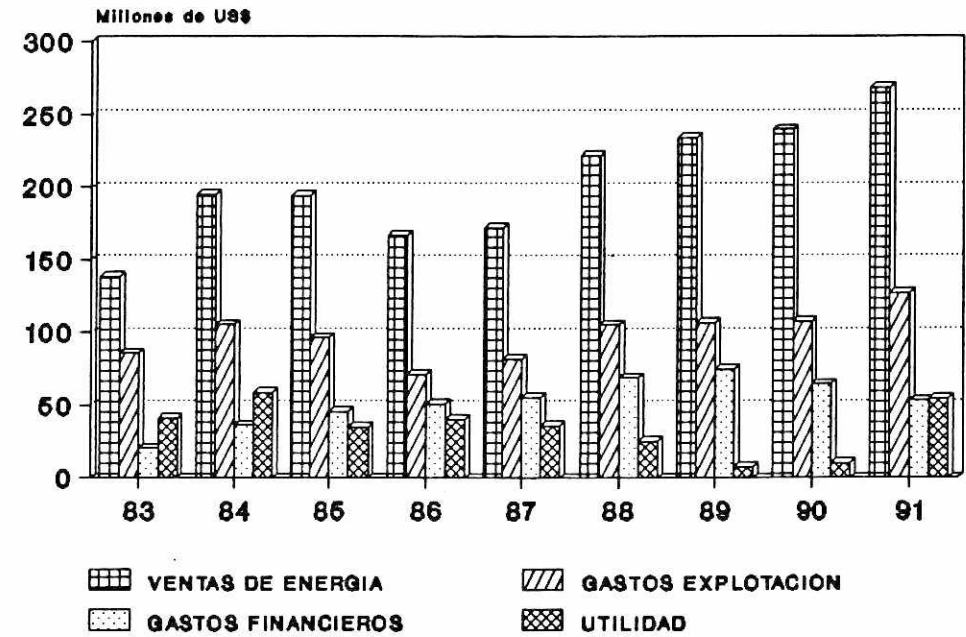
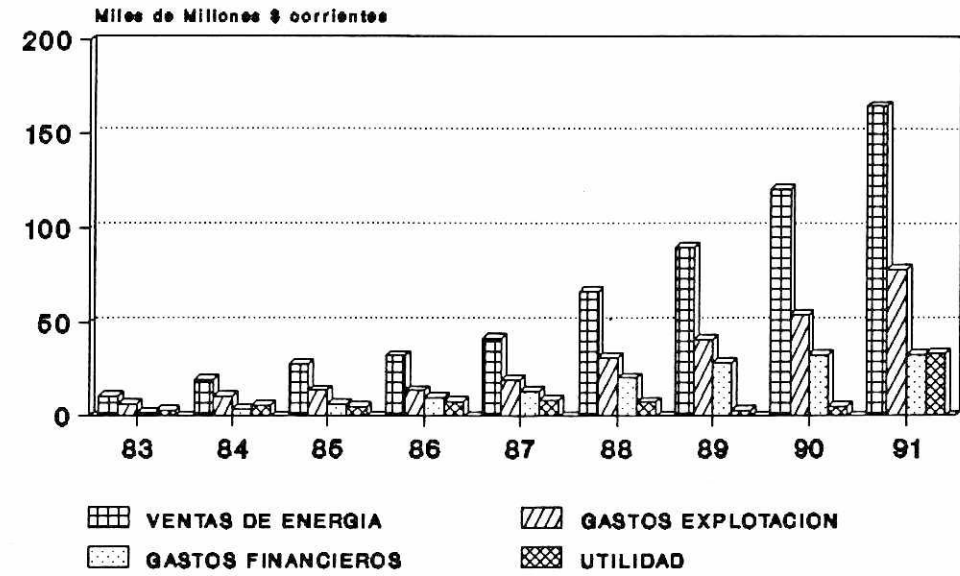
FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

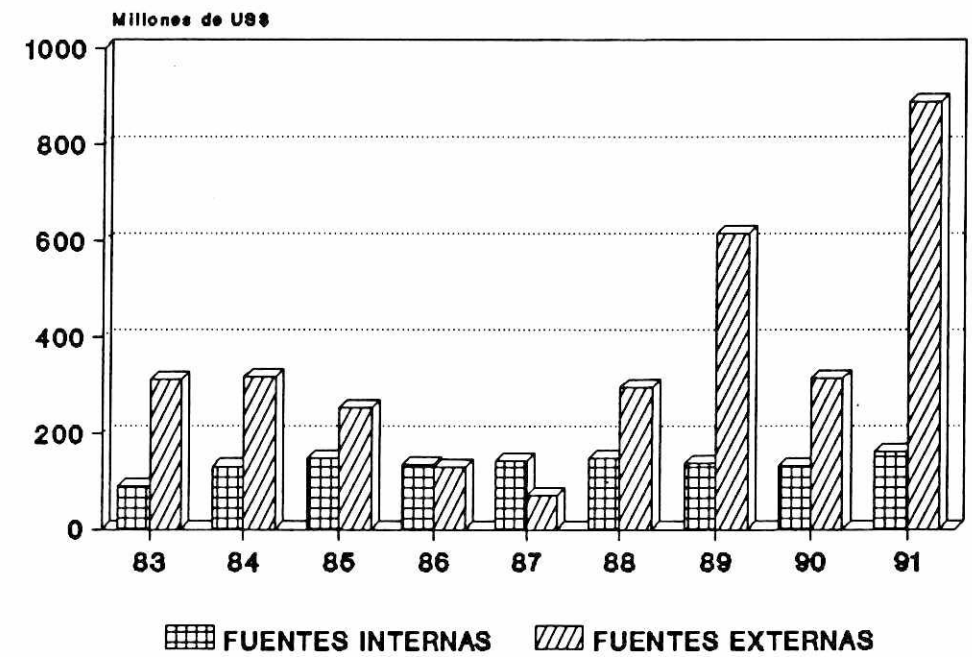
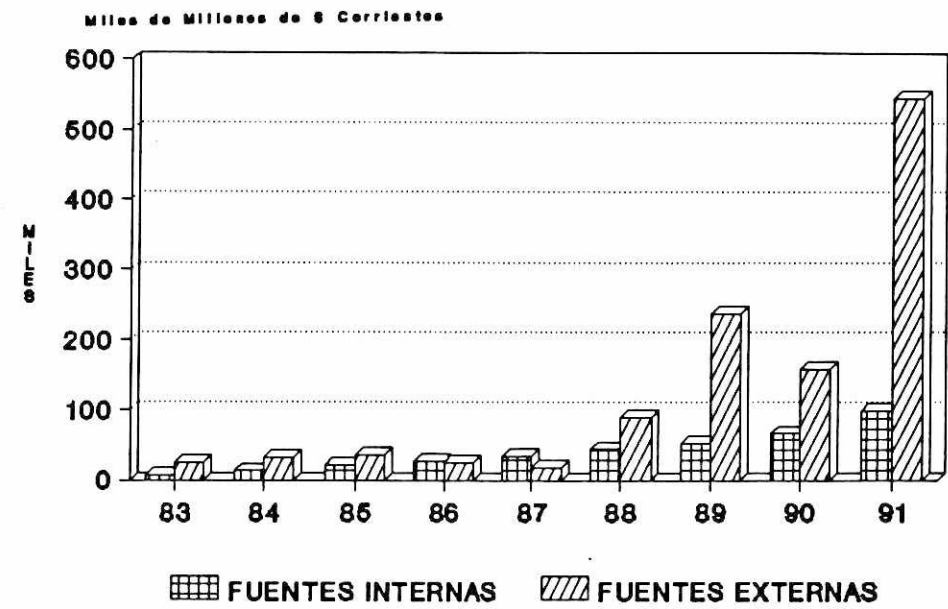
RESUMEN HISTORICO INTERCONEXION ELECTRICA S.A

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	138.3	194.9	194.3	166.8	172.4	221.8	234.2	239.8	268.8
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	85.8	105.3	96.5	71.3	81.6	105.2	106.6	107.3	126.8
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	20.4	36.3	45.3	50.7	55.6	69.0	75.0	64.7	53.1
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	40.9	58.7	35.2	40.0	35.9	25.2	7.5	9.9	54.6
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	90.5	130.9	149.3	135.4	143.4	148.6	138.0	132.4	160.7
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	310.5	316.4	253.0	129.3	71.1	296.5	617.0	313.6	889.8
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	81.7	104.3	174.1	117.6	165.2	189.0	382.8	190.0	892.2
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	259.7	215.2	124.5	92.6	54.8	53.9	59.1	23.8	64.0
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	59.6	127.9	103.6	54.5	-5.5	202.2	313.2	232.1	94.4
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	1880.9	1905.0	1624.8	1596.0	1669.0	1690.3	1662.9	1667.3	1897.8
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	185.1	276.3	213.1	247.1	255.3	312.7	384.6	451.2	335.6
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	69.4	70.8	107.8	97.7	105.1	279.7	436.5	511.8	570.7
448	TOTAL PATRIMONIO	1243.3	1230.9	832.3	662.9	631.9	870.0	1148.8	1168.7	1380.1
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	614.9	688.5	877.3	971.7	963.5	870.8	790.0	844.1	742.9
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	211.1	286.1	201.1	272.8	407.3	507.1	517.9	588.7	628.2
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.42	0.45	0.57	0.66	0.69	0.62	0.54	0.56	0.51
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.71	0.85	0.71	0.87	0.76	0.76	0.35	0.69	0.18
568	GEN.INTERNA NETA	7.80	23.50	-20.64	15.77	-20.08	-36.00	-215.77	-50.94	-709.92
504	CAPITAL TRABAJO NETO	26.7	74.6	94.8	86.1	7.6	-29.9	16.0	44.3	-2.5
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

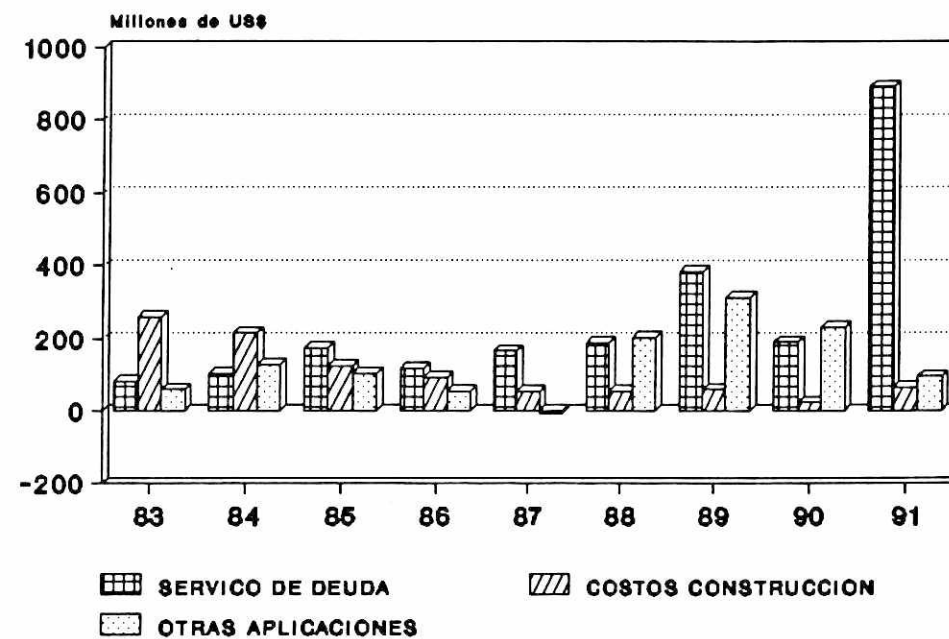
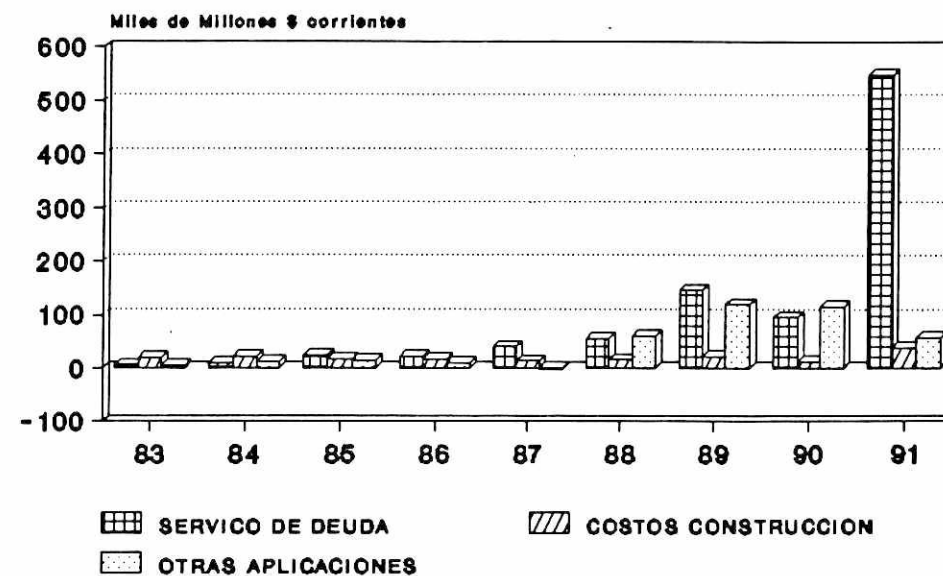
INTERCONEXION ELECTRICA S.A.
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA VS. GASTOS
 Grafica No. 1



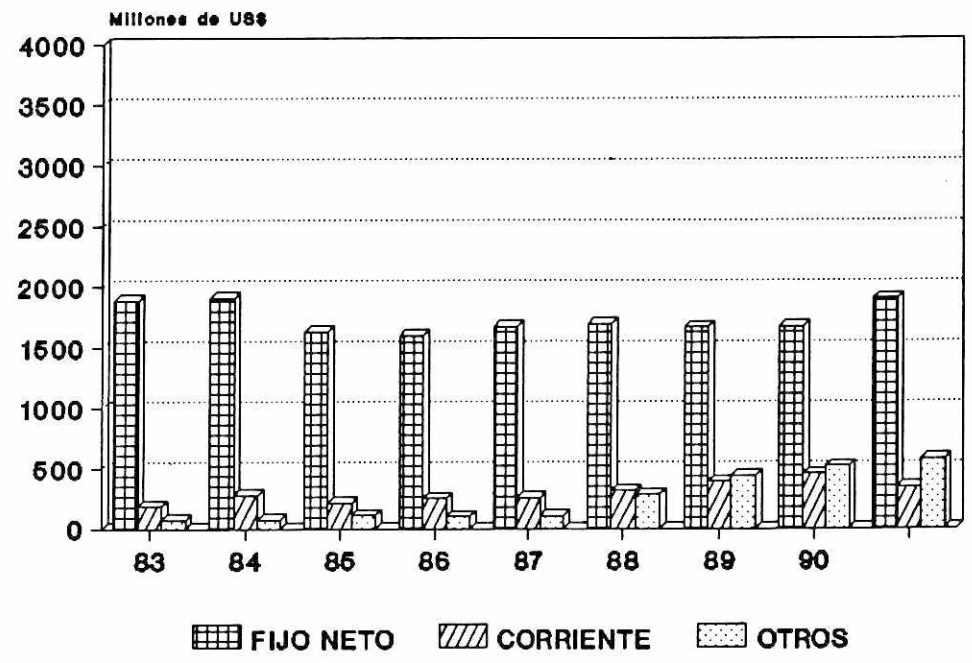
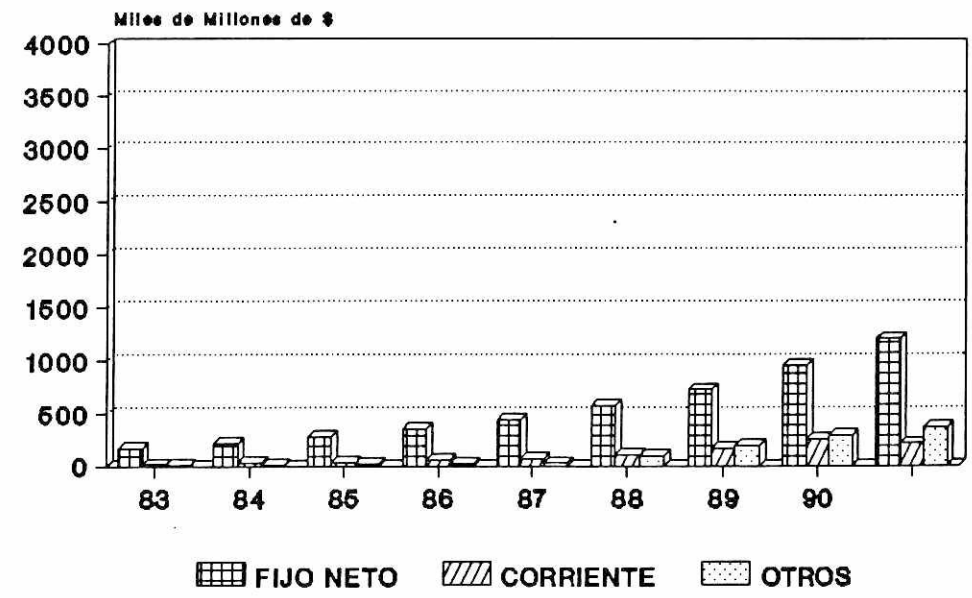
INTERCONEXION ELECTRICA S.A.
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - FUENTES
 Grafica No. 2



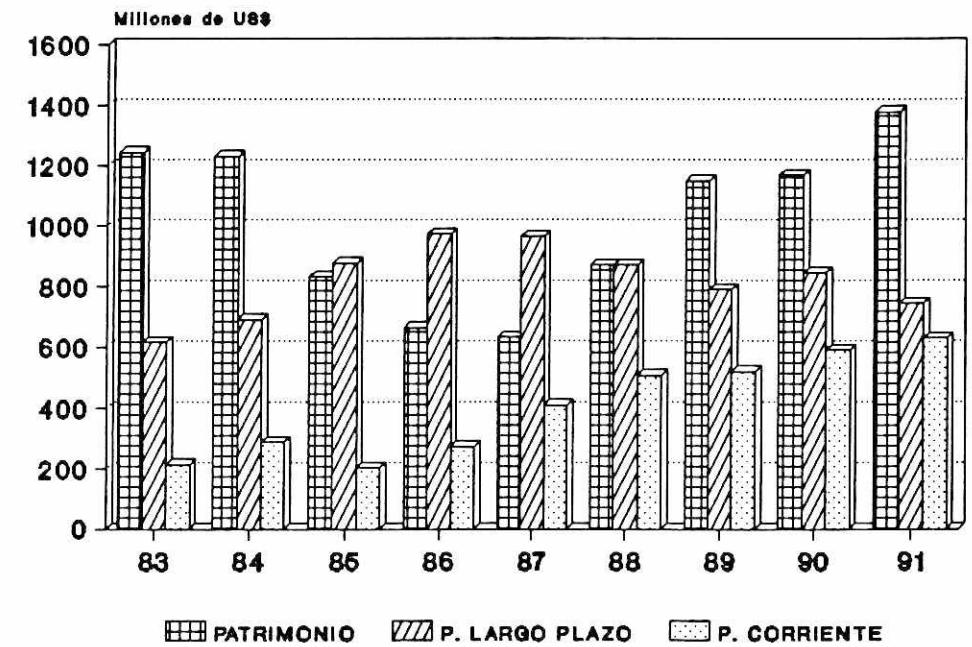
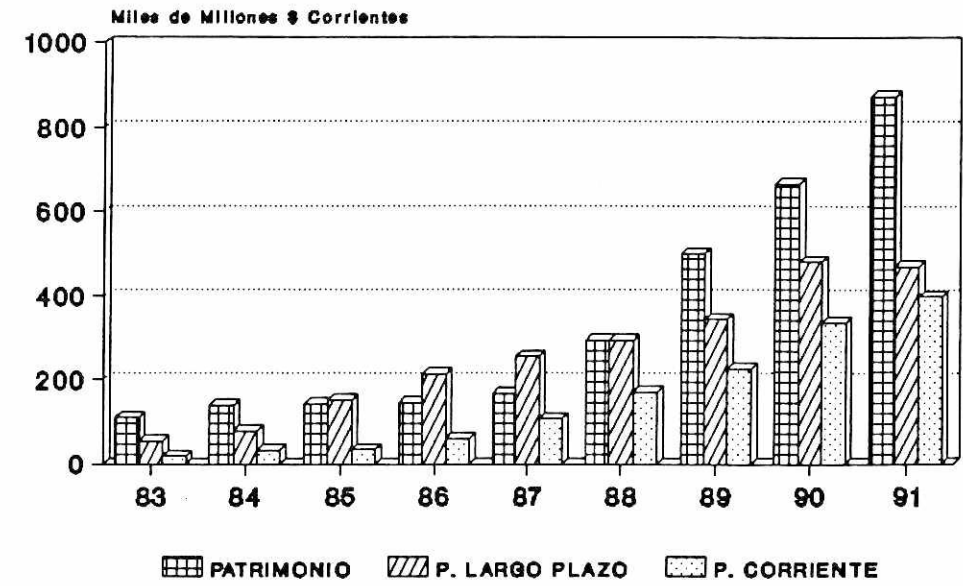
INTERCONEXIONE ELECTRICA S.A.
ORIGEN Y APLICACION DE FDOS-APLICACIONES
 Grafica No. 3



INTERCONEXION ELECTRICA S.A.
BALANCE 1983 - 1991 (ACTIVO)
 Grafica No. 4



INTERCONEXION ELECTRICA S.A.
BALANCE 1983-1991 (PATRIMONIO Y PASIVO)
 Grafica No. 5



3.2 EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA - EEB

Aspectos Generales.

El objetivo de La Empresa de Energía de Bogotá es la prestación del servicio público de energía proveniente de cualquier fuente, en el Distrito Capital de Santafé de Bogotá y en aproximadamente la mitad del departamento de Cundinamarca. Se estima que el nivel de cubrimiento en su área de influencia es del 94%.

La EEB es una empresa generadora-distribuidora. A finales de 1991 contaba con una capacidad nominal en sus plantas de generación de 1280 MW, con 1133 MW efectivos, de los cuales el 94% corresponden a plantas hidráulicas y el 6% restante a plantas térmicas.

CARACTERÍSTICAS Y ESTRUCTURA DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Durante el período 1983-1991, la EEB incrementó las ventas al usuario final en un 4.7% promedio anual y el número de suscriptores servidos en un ritmo del 6.7% promedio anual, por lo tanto la energía promedio vendida por suscriptor disminuyó, mientras en 1983 el consumo promedio por suscriptor era de 6.5 MWH, en 1991 éste fue de 5.9 MWH.

Estructura del Mercado en 1991.

Sector	Número Suscriptores (%)	Consumo (GWH) (%)
Residencial	89.8	48.7
Comercial	7.7	10.2
Industrial	2.0	27.9
Oficial/alum.púb.	0.4	10.7
Resto	0.1	2.4
Total	100.0	100.0

Al finalizar 1991 la Empresa de Energía de Bogotá servía un total de 1078645 suscriptores, concentrados en el sector residencial con el 89.8%, cuyo consumo equivale al 48.7% de las ventas de la empresa. En número de suscriptores, el segundo nivel corresponde al sector comercial (7.7%), con un consumo equivalente al 10.2% del consumo total, mientras el sector industrial que apenas representa el 2% de los suscriptores, consume el 27.9% del total.

A nivel del sector residencial el consumo de energía se concentra

en el estrato III con el 32.7%, seguido de los estratos II y IV con el 18% del consumo residencial.

EVOLUCIÓN DE LA OFERTA Y LA DEMANDA.

Compra-Venta de energía.

El mayor incremento de las ventas de energía (6.7% promedio anual), frente al incremento de los ingresos por ventas (3.9% promedio anual), analizadas en dólares, muestra que la tarifa de venta al usuario final disminuyó (en dólares); mientras en 1983 la empresa registró una tarifa promedio de venta al usuario final de 5.7 Ctvos de dólar/Kwh, en 1991 solo alcanzó 5.4 Ctvos de Dólar/Kwh.

Por otra parte se observa un mayor incremento en las compras de energía frente a las ventas, lo que muestra como la autosuficiencia de la empresa para suplir su demanda con generación propia se ha reducido durante el período considerado.

Precios Unitarios - 1991.

	% CIPLP
Tarifa Equivalente de Compra.	57.9
Tarifa promedio de venta u.final.	83.3

El elevado nivel de la tarifa de venta al usuario final de la EEB, se origina en las tarifas de venta a los sectores industrial y comercial, que ya en 1991 se encontraban por encima de sus costos reales (CIPLP). Esto hace que la facturación al sector industrial, represente el mayor porcentaje (39%) de la facturación total, mientras que la del sector residencial solo alcanza el 25% frente a un consumo que supera el 45% del consumo total. Lo mismo ocurre con la facturación del sector al sector comercial que equivale al 22% de la total, con un consumo que apenas supera el 10.1% del total.

Resultados Financieros.

Durante el período 1983-1991, la situación financiera de la Empresa de Energía de Bogotá se ha venido deteriorando progresivamente, como consecuencia principalmente, de las dificultades presentadas en la ejecución del proyecto Guavio, cuyo costo se ha incrementado (duplicado) y su puesta en operación se ha retrasado en cerca de cinco años. Por otra parte se han presentado fallas en la gestión administrativa, que se reflejan en el incremento de los gastos de funcionamiento (5.6% promedio anual, en dólares), superior al de los ingresos (3.8% promedio anual); en el incremento en el nivel de pérdidas y en la cartera morosa y en su financiamiento a través del no pago a ISA y a los contratistas.

La generación interna neta se redujo, hasta hacerse negativa en los años 1989 y 1991, años en que la empresa no contó con los recursos suficientes para cubrir completamente su servicio de deuda, con el consecuente incremento en el nivel de endeudamiento (alcanzando 0.74 en 1987), al verse obligada a acudir al FODEX/CADEX para cumplir con sus compromisos de deuda externa y al no pago de sus obligaciones con ISA y con los contratistas.

Sin embargo, la empresa presenta un buen margen operacional, que le ha permitido funcionar sin registrar pérdidas operativas, como consecuencia del alto nivel tarifario de los sectores industrial y comercial.

Indicadores de gestión.

- Recuperación de cartera. A partir de 1990, la empresa ha venido desarrollando un programa de recuperación de cartera, logrando reducir el período de cobro al usuario final, de 141 días registrados en 1984 a 90 días en 1990.

Desde el punto de vista de su cumplimiento en los pagos de energía comprada, los resultados muestran como la empresa se ha venido financiando a través de ISA y de los proveedores. Es así como en 1988, la empresa alcanzó el máximo atraso en sus pagos a ISA con un período promedio superior a los 700 días. Estas cuentas se redujeron en 1991, cuando el Gobierno asumió parte de ellas a cambio de acciones de la empresa en ISA.

- Nivel de pérdidas. El nivel de pérdidas de la EEB presentó una tendencia creciente durante la década de los ochenta, superando el 24% en 1988, situación que la llevó a tomar medidas remediales, cuyos resultados se reflejan en su disminución, hasta llegar al 20.8% en 1991.
- Gastos de Operación. Uno de los rubros de mayor incidencia en los gastos operativos de la empresa, son las compras de energía que representan, aproximadamente, el 35% de los gastos totales. Por su parte los gastos AOM que equivalen al 40%, se han incrementado en forma acelerada durante el período analizado (5.8% promedio anual en dólares), lo que se refleja en la relación de estos gastos sobre los ingresos, que ha pasado del 25.3% en 1983 al 29.2% en 1991, niveles no aceptables para una empresa con las características de la EEB.

Conclusiones.

El deterioro financiero de la EEB durante los últimos años se originó en dos aspectos fundamentales: i) Problemas técnicos, administrativos y financieros en la ejecución del proyecto

hidroeléctrico del Guavio, ii) deficiente gestión administrativa que la condujo al incremento en el nivel de pérdidas, en la cartera y en los gastos de funcionamiento.

FINANCIERA ENERGÉTICA NACIONAL S.A.

ESTADO FINANCIERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 1998

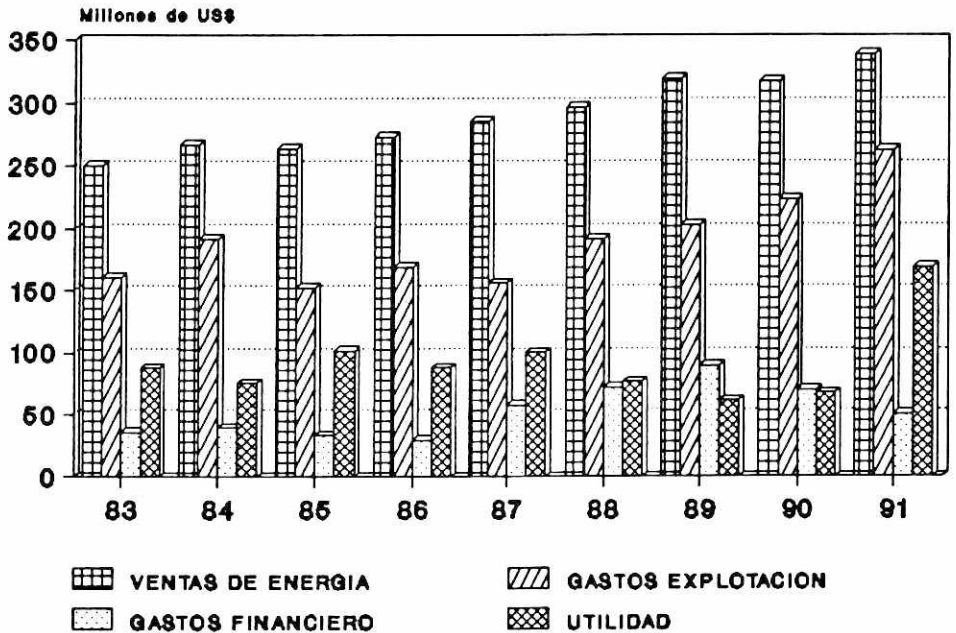
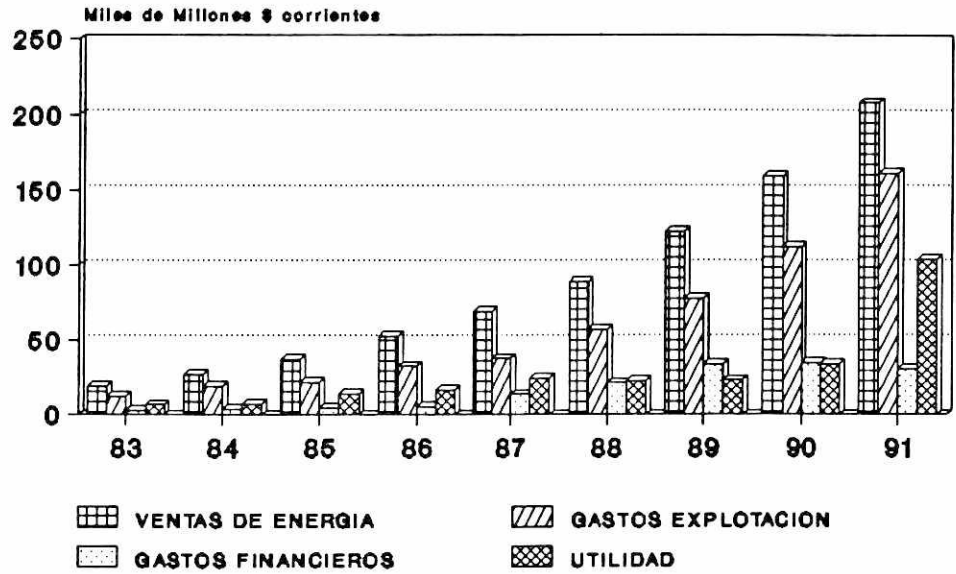
FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

**DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)**

RESUMEN HISTORICO EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA

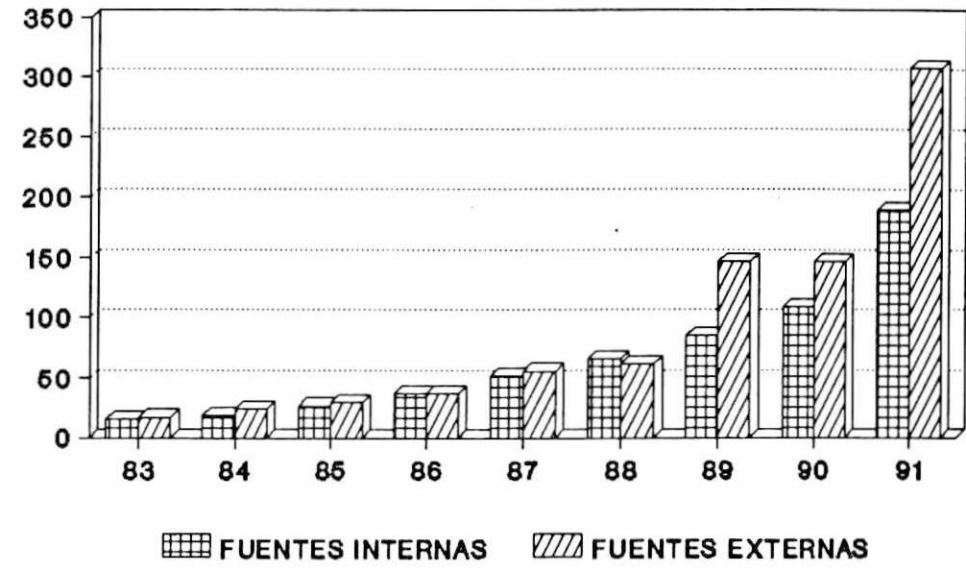
RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	250.2	266.8	264.0	273.2	285.4	296.4	319.4	317.2	338.8
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	160.7	191.7	152.4	168.6	155.7	191.1	203.0	223.5	262.6
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	36.0	39.2	33.1	29.8	57.0	71.8	89.1	69.5	49.9
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	87.9	75.3	101.4	87.7	100.2	76.5	60.9	67.0	168.4
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	193.7	182.3	187.1	191.8	215.5	219.3	222.1	217.6	308.9
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	219.1	238.6	203.2	189.9	229.9	206.2	384.2	291.5	501.3
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	108.7	101.8	84.1	114.3	152.0	199.5	227.4	208.3	319.5
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	267.9	340.5	359.2	338.1	259.8	313.6	235.0	345.0	279.0
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	36.2	-21.3	-53.0	-70.7	33.7	-87.6	143.9	-44.1	211.8
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	1632.2	1775.2	1809.4	2008.0	2231.6	2549.3	2697.3	2970.6	3397.6
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	192.6	200.8	140.6	150.7	184.3	248.7	305.5	178.8	194.5
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	112.2	103.5	75.8	65.0	54.6	122.8	80.7	105.7	49.6
448	TOTAL PATRIMONIO	1139.0	1094.5	835.6	718.7	635.1	935.7	1092.3	1321.3	1718.0
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	523.0	637.6	837.2	1056.7	1306.3	1186.2	1137.5	1209.0	1419.8
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	180.6	234.8	267.3	348.6	432.4	605.0	528.3	662.8	444.8
520	NIVEL END. (T.PASIV./T.ACTIV)	0.41	0.47	0.59	0.68	0.74	0.68	0.65	0.59	0.53
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	1.78	1.79	2.22	1.68	1.42	1.10	0.98	0.65	0.74
568	GEN.INTERNA NETA	75.08	71.01	85.48	68.64	58.48	17.58	-4.62	8.20	-10.26
504	CAPITAL TRABAJO NETO	82.8	30.0	-31.5	-92.8	-83.2	-184.7	-45.5	-203.6	-66.8
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	156	171	120	121	129	84	94	90	99
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA VS. GASTOS
 Grafica No. 1

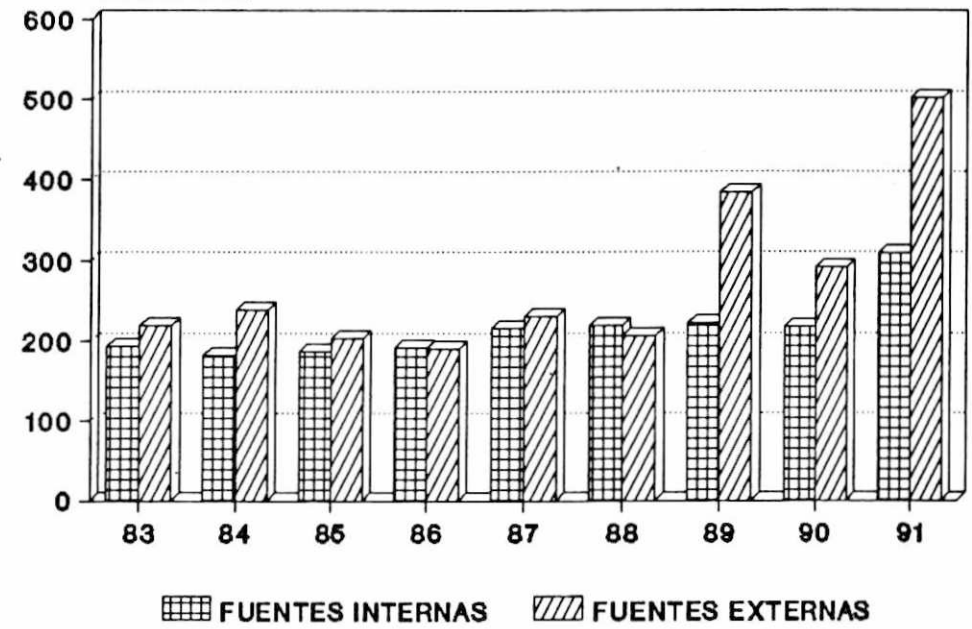


EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - FUENTES
 Grafica No. 2

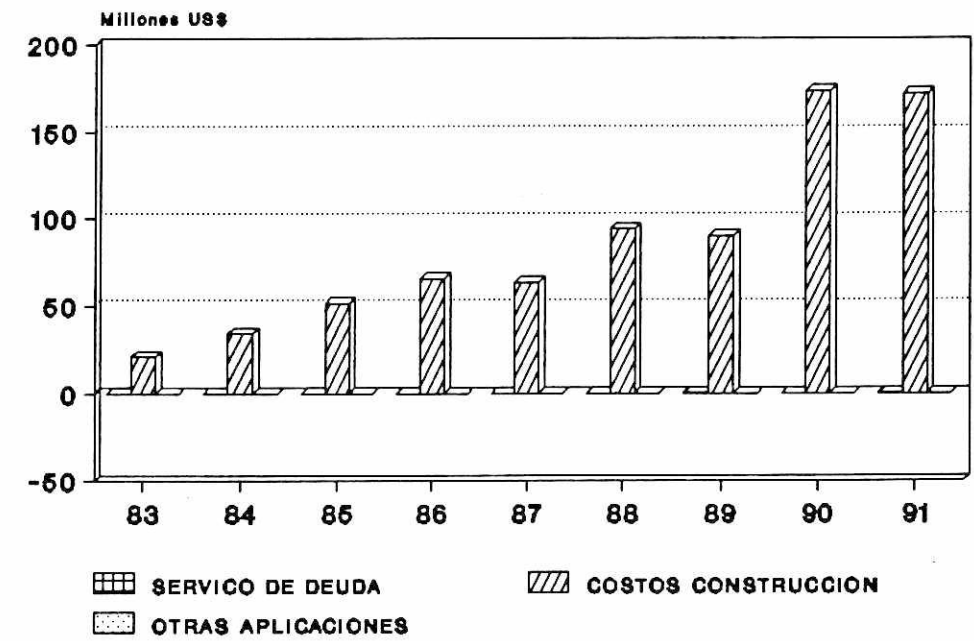
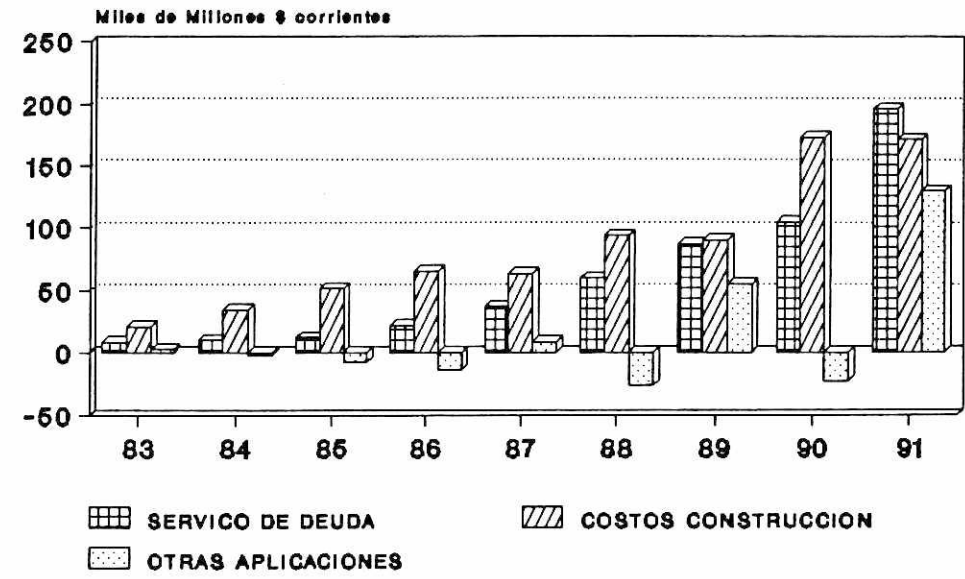
Miles de Millones de \$ Corrientes



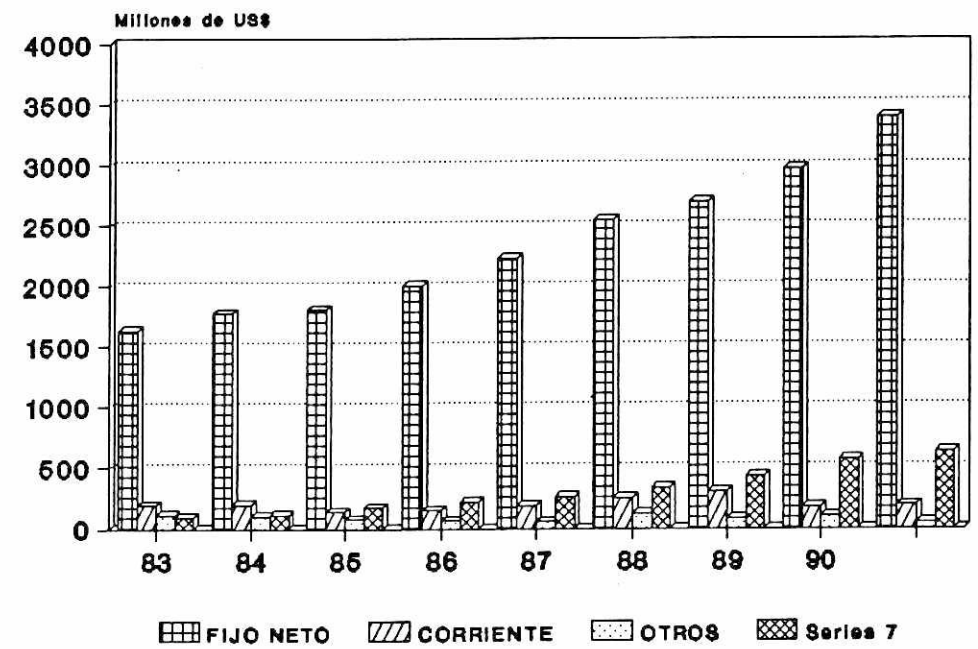
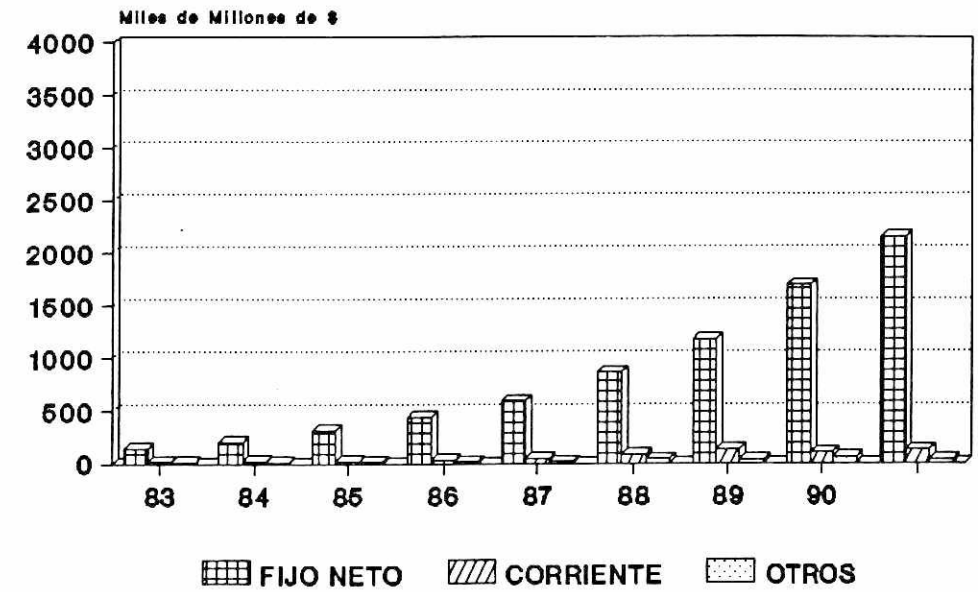
Millones de us\$



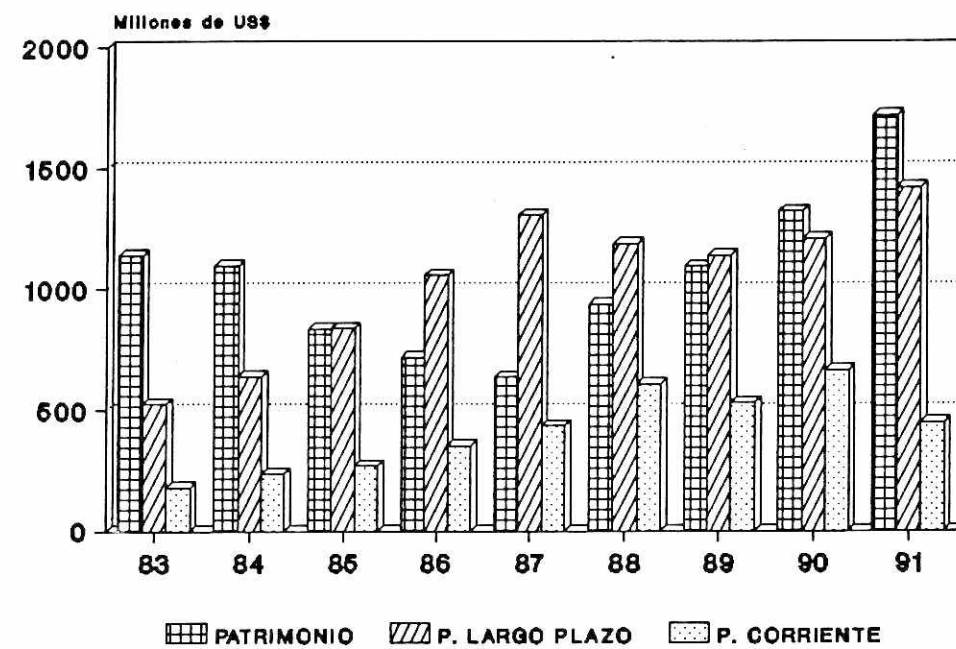
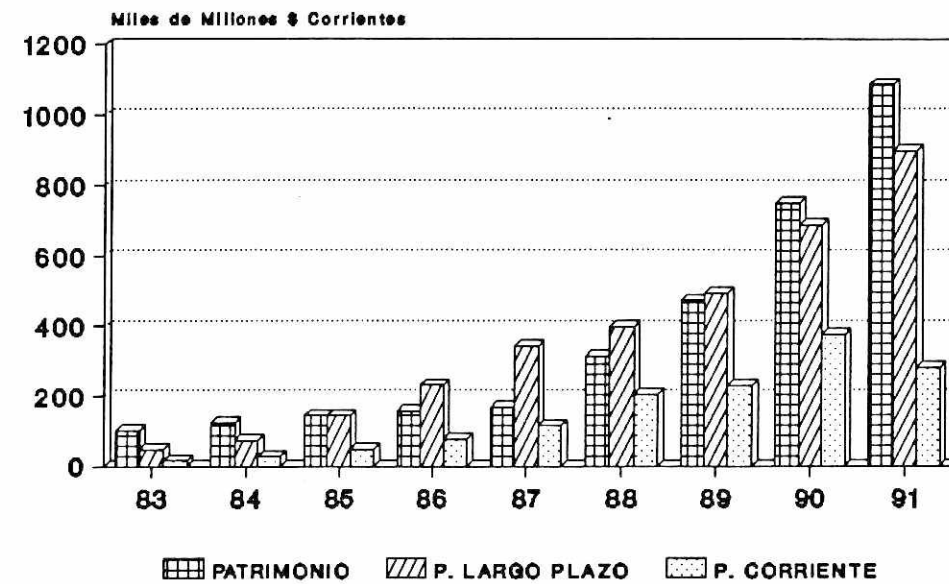
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
ORIGEN Y APLICACION DE FDOS-APLICACIONES
 Grafica No. 3



EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
BALANCE 1983 - 1990 (ACTIVO)
 Grafica No. 4



EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA
BALANCE 1983-1991 (PATRIMONIO Y PASIVO)
 Grafica No. 5



3.3 EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN - EPM

Aspectos generales.

Las empresas Públicas de Medellín son un establecimiento público autónomo cuyo objeto es la organización y administración de los servicios de energía, telecomunicaciones, acueducto y alcantarillado, el manejo y mejoramiento del medio ambiente en lo que hace relación con la prestación de estos servicios, en el municipio Medellín y otros municipios aledaños. Las empresas están divididas contable y técnicamente por servicios, manteniendo unidad administrativa y de caja. Este documento se limita al análisis histórico del servicio de energía exclusivamente.

EPM es una empresa generadora-distribuidora, es decir, dispone de plantas de generación propias para cubrir un alto porcentaje de su demanda (más del 90%). En 1991 tenía una capacidad de generación propia de 1389 MW.

Características y estructura del mercado.

En 1991 EPM servía un total de 544889 usuarios, concentrados en el sector residencial (91.3% del total), cuyo consumo es el 45.9% de las ventas de energía de la empresa.

Evolución Histórica 1983-1991.

Durante el período 1983-1991, el número de suscriptores servidos por EPM se incrementó en 5.6% promedio anual, cuyo consumo disminuyó de 9.6 MWH/suscriptor en 1983, a 7.9 MWH/suscriptor en 1991, situación que se refleja en el incremento promedio de las ventas al usuario final que fue solo del 3.1%.

Este comportamiento se explica por la entrada al sistema, de un alto número de usuarios residenciales de los estratos I, II y III, con consumos básicos.

Estructura del Mercado en 1991.

Sector	Número Suscriptores (%)	Consumo (GWH) (%)
Residencial	91.3	45.9
Comercial	7.2	9.6
Industrial	0.9	31.9
Oficial/alum.púb.	0.4	9.5
Resto	0.2	3.1
Total	100.0	100.0

El sector residencial se constituye en el sector de mayor demanda seguido del sector industrial que en 1991 representaba una tercera parte del consumo total y del comercial con el 9.6%. A su vez el sector residencial está concentrado en los estratos II y III, con el 27.4% y el 37.7% del consumo total residencial, respectivamente, estratos que por tener tarifas altamente subsidiadas, inciden negativamente en el nivel de la tarifa promedio de la empresa.

Evolución de la oferta y la demanda de energía.

Compra-Venta de energía.

Durante el período 1983-1991, EPM incrementó sus ventas totales de energía (GWH) a una tasa promedio anual del 10%, donde las ventas de intercambio y en bloque (a EADE y Chocó) presentaron los mayores incrementos, con el 22.2% y el 9.3% promedio anual respectivamente, mientras que las ventas al usuario final solo se incrementaron en un 3%. El elevado incremento de las ventas de intercambio es el resultado de la operación económica del sistema nacional interconectado en donde, en períodos lluviosos los sistemas hidráulicos venden más energía pero a menor tarifa, para disminuir la generación térmica más costosa. Esto se refleja en el comportamiento de los ingresos por ventas de energía, donde el mayor incremento se presenta en las ventas en bloque con una tasa promedio anual, en dólares, del 17.4%, mientras los ingresos por ventas de intercambio crecen al 6.6% y al usuario final al 4.7% (también en dólares). Sin embargo, las ventas al usuario final representaron el 78% de los ingresos en 1991.

Por otro lado las compras de energía no son significativas, ya que EPM tiene capacidad suficiente para suplir su demanda; en general estas compras obedecen a sus compromisos con ISA.

Precios Unitarios -1991.

	% CIPLP
Tarifa Equivalente de Compra.	65.5
Tarifa promedio de venta al u.final.	80.1

El nivel de la tarifa de venta al usuario final relativamente elevado, se origina en las tarifas a los sectores industrial y comercial, que en 1991 se encontraban por encima del CIPLP. Esto se puede observar en la composición de los ingresos de EPM en 1991, cuando los sectores industrial y comercial representaron el 61% de los ingresos de la empresa.

