REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
ESPECIALIZACIÓN EN FINANZAS PÚBLICAS

SOSTENIBILIDAD DE LA DEUDA Y LA REGULACIÓN TARIFARIA DEL SERVICIO ELÉCTRICO; CASO: EMPRESA ELÉCTRICA DEL SECTOR PÚBLICO VENEZOLANO: 1996 – 2006

Trabajo presentado como requisito parcial para optar al Título de
Especialista en Finanzas Públicas

Autor: Lic. María Eugenia Rivas Ramírez
Tutor: Ing. Guillermo Pacheco

Caracas, Septiembre de 2007

DEDICATORIA

Dedico está tesis especialmente a mis padres Luis Alfonso Rivas y Bianca Esther de Rivas Ramírez, quienes me han enseñado el valor de la constancia, la paciencia, el trabajo y el amor para lograr las cosas que uno más desea. Los amo mucho.

Adicionalmente, quiero dedicar está tesis a mí tía Alix María de Ramírez Ramírez, quien siempre estuvo a mí lado con sus oraciones que iluminaron mi mente para lograr exitosamente este Postgrado. Te quiero mucho.

RECONOCIMIENTO

Quiero expresar mi agradecimiento al Ingeniero Guillermo Pacheco, tutor de esta tesis, por su valiosa colaboración y asesoramiento prestado para culminar mi trabajo especial de grado; agradezco igualmente a todas aquellas personas que de uno u otro modo me brindaron su cooperación.

ÍNDICE GENERAL

pp.

LISTA DE CUADROS vi
LISTA DE GRÁFICOS..... …..vii
RESUMEN viii
INTRODUCCIÓN..... 9

CAPÍTULO I

1. EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema……..11
1.2. Objetivos……...13
1.3. Alcance y Limitaciones…….14
1.4. Diseño Metodológico……...15
1.5. Técnica de Recolección y Procesamiento de datos ……..16

CAPÍTULO II

2. CONSIDERACIONES BÁSICAS

2.1. Sector Eléctrico en Venezuela

2.1.1. Historia del Sector Eléctrico en Venezuela…..…….18
2.1.2. Composición y Características del Sector Eléctrico en Venezuela..... 20
2.1.3. Metodología de cálculo de la tarifa y Estructura Tarifaria vigentes de la empresa eléctrica del sector público venezolano 26
2.1.4. Marco regulatorio del sector eléctrico venezolano……...32

2.2. Endeudamiento: Elementos asociados a la empresa eléctrica del sector público venezolano

2.2.1. Sostenibilidad de la deuda y Naturaleza de los pasivos financieros 36
2.2.2. Fuentes de Financiamiento de la empresa eléctrica del sector público venezolano..... 39

pp.

CAPÍTULO III

3. EVALUACIÓN DE LOS PASIVOS FINANCIEROS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DEL SECTOR PÚBLICO VENEZOLANO

3.1. Composición de los pasivos financieros de la empresa eléctrica del sector público venezolano 1996 – 2005……47

3.2. Análisis cuantitativo – cualitativo de los índices financieros de la empresa eléctrica del sector público venezolano 1996-2005 52

CAPÍTULO IV

4. INCIDENCIA ECONÓMICO – FINANCIERA DE LA TARIFA EN LA CAPACIDAD DE PAGO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DEL SECTOR PÚBLICO VENEZOLANO

4.1. Descripción del nivel tarifario en los últimos 10 años y su incidencia en la capacidad de pago de la empresa..... 66

CAPÍTULO V

5. ESCENARIOS FINANCIEROS: EN BÚSQUEDA DE LA MEJOR ESTRATEGIA…76

CONCLUSIONES……..…… 85

REFERENCIAS…….…… 86

LISTA DE CUADROS

pp.

CUADRO

1. Historia del Sector Eléctrico Venezolano……... 18

2. Comparativo de la composición del Sector Eléctrico antes y después de la Nacionalización……..... 21

3. Principales Plantas Generadoras en Venezuela…… 23

4. Tarifas Máximas……..…… 29

5. Composición de la Deuda de Corto Plazo……... 49

6. Composición de la Deuda de Largo Plazo…….. 51

7. Balance General 1996 - 2005…….. 54

8. Estado de Resultados 1996 – 2005.....…….. 55

9. Índices o Razones Financieras……. 56

10. Resoluciones por las cuales se autorizó el aumento de tarifa y otros ajustes….67

11. Histórico de Consumo de Energía (GWh), Precio Promedio (Bs./kWh) y Facturación de Energía (MMM Bs.)…….…… 69

12. Número de Suscriptores……. 74

13. Premisas Macroeconómicas, Operativas y Financieras de los diferentes Escenarios Proyectados…….……. 77

14. Escenario sin Reducción de Pérdidas de Energía y sin Aumento de Tarifa….. 79

15. Escenario con Reducción de Pérdidas de Energía y sin Aumento de Tarifa…. 82

16. Escenario con Reducción de Pérdidas y Aumento de Tarifa……. 84

LISTA DE GRÁFICOS

pp.

GRÁFICO

1. Área de influencia de las empresas eléctricas de Venezuela sobre el territorio nacional…… 22

2. Ubicación de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas en Venezuela…….. 24

3. Sistema de Transmisión Troncal e Interconectado…….. 26

4. Factor de Ajuste de Precios - FAP……... 31

5. Cargo por Ajuste de Combustible y Energía - CACE…….. 31

6. Proceso de Ley Especial de Endeudamiento…… 42

7. Fuentes de Financiamiento de la empresa…… 46

8. Tendencia de la Deuda Reestructurada por el Gobierno Nacional…….. 48

9. Tendencia de la Deuda a Largo Plazo con los Accionistas……. 50

10. Razones de Liquidez (Solvencia).……. 53

11 - 13. Razones de Apalancamiento…….……..... 57

14 - 15. Razones de Productividad……..... 61

16 - 17. Otros Indicadores…….……... 63

18. Tendencia del precio promedio…….. 68

19. Tendencia del Precio Promedio por tipo de suscriptor.……. 72

20. Tendencia del Consumo de Energía por tipo de suscriptor…….....73

21. Tendencia de la Facturación de Energía por tipo de suscriptor……..…….. 73

22. Capacidad de Pago……..… 75

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
Especialización en Finanzas Públicas

SOSTENIBILIDAD DE LA DEUDA Y LA REGULACIÓN TARIFARIA DEL SERVICIO ELÉCTRICO; CASO EMPRESA ELÈCTRICA DEL SECTOR PÚBLICO VENEZOLANO: 1996 – 2006

Autor: Lic. María Eugenia Rivas Ramírez
Tutor: Ing. Guillermo Pacheco
Fecha: Septiembre de 2007

RESUMEN

La empresa eléctrica del sector público venezolano en sus últimos diez años a acarreado una deuda financiera de sumas significativas, las cuales no ha podido cancelar debido a que sus ingresos no son lo suficientemente altos para cubrir los costos financieros de la deuda, es por esto que la siguiente investigación presenta un bosquejo histórico de la composición de la deuda financiera y de las fuentes de financiamiento de la empresa, igualmente se analiza la evolución y composición de la tarifa eléctrica ya que esta determina parte de los ingresos percibidos por la empresa, adicionalmente se muestra la estructura del sector eléctrico y el marco legal por el cual se rige, finalmente se elaboraron tres escenarios financieros proyectados a cinco años.

Dichos escenarios financieros se muestran desde el año 2007 al 2011 y requirieron de un conjunto de premisas macroeconómicas, operativas y financieras que ayudaron a elaborar una comparación de los resultados obtenidos llegando a la siguiente conclusión:

- La empresa requiere de una estructura tarifaria acorde con sus necesidades, ya que de no ser así, no podrá mejorar su situación financiera

- La empresa eléctrica requiere de un plan de gestión operativo “agresivo” donde se refleje una mejora en la reducción de las pérdidas de energía que se originan por las conexiones ilegales y la alteración de los medidores.

- Así mismo, la empresa necesita un plan de cobranza o recaudación que logre mejorar los días de cobro que tiene actualmente, para así ganar una mayor liquidez que le permita cumplir con las obligaciones más inmediatas y de largo plazo dejando a un lado la cesación de pagos a los distintos proveedores y contratistas.

Mejorando estos tres puntos la empresa lograría ser financieramente independiente, ya que contaría con los ingresos propios necesarios para hacer frente a sus obligaciones de corto y largo plazo, así como realizar sus inversiones reproductivas.

INTRODUCCIÓN

El régimen legal en Venezuela, en especial la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, consagra que "el bien común se logra, en parte, mediante una adecuada creación y prestación ininterrumpida de los servicios públicos". Estos servicios son "las actividades asumidas por órganos o entidades públicas o privadas, creados por la Constitución o por Ley, para dar satisfacción en forma regular y continua a cierta categoría de necesidades de interés general, bien sea en forma directa, mediante concesionario o, a través de cualquier otro medio legal, con sujeción a un régimen de derecho Público o Privado, según corresponda."[1]

Los servicios públicos tales como, la electricidad, el agua potable, el aseo y el teléfono, son de gran importancia para garantizar la calidad de vida de los ciudadanos, por ende, las empresas deben responder por el buen funcionamiento de los servicios públicos a través de una eficiente y adecuada prestación del servicio.

La calidad de servicio que la empresa eléctrica del sector público venezolano (en lo sucesivo se denominará *la empresa*) depende en gran medida de la ejecución de un conjunto de inversiones en infraestructura, así como de las reparaciones y mantenimientos de los distintos equipos y maquinarias que se necesitan para operar eficientemente, sin embargo, *la empresa* en las últimas décadas no ha corrido con la suerte de poder realizar todas las obras que necesita para brindar un servicio optimo y oportuno, ya que la misma no cuenta con los suficientes recursos propios que logren cubrir en su totalidad el costo de las inversiones, debido a que las mismas representan importantes sumas tanto en componente nacional como en componente extranjero para su ejecución y puesta en marcha, por esta razón *la empresa* ha tenido que recurrir a la solicitud de créditos o financiamientos, los cuales se encuentran regulados por la Ley Orgánica de Administración Financiera del Sector Público (LOAFSP).

[1] Castellín Diogenes. *Servicios Públicos. Disponible:* http://www.monografias.com/trabajos31/servicios-publicos/servicios-publicos.shtml

A través de dicha ley los entes y organismos que conforman el sector público, tales como *la empresa,* podrán celebrar operaciones de crédito público, siempre y cuando tengan la debida autorización de la Asamblea Nacional, otorgada mediante ley especial.

Adicionalmente, *la empresa* en los últimos tres años ha recibido recursos provenientes del Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden) y del Fondo de Desarrollo Económico y Social del País (Fondespa), los mismos se crearon con la finalidad de otorgar recursos para la contratación de obras, servicios o adquisiciones.

Todo lo anteriormente expuesto ha traído como consecuencia que *la empresa* presente una gran acumulación de pasivos financieros los cuales actualmente no han podido solventarse, debido a la importante suma que representan. Por ende, esta tesis de grado pretende abordar el tema de la sostenibilidad de la deuda y el régimen tarifario de *la empresa*, dividiendo la misma en cinco (5) capítulos.

El primer capítulo hace referencia al problema que enfrenta *la empresa,* el segundo capítulo comprende las consideraciones básicas que deben conocerse del sector eléctrico Venezolano, es decir, su historia, composición y marco legal; además hace referencia a los elementos de endeudamiento, en el tercer capítulo se realiza una descripción de la composición de los pasivos financieros, así como un análisis de los índices más importantes para evaluar financieramente *la empresa*, el cuarto capítulo hace referencia al esquema tarifario de los últimos diez años y su incidencia en la capacidad de pago de *la empresa*, en el quinto capítulo se elaboran algunos escenarios financieros con el propósito de comprobar si a través del aumento de tarifa se puede honrar la deuda y mejorar la situación financiera de la empresa en el corto y mediano plazo.

CAPÍTULO I

1. EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema

La empresa presta servicio eléctrico a más del 80% del territorio nacional. Entre sus principales clientes se encuentran los de tipo residencial, industrial, comercial, agropecuario, riego, municipal y otras empresas eléctricas.

El Capital Social Legal de *la empresa* está totalmente suscrito por la República Bolivariana de Venezuela, está adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y su estructura accionaría es la siguiente:

Estructura Accionaría	**%**
Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo	90,27
Ministerio del Poder Popular para las Finanzas	9,73
Total	100,00

Su sistema eléctrico, forma parte del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.), al cual están integrados también los sistemas eléctricos de otras empresas públicas.

El parque de generación de esta empresa está conformado por 11 plantas generadoras, cuya capacidad instalada acumulada al 2006 fue de 3.918 Megavatios (MW). De estas 11 plantas, 8 son térmicas, las cuales al cierre del 2006 registraron una Energía Generada Neta acumulada de 8.340 Giga vatios hora (GWh); las 3 restantes son centrales hidroeléctricas,

cuya Energía Generada Neta acumulada para el mismo año fue de 2.279 Giga vatios hora (GWh).

La empresa satisface sus necesidades de energía mediante la producción propia, la cual representa alrededor de un 30%, el resto de la energía la adquiere del Sistema Interconectado Nacional. A través de los Despachos de Carga Central, Oriental y Occidental coordina la operación de sus Sistemas de Generación y Transmisión de energía eléctrica, lo que permite cumplir objetivos de seguridad y economía. La demanda del año 2006 de *la empresa* fue de 5.968 Megavatios (MW) y las pérdidas de energía representaron un 45% de la demanda total.

La energía se distribuye a un universo de clientes de 1.302.287 (2006), los cuales son atendidos a través de las diferentes oficinas comerciales que se encuentran en todo el territorio nacional. Dicha empresa eléctrica cuenta con un total de personal regular de 6.619 más 1.042 entre contratados y eventuales al cierre del 31/12/2006.

En los últimos 20 años, la demanda del servicio eléctrico se ha incrementado por el aumento de la población y por la actividad económica. Dicho crecimiento ha traído como consecuencia la necesidad de elaborar planes de inversión con el objeto de fortalecer, ampliar, desarrollar y actualizar el sistema eléctrico a nivel nacional buscando la satisfacción de la demanda eléctrica. Es importante mencionar que el servicio de suministro de energía en Venezuela se encuentra regulado bajo las directrices del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET), con miras a garantizar que todos los sectores de la sociedad puedan disfrutar del servicio eléctrico.