El nivel de la tarifa de compra no es relevante, pues gran parte de las compras de energía son optimizables con tarifa significativamente inferior a la normal de intercambio.

Resultados Financieros 1983-1991.

Las Empresas Públicas de Medellín han presentado históricamente un sano manejo financiero y en la capacidad de la empresa para responder por sus obligaciones de deuda, sin acudir al FODEX, como ha sucedido con el resto de empresa del sector, y para adelantar sus proyectos de inversión.

En el cuadro No.1 se presenta el comportamiento de los principales indicadores para el período 1983-1991.

El nivel de endeudamiento ha fluctuado durante el período en un rango del 32% al 62%, manteniéndose en promedio en un 50%, nivel adecuado para una empresa en crecimiento. En el período 1983-1987 se presenta un incremento en dicho indicador originado en parte por el financiamiento del proyecto Playas y por el impacto de la devaluación del peso frente al dólar, de más del 50%, en 1985. A partir de 1988, año de entrada de este proyecto, el endeudamiento disminuye hasta alcanzar en 1991 un nivel del 45%.

Durante todos los años de la serie la empresa generó recursos suficientes para cubrir en su totalidad el servicio de la deuda, con excepción de 1989 año atípico en la evolución financiera por la caída de la tarifa al usuario final en términos reales, el incremento en los repagos de deuda, debido a la terminación en 1988 del proyecto Playas, al incremento en los gastos debido al mantenimiento de varias de sus plantas y al pago de la primera amortización del crédito del Banco Mundial para el proyecto Riogrande. En este año la empresa cubrió su faltante con un crédito otorgado por la empresa de telecomunicaciones.

La capacidad de la empresa para contribuir a la inversión ha estado entre el 2.4% y el 54% con excepción de 1989 año en que fue negativa por las razones expuestas anteriormente y que alcanzaron a afectar los resultados de 1990, cuando su capacidad fue solo el 2.4%. Este indicador en promedio, durante el período en cuestión, estuvo alrededor del 32%.

Indicadores de gestión.

- Recuperación de cartera. EPM ha presentado una sana política de recuperación de cartera, con períodos promedio de cobro al usuario final de 70 días en el peor de los casos (año 1984) y de 23 días en 1991. Caso contrario ocurre con los pagos de la energía comprada, donde presentó atrasos durante casi todo el período considerado, llegando a períodos promedio de pago hasta de 269 días (1990), situación que se corrige en 1991.
- Gastos. Dadas las características de EPM de empresa generadora-distribuidora, sus compras de energía no superan el 30% de los gastos totales y su margen operativo superior al 30%.

corresponde a valores promedio de este tipo de empresa. Adicionalmente, el nivel de productividad por empleado es bueno, superior a los 2500 MWH vendidos por trabajador al año. Sin embargo se observa cierto deterioro en indicadores como el margen operativo, la relación gastos AOM sobre ingresos y el número de suscriptores atendidos por trabajador que tiene un nivel relativamente bajo (174), pero que depende también de la estructura del mercado.

Conclusiones.

EPM se ha caracterizado por un sano manejo financiero, originado por su condición de empresa generadora de tipo hidráulico, que le ha permitido autoabastecer su demanda, a costos relativamente bajos.

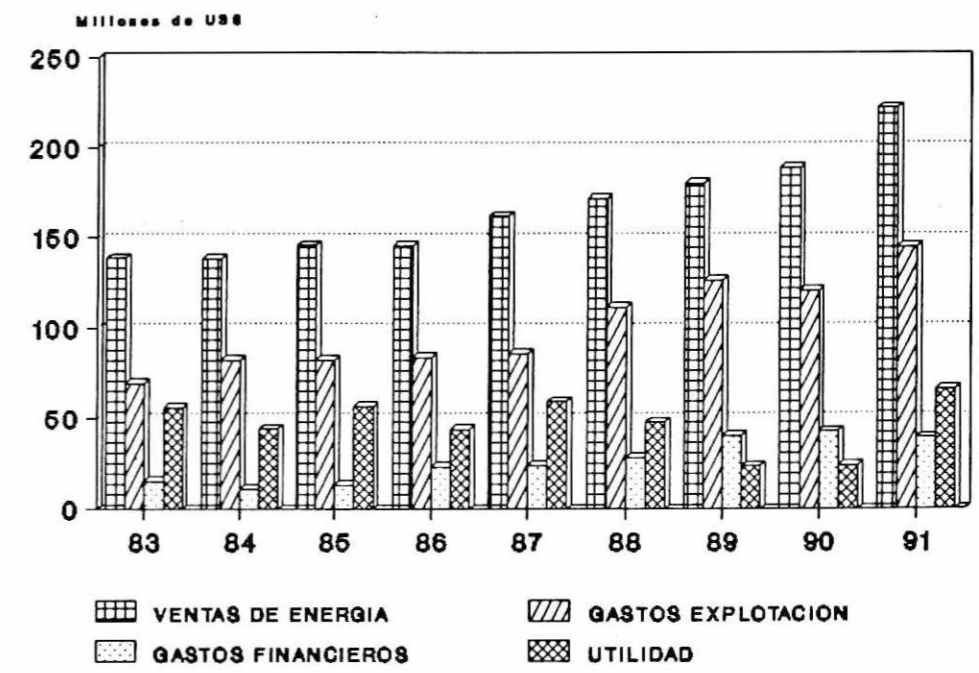
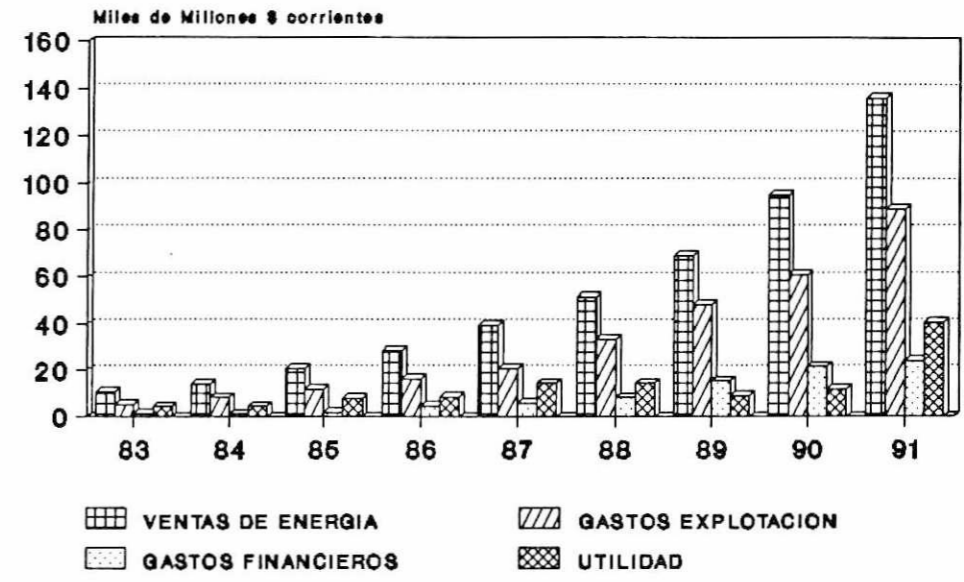
FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN

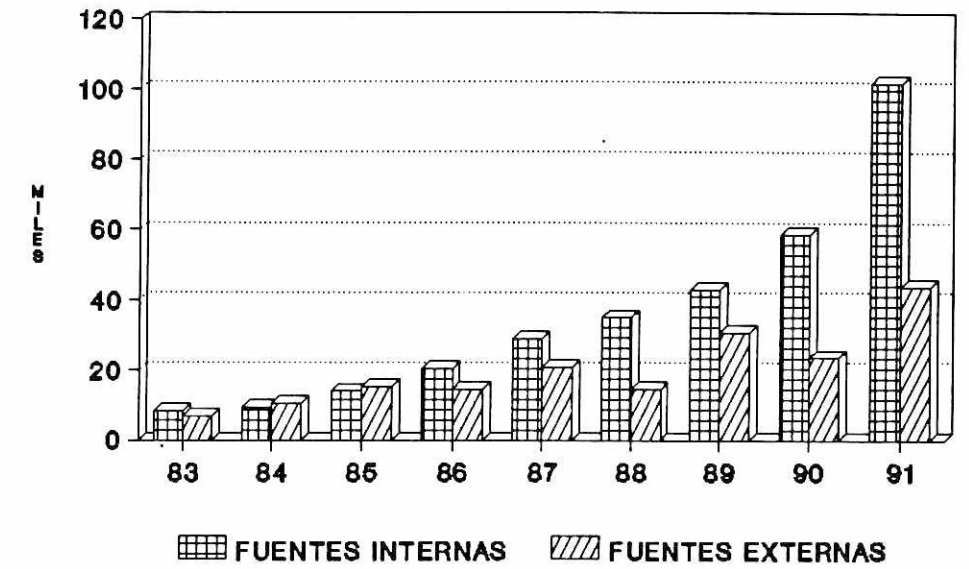
RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	138.8	138.4	145.8	145.2	162.2	171.6	180.3	189.0	221.8
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	69.1	81.9	82.0	83.4	86.0	111.4	126.2	120.8	144.5
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	15.2	11.2	13.0	23.2	23.8	27.9	40.3	42.7	39.1
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	56.1	44.1	56.6	43.8	59.1	47.7	23.5	23.6	65.7
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	105.3	92.7	98.3	104.9	119.3	117.1	112.4	117.2	165.9
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	85.8	103.8	106.2	75.5	86.0	48.6	80.5	47.0	70.8
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	50.3	45.6	44.4	74.4	69.7	86.6	117.3	111.7	118.5
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	131.5	133.7	124.5	108.4	91.9	78.2	56.1	82.5	76.8
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	9.2	17.2	35.6	-2.4	43.8	0.9	19.5	-29.9	41.5
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	740.5	776.2	715.7	761.2	854.3	914.7	914.2	972.7	1108.8
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	50.8	56.4	64.7	63.7	93.4	70.8	62.9	26.8	51.0
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	67.6	66.6	53.9	45.5	46.1	49.2	74.3	100.8	89.0
448	TOTAL PATRIMONIO	583.6	563.5	416.0	365.0	378.6	460.6	472.8	517.5	682.3
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	182.5	226.1	300.5	370.9	478.2	406.6	401.5	396.5	380.6
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	63.8	74.5	88.5	99.6	100.8	126.2	128.1	132.7	110.2
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.32	0.37	0.50	0.58	0.62	0.55	0.55	0.53	0.45
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	1.75	1.39	1.49	1.13	1.31	1.13	0.92	0.99	1.40
568	GEN.INTERNA NETA	48.53	41.51	44.69	26.99	45.66	27.20	-4.36	4.85	46.03
504	CAPITAL TRABAJO NETO	25.9	21.5	33.8	21.7	48.3	26.3	3.0	-33.5	4.3
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	62	70	26	45	38	46	30	28	23
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA VS. GASTOS
 Grafica No. 1

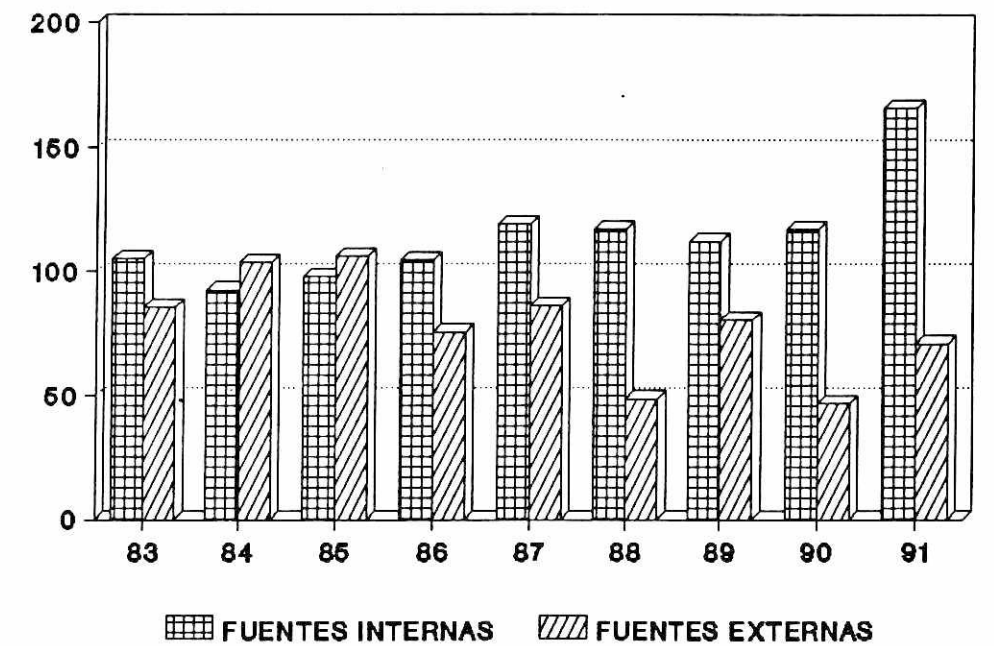


EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - FUENTES
 Grafica No. 2

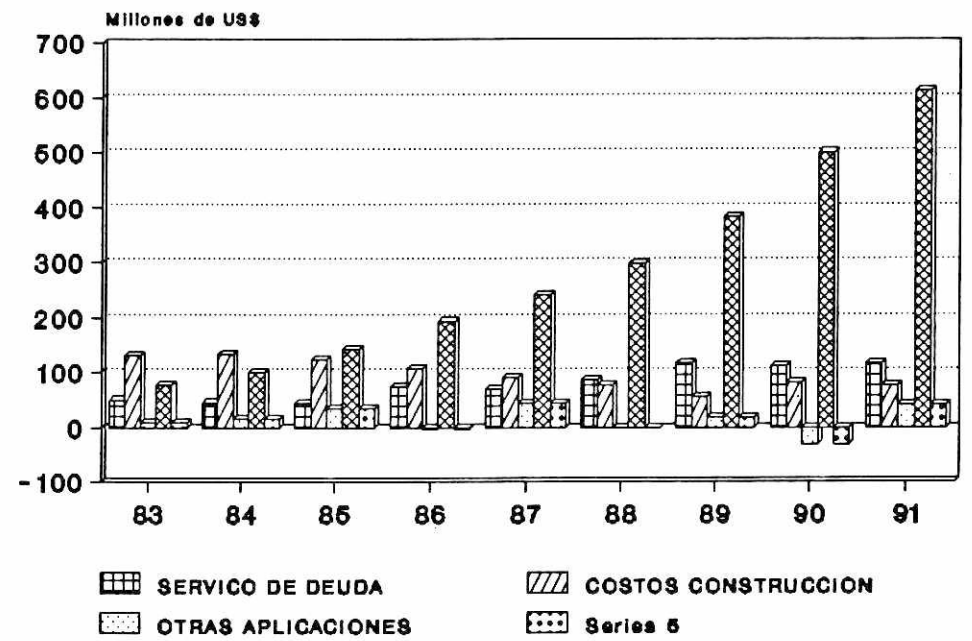
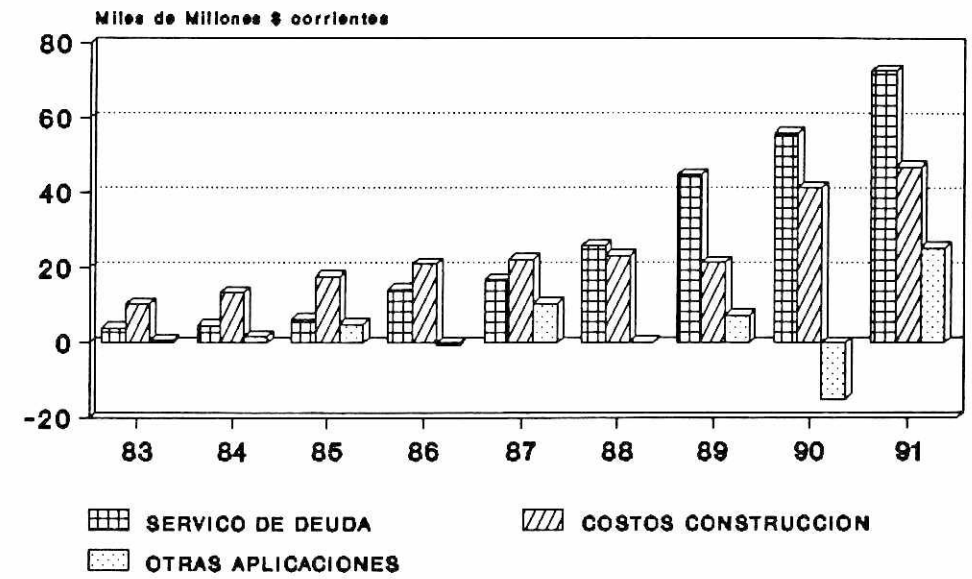
Miles de Millones de \$ Corrientes



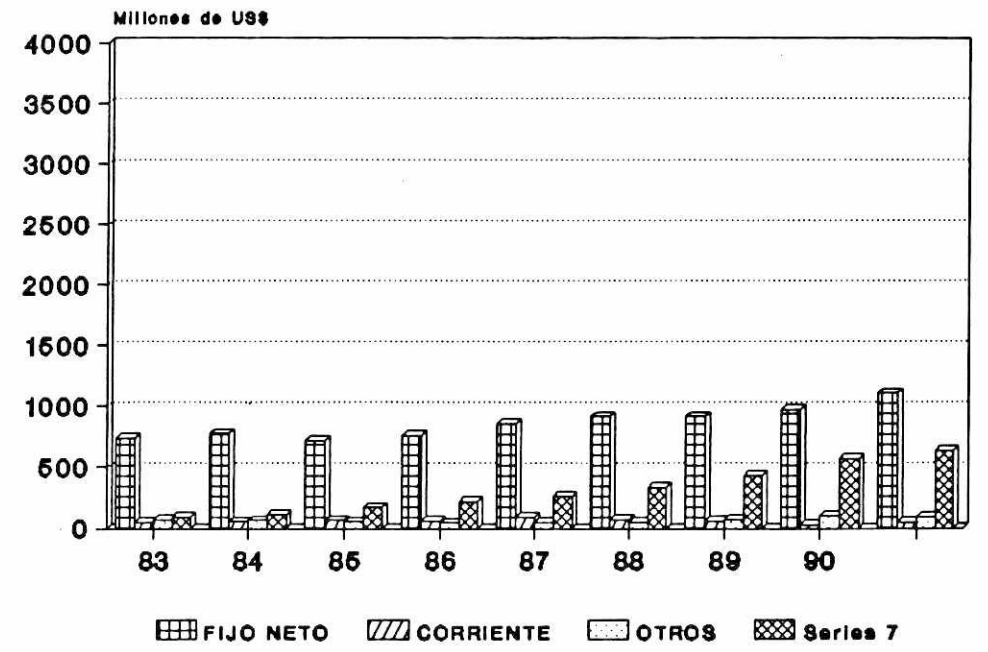
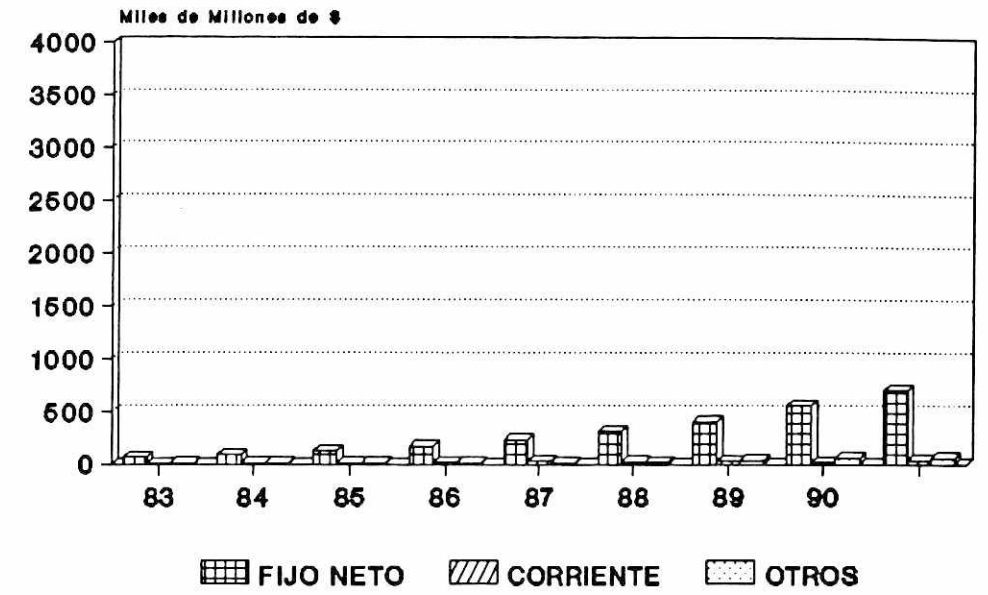
Millones de US\$



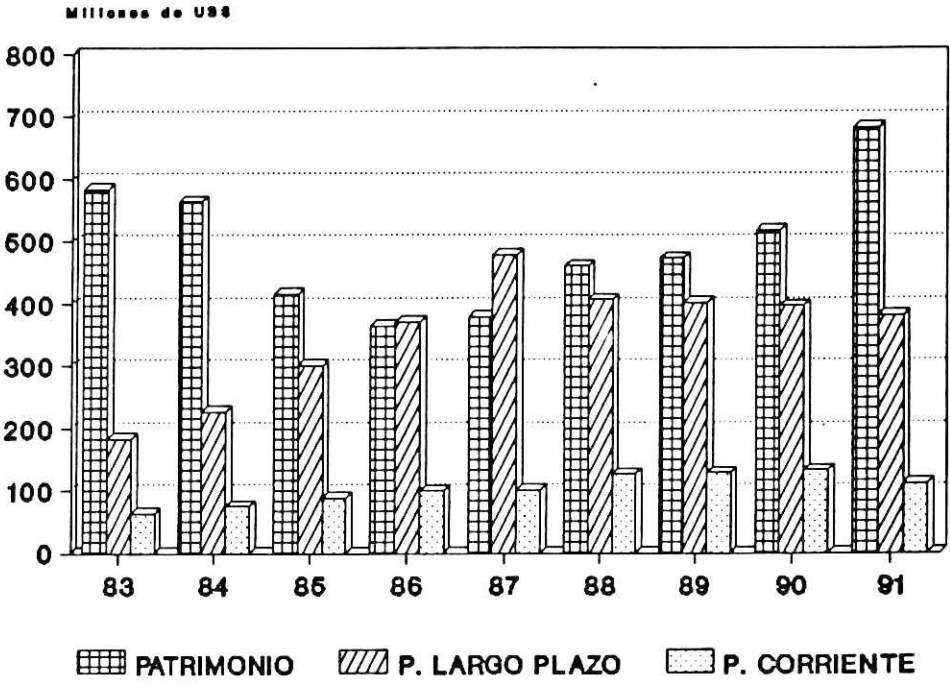
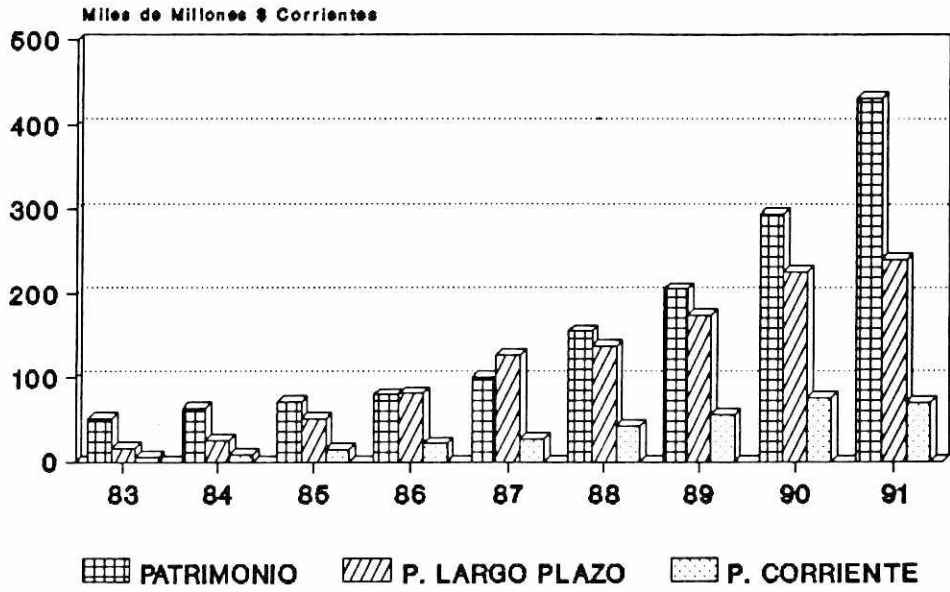
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
ORIGEN Y APLICACION DE FDOS-APLICACIONES
 Grafica No. 3



EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
BALANCE 1983 - 1991 (ACTIVO)
 Grafica No. 4



EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
BALANCE 1983-1991 (PATRIMONIO Y PASIVO)
 Grafica No. 5



3.4 CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA - CVC

Aspectos generales.

La CVC es un establecimiento público nacional, adscrito al Departamento Nacional de Planeación, cuyo objetivo es promover el desarrollo integral, económico y social de la zona geográfica bajo su jurisdicción.

La CVC, junto con su subsidiaria CHIDRAL, produce y vende energía en bloque a EMCALI, Tuluá y Cartago y energía de intercambio a ISA, en algunas oportunidades ya que en el neto es comprador de energía a ésta última. Adicionalmente distribuye a nivel de usuario final energía en el departamento del Valle del Cauca, a excepción de las ciudades de Cali, Yumbo, Tuluá y Cartago, atendidas las dos primeras por EMCALI y las otras por las respectivas empresas municipales.

Características del mercado

En 1991 la CVC contaba con 280145 suscriptores, concentrados en el sector residencial con el 93.5% del total. Dicho sector representa el 46.4% del consumo total, seguido por el sector industrial cuyo consumo es muy similar (42.5%).

Evolución histórica 1983-1991

Las ventas de energía de la CVC se clasifican en: i) ventas en bloque a EMCALI, que representan el 65% de las ventas totales, ii) ventas en bloque a Tuluá y Cartago (9%) y iii) ventas al usuario final (26%).

A nivel de usuario final se presentó un incremento promedio anual de las ventas de energía del 4.2% durante el período considerado, mientras el número de suscriptores creció a una tasa promedio del 5.5%, lo que indica que el consumo de energía por suscriptor disminuyó ligeramente.

Características del mercado en 1991.

Sector	Número Suscriptores (%)	Consumo (GWH) (%)
Residencial	93.5	46.4
Comercial	4.3	4.7
Industrial	1.0	42.5
Oficial/alum.púb.	1.1	6.1
Resto	0.1	0.3
Total	100.0	100.0

Las características del mercado de la CVC a nivel de distribución son especiales, ya que el consumo de energía del sector industrial es del mismo orden del residencial, pero en un número muy reducido de usuarios, 1% del total de suscriptores. A su vez el sector residencial está concentrado en los estratos socio-económicos II y III, con el 53.7% y el 32.3% del consumo residencial, respectivamente, que por ser estratos subsidiados inciden negativamente en la tarifa promedio de la empresa.

Evolución de la oferta y la demanda de energía.

Compra - Venta de energía.

Durante el período 1983-1991, las ventas de energía presentaron un crecimiento promedio anual del 6%, mientras los ingresos por ventas en dólares, se incrementaron en 4.9%, reflejando una disminución de la tarifa promedio en dólares durante el mismo período.

Por otra parte los gastos por compra de energía en dólares se incrementaron en un 6.3% promedio anual, compras que se originan por su papel intermediador con EMCALI y por los compromisos con ISA.

Precios Unitarios - 1991.

	% CIPLP
Tarifa Equivalente de Compra.	76.5
Tarifa promedio de venta u.final.	81.4

El nivel, relativamente alto, de la tarifa promedio de venta al usuario final se explica por el impacto del sector industrial en las ventas de la empresa que representan más del 40% del consumo. En cuanto al nivel de la tarifa de venta a EMCALI (63%), es inferior al nivel de las compras, situación que ha afectado negativamente a la CVC en los últimos 5 años.

Resultados Financieros 1983-1991.

El comportamiento financiero de la CVC, durante la serie analizada, muestra una clara tendencia a su deterioro que, a partir de 1986, se ha reflejado en su incapacidad para generar recursos suficientes para cubrir sus obligaciones crediticias, lo que la ha obligado a acudir recurrentemente al FODEX/CADEX, para servir su deuda externa.

Este comportamiento se origina básicamente en i) el rezago de la tarifa de venta a EMCALI, que representa más del 60% de sus ventas totales, frente a la tarifa de compra, ii) el elevado tren de inversiones durante el período 1983-1985 que lo llevaron a un

continuo endeudamiento, pasando de un nivel de 0.37 en 1983 a 0.7 en 1990, frente a una generación interna neta negativa a partir de 1986, iii) la fuerte devaluación del peso en 1985, que la desfavoreció al tener un alto porcentaje de su deuda en moneda externa.

Indicadores de gestión.

- Recuperación de Cartera. El comportamiento de la cartera de la CVC, refleja una política de saneamiento a partir de 1986, cuando el período de cobro al usuario final alcanzó a superar los 365 días; se redujo a 60 días en 1991.

Al igual que la mayoría de las empresas del sector, la CVC se ha venido financiado con ISA, a través de las compras de energía. Es así como durante todo el período ha registrado atrasos en sus pagos de energía, que en algunos años superan los 300 días; situación que se ha venido corrigiendo con el proceso de reestructuración del sector, hasta lograr en 1991 un período promedio de pago de 141 días.

- Gastos. Durante el período analizado, la empresa ha tenido una política de control de sus gastos, los cuales han oscilado entre el 21% y el 24% del total de los ingresos. Dentro de la composición de los gastos totales de operación, la componente de más peso ha sido la compra de energía, que supera el 50% del total.

La política de control de gastos de la CVC se refleja en los índices de productividad por empleado, alcanzando niveles superiores a los 4500 MWH vendidos/trabajador y 274 suscriptores atendidos por cada trabajador. Debe anotarse que en el índice de ventas por trabajador incide favorablemente, la estructura del mercado de la empresa, en la cual las ventas en bloque representan cerca de las dos terceras partes de las ventas totales y dentro de las ventas al usuario final un alto porcentaje, corresponde al sector industrial atendido en niveles de alta tensión.

Conclusiones.

La CVC es una de las pocas empresas del sector eléctrico colombiano con una estructura de mercado favorable: altísimo porcentaje de ventas en bloque, en este caso a EMCALI y ventas al usuario final concentradas en el sector industrial, sector que tiene un alto nivel tarifario. Estas características permitirían a una empresa obtener resultados financieros favorables, si se tuviera un esquema tarifario adecuado, acorde con los costos reales de la prestación del servicio. Situación que no ocurrió durante la década pasada, en que se presentaron rezagos considerables en la tarifa de venta en bloque, a EMCALI principalmente. Este hecho fue uno de los factores

que más contribuyó al deterioro en los resultados financieros de la empresa y solo en los dos últimos años se observa una tendencia positiva.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC

RESUMEN HISTORICO CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
163	COMPRA GWH DE INTERCAMBIO	0	0	1162.4	674.7	1644.9	1234.4	1472.6	2033.1	2274.1
164	COMPRA GWH EN BLOQUE 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
167	PERDIDAS – GWH –	144	134	159.8	182.4	198.6	241.4	262.7	318.3	360.1
168	ENERGIA DISPONIBLE GWH	2978.3	3191	3379.3	3587.9	3854.4	4618.3	4948.7	4948.1	5185.4
169	NUMERO DE EMPLEADOS	793	793	942	942	942	914	1014	1018	1024
170	NUMERO DE SUSCRIPTORES	182467.	197878.	211059.	223243.	228359.	248634.	252742.	267093	280145
180	TOTAL UNIDADES VENDIDAS (GWH)	2834	3057	3220	3406	3656	4377	4686	4630	4825
198	TOTAL INGRESO POR VENTAS Mill.\$	8122	9201	11743	16517	21887	29838	41556	60097	92861
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION Mill.\$	5350	6185	8254	9954	14519	21635	29883	42470	60836
1.	SUSCRIPTORES POR TRABAJADOR	230	250	224	237	242	272	249	262	274
2.	MWH VENDIDOS POR TRABAJADOR	3574	3855	3418	3615	3881	4789	4621	4548	4712
3.	MWH VENDIDOS POR SUSCRIPTOR	16	15	15	15	16	18	19	17	17
4.	MARGEN OPERATIVO	34.13%	32.78%	29.71%	39.73%	33.66%	27.49%	28.09%	29.33%	34.49%
5.	INVERSION POR CLIENTE (MIL\$/SUSC)	61.24	61.94	23.39	3.11	10.22	12.91	39.07	25.30	30.08
6.	TARIFA EQUIVALENTE DE COMPRA (\$/KWH)	0.00	0.00	3.06	5.68	3.92	8.01	9.04	11.17	17.75
7.	TARIFA PROMEDIO DE VENTA (\$/KWH)	2.87	3.01	3.65	4.85	5.99	6.82	8.87	12.98	19.24
8.	COSTO ENERGIA DISPONIBLE (\$/KWH)	1.80	1.94	2.44	2.77	3.77	4.68	6.04	8.58	11.73
COMPOSICION DE GASTOS		1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
GENERACION		9.83%	11.93%	18.26%	14.54%	12.07%	5.93%	9.68%	6.95%	5.03%
COMPRA ENERGIA INTERC.		45.57%	44.82%	43.10%	38.52%	44.41%	45.70%	44.53%	41.78%	51.13%
COMPRA ENERGIA BLOQUE		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	11.67%	15.24%
DISTRIBUCION		4.39%	6.47%	4.97%	6.39%	3.63%	3.18%	3.51%	3.34%	2.11%
MANTENIMIENTO		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
TRANSMISION		3.87%	4.14%	3.32%	3.86%	3.06%	1.45%	2.72%	1.32%	1.69%
DEPREC.ACTIVO FIJO GRAL.		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
DEPREC.ACT.FIJ.EN SERV.		20.00%	21.04%	19.58%	31.53%	27.99%	23.80%	19.44%	14.41%	11.57%
COMBUSTIBLE		9.94%	5.80%	5.10%	0.00%	0.29%	1.17%	0.67%	0.00%	0.00%
FACTURACION Y COBRANZA		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	1.59%	1.79%	2.03%	1.68%
CUENTAS INCOBRABLES		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
GENERAL Y ADMINISTRACION		6.39%	3.88%	4.07%	3.61%	4.62%	2.94%	6.71%	3.47%	1.55%
APORTES LEY 56/81		0.00%	1.92%	1.61%	1.57%	3.93%	0.62%	0.00%	0.00%	0.00%
GASTOS NO PAGADOS		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
OTROS GASTOS		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
		100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	86.39%	89.06%	84.97%	90.00%

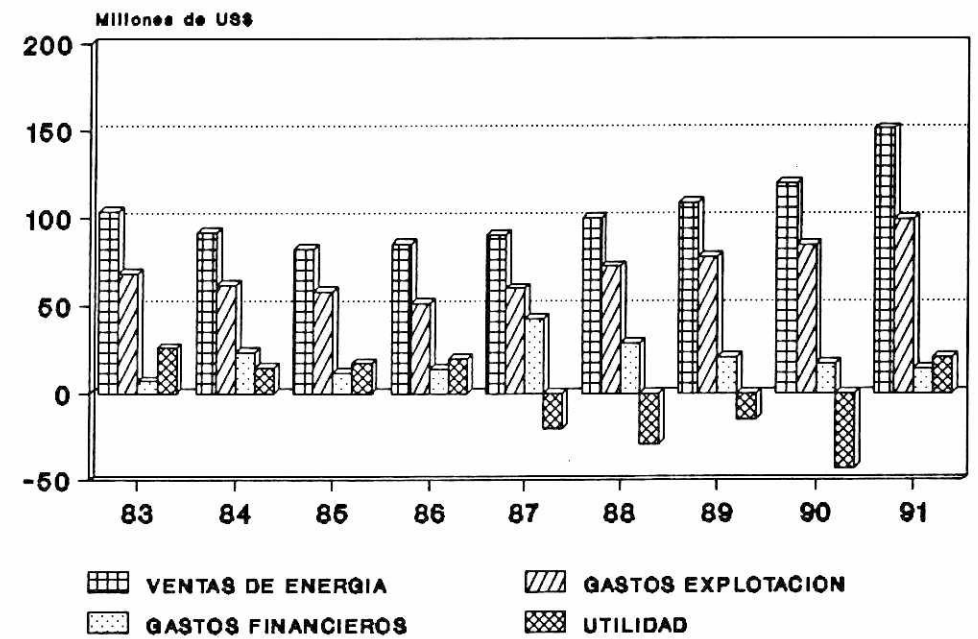
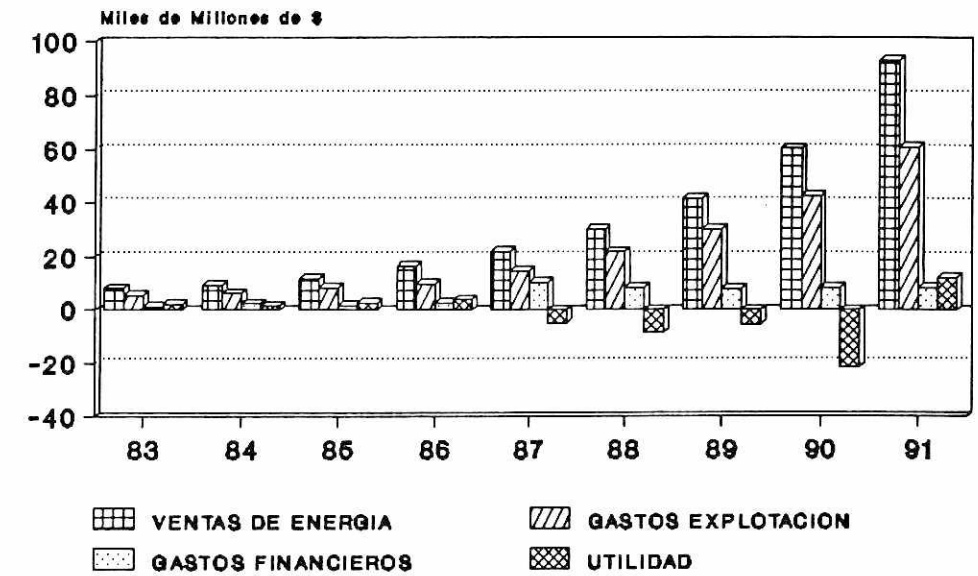
FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

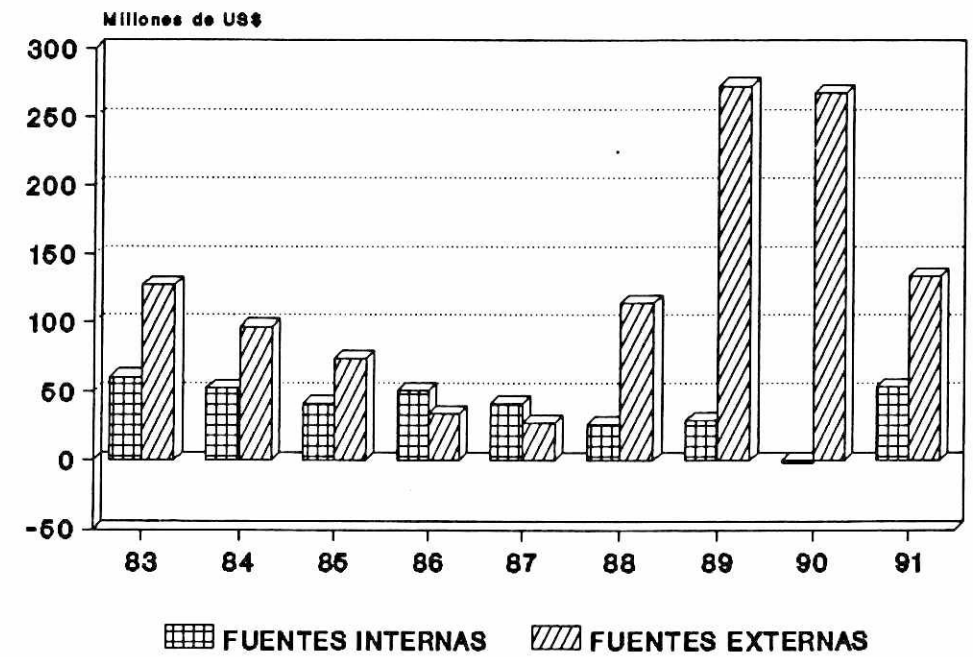
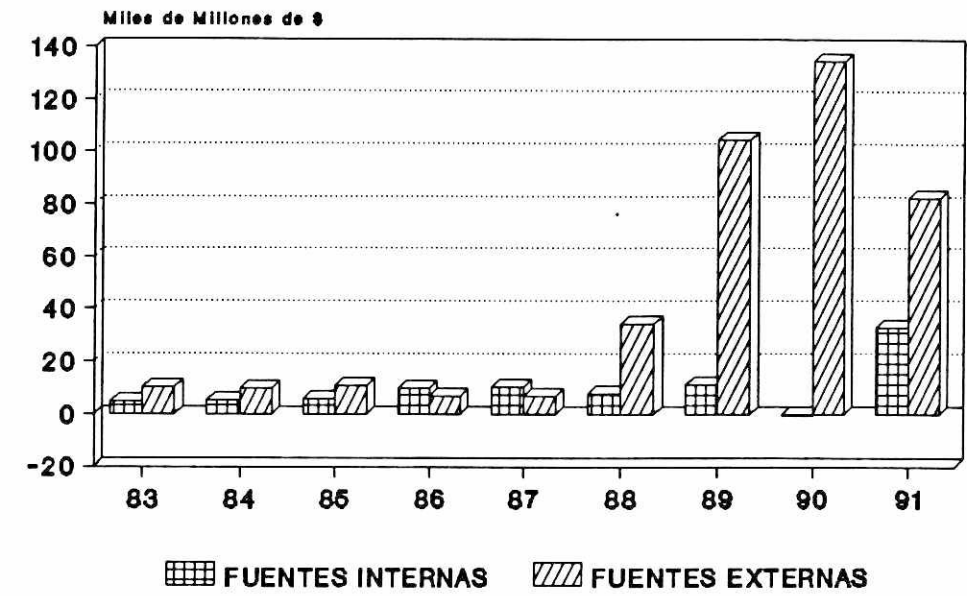
RESUMEN HISTORICO CORPORACION AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	103.5	91.6	82.2	85.2	90.2	99.7	108.6	119.7	151.2
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	68.1	61.6	57.8	51.3	59.8	72.3	78.1	84.6	99.1
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	16.8	23.6	11.7	13.9	42.4	28.4	20.3	16.8	13.6
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	25.9	14.4	17.1	19.6	-20.4	-29.2	-14.8	-43.2	20.1
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	60.3	52.1	41.3	50.8	41.4	16.4	29.2	-1.5	53.1
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	127.5	96.9	74.1	33.9	27.3	114.5	272.9	267.9	134.2
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	33.7	48.9	35.7	54.8	74.0	55.3	63.5	48.5	61.6
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	142.9	136.1	46.4	15.6	9.6	10.7	25.8	13.5	14.9
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	11.2	-36.1	33.3	14.3	-14.9	74.8	212.8	204.4	110.9
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	581.7	658.3	564.1	535.9	551.0	546.3	539.0	547.8	629.5
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	61.6	52.4	47.2	53.8	80.7	38.4	42.0	42.3	58.5
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	84.4	75.2	60.1	52.9	43.0	179.1	269.7	299.9	288.7
448	TOTAL PATRIMONIO	457.0	436.6	305.4	197.4	160.9	213.9	237.1	269.1	464.3
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	166.3	193.1	238.1	332.0	331.3	373.0	406.8	435.7	396.5
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	97.2	133.6	109.7	97.9	149.0	158.1	178.1	163.0	87.7
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.37	0.44	0.55	0.69	0.76	0.72	0.72	0.70	0.52
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	1.76	0.83	0.87	0.76	0.56	0.30	0.46	0.00	0.85
568	GEN.INTERNA NETA	23.50	2.76	4.65	-3.52	-30.02	-34.57	-30.25	-44.16	-8.18
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-7.0	-51.2	-16.5	-5.9	-19.4	-63.9	-92.8	-75.8	20.0
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	180	278	349	370	121	44	54	58	67
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	1688	474
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

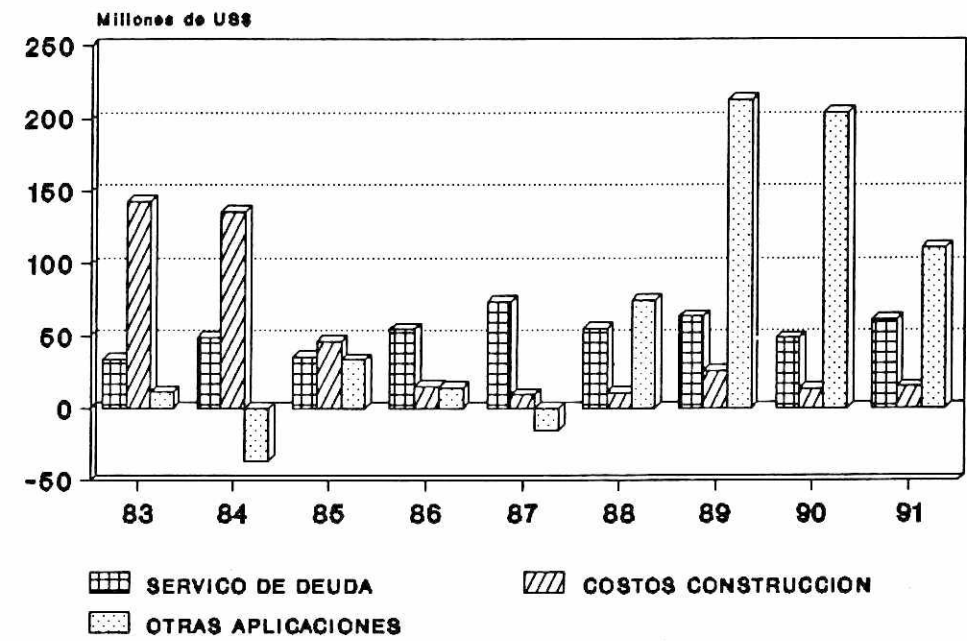
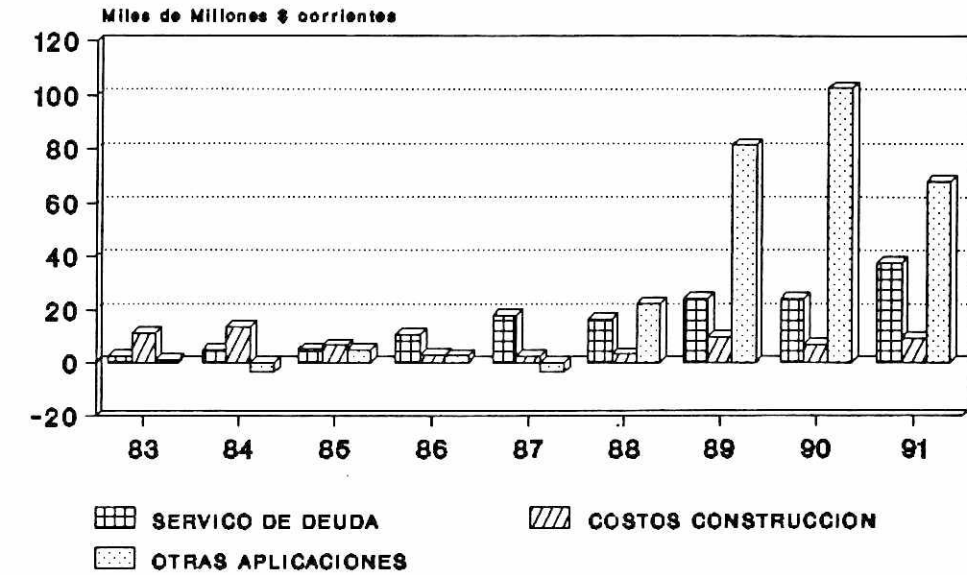
CORP. AUTONOMA REG. DEL CAUCA CVC
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA VS. GASTOS
 Grafica No. 1



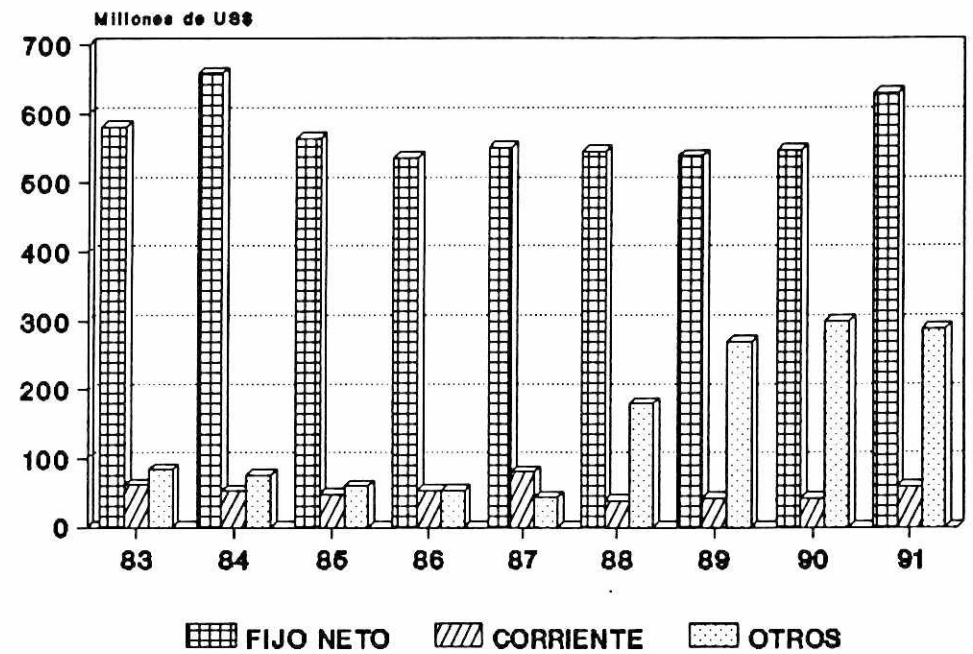
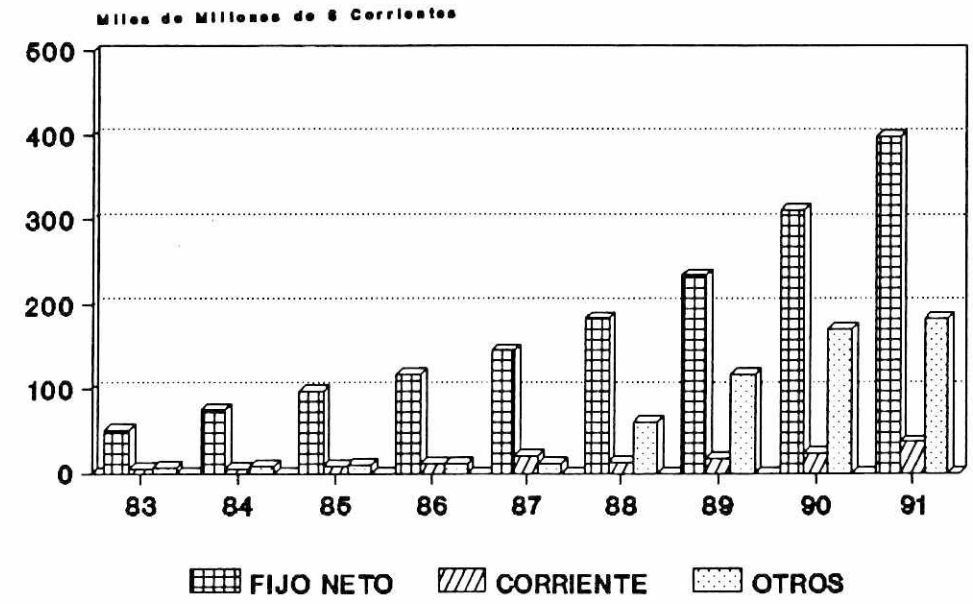
CORP. AUTONOMA REG. DEL CAUCA CVC
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - FUENTES
 Grafica No. 2



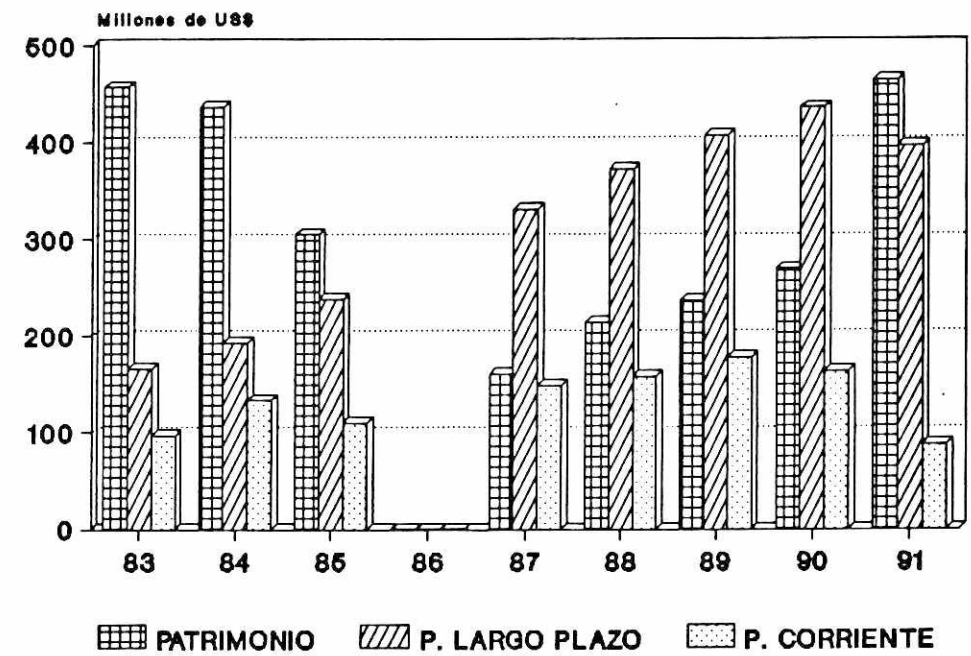
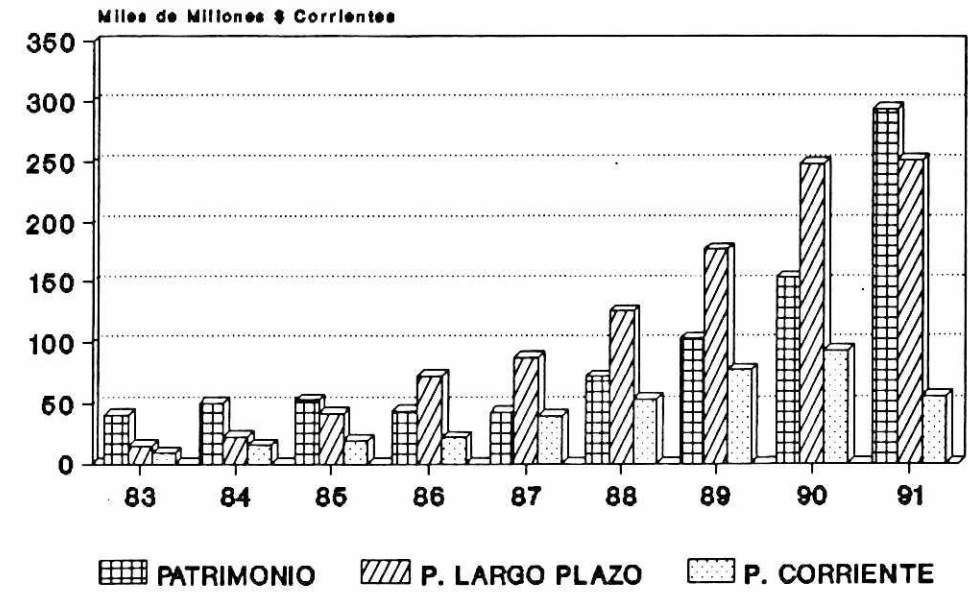
CORP. AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA
ORIGEN Y APLICACION DE FDOS-APLICACIONES
 Grafica No. 3



CORP. AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA
BALANCE 1983 - 1991 (ACTIVO)
 Grafica No. 4



CORP. AUTONOMA REGIONAL DEL CAUCA
BALANCE 1983-1991 (PATRIMONIO Y PASIVO)
 Grafica No. 5



3.5 EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI - EMCALI

Aspectos generales.