Para que se cumplan las metas de los planes de inversión, se necesitan recursos, bien sea propios o provistos por la vía del financiamiento. *La empresa* particularmente no cuenta con los suficientes recursos propios para respaldar la inversión, por lo que esta debe solicitar ante el Ejecutivo Nacional la autorización de créditos públicos mediante los mecanismos establecidos en la LOAFSP. Adicionalmente *la empresa* ha recibido recursos a través del Fondo de Desarrollo de la Nación (Fonden) y del Fondo para el Desarrollo

Económico y Social del País (Fondespa), los mismos se originaron de los excedentes provenientes de los precios del petróleo y representan hoy en día una alternativa para colocar recursos petroleros al servicio del país.

Debido a la solicitud de créditos públicos a través de la Ley de Endeudamiento estipulada en la LOAFSP y a la obtención de recursos vía Fonden y Fondespa para la contratación de obras, servicios o adquisiciones, *la empresa* presenta un monto de pasivos financieros significativo, lo que conlleva un alto costo por el mantenimiento de la deuda de corto y largo plazo que se hace insostenible.

Adicionalmente, no se debe perder de vista que los bajos ingresos (propios) que recibe *la empresa* eléctrica por la prestación del servicio, no solo son producto de la fijación de la tarifa que se encuentra por debajo de los costos del servicio, sino que además *la empresa* presenta problemas de cobranza y pérdidas de energía, estas últimas clasificadas en pérdidas técnicas y no técnicas, las primeras se refieren a las fallas del sistema eléctrico, mientras que las segundas se originan por las conexiones ilegales en el cableado eléctrico y la adulteración de los medidores.

Por ende, el estudio en cuestión permitirá plantear diversos escenarios que conlleven a determinar el equilibrio financiero de *la empresa* eléctrica, logrando obtener un esquema donde pueda operar en el futuro con sus propios recursos sin depender en gran medida del endeudamiento o financiamiento para realizar las inversiones que necesita.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Evaluar la incidencia de los pasivos financieros asumidos por *la empresa* y los efectos de la fijación de la tarifa del servicio eléctrico en la estructura financiera de la empresa.

1.2.2. Objetivos Específicos

1.- Describir la composición del sector eléctrico en Venezuela, así como su marco regulatorio, estructura tarifaria y algunos elementos asociados al endeudamiento de *la empresa.*

2.- Describir la composición de los pasivos de largo y corto plazo, así como, realizar un análisis de los principales indicadores financieros basados en sus Estados Financieros auditados 1996–2005.

3.- Analizar el nivel tarifario y su incidencia en la capacidad de pago de *la empresa*.

4.- Elaborar y preparar escenarios financieros referentes a la sostenibilidad de la deuda de *la empresa*.

1.3. Alcance y Limitaciones

La investigación cuenta con las condiciones necesarias que se requieren para hacerla factible, es decir, para su realización.

El desarrollo y la culminación satisfactoria de la investigación se realizarán a través de las fuentes bibliográficas básicas y especializadas tanto para el tema de la regulación tarifaria como para el tema de la sostenibilidad financiera. Así mismo, para la elaboración del análisis financiero, se cuenta con la información contable de los Estados Financieros Auditados de *la empresa*.

En cuanto a la elaboración de los escenarios, estos se realizarán mediante el software Hyperion Strategic Finance. Esta es una herramienta computacional utilizada para la elaboración de proyecciones financieras. Dicha herramienta está disponible para la autora de este proyecto.

Por lo anteriormente expuesto, la factibilidad del proyecto es viable en términos académicos debido a que la recolección de los datos se realizará a partir de las fuentes secundarias. Igualmente se considera factible en lo económico, puesto que los costos que genera esta investigación, en cuanto al procesamiento de los datos en el software antes

mencionado, así como la utilización de las herramientas computacionales, materiales de imprenta y reproducción para el desarrollo del trabajo serán costeados por la estudiante, por lo que no se considera que existan obstáculos para la elaboración de la investigación.

1.4. Diseño Metodológico

En el caso de la presente investigación, se cuenta con un diseño bibliográfico, ya que la información se derivada de fuentes provenientes de *la empresa*, así como de fuentes externas como Internet, informes y otros documentos que permitirán definir, describir, dar a conocer, explicar y analizar todo lo referente al ámbito de la actividad del sector eléctrico, específicamente de *la empresa*.

Para alcanzar el objetivo de investigación se pretende, como primer paso, indagar y dar a conocer todo lo relacionado al sector eléctrico, haciendo especial énfasis en los conceptos relacionados a la tarifa, a la metodología utilizada para la formación de la tarifa, a los niveles tarifarios de los últimos 10 años y por último a las leyes y normas a las cuales se tiene que regir el sector eléctrico en Venezuela.

Paralelamente a la investigación del marco conceptual, se recolectará la información concerniente a los pasivos de corto y largo plazo del período 1996 - 2005, así mismo, se pretende realizar un análisis de los estados financieros para determinar en que escala se han encontrado los índices de apalancamiento o endeudamiento, liquidez, solvencia, entre otros.

Seguidamente se contrastarán los datos recolectados de los niveles de tarifas y deuda, con la finalidad de verificar la incidencia que tiene la fijación de las tarifas sobre el nivel de endeudamiento de *la empresa*. Finalmente, se plantearán escenarios que muestren como podría mejorar *la empresa* en el caso de capitalizar la deuda, aumentar o mantenga el precio promedio (tarifa eléctrica).

1.5. Técnica de Recolección y Procesamiento de Datos

La información a recolectar que será utilizada para el desarrollo de la investigación, proviene principalmente de fuentes bibliográficas, de informes financieros, de fuentes legales y consultas realizadas en diferentes páginas Web.

Inicialmente, se procederá a examinar la bibliografía en diversas bibliotecas como: UCV, BCV, UCAB de no obtenerse literatura referente al tema de regulación tarifaria del servicio eléctrico, se pretende solicitar información a la Gerencia de Planificación Económico Financiera y Asuntos Regulatorios de *la empresa* en estudio, la cual puede facilitar un conjunto de fuentes de información, tales como: presentaciones referentes al cálculo de la tarifa, a los precio promedios del servicio eléctrico (tarifas) de los últimos 10 años, gacetas, leyes y ponencias que desarrollan el tema regulatorio del servicio eléctrico en Venezuela.

Igualmente se utilizarán diversas páginas Web, que contengan los principales datos del tema del sector eléctrico en Venezuela. Entre las posibles páginas a consultar se encuentran: FUNDELEC, CAVEINEL, OPSIS, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, entre otras.

En cuanto a la recolección de los datos que se relacionan con los pasivos financieros de la empresa eléctrica, estos provendrán básicamente de los estados financieros auditados. Estos datos serán solicitados a la oficina de Contabilidad de dicha empresa. Se espera conseguir fuentes bibliográficas o electrónicas que ayuden a desarrollar el tema de sostenibilidad de la deuda, puesto que se considera que no es un tema nuevo.

En cuanto al procesamiento de la información recolectada, se pretende utilizar datos cualitativos o de tipo verbal con la finalidad de explicar y definir conceptos básicos de regulación del sector eléctrico en Venezuela, los tipos de tarifa, la composición del sector eléctrico en Venezuela, que son los pasivos financieros, que se entiende por sostenibilidad de la deuda, entre otras.

En cuanto a los datos cuantitativos o numéricos, estos serán procesados en una hoja de

cálculo donde se espera determinar como ha sido la variación y relación entre partidas de un año a otro y como ha sido la incidencia de la tarifa a nivel de la obtención de ingresos para el pago de la deuda, por ende, se realizará el análisis de índices financieros a través de los estados financieros auditados.

Para la elaboración de los escenarios financieros, se espera procesar datos suministrados por otras unidades de *la empresa*, referentes a la cantidad de compras de energía, plan de inversiones, venta de energía, compras de combustibles, cantidad de personal, entre otras, las cuales serán cargadas en el software Hyperion Strategic Finance tratando de establecer la mejor estrategia para mejorar la situación financiera de *la empresa* y así determinar bajo que esquema la misma puede sostener la deuda.

CAPITULO II

2. CONSIDERACIONES BÁSICAS

2.1. Sector Eléctrico en Venezuela

2.1.1. Historia del Sector Eléctrico en Venezuela

A lo largo de los años el sector eléctrico ha sufrido importantes cambios debido a la situación económica y social del país. Dichos cambios tuvieron como finalidad el mejoramiento del servicio eléctrico a nivel nacional, por ende, a continuación se muestra el proceso evolutivo del sector, mencionando los hitos que marcaron sus inicios y la actualidad (cuadro 1):

Cuadro 1
Historia del Sector Eléctrico en Venezuela

Año	Evento
1888	"Se crea la empresa Energía Eléctrica de Venezuela, C.A. (ENELVEN), instalando en Maracaibo el primer sistema regular de alumbrado público. Un año después, Valencia pasa a ser la segunda ciudad del país en disfrutar de este tipo de servicio" 2
1895	"El Gobierno del para entonces Estado Lara -Yaracuy, firma un contrato con el General Ezequiel Garmendia para que se instalara un servicio de alumbrado público por electricidad. Para este mismo año se fundó la C.A. La Electricidad de Caracas (EDC)." [3]
1897	El alumbrado eléctrico de las calles de Caracas se inauguró el 8 de Agosto
1910	Se constituye la C.A. La Electricidad de Ciudad Bolívar, empresa que hasta ahora ha surtido de electricidad a la capital del Estado Bolívar Esta empresa pasa en

[2] Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS). Disponible: http://www.opsis.org.ve/home2.
[3] Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (CAVEINEL). *Venezuela 100 años de Electricidad.*

	1954 a manos de inversionistas holandeses, pero en 1977 vuelve al control de empresarios venezolanos.
1919	Se funda la C.A. Anónima Fuerza y Luz Eléctrica del Yaracuy (CALEY), filial de la EDC.
1933	Con el inicio de la explotación industrial del petróleo en Venezuela, el país entra en una dinámica de expansión y urbanización que genera un incremento constante de la demanda de electricidad. La expansión del sistema eléctrico venezolano se hace fundamentalmente en base al aprovechamiento de la energía hidráulica.
1942	El 15 de septiembre de 1942, se funda la C.A. Luz Eléctrica de Venezuela (CALEV), subsidiaria de la American Foreign Power Co., cubriendo parte del mercado del área metropolitana de Caracas.
1945	"El Gobierno Nacional inicia el proceso para la electrificación y suministro de energía eléctrica a nivel nacional a través de la Corporación Venezolana de Fomento - C.V.F. Desde esta fecha se crean quince empresas gubernamentales."[4]
1958	"Se crea CADAFE, como parte de un esfuerzo de la CVF por racionalizar la administración y la operación de las 15 empresas de electricidad dependientes del Estado que estaban repartidas en todo el país." [5]
1963	"La Comisión de Estudios para la Electrificación del Caroní, se convierte en la empresa Electrificación del Caroní C.A. (EDELCA), teniendo a su cargo el aprovechamiento del potencial hidráulico de todos los ríos al sur del Orinoco."[6]
1968	"Se firmó un primer contrato de interconexión entre las empresas CADAFE, EDELCA y EDC, dando origen a OPSIS como una organización para la coordinación de la operación y apoyo a la planificación de los sistemas eléctricos del país." [7]
1973	"Ocurre la nacionalización de ENELVEN y ENELBAR, cuando el Fondo de Inversiones de Venezuela, de propiedad estatal, adquiere las acciones mayoritarias de las empresas, en manos de la Canadian lnternational Power". [8]
1996	El 13 de noviembre, en el Decreto Nº 1.558, artículo 70, publicado en Gaceta Oficial Nº 36.085, el Ejecutivo ordena al Fondo de Inversiones de Venezuela (FIV) y a Cadafe, ejecutar en un año, contado a partir de la promulgación del decreto, un plan de reestructuración y privatización de Cadafe y sus empresas filiales. Dicho proceso posteriormente queda sin efecto.
1999	En el mes de Septiembre se aprueba y promulga la nueva ley que regirá el Sector Eléctrico.
2000	En el mes de Julio, la Compañía AES Corporation toma control del Grupo EDC (Electricidad de Caracas y Corporación EDC) luego de una oferta pública de adquisición, no solicitada, que le permite adquirir aproximadamente el 87% de las acciones de la empresa."[9]

[4]Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS).Disponible: http://www.opsis.org.ve/home2.html
[5] ElectriAhorro. Disponible: http://www.electriahorro.com/HTML/Pages/EA_TemasInteres.html .
[6] *Ob.Cit.*
[7] Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS). Disponible: http://www.opsis.org.ve/home2.
[8] ElectriAhorro. Disponible: http://www.electriahorro.com/HTML/Pages/EA_TemasInteres.html
[9] *Ob.Cit.*

2007	"El Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, "anunció la nacionalización de las empresas eléctricas (privadas), la medida estima modificar leyes, para poder aplicar la nacionalización a la Electricidad de Caracas y sus filiales en cuatro estados (Yaracuy, Vargas, Miranda y Falcón). Además, serán nacionalizadas las compañías privadas de electricidad: Seneca de Nueva Esparta, Elebol en Ciudad Bolívar (oriente), Eleval en Valencia, Calife en Puerto Cabello, Turboven en Maracay (centro) y un conjunto de generadores privados. Explicó que esta medida requiere la promulgación de una ley específica y la modificación de la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, vigente, al tiempo de recordar que la Ley Habilitante permite modificar o crear leyes" [10] Adicionalmente se contempla la creación de la Corporación Eléctrica Nacional, la cual será una sola empresa eléctrica para el país, por lo que se estima una etapa de transición entre 2007 y 2010 donde la meta será unificar todas las empresas que hasta este momento son filiales de la Corporación en una sola gran empresa.

Nota: Cuadro elaborado con información tomada de la prensa nacional y documentación bibliográfica.

2.1.2. Composición y Características del Sector Eléctrico en Venezuela

La composición del Sector Eléctrico en Venezuela una vez realizado el anunció por parte del Presidente de la República de la nacionalización de las empresas privadas origina que la estructura se modifique quedando conformada por diez (10) empresas, todas públicas. Dicha composición la podemos apreciar a través del cuadro 2, donde se muestra el sector eléctrico antes y después de la nacionalización.

Es importante mencionar que de todas las empresas eléctricas dos de ellas en la "Estructura Anterior" estuvieron conformadas por empresas filiales. Una de ellas es la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), la cual mantenía las siguientes filiales: Cadela, Eleoccidente, Eleoriente, Elecentro y Semda; la segunda empresa es la Electricidad de Caracas, la cual poseía a Caley, Eleggua y Calev.