Empresas Municipales de Cali (EMCALI) presta los servicios de acueducto, alcantarillado, energía y teléfonos en la ciudad de Cali y con base en acuerdos municipales presta algunos de estos servicios en áreas de los municipios de Yumbo, Puerto Tejada, Jamundí, Candelaria y Palmira.

En el presente documento se analiza únicamente la unidad correspondiente al servicio de energía eléctrica. La función de EMCALI en este campo es de una empresa netamente distribuidora, es decir, debe comprar toda la energía que vende. Su área de influencia es básicamente la ciudad de Cali y algunas áreas de los municipios de Yumbo (centro urbano y zona industrial), Jamundí (parcialmente zona rural), y Puerto Tejada (c.urbano y parcialmente la zona rural).

Características y estructura del mercado.

En 1991 Emcali servía un total de 336970 suscriptores, concentrados en el sector residencial (81.5% del total), cuyo consumo equivale al 38.1% de las ventas de energía de la empresa.

Evolución histórica.

Durante el período 1983-1991, Emcali incrementó el número de suscriptores servidos en un 5.8% promedio anual, crecimiento similar al de sus ventas de energía, 5.1%, permaneciendo constante el consumo promedio anual por cada suscriptor (8 MWH/suscriptor) durante dicho período.

Estructura del mercado en 1991.

Sector	Número Suscriptores (%)	Consumo (GWH) (%)
Residencial	81.5	38.1
Comercial	7.5	12.5
Industrial	0.3	37.7
Oficial/alum.púb.	0.4	7.8
Resto	10.3	3.9
Total	100.0	100.0

Los sectores industrial y comercial, que representan un pequeño porcentaje de los usuarios de la empresa (7.8%), consumen cerca del 50% de la energía vendida. Esta situación incide favorablemente en los ingresos puesto que en dichos sectores se tiene el más alto nivel tarifario. Adicionalmente, un alto porcentaje (56.6%) del

consumo industrial se ubica a nivel de alta tensión, mientras que el sector residencial está concentrado en los estratos II y III, con el 30.3% y el 23% del total, respectivamente.

Evolución de la oferta y la demanda de energía.

Compra-Venta de energía (GWH).

Al ser EMCALI una empresa netamente distribuidora, sus ventas de energía deben ser iguales a sus compras menos las pérdidas. La comparación de la evolución de estos rubros, muestra un incremento en el nivel de pérdidas, ya que las compras crecieron a una tasa promedio anual de 6%, mientras el incremento de las ventas fue del 5.1%, durante el período 1983-1991. En el cuadro siguiente se muestra este efecto.

	1983		1991	
	GWH	%	GWH	%
Energía disponible	2008	100.0	3210	100.0
Energía vendida	1681	84.1	2648	82.5
Pérdidas	317	15.9	562	17.5

Precios unitarios - 1991.

	% CIPLP
Tarifa Equivalente de Compra.	63.2
Tarifa promedio de venta.	80.1

El nivel de la tarifa de compra de energía con respecto al Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP), es inferior al nivel de la tarifa de venta al usuario final, lo que ha incidido favorablemente en los resultados financieros.

Resultados Financieros 1983-1991.

Durante la serie de tiempo analizada, los resultados financieros de EMCALI han sido satisfactorios, reflejados en su capacidad para responder a sus obligaciones crediticias y la disponibilidad de recursos para la inversión, excepto durante 1984, año en que su generación interna neta fue negativa. Sin embargo se han presentado factores externos al manejo de la empresa que han incidido en sus buenos resultados, pero cuya corrección, en los últimos tres años, la han llevado a presentar una tendencia al deterioro financiero; tales factores son:

- Estructura tarifaria. Durante el período 1983-1989, la tarifa de compra evolucionó más lentamente que la de venta. A partir de 1990 con las resoluciones 90 y 95 de la JNT (que buscan llevar las tarifas al costo real de la prestación del servicio), ésta tendencia se invirtió, presentándose mayores incrementos en la tarifa de compra que en la de venta. Esta situación ha incidido negativamente en los resultados de la empresa, pues se le han disminuido el ingreso neto de explotación, el margen operativo y por consiguiente las utilidades, a pesar de que en 1991, aún no se había equilibrado la tarifa de compra (su porcentaje con respecto al CIPLP era inferior al de la tarifa de venta con respecto a su CIPLP).
- Restricción en los programas de inversión. Durante el período 1983-1988, EMCALI presentó un nivel de inversiones muy bajo, que le permitió disminuir su nivel de endeudamiento y disponer de recursos para capital de trabajo. Esta política, que en los primeros años pudo ser conveniente, resulta perjudicial en el largo plazo, como lo muestran los resultados de los últimos años de la década del ochenta, en que el nivel de pérdidas se incrementó considerablemente, y las inversiones represadas se han concentrado en los primeros años de la presente década.

Indicadores de gestión.

- Recuperación de cartera. El período de cobro promedio al usuario final del orden de los 50 días, refleja una política de recuperación de cartera. Por otro lado EMCALI no ha presentado atrasos en sus pagos de energía, manteniendo un período de pago inferior a los 60 días.
- Control de gastos. Un 75% de sus gastos de explotación corresponden a las compras de energía, variable exógena al ser EMCALI una empresa netamente distribuidora. Por otra parte los gastos AOM representan en promedio, el 20% de los gastos totales y equivalen al 20% del total de los ingresos, nivel muy aceptable para una empresa netamente distribuidora, en el contexto de las empresas del sector eléctrico. Sin embargo se observa un deterioro en el nivel de productividad por trabajador, que disminuye de 3000 MWH vendidos por trabajador en los años de 1988 y 1989, a 2680 en 1991. Situación que, junto con el mayor incremento en la tarifa de compra en los últimos años, ha incidido negativamente en el margen de operación, que a partir de 1989 disminuye hasta hacerse negativo en 1991.
- Nivel de pérdidas. Durante el período 1983-1988, se incrementó considerablemente su nivel de pérdidas, pasando del 15.9% en 1983, al 20.7% en 1988. A partir de 1989, año en que EMCALI comenzó el programa de control y reducción de pérdidas, éstas se han disminuido hasta llegar en 1991 a un 17% .

Conclusiones.

Los buenos resultados financieros que ha presentado Emcali, deben observarse con cautela, pues se han basado en parte en factores como la tarifa de compra de energía y en el aplazamiento de sus inversiones, cuyos ajustes en los últimos años, la han llevado a presentar deterioro en su posición financiera, al reducirse el margen de intermediación (mayores incrementos en la tarifa de compra de energía), mientras se presenta un incremento considerable en sus requerimientos de inversión.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	87.3	79.9	76.6	76.1	80.8	90.0	97.0	102.4	122.9
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	79.9	73.1	64.4	64.7	70.5	78.9	88.2	96.3	123.5
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	5.7	5.8	5.5	5.2	2.5	1.5	1.0	0.5	4.6
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-0.7	-1.9	3.4	19.1	26.5	7.1	5.6	10.9	0.3
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	9.2	8.5	12.7	28.1	32.6	12.3	10.3	16.6	9.5
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	18.4	12.4	11.3	92.9	11.0	47.2	4.8	7.3	15.5
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	7.9	11.0	12.1	15.5	13.6	4.0	3.4	2.6	6.3
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	6.4	5.1	5.9	4.7	7.8	6.1	8.8	13.6	13.4
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	13.2	4.8	6.0	100.8	22.2	49.4	2.9	7.6	5.3
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	63.6	60.3	50.8	50.1	56.1	63.7	68.0	76.7	99.1
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	23.0	18.9	16.6	24.7	19.6	17.7	19.8	21.5	29.4
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	21.0	31.1	31.0	92.5	94.1	34.0	28.9	29.2	31.7
448	TOTAL PATRIMONIO	53.5	49.6	45.4	62.3	87.5	87.4	85.8	92.0	105.2
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	19.1	16.5	11.5	11.3	7.2	4.3	3.9	7.9	15.4
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	27.7	35.2	34.3	20.9	16.4	16.5	20.3	19.7	30.9
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.50	0.55	0.54	0.63	0.48	0.24	0.26	0.28	0.34
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	1.16	0.78	1.05	1.81	2.40	3.09	2.91	4.13	1.52
568	GEN.INTERNA NETA	1.11	-2.15	0.48	11.16	17.47	7.43	6.08	12.29	3.13
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-1.4	-11.9	-12.8	11.1	9.3	3.0	0.5	3.7	0.6
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	50	52	57	66	52	48	49	49	46
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

3.6 CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA - CORELCA

Aspectos generales

La Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), es un establecimiento público adscrito al Ministerio de Minas y Energía, tiene su jurisdicción en los departamentos del Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena, Sucre y San Andrés y Providencia. Sus objetivos primordiales son generar energía mediante desarrollos térmicos o hidráulicos, adelantar la interconexión a alto voltaje de los sistemas locales en su área de jurisdicción y vender energía en bloque a sus electrificadoras subsidiarias. Adicionalmente la corporación, coordina el intercambio de energía y potencia entre los departamentos de la Costa Atlántica y el interior del país a través de ISA, formando así, parte del Sistema Interconectado Nacional.

Características del Mercado.

Las ventas de CORELCA son básicamente en bloque a sus electrificadoras subsidiarias, a sus mercados especiales, Intercor y Cerromatoso, cuyo consumo en 1991 representaba el 11.3% de las ventas totales y en proporciones muy bajas al sistema interconectado Nacional a través de ISA.

En 1991 Corelca generó 4397 GWH, compró 1423 GWH a ISA y vendió un total de 5515 GWH.

Resultados financieros 1983-1991.

Durante el período 1983-1991, CORELCA no generó recursos suficientes para cubrir completamente su servicio de la deuda, como lo muestran su generación interna neta negativa y el índice de cobertura del servicio de la deuda inferior a uno, viéndose obligada a recurrir continuamente al crédito, especialmente al FODEX, para cumplir con las obligaciones de deuda, con el consiguiente incremento en su nivel de endeudamiento que pasó de 0.39 en 1983 a 0.65 en 1990.

Dicha situación se explica por: i) mayor incremento de los gastos frente a los ingresos de operación, mientras los primeros crecieron en dólares en 4.4% promedio anual durante el período, los segundos se incrementaron en 3% promedio anual. ii) Rezago de la tarifa de venta, frente al costo real de la prestación del servicio, en efecto, el margen entre la tarifa promedio de venta y la relación de los gastos totales (gastos operativos y costos financieros) sobre la energía vendida, no le han permitido a la empresa generar recursos suficientes para cumplir con la totalidad de sus obligaciones (amortizaciones de los créditos, capital de trabajo,

inversión). Mientras en 1991 dicho costo fue de \$20 por cada KWH vendido, la tarifa promedio de venta fue de \$ 19.1 por KWH vendido. ii) Alto incremento del servicio de deuda, cuyos costos financieros llevaron a la empresa a registrar pérdidas netas durante los años 1989 y 1990, originado básicamente en los altos costos de los préstamos de corto plazo, FODEX/CADEX, para cubrir el servicio de la deuda externa. iii) Elevado tren de inversiones propias (superiores a los US\$100 millones anuales, durante el período 1993-1985), que adicionadas a las inversiones en ISA y ante una precaria generación de recursos propios, incrementaron significativamente sus necesidades de financiamiento externo. iv) No pago por parte de las electrificadoras de la energía que CORELCA les vende, a pesar de que estas fueron refinanciadas en 1986.

Indicadores de Gestión.

- Recuperación de cartera. En el caso de CORELCA, la cartera con sus electrificadoras ha sido uno de los puntos neurálgicos en el deterioro de su situación financiera. A pesar de la refinanciación de la deuda de energía de las electrificadoras en 1986, CORELCA no logró reducir su período de cobro a los niveles esperados (90 días), es así como en 1989 y 1990 éste superó los 250 días.

En cuanto al pago de la energía comprada CORELCA ha presentado atrasos considerables, con períodos de pago promedio superiores a los 200 días (484 días en 1990), situación que se corrige a partir de 1991, cuando se iniciaron las medidas de reestructuración del sector eléctrico (cruce de parte de las deudas de la empresa con la Nación a cambio de acciones en ISA).

- Control de gastos. Dentro de la estructura de gastos de CORELCA, las compras de energía y el combustible son los más representativos, superando el 60% del total (sin depreciación), por su parte el peso relativo de los gastos AOM ha disminuido a través del tiempo, tendencia que se refleja en el comportamiento de estos gastos que, en dólares, presentan un crecimiento negativo (disminución promedio anual del 0.9%, durante el período 1983-1991).

Conclusiones.

El carácter de CORELCA, de empresa intermediaria de grandes bloques de energía, en un sector en que las tarifas han estado reguladas y subsidiadas y donde no hay mecanismos efectivos para garantizar el pago de la energía vendida, incidió negativamente en sus resultados financieros, de forma tal que la empresa no dispuso de recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones financieras, durante el período analizado (1983-1991). La intervención del Gobierno para sanear su situación financiera se hizo necesaria, y fue así como en

1991 y 1992 la Nación asumió un alto porcentaje de las deudas de CORELCA (deudas con ISA, con la Nación y en moneda externa).

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASCO

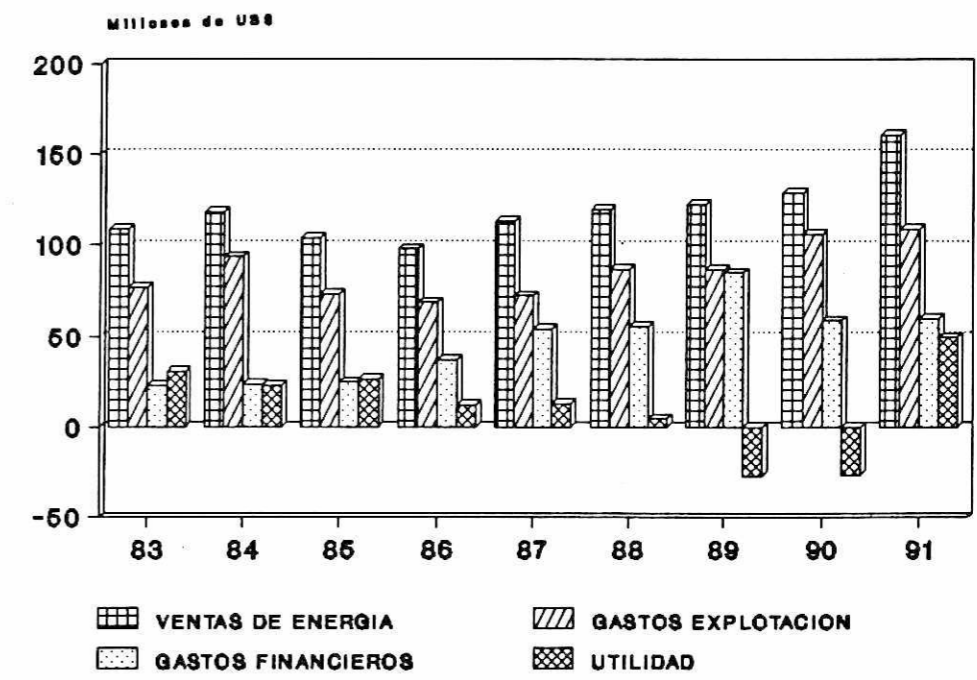
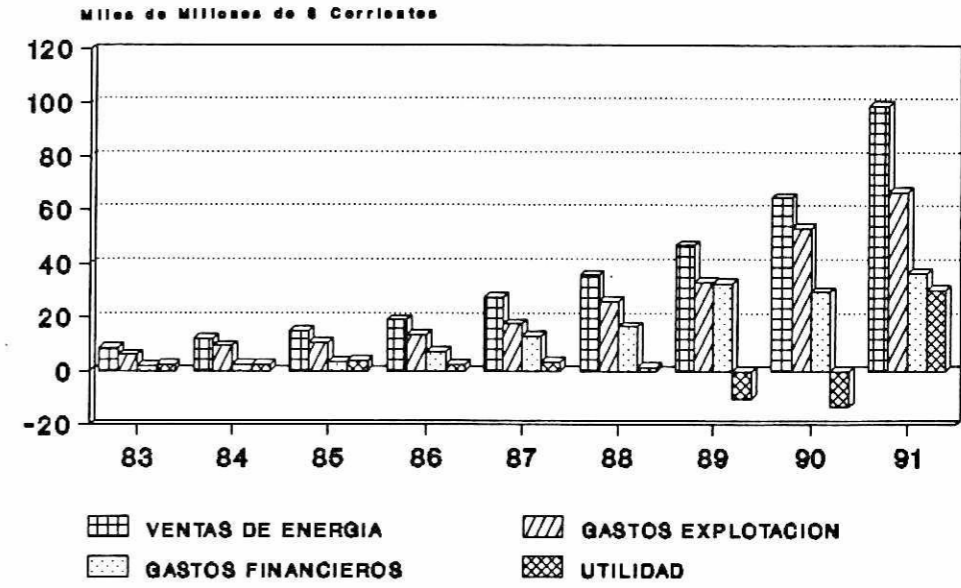
FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

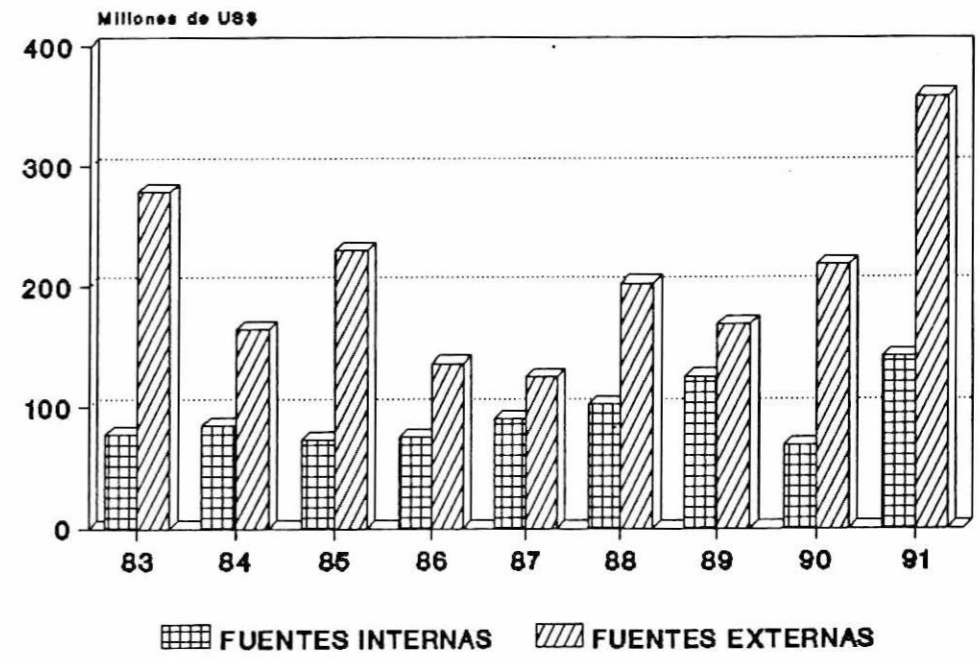
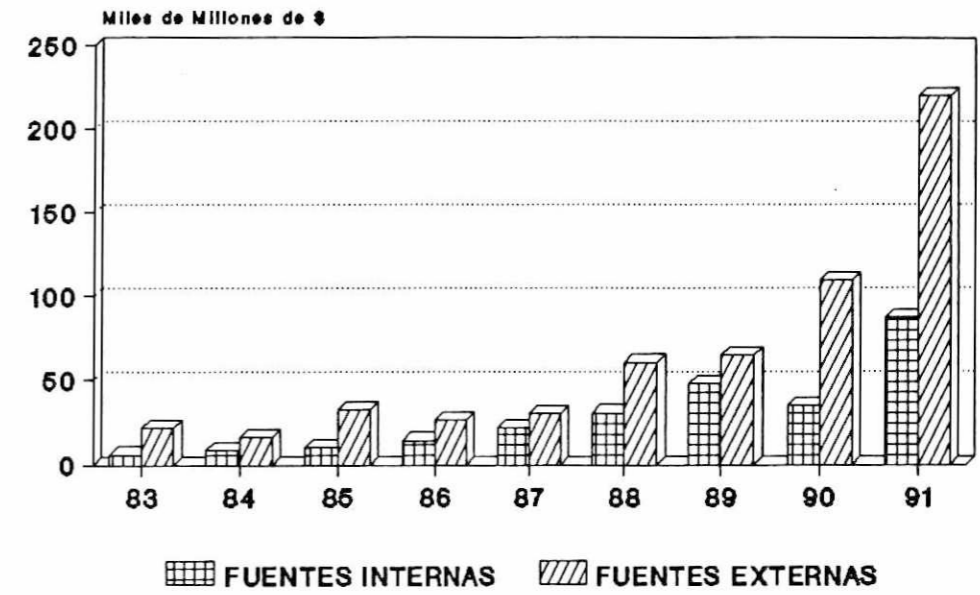
RESUMEN HISTORICO CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	108.8	118.0	103.7	98.0	113.3	119.6	122.6	128.8	161.1
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	76.9	93.7	73.3	68.7	72.4	86.7	87.2	106.2	108.8
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	23.0	23.8	24.6	37.0	54.3	55.4	85.1	58.8	59.8
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	30.7	22.8	26.4	12.3	13.2	4.7	-26.6	-26.4	49.5
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	77.7	84.8	73.6	75.1	90.3	102.4	125.0	69.1	141.4
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	278.9	164.5	229.5	135.8	124.5	202.2	168.6	217.5	358.4
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	84.8	100.5	107.9	102.2	148.0	169.1	208.4	117.2	350.9
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	122.8	133.1	120.2	80.2	21.8	35.1	19.4	25.9	32.5
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	149.1	15.7	75.0	28.4	45.0	100.5	65.8	143.5	116.5
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	613.8	679.7	613.1	643.2	683.5	679.3	649.3	670.7	787.1
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	189.1	149.9	135.7	68.5	95.4	107.8	127.7	161.7	191.7
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	70.6	101.5	83.4	156.5	148.4	210.8	221.0	288.7	151.3
448	TOTAL PATRIMONIO	536.4	544.1	365.0	311.0	330.5	383.6	353.5	399.2	534.7
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	184.2	207.1	296.1	377.9	360.7	313.1	342.2	439.9	400.6
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	144.2	166.7	152.9	159.9	213.8	281.6	283.6	268.7	180.4
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.39	0.42	0.56	0.64	0.64	0.62	0.65	0.64	0.53
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.92	0.72	0.63	0.60	0.59	0.61	0.60	0.59	0.40
568	GEN.INTERNA NETA	-6.20	-13.86	-28.45	-24.02	-53.02	-59.44	-73.53	-42.52	-203.32
504	CAPITAL TRABAJO NETO	125.0	65.9	89.3	4.5	26.8	-31.6	-58.8	22.3	132.2
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	102	67	109	97	84	83	78	65	107
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	1212	0
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

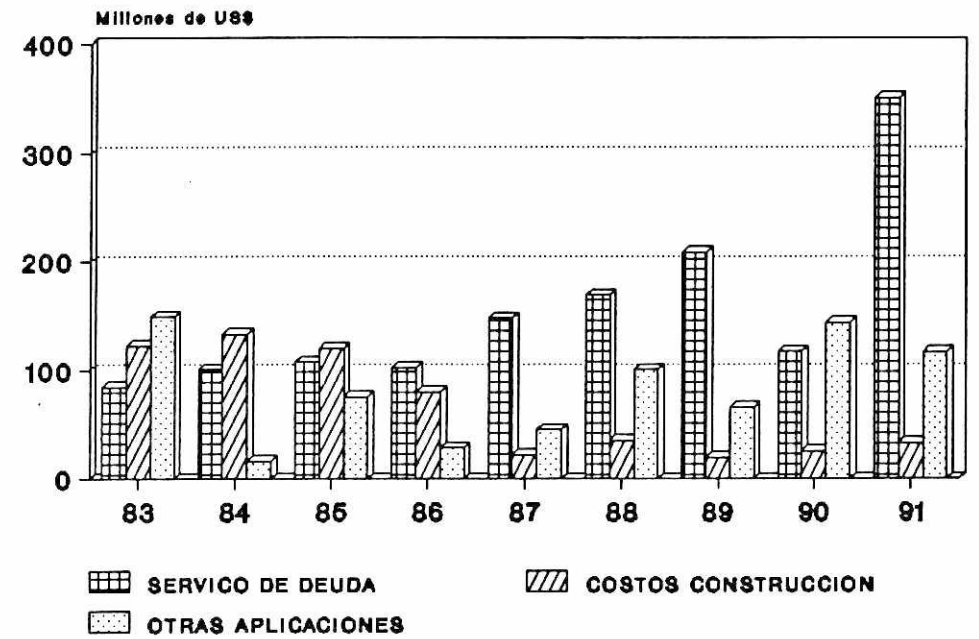
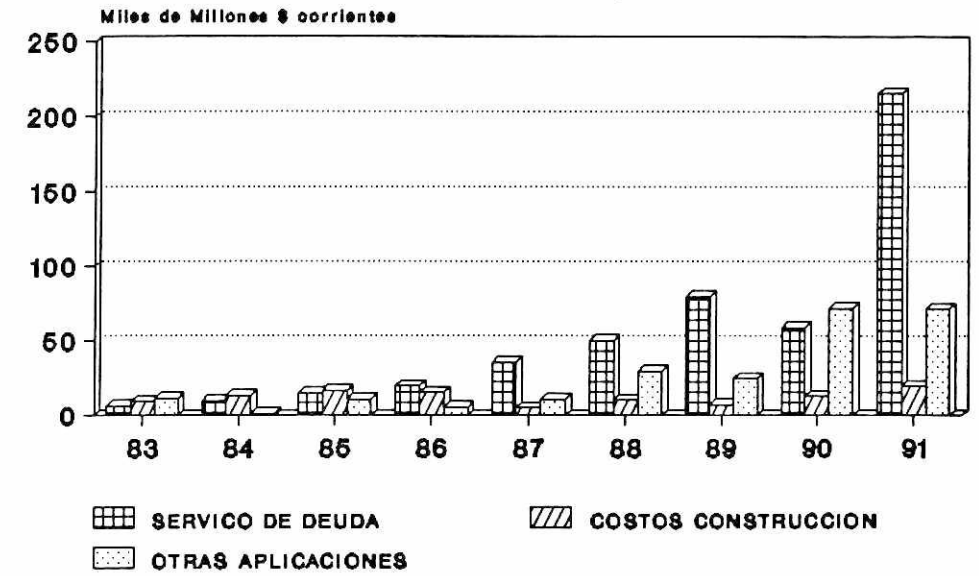
CORP. ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA VS. GASTOS
 Grafica No. 1



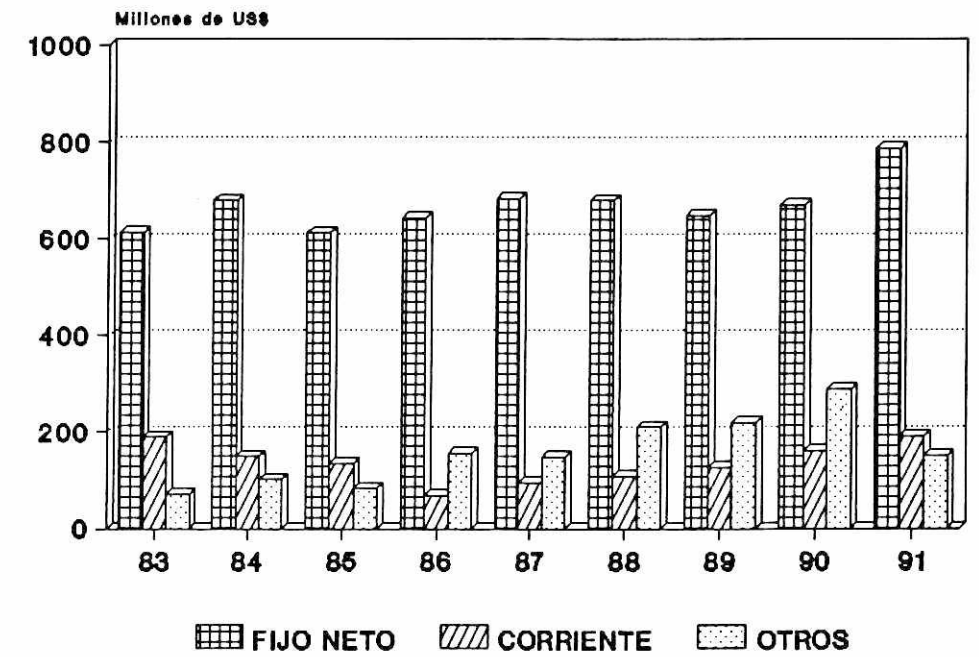
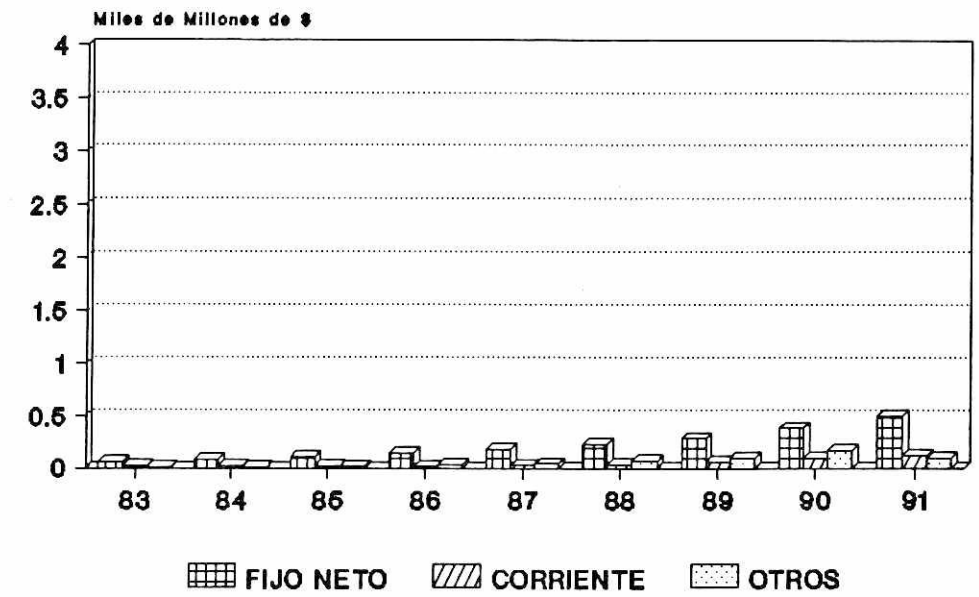
CORP. ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - FUENTES
 Grafica No. 2



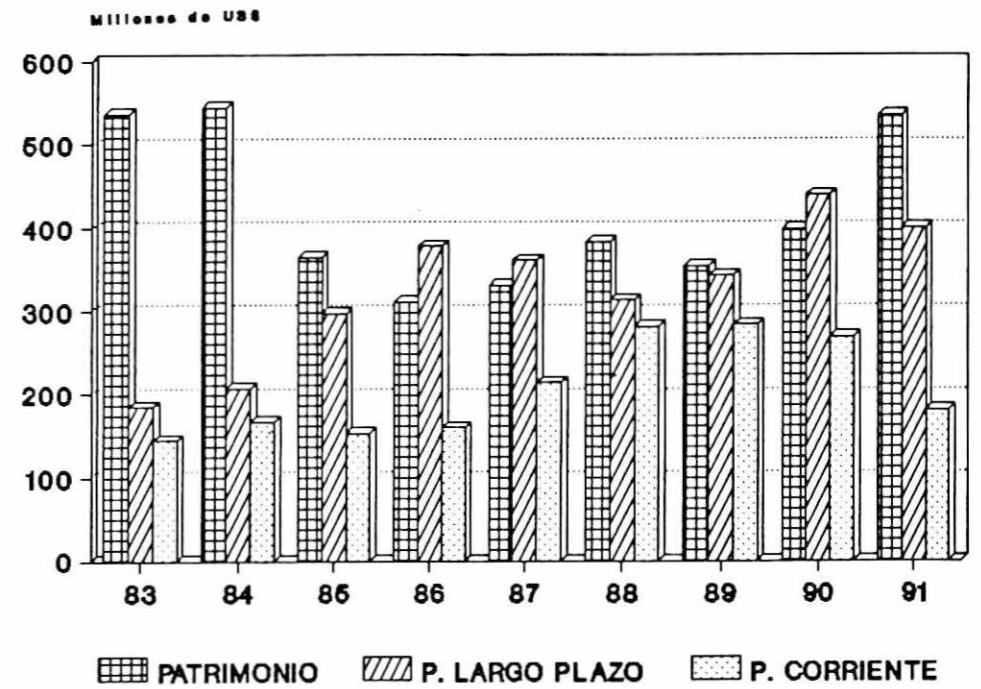
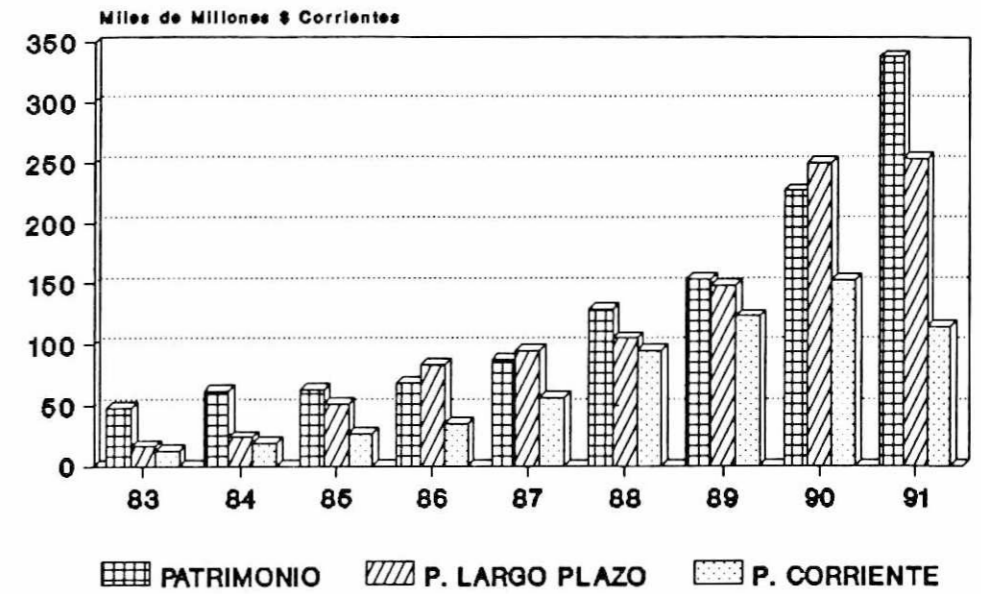
CORP. ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
ORIGEN Y APLICACION DE FDS-APLICACIONES
 Grafica No. 3



CORP. ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
BALANCE 1983 - 1991 (ACTIVO)
 Grafica No. 4



CORP. ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
BALANCE 1983-1991 (PATRIMONIO Y PASIVO)
 Grafica No. 5



3.7 CONSOLIDADO SUBSIDIARIAS CORELCA

Aspectos Generales

Las electrificadoras de la Costa Atlántica forman parte del Sistema Nacional Interconectado, excepto la de San Andrés por obvias razones, empresa que atiende su mercado con generación térmica en plantas a base de combustibles líquidos (Diesel - ACPM).

Las electrificadoras del Atlántico y Bolívar generan cerca del 10% y 4% respectivamente, del total de energía producida en la Costa Atlántica, seguidas por la Electrificadora de Córdoba que participa aproximadamente con un 2%. La generación en esta zona del país es de tipo térmico, excepto en Magdalena, donde se generan alrededor de 3 GWh anuales con la Central hidroeléctrica de la Gaira¹.

Las demás empresas son básicamente distribuidoras y atienden su mercado con compras a CORELCA, entidad que también la vende a las empresas con algo de generación, antes mencionadas.

Características del Mercado

Las electrificadoras de la Costa Atlántica pasaron de atender 487500 suscriptores en 1983 a cerca de 800.000 en 1991, con una tasa de crecimiento de 6.4% durante el período. En la Costa está concentrado el 16% de los suscriptores del servicio de energía eléctrica del país.

Mientras tanto, el consumo de energía creció 5.2% entre 1983 y 1991, por lo que, el promedio de consumo por suscriptor descendió de 5.7 MWh por suscriptor en 1983 a 5.2 en 1991.

En este último año, el 15% del consumo de energía eléctrica del país, correspondió al mercado de las electrificadoras de la Costa Atlántica, con la siguiente estructura:

¹ Planta recuperada dentro del programa PESENCA.

SECTOR	SUSCRIPTORES (%)	CONSUMO (%)
RESIDENCIAL	93.4	45.0
COMERCIAL	5.3	11.8
INDUSTRIAL	0.5	26.8
OFICIAL	0.8	11.4
ALUMBRADO PUBLICO	-	4.3
RESTO	0.1	0.7
T O T A L	100.0	100.0

Dentro del grupo de subsidiarias de CORELCA, el mayor mercado desde el punto de vista de suscriptores y consumo, corresponde a la Electrificadora del Atlántico, seguida por la Electrificadora de Bolívar. En el Atlántico se concentra el 32% de los suscriptores y el 36% del consumo de la región. Los mayores consumos promedio por suscriptor, se presentan en las electrificadoras de San Andrés, Bolívar y Atlántico, respectivamente.

Oferta y Demanda de Energía

En la composición de la energía disponible de las electrificadoras de la Costa, ha ido aumentando la proporción de energía comprada del 65% en 1983, al 84% en 1991, es decir que las empresas son cada vez más dependientes de la energía producida por CORELCA, para atender sus mercados. De otra lado, en la evolución del nivel de pérdidas con respecto a la energía disponible, se observa una reducción de casi cuatro puntos entre 1983 y 1991, por lo que la proporción de ventas sobre disponible pasó del 75% en 1983 al 79% en 1991.

Las tarifas promedio de compra y venta de energía entre los años 1983 y 1991, tuvieron comportamientos similares, manteniéndose la proporción entre una y otra durante todo el período. En 1991 la tarifa equivalente de compra, promedio para las electrificadoras de CORELCA, alcanzó el 76% del CIPLP en tanto que la tarifa promedio de venta al consumidor final llegó al 79% del CIPLP.

La evolución histórica de ambas tarifas en dólares corrientes, no muestra crecimiento sino una reducción cercana al 1%, tanto en la de compra como en la de venta.

Análisis histórico 1983 -1991

- Resultados Financieros

La relación entre los gastos de explotación y los ingresos por venta de energía es superior al 100% durante todo el período, lo cual unido al aumento de los gastos financieros hace que el resultado del ejercicio sea negativo durante todo el período, pasando de una pérdida de US\$8.8 millones en 1983 a US\$30.6 millones en 1991. Para este último año, cerca del 47% de la pérdida se concentra en la electrificadora del Atlántico, seguida por Córdoba (15%) y Bolívar (6%).

En 1983 la generación interna bruta representó el 30% del total de fuentes, bajando al 8% en mitad del período (1987). En los años 1990 y 1991 el impacto de los egresos ajenos a explotación, que incluyen el pago de intereses a CORELCA por refinanciación de deuda, se refleja en una generación interna negativa.

En cuanto al servicio de deuda, aumenta su participación del 18% sobre el total de aplicaciones en 1983, llegando a niveles del 42% en 1985. De nuevo, la Electrificadora del Atlántico tiene un peso significativo dentro del grupo.

La participación del activo fijo neto sobre el total de activos, pasa del 64% en 1983 al 73% en 1991.

El nivel de endeudamiento presenta su valor mínimo (0.47) en 1983 y máximo en 1987 (0.68); para 1991 este índice es de 0.56. Puede decirse que durante el período en estudio, de cada peso del activo de las electrificadoras de CORELCA, 55 centavos (en promedio) han sido financiados por los acreedores.

Las subsidiarias de CORELCA, en conjunto, estuvieron en capacidad de cubrir el servicio de deuda con recursos internos solo en 1983 (1.62 veces), 1988 (0.96 veces) y en 1989 (2.13 veces). El índice de cobertura para 1986 y 1987 es bastante bajo (0.4 y 0.3 respectivamente) y para los demás y para los demás es de 0.

Resultados de Gestión

El promedio de clientes atendidos por trabajador en las empresas de la Costa Atlántica, pasó de 121 en 1983 a 167 en 1991, lo cual representa un incremento anual del 4.1%, en tanto que la energía vendida por trabajador pasó de 687 MWH/trab. en 1983 a 873 en 1991, con un crecimiento promedio del 3% anual. La empresa que atiende el mayor número de clientes por trabajador es la electrificadora del Cesar y el mayor volumen de ventas por trabajador se presenta en Bolívar y Atlántico.

Con respecto a la recuperación de cartera, la situación de las electrificadoras de CORELCA ha ido empeorando, ya que venían con un

atraso de cuatro meses y medio en 1983 y lo aumentaron en un mes en 1991; es decir, durante todo el período, en promedio, el conjunto de empresas tarda casi seis meses en recuperar la cartera por ventas al consumidor final, la mayor parte correspondiente al sector oficial.

La situación con los pagos de energía es más crítica, ya que con excepción del año 1985, durante todo el período los días promedio de pago superan los 6 meses, llegando a extremos de 380 días en 1985 y más de 10 meses en 1991.

Al analizar la composición de gastos de las empresas, se encuentra siempre un peso significativo del rubro correspondiente a compras de energía, con respecto al total de gastos de explotación. El margen operativo resulta negativo durante todo el período.

Por otro lado, la proporción de gastos AOM (administración, operación y mantenimiento) sobre los ingresos de venta, descendió de 42% en 1983 a 31% en 1991, al tiempo que los gastos en combustible y compra de energía sobre ingresos, pasaron del 62% en 1983 a 70% en 1991.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

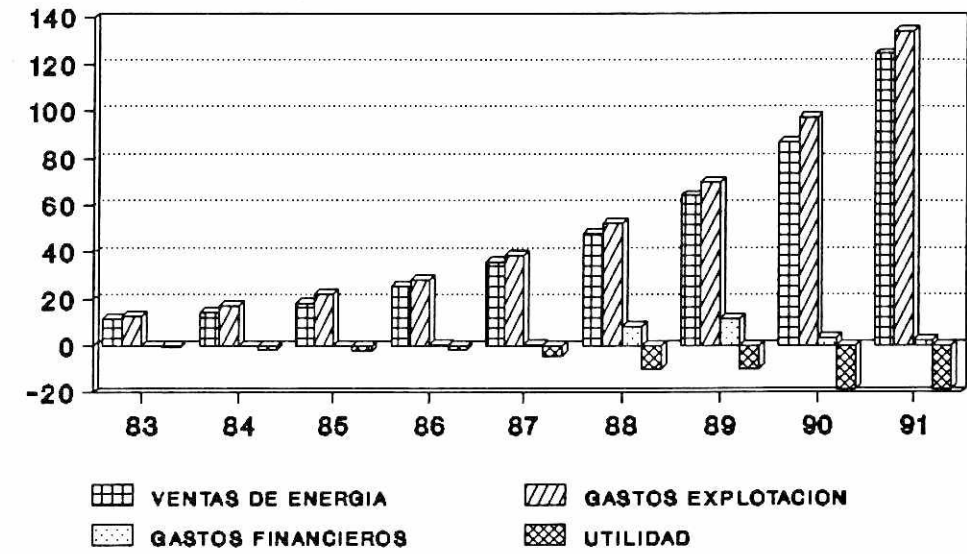
**DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)**

RESUMEN HISTORICO CONSOLIDADO ELECTRIFICADORAS CORELCA

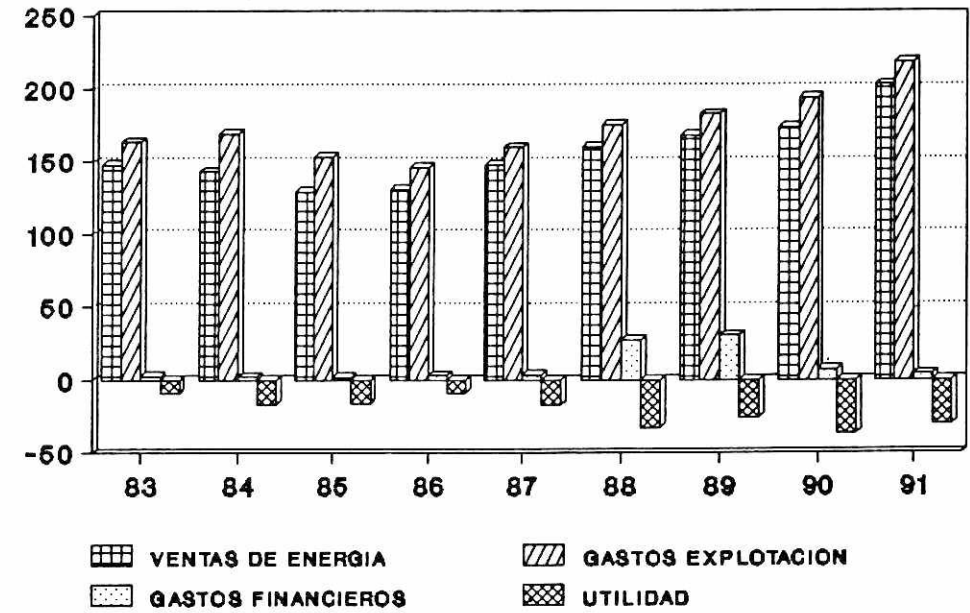
RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	147.5	142.8	128.9	130.8	147.6	159.8	167.8	173.4	202.9
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	163.1	169.0	153.1	145.7	159.6	175.4	182.6	193.9	218.4
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	2.9	2.1	1.8	3.2	3.2	27.5	30.5	7.0	4.0
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-8.8	-16.8	-16.2	-8.6	-17.2	-32.6	-25.9	-36.7	-30.6
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	7.9	-0.2	-0.6	3.6	2.5	8.0	25.1	-14.7	-7.9
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	18.2	18.5	17.8	114.8	27.7	46.5	25.6	25.1	6.6
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	4.9	7.6	7.3	9.4	9.7	8.4	11.8	10.6	12.9
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	26.5	23.2	13.7	33.7	21.0	25.3	16.0	12.1	15.5
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-5.2	-12.5	-3.7	75.3	-0.5	20.8	22.9	-12.3	-29.7
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	166.4	175.1	148.0	175.9	181.9	327.2	326.7	331.2	380.8
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	81.0	78.0	74.3	80.8	107.5	85.5	95.2	95.6	114.4
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	10.1	9.2	8.6	7.8	11.8	18.4	19.5	22.7	21.0
448	TOTAL PATRIMONIO	137.5	130.9	100.2	106.7	96.6	204.8	205.1	203.2	227.8
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	8.5	11.4	10.1	100.0	104.2	105.4	93.8	85.9	78.3
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	91.3	102.3	99.9	38.2	78.6	98.3	121.4	138.2	183.4
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.47	0.50	0.57	0.60	0.68	0.52	0.54	0.55	0.56
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	1.62	0.00	0.00	0.39	0.26	0.96	2.13	0.00	0.00
568	GEN.INTERNA NETA	2.67	-6.91	-6.53	-5.10	-6.57	-0.29	11.72	-22.40	-20.20
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-4.1	-17.5	-18.6	49.7	34.9	-4.1	-18.5	-20.8	-22.0
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	140	154	178	180	181	159	164	168	167
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	298	326	380	37	180	198	257	294	307
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

ELECTRIFICADORAS DE CORELCA
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA VS. GASTOS
 Grafica No. 1

Miles de Millones de S Corrientes



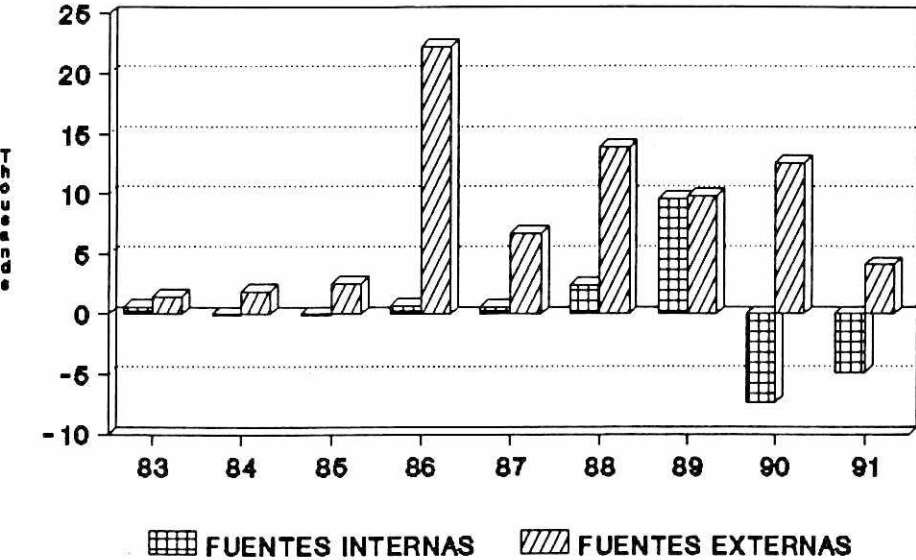
Millones de US\$



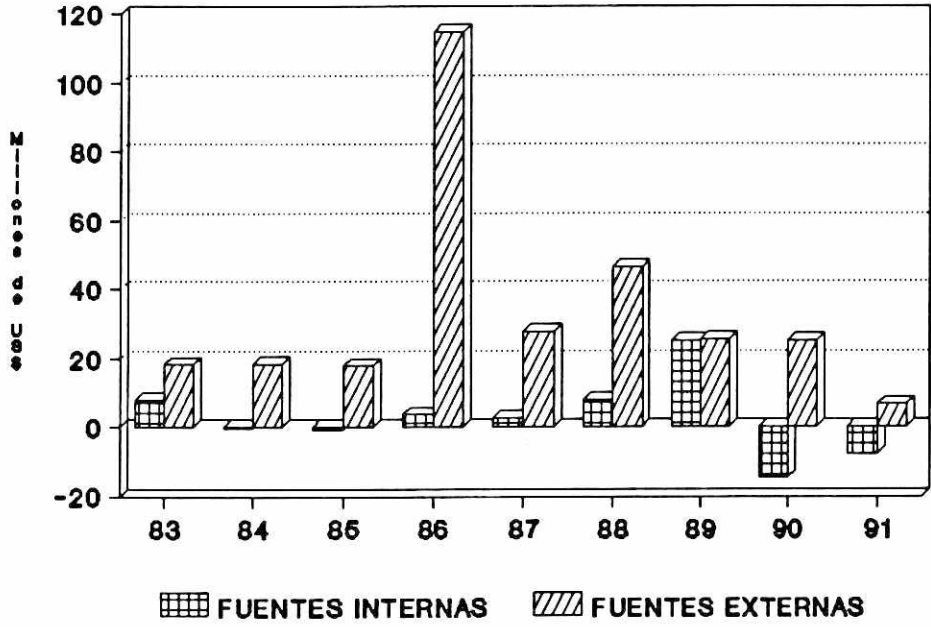
LIMAYCIEMV EMEGELICV MVICIANT 2 7

CONSOLIDADO ELECTRIFICADORAS DE CORELCA
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - FUENTES
 Grafica No. 2

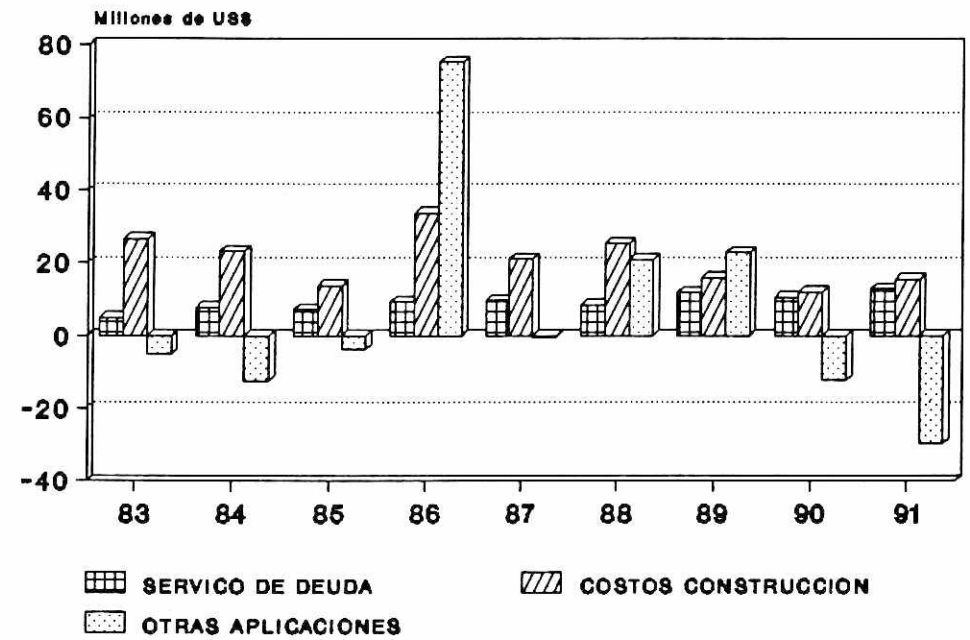
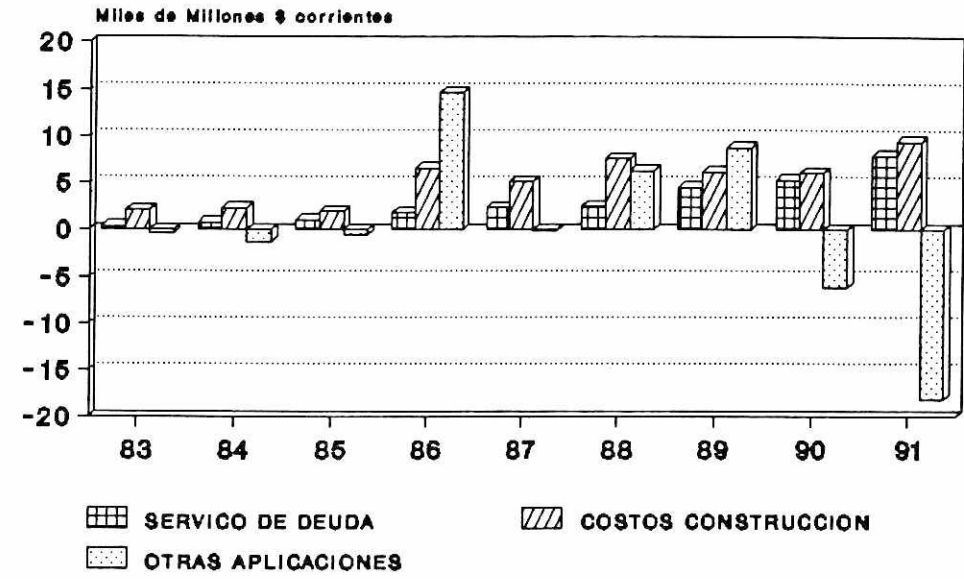
Miles de Millones de 8 Corrientes



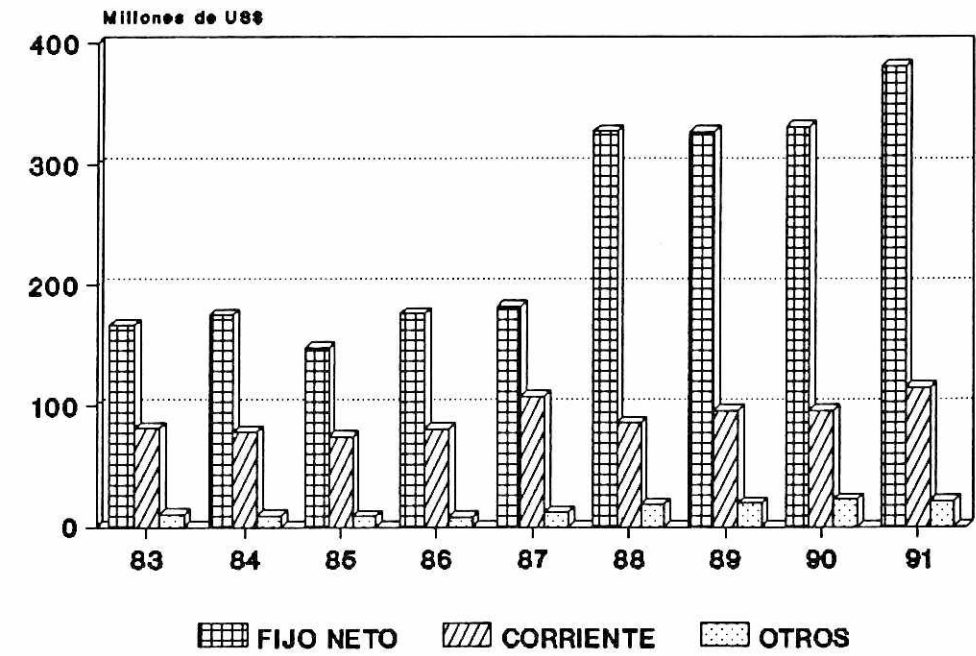
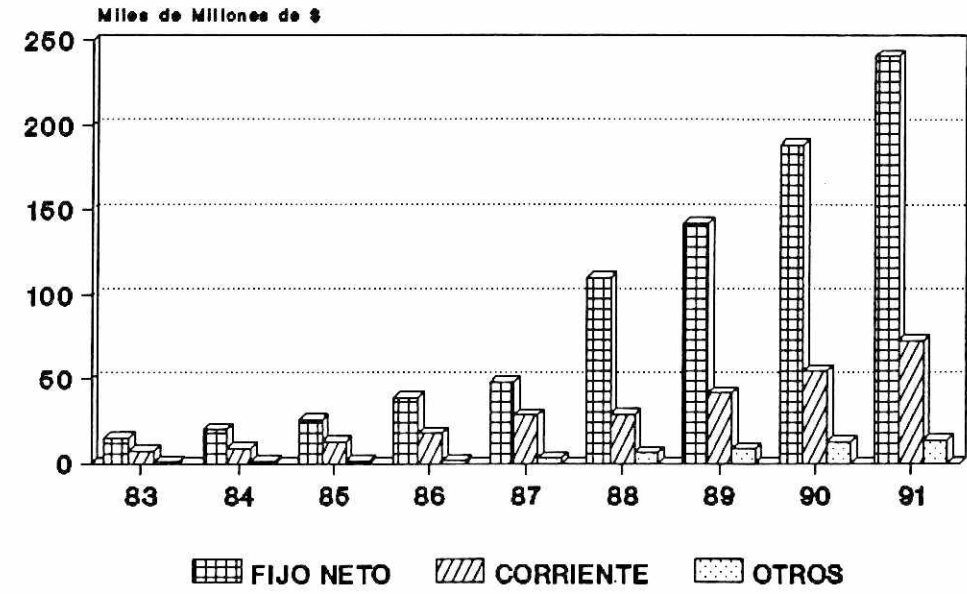
Millones de US\$



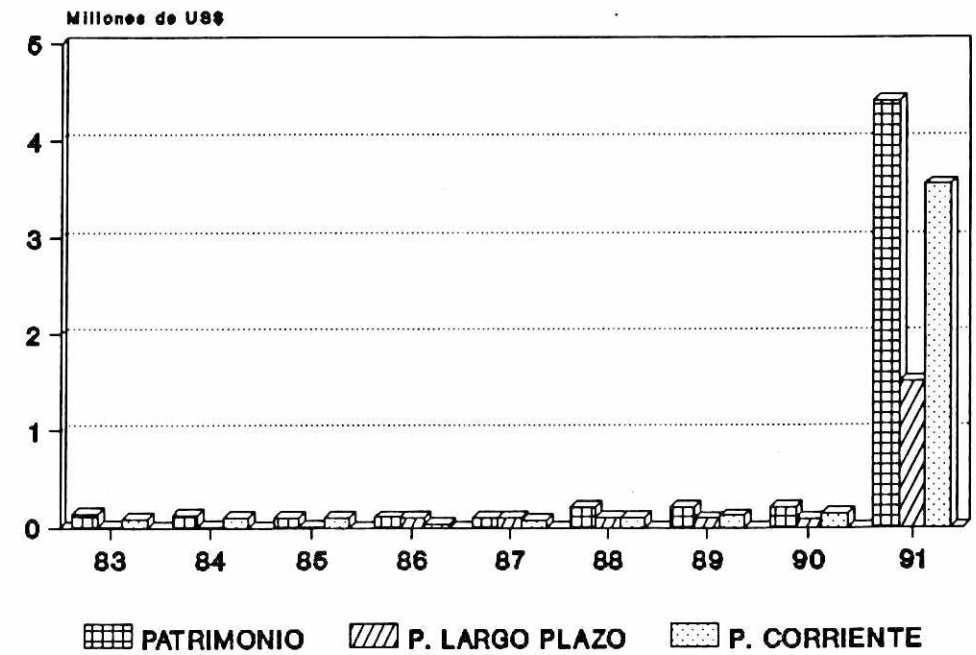
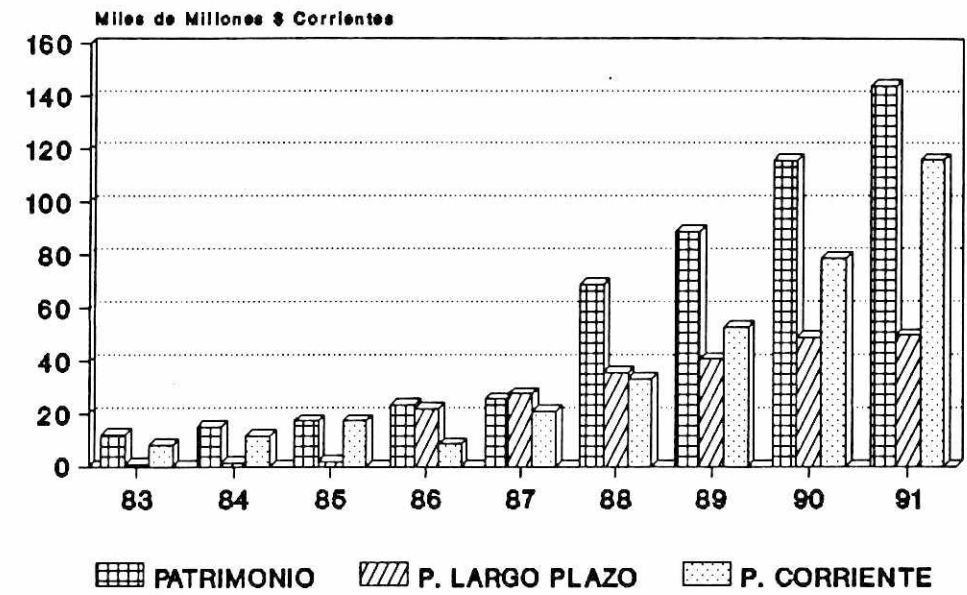
CONSOLIDADO ELECTRIFICADORAS DE CORELCA
ORIGEN Y APLICACION DE FDOS-APLICACIONES
 Grafica No. 3



CONSOLIDADO ELECTRIFICADORAS DE CORELCA
BALANCE 1983 - 1991 (ACTIVO)
 Grafica No. 4



CONSOLIDADO ELECTRICADORAS DE CORELCA
BALANCE 1983-1991 (PATRIMONIO Y PASIVO)
 Grafica No. 6



Aspectos generales

Durante el período considerado, 1983-1991, el ICEL era un establecimiento público del orden nacional, con el objeto de generar, comprar, vender energía, adquirir obras de electrificación y ejercer tutela administrativa, financiera y técnica en sus empresas filiales.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

El ICEL no atendía directamente al usuario final, solo intervenía en la facturación y cobro de la energía vendida a sus electrificadoras filiales, con energía generada en sus propias plantas o comprada a ISA.

Resultados históricos 1983-1991

El ICEL presentó una situación financiera muy difícil, deteriorándose año a año, hasta 1991 cuando el gobierno emprendió la reestructuración del sector eléctrico.

Esta situación se caracteriza por pérdidas netas durante todos los años, originados por los altos gastos de operación superiores a los ingresos, donde las compras de energía representan más del 70% del total. En 1991 se efectuó el cruce con la Nación de una parte de sus acciones en ISA, operación que incrementó los ingresos ajenos a la explotación (utilidad por revaluación de las acciones en ISA) y por consiguiente afecta las utilidades.

En los últimos diez años ICEL se ha caracterizado por su incapacidad de generar recursos para cubrir el servicio de deuda, como lo muestran la generación interna neta negativa y el índice de cobertura de la deuda inferior a 1, durante todo el período, debiendo, por lo tanto, recurrir continuamente al crédito para cumplir sus obligaciones con el consiguiente incremento en su nivel de endeudamiento hasta alcanzar valores superiores a 0.8.

Los factores que han incidido en esta situación de insolvencia son: i) No pago por parte de las electrificadoras de la energía que el instituto intermedió, gran parte de esta energía fue comprada a ISA o a la CHB, ii) inversiones en electrificadoras no totalmente recuperables y cesión de algunos de sus activos a estas, conservando los pasivos asociados, como en el caso de las plantas Termopaipa III, Barranca III, líneas y subestaciones de transmisión (subestación San Felipe) y Programa ICEL-BID, entre otros, y iii) altos aportes a ISA para la ejecución de los planes de expansión.

Indicadores de Gestión

- Recuperación de cartera. Este ha sido uno de los mayores problemas que ha tenido el ICEL, debido a su carácter de intermediador de la energía con las electrificadoras, empresas en donde es el mayor accionista, dificultándose tomar las medidas necesarias para garantizar los pagos. Durante el período 1983-1987 se registraron períodos de cobro de energía superiores a los 200 días. En 1988, el ICEL refinanció parte de las deudas de las electrificadoras reduciéndose el período de cobro a solo 69 días, pero a partir de 1990 se observa de nuevo la tendencia al incremento de dicha cuenta llegando en 1991 a los 177 días.

Los atrasos en los pagos de las electrificadoras han incidido en el pago de la energía comprada por parte del ICEL a ISA y a CHB, donde se han presentado períodos promedio de pago superiores a los 200 días (370 días en 1984), durante el período analizado, excepto en 1991 cuando se redujo a 120 días como consecuencia de la reestructuración del sector.

- Gastos. Dadas las características del ICEL, de empresa intermediadora (vendedora) de grandes cantidades de energía en bloque, los gastos AOM no deben ser los más representativos dentro de la estructura de gastos (representan entre el 12% y el 20%), siendo las compras de energía el rubro de más peso (superior al 70%). A su vez los gastos AOM con respecto a los ingresos, oscilaron entre el 14% en 1983 y el 23% en 1990; en 1991 éstos se redujeron al 19% como consecuencia de la reducción de su planta de personal. Sin embargo el margen operativo fue negativo durante todo el período, ocasionado principalmente por el rezago en la tarifa de venta con relación a los costos reales.

Conclusiones

Durante el período de tiempo analizado, ICEL presentó una crítica situación financiera, de carácter estructural, pues al no disponer de mecanismos efectivos para forzar a las electrificadoras al pago de las deudas de energía y no ser autónomo para fijar las tarifas, su saneamiento financiero dependía directamente del apoyo directo del Gobierno Nacional, a través de aportes del presupuesto Nacional para cubrir sus obligaciones crediticias.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

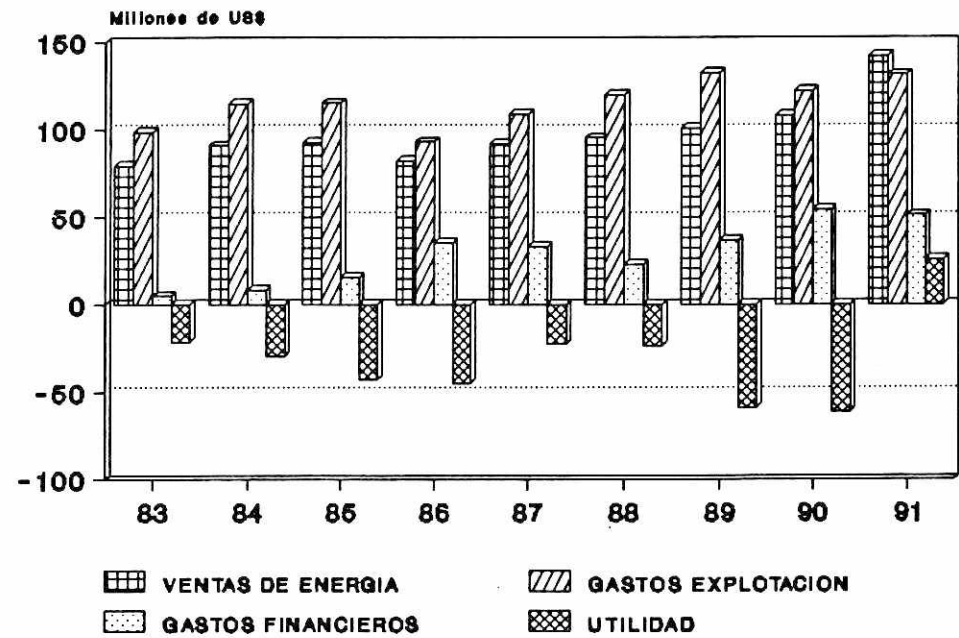
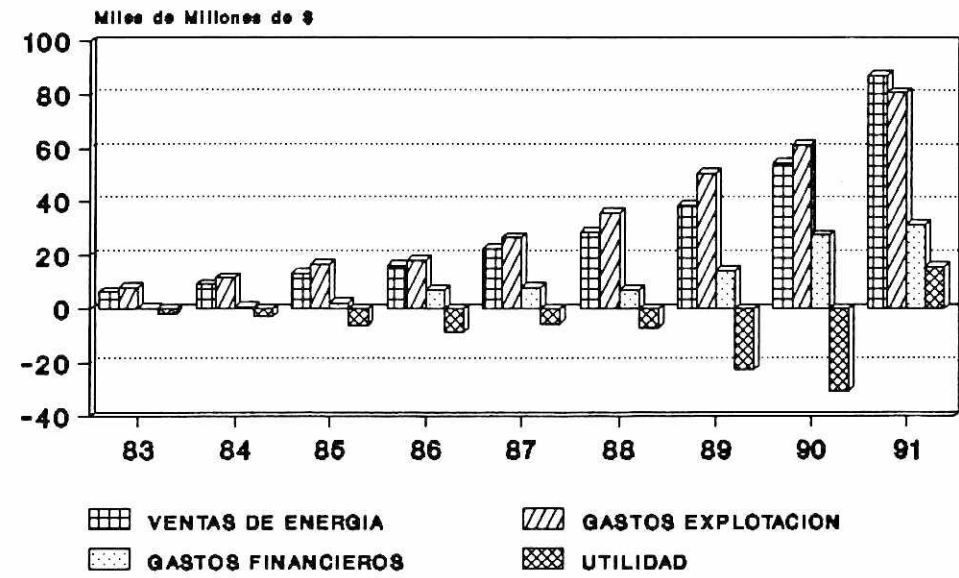
DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ICEL

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	79.5	90.8	92.5	82.3	92.2	95.3	100.9	108.3	142.0
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	98.6	114.7	115.2	93.1	108.9	120.2	132.5	122.2	131.5
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	4.6	8.0	15.3	35.3	32.9	22.7	36.5	54.6	51.1
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-21.6	-29.4	-43.2	-45.1	-22.5	-23.6	-59.2	-61.2	25.6
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	13.4	10.8	-0.4	15.3	35.9	17.0	5.0	10.2	85.1
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	166.5	68.4	123.4	113.6	102.0	133.4	149.3	248.7	211.0
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	36.4	35.6	35.3	59.9	59.6	49.2	83.4	91.9	126.2
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	87.1	58.7	30.3	21.0	35.4	34.0	7.3	2.5	2.9
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	56.5	-15.1	57.4	48.1	43.0	67.2	63.6	164.5	167.1
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	797.7	774.6	631.2	594.9	598.2	500.3	488.5	252.8	232.4
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	122.2	114.3	115.5	127.8	115.0	134.3	134.2	216.9	282.7
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	306.0	292.4	227.3	203.3	193.0	286.8	378.8	556.7	581.9
448	TOTAL PATRIMONIO	826.7	729.5	535.5	433.9	446.5	393.6	341.9	199.3	353.1
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	237.2	238.6	239.7	296.5	284.3	282.8	307.8	495.5	372.7
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	147.8	200.1	173.0	161.7	145.8	195.0	298.4	331.6	371.2
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.33	0.38	0.45	0.53	0.51	0.57	0.66	0.81	0.68
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.29	0.25	0.00	0.21	0.57	0.33	0.06	0.11	0.67
568	GEN.INTERNA NETA	-20.29	-21.79	-29.62	-39.43	-21.75	-28.68	-69.16	-72.14	-39.83
504	CAPITAL TRABAJO NETO	34.4	-40.0	-12.8	8.0	22.0	-13.7	-116.3	37.2	191.1
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

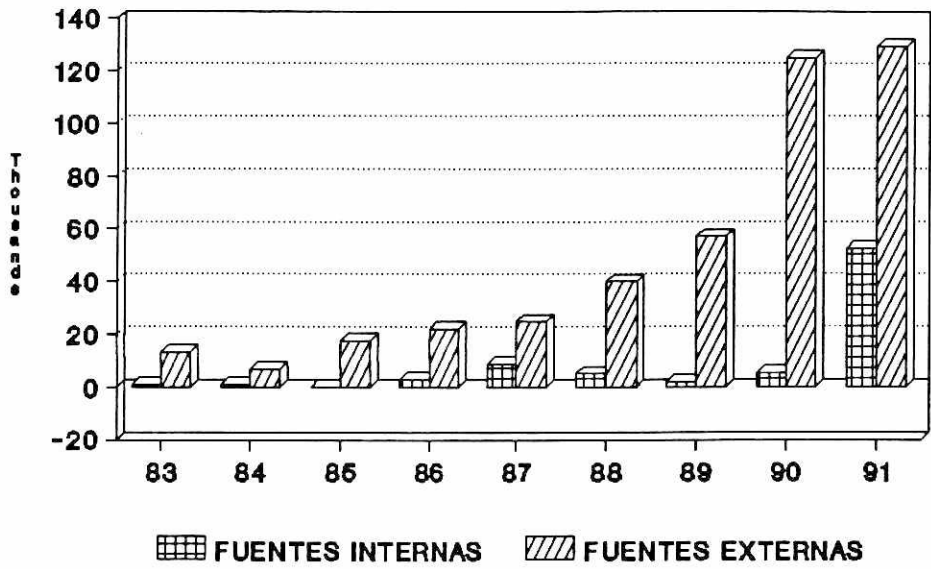
FINANCIERA ELECTRICAS MISIONES S.A.

INSTIT. COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA VS. GASTOS Grafica No. 1

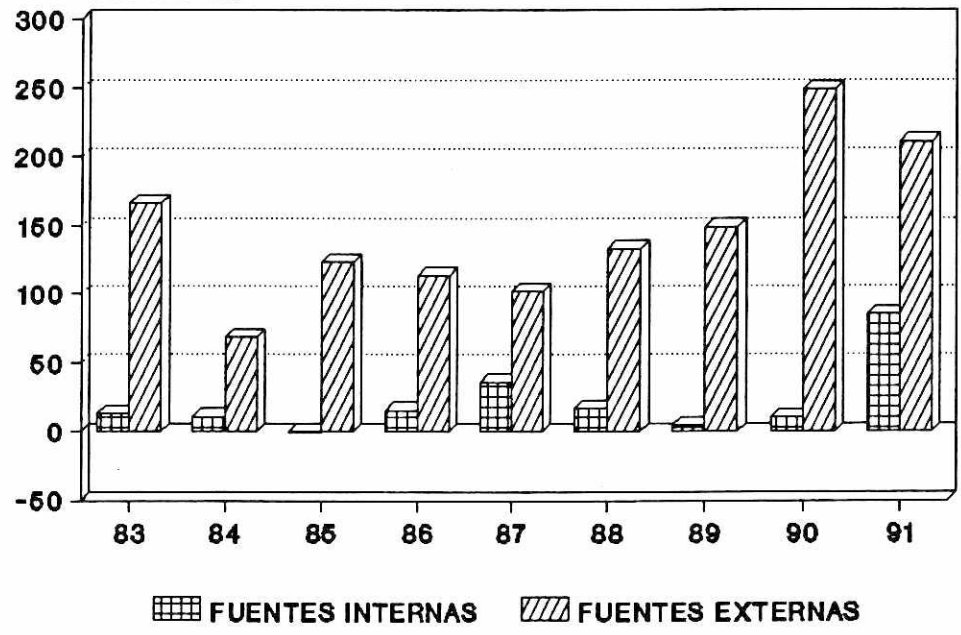


INST. COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - FUENTES
 Grafica No. 2

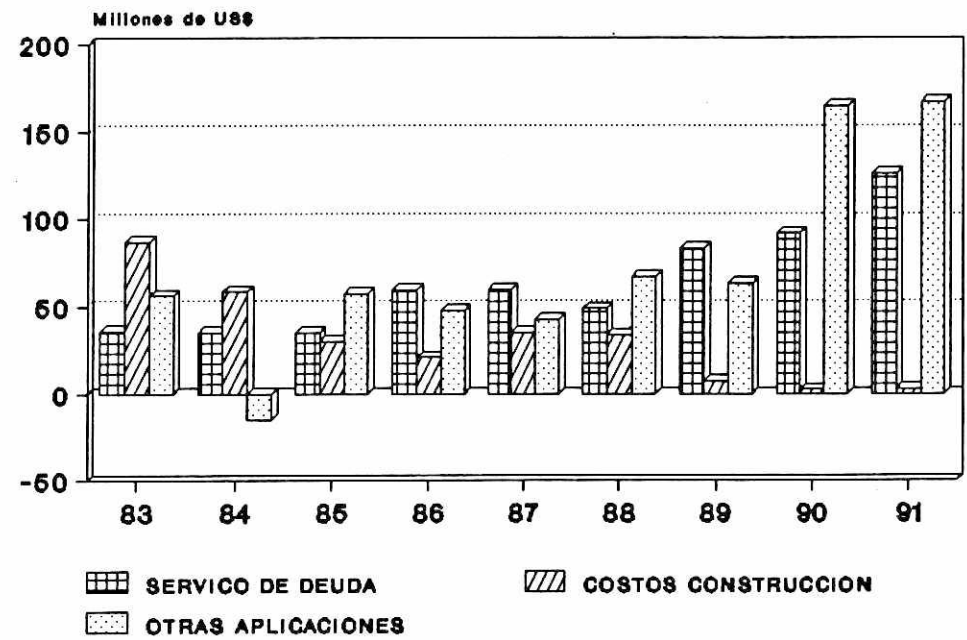
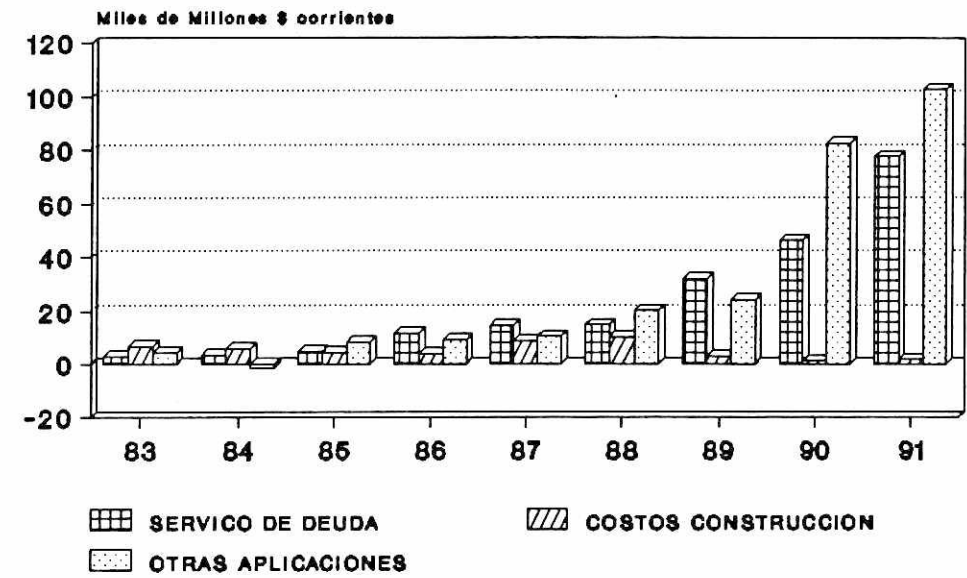
Miles de Millones de \$ Corrientes



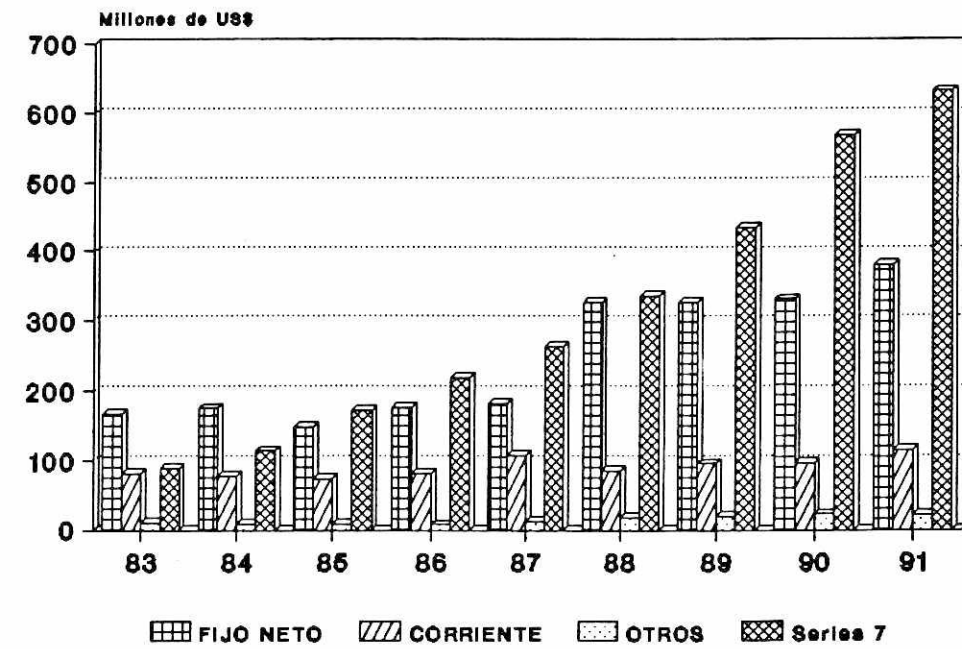
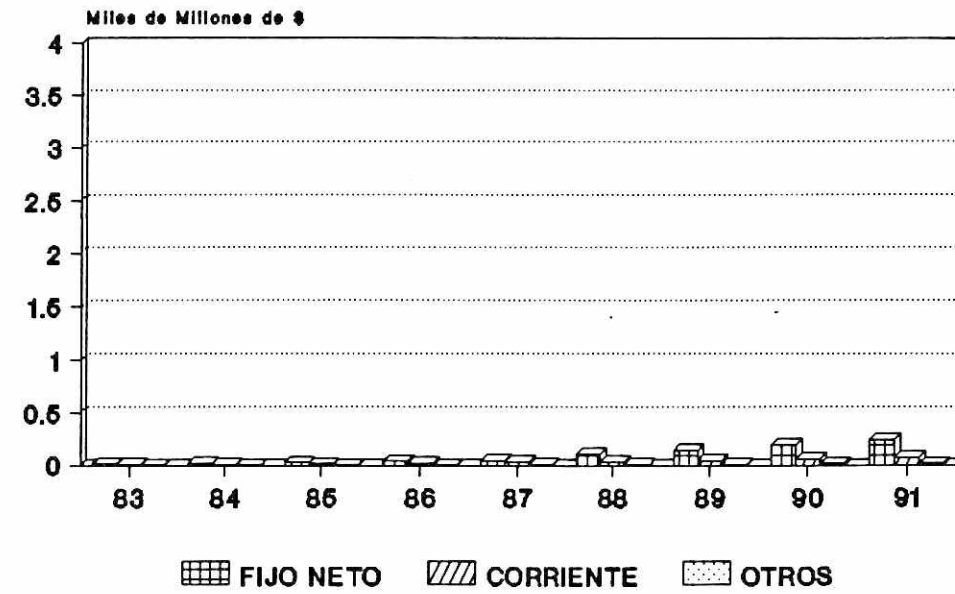
Millones de us\$



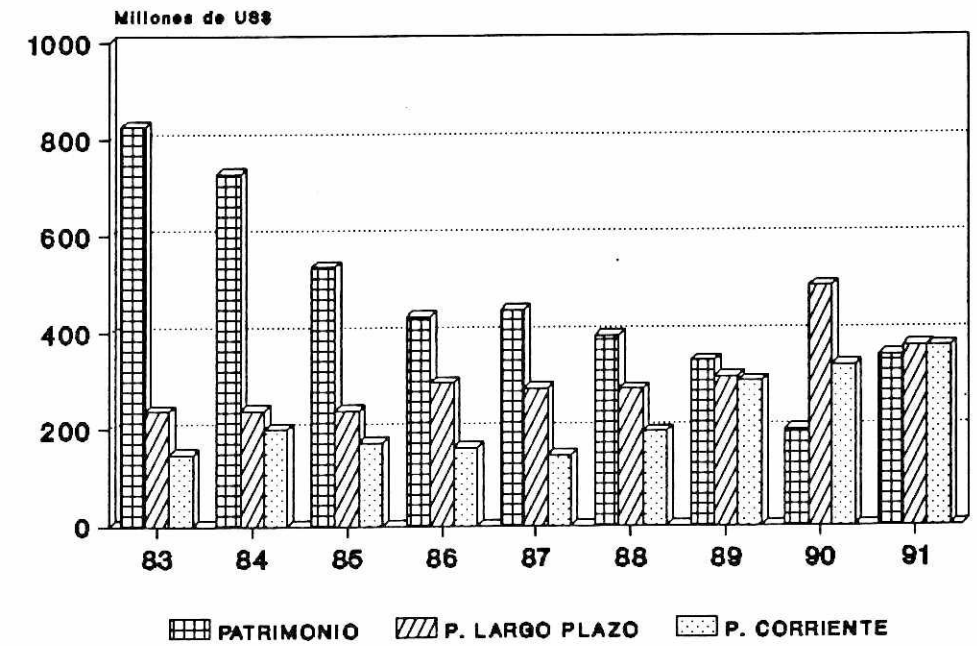
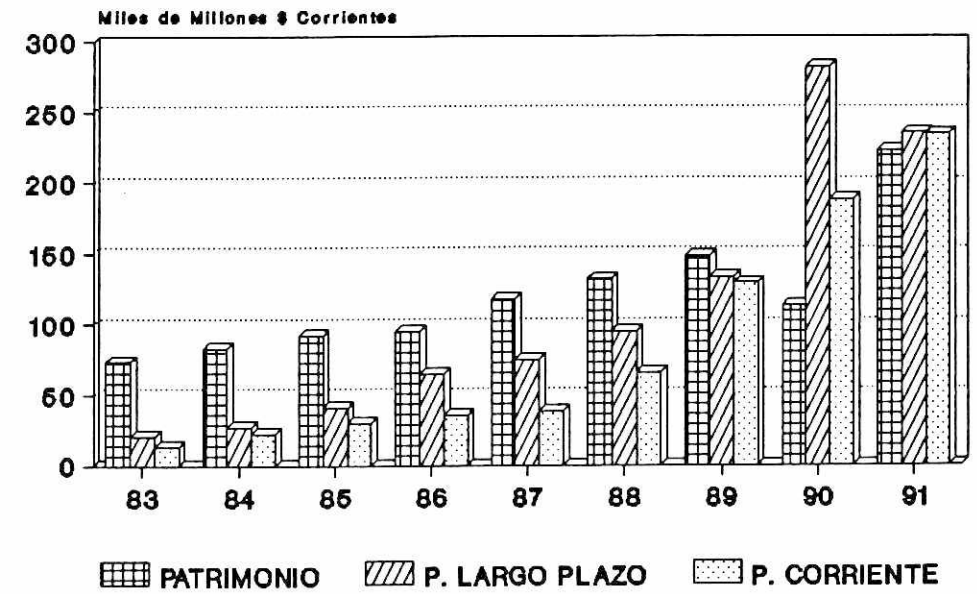
INSTIT. COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
ORIGEN Y APLICACION DE FDS-APLICACIONES
 Grafica No. 3



INSTIT. COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
BALANCE 1983 - 1991 (ACTIVO)
 Grafica No. 4



INSTIT. COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
 BALANCE 1983-1991 (PATRIMONIO Y PASIVO)
 Grafica No. 6



3.9 CONSOLIDADO FILIALES ICEL

Aspectos Generales

Dentro del mercado del Grupo ICEL se encuentran varios subsistemas eléctricos determinados por la localización geográfica y la infraestructura de interconexión.

Subsistema Nordeste. Las electrificadoras de Boyacá y Santander, junto con las Centrales Eléctrica del Norte de Santander, constituyen el subsistema llamado NORDESTE, del cual forman parte las termoeléctricas de Tasajero, Paipa III, Barranca IV y Palenque V, de propiedad del ICEL durante el período en estudio. Este subsistema es básicamente térmico, excepto por las centrales hidráulicas de Palmas y San Gil en Santander. En este grupo se consideran generadoras, Boyacá y Santander.

Zona Suroccidente. En el Suroccidente se encuentran las Centrales Eléctricas del Cauca y Nariño, Cedelca y Cedenar las cuales generan menos del 30% de la energía necesaria para atender su demanda, con plantas hidroeléctricas, excepto en la población de Tumaco donde operan plantas térmicas (DIESEL-ACPM).

Subsistema Huila - Tolima - Caquetá. Las electrificadoras del Huila, Tolima y Caquetá, conforman otro submercado con generación hidroeléctrica en Prado y plantas menores de Tolima y Huila. La electrificadora del Caquetá es netamente distribuidora y compra el 100% de la energía necesaria para atender su demanda.

Mercado Cundinamarca - Meta. La electrificadora del Meta - EMSA y la Compañía de Electricidad y Gas Cundinamarca - CELGAC, están con el gran mercado de la EEB, por cuyas líneas de transmisión pasa la energía comprada por estas dos empresas filiales del ICEL. CELGAC genera en la hidroeléctrica de Rionegro, casi un 10% de la energía para su mercado, en tanto que EMSA básicamente es distribuidora, debiendo atender su demanda con energía comprada.

Zona Antioquía - Chocó. Con el mercado de EPM, están la Empresa Antioqueña de Energía - EADE y la Electrificadora del Chocó, empresa ésta que le compra a EPM el 100% de la energía requerida en su mercado. EADE genera apenas un 4% (hidroelectricidad) de la energía para atender su demanda y el resto lo compra a EPM.

Zona Viejo Caldas. La Central Hidroeléctrica de Caldas, es la empresa con mayor generación dentro del grupo ICEL y conforma con las Empresas Públicas de Pereira^{2/} y la Empresa de Energía del Quindío el subsistema C.Q.R, que reúne el mercado del viejo

² EPP no pertenece al Grupo ICEL. EDQ y Amazonas que son las filiales de más reciente creación tampoco se incluyen en este documento.

Caldas.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

El número de clientes atendidos por las empresas filiales del ICEL se incrementó en 7.8% promedio anual, al pasar de 1'086.800 en 1983 a 1'977.260 en 1991; estas cifras representan cerca del 38% del total de suscriptores del Sector Eléctrico.

El consumo de esos clientes tuvo un crecimiento promedio del 5% entre 1983 y 1991. El peso de este consumo dentro del total nacional en 1991 llegó al 24.5% y la estructura fue la siguiente:

SECTOR	SUSCRIPTORES (%)	CONSUMO (%)
RESIDENCIAL	92.2	55.7
COMERCIAL	5.8	9.3
INDUSTRIAL	0.7	24.6
OFICIAL	1.1	5.1
ALUMBRADO PUBLICO	0.1	3.8
RESTO	0.1	1.5
TOTAL	100.0	100.0

La empresa con mayor mercado en el grupo ICEL es EADE, con el 16% de los clientes y el 17% del consumo, seguida por ESSA, CHEC y BOYACA. Sin embargo, los mayores consumos promedio por suscriptor, se presentan en CELGAC y CHOCO con un promedio de 4000 KWH vendidos por suscriptor en 1991. Están luego EADE, BOYACA y CHEC con 3800 KWH/suscriptor, considerando en la CHEC sólo las ventas al consumidor final, para el cálculo del índice. El menor consumo promedio por suscriptor en 1991 fue el de Caquetá (2400 KWh).

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA

Las filiales del ICEL conforman un grupo heterogéneo, donde se encuentran empresas generadoras y distribuidoras y otras netamente distribuidoras. Al mirar el conjunto de empresas como un sólo mercado, se observa una participación de las compras en la energía disponible, que va del 62% en 1983 al 74% en 1991. Todas las filiales son compradoras de energía en mayor o menor grado según sus recursos de generación y el tamaño del mercado. Las compras se efectúan de acuerdo con los esquemas de comercialización vigentes para el Sistema Interconectado Nacional, siendo ICEL vendedor en primera instancia (con la energía generada en las plantas

mencionadas anteriormente), junto con ISA y EPM. Esta última empresa le vende sólo a EADE y a CHOCO.

Excluyendo las empresas netamente distribuidoras (CAQUETA, CHOCO y META), las filiales que compran más del 90% de la energía necesaria para cubrir su demanda son en su orden: CENS, EADE, HUILA y CELGAC.

Con respecto a los precios de compra y venta de energía en este grupo de empresas, para el período 1983-1991, se encontró al mirar las tarifas en dólares, que el crecimiento promedio de la de compra fue de 1.6% en tanto que la de venta creció al 2.8%.

La tarifa equivalente promedio de compra para las empresas del grupo ICEL en 1991, fue de 16.31\$/KWH lo cual corresponde al 64.7% del CIPLP; mientras tanto, la tarifa promedio de venta al usuario final (25.17\$/KWH), alcanzó el 69% del CIPLP.

Lo anterior proporciona una idea general a nivel de grupo. Sin embargo, estas empresas deben analizarse por subsistemas o regiones, con características similares.

ANALISIS HISTORICO 1983-1991

Resultados Financieros

Las electrificadoras filiales del ICEL en conjunto, presentaron durante el período 1983-1991 un resultado del ejercicio negativo, excepto en 1990, año en el cual hubo una utilidad de 6.7 millones de dólares. En ese año los ingresos por venta de energía aumentaron (en dólares) un 7.25% en tanto que los gastos de explotación se mantuvieron en el mismo nivel de 1989.

En 1990 la empresa que presentó mayor utilidad fue Boyacá (US\$6.8 millones) y las de mayores pérdidas Tolima (US\$5.2 millones) y CEDENAR (US\$5.1 millones). En 1991, la mayor utilidad correspondió a la CHEC (US\$9.3 millones) y las mayores pérdidas de nuevo a Tolima (US\$14 millones) y CEDENAR (US\$13.2 millones).

La participación del activo fijo neto en los activos totales, se mantuvo durante todo el período por encima del 80%. En 1991, los mayores activos correspondieron a la CHEC, ESSA Y EADE.

El nivel de endeudamiento en el período considerado, osciló entre 0.18 (1983) y 0.31 (1991). Por otra parte, la evolución del índice de cobertura del servicio de deuda muestra que, durante todo el período, las filiales del ICEL (consolidadas), estuvieron en capacidad de cubrir el servicio de deuda con recursos internos, especialmente en 1988 (3 veces), 1989 (2.7 veces) y 1990 (2.5 veces).

Resultados de Gestión

Las empresas filiales del ICEL atendían en 1983 un promedio de 146 clientes por trabajador, aumentando gradualmente este índice hasta llegar a 220 en 1991. Al mismo tiempo, la energía vendida por trabajador se incrementó de 617 Megavatios-hora por trabajador en 1983, a 810 en 1991.

El período de cobro al usuario final se mantuvo en promedio, para el conjunto de empresas, alrededor de los 120 días, en tanto que los pagos por compra de energía presentaron una demora de más de 180 días en 1991, año en el cual aparece el menor número de días.

En cuanto a la composición de gastos del conjunto de empresas del ICEL, se observa en todos los años que el mayor peso corresponde a los pagos por compra de energía, los cuales pasan del 46% en 1983 al 60% en 1991. Siguen los gastos de administración y generales, junto con los de distribución, cuya participación promedio es de 14% y 12%, respectivamente. Al mirar los gastos frente a los ingresos de venta se obtienen márgenes operativos negativos durante el período de referencia, excepto en 1990.

La proporción de gastos A.O.M (administración, operación y mantenimiento) sobre ingresos, descendió del 44% en 1983, al 35% en 1991; los pagos por combustible y compra de energía contra los ingresos de venta varían del 56% al 62% en 1983 y 1991, respectivamente.