Recordemos que el sector eléctrico se encuentra regulado por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo por ser un servicio público, lo que es misión del estado

[10] Globovisión. Disponible: http://vhost03555.vhost.cantv.net/news.php?nid=48493

la defensa de la competencia y la regulación de mercados monopólicos, ya sea por condiciones naturales de mercado o por una integración vertical.

Cuadro 2
Comparativo de la composición del Sector Elèctrico antes y después de la nacionalización

Estructura Anterior

Sector	Empresa	Generación	Transmisión	Distribución	Total
Público	CVG EDELCA				10
	CADAFE				
	CADELA				
	SEMDA				
	ELEORIENTE				
	ELECENTRO				
	ELEOCCIDENTE				
	ENELBAR				
	ENELCO				
	ENELVEN				
Privado	SENECA				8
	CALIFE				
	ELEBOL				
	ELEVAL				
	ELECAR				
	ELEGGUA				
	CALEV				
	CALEY				

Estructura Nueva

Sector	Empresa	Generación	Transmisión	Distribución	Total
Público	CVG EDELCA				10
	CADAFE				
	ENELCO				
	ENELVEN				
	ELECAR				
	ENELBAR				
	SENECA				
	CALIFE				
	ELEBOL				
	ELEVAL				

Nota. Cuadro elaborado con información tomada de la prensa nacional

“La teoría económica identifica diversas "imperfecciones de mercado" que justifican la acción reguladora del Estado. Entre ellas se encuentran las condiciones monopólicas en los mercados, que limitan la competencia y que pueden derivarse de características tecnológicas o comportamientos oportunistas de las empresas. Un caso particular son los "monopolios naturales".”[11]

El monopolio natural es una característica que posee el sector eléctrico. Este tipo de monopolio emerge cuando la tecnología de producción, como por ejemplo costos fijos elevados, provoca que los costos totales en el largo plazo declinen al aumentar la producción. Tal teoría dice, un solo productor eventualmente será capaz de producir a un

[11] Universidad Católica de Chile. Documento sin nombre. Disponible: http://www2.ing.puc.cl/~power/alumno%2000/Integra%20Verti/iv.htm

costo más bajo que cualquier otro par de productores, por lo tanto se origina el “monopolio natural”.

Dado este monopolio natural, las empresas que conforman el sector eléctrico poseen áreas de influencia diferentes sobre el territorio nacional tal como se muestra en el gráfico 1:

Gráfico 1. **Área de influencia de las empresas eléctricas de Venezuela sobre el territorio nacional**. Gráfico tomado de la presentación “Tarifas de la empresa eléctrica del sector público venezolano y sus Filiales”. Gerencia de Planificación Económico Financiera y Asuntos Regulatorios.

Otra característica que posee el sector es que la misma se desarrolla a través de la organización vertical e integrada de las empresas, donde sus actividades básicas son la generación, transmisión, distribución y comercialización.

A nivel de la actividad de Generación, la misma está compuesta por aproximadamente un 67% de la energía proveniente de las fuentes hidroeléctricas, un 16% proveniente del gas y el restante 17% de fuel oil y diesel, la generación realizada a través de estos tres tipos de combustibles se denomina generación termoeléctrica. (Cuadro 3)

Cuadro 3
Principales Plantas Generadoras en Venezuela

Empresa	Generación	Planta	Ubicación	Total GWh
EDELCA	Hidroeléctrica	Macagua I Managua II Macagua III Guri	Puerto Ordaz-Edo. Bolívar	**79.132**
	Termoeléctrica	Santa Bárbara Jusepín	Santa Bárbara-Edo. Monagas Jusepín - Edo. Monagas	**302**
CADAFE	Hidroeléctrica	San Agatón José Antonio Páez Juan Antonio Rodríguez	Uribante Caparo- Edo. Táchira Santo Domingo-Edo. Mérida Barinas- Edo. Barinas	**2.278**
	Termoeléctrica	Planta Táchira San Fernando Planta Coro Punto Fijo Pedro Camejo Planta Centro Guanta Alfredo Salazar	La Fría-Edo. Táchira San Fernando-Edo. Apure Coro-Edo. Falcón Punto Fijo-Edo. Falcón Valencia-Edo. Carabobo Morón-Edo. Carabobo Guanta-Edo. Carabobo Anaco-Edo. Anzoátegui	**8.348**
ENELVEN	Termoeléctrica	Casigua Santa Bárbara Concepción Rafael Urdaneta Ramón Laguna San Lorenzo	Casigua-Edo. Zulia Santa Bárbara-Edo. Zulia Maracaibo-Edo. Zulia Maracaibo-Edo. Zulia Maracaibo-Edo. Zulia Cabimas-Edo. Zulia	**6.077**
ENELBAR	Termoeléctrica	Caraora Enelbar	Caraora - Edo. Lara Barquisimeto - Edo. Lara	**548**
ENELCO	Termoeléctrica		Costa Oriental del Lago de Maracaibo	**266**
EDC	Hidroeléctrica	Naiguatá Curupao	Naiguatá-Edo. Vargas Curupao - Edo. Miranda	-
	Termoeléctrica	Oscar Augusto Machado Complejo Ricardo Zuloaga	Los Teques -Edo. Miranda Tacao y Arrecifes - Edo. Vargas	**10.079**
SENECA	Termoeléctrica	Luisa Cáceres	Isla de Margarita	**1.348**
ELEVAL	Termoeléctrica	Planta Castillito Planta del Este	Valencia-Edo. Carabobo Valencia-Edo. Carabobo	**1.187**
			Total	**109.565**

Nota. Cuadro elaborado con datos tomados de Estadísticas OPSIS. Energía Generada, Intercambiada y Consumida. Página web http://www.opsis.org.ve/home3.html y http://www.electriahorro.com./HTML/Pages //EA. Las cifras de Giga vatios (GWh) generadas por las empresas corresponden al cierre del año 2006.

A través del gráfico 2, podemos apreciar la ubicación de las distintas plantas tanto hidroeléctricas como termoeléctricas del territorio Venezolano:

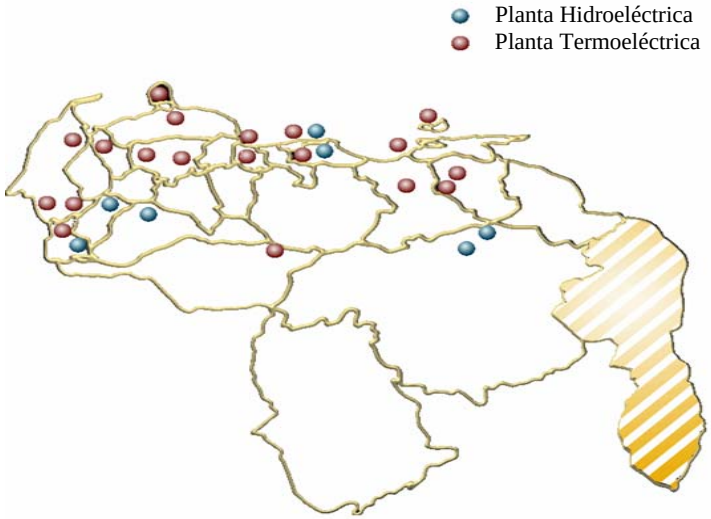


Gráfico 2. **Ubicación de las plantas hidroeléctricas y termoeléctricas en Venezuela**. Gráfico tomado de la página web ElectriAhorro. Disponible:http://www.electriahorro.com/HTML/Pages/EA_TemasInteres.html

En lo que respecta a la actividad de transmisión, este se considera como "el medio de conexión entre los consumidores y los centros de generación, el cual permite el intercambio de energía entre ellos a todo lo largo de la geografía nacional."[12]

Las líneas de transmisión y las subestaciones representan los principales componentes de un sistema o red de transmisión. Una red se caracteriza por poseer diferentes niveles de voltaje de operación. Esta diversidad técnica necesaria permite que el intercambio se dé en condiciones que minimicen las pérdidas de energía, para de esta forma lograr el uso eficiente de la energía por parte de todos los integrantes del sistema eléctrico (consumidores y generadores).

"El sistema eléctrico Venezolano, utiliza actualmente los niveles de transmisión que van desde 12 kV, 13,8 kV y 34,5 kV en distribución, pasando por la subtransmisión a 69 kV, 115 kV, 138 kV, hasta llegar a los niveles de 230 kV, 400 kV y 765 kV en los sistemas de transmisión. La diversidad de tensiones se debe primordialmente a razones históricas de la

[12] Corporación Venezolana de Guayana - Electrificación del Caroní (EDELCA). Disponible: http://www.edelca.com.ve/transmision/sis_transmision.htm

formación y crecimiento de las distintas empresas que iniciaron el servicio eléctrico en el país."[13]

En Venezuela existe un sistema troncal de transmisión, el cual tiene dos finalidades: por un lado permitir la integración de los recursos energéticos disponibles en el país a través de la interconexión de todas las empresas del sector eléctrico venezolano, y por la otra, permitir el transporte de grandes bloques de energía desde la principal fuente de generación, ubicada en la región suroriental, hacia toda la geografía nacional.

Este sistema, está compuesto principalmente por líneas de transmisión a 765 kV y 400 kV, con algunas líneas a 230 kV que refuerzan la interconexión de las distintas áreas eléctricas del país (gráfico 3). En este sistema existen aproximadamente 11.800 kms de líneas a 765 kV, 400 kV y 230 kV, de las cuales CVG EDELCA es propietaria del 45% y el restante 55% lo poseen entre ENELVEN, CADAFE y EDC. Como puede verse, las empresas estatales CVG EDELCA, CADAFE y ENELVEN son propietarias de la mayor parte (90%) de los activos de generación y transmisión troncal que conforman el Sistema Eléctrico Venezolano.

Finalmente, tenemos a la actividad de distribución:

> *Es atendida en el país por la casi totalidad de las empresas que operan en el Sector Eléctrico Nacional, de la energía generada, aproximadamente el 63% de la energía es servida por las empresas distribuidoras a los clientes del área residencial, comercial y oficial del país, el resto de la energía es servida mayoritariamente por CVG EDELCA en la zona de Guayana para atender fundamentalmente a las industrias básicas del aluminio, hierro y acero. Existen diferencias en la tipificación del tipo de cliente, como en la calidad de servicio prestado por las distintas empresas del ramo. En primer lugar, es necesario explicar que el consumo de energía por cliente residencial, se ubica en promedio en el orden de los 3.900 kWh/mes, pero con extremos que alcanzan desde los 2.000 kWh/mes por cliente hasta los 9.500 kWh/mes (Edo. Zulia). Esto varía básicamente debido a la ubicación geográfica y su consecuente diversidad climatológica donde se observa un uso (a veces indiscriminado) de equipos de acondicionamiento ambiental. En el área*

[13] Corporación Venezolana de Guayana - Electrificación del Caroní (CVG). *El Servicio Eléctrico en Venezuela.* p.10.

residencial, el 95% de los clientes se ubican en un patrón de consumo igual o superior a los 1.000 kWh/mes."[14]

Gráfico 3. **Sistema de Transmisión Troncal e Interconectado**. CVG Electrificación del Caroní, EDELCA Disponible: http://www.edelca.com.ve/transmision/sis_inter.htm.

2.1.3. Metodología de cálculo de la tarifa y Estructura Tarifaria vigentes de la empresa eléctrica del sector público venezolano

"La Tarifa, es una estructura de precio que sirve de base para el cobro del servicio de electricidad. Su propósito final es reintegrar a la empresa eléctrica los gastos asociados a la prestación del servicio, más un beneficio que le sirva de incentivo para continuar prestándolo y seguir dando un servicio de calidad a todos sus clientes."[15]

La tarifa es presentada a través del Pliego Tarifario, el cual muestra las características técnicas y el detalle de aplicación de las tarifas máximas por cada tipo de suscriptor. Este pliego tarifario puede mostrar un aumento de la tarifa o simplemente mostrar un cambio

[14] *Ob.Cit*. pp 12-13.
[15] La Electricidad de Caracas (EDC). Disponible: http://www.laedc.com.ve/CategoryDetail2asp?CategoryId=10891&Modulo=3

dentro de la estructura tarifaria, la cual es aprobada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET).

Dentro de la terminología eléctrica es importante saber que existe un Precio promedio, el cual representa aquel valor que engloba todos los cargos dispuestos dentro del pliego tarifario o estructura tarifaria, tales como el cargo por demanda, cargo por energía, cargo por subestación y cargo por trasporte de energía, el mismo puede ser presentado por tipo de suscriptor.

Las tarifas vigentes están publicadas en la Gaceta Oficial No. 37.415 de fecha 03 de abril de 2002, las mismas poseen una metodología de cálculo, la cual está establecida dentro de las Normas para la determinación de las Tarifas del Servicio Eléctrico, publicada en Gaceta Oficial, en octubre de 1989. Esta norma hace referencia al método del rendimiento de la Inversión Inmovilizada y para su aplicación se debe tener en cuenta lo siguiente:

Se entenderá como ingresos del ejercicio económico, aquéllos que obtienen las empresas en el año respectivo, por las actividades relacionadas con la prestación del servicio eléctrico. Una vez definido el monto total de los ingresos de la empresa, de manera que permita obtener los niveles de rentabilidad adecuada según lo establecido en estas Normas, el Comité Nacional de Tarifas Eléctricas emitirá opinión sobre los pliegos tarifarios, presentados por las empresas, a ser aplicados para obtener los ingresos producto de la facturación en el ejercicio económico por ventas de energía eléctrica.

Mientras que los costos y gastos de las empresas, de cada ejercicio económico, que se considerarán para la determinación de las tarifas, serán los necesarios para la prestación del servicio.

Según las Normas para la determinación de las Tarifas del Servicio Eléctrico (1989), artículo 25, “el método del rendimiento de la Inversión Inmovilizada, es aquél cuya base tarifaria está constituida por todos los bienes que directa o indirectamente sean necesarios para la prestación del servicio público de energía eléctrica, en cualesquiera de sus

actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Se incluye, además, un monto de capital de trabajo."[16]

Una vez identificados los ingresos y los costos y gastos de la empresa, el Comité Nacional de Tarifas Eléctricas determinará la rentabilidad sobre la base tarifaria obtenida por la aplicación del método del rendimiento de la Inversión Inmovilizada. "La tasa de rentabilidad de la Inversión Inmovilizada es la relación porcentual entre la utilidad y el valor total de la base tarifaria en el ejercicio económico de que se trate. Finalmente, dicha rentabilidad será establecida a través de la tasa máxima de rentabilidad, la cual deberá ser suficiente para:"[17]

- Asegurar una captación adecuada de capitales hacia las empresas, de acuerdo con sus necesidades de expansión.
- Garantizar una compensación razonable de la eficiencia en la gestión empresarial, en función de sus índices de productividad y calidad del servicio.
- Permitir una remuneración a los accionistas, cónsona con el rendimiento de inversiones de riesgos equivalentes a largo plazo y acorde con los niveles del costo del dinero.

En cuanto a la estructura o Pliego Tarifario que actualmente aplica *la empresa*, encontramos que este es único para todos los clientes atendidos en las respectivas áreas de servicio y fue autorizado por el Ejecutivo Nacional, mediante Resolución Ministerial publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 37.415 de fecha 3 de Abril de 2002.

Por su parte, el Sistema Eléctrico de Monagas y Delta Amacuro tiene su propio Pliego Tarifario, publicado en la Gaceta Oficial N° 36.629 del 26 de enero de 1999.

[16] Normas para la Determinación de las Tarifas del Servicio Eléctrico.
[17] *Ob.Cit.* Art. 37.

El Pliego Tarifario de *la empresa* está conformado por 17 tarifas basadas en el concepto de "Tarifas Máximas" por clase de servicio. A continuación se detalla a través del cuadro 4 la estructura tarifaria de *la empresa*:

Cuadro 4

Tarifas Máximas

SERVICIO RESIDENCIAL

TARIFA		APLICACIÓN				
Clase	**N°**		**Consumo**	**Bs.**	**Bs/KWh**	**Bs/KVA**
Residencial Social	01	Se aplicará exclusivamente e individualmente al servicio permanente destinado a usos domésticos en residencias o viviendas particulares	200 > KWh	1.770,00		-
			Resto KWh		71,24	-
Residencial General	02	Se aplicará exclusivamente para el servicio permanente destinado a usos domésticos en residencias o viviendas particulares	100 KWh	2.622,00		-
			100 < KWh < 300		79,78	-
			300 < KWh < 500		89,52	-
			Resto KWh		97,95	-
Residencial Alto Consumo	03		500 > KWh	41.202,00		-
			Resto KWh		111,16	-

SERVICIO GENERAL (Industrial, Comercial y Oficial)

TARIFA		APLICACIÓN				
Clase	**N°**		**Consumo**	**Bs.**	**Bs/KWh**	**Bs/KVA**
Servicio General 1	04	Esta tarifa es aplicable al suministro de energía destinada a alimentar los servicios generales y áreas comunes de los inmuebles, independientemente de que los inmuebles en cuestión sean destinados a comercios, viviendas, oficinas, industrias o cualquier otro uso	KVA < = 10	-	76,25	2.872,39
Servicio General 2	05		10 < KVA < = 30	-	64,57	3.573,53
Servicio General 3	06		30 < KVA < = 100	-	39,81	7.243,49
Servicio General 4	07		100 < KVA < 1.000	-	37,14	5.392,54
Servicio General 5	08		1.000 < KVA < 10.000	-	35,15	4.582,65
Servicio General 6	09		KVA > = 10.000	-	28,36	2.149,58

Alumbrado Público

TARIFA		APLICACIÓN			
Clase	**N°**		**Bs.**	**Bs/KWh**	**Bs/KVA**
Alumbrado Público	10	Exclusivamente para el servicio de Alumbrado Público de las calles, autopistas, avenidas, carreteras, callejones, plazas, parques y caminos destinados al uso del público en general. No es aplicable a servicios de alumbrado en áreas comunes de los inmuebles públicos o privados. Tampoco es aplicable en jardines, canchas deportivas, estacionamientos o cualquier otra instalación pública o privada.	-	97,02	-

Servicio Agropecuario

TARIFA		APLICACIÓN			
Clase	**N°**		**Bs.**	**Bs/KWh**	**Bs/KVA**
Bombeo y Riego	11	Exclusivamente para el servicio de cualquier usuario que utilice la energía eléctrica en los equipos para riego en las actividades primarias de producción agrícola o pecuaria	-	60,43	1.336,11
Agropecuario	12	Exclusivamente para el servicio de cualquier usuario que utilice la energía eléctrica en los equipos para riego en las actividades primarias de producción agrícola o pecuaria, excepto para el funcionamiento de equipos para riego	-	51,47	1.336,11

Servicio a Distribuidoras

TARIFA		APLICACIÓN			
Clase	**N°**		**Bs.**	**Bs/KWh**	**Bs/KVA**
ELEBOL	13	Exclusivamente para el servicio a la C.A. Eléctrica de Ciudad Bolívar.	-	19,83	1.497,12
CALIFE	14	Exclusivamente para el servicio a la C.A. Luz y Fuerza Eléctricas de Puerto Cabello	-	23,06	1.866,37
CALEY	15	Exclusivamente para el servicio a la C.A. Luz Eléctrica de Yaracuy	-	22,67	1.826,45
ELEVAL	16	Exclusivamente para el servicio a la C.A. Electricidad de Valencia.	-	20,32	1.866,37

Servicio por uso de Redes de Transporte

TARIFA		APLICACIÓN			
Clase	**N°**		**Bs.**	**Bs/KWh**	**Bs/KVA**
ENELBAR	17	Exclusivamente para el servicio de transporte de energía prestado a C.A. Electricidad de Barquisimeto (ENELBAR)	-	2,73	-
ENELCO y ENELVEN		Exclusivamente para el servicio de transporte de energía prestado a C.A. Energía Eléctrica de la Costa Oriental (ENELCO) y C.A. Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN)	-	3,79	-

Nota. Cuadro elaborado con información de la Gaceta Oficial de la República de Venezuela, N° 37.415. Art.9.

Adicionalmente, es importante mencionar que existen mecanismos de ajuste tarifario, uno de ellos es el Factor de Ajuste de Precios (FAP) donde las tarifas mencionadas anteriormente a excepción de la correspondiente al Servicio Residencial Social, serán ajustadas con la finalidad de mantener en términos reales los niveles tarifarios. El Factor de Ajuste de Precios (FAP) se define como se muestra a continuación (gráfico 4):

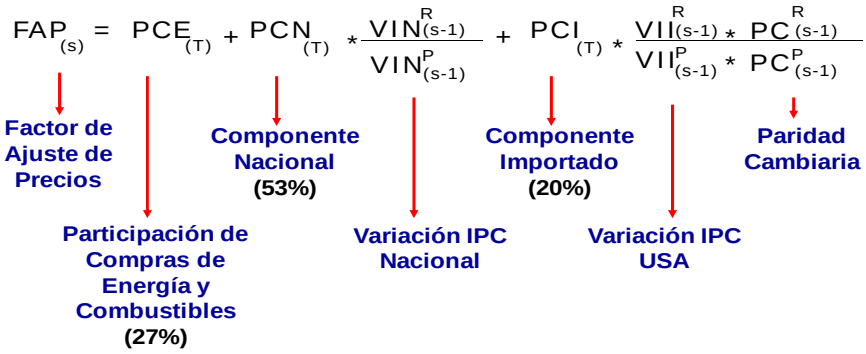


Gráfico 4. **Factor de Ajuste de Precios (FAP).** Gráfico elaborado con datos tomados de la Gaceta Oficial N° 37.415.

Otro mecanismo que debe tenerse en cuenta es el Cargo por Ajuste de Combustible y Energía (CACE) (gráfico 5), este ajuste consiste en añadir a la factura del servicio eléctrico, con excepción de los usuarios sujetos a la aplicación de la Tarifa 01: Servicio Residencial, un cargo para trasladar las variaciones de precios de los combustibles y de la energía comprada. El monto resultante de multiplicar este cargo por el consumo de energía del mes en kWh, se presentará en la factura como Cargo por Ajuste de Combustible y Energía (CACE). El CACE se calculará mediante la siguiente fórmula:

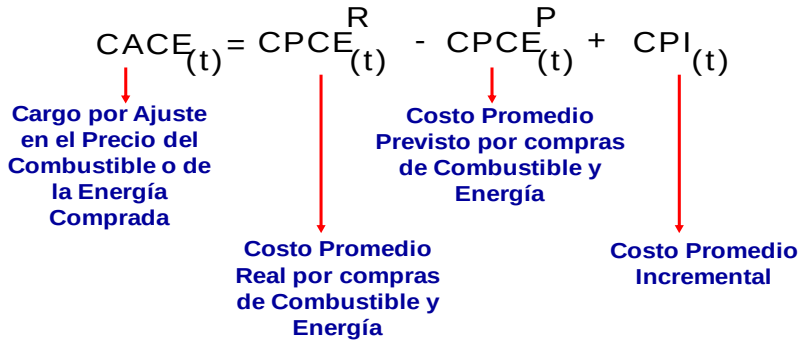


Gráfico 5. **Cargo por Ajuste de Combustible y Energía (CACE).** Gráfico elaborado con datos tomados de la Gaceta Oficial N° 37.415.

En cuanto al procedimiento de aplicación del FAP y el CACE, estos se realizarán de acuerdo con lo establecido en el artículo 20 de la Resolución que determina las Tarifas Máximas del servicio eléctrico. Dicho artículo establece lo siguiente:

- En los primeros cinco días hábiles posteriores a la culminación de cada lapso de aplicación, según el caso, contado a partir del 1 de abril de 2002 la empresa deberá presentar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, su solicitud de aplicación del

Factor de Ajuste de Precios (FAP) o del Cargo por Ajuste en el Precio del Combustible o de la Energía Comprada (CACE), con los cálculos correspondientes y la información de soporte pertinente.

- Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la solicitud, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica notificará a la empresa los nuevos valores del FAP o del CACE. En caso de que tal notificación no se produzca, se entenderá que los valores propuestos por la empresa han sido aprobados o, de no haber habido propuesta por la empresa, que las tarifas no sufrirán ajustes durante el semestre en curso o que el CACE a aplicar tiene valor cero durante el mes de que se trate.

- A los fines de la aplicación de lo previsto, se considerará como lapso de aplicación del FAP un semestre calendario y del CACE un mes calendario.

2.1.4. Marco regulatorio del sector eléctrico venezolano

"El cumplimiento de las leyes, es uno de los pilares fundamentales sobre los cuales debe reposar la política gerencial de la administración de las diferentes empresas eléctricas, por ello, es importante conocer el compendio de leyes que se relacionan, directa e indirectamente, con los procesos medulares que componen las actividades propias del sector eléctrico venezolano."[18]

Entre el conjunto de leyes que rige la actividad del servicio eléctrico en Venezuela la más importante es la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE), esta fue promulgada el 31 de diciembre de 2001 se publicó en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela Nº 5.568 Extraordinario.

La Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE), en su artículo 1 expone que esta "tiene por objeto establecer las disposiciones que regirán el servicio eléctrico en el Territorio

[18] Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADFE). Disponible: http://www.cadafe.com.ve/ns/legal.asp

Nacional, constituido por las actividades de generación, transmisión, gestión del Sistema Eléctrico Nacional, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica, así como la actuación de los agentes que intervienen en el servicio eléctrico, en concordancia con la política energética dictada por el Ejecutivo Nacional y con el desarrollo económico y social de la Nación."

Así mismo, la LOSE establece que la prestación del servicio eléctrico debe realizarse bajo un conjunto de principios que establece el artículo 2 en el cual "el Estado velará porque todas las actividades se realicen bajo principios de equilibrio económico, confiabilidad, eficiencia, calidad, equidad, solidaridad, no discriminación y transparencia a los fines de garantizar un suministro de electricidad al menor costo posible y con la calidad requerida por los usuarios." Además establece los mecanismos que permiten la participación de capitales públicos y privados en todas las actividades para garantizar su desarrollo sustentable y la satisfacción de los consumidores.

Adicionalmente, está ley contiene lo siguiente:

- Establece las obligaciones y derechos de los agentes y usuarios del servicio eléctrico.
- Establece funciones de regulación, fiscalización y control.
- Ordena la separación de actividades y la reestructuración de las empresas.
- Ordena la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico. El primer ente "tendrá a su cargo la regulación, supervisión, fiscalización y control de las actividades que constituyen el servicio eléctrico"[19], el segundo ente, "ejercerá el control, la supervisión y la coordinación de la operación integrada de los recursos de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, así como la administración del Mercado Mayorista de Electricidad."[20]
- Identifica la necesidad de un nuevo régimen económico para precios y tarifas de electricidad. La LOSE expone que "el régimen económico aplicable a las actividades destinadas a la prestación del servicio eléctrico nacional tendrá como finalidad el uso

[19] Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE). Gaceta Oficial de la República de Venezuela N° 5.568

[20] *Ob.Cit.* Art. 33.

óptimo de los recursos utilizados en la prestación del servicio, en beneficio del consumidor, y la promoción, para las empresas, de una rentabilidad acorde con el riesgo de las actividades que realicen, en condiciones de operación eficiente."[21]

A pesar que está Ley fue promulgada en el 2001, la misma contiene aspectos que aún no se han concretado dentro del sector eléctrico. Entre los más destacados encontramos los siguientes:

- La creación del ente regulador, es decir, de la Comisión nacional de Energía Eléctrica está pendiente de realizarse, por lo que el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo es quien ejerce actualmente la función de ente regulador.

- El Régimen Económico se encuentra aún en período de transición del modelo anterior al nuevo modelo, aquí las remuneraciones de las transacciones entre empresas siguen siendo establecidas en gaceta oficial y se realizan con base a la energía y no como lo establece la ley, la cual dice que las remuneraciones de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización deben realizarse bajo condiciones de operación eficiente.

- Para el fiel cumplimiento de la prestación del servicio eléctrico y la reglamentación de las actividades solo se cuenta con el Reglamento General de la Ley, el Reglamento del Servicio de Distribución y Normas de Calidad del Servicio de Distribución, faltando elaborarse normas y reglamentos que regulen las demás actividades.

- En relación a la Política Energética, hay una falta de materialización, existiendo la necesidad de asegurar volúmenes y precios de los combustibles para el largo plazo.

- La ley contempla el libre acceso a las redes, sin embargo, esto no se aplica.

[21] *Ob.Cit.* Art. 77.

- En cuanto a la separación jurídica de actividades que establece la LOSE, esta no se cumple ya que muchas empresas se mantienen en la situación anterior.

- En cuanto al Régimen de Subsidios, aquí la ley contempla que sean focalizados y explícitos, sin embargo, actualmente se otorga a todo el sector residencial por igual.