FINANCIERA ENERGÉTICA NACIONAL S.A.
ESTADÍSTICA DE ANÁLISIS S.P.A.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC

RESUMEN HISTORICO CONSOLIDADO ELECTRICADORAS ICEL

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
163	COMPRA GWH DE INTERCAMBIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0
164	COMPRA GWH EN BLOQUE 1	3589.3	3873.4	4071	5134.5	5634.2	6101.6	6318.8	6603.21	6508
167	PERDIDAS - GWH -	1169.8	1219.8	1314.6	1585.9	1629.6	1717.9	1512.8	1504	1619.4
168	ENERGIA DISPONIBLE GWH	5775.9	6382	6611.1	7068.8	7513.27	7920.9	8075.8	8427.90	8807.88
169	NUMERO DE EMPLEADOS	7460	7733	7670	7788	8036	9095	9256	9129	9001
170	NUMERO DE SUSCRIPTORES	1086851	1205363	1299667	1400018	1508242	1636165	1759613	1878511	1977267
180	TOTAL UNIDADES VENDIDAS (GWH)	4606	5162	5297	5483	5884	6350	6734	7011	7291
198	TOTAL INGRESO POR VENTAS Mill.\$	14135	18062	23256	32116	45192	62261	86018	121093	179059
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION Mill.\$	17122	21807	28322	37731	50503	69613	90949	119288	183308
1.	SUSCRIPTORES POR TRABAJADOR	146	156	169	180	188	180	190	206	220
2.	MWH VENDIDOS POR TRABAJADOR	617	668	691	704	732	698	728	768	810
3.	MWH VENDIDOS POR SUSCRIPTOR	4	4	4	4	4	4	4	4	4
4.	MARGEN OPERATIVO	-21.13%	-20.73%	-21.78%	-17.48%	-11.75%	-11.81%	-5.73%	1.49%	-2.37%
5.	INVERSION POR CLIENTE (MIL\$/SUSC)	3.75	5.29	5.51	6.49	8.66	12.65	13.75	16.90	19.37
6.	TARIFA EQUIVALENTE DE COMPRA (\$/KWH)	1.84	2.27	3.04	3.48	4.51	5.53	7.08	9.74	16.31
7.	TARIFA PROMEDIO DE VENTA (\$/KWH)	3.07	3.50	4.39	5.86	7.68	9.80	12.77	17.27	24.56
8.	COSTO ENERGIA DISPONIBLE (\$/KWH)	2.96	3.42	4.28	5.34	6.72	8.79	11.26	14.15	20.81
	COMPOSICION DE GASTOS	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
	GENERACION	5.65%	4.70%	5.85%	6.44%	5.49%	4.85%	4.34%	4.65%	3.49%
	COMPRA ENERGIA INTERC.	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	COMPRA ENERGIA BLOQUE	38.52%	40.37%	43.67%	47.31%	50.32%	48.48%	49.17%	53.89%	57.91%
	DISTRIBUCION	10.86%	9.95%	11.05%	11.69%	11.39%	11.11%	10.39%	11.49%	9.58%
	MANTENIMIENTO	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.87%	0.75%	0.96%	0.81%
	TRANSMISION	2.53%	3.06%	3.29%	2.83%	2.86%	3.06%	3.14%	3.15%	2.62%
	DEPREC.ACTIVO FIJO GRAL.	0.25%	0.31%	0.31%	0.24%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	DEPREC.ACT.FIJ.EN SERV.	16.51%	15.82%	13.34%	14.11%	11.41%	13.26%	12.88%	4.73%	4.32%
	COMBUSTIBLE	8.29%	7.15%	6.58%	3.15%	3.25%	3.43%	2.38%	3.51%	3.07%
	FACTURACION Y COBRANZA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	4.24%	5.02%	5.32%	4.64%
	CUENTAS INCOBRABLES	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	GENERAL Y ADMINISTRACION	11.82%	11.74%	10.72%	10.51%	15.28%	10.89%	13.13%	14.65%	15.20%
	APORTES LEY 56/81	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.14%	0.15%
	GASTOS NO PAGADOS	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	OTROS GASTOS	5.58%	6.90%	5.18%	3.72%	0.00%	-0.19%	-1.20%	-2.48%	-1.78%
		100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

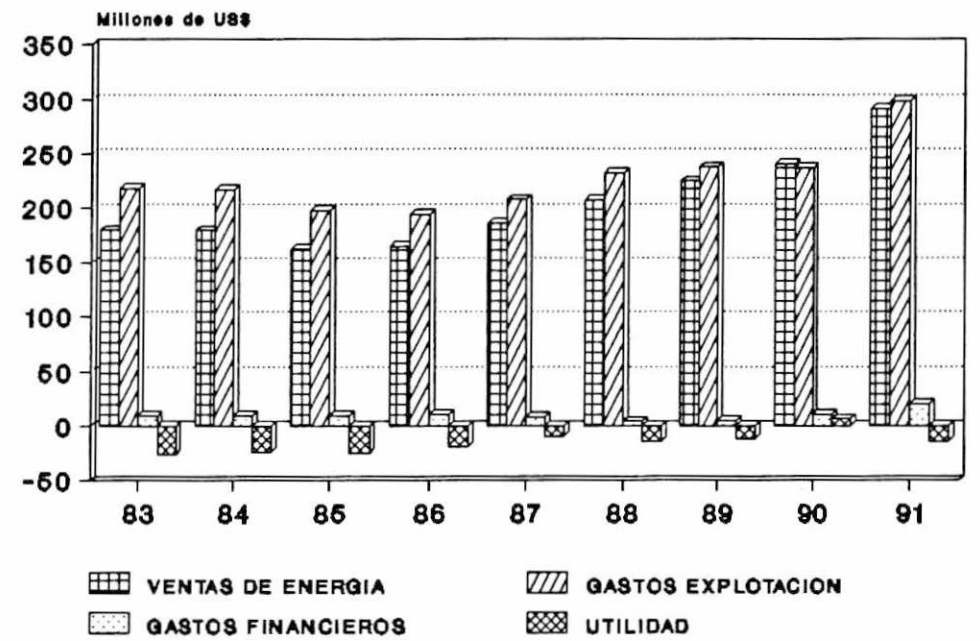
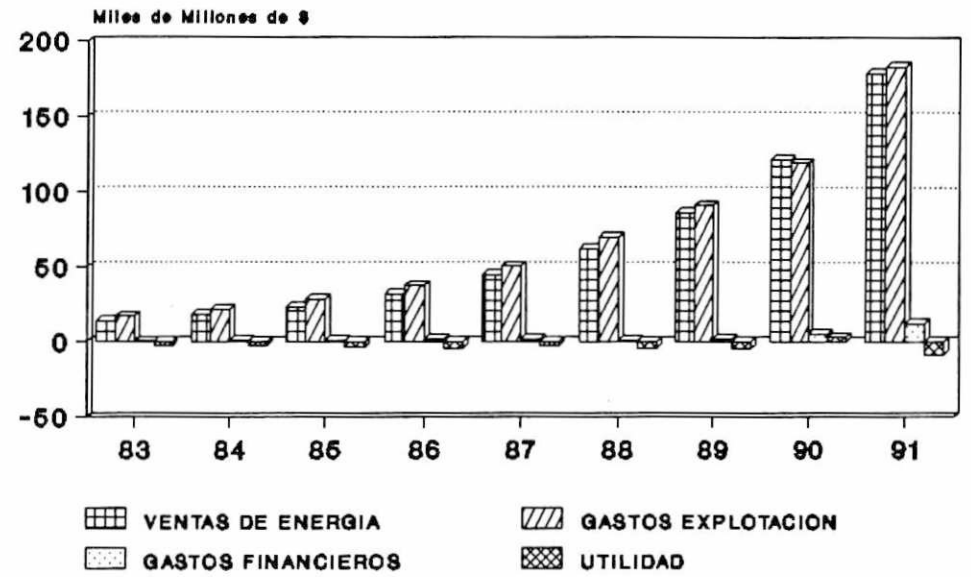
FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

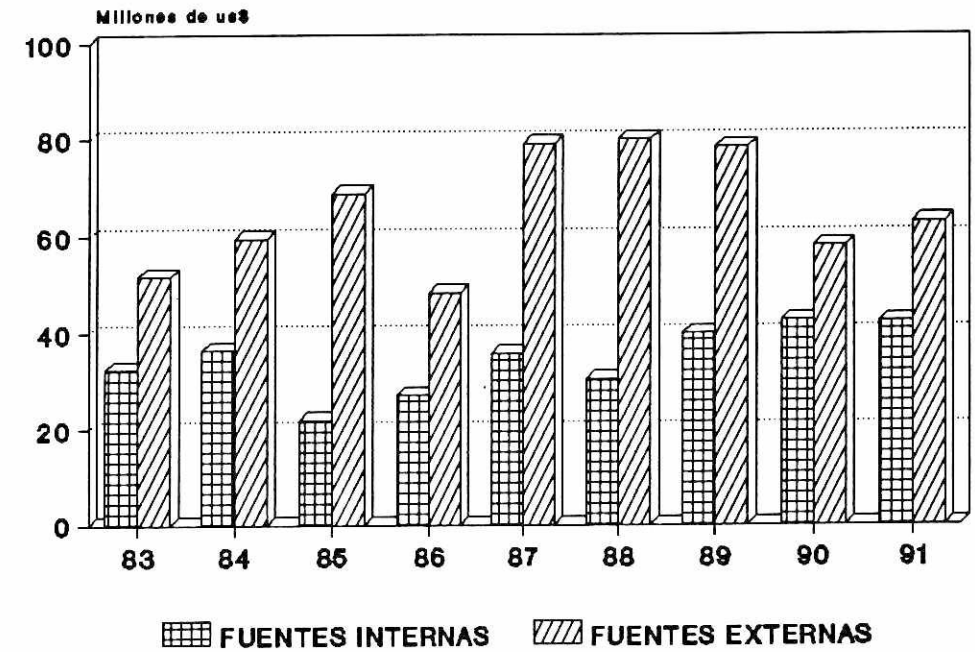
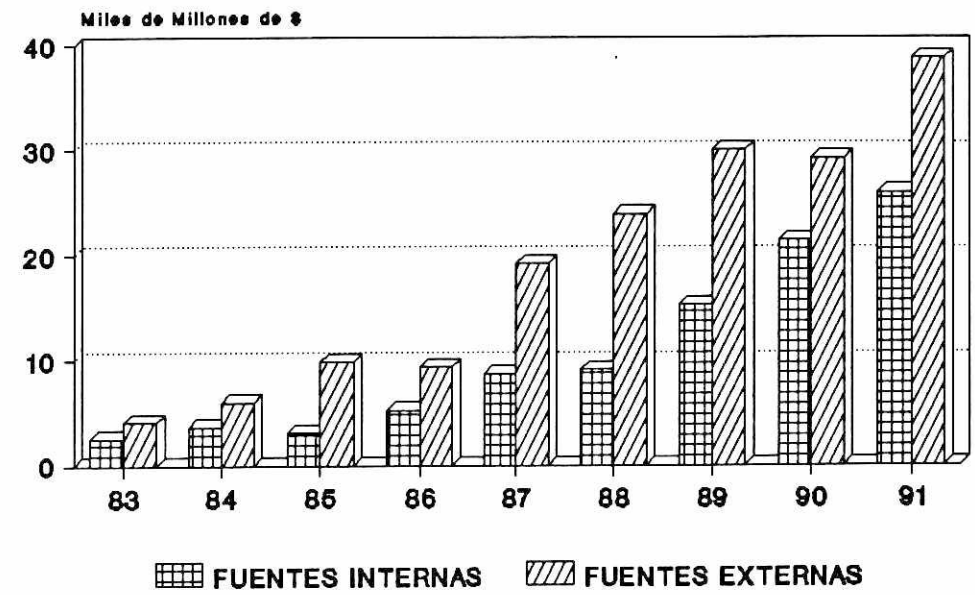
RESUMEN HISTORICO CONSOLIDADO ELECTRIFICADORAS ICEL

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	180.0	179.9	162.7	165.6	186.3	208.1	224.8	241.1	291.6
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	218.1	217.2	198.2	194.5	208.2	232.7	237.7	237.5	298.5
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	9.3	10.0	9.4	10.5	8.8	4.2	5.2	10.7	20.5
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-25.5	-23.5	-24.8	-19.1	-9.3	-13.9	-11.6	6.7	-13.7
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	32.5	36.4	21.9	27.0	35.8	30.5	40.0	42.7	42.4
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	51.7	59.6	69.0	48.4	79.1	80.0	78.4	58.2	63.1
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	27.7	24.6	19.9	21.3	18.8	8.2	12.2	14.3	27.7
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	52.2	63.8	51.1	47.3	53.9	71.1	65.9	65.8	64.3
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	4.2	7.7	19.9	6.8	42.3	31.2	40.3	20.8	13.5
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	992.5	943.1	787.1	765.1	832.0	950.5	949.6	923.8	1000.4
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	140.2	147.6	136.6	129.1	131.3	142.4	155.1	162.6	185.0
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	55.7	64.5	48.7	42.3	39.0	23.9	30.4	41.1	41.3
448	TOTAL PATRIMONIO	975.8	914.1	751.1	717.9	780.3	826.4	820.5	789.7	844.3
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	33.3	31.4	37.9	45.6	43.6	41.1	42.6	41.5	38.3
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	141.3	163.3	140.3	132.0	99.2	99.8	113.6	155.8	183.7
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.18	0.21	0.23	0.23	0.22	0.26	0.28	0.30	0.31
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	1.16	1.46	1.05	1.24	1.91	3.00	2.68	2.53	1.43
568	GEN.INTERNA NETA	4.19	10.43	1.71	5.09	15.70	19.87	24.50	25.13	14.26
504	CAPITAL TRABAJO NETO	15.5	-2.5	8.4	8.2	41.3	56.5	57.0	33.9	30.7
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	106	113	122	119	120	120	113	126	109
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

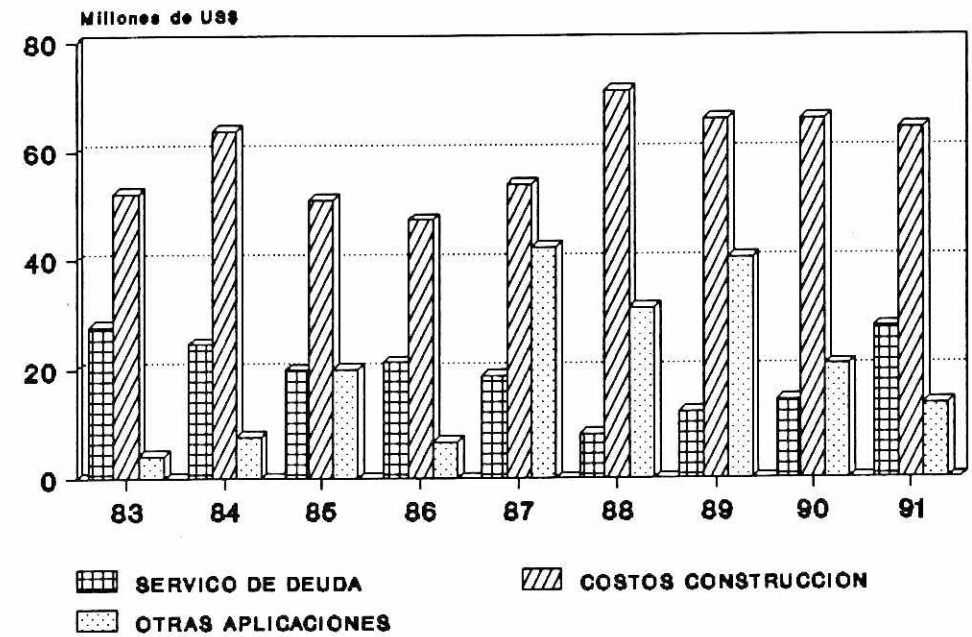
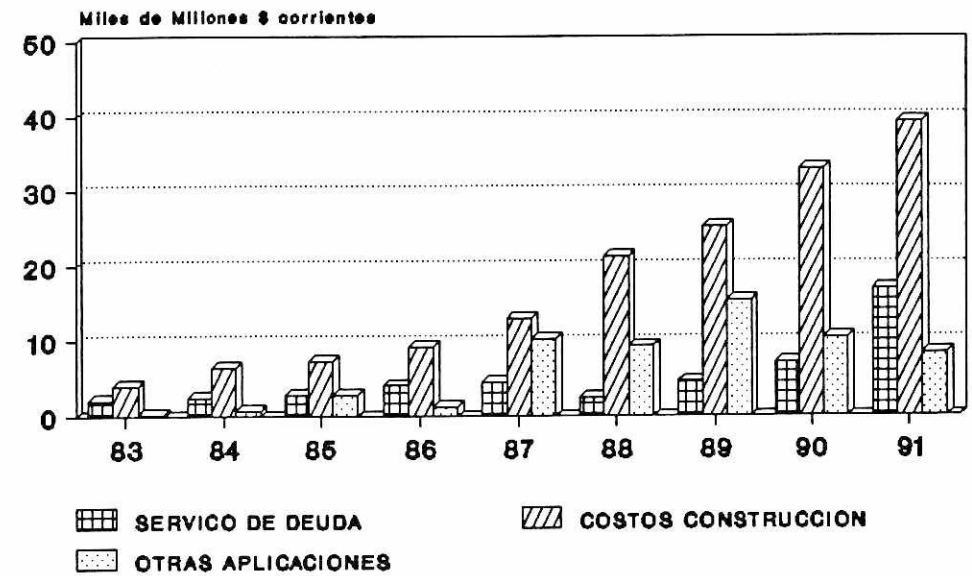
ELECTRIFICADORAS DEL ICEL
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA VS. GASTOS
 Grafica No. 1



CONSOLIDADO ELECTRIFICADORAS DEL ICEL
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - FUENTES
 Grafica No. 2

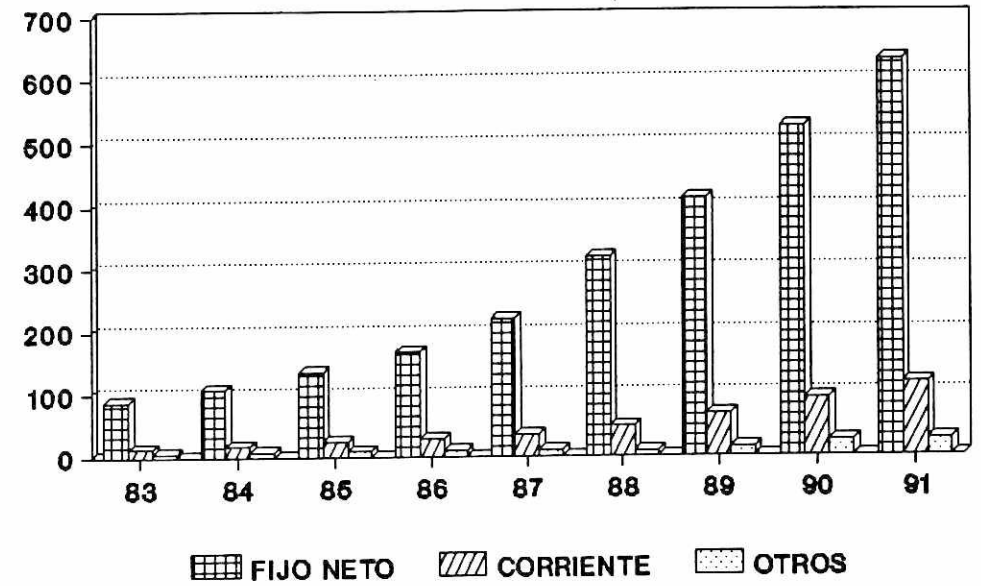


CONSOLIDADO ELECTRIFICADORAS DEL ICEL
ORIGEN Y APLICACION DE FDOS-APLICACIONES
 Grafica No. 3

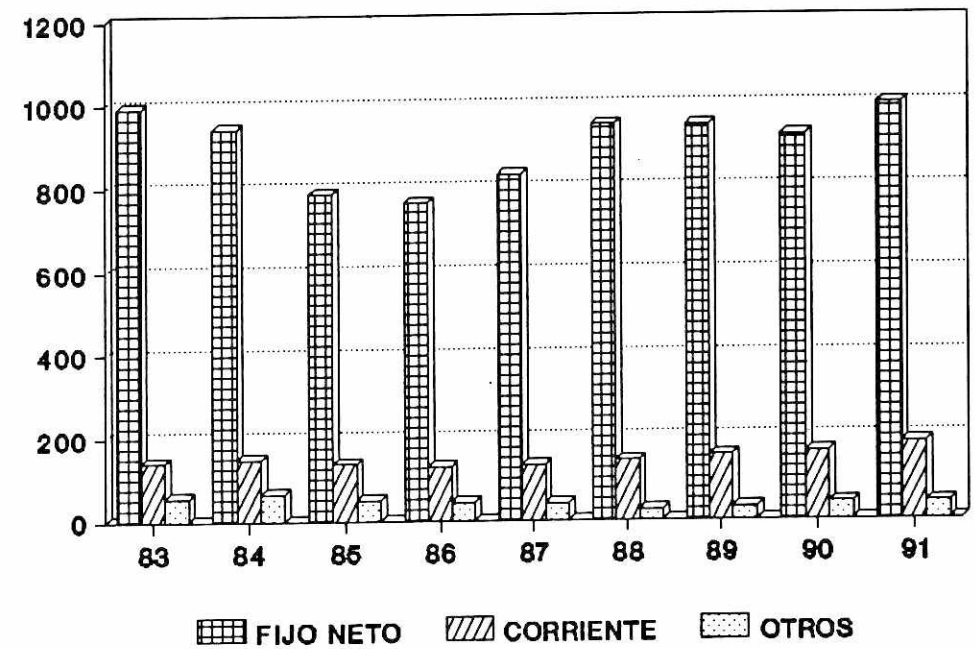


CONSOLIDADO ELECTRIFICADORAS DEL ICEL
BALANCE 1983 - 1991 (ACTIVO)
 Grafica No. 4

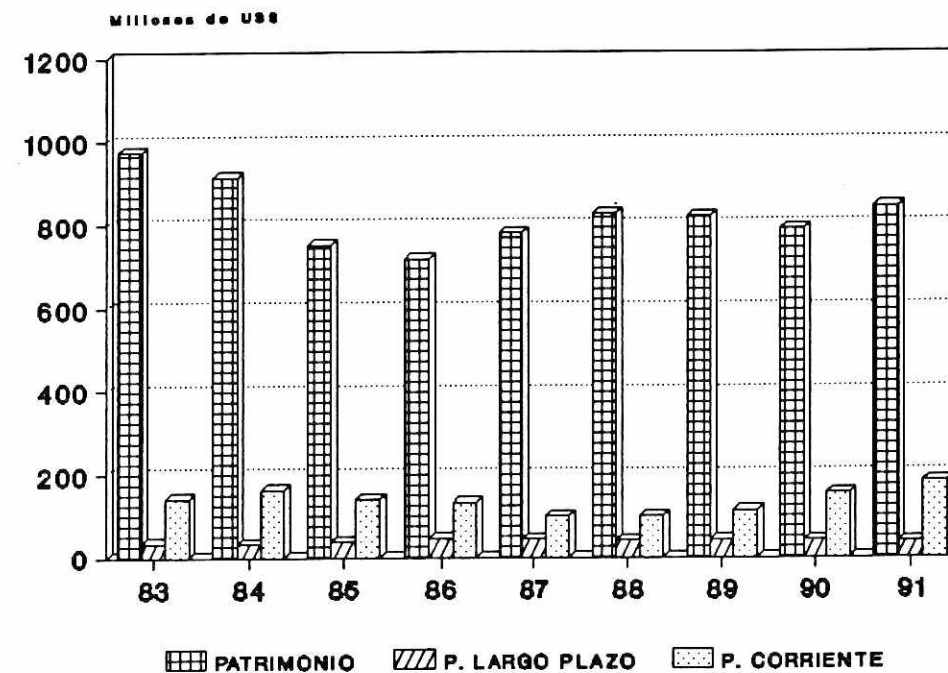
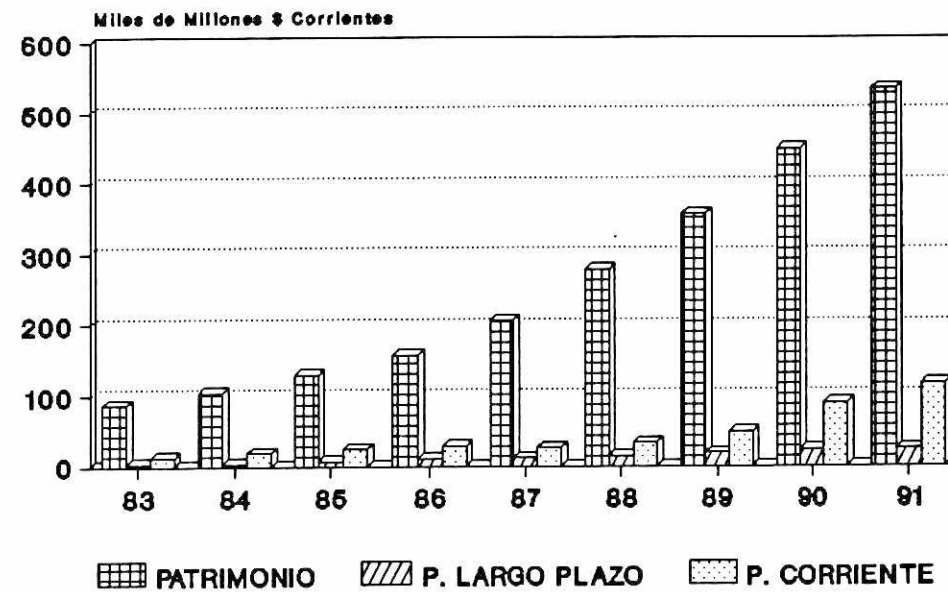
Miles de Millones de 8 Corrientes



Millones de US\$



CONSOLIDADO ELECTRIFICADORAS DEL ICEL
BALANCE 1983-1991 (PATRIMONIO Y PASIVO)
 Grafica No. 5



3.10 CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA - CHB

Aspectos Generales

La Central Hidroeléctrica de Betania, es una sociedad cuyo objetivo es la operación del Proyecto hidroeléctrico del mismo nombre. Es una empresa netamente generadora, cuya capacidad instalada es de 500MW y su generación promedio anual es del orden de los 2200 GWH.

CARACTERÍSTICAS DE LA EMPRESA

El incumplimiento de los esquemas financieros trazados para la construcción del proyecto, el bajo aporte de los socios, el atraso en los desembolsos de los créditos internos y externos, el aumento del costo de ingeniería y obras del 18% con respecto a los contratos originales, encarecieron el proyecto e hicieron necesaria la contratación de préstamos no previstos inicialmente. Tales créditos Concorde-FEN por US\$35 millones, el Jumbo con la Nación por US\$120 millones y con Impregilo-GIE por US\$23.5 millones, aumentaron sustancialmente los costos financieros lo cual ha incidido en los resultados que ha presentado la empresa.

Evolución de las ventas.

A partir de 1988, año de la puesta en operación comercial de la CHB, sus ventas de energía han sido del orden de los 2200 GWH anuales, que corresponden a su energía promedio.

El nivel de sus ingresos en dólares ha disminuido con respecto a los años iniciales, originado por la tarifa de venta que disminuye (en dólares), en parte por la devaluación del peso frente al dólar y en parte por la optimización del sistema, que consiste en vender energía al sistema nacional interconectado a menor tarifa, para aprovechar los excedentes de recursos hidráulicos (que de otra forma se botarían) a cambio de la disminución de la generación térmica. En 1991, el 48% de las ventas de CHB fueron ventas de corto plazo u optimizables.

Resultados Financieros

A partir de su entrada en operación comercial, en 1988, la central ha presentado pérdidas netas, originadas por los altos costos financieros, superiores a los ingresos totales durante casi todo el período 1988-1991.

En efecto, la empresa ha presentado una generación interna neta negativa durante su período de operación, debiendo acudir recurrentemente al FODEX para cumplir con sus obligaciones externas

y no pagar sus deudas con la Nación, especialmente el servicio asociado al crédito Jumbo. Por otra parte el bajo nivel de recaudo de las cuentas por energía vendida a sus socios (ISA, ICEL y sus electrificadoras), la llevaron a presentar una situación de iliquidez.

Este comportamiento se refleja en los indicadores de capacidad de pago, que han registrado valores nulos o muy despreciables durante toda la serie (relación corriente inferior al 15% e índice de cobertura del servicio de la deuda nulo) y en su alto nivel de endeudamiento, del orden de 0.75, que reflejan una crítica situación financiera.

Indicadores de gestión.

- Recuperación de cartera. Uno de los problemas que ha tenido la CHB es su bajo nivel de recuperación de cartera, llegando a presentar períodos promedio de cobro superiores a los 400 días. Problema no atribuible a una mala gestión, sino a las características mismas del sector eléctrico, donde no se tenía un mecanismo efectivo de cobro para las empresas del sector que son las compradoras de la energía de la central.
- Gastos de Operación. Al ser la CHB una empresa netamente generadora de energía, sus gastos de operación no son significativos frente a los ingresos. Estos gastos oscilan entre el 6% en 1988 y el 12.6% en 1991, valores normales para este tipo de empresa. Sin embargo, a pesar de la poca incidencia de estos gastos sobre los resultados, se ha presentado una preocupante tendencia creciente.

Conclusiones

Los resultados financieros de la CHB, son el reflejo del esquema de financiamiento adoptado para su construcción, en el cual el crédito representó más del 90% de los recursos totales. Es así como a pesar de tener un buen margen operativo, la empresa ha presentado pérdidas netas durante el período considerado (1988-1991), originadas por los elevados gastos financieros.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC

RESUMEN HISTORICO CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
163	COMPRA GWH DE INTERCAMBIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0
164	COMPRA GWH EN BLOQUE 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
167	PERDIDAS - GWH -	0	0	0	0	0	0	0	0	0
168	ENERGIA DISPONIBLE GWH	0	0	0	0	0	0	0	0	0
169	NUMERO DE EMPLEADOS	0	0	0	0	91	60	54	51	32
170	NUMERO DE SUSCRIPTORES	0	0	0	0	2	2	2	2	2
180	TOTAL UNIDADES VENDIDAS (GWH)	0	0	0	0	0	1835	2324	2283	2038
198	TOTAL INGRESO POR VENTAS Mill.\$	0	0	0	0	1845	11427	14415	19057	28867
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION Mill.\$	0	0	0	0	2265	6705	7112	15028	14852
1.	SUSCRIPTORES POR TRABAJADOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2.	MWH VENDIDOS POR TRABAJADOR	0	0	0	0	0	30583	43044	44765	63700
3.	MWH VENDIDOS POR SUSCRIPTOR	0	0	0	0	0	917500	1162200	1141500	1019200
4.	MARGEN OPERATIVO	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	-22.78%	41.32%	50.66%	21.14%	48.55%
5.	INVERSION POR CLIENTE (MIL\$/SUSC)	0.00	0.00	0.00	0.00					
6.	TARIFA EQUIVALENTE DE COMPRA (\$/KWH)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7.	TARIFA PROMEDIO DE VENTA (\$/KWH)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	6.23	6.20	8.35	14.16
8.	COSTO ENERGIA DISPONIBLE (\$/KWH)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	COMPOSICION DE GASTOS	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
	GENERACION	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.43%	2.94%	3.94%	3.07%	5.05%
	COMPRA ENERGIA INTERC.	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.44%	14.18%	1.94%	2.50%	4.83%
	COMPRA ENERGIA BLOQUE	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	DISTRIBUCION	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	MANTENIMIENTO	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	TRANSMISION	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	DEPREC.ACTIVO FIJO GRAL.	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	DEPREC.ACT.FIJ.EN SERV.	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	97.13%	72.22%	85.35%	73.30%	70.60%
	COMBUSTIBLE	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	FACTURACION Y COBRANZA	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	CUENTAS INCOBRABLES	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	GENERAL Y ADMINISTRACION	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	8.43%	7.78%	4.04%	11.65%
	APORTES LEY 56/81	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	2.24%	1.00%	6.52%	7.88%
	GASTOS NO PAGADOS	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	OTROS GASTOS	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	10.56%	0.00%
		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

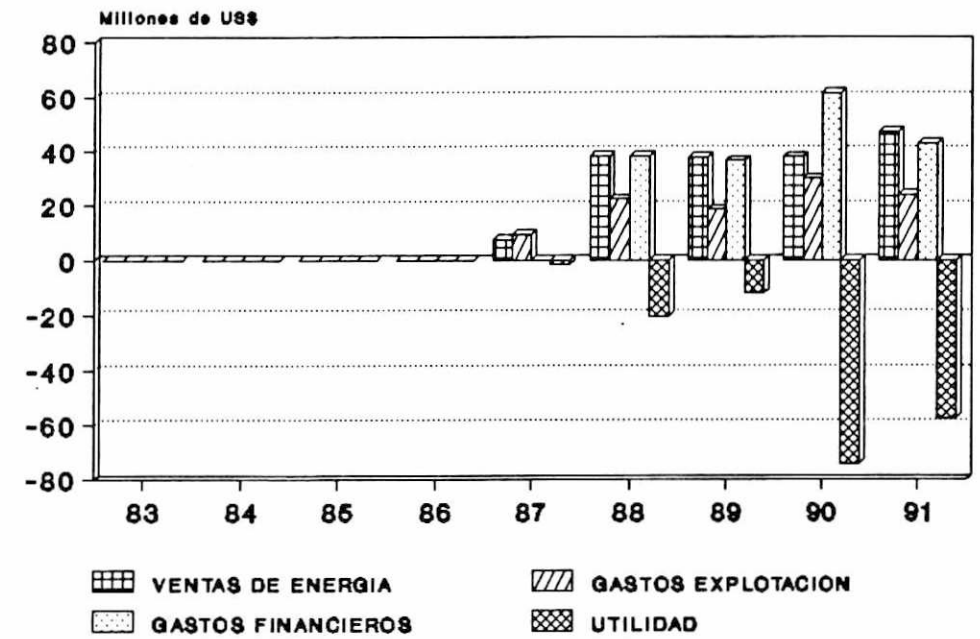
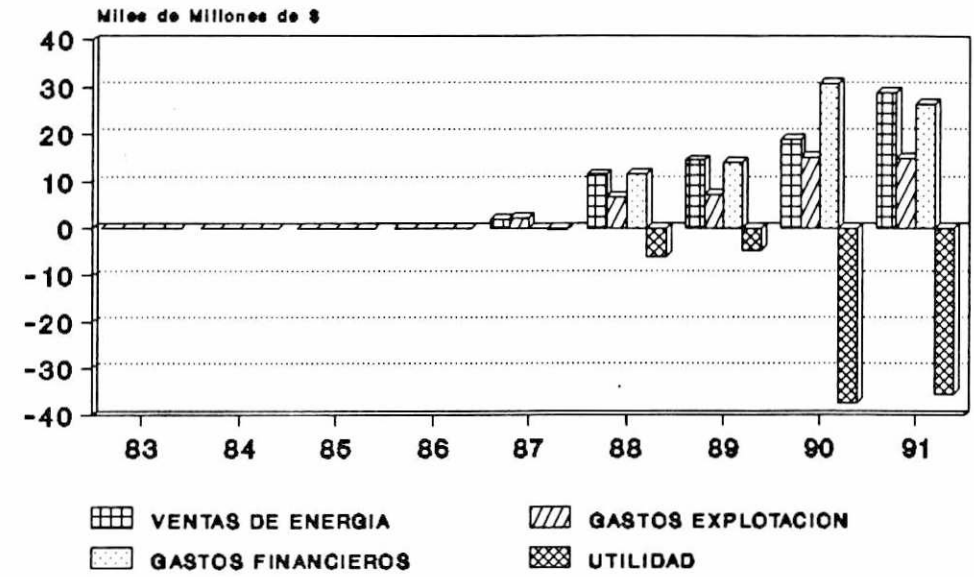
RESUMEN HISTORICO CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	0.0	0.0	0.0	0.0	7.6	38.2	37.7	37.9	47.0
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	0.0	0.0	0.0	0.0	9.3	22.4	18.6	29.9	24.2
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.3	36.6	61.3	42.8
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.6	-20.3	-12.1	-74.2	-57.8
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	0.1	0.0	0.0	0.0	7.4	34.2	40.4	9.0	2.2
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	60.0	165.2	149.0	189.1	40.3	93.1	56.9	31.9	299.4
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.0	0.0	0.0	16.1	38.9	70.8	81.6	103.8	142.0
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	86.8	168.6	245.4	144.9	71.1	40.4	7.2	20.2	1.7
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-26.8	-3.4	-96.3	28.1	-62.3	16.2	8.4	-83.1	157.9
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	194.4	341.1	502.3	617.7	703.0	732.9	726.9	690.6	770.7
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	23.4	29.1	13.6	4.6	7.9	22.3	37.0	53.4	88.6
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	15.4	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	6.3
448	TOTAL PATRIMONIO	90.2	101.2	142.6	148.1	194.0	185.4	253.9	185.2	213.4
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	77.2	201.4	232.1	363.2	360.3	367.1	295.3	306.9	378.2
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	50.4	65.1	135.5	104.4	156.7	153.1	210.8	245.7	268.3
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.61	0.73	0.72	0.76	0.73	0.75	0.67	0.75	0.75
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.01	0.00	0.00	0.00	0.10	0.48	0.49	0.09	0.02
568	GEN.INTERNA NETA	0.05	-0.03	0.01	-14.26	-28.98	-32.62	-36.35	-83.71	-135.68
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-27.0	-36.0	-103.7	-56.7	-109.9	-85.4	-101.8	-151.0	11.2
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

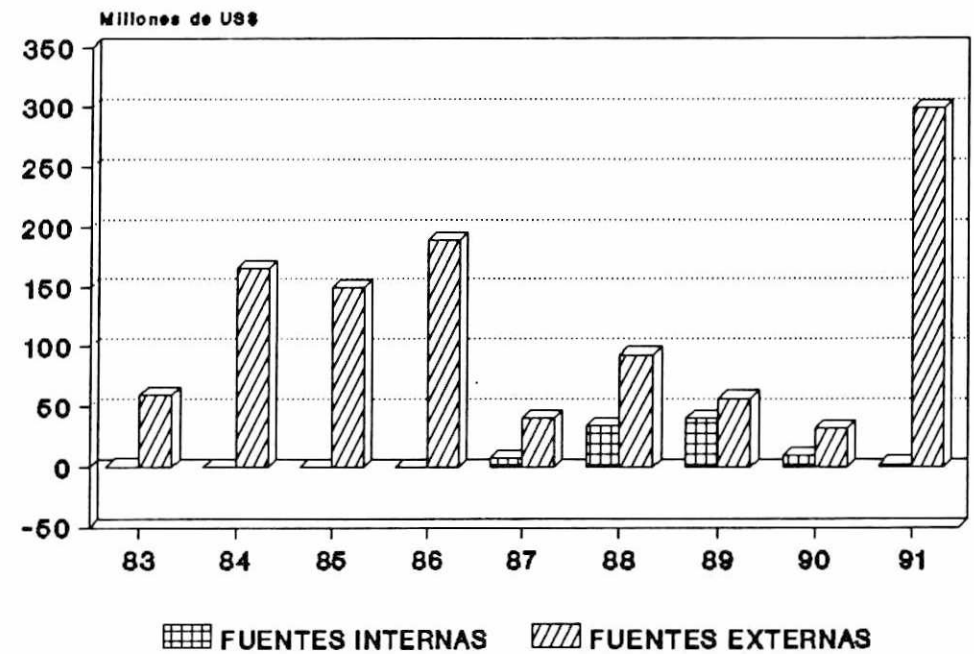
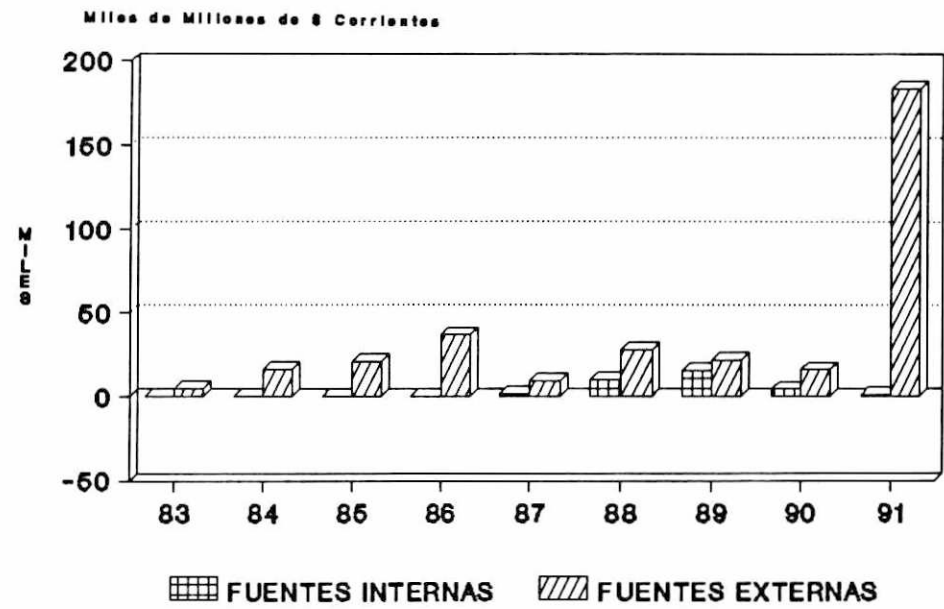
CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA

INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA VS. GASTOS

Grafica No. 1



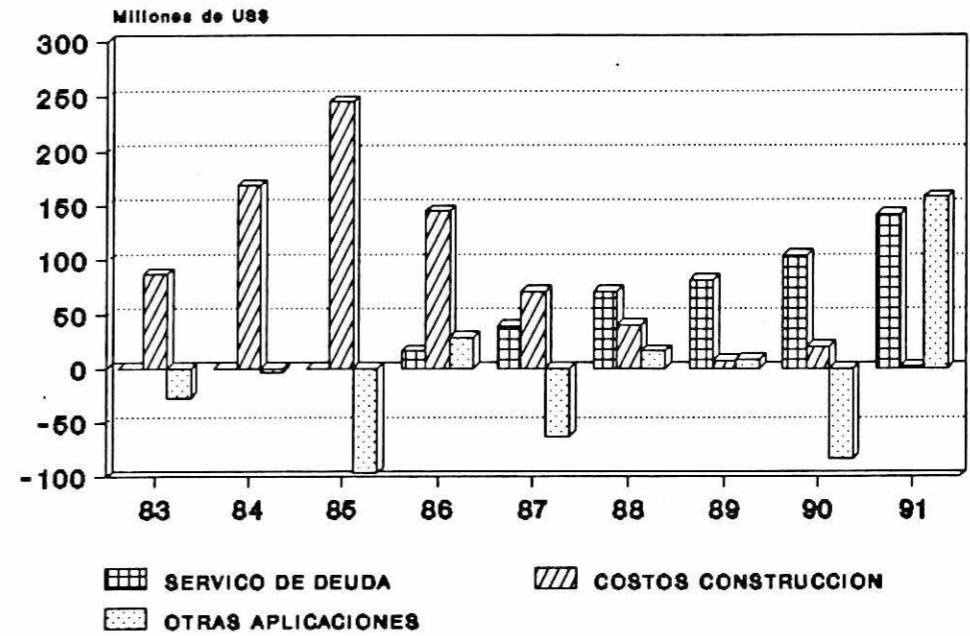
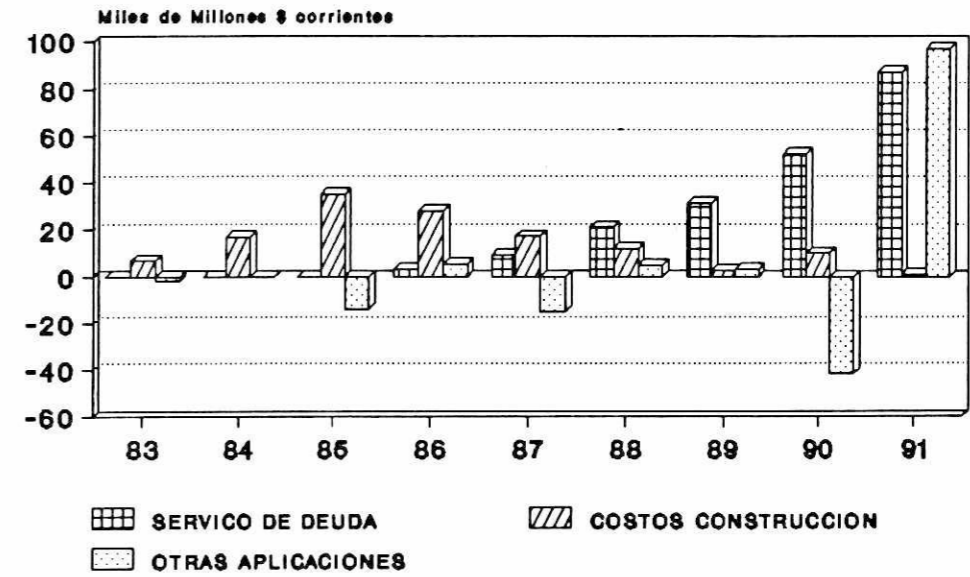
CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA
ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS - FUENTES
 Grafica No. 2



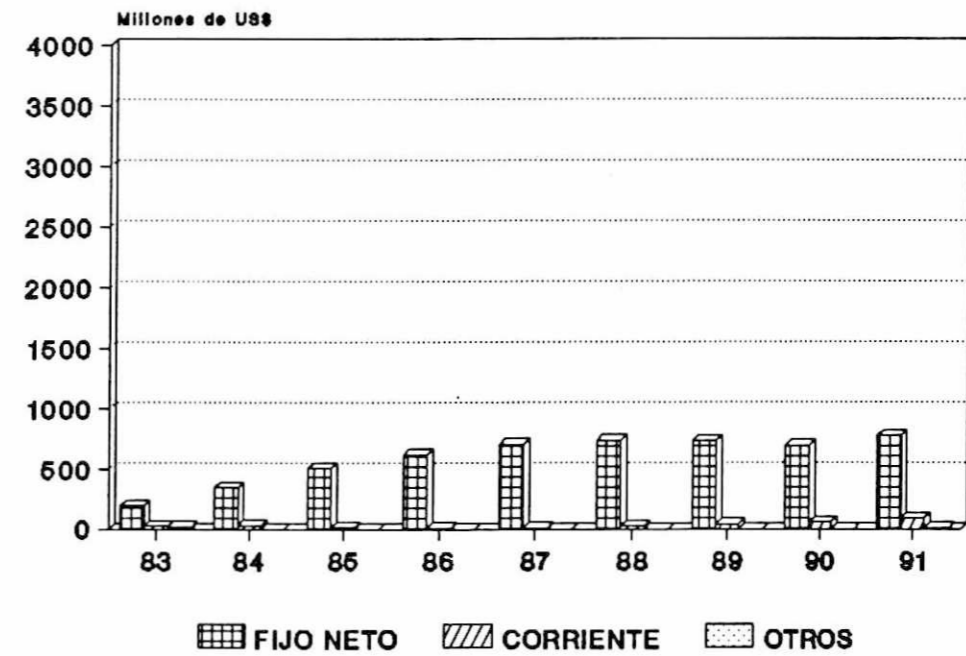
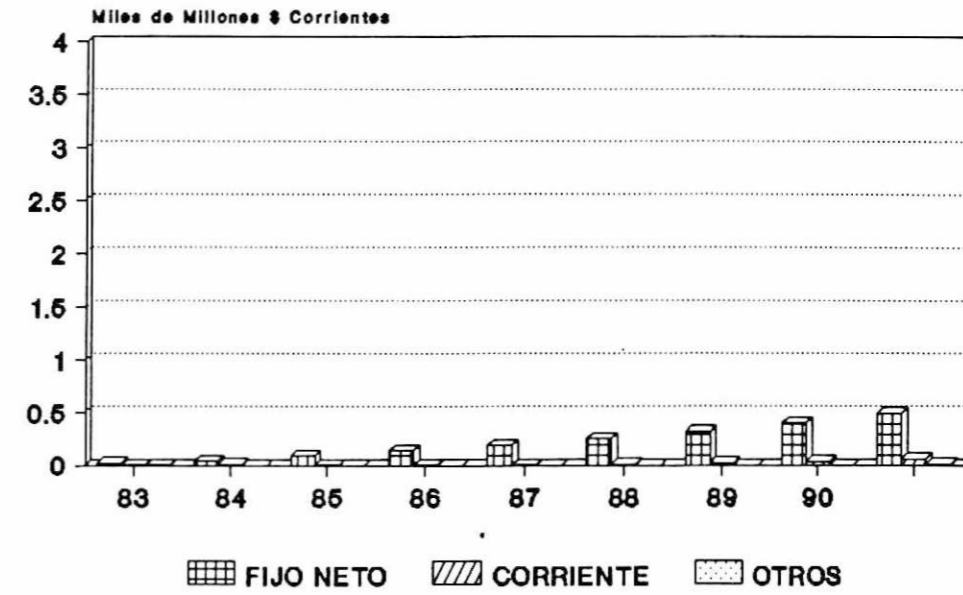
CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA

ORIGEN Y APLICACION DE FDS-APLICACIONES

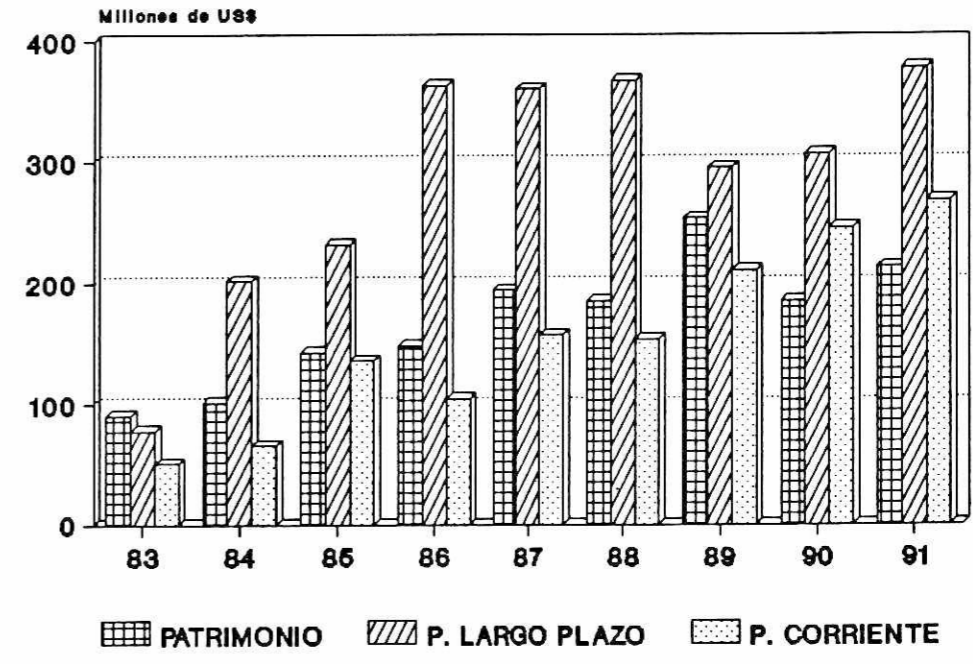
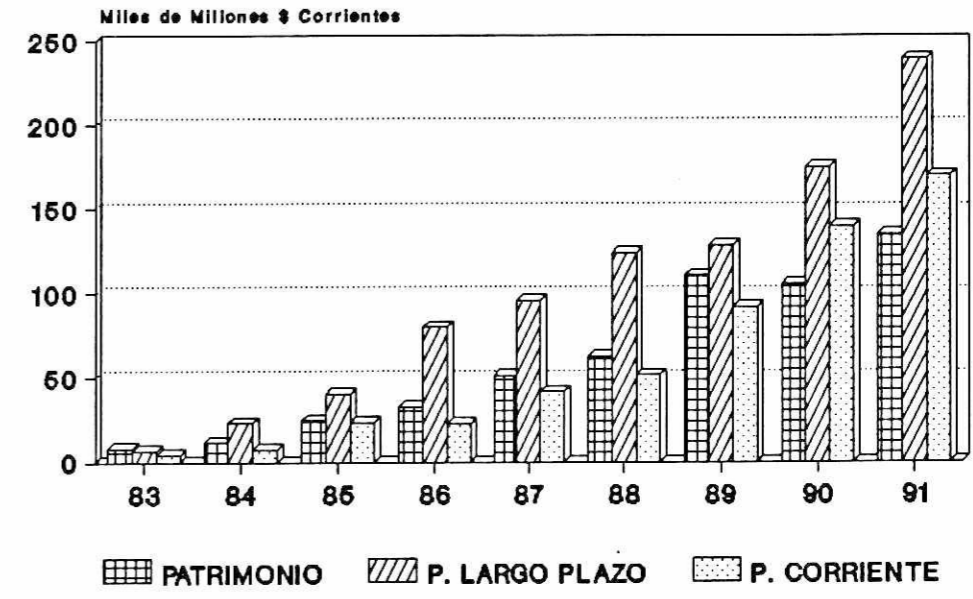
Grafica No. 3



CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA
BALANCE 1983 - 1990 (ACTIVO)
 Grafica No. 4



CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA
BALANCE 1983-1991 (PATRIMONIO Y PASIVO)
 Grafica No. 5



4.1. ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO S.A.

Aspectos Generales

La electrificadora del Atlántico es una empresa generadora y distribuidora, que ha venido disminuyendo su porción de generación térmica del 44% en 1983 al 21% en 1991, sobre la energía disponible, teniendo que aumentar su ritmo de compras de energía a Corelca. Para 1991 atendía 23 municipios, con una cobertura del servicio del 75.4%, teniendo un mercado concentrado en el área de Barranquilla, que no ha sido aprovechado en todo su potencial. En ese mismo año se encontraban en servicio 2 plantas a gas (La Unión y Riomar) y 1 planta a vapor (El Rio) con una capacidad instalada nominal de 130 MW.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores han crecido en un 5.6% anual en el período analizado. Para 1991 el número de suscriptores ascendió a cerca de 258000. El consumo de energía presenta un crecimiento promedio del 3.2% anual durante los nueve años, alcanzando en 1991, 1679 GWH.

Los consumos promedio por suscriptor han disminuido de 8 MWH en 1983 a 7 MWH en 1991, en razón al mayor ritmo de crecimiento de los suscriptores residenciales y la menor dinámica del crecimiento de la demanda.

Estructura para 1991

SECTOR	SUSCRIPTORES (%)	CONSUMO (%)
Residencial	93.96	43.14
Comercial	5.09	14.59
Industrial	0.45	27.30
Oficial	0.39	10.96
A.Público	0.02	3.67
Resto	0.09	0.34
Total	100.00	100.00

Se refleja en esta estructura como los sectores industrial y comercial, concentrando menos del 6% de los suscriptores responden por cerca del 42% de los consumos y el 53% de los ingresos, siendo ésta una estructura de mercado favorable para la empresa. De otro lado, el sector residencial con el 43% del consumo y cerca del 94% de los suscriptores, presenta una alta concentración en los

estratos II y III, con cerca del 50% del consumo, deteriorando de esta manera la estructura de los ingresos. Lo que si parece ser determinante en la delicada situación financiera de la Electrificadora, es el peso del sector oficial al responder por cerca del 11% del consumo, con apenas el 0.4% de los suscriptores y el 12% de la facturación, sector este que presenta los mayores niveles de atraso en su cartera, sin posibilidades de aumentar el recaudo.

Oferta y Demanda de energía 1983 - 1991

UNIDADES FISICAS	1983		1991	
	GWH	%	GWH	%
ENERGIA DISPONIBLE	1793.9	100.0	2169.7	100.0
Compras de Energía	1106.0	61.7	1715.1	79.1
Energía Generada	687.9	38.3	454.6	20.9
DISPONIBLE	1794.3	100.0	2169.3	100.0
Energía Vendida	1306.0	72.8	1679.0	77.4
Pérdidas	488.3	27.2	490.3	22.6

Si bien el nivel de pérdidas sobre energía disponible se mantiene alto, 22.6%, ha venido disminuyendo desde 1983, año en que se encontraba en el 27.2%.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/Kwh)	(% CIPLP)
Tarifa equivalente de compra	19.90	82.0
Tarifa Promedio de Venta	30.17	80.6

Se aprecia claramente como existe un desbalance negativo entre el % del CIPLP de la tarifa de compra y venta; En efecto, medido en US\$, mientras la tarifa equivalente de compra disminuyó en un 5.1% a lo largo del período, la de venta lo hizo en 11.5%, presentándose un rezago que afecta el ingreso neto de explotación de la empresa. De esta forma el margen de intermediación bajó del 62.6% al 51.5% en los 9 años.

Resultados Financieros 1983 - 1991

En el nivel de pérdidas creciente que viene presentando la empresa, el cual a Dic./91 acumuló \$26 Mil Millones, adicional a los problemas tarifarios atrás comentados, inciden los gastos por

facturación y cobranzas y los gastos generales y de administración, así como los altos gastos financieros de corto plazo, especialmente durante los años 1988 y 1989. Esta situación se aprecia de manera clara en el ingreso neto de explotación que arrojó valores negativos o sumamente bajos en todo el período. Es de resaltar el rubro de otros egresos que presenta cifras de \$6 Mil y \$10 Mil millones para 1990 y 1991 respectivamente, y que corresponde al cobro de intereses moratorios sobre las deudas con Corelca que se iniciaron en el primer año (1990). Paralelo a lo anterior, la electrificadora debe cobrar intereses por su cartera en mora pero incorporó esto a partir de 1992, dándose una pérdida acumulada para estos dos años por una suma superior a los \$17 Mil Millones.

Las pérdidas acumuladas de la empresa han venido deteriorando el patrimonio. Si bien este ha venido mostrando un crecimiento sostenido por efecto de la reserva por revaluación de los activos, las pérdidas acumuladas han neutralizado este crecimiento.

El nivel de Endeudamiento creció en los 3 primeros años del período del 45% al 65%, manteniéndose para el resto del período en ese nivel con algunos altibajos. En esa estructura de endeudamiento ha pesado tanto el endeudamiento con Corelca como el nivel de los pasivos laborales. La parte de deuda de largo plazo no ha sido significativa para la empresa.

Cobertura de Servicio de Deuda: El nivel de cobertura para 1990 y 1991 es adverso, toda vez que la empresa presenta fuentes internas negativas para los dos últimos años. Para 1983 la cobertura del servicio se encontraba en un nivel cercano a 8 veces, deteriorándose a partir de 1984, en razón a un ingreso de explotación negativo que ha presentado la empresa durante varios años, disminuyendo las fuentes internas y el servicio de deuda creciente para el período.

RESULTADOS DE GESTION

Durante el período analizado creció el número de suscriptores atendidos en un 5.8% promedio anual.

La productividad por trabajador presentó una evolución favorable solo en los dos primeros años (1983-1984), para después estancarse, manteniendo un nivel de 1000-1100 MWH/Trabajador para el resto del período.

Si bien el período promedio de cobro al usuario final se ha mantenido en cerca de 130 días a lo largo del tiempo, el período promedio de pago de energía ha aumentado 3 veces, alcanzando 355 días, habiéndose deteriorado esta situación en los últimos tres años, lo que va en perjuicio de Corelca como vendedor en bloque.

Como resultado de la situación descrita, los márgenes operativos de

la empresa presentaron valores negativos, siendo especialmente críticos entre 1988 y 1990.

La relación de gastos AOM sobre ingresos ha disminuido en el período del 37% en 1983 al 28% en 1991. Por el contrario, la relación de compras y combustibles sobre los ingresos presentó un aumento durante el período del 59.3% en 1983 al 72.4% en 1991, reflejando la alta dependencia de las compras en los ingresos de la empresa.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	72.5	70.0	62.4	61.9	66.8	72.0	72.5	72.2	82.5
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	73.9	76.8	69.5	65.4	72.0	73.8	76.9	79.1	86.3
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.6	0.3	0.4	1.7	1.5	12.7	17.2	3.7	3.3
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	3.0	-1.3	-3.0	-0.8	-4.6	-9.4	-10.6	-16.4	-14.4
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	10.9	5.5	2.1	3.3	6.8	6.0	15.4	-7.0	-4.5
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	2.5	10.4	4.3	50.0	12.2	29.0	8.8	14.5	1.5
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	1.4	2.7	3.5	6.5	6.1	4.9	9.5	9.3	11.4
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	10.4	14.2	7.2	19.8	11.6	15.7	7.8	4.1	3.2
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	1.6	-1.0	-4.2	26.9	1.3	14.5	7.0	-5.8	-17.6
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	49.0	69.4	62.3	80.7	87.7	141.8	144.7	147.5	168.2
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	36.1	34.6	35.8	38.4	56.1	35.1	38.9	35.0	44.9
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	3.9	3.2	2.4	2.0	5.2	17.1	18.3	21.4	19.2
448	TOTAL PATRIMONIO	48.7	58.1	44.4	42.4	40.7	76.5	76.4	75.3	88.3
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	0.1	6.3	5.8	49.6	54.8	57.3	49.9	47.6	36.2
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	28.0	32.8	41.3	20.3	43.5	51.6	65.5	70.9	95.5
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.45	0.46	0.56	0.65	0.73	0.61	0.62	0.63	0.62
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	7.83	2.00	0.60	0.51	1.11	1.24	1.63	0.00	0.00
568	GEN.INTERNA NETA	8.42	2.41	-1.18	-2.83	0.65	1.04	5.23	-14.32	-15.43
504	CAPITAL TRABAJO NETO	10.9	5.7	-0.1	23.3	16.9	-9.0	-20.0	0.0	0.0
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	132	138	180	184	181	123	114	122	134
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	108	133	249	45	211	183	263	339	355
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

4.2 ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR S.A.

Aspectos Generales

La Electrificadora del Bolívar es una empresa generadora y distribuidora, que ha venido disminuyendo su porción de generación térmica del 37% en 1983 al 16% en 1991, sobre la energía disponible, siendo altamente dependiente de las compras de energía a Corelca. Para 1991 la empresa atendía 22 municipios, con un cubrimiento del 60% sobre la población del departamento, encontrándose en servicio dos plantas térmicas (Cospique, Vapor y Gas) con una capacidad nominal de 47.3 MW, plantas estas muy antiguas y con un alto consumo de combustible.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica

Los suscriptores han crecido en un 5.7% anual en el período analizado. Para 1991 el número de suscriptores ascendió a cerca de 137 Mil. El consumo de energía presenta un crecimiento del 5.4% anual durante los nueve años, alcanzando para 1991, 1054 GWH.

Los consumos promedio por suscriptor se han mantenido constantes en 8 MWH, en razón al crecimiento uniforme de los suscriptores y la demanda.

Estructura para 1991

SECTOR	SUSCRIPTORES (%)	CONSUMO (%)
Residencial	94.11	32.38
Comercial	4.75	8.73
Industrial	0.28	41.50
Oficial	0.66	12.99
A.Público	0.00	3.71
Resto	0.20	0.69
Total	100.00	100.00

Se refleja en esta estructura como el sector industrial, representando menos del 0.3% de los suscriptores responde por el 41% de los consumos y cerca del 48% de los ingresos, con lo cual la empresa arrojó resultados favorables en el pasado, al tener un mercado concentrado; Sin embargo, vienen dos aspectos que desbalancean esta situación: de una parte, el mercado residencial con cerca de la tercera parte de los consumos, presenta niveles

tarifarios muy por debajo del CIPLP y usuarios concentrados en los estratos bajos (I, II, III) con consumos entre 50-400 KWh/mes; de otro lado, el sector oficial con el 13% del consumo, presenta atrasos significativos en los pagos, toda vez que allí se concentra cerca del 50% de la cartera por recaudar, deteriorando las finanzas de la empresa.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983 - 1991

UNIDADES FISICAS	1983		1991	
	GWH	%	GWH	%
ENERGIA DISPONIBLE	809.5	100.0	1210.8	100.0
Compras de Energía	508.1	62.8	1022.1	84.4
Energía Generada	301.4	37.2	188.7	15.6
DISPONIBLE	809.5	100.0	1210.7	100.0
Energía Vendida	694.0	85.7	1054.0	87.1
Pérdidas	115.5	14.3	156.7	12.9

Se aprecia claramente como aumentó la proporción de las compras de energía por el crecimiento de la demanda, sin que creciera la generación propia; El nivel de pérdidas mantuvo el bajo nivel observado en 1983, disminuyendo en cerca de dos puntos.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/Kwh)	(% CIPLP)
Tarifa equivalente de compra	19.94	82.2
Tarifa Promedio de Venta	30.09	92.2

Al inicio del período la diferencia tarifaria incidió para que se dieran ingresos netos negativos, situación que se ha corregido en los últimos años. En efecto, mientras la tarifa equivalente de compra creció el 0.9%, la de venta aumentó en un 2.9% en el mismo período, medido en términos de US\$.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983 - 1991

En el nivel de pérdidas creciente que presentó la empresa, incidieron los gastos por facturación y cobranzas a partir de 1988 y los gastos generales y de administración, así como los altos gastos financieros de corto plazo, especialmente entre los años 1988 y 1990. Desde 1988 viene presentando un ingreso neto de

explotación positivo, pero que asociado a otros egresos (intereses por deudas a Corelca), no han permitido revertir la situación financiera de la empresa. En efecto, para el período 1990-1991 los intereses de mora de Corelca alcanzaron una suma superior a los \$3500 Millones que agravaron la situación financiera de la empresa.

Las cuentas por cobrar al usuario final son el rubro que más ha crecido (16 veces en el período), deteriorando la calidad de activos de la empresa.

Por otro lado, las pérdidas acumuladas que presenta la empresa han venido deteriorando el patrimonio. En el pasivo de largo plazo, la financiación de Corelca a la electrificadora presenta un peso importante desde 1986, a pesar de lo cual en el pasivo corriente las cuentas por pagar a Corelca, presentan un aumento sostenido desde 1986.

En su estructura de endeudamiento, 50%, ha pesado tanto el endeudamiento con Corelca como el nivel de los pasivos laborales. La parte de deuda de largo plazo no ha sido significativa para la empresa; solo para 1991 se presenta un aumento de \$1900 Millones.

El nivel de cobertura para 1991 fue de 1.2, nivel éste que a lo largo del período ha presentado fluctuaciones, por efecto de altibajos en las fuentes internas con un servicio de deuda estable.

RESULTADOS DE GESTION

Se presentó un crecimiento en el número de suscriptores atendidos por trabajador, incremento sostenido, a lo largo del período. En efecto, durante el período analizado creció el número de suscriptores atendidos por trabajador en un 4.21% promedio anual alcanzando 153 para 1991.

La productividad por trabajador presenta una evolución favorable a lo largo de todo el período, todo vez que presenta un crecimiento del 3.8% anual, alcanzando un nivel de 1180 MWH/Trabajador para 1991.

Mientras que el período promedio de cobro al usuario final aumentó de 76 a 100 días a lo largo del tiempo, el período promedio de pago de energía disminuyó de 449 a 157 días, teniendo la empresa que financiar buena parte de la energía comprada, con los resultados financieros que se comentaron antes.

Los márgenes operativos de la empresa presentan valores negativos, a lo largo del período.

La relación de gastos AOM sobre ingresos ha disminuido en el período del 44% en 1983 al 31% en 1991. Por el contrario, la relación de compras y combustibles sobre los ingresos ha presentado

un aumento durante el período del 57.6% en 1983 al 68.1% en 1991, reflejando la dependencia de las compras en los ingresos de la empresa.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	33.0	31.4	28.6	29.3	33.3	38.7	41.1	43.7	51.7
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	34.5	36.6	32.5	31.1	34.4	38.3	39.6	44.3	52.6
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	1.4	0.7	0.5	0.6	0.6	5.9	2.9	2.4	1.0
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-1.0	-3.5	-2.8	-1.1	-3.5	-4.4	-0.6	-4.1	-1.9
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	2.5	0.9	1.5	2.7	0.0	3.0	3.6	-1.4	1.5
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	3.2	1.7	2.4	20.5	4.7	4.9	3.5	2.5	3.3
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	1.5	3.0	2.1	1.3	1.2	1.4	0.7	1.0	1.0
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	8.0	4.4	1.5	4.9	3.7	5.8	2.4	2.5	7.5
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-3.9	-4.8	0.4	17.0	-0.2	0.7	4.0	-2.4	-3.6
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	48.0	40.9	31.3	35.2	34.0	44.5	47.9	49.7	63.5
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	14.5	11.9	10.3	13.7	17.0	15.2	15.0	16.0	17.3
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	0.9	0.7	1.2	1.1	0.9	0.5	0.5	0.7	0.6
448	TOTAL PATRIMONIO	32.5	27.4	20.8	25.7	22.0	28.0	32.6	33.4	39.8
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	4.3	1.1	1.6	16.8	17.3	16.4	14.9	12.6	15.6
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	22.4	22.4	17.2	4.3	9.6	12.5	12.3	16.7	21.5
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.49	0.49	0.51	0.49	0.58	0.54	0.49	0.50	0.51
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	1.63	0.31	0.75	2.08	0.02	2.12	5.29	0.00	1.19
568	GEN.INTERNA NETA	0.86	-1.85	-0.43	1.25	-1.11	1.39	2.55	-2.10	0.55
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-5.2	-8.5	-6.1	10.1	8.0	3.2	3.0	-0.1	-0.9
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	76	89	102	101	112	122	116	112	100
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	449	432	421	20	122	151	157	143	157
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

4.3 ELECTRIFICADORA DEL CESAR S.A.

Aspectos Generales

La Electrificadora del Cesar es una empresa netamente distribuidora, con unas compras que han crecido en el periodo el 11% anual y sin generación propia para 1991: En 1983 la energía hidráulica generada representaba apenas el 8% de la energía disponible, porcentaje este que fue disminuyendo a un nivel tal que en 1991 la totalidad de las plantas se encontraban fuera de servicio. La Electrificadora atiende en la actualidad 28 municipios del departamento, con un cubrimiento del servicio de solo el 60 % y un mercado disperso teniendo en cuenta el área de jurisdicción de la empresa y las características de las cabeceras atendidas.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores han crecido en un 8.9% anual en el período analizado, ampliando la cobertura del servicio a usuarios residenciales principalmente. Para 1991 el número de suscriptores ascendió a cerca de 76 Mil.

El consumo de energía presenta un crecimiento del 9.3% anual durante los ocho años, alcanzando para 1991, 222 GWH.

Los consumos promedio por suscriptor se han mantenido constantes en 3 MWH, indicando el tipo de crecimiento que ha experimentado la empresa que, como se anoto atrás, ha sido fundamentalmente de usuarios residenciales, con consumos poco significativos.

Estructura para 1991

SECTOR	SUSCRIPTORES (%)	CONSUMO (%)
Residencial	92.35	56.26
Comercial	5.81	12.17
Industrial	0.84	18.23
Oficial	1.00	9.99
A.Público	0.00	3.34
Resto	0.00	0.00
Total	100.00	100.00

Se refleja en esta estructura como el sector residencial, con más del 92% de los suscriptores responde por el 56% de los consumos y apenas el 33% de las ventas, de los cuales el 40% se concentran en los estratos bajos (II, III Y IV) en rangos de consumo entre 0-200

kwh/mes para el estrato II y entre 200-400 kwh/mes para los estratos III y IV. Llama la atención el hecho de ser la empresa que registra el mayor nivel de usuarios residenciales sin clasificar (46.8% del mercado residencial con el 40% de las ventas de este sector), con los efectos que esto genera sobre los ingresos, al presentar niveles tarifarios por debajo del CIPLP, con altos subsidios.

El mercado industrial con menos del 1% de los suscriptores, más del 18% de los consumos y el 26% de las ventas de la empresa, no alcanza a compensar los subsidios a los otros sectores. El mercado comercial con casi el 6% de suscriptores tiene el 12% del consumo, representado este sector el 20% de los ingresos de la electrificadora.

De otro lado, el sector oficial con menos del 10% del consumo, el 1% de los suscriptores y el 12% de las ventas, le agrega dificultades a la empresas por los atrasos que presenta en los pagos, deteriorando las finanzas de la empresa.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983 - 1991

Unidades Físicas	1983		1991	
	Gwh	%	Gwh	%
ENERGIA DISPONIBLE	145.2	100.0	307.7	100.0
Compras de Energía	133.6	92.0	308.4	100.0
Energía Generada	11.6	8.0	0.0	0.0
DISPONIBLE	145.2	100.0	307.2	100.0
Energía Vendida	109.0	75.1	222.0	72.1
Pérdidas	36.2	24.9	85.3	27.7

Mientras las compras aumentaron el 11% anual, las unidades vendidas crecieron el 9.3% y las pérdidas lo hicieron al 11.4% anual, dándose un aumento del nivel de pérdidas en cerca de 3 puntos. La empresa no tiene en la actualidad generación propia, sus ingresos dependen exclusivamente de la intermediación de energía.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991
	(% CIPLP)
Tarifa equivalente de compra	16.57
Tarifa Promedio de Venta	28.30
	68.3
	75.8

Los precios unitarios dan cuenta del tipo de empresa al presentarse una disminución en la tarifa de compra en el período del 7.8% contra 14.6% en la tarifa de venta durante el mismo período, medida

en US\$, con lo cual se presentó un margen de operación negativo: El margen de compraventa disminuyó del 45.8% en 1983 al 41.4% en 1991, contribuyendo a desmejorar las finanzas de la empresa.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983 - 1991

El nivel de pérdidas que viene presentando la empresa, se origina en unos gastos generales y de administración altos, gastos financieros de corto plazo considerables, especialmente entre los años 1988 y 1990, y aumento en los niveles de pérdidas. Para los años 1990 y 1991 se incluyeron en el estado de resultados intereses de mora por concepto de las deudas de energía con Corelca.

Las cuentas por cobrar al usuario final, que corresponden básicamente a deudas de entidades oficiales, es el rubro que más ha crecido (cerca de 14 veces en los 8 años), deteriorando los activos de la empresa, a la vez que evidencia la ausencia de una gestión en la recuperación de la cartera por parte de la empresa.

Las pérdidas acumuladas que presenta la empresa han venido erosionando el patrimonio. En los pasivos la financiación de Corelca a la electrificadora presenta un peso importante desde 1986. La parte de deuda de largo plazo, diferente a la que tiene la entidad con Corelca, no ha sido significativa para la empresa.

El nivel de endeudamiento es del orden del 50%. En esa estructura de endeudamiento ha pesado tanto el endeudamiento con Corelca como el nivel de los pasivos laborales. La cobertura del servicio de deuda ha sido nula durante todo el tiempo, dado que su generación interna neta es negativa.

RESULTADOS DE GESTION

Se presentó un crecimiento en el número de suscriptores atendidos por trabajador. Durante el período analizado creció el número de suscriptores atendidos en un 21.7%, alcanzando 247 para 1991.

La productividad por trabajador creció el 2.9% anual a lo largo de todo el período, alcanzando un nivel de 727 MWH/Trabajador para 1991.

Tanto el período promedio de cobro al usuario final como el período promedio de pago de energía se mantuvo en niveles cercanos a los 180 y 250 días respectivamente, habiéndose presentado una disminución en 1986 por efecto de las refinanciaciones de las deudas de energía comprada a Corelca. Esta situación de baja rotación de su cartera, se ha traducido en una alta iliquidez de la empresa.

Los márgenes operativos de la empresa presentan valores negativos en todo el período, con algunos altibajos que dependen de los

niveles tarifarios.

La relación de gastos AOM sobre ingresos ha disminuido en el período del 36.% en 1983 al 28.5% en 1991; sin embargo, esto no ha permitido que la empresa mejore su gestión administrativa al incrementarse los egresos ajenos a la explotación. Por el contrario, la relación de compras y combustibles sobre los ingresos ha presentado un aumento durante el período del 67.6% en 1983 al 72.6% en 1991, reflejando la dependencia de las compras en los ingresos de la empresa.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DEL CESAR

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	5.9	5.3	5.2	5.6	6.8	7.0	7.8	9.1	10.3
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	7.5	7.4	7.1	6.8	7.7	8.7	9.3	10.4	12.3
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.9	1.0	0.6	-0.4
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-0.8	-1.2	-0.9	-0.4	-0.6	-1.7	-1.5	-1.2	-1.5
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	-0.2	-0.4	0.1	-0.2	-0.3	0.0	0.3	-0.3	-0.9
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	0.3	0.3	1.1	4.8	1.1	1.5	1.2	0.7	0.0
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	0.5	0.7	1.5	1.6	2.0	0.5	1.0	0.9	1.5
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-0.4	-0.9	-0.4	3.0	-1.3	0.6	0.5	-0.5	-2.5
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	6.3	5.9	5.0	6.8	7.2	19.8	19.2	19.7	23.3
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	3.7	3.6	2.5	2.8	3.9	4.0	4.6	5.3	5.9
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
448	TOTAL PATRIMONIO	6.0	4.2	2.0	3.7	2.6	15.2	14.2	14.7	16.2
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	0.0	0.0	0.0	3.2	3.1	2.9	2.7	2.4	2.1
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	3.9	4.7	4.5	2.3	4.8	5.1	5.9	6.8	9.7
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.42	0.58	0.74	0.62	0.77	0.36	0.41	0.41	0.45
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.00	0.00	2.50	0.00	0.00	0.00	8.83	0.00	0.00
568	GEN.INTERNA NETA	-0.18	-0.40	0.03	-0.21	-0.36	-0.30	0.22	-0.26	-0.92
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-0.2	-1.2	-1.9	0.6	-0.9	-1.1	-1.3	-1.5	-2.7
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	184	203	154	167	193	196	205	182	187
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	252	324	338	26	139	180	222	235	256
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

4.4. ELECTRIFICADORA DE CORDOBA S.A

Aspectos Generales

La Electrificadora de Córdoba es una empresa distribuidora, con unas compras que han crecido en el período el 17.9% anual y generadora, que en 1991 alcanzó a producir el 19.4% de la energía disponible, habiendo disminuido su generación a lo largo del período, toda vez que en 1983 representaba el 62.5% de la energía disponible, originándose esta generación para 1991 en las 4 plantas de Chinú a base de turbogas, con una capacidad nominal cercana a los 48 MW, con una capacidad efectiva de apenas el 23%. La Electrificadora atiende en la actualidad 26 municipios del departamento, con un cubrimiento del servicio de solo el 60 % y un mercado disperso teniendo en cuenta el área de jurisdicción de la empresa y las características de las cabeceras atendidas.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores han crecido en un 6.7% anual en el período analizado, ampliando la cobertura del servicio a usuarios residenciales principalmente. Para 1991 el número de suscriptores superó los 103 Mil.

El consumo de energía presenta un crecimiento del 7.1% anual durante los ocho años, alcanzando para 1991 320 GWH.

Los consumos promedio por suscriptor se han mantenido constantes en 3 MWH, indicando la correspondencia que ha existido en el crecimiento de la demanda y los suscriptores.

Estructura para 1991

SECTOR	SUSCRIPTORES (%)	CONSUMO (%)
Residencial	92.89	58.77
Comercial	5.83	9.70
Industrial	0.30	9.29
Oficial	0.96	12.86
A.Público	0.02	6.41
Resto	0.00	2.97
Total	100.00	100.00

Se refleja en esta estructura como el sector residencial, con cerca del 93% de los suscriptores responde por el 59% de los consumos, y cerca del 49% de las ingresos; De estos suscriptores, más del 83% se concentran en los estratos bajos (I,II y III) en rangos de consumo entre 50-200 kwh/mes para el estrato I, entre 50-400 kw/h

mes para el estratos II y entre 200-400 kwh/mes para el estrato III.

De otro lado, el sector oficial con menos del 13% del consumo, el 1% de los suscriptores y el 16.1% de las ventas, es un sector que le agrega dificultades a la empresa por los atrasos que presenta en sus pagos.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983 - 1991

Unidades Fisicas	1983		1991	
	Gwh	%	Gwh	%
ENERGIA DISPONIBLE	241.9	100.0	419.6	100.0
Compras de Energía	90.8	37.5	338.6	80.7
Energía Generada	151.1	62.5	81.0	19.3
DISPONIBLE	241.9	100.0	419.9	100.0
Energía Vendida	185.0	76.5	320.0	76.3
Pérdidas	56.9	23.5	99.9	23.8

Mientras las compras crecieron el 17.9% anual, las unidades vendidas se incrementaron el 7.1% y las perdidas aumentaron al 7.3% anual, manteniéndose el nivel de perdidas en el mismo nivel con respecto a la energía disponible. De este modo la empresa ha venido disminuyendo su nivel de generación propia, hasta presentar una situación durante 1991, en donde sus ingresos dependen en más de un 80% de las compras de energía.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/Kwh)	(% CIPLP)
Tarifa equivalente de compra	17.19	70.9
Tarifa Promedio de Venta	28.07	72.8

Los precios unitarios que se presentan son ilustrativos del tipo de empresa y los problemas que afronta esta electrificadora, al presentar una disminución en la tarifa de compra durante el período del 4.8% contra 12.1% en la tarifa de venta durante el mismo período, medido en US\$, con lo cual resulta un margen de operación negativo: El margen de compraventa disminuyó del 43% en 1983 al 39% en 1991, presentando un ingreso neto de explotación negativo durante todo el período.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983 - 1991

El ingreso de explotación neto negativo que presenta la empresa, se origina en unos gastos generales y de administración altos, así como los altos gastos de facturación y cobranzas, especialmente

entre los años 1988 y 1991. Para los años 1990 y 1991 se incluyeron en el estado de resultados intereses de mora por concepto de las deudas de energía con Corelca.

Las cuentas por cobrar al usuario final, corresponden a deudas de entidades oficiales en cerca de un 50%, es el rubro que más ha crecido, deteriorando los activos de la empresa, combinándose de esta forma la ausencia de una gestión en la recuperación de la cartera por parte de la empresa.

En los pasivos de largo plazo, la financiación de Corelca a la electrificadora presenta un peso importante desde 1986. Los pasivos laborales significan un elemento adicional de deterioro del pasivo de la empresa. Por efecto de las pérdidas acumuladas se presenta un deterioro del patrimonio.

El índice de cobertura de servicio de deuda es nulo ya que la empresa presenta fuentes internas negativas para los años 1984-1986 y 1990-1991. Para el resto de años con fuentes internas bajas y un servicio de deuda menor, presenta valores menores de 1, con excepción de 1988 con un nivel de 3.7 por efecto de depreciaciones y amortizaciones diferidas, y una disminución en el servicio de deuda.

RESULTADOS DE GESTION

Se presenta un crecimiento leve en el número de suscriptores atendidos por trabajador, toda vez que los trabajadores han aumentado en el período. Mientras los trabajadores aumentaron en 2.9% anual, el número de suscriptores lo hizo a una tasa del 3.7% anual.

La productividad por trabajador creció el 4.1% anual a lo largo de todo el período, alcanzando un nivel de 530 MWH/Trabajador para 1991.

Mientras el período promedio de cobro al usuario final pasó de 111 a 267, el período promedio de pago de energía aumentó de 368 a 455 días, con lo cual la empresa debe financiar los pagos por compras de energía, por el rezago existente. Esta situación de baja rotación de su cartera, se ha traducido en una alta iliquidez.

Los márgenes operativos de la empresa presentan valores negativos en todo el período, con algunos altibajos que dependen de los niveles tarifarios.

La relación de gastos AOM sobre ingresos ha disminuido en el período del 56% en 1983 al 35.2% en 1991; sin embargo, esto no ha permitido que la empresa mejore su gestión administrativa al incrementarse los egresos ajenos a la explotación. Por el contrario, la relación de compras y combustibles sobre los ingresos

ha presentado un aumento durante el período del 43.2% en 1983 al 62.6% en 1991, reflejando la dependencia que tienen las compras en los ingresos de la empresa.

EMPRESA CECOMEXICA NACIONAL S.A.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DE CORDOBA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	9.6	9.8	8.1	8.1	10.3	11.0	11.7	12.4	14.6
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	11.4	13.3	11.8	11.1	11.8	15.4	16.1	16.5	18.4
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	1.6	2.0	0.0	0.0
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-1.2	-2.8	-2.5	-1.6	-1.4	-4.1	-4.6	-4.9	-4.8
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	0.7	-0.9	-0.4	-0.4	0.2	1.0	0.8	-2.1	-1.9
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	0.9	0.6	0.8	7.5	2.3	1.5	0.9	0.8	0.2
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	1.0	0.8	0.6	0.5	1.1	0.3	0.8	0.0	0.4
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	1.4	1.1	0.8	1.5	1.0	0.5	0.7	0.4	0.6
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-0.8	-2.2	-1.0	5.2	0.4	1.8	0.1	-1.7	-2.7
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	22.7	20.9	16.4	16.2	16.7	42.6	39.8	38.3	41.7
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	5.4	5.2	4.8	5.0	6.4	7.8	8.8	10.2	11.3
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	0.6	0.6	0.6	0.5	0.8	0.3	0.2	0.3	0.3
448	TOTAL PATRIMONIO	18.7	15.2	10.8	10.7	11.3	36.0	31.5	29.3	30.6
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	1.8	1.4	1.1	5.8	5.7	4.9	4.4	4.0	3.7
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	6.8	8.4	7.9	3.5	5.1	8.4	11.4	13.8	17.0
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.35	0.43	0.51	0.51	0.52	0.29	0.35	0.40	0.43
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.69	0.00	0.00	0.00	0.18	3.65	0.90	0.00	0.00
568	GEN.INTERNA NETA	-0.27	-1.50	-0.89	-0.75	-0.81	0.67	-0.07	-1.90	-2.24
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-1.0	-2.9	-3.0	2.2	1.8	0.1	-2.0	-3.2	-3.2
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	111	123	144	161	168	238	254	291	267
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	368	352	436	37	167	265	374	463	455
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

4.5 ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA S.A.

Aspectos Generales

La Electrificadora de la Guajira es una empresa netamente distribuidora, con unas compras que han crecido en promedio durante el período un 6.1% anual . La Electrificadora atiende en la actualidad 10 municipios del departamento, con un cubrimiento del servicio del 78.7% y un mercado disperso teniendo en cuenta el área de jurisdicción de la empresa.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores han crecido en un 6% anual en el período analizado, ampliando la cobertura del servicio a usuarios residenciales principalmente. Para 1991 el número de suscriptores eran cerca de 44 Mil.

El consumo de energía presenta un crecimiento del 8.4% anual durante los ocho años, alcanzando para 1991, 159 GWH.

Los consumos promedio por suscriptor crecieron de 3 a 4 MWH, indicando el mayor crecimiento de la demanda frente al de los suscriptores.

Estructura para 1991

SECTOR	SUSCRIPTORES (%)	CONSUMO (%)
Residencial	91.47	65.66
Comercial	6.74	10.67
Industrial	0.64	9.29
Oficial	1.10	9.73
A.Público	0.02	4.46
Resto	0.03	0.19
Total	100.00	100.00

Se refleja en esta estructura como el sector residencial, con menos del 92% de los suscriptores responde por cerca de las 2/3 partes del consumo, y representa el 49.6% de los ingresos; De estos suscriptores, el 83% se concentra en los estratos II, III y IV. Con un porcentaje de ventas concentrado en este sector de usuarios, que es además disperso, predominantemente rural, se tiene un nivel bastante rezagado del CIPLP.

De otro lado, el sector oficial con menos del 10% del consumo, el 1.1% de los suscriptores y el 12.8% de la facturación es un sector

que le agrega dificultades a la empresa por los atrasos que presenta en sus pagos.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983 - 1991

Unidades Fisicas	1983		1991	
	Gwh	%	Gwh	%
ENERGIA DISPONIBLE	131.7	100.0	211.9	100.0
Compras de Energía	131.7	100.0	211.9	100.0
Energía Generada	0.0	0.0	0.0	0.0
DISPONIBLE	131.4	100.0	211.6	100.0
Energía Vendida	83.0	63.0	159.0	75.0
Pérdidas	48.4	37.0	52.6	25.0

Mientras las compras crecieron el 6.1% anual, las unidades vendidas se incrementaron el 8.4%. En el período considerado el nivel de perdidas se redujo en 12 puntos con respecto a la energía disponible. La empresa depende en su totalidad de la intermediación de energía.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/Kwh)	(% CIPLP)
Tarifa equivalente de compra	14.67	60.5
Tarifa Promedio de Venta	27.65	70.8

Los precios unitarios que se presentan son ilustrativos del tipo de empresa y los problemas que afronta esta electrificadora, al presentar una disminución en la tarifa de compra durante el período del 4.8% contra 20.1% en la tarifa de venta durante el mismo período, medido en US\$, con lo cual resulta un margen de operación negativo. El margen de compraventa disminuyó del 55% en 1983 al 47% en 1991, afectando las finanzas de la empresa, presentando un ingreso neto de explotación negativo durante todo el período.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983 - 1991

El ingreso de explotación neto negativo que presenta la empresa, se origina en unos gastos generales y de administración altos, así como los altos gastos de facturación y cobranzas, a partir de 1988. Para los años 1990 y 1991 se incluyeron en el estado de resultados intereses de mora por concepto de las deudas de energía con Corelca

(otros egresos ajenos a la explotación).

Dentro del activo corriente, las cuentas por cobrar al usuario final, que corresponde a deudas de entidades oficiales en su mayoría, es el rubro que más ha crecido, deteriorando los activos de la empresa, presentándose de esta forma la baja rotación de la cartera.

En los pasivos de largo plazo, la financiación de Corelca a la electrificadora presentó un peso importante desde 1986; Los pasivos laborales de la empresa, asociados a una prestaciones pactadas altas, representan un elemento adicional de deterioro del pasivo de la empresa. Las pérdidas acumuladas de la empresa han venido deteriorando el patrimonio de la entidad, a tal punto que para 1987 presentó patrimonio negativo.

Desde 1986 la empresa ha presentado niveles de endeudamiento superiores a 0.8 por la disminución permanente del patrimonio y el nivel de los pasivos a largo plazo. En esa estructura de endeudamiento ha pesado tanto el endeudamiento con Corelca como el nivel de los pasivos laborales.

La empresa presentó durante todos los años, con excepción de 1989, fuentes internas negativas lo que indica que este indicador fue nulo.

RESULTADOS DE GESTION

Se presentó un crecimiento leve en el número de suscriptores atendidos por trabajador, toda vez que los trabajadores han aumentado en el período. En efecto, durante el período analizado creció el número de suscriptores atendidos por trabajador en un 5.7%, alcanzando 149 para 1991, mientras que los trabajadores aumentaron el 50.8% en los 8 años. Los trabajadores aumentaron en 5.3% anual y el número de suscriptores lo hizo a una tasa del 6% anual.

La productividad por trabajador creció el 3% anual a lo largo de todo el período, alcanzando un nivel de 542 MWH/Trabajador para 1991.

El período promedio de cobro al usuario final disminuyó de 401 a 263 días. Y así mismo el promedio de pago de energía pasó de 697 a 432 días, subsistiendo en ambos casos un gran rezago. Esta situación de baja rotación de su cartera, se ha traducido en una alta iliquidez de la empresa.

Los márgenes operativos de la empresa presentaron valores negativos en todo el período, con algunos altibajos que dependen de los niveles tarifarios.

La relación de gastos AOM sobre ingresos ha disminuido en el

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	4.7	4.0	3.6	3.7	4.3	4.9	5.6	6.0	7.2
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	6.2	6.0	5.6	5.6	5.8	7.5	7.7	7.9	9.1
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	1.9	2.0	0.1	-0.1
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-1.2	-1.9	-2.0	-1.9	-2.8	-4.9	-2.0	-2.9	-2.8
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	-0.8	-1.4	-1.4	-1.5	-2.3	-1.8	2.3	-1.4	-1.5
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	2.9	0.1	0.9	6.8	1.1	1.8	0.1	2.5	0.2
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.3	0.0	0.0	0.0	0.2	0.8	0.5	0.0	0.0
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	2.8	0.5	0.3	0.9	0.3	0.2	0.4	1.4	0.8
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-1.1	-1.8	-0.8	4.4	-1.7	-1.0	1.5	-0.2	-2.1
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	8.1	7.2	5.7	6.4	6.0	12.4	11.4	11.9	13.3
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	5.8	4.6	3.6	3.1	3.0	2.5	4.5	4.9	5.8
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.1	0.1
448	TOTAL PATRIMONIO	6.6	4.2	2.7	1.4	-0.9	2.0	2.1	3.4	3.0
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	0.0	0.0	0.0	6.0	5.9	5.5	5.1	4.6	4.3
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	7.1	7.2	6.1	1.6	3.6	5.3	6.8	7.4	10.1
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.52	0.64	0.71	0.85	1.10	0.87	0.87	0.80	0.84
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.45	0.00	0.00
568	GEN.INTERNA NETA	-0.98	-1.26	-1.17	-1.36	-2.29	-2.34	1.59	-1.22	-1.47
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-1.3	-2.6	-2.5	1.5	-0.6	-2.8	-2.3	-2.4	-2.5
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	401	437	396	329	265	179	260	258	263
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	697	907	891	85	290	423	489	495	432
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

período del 51% en 1983 al 37.7% en 1991. Por el contrario, la relación de compras sobre los ingresos presentó un leve aumento durante el período al pasar del 68.1% en 1983 al 62.4% en 1991, reflejando la dependencia que tienen las compras en los ingresos de la empresa.

4.6 ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA S.A.

Aspectos Generales

La Electrificadora del Magdalena es una empresa netamente distribuidora, con unas compras que han crecido en el período el 5.5% anual y una porción pequeña de energía generada que incluso ha venido disminuyendo durante el período analizado: Para 1991 la energía hidráulica generada representaba apenas el 0.8% de la energía disponible, siendo altamente dependiente de las compras a Corelca. La Electrificadora atiende en la actualidad 21 municipios del departamento, con un cubrimiento del servicio del 72.3%, y un mercado disperso teniendo en cuenta el tamaño del departamento y las características de las cabeceras atendidas.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores han crecido en un 6.7% anual en el período analizado, ampliando la cobertura del servicio a los usuarios residenciales principalmente. Para 1991 el número de suscriptores ascendió a más de 101 Mil.

El consumo de energía presenta un crecimiento del 7.8% anual durante los ocho años, alcanzando para 1991, 407 GWH.

Los consumos promedio por suscriptor se han mantenido constantes en 4 MWH, indicando un crecimiento similar de los suscriptores y el consumo, que como se anotó atrás, han sido fundamentalmente residenciales.

Estructura para 1991

SECTOR	SUSCRIPTORES (%)	CONSUMO (%)
Residencial	93.27	55.66
Comercial	5.13	11.29
Industrial	0.72	14.99
Oficial	0.87	10.04
A. Público	0.01	6.32
Resto	0.00	1.70
Total	100.00	100.00

Se refleja en esta estructura como el sector residencial, con más del 93% de los suscriptores responde por más de la mitad de los consumos (56%) y el 35% de la facturación, de los cuales 2/3 partes se concentran en los estratos bajos (I,II Y III) en rangos de consumo entre 0-200 kwh/mes para los 2 primeros estratos y entre 200-400 kwh/mes para el estrato III. Por el carácter de ciudad turística que tiene Santa Marta, el 10% de los consumos residenciales se localizan en el estrato VI. Este mercado residencial, con cerca de la tercera parte de los consumos, presenta niveles tarifarios por debajo del CIPLP y usuarios concentrados en los estratos bajos (I,II,III), deteriorando los ingresos de la empresa.

El mercado industrial con el 0.7% de los suscriptores representa el 15% de los consumos y el 28% de las ventas. El mercado comercial con el 5% de suscriptores, el 11% del consumo y el 18% de las ventas, representa una porción importante del mercado, al incluir al sector hotelero en este segmento.

De otro lado, el sector oficial con el 10% del consumo, 0.9% de los suscriptores y el 13.6% de las ventas, le agrega dificultades a la empresa por los atrasos significativos en los pagos.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983 - 1991

Unidades Fisicas	1983		1991	
	Gwh	%	Gwh	%
ENERGIA DISPONIBLE	363.1	100.0	564.7	100.0
Compras de Energía	363.1	100.0	560.3	99.0
Energía Generada	0.0	0.0	4.3	1.0
DISPONIBLE	363.0	100.0	565.0	100.0
Energía Vendida	223.0	61.0	407.0	72.0
Pérdidas	140.0	39.0	158.0	28.0

Mientras las compras aumentaron el 5.6% anual, las unidades vendidas crecieron el 7.8% y las perdidas lo hicieron apenas al 1.5% anual, dándose una disminución del nivel de pérdidas de 11 puntos con respecto a la energía disponible. Sin embargo la empresa presenta altibajos en la generación propia que responde a la permanente salida de plantas y el estado de mantenimiento de las mismas.

precios unitarios (\$/Kwh)	1991 (\$/Kwh)	(% CIPLP)
Tarifa equivalente de compra	15.62	64.4
Tarifa Promedio de Venta	28.72	74.7

Los precios unitarios que se presentan dan cuenta del tipo de empresa al presentarse una disminución en la tarifa de compra en el período del 9.3% anual contra 14.1% en la tarifa de venta durante el mismo período, medido en US\$, con lo cual se presentó un margen de operación negativo. El margen de compraventa pasó del 48.6% en 1983 al 45.6% en 1991 deteriorando la operación de la empresa, al mantenerse el nivel tarifario por debajo del resto del sector.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983 - 1991

El nivel de pérdidas creciente que viene presentando la empresa, se origina en unos gastos generales y de administración altos, así como los altos gastos financieros de corto plazo, especialmente entre los años 1988 y 1990. Para los años 1990 y 1991 se incluyeron en el estado de resultados intereses de mora por concepto de las deudas de energía con Corelca por una suma cercana a los \$3300 Millones, deteriorando la operación de la entidad.

Las cuentas por cobrar al usuario final, que corresponden a deudas de entidades oficiales son los rubros que más han crecido, deteriorando los activos de la empresa.

Las pérdidas acumuladas que presenta la empresa han venido deteriorando el patrimonio. En los pasivos de largo plazo, la financiación de Corelca a la electrificadora presenta un peso importante desde 1986.

Para finales del período este indicador es del orden del 70%. En su estructura de endeudamiento ha pesado tanto el endeudamiento con Corelca como el nivel de los pasivos laborales.

En general, y al final del período especialmente, las fuentes internas presentaron valores negativos, con lo cual la cobertura del servicio de deuda ha sido nula.

RESULTADOS DE GESTION

Se presentó un crecimiento en el número de suscriptores atendidos por trabajador, siendo este incremento sostenido. Durante el período analizado creció el número de suscriptores atendidos en un 17%, alcanzando 196 para 1991.

La productividad por trabajador creció apenas el 2% anual a lo

largo de todo el período, alcanzando un nivel de 787 MWH/Trabajador para 1991.

Mientras que el período promedio de cobro al usuario final aumentó de 276 a 296 días a lo largo del tiempo, el período promedio de pago de energía disminuyó de 513 a 293 días, esto último por efecto de las refinanciaciones de las deudas de energía comprada a Corelca. Esta situación de baja rotación de su cartera, se ha traducido en una alta iliquidez de la empresa.

Los márgenes operativos de la empresa presentan valores negativos todo el período, exceptuando 1987 en el que se presentaron valores positivos por un aumento puntual de las tarifas y un incremento en el volumen de ventas.

La relación de gastos AOM sobre ingresos ha disminuido en el período del 36.1% en 1983 al 30.3% en 1991. Igualmente, La relación de compras y combustibles sobre los ingresos ha presentado un disminución durante el período del 84.9% en 1983 al 72.6% en 1991, reflejando la gran dependencia de las compras en los ingresos de la empresa.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	12.1	12.9	11.8	12.0	14.2	14.3	15.9	16.2	19.0
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	15.4	14.4	13.5	12.8	13.9	14.8	15.7	17.3	19.7
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.8	3.3	0.0	0.0
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-3.1	-1.0	-1.4	-0.6	-1.6	-3.0	-2.6	-2.8	-3.0
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	-2.7	-0.8	-1.0	0.1	-1.2	0.3	1.3	-1.7	-1.8
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	0.2	0.8	2.6	14.1	2.6	4.7	2.7	1.8	0.2
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.1	0.1	0.0	0.0
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	0.8	0.3	0.3	1.8	0.8	1.2	0.8	1.5	0.7
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-3.4	-0.4	1.3	12.2	0.4	3.7	3.1	-1.5	-2.3
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	4.3	4.1	3.4	5.2	5.4	20.2	19.8	21.2	24.4
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	9.7	12.2	10.8	10.3	12.2	11.7	12.4	11.9	15.9
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	2.2	1.8	1.5	1.8	1.5	0.2	0.2	0.1	0.1
448	TOTAL PATRIMONIO	0.8	0.5	1.3	2.2	1.4	12.0	11.2	11.9	12.9
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	0.3	0.1	0.2	11.7	11.3	11.6	10.8	8.8	8.1
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	15.0	16.7	13.3	2.0	5.1	7.7	9.6	11.1	17.5
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.95	0.97	0.92	0.87	0.93	0.62	0.65	0.64	0.68
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.00	0.00	0.00	0.53	0.00	2.66	12.00	0.00	0.00
568	GEN.INTERNA NETA	-2.49	-0.75	-0.89	-0.11	-1.35	0.16	1.01	-1.56	-1.77
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-5.2	-4.4	-2.2	8.5	7.3	4.0	2.8	0.8	1.1
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	276	318	330	309	305	292	297	278	296
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	513	618	669	17	138	212	263	247	293
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

4.7 ELECTRIFICADORA DE SUCRE S.A.

Aspectos Generales

La Electrificadora de Sucre es una empresa netamente distribuidora, con unas compras que han crecido en el período el 8.5% anual, una estructura de mercado débil, requiriendo el pago de subsidios por parte del gobierno, siendo altamente dependiente de las compras de energía a Corelca. La Electrificadora atiende en la actualidad 23 municipios del departamento, con un cubrimiento del servicio del 70%, y un mercado disperso teniendo en cuenta el tamaño de la región y la naturaleza de las cabeceras atendidas.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores han crecido en un 7.7% anual en el período analizado, ampliando la cobertura del servicio a los usuarios residenciales principalmente. Para 1991 el número de suscriptores ascendió a cerca de 72 Mil.

El consumo de energía presenta un crecimiento del 7.6% anual durante los ocho años, alcanzando para 1991, 238 GWH.

Los consumos promedio por suscriptor se han mantenido constantes en 3 MWH, indicando los crecimientos iguales de los suscriptores y el consumo, que en lo fundamental han sido residenciales.

Estructura para 1991

SECTOR	SUSCRIPTORES (%)	CONSUMO (%)
Residencial	94.84	48.95
Comercial	3.69	6.54
Industrial	0.30	26.95
Oficial	1.03	10.90
A.Público	0.03	6.62
Resto	0.11	0.04
Total	100.00	100.00

Se refleja en esta estructura como el sector residencial, con cerca del 95% de los suscriptores responde por casi la mitad de los consumos (48.95%) y cerca del 30% de los ingresos de la empresa, de los cuales el 38% se concentran en los estratos II Y III en rangos de consumo entre 50-200 kwh/mes para el 1er. estrato y entre 50-400 kwh/mes para el estrato III; Llama la atención el hecho que esta empresa junto con Córdoba presente el nivel de usuarios más alto

sin clasificar, alcanzando el 45.2% de los mismos y el 41% de los ingresos. Este mercado residencial, presenta niveles tarifarios por debajo del CIPLP con altos niveles de subsidios, deteriorando los ingresos de la empresa.

El mercado industrial con el 0.3% de los suscriptores, cerca del 27% de los consumos y representando el 34.7% de los ingresos. El mercado comercial con el 3.7% de suscriptores y el 6.5% del consumo, representa para la empresa el 10.5% de sus ventas.

De otro lado, el sector oficial con el 10.9% del consumo y el 1% de los suscriptores, alcanzando el 15% de las ventas, le agrega dificultades a la empresa, toda vez que cerca del 30% de los atrasos en los recaudos se originan en el sector oficial.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983 - 1991

Unidades Físicas	1983		1991	
	Gwh	%	Gwh	%
ENERGIA DISPONIBLE	155.5	100.0	294.9	100.0
Compras de Energía	153.5	98.7	294.7	99.9
Energía Generada	2.0	1.3	0.2	0.1
DISPONIBLE	155.4	100.0	295.2	100.0
Energía Vendida	132.0	84.9	238.0	80.6
Pérdidas	23.4	15.1	57.2	19.4

Mientras las compras aumentaron el 8.5% anual, las unidades vendidas crecieron el 7.6% y las pérdidas lo hicieron en el 11.8% anual, presentándose un aumento del nivel de pérdidas de más de 4 puntos. Al mismo tiempo, la empresa disminuyó su nivel de generación pasando a depender en su totalidad de las compras de energía a Corelca para la generación de sus ingresos.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/Kwh)	(% CIPLP)
Tarifa equivalente de compra	15.62	64.4
Tarifa Promedio de Venta	28.72	74.7

Los precios unitarios que se muestran dan cuenta del tipo de empresa al presentarse una disminución en la tarifa de compra del 1.5% frente a igual comportamiento en la tarifa de venta durante el período del 1%, medido en US\$, presentando un margen de operación

negativo todo el tiempo, por efecto de los gastos. El margen de compraventa se mantuvo en el 43% a lo largo de todo el período, pero cada vez fue más insuficiente por el incremento anual en el nivel de los gastos de operación.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983 - 1991

La empresa ha presentado pérdidas durante todos los ejercicios del período, pérdidas que se originan en unos gastos generales y de administración altos, así como los altos gastos financieros de corto plazo, especialmente entre los años 1988 y 1990. Para los años 1990 y 1991 se incluyeron en el estado de resultados intereses de mora por concepto de las deudas de energía con Corelca por una cuantía superior a los \$2500 Millones, aumentándose sustancialmente el nivel de las pérdidas.

Las cuentas por cobrar al usuario final, que corresponden en cerca del 30% a entidades oficiales, son los rubros que más han crecido: Para 1991 había alcanzado el 30% de los activos de la empresa.

Las pérdidas acumuladas que presenta la empresa han venido deteriorando el patrimonio. En los pasivos de largo plazo, la financiación de Corelca a la electrificadora presenta una porción importante. En el pasivo corriente, las cuentas por pagar a Corelca, representan un aumento sostenido desde 1986, significando el 53% del pasivo total para 1991.

Para finales del período, 1991, este indicador llegó a un valor del 46%, estructura de endeudamiento en la que ha pesado tanto el endeudamiento con Corelca como el nivel de los pasivos laborales.

En general, este indicador es nulo o muy bajo ya que la generación interna de recursos tiene similar comportamiento.

RESULTADOS DE GESTION

Se presenta un crecimiento en el número de suscriptores atendidos por trabajador del 2.9% anual. Los suscriptores crecieron el 7.7% y los empleados el 4.7% anual, alcanzando 161 para 1991.

Mientras que el período promedio de cobro al usuario final aumentó de 166 a 357 días a lo largo del tiempo, deteriorando de este modo la cartera por recaudar, el período promedio de pago de energía se mantuvo estable (430-422 días). Esta situación de baja rotación de su cartera, se ha traducido en una alta iliquidez de la empresa.

Los márgenes operativos de la empresa presentan valores negativos durante todo el período.

La relación de gastos AOM sobre ingresos ha disminuido en el período del 49.3% en 1983 al 29.3% en 1991. Así mismo, la relación de compras y combustibles ha permanecido del mismo orden, 66.9% en

1983 al 64.3% en 1991, reflejando la alta dependencia de las compras en los ingresos de la empresa, y el peso de los gastos de facturación y administración.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRICADORA DE SUCRE

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	6.4	6.4	6.1	7.1	7.8	8.4	9.1	9.3	11.4
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	8.2	8.1	7.5	7.6	8.4	10.1	10.3	10.5	12.2
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	1.6	2.0	0.1	0.0
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-1.4	-1.4	-1.0	-0.3	-1.3	-2.3	-1.3	-1.2	-1.0
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	-0.5	-0.8	-0.2	0.6	-0.4	0.0	1.7	-0.2	0.1
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	1.3	0.9	3.7	7.8	2.6	1.2	2.6	1.7	0.2
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.6	0.0	0.1	0.1
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	1.8	1.4	1.2	2.3	0.8	0.2	2.0	1.0	0.6
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-1.3	-1.5	2.1	5.8	1.1	0.4	2.2	0.3	-0.5
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	8.0	8.3	8.1	9.9	9.7	20.9	21.4	22.1	25.3
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	4.4	4.7	5.3	6.1	6.8	7.4	9.2	10.8	11.4
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	2.0	2.4	2.8	2.2	3.2	0.2	0.1	0.1	0.0
448	TOTAL PATRIMONIO	6.1	5.3	4.9	6.3	5.7	15.4	16.6	17.1	19.7
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	0.9	0.8	0.6	6.4	6.0	4.9	4.4	4.5	4.2
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	6.6	8.6	7.4	2.7	4.3	6.7	8.6	10.0	11.3
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.58	0.66	0.69	0.66	0.71	0.46	0.46	0.48	0.46
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.00	0.00	0.00	1.80	0.00	0.06	33.63	0.00	0.58
568	GEN.INTERNA NETA	-0.76	-0.99	-0.32	0.24	-0.61	-0.47	1.43	-0.30	-0.06
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-2.1	-3.8	-2.0	3.5	2.6	0.8	0.8	0.9	2.3
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	166	207	238	272	290	329	386	415	357
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	430	598	566	45	169	269	341	408	422
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

4.8 ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES Y PROVIDENCIA S.A.

Aspectos Generales

Es una empresa netamente generadora, con una energía disponible que ha crecido en el período el 10.2% anual, y una estructura de mercado débil, requiriendo el pago de subsidios por parte del gobierno. Por la localización geográfica del archipiélago y al no estar conectada a la red, toda la energía que vende es generada con plantas Diesel. La Electrificadora tiene en la actualidad un cubrimiento más urbano que rural, y un mercado concentrado teniendo en cuenta el tamaño del archipiélago y las características de las cabeceras atendidas.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores han crecido en un 5.4% anual en el período analizado, ampliando la cobertura del servicio a los usuarios residenciales principalmente. Para 1991 el número de suscriptores ascendió a 9637.

El consumo de energía presenta un crecimiento del 9.9% anual durante los ocho años, alcanzando para 1991,100 GWH.

Los consumos promedio por suscriptor pasaron de 8 a 10 MWH por suscriptor, indicando el mayor crecimiento de los consumos frente a los suscriptores, que en lo fundamental han sido comerciales.

Estructura para 1991

SECTOR	SUSCRIPTORES (%)	CONSUMO (%)
Residencial	80.83	39.76
Comercial	15.55	24.19
Industrial	0.94	23.11
Oficial	2.66	10.90
A.Público	0.01	1.92
Resto	0.00	0.12
Total	100.00	100.00

Se refleja en esta estructura como el sector residencial, con cerca del 81% de los suscriptores responde por casi el 40% de los consumos y el 32% de los ingresos, de los cuales el 65% se concentran en el estrato III en rangos de consumo entre 200-400 kwh/mes. Este mercado residencial, presenta niveles tarifarios por debajo del CIPLP con altos niveles de subsidios, deteriorando los ingresos de la empresa.

El mercado industrial con el 0.94% de los suscriptores, el 23% de los consumos y representando el 24% de los ingresos, en su totalidad en redes de distribución primaria, que además de no compensar los subsidios a los otros sectores, genera deficiencias en las redes. El mercado comercial con el 15.55% de suscriptores y el 24% del consumo, representa para la empresa el 30.3% de sus ventas.