Ahora bien, para asegurar una regulación cónsona con los principios establecidos en la Ley, se requiere entre otros aspectos:

- Tomar en cuenta las condiciones actuales del sector eléctrico venezolano para la plena aplicación de la Ley.
- Asegurar los recursos financieros para el desarrollo sustentable del sector.
- Creación del Ente Regulador con suficiente autonomía, recursos humanos y técnicos.
- Promover y concertar acciones orientadas a reducir las pérdidas eléctricas.

Es importante mencionar que a raíz de la nacionalización de las empresas privadas, así como dentro del marco de la Ley Habilitante, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo está incluyendo una modificación de la Ley Orgánica del sector eléctrico con la finalidad de adecuarla a la realidad del sector y a la futura organización.

Otras de las leyes que tienen que ver directamente con el sector eléctrico Venezolano son:

Normas para la determinación de las Tarifas del Servicio Eléctrico: estás tienen por objeto establecer los criterios para la determinación de las tarifas del servicio eléctrico que prestan las empresas del sector y los procedimientos para controlar la aplicación de dichas tarifas.

Reglamento General de la Ley del Servicio Eléctrico: este tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley que rigen el servicio eléctrico en el Territorio Nacional, constituido por las actividades de generación, transmisión, gestión del Sistema Eléctrico Nacional, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica, así como la actuación de los agentes que intervienen en el servicio eléctrico.

Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad: "el objeto de esta es determinar las Normas de Calidad del Servicio que deberán cumplir los agentes que desarrollen la actividad de distribución de electricidad, con la finalidad de garantizar a los usuarios un Servicio Eléctrico acorde con sus requerimientos y al menor costo posible."[22]

El Reglamento de Servicio de Distribución: fue publicado en la Gaceta Oficial No. 37.825 del 25 de noviembre de 2003. Este reglamento establece las normas y condiciones que regirán la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica y las relaciones entre las empresas distribuidoras y sus usuarios.

Otras leyes por las que se deben regir las empresas del sector eléctrico son:

- Constitución Nacional de la República Bolivariana de Venezuela
- Ley Orgánica de Servicios Públicos Domiciliarios y su Reglamento
- Ley de Licitaciones y su Reglamento
- Ley de Metrología y su Reglamento.

2.2. Endeudamiento: Elementos asociados a la Empresa Eléctrica del Sector Público Venezolano

2.2.1. Sostenibilidad de la deuda y naturaleza de los pasivos financieros

"Alrededor del problema de la financiación de los déficits ha surgido un amplio conjunto de cuestiones relevantes, tales como, la posibilidad de quiebra de una empresa, la capitalización de la deuda o la sostenibilidad de la deuda."[23]

"La sostenibilidad de la deuda tiene que ver con la siguiente interrogante, ¿existe algún límite al volumen de deuda que una empresa pueda sostener?. Esa limitación procede del valor de la riqueza neta de una empresa."[24]

[22] Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad. Disponible: http://www.laedc.com.ve/PDF/MarcoLegal/NCSD_cr.pdf
[23] Argandoña A., Gámez C. Macroeconomía Avanzada. p. 327.
[24] *Ob.Cit.* p 327.

Cuando una empresa no crece financieramente, provoca un déficit constante que financiado con deuda no resulta viable a largo plazo, ya que cada vez que se contrae una nueva deuda se genera una mayor carga de intereses que aumenta el costo financiero, provocando en algunos casos la insostenibilidad de la deuda. Al incrementarse el servicio de la deuda, los prestamistas consideran cada vez más improbable que la deuda resulte sostenible y, en determinado momento, se interrumpe, quizás abruptamente, la afluencia de fondos.

La sostenibilidad de la deuda debe ser evaluada, "debe determinarse cuál es el nivel de deuda suficientemente alto como para provocar que una empresa se declare en cesación de pagos. Una empresa alcanza la "frontera de incumplimiento" cuando el valor de sus pasivos es igual al valor total de mercado de sus activos, esto es: cuando el valor de mercado de esa empresa pasa a ser cero."[25]

Dos conceptos importantes a tenerse en cuenta a la hora de evaluar la sostenibilidad de la deuda son la solvencia y la liquidez. En general, puede definirse la primera como la capacidad del sector público de pagar su deuda contraída haciendo uso de los superávit futuros. Y la segunda, como la capacidad del sector público de cumplir, en todo momento, con el servicio de su deuda. Es importante tener en cuenta que el servicio de la deuda lo constituyen los intereses y las amortizaciones al capital.

Todo lo anteriormente expuesto permite definir cual es la naturaleza de los pasivos financieros, ya que el hecho de que las empresas puedan o no sostener su deuda se origina de la cantidad de pasivos que haya contraído la empresa, bien sea con entidades de personalidad jurídica o natural, extranjeras o nacionales.

"La naturaleza de los pasivos financieros, en su mayoría de largo plazo, se define como una obligación que normalmente no será pagada dentro de un plazo aproximado de un año. Se incurre en obligaciones a largo plazo para financiar la expansión de la planta o la

[25] Banco Interamericano de Desarrollo. *Informe del progreso económico y social 2007.* Disponible:http://www.iadb.org/res/ipes/2007/chapter12.cfm?language=sp#ft3

compra adicional de equipos o terrenos, poder saldar deudas corrientes o saldar otras deudas a largo plazo."[26]

Ahora bien, tratándose en este caso de una empresa del sector público, es importante mencionar que "frente a una deuda soberana, muchas veces los acreedores no pueden hacer valer sus derechos tan efectivamente como frente a las deudas privadas. Si una empresa privada pasa a ser insolvente, las autoridades legales cuentan con los medios para imponer las reivindicaciones de los acreedores sobre los activos de la empresa, aun cuando dichos activos no sean suficientes para cubrir la totalidad de la deuda. Por el contrario, en el caso de una deuda soberana, a pesar de que la reivindicación y la autoridad legal pertinente están bien definidas, la capacidad de exigir su cumplimiento se restringe, lo cual limita la eficacia del recurso legal."[27]

Aquí es importante mencionar que el acreedor principal de los pasivos financieros de *la empresa* es el Estado y que además estos fondos recibidos se utilizan específicamente para financiar obras de infraestructura, por lo que cuando la rentabilidad de esas inversiones es elevada, se acelera el crecimiento financiero y es viable financiar el servicio de la deuda.

"Cuando la deuda es respaldada económicamente por una inversión directa reproductiva que puede generar flujos para el pago del servicio, debe interpretarse que la confianza del acreedor estará mejor fundamentada que en el supuesto de que no exista ese respaldo, por lo cual se entiende que la redención de la deuda se hará con imposición o con venta de activos."[28]

Sin embargo, en el caso de *la empresa* esto no es regla, ya que el conglomerado de inversiones que se realizan muchas veces lleva inmerso un contenido más social que financiero, es decir, algunas de las obras de inversión en infraestructura que realiza *la empresa* se originan por la necesidad o demanda del servicio eléctrico de un sector de la

[26] Ralph K. y Stewart M. *Estados Financieros- Forma Análisis e Interpretación.* p.122.
[27] Banco Interamericano de Desarrollo. *Informe del progreso económico y social 2007.* Disponible:http://www.iadb.org/res/ipes/2007/chapter12.cfm?language=sp#ft3
[28] Maza Zavala. *Análisis Macroeconómico Economía Circulatoria.* p. 374.

comunidad, por lo que en ocasiones el retorno de la inversión no representa un componente tan importante para *la empresa*.

2.2.2. Fuentes de financiamiento de la empresa eléctrica del sector público venezolano

Todas las empresas reciben de otras entidades – personas naturales o jurídicas – fondos, materiales, productos y servicios que usarán en el curso de las operaciones propias y devolverán en efectivo en la oportunidad convenida. Estos préstamos de fondos o activos comprados a plazo constituyen las fuentes de financiamiento, es decir, las empresas que otorgan esos préstamos o créditos son las propietarias de las fuentes de financiamiento.

Para *la empresa*, el financiamiento de las obras previstas en los diferentes proyectos de inversión depende en gran parte de la contratación de préstamos. Dichos préstamos permiten obtener los recursos para atender las obligaciones que se derivan de la ejecución de las diferentes obras y de otras necesidades contempladas en la Ley Orgánica de Administración Financiera del Sector Público (LOAFSP).

Dado el carácter de empresa del estado, las obligaciones de crédito que tiene prevista o quiera suscribir *la empresa*, se insertan dentro del concepto de CRÉDITO PÚBLICO, lo cual la enmarca dentro de un ordenamiento legal y administrativo que supera las atribuciones de la Junta Directiva de *la empresa*.

El crédito público comprende todo ingreso que no proceda de fuentes ordinarias. Adicionalmente, el crédito público según la Ley Orgánica de Administración Financiera del Sector Público (LOAFSP), artículo 76, la define como la capacidad que tienen los entes regidos por esta Ley para endeudarse.

La LOAFSP, en su artículo 77, establece que son operaciones de crédito público las siguientes:

- La emisión y colocación de títulos, incluidas las letras del tesoro, constitutivos de empréstitos o de operaciones de tesorería.
- La apertura de créditos de cualquier naturaleza.
- La contratación de obras, servicios o adquisiciones cuyo pago total o parcial se estipule realizar en el transcurso de uno o más ejercicios posteriores a aquél en que se haya causado el objeto del contrato, siempre que la operación comporte un financiamiento.
- El otorgamiento de garantías.
- La consolidación, conversión, unificación o cualquier forma de refinanciamiento o reestructuración de deuda pública existente.

A través de este listado se puede concluir que en el caso de *la empresa* la principal razón para solicitar el crédito público, es para la contratación de obras, servicios o adquisiciones.

"Estas operaciones de crédito público, tendrán por objeto arbitrar recursos o fondos para realizar inversiones reproductivas, atender casos de evidente necesidad o de conveniencia nacional."[29] "Están sometidas al régimen presupuestario en los siguientes aspectos: el producto de la operación crediticia debe ingresar al Tesoro Nacional y debe aparecer, como estimación en el presupuesto general de ingresos; en su ejecución deben regir las normas y procedimientos del presupuesto de gastos; los intereses de la deuda forman parte del presupuesto ordinario como un egreso corriente; la disposición de los fondos procedentes del crédito debe hacerse con atención al régimen legal y administrativo del presupuesto de gastos; debe existir una previsión (y provisión) presupuestaria para la cancelación de la deuda a su vencimiento."[30]

La empresa, es un ente regido por la LOAFSP y no podrá celebrar ninguna operación de crédito público sin la autorización de la Asamblea Nacional, otorgada mediante ley especial.

[29] LOAFSP. Art. 78.
[30] *Ob.Cit.* pp. 383-384.

Esta ley especial, denominada Ley Especial de Endeudamiento (Ley Paraguas), será presentada conjuntamente con el proyecto de ley de presupuesto y contendrá "el monto máximo de las operaciones de crédito público a contratar durante el ejercicio presupuestario respectivo por la República, el monto máximo de endeudamiento neto que podrá contraer durante ese ejercicio; así como el monto máximo de letras del tesoro que podrán estar en circulación al cierre del respectivo ejercicio presupuestario."[31]

La empresa por ser un ente descentralizado facultado para la contratación de créditos públicos puede efectuar directamente con los prestamistas aquellas operaciones que sean de su competencia con la finalidad de solicitar recursos para la construcción de las inversiones reproductivas y posteriormente elaborar el contrato comercial y convenio financiero una vez aprobada la contratación de la operación de crédito público. En este caso y a pesar que el convenio financiero es suscrito entre la República y el prestamista, *la empresa* se hará responsable por la cancelación de la obligación de acuerdo con las condiciones financieras estipuladas dentro del contrato comercial.

Otra vía por la que *la empresa* recibe recursos es a través de las transferencias de los fondos obtenidos en las operaciones que efectúe la República, es decir, esta última por cuenta de *la empresa* realiza todos los trámites pertinentes para la solicitud de los recursos necesarios para financiar inversiones reproductivas. "Esta transferencia se hará en la forma que determine el Ejecutivo Nacional y en todo caso le corresponderá decidir si mantiene, cede, remite o capitaliza la acreencia, total o parcialmente, en los términos y condiciones que el mismo determine."[32] La obtención de recursos por esta vía reconocerá al Gobierno Nacional como único acreedor.

Independientemente de la vía por la que *la empresa* reciba los recursos, bien sea en forma directa con los prestamistas o por intermediación del Estado, los mismos tendrán garantía de la República.

Es importante mencionar que a partir del año 2004 la Ley Especial de Endeudamiento fue utilizada por *la empresa* en menor proporción motivado a la creación del Fondo para el

[31] *Ob.Cit.* Art. 80.
[32] *Ob.Cit.* Art. 84.

Desarrollo Económico y Social del País (Fondespa) y del Fondo de Desarrollo Nacional (Fonden) los cuales son hoy en día las principales fuentes de financiamiento para la contratación de obras, servicios o adquisiciones de activos fijos que tiene *la empresa*.

Durante el tiempo en que la Ley especial de Endeudamiento fue utilizada por *la empresa* esta realizó un conjunto de procesos internos (gráfico 6) que le permitió solicitar los créditos necesarios para la ejecución de obras de inversión. Sin embargo, la misma careció de herramientas y otros elementos que no permitieron obtener oportunamente los recursos solicitados, entre estas podemos mencionar las siguientes:

- Falta de definición de una matriz que permitiera priorizar los Proyectos a ser incluidos en la Ley Especial de Endeudamiento (LEE).
- Ausencia de mecanismos de seguimiento y control de los Proyectos de la LEE.
- Ausencia de un diseño de los estándares que facilitara la formulación de los Proyectos de la LEE.

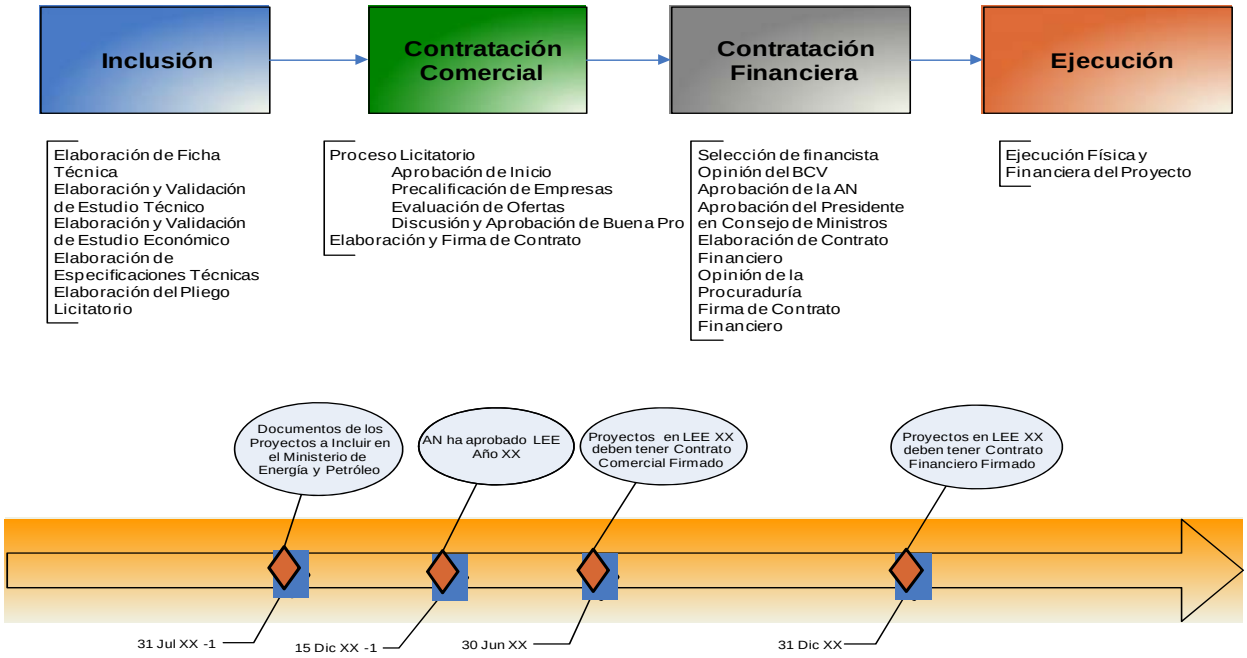


Gráfico 6. **Proceso de Ley Especial de Endeudamiento.** Gráfico tomado de la presentación "Solución de seguimiento y control de la Ley Especial de Endeudamiento". Gerencia de Planificación Económica Financiera y Asuntos Regulatorios de *la empresa*.

Todo esto trajo como consecuencia, por mucho tiempo, que *la empresa*, se retrasara en la inclusión de proyectos prioritarios para los planes estratégicos de *la empresa* en la LEE, se retrasara la contratación de proyectos autorizados, lo que imposibilitaba su oportuna ejecución e impactaba la programación de la LEE en años posteriores y por último al no ejecutarse los proyectos de acuerdo a lo solicitado y autorizado originó que la imagen de *la empresa* se viera perjudicada, con la consecuente disminución en los montos autorizados en años posteriores.

Ahora bien, desde el año 2004 *la empresa* cuenta con otras dos fuentes de financiamiento importantes, creados por el Gobierno Nacional, uno de ellos es el Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (Fondespa) y el otro es Fondo de Desarrollo de la Nación (Fonden).

El Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (Fondespa) se creó en el año 2004, este "representa una alternativa propuesta por el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, para colocar recursos petroleros al servicio del país." [33]

Este fondo fue aprobado por la Asamblea General de Accionistas de PDVSA el 14 de mayo de 2004 para el cumplimiento de los principios de vinculación adecuada de los ingresos provenientes de hidrocarburos con la economía nacional. Cinco días después, el 18 de mayo, el directorio del Banco Central de Venezuela, responsable del control de los fondos en divisa, certificó su aprobación.

El 31 de julio, PDVSA firmó con el Banco de Desarrollo Económico y Social (BANDES) un contrato para la administración de un fondo fiduciario - base de Fondespa - el cual está destinado a efectuar los pagos que sean necesarios para la ejecución de programas y proyectos de obras, bienes y servicios destinados al desarrollo de infraestructura, vialidad, actividad agrícola, salud y educación en el país. Este fondo tiene un tope anual de 2 mil millones de dólares y es de carácter rotatorio.

[33] Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.
Disponible:http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_obj_id=233&newsid_temas=39

Los aportes realizados al Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (Fondespa), se hacen posible gracias a los excedentes de los precios petroleros, tal y como lo establece el artículo número 5 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Se espera que con "la utilización de los excedentes petroleros en obras de inversión se contribuya no sólo al desarrollo económico y social sino que también disminuya las necesidades de financiamiento del Fisco Nacional y mejore la solvencia financiera del país en el mediano plazo."[34]

Es importante mencionar que a través del Fondo para el Desarrollo Económico y Social del País (Fondespa) ya se han realizado un conjunto de proyectos de inversión en materia eléctrica, tales como:

- Ciclo Combinado Termozulia
- Planta Termoeléctrica Ezequiel Zamora
- Termoeléctrica Pedro Camejo
- Planta de generación eléctrica Palavecino
- Central Hidroeléctrica La Vueltosa.

El Fondo para el Desarrollo Social del País (Fondespa), "fue absorbido en el año 2005 por el Fondo de Desarrollo de la Nación (Fonden), sin embargo, este continuó recibiendo recursos de Petróleos de Venezuela, a través de la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP)." [35]

El 01 de agosto de 2005 se creó el Fondo de Desarrollo de la Nación (Fonden), el mismo fue creado por el Ministerio del Poder Popular para las Finanzas mediante decreto publicado en *Gaceta Oficial* Nº 341.189 del 30 de agosto de 2005.

Inmediatamente, "se autoriza al Banco Central de Venezuela (BCV) a liberar y transferir, por única vez, la suma de seis mil millones de dólares para crear el ente financiero bajo la figura de sociedad anónima. Asimismo, el Fonden recibirá mensualmente de Petróleos de Venezuela (PDVSA) el remanente de divisas obtenidas por concepto de exportaciones de hidrocarburos y gas, de acuerdo a lo establecido en el artículo 113 de la Ley de Reforma

[34] *Ob.Cit.*
[35] El Universal. Disponible: http://el-universal.com/2007/03/09/eco_art_205160.shtml

Parcial de la Ley del Banco Central de Venezuela, publicada en la Gaceta Oficial Nº 38.232 del 20 de julio de 2005."[36]

El objetivo principal de Fonden será el financiamiento de proyectos de inversión real productiva, educativa, de salud, mejoramiento del perfil y saldo de la deuda pública externa, lo mismo que la atención de situaciones especiales. Los ministros de Energía y Petróleo y de Planificación y Desarrollo formarán parte del directorio ejecutivo, junto a dos directores designados por el Presidente de la República.

"A dicho Fondo se traspasará una determinada proporción de divisas del ingreso de la comercialización de los hidrocarburos que recibirá el Ejecutivo Nacional directamente de PDVSA, es decir, antes de constituirse en reservas internacionales. Ello se justifica fundamentalmente en que la planificación y ejecución de los programas de desarrollo constituyen una atribución del Ejecutivo, en coordinación con otros programas que se lleven a efecto con propósitos similares."[37]

"En cuanto a los mecanismos de aportes para la constitución del Fondo se tendrá presente, por una parte, las necesidades de divisas que tenga PDVSA para sus operaciones ordinarias y de inversión previsibles y, por la otra, los requerimientos de divisas del BCV para atender las demandas del sector privado y del propio sector público."[38]

A través de Fonden se están realizando proyectos de inversión en materia eléctrica, tales como:

- Conversión a gas Planta Centro
- Consolidación de la red de Transmisión 115/230 Kilovoltios
- Fortalecimiento institucional del sector eléctrico
- Planta Hidroeléctrica Masparro
- Planta Termoeléctrica Ezequiel Zamora
- Desarrollo Uribante-Caparo
- Línea de Transmisión de 230 Kilovoltios

[36] Ministerio de Energía y Petróleo. *Ministerio de Finanzas facultado para crear el Fonden.* Disponible: http://www.mf.gov.ve/detalle.asp?sec=9001&id=732&plantilla=8

[37] Banco Central de Venezuela. *La nueva distribución del ingreso petrolero.* Disponible: http://www.bcv.org.ve/c4/Conferencias.asp?Codigo=88&Operacion=2&Sec=False

[38] *Ob.Cit.*

- ❖ Reestructuración presa Borde Seco
- ❖ Recuperación y repotenciación de unidades Turbogas
- ❖ Adquisición de nuevas unidades

En los últimos años (2004 al 2006), "la mayor parte de los recursos destinados a inversiones en las empresas eléctricas han sido aportados por FONDESPA y FONDEN. De los 1.153 millones de dólares que se están invirtiendo en las obras a ser inauguradas este año (2006), *la empresa* es responsable del 78,6 % de estos recursos, mientras que ENELVEN tiene una participación del 16,9 % y ENELBAR del 4,5 %."[39]

Finalmente podemos concluir que *la empresa* cuenta con una fuente de recursos propios y dos fuentes de financiamiento externo, a través de las cuales puede solicitar recursos para realizar sus inversiones (gráfico 7):

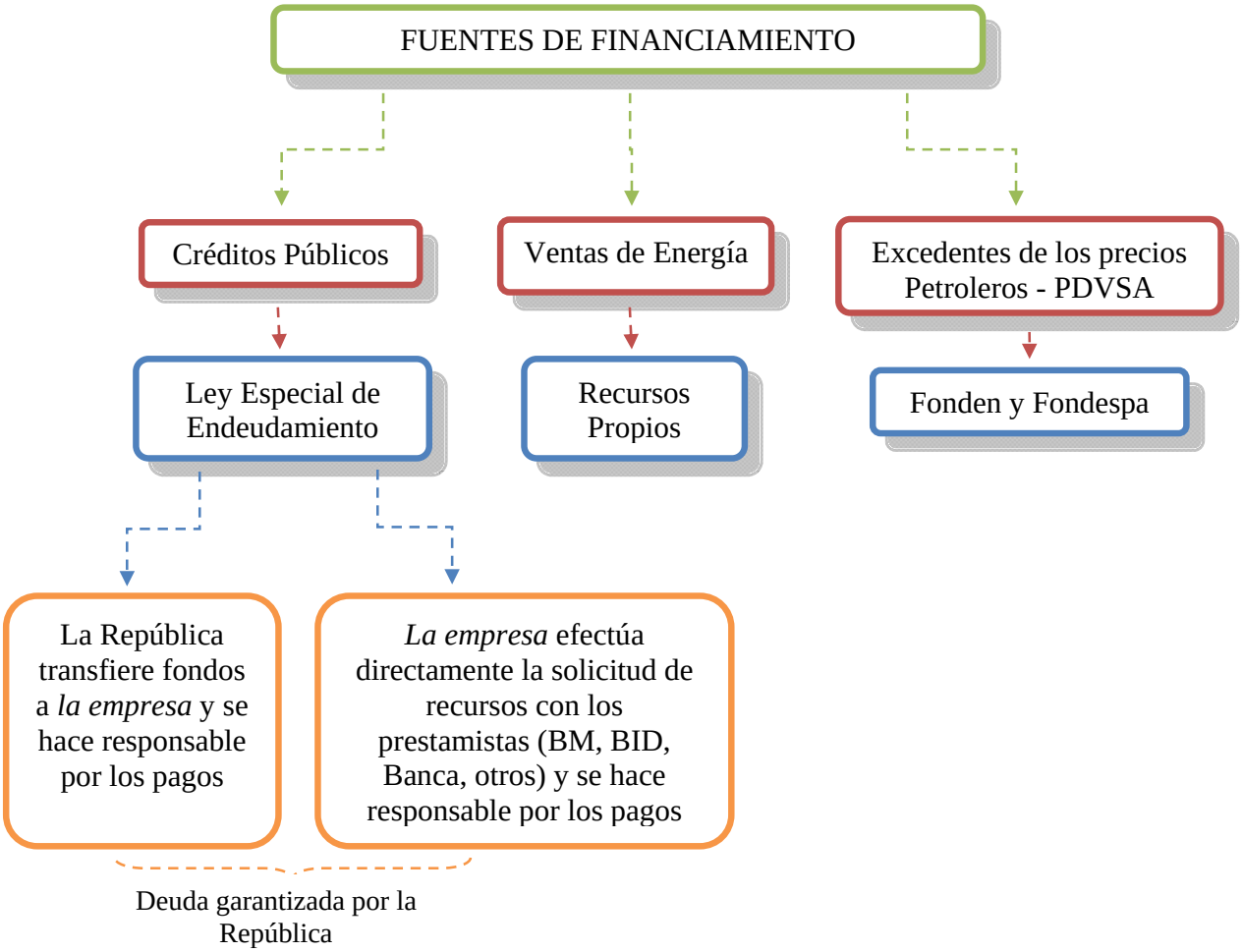


***Gráfico 7.* Fuentes de Financiamiento de *la empresa*.** Gráfico elaborado con datos tomados de la LOAFSP y *la empresa* eléctrica.

[39] CADAFE. Disponible: http://www.cadafe.gov.ve/ns/noticia.asp?numn=286

CAPITULO III

3. EVALUACIÓN DE LOS PASIVOS FINANCIEROS DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DEL SECTOR PÚBLICO VENEZOLANO

3.1. Composición de los pasivos financieros de la empresa eléctrica del sector público venezolano 1996 - 2005

A lo largo del período de 1996 al 2005, *la empresa* ha acumulado una gran cantidad de deuda financiera con la finalidad de llevar a cabo los proyectos de obras de infraestructura propuestas en los planes de inversión.

Dicha deuda financiera se clasifica en pasivos de corto plazo y de largo plazo, siendo ambos las obligaciones que debe pagar *la empresa* por la contratación de obras, servicios o adquisiciones de activos fijos.

La deuda financiera que mantiene actualmente *la empresa* esta denominada en moneda nacional y extranjera, adicionalmente algunas de estas deudas y en especial donde el Estado es el principal acreedor, no tienen definidas sus condiciones de pago, por lo que ha ocasionado que su costo financiero se haya sobredimensionado a lo largo de los años.

Ahora bien, analizando la composición de la deuda financiera de corto plazo encontramos que para el cierre del año 2005 este renglón posee una Deuda reestructurada por el Gobierno Nacional, la cual corresponde al conjunto de pagos efectuados por el Ministerio del Poder Popular para las Finanzas, por cuenta de *la empresa*, a los bancos y otras entidades acreedoras, por concepto de capital e intereses. Dicha deuda para el año 2005

ascendió en un 92% como producto del aumento en el saldo de las obligaciones en moneda nacional y extranjera aunado a que se originó una devaluación de la moneda donde el tipo de cambio pasó de Bs./US$ 1.920 en el 2004 a Bs./US$ 2.150 en el 2005. Un aspecto importante de mencionar es que dicha deuda está garantizada por la República Bolivariana de Venezuela, representada por el Ministerio del Poder Popular para las Finanzas, antes Ministerio de Hacienda.