De otro lado, el sector oficial con el 10.9% del consumo y el 2.7% de los suscriptores, alcanzando el 10% de las ventas, le agrega dificultades a la empresa por los atrasos significativos en los pagos, deteriorando las finanzas de la empresa.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983 - 1991

Unidades Fisicas	1983		1991	
	Gwh	%	Gwh	%
ENERGIA DISPONIBLE	55.5	100.0	121.1	100.0
Energía Generada	55.5	100.0	121.1	100.0
DISPONIBLE	55.1	100.0	121.1	100.0
Energía Vendida	47.0	85.3	100.0	82.6
Pérdidas	8.1	14.7	21.1	17.4

Mientras la energía disponible aumentó el 10.2% anual, las unidades vendidas crecieron el 9.9% y las pérdidas lo hicieron en el 12.7% anual, presentándose un aumento del nivel de pérdidas de menos de 3 puntos con respecto a la energía disponible.

Precios unitarios	1991	(% CIPLP)
	(\$/Kwh)	
Tarifa equivalente de compra	N.A.	N.A.
Tarifa Promedio de Venta	38.56	92.6

Durante el período la empresa vio disminuida su tarifa promedio de venta en un 7.4%, presentando un ingreso de explotación negativo todo el tiempo, por efecto de los gastos. El costo del combustible representa cerca del 50% del total de los gastos de explotación.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983 - 1991

La empresa ha presentado pérdidas durante todos los ejercicios del período, pérdidas que se originan en unos gastos de explotación mayores a sus ingresos, así como los altos gastos de generación y

combustibles.

Las cuentas por cobrar al usuario final, que corresponden en buena parte a entidades oficiales, es el rubro que más ha crecido, deteriorando los activos de la empresa.

Las pérdidas acumuladas que presenta la empresa han venido deteriorando el patrimonio.

El nivel de endeudamiento se ha mantenido en niveles cercanos a 0.25. En general, la generación interna de recursos es nula, por lo tanto lo es su cobertura de servicio de deuda.

RESULTADOS DE GESTION

Se presentó un crecimiento en el número de suscriptores atendidos por trabajador del 3.3% anual, siendo este incremento normal, teniendo en cuenta que a lo largo del período los suscriptores crecieron el 5.4% y los empleados el 2.2% anual, alcanzando 48 para 1991.

La productividad por trabajador creció el 7.5% anual a lo largo de todo el período, con un nivel de 498 MWH/Trabajador para 1991.

Días promedio de Cobro y de pago de Energía: Dentro de las electrificadoras del grupo Corelca, es la empresa que presenta el mejor indicador de cobro al usuario final, mejorando, al pasar de 46 a 30 días en el período analizado. La alta rotación de su cartera, estaría indicando como los problemas financieros de la empresa, se originan en más factores de gestión operativa y de tarifas.

Márgenes Operativos: Exceptuando 1991, Los márgenes operativos de la empresa presentan valores negativos durante todo el período.

Gastos AOM y Gastos en compras y Combustibles sobre Ingresos: la relación de gastos AOM sobre ingresos ha disminuido en el período del 73.3% en 1983 al 56.6% en 1991. Así mismo, la relación de combustibles sobre los ingresos ha presentado una disminución durante el período del 79.3% en 1983 al 27.3% en 1991, reflejando el efecto favorable del precio del combustible subsidiado para la empresa.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DE SAN ANDRES

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	3.2	3.0	3.0	3.1	4.2	3.6	4.1	4.6	6.3
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	6.0	6.4	5.6	5.3	5.6	6.8	7.0	7.9	7.7
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.1	0.4	0.4	0.2	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-3.0	-3.5	-2.7	-2.0	-1.3	-2.8	-2.6	-3.2	-1.2
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	-1.9	-2.3	-1.4	-1.1	-0.4	-0.5	-0.2	-0.7	1.2
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	7.1	3.6	2.0	3.3	1.1	1.9	4.7	0.8	0.9
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.3	0.6	0.7	0.4	0.3	0.0	0.1	0.2	0.0
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	0.8	0.5	1.1	0.9	0.8	1.3	1.0	0.4	0.5
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	4.1	0.2	-1.0	0.9	-0.4	0.1	3.5	-0.4	1.6
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	20.0	18.4	15.9	15.5	15.2	25.0	22.4	20.8	21.0
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	1.4	1.2	1.2	1.5	2.1	1.7	1.7	1.3	1.7
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.6
448	TOTAL PATRIMONIO	18.1	15.9	13.4	14.4	13.9	19.7	20.6	18.2	17.2
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	1.1	1.6	0.8	0.5	0.2	2.0	1.7	1.5	4.1
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	1.6	1.5	2.2	1.6	2.6	1.0	1.3	1.5	0.8
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.16	0.20	0.22	0.16	0.20	0.26	0.15	0.18	0.26
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	17.98
568	GEN.INTERNA NETA	-1.93	-2.57	-1.68	-1.33	-0.70	-0.43	-0.25	-0.74	1.15
504	CAPITAL TRABAJO NETO	0.0	0.1	-0.8	0.1	-0.3	0.8	0.4	-0.1	0.9
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	46	41	35	48	45	22	62	49	30
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.1 EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA "EADE"

Aspectos Generales

EADE es una empresa industrial y comercial del estado con la asesoría técnica, administrativa, económica y financiera de las Empresas Publicas de Medellín. Desarrolla básicamente actividades de compra, venta y distribución de energía eléctrica.

Su área de jurisdicción cubre 81 municipios, con una cobertura del servicio del 57.11% en 1991.

Características del mercado

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores presentaron un crecimiento promedio anual del 9.6%, durante el período 1983-1991. Para 1991 el número de suscriptores atendidos por la empresa ascendió a 313.719. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio durante el período analizado del 8.6% anual. En 1991 las ventas al consumidor final llegaron a 1194 Gwh.

Para 1991 el consumo promedio por suscriptor fue de 4 MWH/susc; con respecto a 1983 esta relación se mantiene por los similares ritmos de crecimiento del número de suscriptores y el consumo.

Estructura para 1991

Sector	suscriptores (%)	consumo (%)
Residencial	90.60	75.97
Comercial	6.77	7.34
Industrial	0.99	8.04
Oficial	1.59	4.12
A.P.	0.08	2.63
Otros	0.00	1.90
Total	100.00	100.00

La estructura del mercado es altamente dispersa y está fundamentada en el sector residencial. El 90.6% de los suscriptores son residenciales y consumen el 75.97% del total de la energía vendida, participando solamente en el 60% de los ingresos totales. El 67% de los ingresos residenciales se concentran en los estratos II y III. Por otro lado el sector industrial, importante en la jurisdicción de EADE, es atendido por EPM.

Oferta y demanda de energía 1983-1991

Unidades Físicas	1991	
	Gwh	%
Generación	63.5	4.0
Compra de energía	1428.4	96.0
Energía disponible	1491.9	100.0
Disponible	1492.0	100.0
Energía vendida	1194.0	80.0
Pérdidas	298.0	20.0

Las compras de energía de EADE durante el período analizado rebasan el 95% de la energía disponible. La demanda restante la atiende con sus plantas de generación hidráulica, Sonsón (8.6 Mw), Caracolí (3.2 Mw), Piedras (0.5 Mw), Támesis (1.5 Mw), Río Abajo (1 Mw) y la Rebusca (0.9 Mw). A pesar del alto nivel de pérdidas en relación a la energía disponible (20%) se presenta una reducción con respecto a 1983 de 2 puntos.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/kwh)	(%) del CIPLP
Tarifa equivalente de compra	13.52	51.4
Tarifa promedio de venta	20.60	62.0

Para 1991 la tarifa promedio de venta al usuario final representó el 62% del CIPLP; su bajo nivel se explica por la preponderancia en el consumo del sector residencial, el cual a su vez está concentrado en los estratos bajos, reflejando el grave problema de su estructura tarifaria. Durante el período 1983-1991 las tarifas de venta presentaron un crecimiento promedio en pesos del 33% que comparado con el crecimiento de la tarifa de compra en bloque del 40%, explica en parte el deterioro en la situación financiera de la empresa.

Resultados Financieros 1983-1991

La empresa presenta utilidades consecutivas en el período 1985-1990; para 1991 cae en una situación de pérdida neta por US\$ 1.6 millones. Este deterioro obedece a la desventajosa estructura tarifaria y de mercado, pues si se observan los gastos de administración operación y mantenimiento, han tenido un manejo relativamente eficiente: en 1983 absorbían el 39.4% de los ingresos y para 1991 el 26%.

En el período 1983-1990 presentó una generación interna neta por año, superior a los US\$ 2.5 millones y en 1991 pasó a US\$ 0.1 millones. Se observa la incapacidad de la empresa para el cubrimiento del servicio de deuda e inversión, mediante su

generación interna de recursos. La empresa presentó un bajo nivel de endeudamiento debido a los elevados activos productivos requeridos para garantizar el servicio a un mercado deprimido, altamente disperso y que por ende afecta estructuralmente sus ingresos.

Los activos presentaron un crecimiento promedio anual en dólares del 1.3%. En 1983 los activos ascendían a US\$ 153 millones y para 1991 alcanzaron los US\$ 170 millones. En el período 1983-1991 los pasivos presentaron un crecimiento promedio anual del 6%; a su vez los pasivos de largo plazo adquirieron mayor importancia, en 1983 su participación en los pasivos totales era mínima pero en 1991 representaron el 62% de los pasivos totales. Además, para 1991 los pasivos laborales representaron el 15% de los pasivos totales provenientes de una planta de personal de 1347 empleados. El patrimonio evolucionó a un ritmo (en dólares) del 1%, que comparado con el ritmo seguido por los pasivos refleja el deterioro de la estructura financiera de la empresa.

Resultados de gestión 1983-1991

El número de suscriptores por trabajador presentó un crecimiento promedio anual del 9.7%, que comparado con la tasa de crecimiento de los empleados (4.6%), genera un continuo aumento de éste indicador, el cual para 1991 ascendió a 233.

En 1983 la productividad fue de 651 Mwh/trabajador y en 1991 ascendió a 886 Mwh/trabajador. Este aumento obedece al mayor ritmo de crecimiento promedio anual del consumo (8.6%) frente al de los empleados (4.6%).

La recuperación de cartera presenta una constante mejoría, en 1991 los días promedio de cobro ascendieron a 57, cifra que refleja las eficientes políticas a nivel de facturación y cobranza.

El período promedio de pago de energía en 1983 fue de 88 días y en 1991 solamente de 28 días. A través del período analizado, la tendencia muestra que EADE ha sido relativamente cumplida en sus deudas por concepto de compras de energía.

El margen operativo (con depreciación) en 1983 fue de -27.85% y en 1991 de -10.67%; este comportamiento obedece al bajo dinamismo de la tarifa de venta y su desfavorable estructura de mercado.

Para 1983 los gastos AOM representaron el 39.4% de los ingresos y en 1991 el 26%, reflejando una notable mejoría y ubicándose en niveles relativamente aceptables.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	16.3	19.0	20.1	21.5	24.1	28.4	31.0	33.6	40.1
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	20.8	21.7	20.2	20.7	23.5	25.9	29.0	30.3	44.3
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.2	0.3	0.0	0.2	0.4	0.3	0.5	0.4	0.4
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-3.0	-1.1	1.9	2.8	2.2	4.0	3.6	3.2	-1.6
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	1.6	3.3	4.8	5.8	6.0	7.9	8.0	6.2	1.2
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	4.3	15.9	9.1	4.3	10.6	8.2	12.5	8.4	19.5
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	2.7	0.3	0.3	0.8	1.9	0.5	0.9	0.9	1.1
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	6.1	11.5	8.2	7.9	14.6	12.8	11.1	8.8	18.3
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-2.9	7.4	5.3	1.4	0.1	2.8	8.5	4.9	1.4
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	139.7	136.6	116.0	115.5	131.7	104.5	108.2	134.7	144.7
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	13.0	13.1	14.8	14.5	14.5	13.2	15.6	16.6	20.0
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	0.4	0.3	0.3	0.3	0.8	0.7	1.8	2.2	2.7
448	TOTAL PATRIMONIO	139.5	141.0	121.1	119.5	133.3	103.7	109.0	135.7	147.0
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	0.2	1.1	2.3	1.3	2.7	2.8	3.7	3.7	6.3
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	10.1	5.0	5.6	7.2	8.5	6.1	8.0	10.9	10.1
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.09	0.06	0.08	0.08	0.09	0.12	0.13	0.12	0.12
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.60	10.73	5.53	5.52	3.23	8.17	5.00	2.68	0.53
568	GEN.INTERNA NETA	-0.97	2.68	3.73	4.44	3.81	6.59	6.31	4.70	0.10
504	CAPITAL TRABAJO NETO	2.9	8.4	9.8	8.9	7.3	9.3	9.2	7.3	10.7
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	77	75	66	54	57	59	56	71	57
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	88	101	74	70	69	72	83	73	28
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.2 ELECTRIFICADORA DE BOYACA S.A.

Aspectos Generales

La electrificadora de Boyacá es una sociedad anónima colombiana que desarrolla las actividades de generación, transmisión, distribución de la energía eléctrica y la compra, venta en bloque, su área de jurisdicción asciende a 116 municipios con una cobertura del servicio del 61.3% en 1991.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores presentaron un crecimiento promedio del 10.5%, durante el período 1983-1991; para este último año el número total de suscriptores atendidos por la electrificadora ascendió a 199.181. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio durante el período analizado del 4.2%. En 1991 las ventas al consumidor final llegaron a 754 Gwh.

Para 1991 el consumo promedio por suscriptor llegó a 4 Mwh/susc; con respecto a 1983 se da una disminución de 2 Mwh/susc., por el mayor ritmo de crecimiento de los suscriptores (fundamentalmente residenciales) frente al crecimiento del consumo de energía.

Estructura para 1991

Sector	Suscriptores (%)	Consumo (%)
Residencial	94.87	36.22
Comercial	3.45	4.44
Industrial	0.62	54.05
Oficial	0.98	3.43
A.P.	0.08	1.86
Otros	0.00	0.00
Total	100.00	100.00

Obsérvese que el sector industrial (0.62% de los suscriptores) representa el 54.05% del consumo total, además el consumo del sector industrial representa el 61% de los ingresos totales, es decir, esta estructura de mercado le permite a la electrificadora tener un buen nivel de ingresos por concepto de ventas de energía.

Oferta y demanda de energía 1983-1991

Unidades Físicas	1991	
	Gwh	%
Generación	389.2	46.2
Compra de energía	454.2	53.8
Energía disponible	843.4	100.0
Disponible	843.4	100.0
Energía vendida	754.0	89.5
Pérdidas	89.4	10.5

Las compras de energía de Boyacá representaron en 1991 el 53.8%, la energía disponible restante la completa con las plantas de generación de Termopaipa I y II (99 Mw), Puente Guillermo (1.6 Mw), Labranzagrande (0.5 Mw), Pisba (0.06 Mw) y Paya (0.02 Mw). Por otro lado, sus pérdidas representan el 10.5% de la energía disponible, nivel relativamente bajo.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/kwh)	(%) del CIPLP
Tarifa equivalente de compra	15.25	65.2
Tarifa promedio de venta	23.22	75.00

Para 1991 la tarifa promedio de venta al usuario final representó el 75% del CIPLP, nivel explicable por la alta participación del sector industrial en el consumo. En el período 1983-1991 la tarifa de venta creció en promedio en pesos corrientes el 28%; por su parte la tarifa de compra en bloque creció un 25%.

Resultados Financieros 1983-1991

Estado de resultados: La electrificadora arroja utilidades consecutivas durante el período, es necesario resaltar el cuatrenio 1987-1990, donde percibió utilidades superiores a los US\$ 4.8 millones por año y en 1991 se redujeron a US\$ 1.6 millones. La fuerte caída de las utilidades en el año 1991, se explica por el pacto de los grandes consumidores del sector industrial para disminuir el ritmo de crecimiento de las tarifas de venta, los elevados gastos de administración operación y mantenimiento que absorbieron el 41% de los ingresos y las altas compras de energía efectuadas por la electrificadora en dicho año.

La generación interna neta es positiva a través del período de análisis, llegando a montos superiores a los US\$ 7 millones en el período 1987-1990, por lo cual la empresa tuvo suficientes recursos propios para cubrir el servicio de deuda y los requerimientos de inversión, exceptuando el año 1990 donde la generación interna neta representó el 58% de la inversión total.

Nivel de endeudamiento: En 1983 fue de 0.18, para el año 1988 ascendió a 0.32 explicado por los depósitos para futura suscripción de acciones que representaron en dicho año el 46% de los pasivos. Para 1991 este aumentó al 0.45 por: i) La disminución en el ritmo de valorización de los activos fijos; ii) El incremento en cuentas por pagar de energía, que representaron el 16% de los pasivos; iii) Los depósitos para futura suscripción de acciones y los pasivos laborales que representaron el 38.3% y el 11.7% de los pasivos totales respectivamente.

En 1983 los activos totales fueron de US\$ 107.9 millones. Para 1991 sus activos llegaron a US\$ 121.2 millones, presentado una tasa de crecimiento promedio anual en dólares durante el período analizado inferior al 2%. Los pasivos totales en 1983 eran de US\$ 17.1 millones y para 1990 alcanzaron los US\$ 10.6 millones; la mayor participación corresponde a los pasivos corrientes (cuentas a pagar a contratistas y cuentas a pagar por concepto de compras de energía).

Resultados de gestión (1983-1991)

En 1983 un trabajador atendía 117 suscriptores y para 1991 aumentó a 207 suscriptores, multiplicándose en 1.8 veces esta relación entre 1983 y 1991.

En 1991 cada trabajador de la electrificadora contribuía a vender 782 Mwh, siendo el nivel más alto del período analizado.

La política de recuperación de cartera presenta una constante mejoría: mientras en 1983 los días promedio de cobro eran de 129 días para 1991 se redujo a 91 días. Esto conduce a un continuo aumento de la liquidez para cumplir las obligaciones de corto plazo.

El período promedio de pago de energía en 1983 era de 63 días, en 1987 de 127 días y en 1991 de 295 días. Se observa como la electrificadora se ha venido financiando mediante los atrasos en los pagos de energía.

El margen operativo (con depreciación) en 1983 fue de -2.23 % llegando en 1990 al 23.54% y disminuyendo en 1991 al 6.6% debido al bajo dinamismo de las tarifas, los altos gastos de administración, operación y mantenimiento y las altas compras de energía.

En el año 1983 la pérdidas representaron el 14% de los ingresos, para 1991 su participación disminuyó al 10% aproximadamente, es decir, hubo una tendencia a la reducción de las pérdidas.

Para 1983 los gastos AOM representaban el 36% de los ingresos, en 1987 el 30%, reflejando una mejoría. Para 1991 este índice presenta un significativo deterioro (alcanzó el 41%), debido al fuerte

impacto ejercido por los excesivos gastos generales y de administración.

FINANCIERA ENERGÉTICA NACIONAL S.A.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DE BOYACA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	22.4	22.6	19.3	19.6	23.1	24.2	25.2	26.2	28.5
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	22.9	21.2	18.8	19.0	19.7	21.2	20.4	20.0	26.6
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.5	0.6	0.4	0.4	0.4	0.2	0.3	0.3	1.1
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	0.8	1.8	1.1	1.7	4.8	5.9	6.9	6.8	1.6
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	6.2	9.2	5.7	5.5	9.1	9.8	11.2	8.6	4.3
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	5.0	13.4	7.2	3.5	7.5	14.8	9.4	12.1	13.7
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	4.9	4.2	3.1	1.5	0.5	0.7	0.3	0.3	1.1
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	4.5	4.7	3.8	7.7	7.2	8.5	7.1	12.7	11.8
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	1.9	13.7	5.9	-0.3	8.9	15.4	13.2	7.7	5.1
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	89.4	83.3	67.9	69.3	75.4	95.2	94.9	121.0	88.6
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	18.5	28.1	26.4	20.0	20.9	26.0	25.1	22.9	32.6
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	1.8	3.5	2.8	2.5	2.4	2.9	2.1	3.3	2.2
448	TOTAL PATRIMONIO	90.4	91.9	78.2	76.0	84.4	84.0	84.2	107.0	68.0
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	1.7	2.0	1.9	2.8	2.2	1.1	1.9	3.4	3.6
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	15.4	15.8	12.9	9.0	3.9	7.1	4.1	7.2	15.0
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.18	0.20	0.19	0.17	0.14	0.32	0.31	0.27	0.45
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	1.27	2.18	1.85	3.53	17.40	13.83	41.69	29.61	3.83
568	GEN.INTERNA NETA	1.18	4.42	2.16	3.47	7.87	8.06	9.66	7.34	3.12
504	CAPITAL TRABAJO NETO	7.2	15.7	14.8	11.1	17.1	19.5	21.8	16.7	20.1
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	129	151	164	148	152	125	106	88	91
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	63	126	162	98	127	164	110	184	295
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.3 CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS "CHEC"

Aspectos Generales

La Central Hidroeléctrica de Caldas es una Sociedad Anónima, clasificada como entidad descentralizada indirecta, perteneciente al orden Nacional, sometida al régimen legal previsto para las empresas industriales y comerciales del Estado. Es una empresa transmisora, generadora y distribuidora de energía y atiende al departamento de Caldas y parte de Risaralda.

Para producir energía cuenta principalmente con las centrales hidráulicas de San Francisco (135 MW), Esmeralda (30 MW) e Insula (27 MW) y otras hidráulicas menores. La cobertura del servicio en 191 fue de 69%.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores tuvieron un crecimiento promedio anual del 6.63% durante el período 83-91, presentando para el último año un total de suscriptores atendidos por la empresa de 244.481. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio durante el período analizado del 3.4%. En 1991 las ventas al consumidor final fueron de 1328 GWH.

El consumo promedio por suscriptor ha venido disminuyendo pues en el período 1983-1988 fue de 7 Mwh/susc. y en el último año de 5 Mwh/susc.

Estructura para 1991

SECTOR	SUSCRIPTORES	CONSUMO
Residencial	92.28	61.03
Comercial	6.19	9.84
Industrial	0.27	22.29
Oficial	0.85	3.23
Alum.Publ.	0.02	3.09
Otros	0.39	0.51
TOTAL	100.00	100.00

El mercado está concentrado en el sector residencial con el 92.28% del total de suscriptores, y el 61.03 del consumo; el sector industrial con el 22.29%, el comercial el 9.83% y el resto de sectores en menor proporción. Esta distribución del mercado presenta inconvenientes a la empresa, ya que por concentrarse en el

sector residencial una buena parte de estos consumos, requiere subsidios y presenta tarifas bajas.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA 1983-1991

Unidades Físicas	1983		1991	
	GWH	%	GWH	%
Energía Disponible	1246.2	100.0	1.612.8	100.0
Generación	594.6	47.7	877.5	54.4
Compra de Energía	651.6	52.3	735.3	45.6
Disponible	1246.4	100.0	1.612.5	100.0
Energía Vendida	1015.0	81.4	1.328.0	82.3
Pérdidas	231.4	18.6	284.5	17.6

Las compras de energía en 1991 representaron el 45.6% del total de la energía disponible y el resto de la demanda la atiende con generación. Las pérdidas representaron el 17.6% en 1991, mientras que en 1983 representaban el 18.6% del total de la energía disponible, notándose una leve recuperación.

Precios Unitarios (\$/kwh)	1991	
	(\$/kwh)	% CIPLP
Tarifa equivalente de compra	23.36	85.98
Tarifa promedio de venta	23.61	60.44

Para 1991 la tarifa promedio de venta al usuario final llegó al 60.44% del CIPLP.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983 - 1991

La CHEC muestra en su estado de pérdidas y ganancias una gran recuperación en los últimos dos años de gestión ya que en el período 1983 -1987 venia presentando pérdidas. Las ventas de energía se incrementaron entre 1990 y 1991 en un 32% al pasar de US\$38.7 a US\$51.1 millones, mientras que los gastos crecieron el 13.7% en el mismo período, lo que demuestra que la empresa ha puesto en marcha una política de reducción de gastos.

Dentro de los activos totales, el Activo Fijo Neto representa el 81.5%, habiendo este crecido entre 1990 y 1991 en un 7.7% (en dólares); otro crecimiento notable fue entre 1987 y 1988 (15.8%). Los activos corrientes representan el 11.3% del total de Activos y dentro de estos el rubro de mayor importancia son las cuentas por cobrar (75.6%), lo cual demuestra que la empresa tiene problemas para recuperar la cartera.

El pasivo a largo plazo en 1991 representó el 27.4% del total del

pasivo, mientras que el pasivo corriente correspondió al 46.2% y dentro de este los rubros de mayor participación (36% y 24%) son las cuentas por pagar por compra de energía, y los intereses por pagar a Icel e Isa. Los otros pasivos representaron el 26.4% del total de los pasivos y dentro de estos los pasivos laborales fueron el 80.8%.

La empresa presentó un nivel de endeudamiento del 21% el cual ha venido sosteniendo durante todo el período de análisis.

En 1991 la empresa presentó un índice de 173 usuarios atendidos por trabajador, durante el período fue mejorando esta relación, la que en 1983 era de 123 usuarios por trabajador; sin embargo la empresa tiene exceso de trabajadores. La energía vendida por trabajador en 1983 era de 856 Mwh/trabajador y en 1991 de 942 mwh/trabajador, durante el período hubo ciclos de ascenso y descenso del indicador.

La empresa presenta problemas en cuanto a recuperación de cartera, con un período de recaudo que ha oscilado entre los 4 y los 6 meses.

El período de pago de energía por parte de la CHEC ha ido mejorando, este en 1983 era de 9 meses y en 1991 fue de 3 meses y medio.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	32.9	32.3	31.1	29.7	33.2	36.6	36.1	38.7	51.1
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	35.4	33.9	34.9	30.6	33.6	40.7	36.6	35.9	40.6
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	2.6	4.1	2.8	2.2	1.8	0.5	0.6	2.7	3.3
256	UTILIDAD (PERDIDA) NETA	-2.8	-2.6	-4.7	-1.6	0.3	-2.9	0.1	2.8	9.3
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	6.8	6.8	7.2	4.4	4.9	3.4	7.6	7.4	14.5
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	19.2	6.7	5.9	5.8	10.3	16.9	6.6	6.3	5.5
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	7.0	8.5	5.0	3.6	4.2	1.9	1.8	4.1	5.9
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	12.0	11.0	12.2	6.5	6.1	8.3	8.3	6.1	5.0
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	7.0	-5.9	-4.1	0.2	4.9	10.1	4.1	3.4	9.1
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	169.1	161.7	138.1	133.8	145.0	194.3	192.3	154.6	179.3
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	25.5	22.3	15.7	17.2	18.8	20.0	19.8	22.9	24.8
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	15.6	16.3	12.9	10.3	8.5	4.7	6.4	15.2	15.8
448	TOTAL PATRIMONIO	167.5	153.3	122.1	118.2	127.8	176.1	174.2	142.6	173.6
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	9.9	10.1	9.5	8.7	7.9	16.0	13.8	17.6	12.7
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	24.6	29.8	25.8	26.6	23.0	13.4	13.7	20.4	21.4
520	NIVEL END. (T.PASIV./T.ACTIV)	0.20	0.23	0.27	0.27	0.26	0.20	0.20	0.26	0.21
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.97	0.81	1.44	1.23	1.17	1.23	2.80	1.80	2.46
568	GEN.INTERNA NETA	-0.21	-1.43	1.80	0.72	0.64	1.29	5.15	2.91	8.33
504	CAPITAL TRABAJO NETO	5.9	-4.7	-8.6	-6.8	-2.0	7.8	7.9	11.2	13.5
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	92	71	106	111	123	109	111	204	176
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	283	305	268	263	253	120	135	154	104
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.4 ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A.

Aspectos Generales

La electrificadora del Caquetá es una Sociedad Anónima, clasificada legalmente como una Sociedad de Economía Mixta que tiene el carácter de Descentralizada Indirecta perteneciente al orden Nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y sometida al régimen jurídico previsto para las Empresas Industriales y Comerciales del Estado. Es una empresa netamente distribuidora, ya que toda la energía necesaria para satisfacer su demanda la debe comprar al sistema interconectado.

La cobertura del servicio en 1991 fue de 25.2%.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991.

Los suscriptores tuvieron un crecimiento promedio del 12.16% durante el período 83-91, presentando para el último año un total de suscriptores atendidos por la electrificadora de 22.724. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio durante el período analizado del 10.35%. En 1991 las ventas al consumidor final fueron de 55 GWH.

El consumo promedio por suscriptor ha venido disminuyendo pues en el período 1983-1987 fue de 3 Mwh/susc. y entre 1988 y 1991 ha sido de 2 Mwh/susc.

Estructura para 1991

SECTOR	SUSCRIPTORES	CONSUMO
Residencial	87.65	54.60
Comercial	10.74	20.50
Industrial	0.29	6.51
Oficial	1.31	9.20
Alum. Publ.	0.00	9.00
Otros	0.00	0.19
TOTAL	100.00	100.00

El mercado está concentrado en el sector residencial con el 87.65% del total de suscriptores, y el 54.6% del consumo; el sector comercial con el 10.74% del total de suscriptores y el 20.5% del consumo, el Industrial que tiene el 0.29% del total de suscriptores y el consumo es el 6.51%. El resto de sectores participa en menor

proporción. Esta distribución del mercado afecta los ingresos de la empresa ya que las tarifas del sector Comercial e Industrial son más altas que las del sector residencial, en el cual una buena parte de los estratos requiere subsidios, sobre todo en zonas rurales.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA 1983-1991

Unidades Físicas	1983		1991	
	GWH	%	GWH	%
Energía Disponible	26.4	100.0	63.2	100.0
Generación	0.0	0.0	0.0	0.0
Compra de Energía	26.4	100.0	63.2	100.0
Disponible	26.1	100.0	63.2	100.0
Energía Vendida	25.0	95.7	55.0	87.0
Pérdidas	1.1	4.2	8.2	13.0

Las compras de energía de esta empresa constituyen el 100% del total de la energía disponible, las pérdidas representaron el 13% en 1991, mientras que en 1983 representaban el 4,2% del total de la energía disponible; como se puede ver estas han ido aumentando considerablemente.

Precios Unitarios (\$/kwh)	(\$/kwh)	% CIPLP
Tarifa equivalente de compra	15.78	63.57
Tarifa promedio de venta	29.03	76.6

Para 1991 la tarifa promedio de venta al usuario final llegó al 76.6% del CIPLP.

RESULTADOS FINANCIEROS

La electrificadora muestra en su estado de pérdidas y ganancias una recuperación en los últimos dos años de gestión, ya que en el período 1983 -1987 venia presentando pérdidas, como consecuencia de un incremento mayor en los gastos de explotación que en el nivel de ingresos.

El Activo Corriente durante 1983 y 1991 tuvo un crecimiento promedio del 7% y corresponde al 43.9% del Activo total y de este las cuentas por cobrar al consumidor final representaron el 20.7%; es de destacar que dentro de los activos corrientes el rubro Caja y Bancos durante el mismo período de análisis creció en promedio el 26.9% y representó el 44.1% del total de estos. El Activo Fijo

dentro del Activo Total tiene el 56% de participación y en promedio creció durante los 8 años de análisis el 5%.

Dentro del Pasivo Total, el Pasivo Corriente durante el período de análisis creció el 14.7%, sufriendo un incremento considerable entre 1989 y 1991 del 30%; representa el 65.3% y dentro de este, las Cuentas por pagar por compra de energía tienen un porcentaje del 22.6%; estas han tenido un crecimiento promedio entre 1983 y 1991 del 8%.

La empresa presentó un nivel de endeudamiento del 77% en 1991 el cual ha venido aumentando, con una variación significativa entre 1987 y 1988 al pasar del 17% al 67%.

RESULTADOS DE GESTION

En 1991 la empresa atendió 274 usuarios por trabajador, durante el período fue mejorando esta relación la que en 1983 era de 140 usuarios por trabajador. La energía vendida por trabajador en 1983 era de 389 Mwh/trabajador y en 1991 de 660 Mwh/trabajador.

La electrificadora presentó problemas en cuanto a recuperación de cartera pues el período de recaudo ha estado entre 3 y 4 meses, notándose una leve mejoría en 1991.

El período de pago de energía por parte de la empresa en el período 83-91 estuvo por encima de los 6 meses, habiendo llegado a 11 meses, lo que indica que la empresa debió financiarse con el no pago de las cuentas por pagar por compra de energía.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	1.2	1.3	1.3	1.4	1.6	1.9	1.9	2.3	2.6
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	1.4	1.6	1.6	1.6	2.0	2.1	2.1	2.2	2.6
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.1	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.2	0.1
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	0.0	-0.1	-0.1	0.0	0.0	-0.2	-0.2	0.1	0.0
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	0.2	0.1	0.1	0.2	0.3	0.2	0.2	0.4	0.3
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	0.2	1.4	1.2	1.1	0.9	0.9	0.8	0.7	0.5
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.2	0.2
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	0.1	1.4	0.6	1.5	1.1	0.9	0.6	0.6	0.9
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	0.2	0.0	0.6	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.3	-0.3
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	2.5	3.5	3.3	4.5	5.6	4.3	4.2	3.5	3.7
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	1.7	1.1	1.4	1.0	1.1	1.4	1.5	2.2	2.9
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	0.0	0.1	0.1	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
448	TOTAL PATRIMONIO	2.9	3.8	3.8	4.6	5.6	1.9	1.9	1.6	1.5
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	1.1	0.7	0.6	0.8	1.0	1.4	1.5	2.3	3.3
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.30	0.20	0.18	0.18	0.17	0.67	0.68	0.73	0.77
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	3.42	0.90	1.07	1.46	2.35	0.64	0.64	1.86	1.73
568	GEN.INTERNA NETA	0.14	-0.01	0.00	0.06	0.15	-0.09	-0.09	0.18	0.13
504	CAPITAL TRABAJO NETO	0.6	0.4	0.8	0.3	0.1	0.1	0.3	-0.1	-0.4
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	87	111	97	77	110	136	125	102	87
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	223	212	181	265	245	343	245	244	174
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.5 CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA "CEDELCA"

Aspectos Generales

La empresa Centrales Eléctricas del Cauca S.A.-CEDELCA- es una sociedad anónima, de Economía Mixta, que tiene el carácter de Sociedad Descentralizada indirecta perteneciente al Orden Nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, sometida al régimen jurídico previsto para las Empresas Industriales y Comerciales del Estado. Es una empresa distribuidora y generadora, que en 1991 tenía una cobertura del servicio de 46.5%.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los Suscriptores tuvieron un crecimiento promedio anual del 8.39% durante el período 83-91, presentando para el último año un total de suscriptores atendidos por la empresa de 96.638. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio durante el período analizado del 8.46%. En 1991 las ventas al consumidor final fueron de 320 GWH.

Se puede observar que el consumo promedio por suscriptor se ha mantenido en 3 Mwh/susc. durante el período analizado.

Estructura para 1991

Sector	Suscriptores	Consumo
Residencial	95.37	70.02
Comercial	2.37	5.26
Industrial	0.52	10.82
Oficial	1.24	7.10
Alum.Publ.	0.29	5.79
Otros	0.21	1.01
TOTAL	100.00	100.00

El mercado está concentrado básicamente en el sector residencial con el 95.3% del total de suscriptores el cual demanda el 70% de la energía consumida. El sector industrial con el 0.52% del total de suscriptores demanda el 10.82% del total de la energía, siendo esto beneficioso para la empresa ya que las tarifas que se cobran al sector comercial e industrial son superiores a las del sector residencial.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA 1983-1991

Unidades Físicas	1983		1991	
	GWH	%	GWH	%
Energía Disponible	226.6	100.0	411.0	100.0
Generación	130.5	57.5	142.2	34.6
Compra de Energía	96.1	42.4	268.8	65.4
Disponible	226.6	100.0	411.0	100.0
Energía Vendida	167.0	73.7	320.0	77.9
Pérdidas	59.6	26.3	91.0	22.1

Las compras de energía en 1991 representaron el 65.4% del total de la energía disponible y las pérdidas el 22.1%, mientras que en 1983 representaban el 26.3% del total de la energía disponible; como se puede ver estas han ido disminuyendo. La empresa durante el período ha venido disminuyendo la generación de energía y por consiguiente, incrementando sus compras.

Precios Unitarios (\$/kwh)	1991	
	(\$/kwh)	% CIPLP
Tarifa equivalente de compra	18.12	73.4
Tarifa promedio de venta	19.23	48.4

Para 1991 la tarifa promedio de venta al usuario final representó el 48.4% del CIPLP.

RESULTADOS FINANCIEROS

La electrificadora muestra en su estado de pérdidas y ganancias unas pérdidas continuas debido a que su nivel de gastos de explotación es superior al nivel de ingresos.

El Activo Corriente en 1991 representó el 8.7% del Activo total y de este, las cuentas por cobrar al consumidor final fueron el 34%; es de destacar que dentro de los activos corrientes el rubro otros activos representó el 39.6% del total.

Dentro del Pasivo Total, el Pasivo Corriente creció durante el período de análisis el 11%, representa el 79.6% y dentro de este, las Cuentas por pagar por compra de energía representan el 52.5% y los rendimientos e intereses de mora por pagar representan el 10%. Las cuentas por pagar entre empresas han venido creciendo sustancialmente; entre 1990 y 1991 el incremento fue del 30.7%.

Los Otros Pasivos tienen un porcentaje de participación del 18% dentro del total de los pasivos, y en estos los depósitos para

futuras suscripción de acciones representan el 70.3%, (los cuales no son exigibles) y los pasivos laborales el 26.4%

La empresa presentó un nivel de endeudamiento del 29% en 1991

Resultados de Gestión

En 1991 la empresa atendió 178 usuarios por trabajador y durante el período ha ido mejorando esta relación ya que en 1983 fue de 106 usuarios por trabajador. La energía vendida por trabajador en 1983 fue de 348 Mwh/trabajador y en 1991 de 589 Mwh/trabajador; durante el período esta ha ido aumentando.

CEDELCA durante el período analizado ha presentado problemas en cuanto a recuperación de cartera con un período de cobro entre 6 y 7 meses, notándose una leve recuperación en 1991 que fue de 3 meses y medio.

El período de pago de energía por parte de la empresa durante los años 83-91, ha estado por encima de los doce (12) meses demostrando que la empresa se financió con estas cuentas para poder cumplir con otros compromisos.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC (Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	6.2	7.0	6.2	6.1	6.5	7.4	7.7	8.1	10.0
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	10.5	11.1	11.1	10.4	11.0	11.9	11.9	10.7	14.2
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.4	0.4	0.3	0.6	0.8	0.2	0.2	0.2	0.2
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-3.6	-2.8	-3.7	-5.2	-4.6	-4.4	-5.8	-2.0	-3.3
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	1.7	0.9	1.4	-1.9	-0.1	-1.7	-3.4	-0.6	-2.0
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	1.3	0.4	1.3	5.4	6.1	4.3	2.2	1.8	3.8
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.4	0.9	0.3	0.6	0.9	0.4	0.2	0.2	2.9
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	2.5	3.7	2.2	2.8	3.1	2.7	3.3	1.8	1.1
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	0.1	-3.3	0.3	0.0	1.9	-0.5	-4.7	-0.7	-2.2
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	100.2	93.2	74.9	71.4	74.6	55.4	53.7	42.4	85.2
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	8.9	9.3	8.4	8.5	7.9	7.7	7.0	7.8	8.3
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	2.3	2.0	2.5	1.9	2.5	1.8	1.5	1.2	2.4
448	TOTAL PATRIMONIO	96.9	87.8	69.2	64.5	64.8	42.9	38.1	28.2	68.4
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	2.3	1.8	2.0	3.5	4.4	2.9	1.5	0.7	0.6
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	9.2	12.1	11.2	10.9	9.0	9.7	12.8	18.2	21.9
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.13	0.16	0.19	0.21	0.24	0.34	0.39	0.45	0.29
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	3.89	1.01	5.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
568	GEN.INTERNA NETA	1.11	0.01	0.96	-2.25	-0.98	-1.87	-3.15	-0.68	-4.69
504	CAPITAL TRABAJO NETO	0.3	-2.9	-2.8	-2.3	-1.0	-0.6	-3.8	-10.3	-13.6
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	177	189	221	213	215	219	212	206	107
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	423	560	598	641	616	518	556	617	545
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

Aspectos Generales

La Compañía de Electricidad y Gas de Cundinamarca S.A. es una Sociedad Anónima, clasificada legalmente como una Sociedad de Economía Mixta que tiene el carácter de Descentralizada Indirecta perteneciente al Orden Nacional y sometida al régimen jurídico previsto para las Empresas Industriales y Comerciales del Estado. Es una empresa generadora y distribuidora en su gran mayoría, ya que la energía que genera equivale al 9.33% de su demanda.

En 1991 tuvo una cobertura del servicio de 54.6%.

CARACTERISTICAS DEL MERCADOEvolución histórica 1983-1991

Los suscriptores tuvieron un crecimiento promedio anual del 7.74% durante el período 83-91, presentando para el último año un total de suscriptores atendidos por la empresa de 115.586. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio anual durante el período analizado del 3.43%. En 1991 las ventas al consumidor final fueron de 460 GWH.

Se puede observar que el consumo promedio por suscriptor bajó de 6 Mwh/susc. en 1983 a 5 en 1984 y 1985 y llegó en 1991 4 Mwh/susc.

Estructura para 1991

Sector	Suscriptores	Consumo
Residencial	91.4	39.21
Comercial	6.29	8.38
Industrial	1.10	43.31
Oficial	1.18	5.23
Alum.Publ.	0.03	2.46
Otros	0.00	1.42
TOTAL	100.00	100.00

Es de resaltar la composición de este mercado ya que los sectores comercial con el 6.29% y el industrial con el 1.1% de los suscriptores, consumen el 51.6% del total de la energía, siendo esto beneficioso para la empresa puesto que las tarifas para estos sectores son superiores a las tarifas del sector residencial, el cual concentra el 91.4% del total de suscriptores y consume el 39.2% del total de la energía.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA 1983-1991

Unidades Físicas	1983		1991	
	GWH	%	GWH	%
Energía Disponible	444.2	100.0	540.4	100.0
Generación	36.1	8.1	50.4	9.3
Compra de Energía	408.1	91.9	490.0	90.7
Disponible	444.2	100.0	540.4	100.0
Energía Vendida	351.2	79.1	460.0	85.1
Pérdidas	93.0	20.9	80.4	14.9

Las compras de energía en 1991 representaron el 90.7% del total de la energía disponible y las pérdidas el 14.9%, mientras que en 1983 representaban el 20.9% del total de la energía disponible. Como se puede ver estas se han ido recuperando.

Precios Unitarios (\$/kwh)

	(\$/kwh)	% CIPLP
Tarifa equivalente de compra	17.51	66.17
Tarifa promedio de venta	33.51	94.9

Para 1991 la tarifa promedio de venta al usuario final representó el 94.9% del CIPLP.

RESULTADOS FINANCIEROS

La empresa mostró en su estado de pérdidas y ganancias, que las ventas de energía durante el período analizado crecieron en promedio el 3.9%, mientras que los gastos de administración, operación y mantenimiento lo hicieron en promedio durante 1983 - 1991 en un 7% los pagos por compras de energía en 4.4%, los gastos generales y de administración el 11.7%, lo que refleja las pérdidas continuas que viene presentando la empresa.

El Activo Corriente creció entre 1983 y 1991 el 24% y representó el 19.3% del Activo total; las cuentas por cobrar al consumidor final en 1991 representaron el 70% del activo corriente. Se están llevando a cabo campañas para recuperar esta cartera, lo mismo que la cartera morosa de los municipios atendidos por la empresa. También es importante resaltar que entre 1990 y 1991 esta cartera creció en un 66%.

El Activo Fijo representa dentro del Activo Total el 78.2% lo que demuestra que la empresa está haciendo inversiones en sus líneas de

transmisión, subestaciones y redes de distribución, esto con el fin de mejorar su infraestructura.

El Pasivo Total creció en promedio el 3.3%. El Pasivo Corriente representa el 41.2% del total de Pasivos y dentro de este, las Cuentas por pagar entre empresas representan el 58% y crecieron en promedio durante el período en 1.7%, es de resaltar que entre 1990 y 1991 crecieron un 54.7%.

Los Otros Pasivos dentro del total del Pasivo representan el 48.7% y en estos los depósitos para futura suscripción de acciones representan el 20.6%, los cuales no son exigibles. Los otros pasivos, que son depósitos recibidos y provisión para contingencias, equivalen al 39% y los pasivos laborales (40.3%) representan el 19.6% del total de los pasivos.

La empresa presentó un nivel de endeudamiento del 36% en 1991.

Resultados de Gestión

En 1991 la empresa presentó un índice de 196 usuarios atendidos por trabajador; durante el período ha ido mejorando esta relación ya que en 1983 era de 141 usuarios por trabajador. La energía vendida por trabajador en 1983 fue de 779 Mwh/trabajador y en 1991 de 781 mwh/trabajador.

Durante el período analizado CELGAC presentó problemas en cuanto a recuperación de cartera, con un período promedio de cobro por encima de los tres meses y medio.

El período de pago de energía por parte de la empresa en el período 83-91 ha estado por encima cuatro meses demostrando que la empresa ha tenido que financiarse con estas cuentas para poder cumplir con otros compromisos.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.
DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO

CUNDINAMARCA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	18.5	19.0	15.9	15.1	17.5	18.9	20.9	20.0	25.1
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	16.7	16.9	14.4	14.8	16.4	20.8	22.6	18.6	24.1
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	1.6	0.7	0.8	0.8	0.7	0.3	0.6	0.1	0.8
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	0.0	1.1	-0.2	-0.5	1.2	-1.7	-0.2	2.0	-1.0
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	3.8	4.1	2.5	2.2	3.6	2.0	3.7	3.4	2.3
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	2.2	1.4	4.6	1.8	5.9	5.3	6.3	3.3	2.6
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	2.5	1.5	1.2	1.3	0.9	0.3	0.6	0.1	1.3
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	1.8	3.6	2.8	4.1	2.6	4.8	5.1	5.1	1.8
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	1.7	0.5	3.1	-1.3	5.9	2.3	4.3	1.5	1.8
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	15.6	17.2	16.0	18.3	21.5	73.1	72.5	49.7	49.1
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	10.0	9.9	10.6	7.8	9.7	10.8	9.2	10.3	12.1
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	8.3	8.1	5.5	4.6	3.8	2.4	5.1	4.1	1.5
448	TOTAL PATRIMONIO	16.4	16.7	16.0	15.3	19.0	65.1	64.0	41.1	40.0
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	3.9	3.3	3.1	3.6	3.4	3.9	6.2	4.9	2.2
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	11.2	11.8	9.7	8.2	4.6	6.4	5.6	6.6	9.4
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.52	0.52	0.50	0.50	0.46	0.25	0.26	0.36	0.36
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	1.51	2.83	2.11	1.70	4.15	7.31	6.49	51.53	1.76
568	GEN.INTERNA NETA	1.13	2.37	1.09	0.80	2.48	1.56	2.74	2.96	0.99
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-0.3	-1.4	1.5	-0.3	5.2	5.3	4.2	4.3	3.5
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	134	128	126	103	118	127	109	106	127
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	198	183	186	146	108	110	109	125	146
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.7 ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A

Aspectos Generales

La electrificadora del Chocó S.A. es una sociedad Anónima Colombiana, clasificada legalmente como una Sociedad Descentralizada Indirecta, de nacionalidad Colombiana, perteneciente al Orden Nacional, vinculada al sector Administrativo del Ministerio de Minas y Energía; esta sometida al Régimen Jurídico previsto para las empresas industriales y comerciales del Estado.

Es una empresa netamente distribuidora, ya que toda la energía necesaria para satisfacer su demanda la compra a Empresas Públicas de Medellín. En 1991 la cobertura del servicio fue de 37.1%.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores tuvieron un crecimiento promedio anual del 12.96% durante el período 83-91, presentando para el último año un total de suscriptores atendidos por la electrificadora de 20284. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio durante el período analizado del 17.87%. En 1991 las ventas al consumidor final fueron de 82 GWH.

El consumo promedio por suscriptor pasó de 3Mwh/susc. en 1983 a 4 MWh/susc. en 1991, observándose que este último se ha venido manteniendo desde 1986.

Estructura para 1991

SECTOR	SUSCRIPTORES	CONSUMO
Residencial	89.72	74.11
Comercial	7.59	9.52
Industrial	0.93	8.30
Oficial	1.76	5.62
Alum. Publ.	0.01	2.44
Otros	0.00	0.00
TOTAL	100.00	100.00

La concentración del mercado de esta empresa está básicamente en el sector residencial con el 89.7% de los suscriptores y el 74.1%

del consumo. En este sector el estrato II absorbe el 66% de la energía consumida. Lo anterior caracteriza la debilidad del mercado de la electrificadora.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA 1983-1991

Unidades Físicas	1983		1991	
	GWH	%	GWH	%
Energía Disponible	32.9	100.0	97.6	100.0
Generación	0.0	0.0	0.0	0.0
Compra de Energía	32.9	100.0	97.6	100.0
Disponible	32.9	100.0	97.6	100.0
Energía Vendida	22.1	66.87	82.0	84.0
Pérdidas	10.8	32.83	15.6	16.0

Las compras de energía de esta empresa representan el 100% del total de la energía disponible; las pérdidas representaron el 16% en 1991, mientras que en 1983 representaban el 32.83% del total de la energía disponible. Como se puede ver estas se han ido recuperando considerablemente.

Precios Unitarios (\$/kwh)	(\$/kwh)	% CIPLP
Tarifa equivalente de compra	10.04	39.53
Tarifa promedio de venta	20.94	63.03

Para 1991 la tarifa promedio de venta al usuario final llegó al 63% del CIPLP.

RESULTADOS FINANCIEROS

La electrificadora presentó durante el período 83-86 pérdida, como consecuencia de un incremento mayor en los gastos de explotación que en el nivel de ingresos, lo que se explica básicamente por la carencia de un sistema de facturación real, en tanto que en el período 87-91 la empresa muestra utilidad, generada entre otras razones, por la adopción de una política de cortes, lo cual redundó en un incremento del recaudo por ventas de energía.

El Activo Corriente representó el 24.4% del Activo total y creció en promedio entre 1983 y 1991 en 2.1% y de este, las cuentas por cobrar al consumidor final alcanzaron el 74.7%, lo que significó un crecimiento del 26.2% en el mismo período, lo cual indica que la cartera morosa es uno de los mayores problemas que presenta la

empresa.

Dentro del Pasivo Total, el Pasivo Corriente representa el 24.7% en 1991 y dentro de estos, las Cuentas por pagar por compras de energía tienen el mayor porcentaje de participación (95%), las cuales han crecido en promedio el 22% debido a los incrementos por compras de energía a EPM. Es de anotar que entre 1990 y 1991 se presentó un crecimiento en dólares del 61.8% el cual es significativo, pues en 1991 la empresa se vio obligada a financiarse con el no pago de energía y así poder cumplir con otros compromisos.

Los otros Pasivos en 1991 tienen un porcentaje de participación alto (69.5%) dentro del total de los pasivos, y de estos US\$1.6 millones corresponden a depósitos recibidos en dinero y materiales por parte de los socios y particulares, destinados a programas de inversión y equivalen al 67.8% del total de los otros pasivos.

La empresa presentó un nivel de endeudamiento del 64% en 1991

En 1991 la empresa presentó un índice de 165 usuarios atendidos por trabajador y durante el período ha ido mejorando esta relación ya que en 1983 era de 99 usuarios por trabajador. La energía vendida por trabajador en 1983 era de 287 Mwh/trabajador y en 1991 de 666 mwh/trabajador.

La electrificadora presenta problemas en cuanto a recuperación de cartera pues el período de recaudo está en 4 meses y medio.

Los pagos de energía por parte de la empresa en el período 83-88 oscilaron entre 5 y 9 meses, en 1989 bajaron a 2 meses y medio y entre 1990 y 1991 subieron a 6 meses por la razón expuesta anteriormente, que la empresa debió financiarse con estas cuentas para poder cumplir con otros compromisos.

RENG	CONCEPTO	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
198	TOTAL VENTAS	0.9	0.9	1.0	1.2	1.6	1.9	2.0	2.3
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	1.4	1.7	1.2	1.3	1.5	1.8	2.0	2.1
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-0.3	-0.7	-0.1	-0.1	0.1	0.1	0.0	0.1
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	0.1	-0.2	0.1	0.2	0.4	0.4	0.2	0.4
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	1.4	1.0	0.4
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	0.1	0.1	0.1	0.7	1.0	1.4	0.7	0.6
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	0.0	-0.3	-0.1	0.1	0.0	0.2	0.4	0.0
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	4.4	3.7	3.0	3.3	4.3	5.2	5.2	4.2
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	1.1	1.2	1.1	1.0	0.7	1.1	1.0	0.9
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0
448	TOTAL PATRIMONIO	4.8	3.8	3.0	3.3	4.2	3.4	3.1	2.2
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.3
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	1.0	1.4	1.3	1.1	0.8	0.6	0.3	0.5
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.18	0.29	0.32	0.26	0.19	0.47	0.49	0.56
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.00	0.00	2.81	2.49	7.85	2.74	4.69	2.87
568	GEN.INTERNA NETA	0.08	-0.17	0.03	0.10	0.28	0.22	0.14	0.22
504	CAPITAL TRABAJO NETO	0.1	-0.3	-0.2	-0.1	-0.1	0.5	0.6	0.5
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	65	86	116	116	120	137	134	136
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	162	268	265	272	230	212	72	109

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL – DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRICADORA DEL CHOCO

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	0.9	0.9	1.0	1.2	1.6	1.9	2.0	2.3	2.8
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	1.4	1.7	1.2	1.3	1.5	1.8	2.0	2.1	2.7
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-0.3	-0.7	-0.1	-0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	0.1	-0.2	0.1	0.2	0.4	0.4	0.2	0.4	0.3
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	0.0	0.0	0.0	0.7	0.7	1.4	1.0	0.4	0.4
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	0.0	0.1	0.1
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	0.1	0.1	0.1	0.7	1.0	1.4	0.7	0.6	0.5
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	0.0	-0.3	-0.1	0.1	0.0	0.2	0.4	0.0	0.1
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	4.4	3.7	3.0	3.3	4.3	5.2	5.2	4.2	4.1
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	1.1	1.2	1.1	1.0	0.7	1.1	1.0	0.9	1.3
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
448	TOTAL PATRIMONIO	4.8	3.8	3.0	3.3	4.2	3.4	3.1	2.2	1.9
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.3	0.2
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	1.0	1.4	1.3	1.1	0.8	0.6	0.3	0.5	0.8
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.18	0.29	0.32	0.26	0.19	0.47	0.49	0.56	0.64
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.00	0.00	2.81	2.49	7.85	2.74	4.69	2.87	5.18
568	GEN.INTERNA NETA	0.08	-0.17	0.03	0.10	0.28	0.22	0.14	0.22	0.22
504	CAPITAL TRABAJO NETO	0.1	-0.3	-0.2	-0.1	-0.1	0.5	0.6	0.5	0.4
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	65	86	116	116	120	137	134	136	126
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	162	268	265	272	230	212	72	109	179
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.8 ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A.

Aspectos Generales

La electrificadora del Huila es una Sociedad Anónima Colombiana, clasificada dentro de las sociedades descentralizadas, perteneciente al orden nacional, vinculada al sector Administrativo del Ministerio de Minas y Energía, sometida al régimen previsto para las empresas industriales y comerciales del Estado y presta su servicio al Departamento del Huila. Es una empresa distribuidora en mayor proporción cubriendo el 76.4% del total de la población. Su generación es mínima produciendo el 7.9%, de la energía necesaria para satisfacer su demanda en 1991.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores tuvieron un crecimiento promedio anual del 6.74% durante el período 83-91, presentando para el último año un total de suscriptores atendidos por la electrificadora de 125.073. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio durante el período analizado del 5.46%. En 1991 las ventas al consumidor final fueron de 320 GWH.

El consumo promedio por suscriptor se mantuvo en 3 Mwh/susc. durante todo el período analizado.

Estructura para 1991

Sector	Suscriptores	Consumo
Residencial	92.25	56.47
Comercial	5.96	12.31
Industrial	0.19	13.23
Oficial	1.51	6.03
Alum. Publ.	0.03	5.24
Otros	0.07	6.72
TOTAL	100.00	100.00

El mercado está concentrado básicamente en el sector residencial que consumió en 1991 el 56.47% de la energía total con el 92.25% del total de suscriptores, mientras que los sectores comercial e industrial participaron en el 25.5% del consumo. Para la situación financiera de la empresa esto no es favorable ya que gran proporción del consumo está en estratos de bajos ingresos y por ende con tarifas bajas.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA 1983-1991

Unidades Físicas	GWH 1983		GWH 1991	
		%		%
Energía Disponible	269.3	100.0	402.4	100.0
Generación	594.6	47.7	877.5	54.4
Compra de Energía	238.1	88.4	371.0	92.1
Disponible	269.3	100.0	402.4	100.0
Energía Vendida	209.0	77.6	320.0	79.5
Pérdidas	60.2	22.4	82.4	20.5

Las compras de energía en 1991 representaron el 92.1% del total de la energía disponible y las pérdidas representan el 20.5%. Estas se han ido recuperando ya que en 1983 representaban el 22.4%.

Precios Unitarios (\$/kwh)	1991	
	(\$/kwh)	% CIPLP
Tarifa equivalente de compra	16.51	66.5
Tarifa promedio de venta	28.61	80.6

Para 1991 la tarifa promedio de venta al usuario final llegó al 80.6% del CIPLP.

RESULTADOS FINANCIEROS

Las utilidades de la empresa han venido mejorando en los últimos tres años del período analizado, debido a que el margen entre las tarifas de compra y venta de energía en 1991 llegó al 42.29% lo que refleja recuperación. El nivel de los gastos de explotación de la empresa frente a sus ventas es alto lo que afecta significativamente el margen operativo.

Del total de Activos en 1991 los activos fijos representaron el 67.4% y los activos corrientes el 16%; de estos, las cuentas por cobrar al usuario final fueron el 74% y crecieron entre 1983 y 1991 en promedio el 8.3%.

El patrimonio representó el 55% del total pasivo y patrimonio, mientras que las deudas a largo plazo únicamente representaron el 5.6% del total del pasivo. El pasivo corriente representó el 28.6% y dentro de este el rubro de mayor participación (96.6%) fueron las cuentas por pagar por compras de energía, las cuales tuvieron un crecimiento promedio dentro del período analizado del 8.4%. Los pasivos laborales representaron el 25%.

La empresa presentó el 1991 un nivel de endeudamiento del 45.1% mientras que en 1983 representaba el 18%, lo que indica como se ha deteriorado la estructura financiera de la empresa.

La electrificadora en 1991 atendió 294 usuarios por trabajador, durante el período ha ido mejorando esta relación, ya que en 1983 era de 191 usuarios por trabajador. La energía vendida por trabajador también ha ido aumentando pues en 1983 era de 538 Mwh/trabajador y en 1991 fue de 750 mwh/trabajador.

La empresa debe mejorar el período de cobro de energía pues durante el período analizado siempre ha estado por encima de 4 meses.

El período de pago de energía por parte de la empresa es de seis meses, retrasos que inciden en la empresa vendedora de energía en bloque.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DEL HUILA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	9.9	10.4	8.5	7.9	8.6	9.7	11.6	12.9	14.9
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	11.1	12.1	10.6	9.6	10.6	11.1	12.1	12.4	14.4
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	1.1	1.0	1.3	1.3	1.1	0.4	0.4	1.0	0.9
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-0.2	-1.0	-4.2	-2.4	-2.1	-4.8	0.7	0.8	1.3
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	5.3	2.4	-1.2	0.3	2.3	-2.6	3.8	3.3	3.9
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	6.3	9.0	7.2	2.5	3.8	6.0	1.8	5.7	0.6
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	2.2	2.0	2.0	2.5	2.1	0.8	0.6	1.1	1.1
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	4.5	5.4	1.5	1.6	2.4	1.6	3.5	2.1	1.2
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	4.8	3.9	2.6	-1.2	1.6	0.9	1.5	5.8	2.2
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	64.6	62.9	50.9	48.8	51.8	39.1	39.9	30.6	29.8
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	7.1	7.2	6.2	4.4	3.9	4.4	5.0	6.7	7.1
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	10.0	13.3	9.6	8.8	8.6	4.6	4.3	7.5	7.3
448	TOTAL PATRIMONIO	67.1	64.8	50.0	46.9	47.5	27.6	34.1	25.1	24.3
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	4.3	3.8	6.1	4.5	4.4	0.8	0.7	0.7	1.1
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	7.0	9.2	6.9	7.4	6.2	5.5	5.4	6.0	5.7
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.18	0.22	0.25	0.24	0.26	0.43	0.31	0.44	0.45
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	2.12	1.01	0.00	0.11	1.09	0.00	5.97	3.00	3.50
568	GEN.INTERNA NETA	2.70	0.32	-2.61	-1.93	0.17	-3.04	2.78	1.95	2.74
504	CAPITAL TRABAJO NETO	1.2	-1.1	0.6	-1.9	-1.4	-0.8	-0.2	0.9	1.5
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	116	149	178	120	113	117	136	158	133
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	221	283	209	290	304	302	281	289	208
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.9 ELECTRIFICADORA DEL META "EMSA"

Aspectos Generales

La electrificadora del Meta es una sociedad anónima, sometida al régimen jurídico previsto para las empresas industriales y comerciales del estado que desarrolla básicamente la actividad de distribución de la energía eléctrica; atiende 21 municipios con una cobertura del servicio del 53.24%.

CARACTERISTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores de la Electrificadora del Meta, tuvieron un crecimiento promedio del 10%, durante el período analizado. Para 1991 el número total de suscriptores atendidos por la electrificadora ascendió a 70.132. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio anual del 9.5% durante el período 1983-1991. En 1991 las ventas al consumidor final llegaron a 226 Gwh.

Durante el período analizado se mantiene el consumo promedio por suscriptor en 3 Mwh/suscriptor debido a los similares ritmos de crecimiento promedio anual de los suscriptores y el consumo.

Estructura para 1991

Sector	suscriptores (%)	consumo (%)
Residencial	89.47	49.11
Comercial	9.23	14.56
Industrial	0.23	17.15
Oficial	0.73	13.61
A.P.	0.01	5.05
Otros	0.03	0.52
Total	100.00	100.00

Es de anotar que el 49.1% de los consumos totales de energía son residenciales y a su vez al interior de estos últimos el 78% está concentrado en los estratos II y III fundamentalmente en consumos entre 0-200 Kwh-mes.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983-1991

Unidades Físicas	1991	
	Gwh	%
Generación	2.0	1.0
Compra de energía	276.0	99.0
Energía disponible	278.0	100.0
Disponible	278.0	100.0
Energía vendida	226.0	81.3
Pérdidas	52.0	18.7

Por su carácter de empresa distribuidora, las compras de energía del Meta representaron más del 98% de la energía disponible, el 2% restante lo suple con la central térmica de Puerto López. Se ha presentado una reducción en el nivel de pérdidas con respecto a la energía disponible, en 1983 estas fueron del 27.9% y para 1991 llegó al 18.7%.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/kwh)	(%) del CIPLP
Tarifa equivalente de compra	18.06	68.0
Tarifa promedio de venta	29.97	81.0

En el período 1983-1991 la tarifa de compra presentó un crecimiento promedio anual en pesos corrientes del 30.5% frente al 28% de la tarifa de venta, es así que para 1983 el margen de compraventa era del 48.3% y en 1991 fue del 39.7%, reflejando un deterioro financiero. A partir del año 1991 se empezó a aplicar la indexación del 2.23% mensual sobre las tarifas de venta de acuerdo con la resolución 095 del 14 de noviembre de 1990 con el objetivo de eliminar el subsidio de los estratos altos del sector residencial. A pesar de esto la empresa requiere subsidios del gobierno nacional que compensen el rezago tarifario de los estratos bajos del sector residencial.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983-1991

La electrificadora arrojó utilidades durante el período 1983-1991 con excepción del bienio 1988-1989 donde se presentó una situación de pérdida neta debido a los intereses causados por atrasos en pagos de energía y los costos financieros por los créditos contratados y destinados a inversión. El continuo deterioro del margen de compra-venta es compensado parcialmente por: i) la reducción de las pérdidas lo cual redundó en unas mayores ventas de energía y, ii) la reducción de los gastos de administración, operación y mantenimiento que para 1983 absorbían el 25% y en 1991 el 20% de los ingresos.

En 1983 por cada peso destinado a pagar servicio de deuda se dispuso de \$22 de recursos propios y para 1991 se destinó casi la totalidad de las fuentes internas. Este deterioro obedece al bajo margen de compra y venta y a las amortizaciones de capital e intereses derivados de los créditos contratados para ejecutar inversión.

De igual manera, en el año 1983 los recursos propios descontando el servicio de deuda cubrían la totalidad de la inversión mientras que en 1991 representaban solamente el 2% de ésta, comprometiendo seriamente los futuros planes de inversión para ampliar la cobertura del servicio. Paralelamente en el año 1991 los activos comprometidos por concepto de pasivos ascendieron al 62% afectando fuertemente la capacidad de endeudamiento de la electrificadora.

En 1983 los activos ascendían a US\$ 5.8 millones y para 1991 llegaron a US\$ 20.6 millones. Los activos corrientes en 1991 representaron el 30% de los activos totales y a su vez, las cuentas por cobrar de energía absorbieron el 73.5% de los activos corrientes; esto debido a la alta cartera oficial, fundamentalmente la del acueducto de Villavicencio.

Durante el período 1983-1991 el crecimiento promedio anual en dólares de los pasivos fue del 16%, y del patrimonio 11%. El mayor dinamismo de los pasivos obedece básicamente a los pasivos corrientes que en 1991 representaron el 91% de éstos y a las cuentas por pagar de energía que representaron el 63% de los pasivos de corto plazo.

RESULTADOS DE GESTIÓN 1983-1991

El número de suscriptores atendidos por trabajador presentó un crecimiento promedio del 7.8% en el período 1983-1986; a partir del año 1987 el crecimiento anual fue del -0.5% debido al fuerte aumento de la planta de personal.

En el período 1983-1986 la productividad por trabajador presentó un crecimiento del 6.7% y a partir de 1987 este indicador creció al -2.0%, evidenciando un sobredimensionamiento en la planta de personal con respecto a la energía vendida.

La política de recuperación de cartera es precaria en el período analizado, en el año 1991 los días promedio de cobro ascendieron a 151 días, esto se explica básicamente por el bajo nivel de recaudos al sector oficial, lo cual afecta a la electrificadora para cubrir sus obligaciones de corto plazo.

El período de pago de energía en 1983 era de 108 días, en 1987 de 135 días y en 1991 de 197 días. Este comportamiento se explica básicamente por que los continuos atrasos del usuario final, hacen que la electrificadora incurra en atrasos cada vez mayores con el ICEL.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRICADORA DEL META

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	5.8	5.7	4.9	5.0	6.2	7.1	8.0	9.0	11.0
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	5.7	6.2	5.5	5.8	6.9	8.1	8.8	9.0	10.8
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.8	0.9	1.3
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	0.6	0.1	0.4	0.2	0.1	-0.2	-0.9	0.2	0.0
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	0.9	0.4	0.6	0.9	0.4	0.4	0.6	1.4	1.5
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	0.4	0.5	0.2	0.5	7.1	-2.7	1.7	2.8	1.5
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.8	1.0	1.5
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	0.6	1.4	0.8	0.7	1.9	2.4	1.1	4.1	1.7
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	0.7	-0.6	0.0	0.7	5.6	-4.8	0.4	-0.9	-0.2
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	2.0	3.2	3.2	3.6	5.5	16.6	16.7	14.4	14.4
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	3.5	3.5	10.4	9.2	7.8	4.1	5.1	4.9	6.0
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	0.3	0.6	0.6	0.7	0.6	0.1	0.1	0.4	0.2
448	TOTAL PATRIMONIO	3.3	3.5	3.4	3.8	5.2	13.6	13.1	8.4	7.8
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.9	0.9	0.7
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	2.2	3.3	10.4	8.8	2.4	3.3	4.4	5.4	6.8
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.43	0.52	0.76	0.72	0.62	0.34	0.40	0.57	0.62
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	22.37	17.00	0.00	0.00	126.71	6.28	0.73	1.19	1.03
568	GEN.INTERNA NETA	0.72	0.31	0.47	0.76	0.33	0.28	-0.18	0.37	0.04
504	CAPITAL TRABAJO NETO	1.3	0.1	0.0	0.3	5.4	0.8	0.9	-0.4	-0.8
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	125	102	111	140	129	98	119	129	151
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	108	130	146	124	135	188	196	202	197
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.10 CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO "CEDENAR"

Aspectos Generales

CEDENAR es una sociedad anónima de economía mixta, sometida al régimen jurídico previsto para las empresas industriales y comerciales del estado. Desarrolla básicamente la actividad de distribución de energía eléctrica y su área de jurisdicción abarca 52 municipios. Actualmente tiene una cobertura del servicio del 52.78%.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores presentaron un crecimiento promedio anual del 6.6%, durante el período 1983-1991. Para 1991 el número total de suscriptores atendidos por la electrificadora ascendió a 143.482. El consumo de energía presentó un crecimiento promedio durante el período analizado del 6.9%. En 1991 las ventas al consumidor final llegaron a 403 Gwh.

Para 1991 el consumo promedio por suscriptor llegó a 3 Mwh/susc, el mismo nivel de 1983. En el trienio 1985-1987 este valor disminuye a 2 Mwh/suscriptor ocasionado por el mayor ritmo de crecimiento de los suscriptores (residenciales y de estratos bajos) con respecto al crecimiento del consumo.

estructura para 1991

Sector	suscriptores (%)	consumo (%)
Residencial	95.86	72.89
Comercial	2.63	5.91
Industrial	0.64	6.73
Oficial	0.78	5.02
A.P.	0.09	4.71
Otros	0.00	4.74
Total	100.00	100.00

CEDENAR sirve un mercado altamente deprimido y disperso, es así como el 95% de los suscriptores residenciales consumen el 72.89% del total y representan el 60% de los ingresos totales. Además, de los ingresos residenciales, el 83% se concentra en los estratos I, II y III. Esta composición le genera un problema estructural en sus finanzas y la necesidad de subsidios vía presupuesto nacional.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983-1991

Unidades Físicas	1991	
	Gwh	%
Generación	187.2	32.0
Compra de energía	402.0	68.0
Energía disponible	589.2	100.0
Disponible	589.2	100.0
Energía vendida	403.0	68.3
Pérdidas	186.7	31.6

Las compras de energía de Nariño presentaron una tasa de crecimiento promedio anual del 17.6% a través del período analizado y para 1991 representaron el 68% de la energía disponible, el 32% restante lo atendió con la central de Termotumaco (15.78 Mw), la central hidráulica Río Mayo (21 Mw), Río Bobo (4.3 Mw) y otras pequeñas centrales hidráulicas. Es notorio el elevado nivel de pérdidas con respecto a la energía disponible que para 1991 alcanzó el 31.6% siendo el nivel más alto del grupo ICEL. Esto, ocasionado por la falta de remodelación de redes, control de pérdidas no técnicas, etc.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/kwh)	(%) del CIPLP
Tarifa equivalente de compra	18.53	75.0
Tarifa promedio de venta	18.44	46.0

Para 1991 se observa el alto rezago de la tarifa de venta con respecto al CIPLP debido a la desventajosa composición de su mercado y los subsidios que da a los estratos altos. Además el margen de compraventa arrojaría un valor negativo, para dicho año.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983-1991

Se observa una continua situación de pérdida neta a través del período analizado debido a: i) la estructura tarifaria y de mercado conlleva a un problema estructural, pues el margen de compraventa es negativo, ii) Su alto nivel de pérdidas con respecto a la energía disponible, además de afectar sus ingresos por menores ventas de energía, muestra una alta ineficiencia técnica y administrativa, iii) Sus gastos de administración operación y mantenimiento son extremadamente altos, para 1983 absorbían el 50% de los ingresos y para 1991 casi el 58%, reflejando la alta ineficiencia y el sobredimensionamiento de la planta de personal, iv) Los intereses causados por los atrasos en los pagos de energía a ICEL, ISA y CHB en los años 1990 y 1991 donde absorbieron el 33% y el 74% de los ingresos, respectivamente.

La generación interna neta presenta un comportamiento negativo y creciente; es así como en 1991 llegó a -US\$12.07 millones, mostrando su incapacidad de pago para atender las obligaciones de servicio de deuda y requerimientos de inversión. Además los pasivos comprometen el 70% de los activos denotando una total incapacidad de endeudamiento.

El capital de trabajo en 1983 fue del orden de los - US\$5.5 millones y en 1991 - US\$11 millones, debido a los fuertes atrasos en los pagos de energía y a los intereses causados por estos atrasos.

En el período 1983-1991 los activos presentaron un crecimiento promedio anual en dólares del 9.4%, los pasivos crecieron al 12.2%. Por otro lado en 1983 los pasivos comprometían el 44.0% del activo total y para 1991 el 63%. Además se evidencia la fuerte influencia de las cuentas por pagar de energía y el saldo de los intereses por atrasos en pagos de energía, que para 1991 representaban el 44% y el 16% respectivamente. Los pasivos laborales representaron en 1983 el 6% de los pasivos totales y en 1991 el 14%.

RESULTADOS DE GESTIÓN 1983-1991

En el período 1983-1986 el número de suscriptores por trabajador presentó una tasa de crecimiento promedio anual del 6.5%; para el período 1987-1991 su crecimiento promedio fue del -1.0% evidenciando el aumento excesivo de la planta de personal con respecto al número de suscriptores atendidos.

La productividad por trabajador presentó un crecimiento promedio del 3.2% en el período 1983-1987, en el cuatrenio 1988-1991 su ritmo de crecimiento pasó al 0.5%, mostrando una fuerte disminución.

La política de recuperación de cartera presenta una situación precaria, reflejada en el año 1991 donde alcanza 151 días promedio de cobro al usuario final.

El período promedio de pago de energía en 1983 era de 408 días, en 1987 de 652 días y en 1991 de 706 días. Se observa como la electrificadora se ha venido financiando mediante los altos atrasos en sus pagos de energía, debido a que sus gastos de explotación son continuamente mayores que sus ingresos de explotación.

El margen operativo (con depreciación) en 1983 fue del -52.29% y para 1991 del -46.24%, indicador que refleja la magnitud de la crisis de la empresa.

Los gastos AOM permanecen en el período analizado en niveles superiores al 50%, debido al excesivo tamaño de la planta de personal y a la alta ineficiencia técnica y administrativa.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO		NARIÑO								
RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	8.1	8.0	7.4	7.3	8.3	9.3	10.5	11.6	12.1
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	12.4	12.5	11.2	11.2	11.6	14.3	15.6	14.2	17.7
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.4	0.4	0.8	1.0	0.9	0.7	0.0	4.0	9.2
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-3.0	-3.9	-5.5	-2.9	-2.3	-4.3	-3.1	-5.1	-13.2
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	-1.4	-2.6	-3.6	-1.0	-0.8	-1.2	0.0	-0.3	-3.2
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	2.6	0.6	12.1	4.1	2.2	5.7	15.3	0.7	0.5
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	0.8	1.0	1.1	1.7	1.6	0.7	4.5	4.0	9.2
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	4.4	2.2	5.7	2.1	1.7	3.7	2.3	1.9	0.4
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-4.0	-5.2	1.6	-0.7	-1.8	0.1	8.5	-5.5	-12.3
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	27.4	26.6	26.3	26.6	28.7	87.4	86.0	54.8	51.0
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	6.3	7.3	6.7	7.4	6.4	7.1	12.1	17.3	19.0
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	2.6	2.3	1.3	1.2	1.1	0.8	3.2	0.7	4.3
448	TOTAL PATRIMONIO	19.7	16.2	14.7	14.7	16.9	71.9	72.6	38.7	22.6
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	2.8	2.0	3.9	4.7	3.3	3.3	2.6	0.3	0.3
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	12.5	16.9	12.4	12.8	12.6	11.7	10.7	23.5	38.3
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.46	0.55	0.57	0.58	0.53	0.25	0.28	0.47	0.70
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
568	GEN.INTERNA NETA	-1.98	-3.16	-3.94	-2.44	-2.15	-1.73	-4.02	-3.80	-12.07
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-5.5	-9.1	-4.9	-4.7	-5.6	-4.7	1.5	-3.1	-11.0
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	125	112	164	196	155	144	144	220	151
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	408	585	645	625	652	527	460	642	706
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.11 CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER (CENS)

Aspectos Generales

CENS es una sociedad anónima y legalmente clasificada como una sociedad de economía mixta, que básicamente desarrolla las actividades de generación y distribución de la energía eléctrica. Los municipios del área de su jurisdicción ascienden a 35 con una cobertura del servicio del 75.47%.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores presentaron un crecimiento promedio del 6.2%, durante el período 1983-1991. Para 1991 el número total de suscriptores atendidos por la empresa ascendió a 174.708. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio durante el período analizado del 6.8%. En 1991 las ventas al consumidor final llegaron a 631 Gwh.

A través del período analizado se presenta un mayor ritmo de crecimiento del consumo con respecto a los suscriptores; para 1983 el consumo promedio por suscriptor llegó a 3 Mwh/susc y en 1991 alcanzó los 4 Mwh/suscriptor.

estructura para 1991

Sector	suscriptores (%)	consumo (%)
Residencial	91.71	52.35
Comercial	6.44	13.46
Industrial	0.53	22.61
Oficial	0.85	5.38
A.P.	0.04	4.40
Otros	0.02	1.77
Total	100.00	100.00

Los mayores consumos se concentran en el sector residencial y especialmente en el estrato II con el 47% y los estratos III y IV con el 36%, respecto al total residencial.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983-1991

Unidades Físicas	1991	
	Gwh	%
Generación	12.7	1.8
Compra de energía	730.2	98.2
Energía disponible	742.9	100.0
Disponible	742.9	100.0
Energía vendida	631.0	82.3
Pérdidas	111.9	17.7

Las compras anuales de energía de CENS fueron superiores al 90% durante el período de análisis, constituyéndola en una empresa fundamentalmente distribuidora. La energía disponible restante la genera en las centrales térmicas Río Zulia (15 Mw) y Tibú (19 Mw). En cuanto al nivel de pérdidas con respecto a la energía disponible se observa para 1991 una reducción de aproximadamente 3 puntos en relación al nivel presentado en 1983.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/kwh)	(%) del CIPLP
Tarifa equivalente de compra	15.13	64.7
Tarifa promedio de venta	26.27	69.8

Las tasas de crecimiento promedio anual durante el período de análisis para las tarifas de compra y venta fueron igualmente del 28%. Para el año 1991 el margen de compra y venta fue del 42%.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983-1991

La empresa presentó una situación de pérdida neta en el período 1983-1986 debido a: i) El bajo dinamismo de la tarifa de venta, que presentó un crecimiento promedio anual en pesos corrientes del 19%, frente al 22% de la tarifa de compra, ii) el elevado nivel de pérdidas con respecto a la energía disponible que para 1983 ascendió al 20% y en 1986 al 19%, generando unas menores ventas de energía y, iii) los altos gastos de administración, operación y mantenimiento que en 1986 absorbían el 30% de los ingresos, básicamente por el sobredimensionamiento de la planta de personal.

En el período 1987-1991, CENS presentó utilidades consecutivas, básicamente por: i) La recuperación de la tarifa de venta y esto se observa en el margen de compra y venta que en 1986 fue del 38% y para 1991 del 42%. ii) La reducción de las pérdidas que para 1991 absorbieron el 15% de la energía disponible. iii) Adicionalmente se presentó una reducción en los gastos de administración operación y

mantenimiento los cuales representaron el 25% de los ingresos.

Cobertura del servicio de deuda y nivel de endeudamiento: En 1983 por cada peso requerido para el servicio de deuda solamente se disponían de 61 centavos de recursos propios y los acreedores comprometían el 25% de los activos. Para 1991 los recursos propios son 6 veces superiores al servicio de deuda. Además la capacidad de endeudamiento de la electrificadora se mejora con respecto a 1990 pues en dicho año los pasivos comprometían el 41% de los activos y para 1991 el 30%.

La Generación interna neta en el bienio 1983-1984 arroja valores negativos; a partir de 1985 es positiva y en el año 1991 el autofinanciamiento de la inversión es mayor que uno.

Los activos totales presentaron un crecimiento promedio anual del 4.2%. En 1983 ascendieron a US\$ 50.8 millones y a su vez los activos corrientes representaron el 20% de estos; en 1991 los activos alcanzaron los US\$ 70 millones y los activos corrientes representaron el 17.8% de estos. El comportamiento de los pasivos se ve determinado por las cuentas por pagar de energía y los pasivos laborales que en 1991 representaban el 26% y 25% respectivamente del total. Por otro lado, para 1983 el pasivo comprometía el 25% del activo, en 1990 el 40% y en 1991 el 30%, evidenciándose para el año 1991 un deterioro en la estructura financiera con respecto a 1983, pero una recuperación con respecto al año anterior.

RESULTADOS DE GESTIÓN 1983-1991

En 1983 un trabajador atendía 275 suscriptores, en 1988, 210 suscriptores debido al incremento en la planta de personal en un 38% con respecto a 1983. Para 1991 el número de suscriptores por trabajador fue de 397 debido a una reducción en la planta de personal.

La productividad por trabajador registró un crecimiento promedio anual del 6.2% en el período 1983-1987. En 1991 se presentó el nivel más alto de la productividad por trabajador del período (1434 Mwh/trabajador), debido a que hubo una reducción de la planta de personal con respecto a 1990 del 18%, y un aumento en la energía vendida del 5.3 %.

La política de recuperación de cartera reflejada en los días promedio de cobro, que para 1991 llegaron a 91, presentó una continua mejoría durante el período 1984-1990, mejorando la posibilidad de afrontar las obligaciones de corto plazo.

En 1991 el período promedio de pago fue de 116 días, nivel que refleja los atrasos en los pagos de energía, pero a pesar de esto

se ha presentado cierta mejoría con respecto a 1983, cuando los días promedio de pago fueron 168.

El margen operativo (con depreciación) en 1983 fue de -16.59% y aumentó en 1991 al 4.62%, esta evolución refleja una recuperación durante el período que no llega a ser significativa debido al alto rezago que presenta la tarifa de venta.

En el año 1983 las pérdidas representaron el 22% de los ingresos y para 1991 su participación disminuyó al 14% aproximadamente, es decir, hubo una tendencia a la reducción de las pérdidas con respecto a la energía disponible.

Para 1991 los gastos AOM representaban el 25% de los ingresos, ubicándose en niveles relativamente aceptables, además si se compara con el año 1983 donde estos absorbían el 32.2 % se nota una ostensible mejoría.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO

NORTE DE SANTANDER

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	17.4	14.9	14.6	14.2	16.9	18.7	20.6	21.6	27.0
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	20.3	19.3	16.5	16.3	16.9	18.8	21.8	21.9	25.7
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	0.3	0.2	0.5	0.5	0.4	0.3	0.3	0.4	0.9
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-2.0	-2.9	-1.3	-0.9	1.7	0.8	0.3	1.2	2.1
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	0.6	-0.6	1.0	1.5	4.0	3.8	3.7	3.3	4.9
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	2.9	0.9	5.3	0.8	5.9	3.2	3.0	2.6	3.2
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	1.0	0.5	0.7	1.4	1.0	0.4	0.6	1.4	0.8
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	3.7	3.7	3.1	2.1	3.6	4.3	3.2	4.0	4.5
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-1.3	-4.0	2.4	-1.3	5.3	2.3	3.0	0.6	2.8
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	37.7	36.8	31.6	30.7	34.2	41.4	41.2	33.4	57.5
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	10.3	9.8	7.9	7.4	9.8	10.4	12.3	10.5	12.6
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	2.8	2.2	1.6	1.2	0.9	0.6	1.0	0.9	0.7
448	TOTAL PATRIMONIO	38.3	33.5	28.0	26.8	32.3	36.2	36.2	26.5	49.8
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	1.0	0.7	2.5	1.4	1.2	1.2	1.0	1.1	0.8
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	9.1	12.4	8.6	8.9	6.0	6.8	8.5	10.5	11.3
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.25	0.32	0.32	0.32	0.28	0.31	0.34	0.41	0.30
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.61	0.00	1.38	1.05	4.21	9.24	6.68	2.40	6.01
568	GEN.INTERNA NETA	-0.36	-0.99	0.23	0.06	2.82	2.99	2.80	1.69	3.98
504	CAPITAL TRABAJO NETO	1.6	-2.3	0.4	-0.8	4.4	4.5	4.2	0.8	1.6
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	86	107	106	108	105	98	110	94	91
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	168	274	168	168	159	160	160	152	116
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.12 ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. "ESSA"

Aspectos Generales

ESSA es una sociedad anónima que desarrolla básicamente las actividades de generación y distribución de energía eléctrica, sometida al régimen jurídico previsto para las empresas industriales y comerciales del estado. Los municipios de su área de jurisdicción ascienden a 78, con una cobertura del servicio del 73.56%.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores de la electrificadora presentaron un crecimiento promedio anual del 7.3%, durante el período 1983-1991. Para 1991 el número total de suscriptores atendidos por la electrificadora ascendió a 278801. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio durante el período analizado del 6.8%. En 1991 las ventas al consumidor final llegaron a 854 Gwh.

El consumo promedio por suscriptor fue aproximadamente de 3 Mwh/suscriptor por año a través del período analizado, debido a que las tasas de crecimiento promedio del consumo y los suscriptores son muy similares.

Estructura para 1991

Sector	suscriptores (%)	consumo (%)
Residencial	91.22	45.24
Comercial	6.27	12.01
Industrial	1.03	30.10
Oficial	1.17	5.83
A.P.	0.04	6.16
Otros	0.28	0.67
Total	100.00	100.00

El sector residencial representa el 45.24% del consumo total y el 83% del residencial se concentra en los estratos II, III, IV. Además los sectores industrial y comercial representan el 42% del consumo total y contribuyen con el 52% de los ingresos totales.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983-1991

Unidades Físicas	1991	
	Gwh	%
Generación	311.2	1.8
Compra de energía	717.6	98.2
Energía disponible	1028.8	100.0
Disponible	1028.8	100.0
Energía vendida	854.8	83.1
Pérdidas	174.0	16.9

Las compras de energía de Santander con relación a la energía disponible representaron en 1983 el 27.37% y en 1991 el 69.37%. La energía demandada restante la atiende con las plantas de generación de Termobarranca I, II y III (123.9 Mw), Palenque III y IV (24.6 Mw), Palmas (17.92 Mw), Zaragoza (1.56 Mw), Cascada (3.13 Mw), Servita (0.76 Mw), Calichal y Cómoda (0.72 Mw). Por otro lado se presentó para 1991 un aumento cercano a un punto en el nivel de pérdidas con respecto a la energía disponible, comparado con el nivel presentado en 1983.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/kwh)	(%) del CIPLP
Tarifa equivalente de compra	10.20	43.66
Tarifa promedio de venta	28.22	76.00

En 1991 la tarifa de venta representó el 76% del CIPLP, mientras que la tarifa de compra participó en el 43% del CIPLP en bloque; este bajo nivel obedece a las compras de energía que realiza la electrificadora a tarifa optimizable.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983-1991

La electrificadora presentó unos ingresos netos de explotación negativos en el período 1983-1988 debido a: i) La tarifa promedio de venta al usuario final presentó un decrecimiento promedio anual en dólares del 1.0%, ii) Los elevados gastos de administración operación y mantenimiento que en 1983 absorbieron el 49% de los ingresos y para 1988 el 44%, por exceso en el tamaño de la planta de personal y altos gastos en repuestos para las centrales térmicas. Igualmente, los subsidios que la electrificadora recibe por concepto de compras de combustible y las compras de energía con tarifa optimizable redundan en que su situación financiera no sea más grave; es así como en los años 1986 y 1988 arrojó utilidades netas, a pesar de haber presentado pérdidas consecutivas en los

años restantes del período 1983-1988.

En el trienio 1989-1991 los ingresos netos de explotación fueron positivos, además arrojó utilidades netas, básicamente por: i) El mayor dinamismo de la tarifa de venta que presentó un crecimiento promedio anual en dólares superior al 1.0%, ii) A pesar, de ser altos los gastos de administración operación y mantenimiento, para 1991 absorbieron el 36% de los ingresos, implicando una reducción de casi 8 puntos con respecto a 1988, iii) las altas compras de energía a tarifa optimizable que realizó la electrificadora en el bienio 1990-1991, iv) Los subsidios derivados de la compra de combustible que para 1990 y 1991 ascendieron a US\$ 3.0 y US\$ 4.2 millones respectivamente, inclusive estos subsidios fueron superiores al gasto anual por combustible que efectuó la electrificadora en dichos años.

La electrificadora de Santander presenta una sana situación financiera básicamente por: i) Su generación interna neta ha sido superior a los US\$ 2.5 millones, es así como en 1991 ascendió a US\$ 4.4 millones y para dicho año el autofinanciamiento de la inversión fue superior a uno, ii) además a través del período analizado, los pasivos no comprometieron más del 24% de sus activos, mostrando una buena capacidad de endeudamiento para emprender las futuras inversiones para ampliación de la cobertura del servicio.

Para 1991 los activos totales de la electrificadora ascendieron a US\$ 193 millones y los pasivos llegaron a US\$ 33.6 millones. Además es necesario resaltar que los pasivos laborales y de largo plazo representaron el 27% y 22% de los pasivos totales.

RESULTADOS DE GESTIÓN 1983-1991

Un trabajador en 1983 atendía 160 suscriptores; en 1991 aumentó a 226 suscriptores con una tasa de crecimiento promedio anual del 4.4% en el número de suscriptores por trabajador.

La tasa de crecimiento promedio anual de la productividad por trabajador fue del 4.2%. En 1991 el índice fue de 693MWH/trabajador, el más alto del período analizado.

La recuperación de cartera a partir del año 1986 presentó una tendencia a la mejoría; es así como para 1991 el período promedio de cobro al usuario final fue de 47 días, siendo un nivel aceptable que refleja acertadas políticas de recuperación de cartera.

En el período 1983-1988 la electrificadora presentó anualmente altos atrasos en su pagos de energía para financiarse en el corto plazo, debido a que los gastos de explotación fueron consecutivamente superiores a sus ingresos de explotación. A partir del año 1989 los días promedio de pago empiezan a disminuir; para 1991 estos ascendieron a 66 días, nivel que se considera aceptable.

El margen operativo en 1983 fue de -67.36% y en 1991 llegó al 6.6%, evolución que obedece a la crítica situación financiera presentada hasta el año 1988 y su recuperación y consolidación para el año 1991. Claro está que este margen es relativamente bajo si se consideran los beneficios de la optimización y los subsidios por combustible; además tiene excesivos gastos de administración, operación y mantenimiento.

Para 1983 los gastos AOM representaban el 49% de los ingresos, en 1988 el 44%, reflejando una reducción de éstos, y para 1991 este índice presenta una significativa mejoría: llegó al 36%. En esta evolución se observan dos aspectos básicos: i) A pesar de presentar una reducción en estos gastos, su nivel es alto, ii) se presenta un exceso en el tamaño de la planta de personal y elevados gastos para repuestos de las plantas térmicas en razón a la antigüedad de éstas.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DE SANTANDER

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	20.5	21.9	18.0	22.2	23.4	26.4	30.6	33.0	39.2
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	34.3	34.2	30.6	28.5	28.8	29.8	29.3	35.1	38.1
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	1.2	0.7	0.9	0.9	0.8	0.6	0.5	0.4	2.1
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-7.2	-3.2	-0.3	0.6	-2.1	0.3	3.4	1.7	5.1
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	4.0	10.9	7.0	8.4	6.7	8.8	11.9	11.5	16.9
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	4.0	6.5	7.5	8.3	14.1	10.5	13.1	11.2	10.9
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	4.6	3.3	3.9	4.4	3.2	1.0	0.5	0.4	2.1
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	5.8	10.1	7.8	7.8	7.0	13.4	14.8	14.4	13.7
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-2.4	3.9	2.8	4.5	10.7	4.9	9.6	7.8	12.1
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	189.0	176.8	144.9	139.0	144.2	139.3	140.7	145.5	167.4
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	19.2	20.1	15.7	20.5	17.3	21.6	25.2	22.2	23.1
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	5.7	8.8	6.1	5.8	5.7	3.1	2.6	3.5	2.9
448	TOTAL PATRIMONIO	184.9	170.7	140.6	135.8	142.8	127.2	127.8	129.8	159.8
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	2.9	2.2	1.9	5.2	5.4	3.9	5.5	4.6	7.6
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	20.8	23.7	17.5	18.5	6.7	12.5	13.6	14.2	7.9
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.14	0.17	0.16	0.18	0.15	0.22	0.24	0.24	0.17
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	0.87	3.29	1.81	1.90	2.08	5.28	7.90	8.36	6.53
568	GEN.INTERNA NETA	-0.52	6.66	2.59	3.53	3.20	6.95	10.05	9.75	14.44
504	CAPITAL TRABAJO NETO	1.4	0.1	2.1	4.7	12.8	13.4	18.6	15.1	18.2
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	55	82	56	116	95	111	84	66	47
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	371	416	184	164	78	150	111	97	66
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

5.13 ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA

Aspectos Generales

La electrificadora del Tolima es una sociedad anónima colombiana sometida al régimen jurídico previsto para las empresas industriales y comerciales del estado, que desarrolla básicamente las actividades de generación y distribución de la energía eléctrica; también compra, vende energía en bloque.

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

Evolución histórica 1983-1991

Los suscriptores presentaron un crecimiento promedio del 5.5%, durante el período 1983-1991. Para 1991 el número total de suscriptores atendidos por la electrificadora ascendió a 172.458. El consumo de energía tuvo un crecimiento promedio durante el período analizado del 5.1%. En 1991 las ventas al consumidor final llegaron a 666 Gwh.

En el período 1983-1991 el consumo promedio anual por suscriptor fue aproximadamente de 4 Mwh/suscriptor, debido a los similares ritmos de crecimiento de el consumo y los suscriptores.

Estructura para 1991

Sector	Suscriptores (%)	Consumo (%)
Residencial	91.91	44.70
Comercial	6.63	10.36
Industrial	0.37	34.53
Oficial	1.03	6.13
A.Público	0.06	3.15
Otros	0.01	1.13
Total	100.00	100.00

El consumo del sector residencial representa el 44.7% del total y un nivel de ingresos del 32%. Es de anotar que el 75% del consumo residencial está concentrado en los estratos I,II y III y en estos se concentrará el 59% de los ingresos residenciales. Esta composición denota la necesidad de subsidios vía presupuesto nacional.

OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA 1983-1991

Unidades Físicas	1991	
	Gwh	%
Generación	339.5	42.0
Compra de energía	469.3	58.0
Energía disponible	808.8	100.0
Disponible	808.8	100.0
Energía vendida	666.0	82.3
Pérdidas	142.8	17.6

Las compras de energía de la electrificadora del Tolima tuvieron una tasa de crecimiento promedio anual del 4.6% durante el período analizado, para 1991 representaron el 58% de la energía disponible. En 1991 las pérdidas respecto a la energía disponible fueron del 17.6%; inferiores en 4 puntos con respecto a el nivel de 1983, implicando mayores ventas.

Precios unitarios (\$/Kwh)	1991	
	(\$/kwh)	(%) del CIPLP
Tarifa equivalente de compra	21.96	88.0
Tarifa promedio de venta	25.09	73.5

Para el período 1983-1991 la tarifa de compra presentó un crecimiento promedio anual en pesos corrientes del 35% que comparada con el 28.1% de la tarifa de venta muestra la alta descompensación tarifaria y por ende el continuo deterioro financiero de la empresa.

RESULTADOS FINANCIEROS 1983-1991

Estado de resultados: La situación continua de pérdida neta obedece fundamentalmente a: i) La descompensación entre la tarifa de venta y la de compra, reflejada en el margen de compra y venta que en 1983 era del 42.19% y para 1991 llegó apenas al 12.5%. ii) Los elevados gastos de administración operación y mantenimiento que para 1983 representaban el 57% de los ingresos y para 1991 el 67%, esto se deriva básicamente del excesivo tamaño de la planta de personal. iii) Los costos financieros causados por atrasos en los pagos de energía, que en 1989 absorbieron el 60% de los ingresos y para 1991 el 25%.

Fuentes internas y externas: Las pérdidas consecutivas llevan a una generación interna bruta negativa a partir de 1987, y a que las obligaciones de servicio de deuda y los requerimientos de inversión fueran cubiertos en su totalidad con fuentes externas y con variaciones del capital de trabajo.

Así mismo la generación interna neta a partir de 1984 fue consecutivamente negativa, debido a fuentes internas negativas, reflejando el problema estructural de la electrificadora.

Para el año 1983, los pasivos representaban tan sólo el 16% de sus activos; en 1991 los pasivos comprometían el 44% de los activos, básicamente por las elevadas cuentas por pagar de energía y los intereses de mora que absorbían el 42% de los pasivos totales y los pasivos laborales con el 33%, afectando fuertemente su capacidad de endeudamiento.

RESULTADOS DE GESTIÓN 1983-1991

Un trabajador en 1983 atendía 101 suscriptores, para 1991 aumentó a 185 suscriptores, presentándose una tasa de crecimiento promedio anual del 7.8%.

La política de recuperación de cartera ha sido precaria, donde los días promedio de cobro al usuario final han superado los 130 días durante el período analizado. La cartera ha estado concentrada en su mayor parte en el sector oficial, redundando en problemas de liquidez.

Debido a que los gastos de explotación son continuamente superiores a los ingresos de explotación, la electrificadora se financió mediante el no pago de energía a través del período analizado, siendo el período promedio superior a los 240 días.

El margen operativo (con depreciación) en 1983 fue de -27.67%, deteriorándose aún más para 1991 donde alcanzó -34.34%, mostrando la crisis estructural de la electrificadora, debido a su estructura tarifaria y al exceso en el tamaño de la planta de personal.

Para 1983 los gastos AOM eran el 57% de los ingresos y para 1991 el 67%, reflejando ineficiencia operativa y administrativa.

FINANCIERA ENERGETICA NACIONAL S.A.

DIVISION DE ANALISIS SECTORIAL - DASEC
(Millones de Dolares)

RESUMEN HISTORICO ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA

RENG	CONCEPTO	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
198	TOTAL VENTAS	19.8	16.9	14.3	14.3	15.2	17.8	18.7	21.9	27.2
228	TOTAL GASTOS EXPLOTACION	25.2	25.0	21.6	24.6	25.6	26.2	25.4	25.3	36.6
245	TOTAL GTOS.FINANCIEROS	1.0	1.6	1.6	2.5	1.3	0.3	0.7	0.1	0.0
256	UTILIDAD(PERDIDA)NETA	-4.9	-8.4	-8.2	-10.9	-8.5	-6.5	-16.3	-5.2	-14.0
274	TOTAL FUENTES INTERNAS	2.6	1.7	-3.5	0.8	-0.8	-0.6	-7.4	-2.3	-2.5
306	TOTAL FUENTES EXTERNAS	3.3	3.1	7.3	9.6	4.0	8.0	4.9	2.8	1.3
341	TOTAL SERVICIO DEUDA	1.3	2.3	2.2	3.3	2.4	0.9	1.3	0.5	0.5
354	TOT.COSTO CONSTRUCCION	6.2	4.9	2.1	1.8	1.6	6.5	4.9	4.2	3.4
372	TOT.OTRAS APLICACIONES	-1.6	-2.4	-0.7	5.3	-0.8	0.0	-8.7	-4.2	-5.1
402	ACTIVO FIJO TOTAL NETO	150.9	137.7	111.1	100.4	109.5	94.6	94.1	135.1	125.7
420	TOTAL ACTIVO CORRIENTE	15.2	14.8	11.5	10.3	12.6	14.7	16.1	17.4	15.2
432	TOTAL OTROS ACTIVOS	5.4	6.5	5.1	4.6	3.7	2.1	2.3	2.1	1.2
448	TOTAL PATRIMONIO	144.1	127.1	101.2	88.5	96.5	72.9	62.3	102.8	79.6
458	TOTAL PASIVO LARGO PLZO.	4.2	4.1	4.5	9.8	8.5	4.8	4.3	3.4	2.3
479	TOTAL PASIVO CORRIENTE	17.2	21.1	17.2	11.7	14.4	15.3	25.0	30.3	31.8
520	NIVEL END.(T.PASIV./T.ACTIV)	0.16	0.20	0.21	0.23	0.23	0.35	0.45	0.34	0.44
522	COBERT.SERV.DEUDA VECES	2.04	0.72	0.00	0.24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
568	GEN.INTERNA NETA	1.19	-0.57	-4.80	-2.23	-2.93	-1.35	-7.69	-2.47	-2.95
504	CAPITAL TRABAJO NETO	-1.1	-5.4	-4.9	-0.2	-0.8	-0.6	-9.0	-8.9	-12.9
547	DIAS PROMEDIO COBRO U. FINAL	134	161	180	140	164	216	207	190	151
	DIAS PROMEDIO PAGO ENERGIA	270	428	507	240	312	339	423	402	290
157	TASA DE CAMBIO PROMEDIO	78.51	100.4	142.9	193.94	242.6	299.17	382.57	502.21	614
158	TASA DE CAMBIO FIN DE AÑO	88.87	113.89	172.2	219	263.7	335.86	433.92	568.73	632.6

6. COMENTARIOS GENERALES

- Es evidente que entre los factores con mayor incidencia en la Situación financiera del Sector, están los niveles tarifarios y la estructura de mercado de las empresas.

El sector en 1991, con un consumo residencial cercano al 50% del consumo final total, que a su vez representa el 31% de los ingresos de venta, concentró el 64% de los suscriptores en los estratos II y III mientras que los ingresos para esos estratos representaron el 50% del total de la facturación residencial. De otro lado, el sector oficial, cuya participación en el consumo y en la facturación no guarda proporción con los recaudos, afecta negativamente las finanzas de las empresas con su permanente cartera morosa y con tarifas que no son subsidiadas.

Como se planteó anteriormente, la evolución de la tarifa promedio de venta al consumidor final, en dólares, muestra como el sector no ha alcanzado un nivel tarifario acorde con los costos reales de la prestación del servicio. Por el contrario, se observa una reducción en los precios de venta, lo cual unido a las desfavorables estructuras de mercado de gran parte de las empresas (concentración de suscriptores y consumos en el sector residencial y en estratos socioeconómicos bajos), explica en buena medida la crisis financiera del sector.

- El índice de productividad (MWH/trabajador) tuvo un crecimiento anual promedio del 2% entre 1983 y 1991, en tanto que el consumo promedio bajó en proporción similar (2.3%) y el número de clientes atendidos por trabajador se incrementó a un ritmo promedio anual del 3.8%.
- La empresa con mayor mercado (según cifras de 1991), desde el punto de vista de suscriptores y consumo es EEB, seguida por EPM. Sin embargo el mayor consumo promedio por suscriptor lo tienen San Andrés y EMCALI, seguidas por EPM. En el grupo ICEL se destacan EADE, CHEC, Boyacá y CENS y en el grupo CORELCA, Bolívar, Atlántico y Magdalena.
- El mayor número de clientes atendidos por trabajador, en 1991 se dió en CENS (más de 350) y EMCALI (más de 320), mientras que los mayores índices de productividad fueron los de EMCALI seguida por CENS, EEB, EPM, BOLIVAR, CVC, ATLANTICO y META. Lo anterior considerando la energía vendida al consumidor final.
- Para 1991 las empresas con un período de cobro al usuario final, superior a seis meses fueron en su orden: SUCRE, MAGDALENA, CORDOBA, GUAJIRA y CESAR. Entre cuatro y seis meses: CHEC, TOLIMA, META, NARIÑO, ATLANTICO, HUILA y CELGAC. Se destacan EPM y San Andrés con 23 y 30 días, respectivamente.

- Con excepción de EADE, todas las empresas departamentales (filiales del ICEL y subsidiarias de CORELCA), que compran energía, presentaron en promedio, períodos de pago superiores a los 120 días. Hay casos extremos donde se sobrepasa el año de retraso en los pagos de energía.

BIBLIOGRAFIA

1. "ESTADOS FINANCIEROS EMPRESAS SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO 1983-1989". FEN-Vicepresidencia Técnica. Julio de 1990.
2. "ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 1991 Y 1990" (EMPRESAS DEL SECTOR - FIRMAS VARIAS 1)).
3. "CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA LA PARTICIPACION ACCIONARIA DE LA NACION EN LAS ELECTRIFICADORAS DEL GRUPO ICEL". Comité Técnico para la Reestructuración del Sector Eléctrico Fase III. Octubre de 1992.
4. "INDICADORES ECONOMICOS SELECCIONADOS". BANCO DE LA REPUBLICA. Folletos Trimestrales 1987-1992.
5. "INFORME ESTADISTICO SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO". Resumen 1982-1986, Resumen 1987-1989. ICEL-Oficina de Planeación-Sección e Estadística. Diciembre de 1987 y Agosto de 1990.
6. "SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO - BALANCE ENERGETICO HISTORICO 1975-1990". ISA- Oficina de Planeación, 1991.
7. "BALANCE ENERGETICO 1990". Septiembre de 1991, Balance Energético 1991. Rev. 1.0 Junio de 1992. SINSE
8. "ANUARIO DE ESTADISTICAS BASICAS - SECTOR ELECTRICO 1991". Documento JNT-1192 Octubre 1992.
9. Documento JNT-1163 y 1164 de septiembre y noviembre de 1991.

EEB: Páez Asociados
EPM: KPMG Peat Marwick
ISA: Páez Asociados
CVC: Dir. General
CORELCA: Dir. General
ICEL: Auditor de la Contraloría Gral de la Rep. ante ICEL

01001468

Informe histórico 1983 - 1991 resultados
financieros empresas sector eléctrico
colombiano informe general financiera
energética nacional vicepresidencia de crédito

333.79323 F491i1 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO
-----------------	------------	-------------------