Esta deuda financiera de corto plazo se originó en el año de 1999 como producto de la decisión tomada por el Ministerio del Poder Popular para las Finanzas de reestructurar y capitalizar la Deuda a Largo Plazo la cual estaba constituida por los Bancos y Proveedores del Exterior, por los Bancos del País, por otras obligaciones contraídas con el Ministerio del Poder Popular para las Finanzas, Banco Central de Venezuela y Ministerio del Poder Popular para la Agricultura y Tierras, antes Ministerio de Agricultura y Cría. (Cuadro 5)

En la actualidad, *la empresa* no ha recibido del Ministerio del Poder Popular para las Finanzas, los términos en que la pagará, es decir, fecha, forma y tipo de interés, lo que ha traído como consecuencia el incremento desmedido de la misma (gráfico 8).

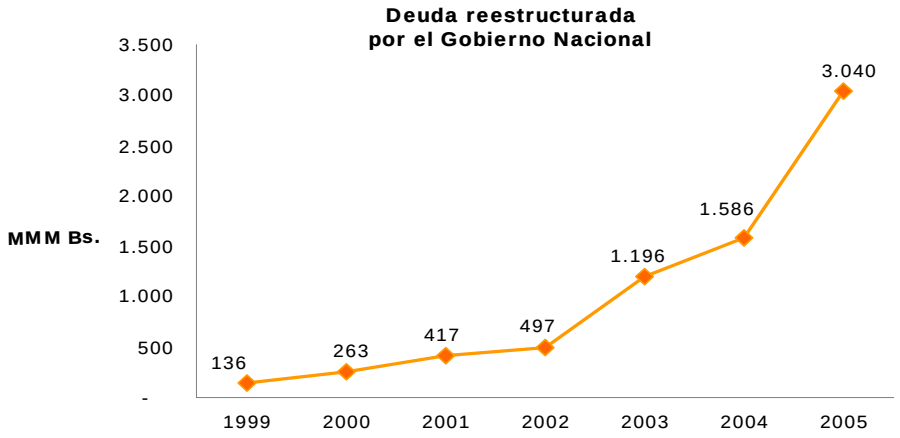


Gráfico 8. **Tendencia de la Deuda Reestructurada por el Gobierno Nacional.** Gráfico elaborado con datos tomados de los Estados Financieros Auditados de *la empresa*.

Cuadro 5

Composición de la Deuda de Corto Plazo

Expresado en millardos de Bs. A precios constantes de 2006.

PASIVOS A CORTO PLAZO	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1.- Deuda reestructurada por el gobierno nacional	**-**	**-**	**-**	**136**	**263**	**417**	**497**	**1.196**	**1.586**	**3.040**
Intituciones Financieras del Extranjero	-	-	-	95	106	105	200	239	465	1.877
Instituciones Financieras Nacionales	-	-	-	42	158	311	297	956	1.121	1.163
2.- Otras Deudas Financieras	**-**	**-**	**-**	**35**	**9**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Ministerio de Agricultura y Cía (PITSA)	-	-	-	25	-	-	-	-	-	-
B.C.V.(DPI)	-	-	-	6	5	-	-	-	-	-
B.C.V.(DPN)	-	-	-	4	4	-	-	-	-	-
3.- Porción circulante pasivos	**97**	**56**	**252**	**23**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Porción Circulante Deuda a Largo Plazo	97	56	47	23	-	-	-	-	-	-
Porción Circulante Otros Pasivos a Largo Plazo	-	-	205	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DEUDA A CORTO PLAZO	**97**	**56**	**252**	**195**	**272**	**417**	**497**	**1.196**	**1.586**	**3.040**

Nota. Cuadro elaborado con datos tomados de los Estados Financieros Consolidados con Dictamen de los Contadores Públicos Independientes 1996 - 2005.

Otros renglones que formaron parte de la deuda financiera de corto plazo son las correspondientes a Otras Deudas Financieras y a la Porción Circulante de Pasivos a largo plazo, las cuales en su oportunidad fueron canceladas bajo las condiciones estipuladas. (Cuadro 5)

En lo que respecta a la deuda de largo plazo de l*a empresa* encontramos que para el cierre del año 2005 esta descendió a MMM Bs. 563, lo que porcentualmente representa un 64%, ya que para el año anterior (2004), se ubicó en MMM Bs. 1.557 (gráfico 9). Este descenso se produjo como consecuencia de la decisión tomada por la Asamblea General de Bandes de ceder y transferir la acreencia originada por el contrato de fideicomiso con *la empresa* a la República Bolivariana de Venezuela por órgano del Ministerio del Poder Popular para las Finanzas.

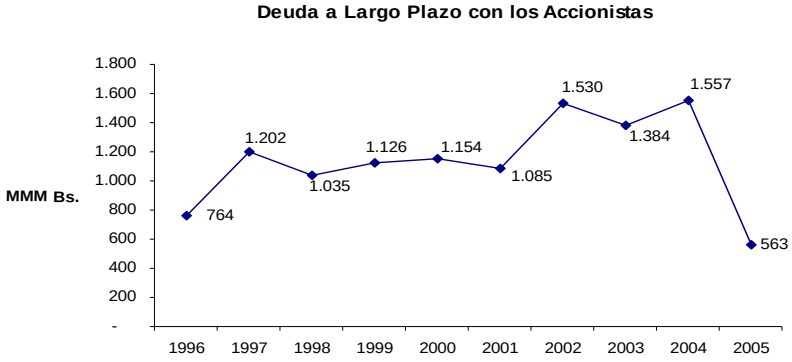


Gráfico 9. **Tendencia de la Deuda a Largo Plazo con los Accionistas.** Gráfico elaborado con datos tomados de los Estados Financieros Auditados de *la empresa.*

Dicha deuda se denomina Deuda a Largo Plazo con los Accionistas y su principal acreedor es el Banco de Desarrollo Económico y Social de Venezuela (BANDES), antes Fondo de Inversiones de Venezuela. (Cuadro 6).

Esta deuda se originó en el año de 1992 cuando se celebró un contrato de Fideicomiso entre *la empresa* y el Fondo de Inversiones de Venezuela, ahora Bandes, el cual permitió la continuidad del programa de reestructuración iniciado por *la empresa* eléctrica, enmarcado dentro de las políticas acordadas por el Ejecutivo Nacional a partir de 1990 y bajo las

Cuadro 6
Composición de la Deuda de Largo Plazo
Expresado en millardos de Bs. A precios constantes de 2006.

PASIVOS A LARGO PLAZO	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1.- Deuda a Largo Plazo	**180**	**67**	**14**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Banco y Proveedores del Exterior	270	121	61	-	-	-	-	-	-	-
Bancos del País	7	2	-	-	-	-	-	-	-	-
- Porción Circulante	(97)	(56)	(47)	-	-	-	-	-	-	-
2.- Otros Pasivos a largo plazo	**2.952**	**1.793**	**0**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Ministerio de Hacienda	189	131	179	-	-	-	-	-	-	
Obligaciones por acreencias asumidas por la República	2.736	1.641	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonos de la Deuda Pública	9	7	5	-	-	-	-	-	-	-
Ministerio de Agricultura y Cría (PITSA)	5	9	18	-	-	-	-	-	-	-
Banco Central de Venezuela	13	6	4	-	-	-	-	-	-	-
- Porción Circulante	-	-	(205)	-	-	-	-	-	-	-
3.- Deuda a Largo Plazo Accionistas	**764**	**1.202**	**1.035**	**1.126**	**1.154**	**1.085**	**1.530**	**1.384**	**1.557**	**563**
Fondo de Inversiones de Venezuela (ahora BANDES) - Fideicomiso:	764	1.202	1.035	1.126	1.154	1.085	1.530	1.384	1.557	563
TOTAL PASIVOS A LARGO PLAZO	**3.895**	**3.063**	**1.049**	**1.126**	**1.154**	**1.085**	**1.530**	**1.384**	**1.557**	**563**

Nota. Cuadro elaborado con datos tomados de los Estados Financieros Consolidados con Dictamen de los Contadores Públicos Independientes 1996 - 2005.

cuales se desarrolla el programa de reorganización, a objeto de obtener una mayor eficacia y efectividad de su gestión, mediante la racionalización de sus recursos humanos, financieros y físicos.

Seis años después de haber celebrado el contrato de Fideicomiso, el Directorio Ejecutivo del Fondo de Inversiones de Venezuela, ahora Bandes, mediante Resolución de fecha 21 de julio de 1998, acordó dolarizar la deuda mantenida por *la empresa* relacionada con el fideicomiso.

Resultado

A través de la descripción y análisis de la composición de la deuda financiera de *la empresa* podemos concluir que como todas las compañías del sector, la misma necesita de financiamientos tantos internos como externos principalmente para poder realizar sus obras de inversión en infraestructura, sin embargo, la misma a lo largo de los años ha tenido problemas para asumir los costos financieros de estas obligaciones, lo que ha ocasionado tomar medidas, tales como procesos de reestructuraciones y capitalizaciones con la finalidad de poder sostener la deuda, a pesar de las acciones tomadas por la Junta Directiva no se han obtenido resultados satisfactorios ya que la estructura financiera de *la empresa* no ha mejorado.

3.2. Análisis cuantitativo – cualitativo de los índices financieros de la empresa eléctrica del sector público venezolano 1996-2005

Considerando que una de las vías por la que *la empresa* solicita créditos públicos para realizar inversiones reproductivas es efectuando operaciones de forma directa y sin intermediarios ante la banca u otros entes y organismos (BI, BM, otros), *la empresa* se encuentra en la obligación de revelar su situación económico y financiera con la finalidad de que los prestamistas evalúen la misma para así tomar la decisión de conceder o rechazar los prestamos solicitados.

Dada esta condición, en el presente capítulo se realizó un análisis de la situación financiera de *la empresa* donde se utilizaron un conjunto de índices o razones financieras calculados a través de los resultados de los estados financieros auditados y reexpresados a moneda

constante de 2006 correspondiente al período 1996 al 2005 (cuadros 7 y 8). El análisis de estos índices o razones deja claro como ha venido evolucionando *la empresa* a lo largo de estos últimos nueve años. Entre los índices o razones que logran explicar el nivel de solvencia, productividad y endeudamiento que posee *la empresa* encontramos (cuadro 9):

- *"Razones de liquidez*, que miden la capacidad de la empresa para cumplir sus obligaciones con vencimiento en el corto plazo.
- *Razones de Apalancamiento Financiero*, que miden hasta qué punto la empresa ha sido financiada mediante deuda.
- *Razones de productividad*, que miden el nivel general de la eficiencia de la administración en términos de los rendimientos generados sobre las ventas y sobre la inversión

1.- Razones de Liquidez

a.- Razón del Circulante (Solvencia)

Este índice o razón nos permite valorar el grado de solidez financiera que tiene una empresa a través de la comparación de sus recursos con sus compromisos.

Mediante este indicador se aprecia que *la empresa* posee una restringida posición de solvencia debido a las limitadas reservas de efectivo que posee para cumplir con las obligaciones más inmediatas, es decir, con el pasivo circulante. A partir del año 1999 se evidencia una caída importante del indicador, al pasar de 0,44 a 0,35 al cierre de 2005 (gráfico 10); a través de esto queda demostrado que la capacidad de pago de *la empresa* ha venido descendiendo como posible consecuencia de una baja recaudación y de un estancamiento en los niveles tarifarios del servicio eléctrico.

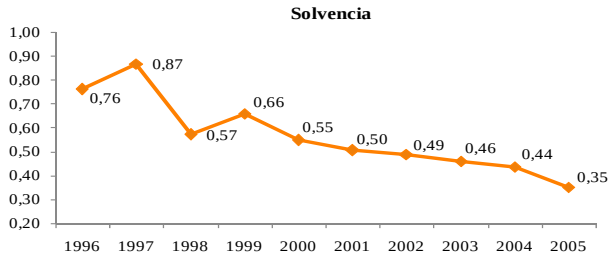
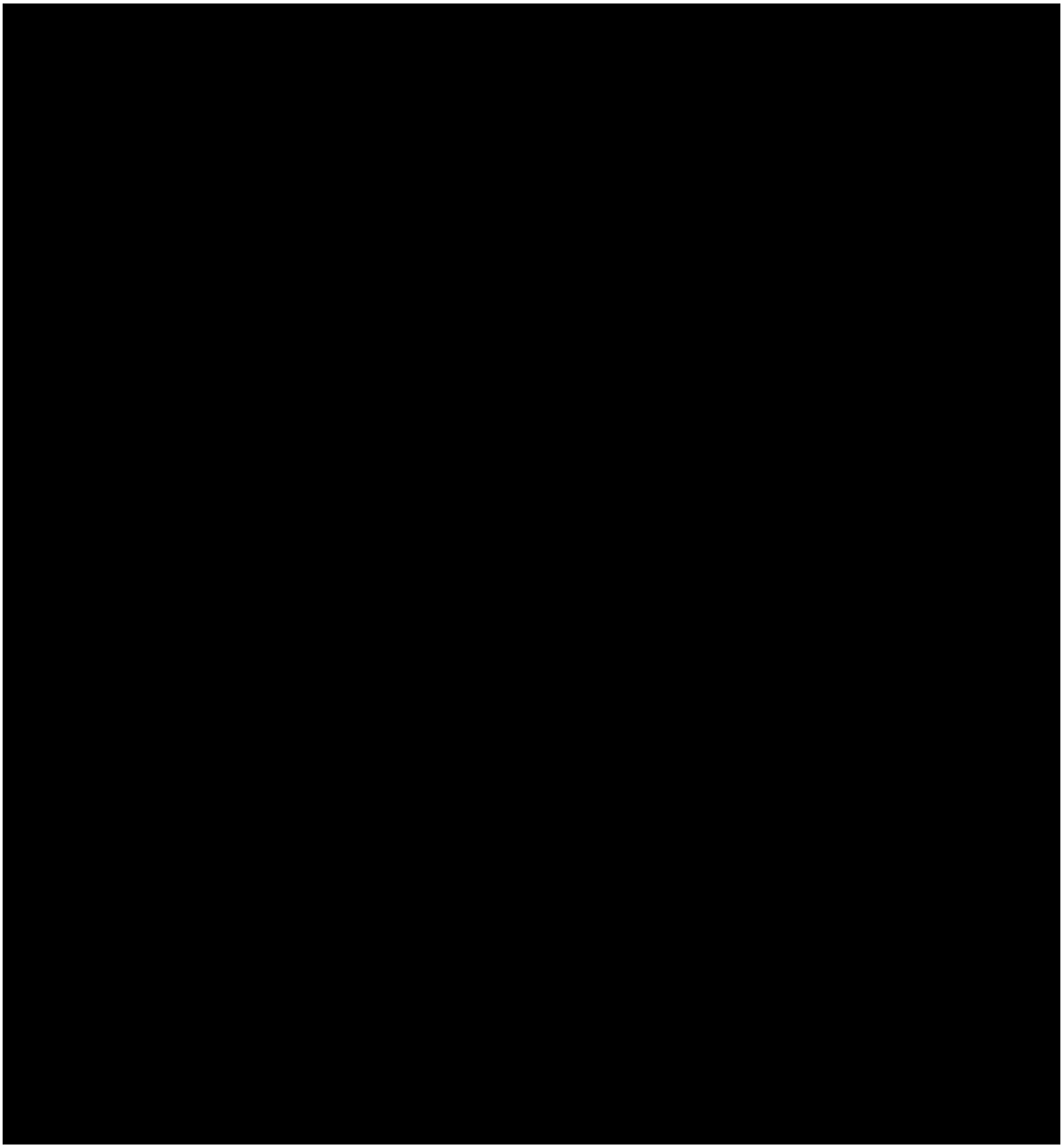


Gráfico 10. **Solvencia.** Gráfico elaborado a través del cálculo de los índices o razones financieras.

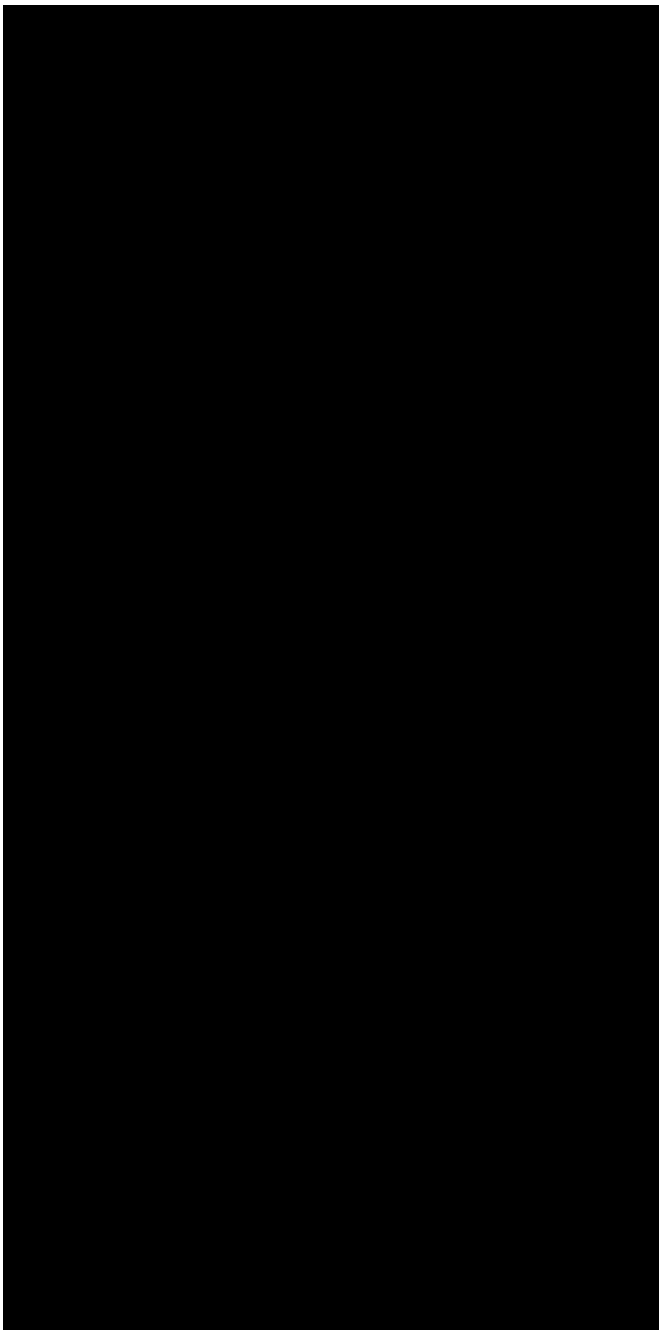


Cuadro 8
Estado de Resultados 1996 - 2005
Expresado en millardos de Bs.
Moneda Constante de 2006

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ingresos del Servicio										
Ingresos por Venta	**979**	**1.170**	**1.228**	**1.152**	**1.164**	**1.250**	**1.298**	**1.816**	**1.835**	**1.862**
Otros ingresos del servicio	4	12	6	27	43	40	38	30	25	27
Total Ingresos del Servicio	**982**	**1.182**	**1.234**	**1.159**	**1.207**	**1.278**	**1.336**	**1.846**	**1.861**	**1.890**
Costos y gastos operacionales										
Energia comprada	190	208	199	302	409	479	581	430	465	519
Generación y transmisión	**568**	**566**	**1.006**	**552**	**512**	**488**	**519**	**269**	**502**	**290**
Distribución	365	113	104	214	180	149	171	129	370	404
	1.123	**886**	**1.309**	**1.068**	**981**	**1.056**	**1.070**	**829**	**1.136**	**1.214**
Ganancia (Pérdida) Bruta	**-140**	**296**	**-75**	**91**	**385**	**255**	**266**	**217**	**-76**	**-124**
Gastos Generales y de Administración	**629**	**618**	**611**	**672**	**929**	**753**	**583**	**917**	**1.183**	**1.120**
Utilidad (Pérdida) Operativa	**-769**	**-322**	**-686**	**-581**	**-624**	**-520**	**-518**	**-701**	**-1.259**	**-1.244**
Resultado integral de financiamiento										
Intereses financieros,neto	-804	-96	-498	-135	-141	-197	-356	-137	-131	-125
Diferencia en cambio, neta	**-1.151**	**-145**	**-326**	**-168**	**-87**	**-128**	**-881**	**-195**	**-112**	**-197**
REME	5.609	1.173	1.151	337	700	252	698	755	594	545
Ganancia (Pérdida) realizada por tenencia de activos no monetarios	**747**	**584**	**824**	**454**	**0**	**4**	**84**	**0**	**0**	**0**
Total Ingreso (Costo) integral de Financiamiento	4.421	1.436	1.151	488	471	-61	-454	423	351	223
Otros ingresos (egresos) neto	-358	30	453	12	-514	75	48	-37	-21	-6
Ganancia (Pérdida) antes de interés minoritario, impuestos, partidas extraordinarias y participación accionista minoritario	3.294	1.144	918	-81	-667	-506	-723	-314	-929	-1.027
Interés minoritario	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
ISLR y IAE*	**-51**	**-26**	**-10**	**-218**	**-152**	**-76**	**-75**	**-52**	**-25**	**0**
Partidas Extraordinarias	39	0	0	206	116	55	53	28	10	0
Participación accionistas minoritarios en resultados de las filiales	**-13**	**3**	**13**	**-6**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**1**
Ganancia (Pérdida) Neta	**3.289**	**1.122**	**921**	**-99**	**-692**	**-526**	**-746**	**-338**	**-944**	**-1.026**

Nota. **Cuadro elaborado con datos tomados de los Estados Financieros Consolidados con Dictamen de los Contadores Públicos Independientes 1996 - 2005.**

*** Impuesto sobre la Renta e Impuesto a los activos empresariales**



Al 31 de Diciembre de 2005, la compañía mantenía un nivel de liquidez total (efectivo-cuentas por cobrar, netas-gastos pagados por anticipado) de MMM Bs.1.789 y un pasivo

circulante o de corto de plazo de MMM Bs.5.112, esto confirma una vez más que *la empresa* tiene una débil posición financiera para cumplir con sus obligaciones de corto plazo, lo que ha traído como consecuencia que se declarare en suspensión de pagos con algunos de sus proveedores, al ser sus obligaciones y compromisos mayores que su liquidez.

2.- Razones de Apalancamiento Financiero

a.- Endeudamiento

El resultado de este índice "muestra cuál es la importancia que tiene el financiamiento externo en relación al financiamiento interno, es decir el patrimonio que es propiedad de los dueños de la empresa."[40]

Los pasivos totales a patrimonio de *la empresa*, presentan un crecimiento importante al pasar de 44,00 % en el año 1996 a 73,63 % al cierre del año 2005. (Gráfico 11)

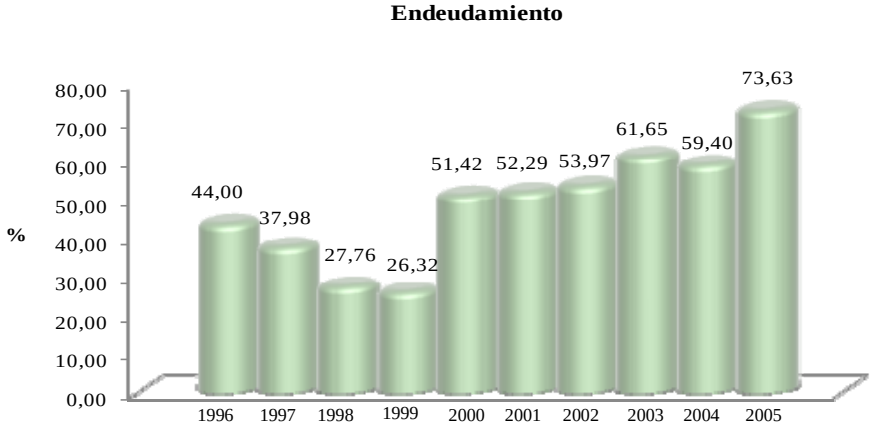


Gráfico 11. **Endeudamiento.** Gráfico elaborado a través del cálculo de los índices o razones financieras.

Sin embargo, a lo largo del período se observa una caída importante del endeudamiento en el año de 1998, esto ocurre como consecuencia de la decisión tomada por el Directorio Ejecutivo del Fondo de Inversiones de Venezuela, ahora Bandes, donde el mismo acordó la capitalización de parte de la deuda que *la empresa* mantenía con la República, adicionalmente para este mismo año, se acordó actualizar el capital social de las diferentes

[40] Chillida, Carmelo. *Análisis e Interpretación de Balance* .p. 248.

cuentas que componen el patrimonio, por ende el índice de endeudamiento para el año 1998 presentó una descenso hasta llegar a 27,76%.

Posteriormente para el año 2000, el índice aumentó considerablemente como consecuencia de la disminución de las utilidades acumuladas, las cuales pasaron a MMM Bs. 292; y del descenso del Resultado por Tenencia de Activos no Monetarios (RETAM), el cual pasó a MMM Bs. -14.963. (Cuadro 7)

Otro hecho importante fue dado en el año 2004, cuando el patrimonio fue reestructurado, producto de la cuasi – reorganización, la cual tuvo como finalidad eliminar el déficit por operaciones no rentables del pasado, mediante el establecimiento de una nueva base contable en la que se ajusta el patrimonio, es por esta razón que para el año 2004 el indicador desciende levemente al pasar de 61,65% en el 2003 a 59,40% al cierre del 2004.

A pesar del proceso de cuasi-reorganización, *la empresa* para el cierre de 2005 no logró mantener ó descender el nivel de endeudamiento, al contrario, aumentó su endeudamiento producto del ascenso de la Deuda Reestructurada por el Gobierno Nacional, la cual pasó de MMM Bs. 1.586 a MMM Bs. 3.040. (Cuadro 7)

A través de este indicador, se puede evidenciar como *la empresa* depende en gran medida de sus acreedores externos, sin embargo, es importante destacar que para el caso de la compañía su principal acreedor externo es el Estado, que a través del Ministerio del Poder Popular para las Finanzas, logra conceder un conjunto de recursos para la construcción de obras, trabajos de mantenimiento y compra de equipos y maquinarias.

b.- Pasivo Circulante a Pasivo Total

Este índice nos permite determinar en que proporción el pasivo circulante forma parte del pasivo total. En el caso de *la empresa* eléctrica, se observa que el pasivo circulante ha venido formando parte importante del pasivo total, ya que para el año de 1997 solo representó el 18,49%, mientras que para el cierre del año 2005 fue de 78,95%. (Gráfico 12).

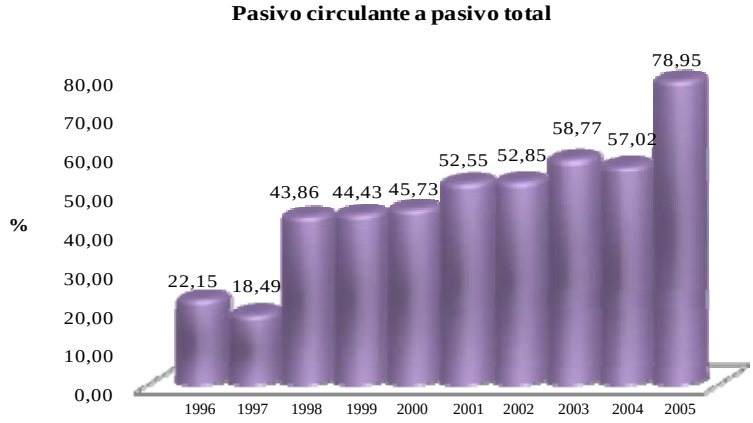


Gráfico 12. **Pasivo Circulante a Pasivo Total.** Gráfico elaborado a través del cálculo de los índices o razones financieras.

Como se puede observar en el gráfico 12, durante el último año hubo un ascenso importante de este indicador, producto del aumento del pasivo circulante, especialmente en el rubro de la Deuda reestructurada por el Gobierno Nacional, ya que se decide reclasificar parte de la deuda de largo plazo como deuda de corto plazo, por decisión de Bandes de ceder y traspasar la deuda a la República Bolivariana de Venezuela, lo que origina el aumento significativo del pasivo circulante. Adicionalmente, esta obligación de corto plazo, como ya se ha explicado anteriormente esta conformada por un componente nacional y extranjero, siendo esta última la que más afecta la situación de *la empresa* ya que depende del movimiento del tipo de cambio (devaluación de la moneda).

c.- Pasivo a Largo Plazo a Patrimonio

Este indicador nos permite determinar en que proporción la empresa depende de los préstamos a largo plazo para financiar sus obras de infraestructura.

A través del gráfico 13, podemos observar como a lo largo de los últimos 9 años *la empresa* presentó variaciones importantes, tanto en ascenso como en descenso, del indicador de pasivos de largo plazo a patrimonio.

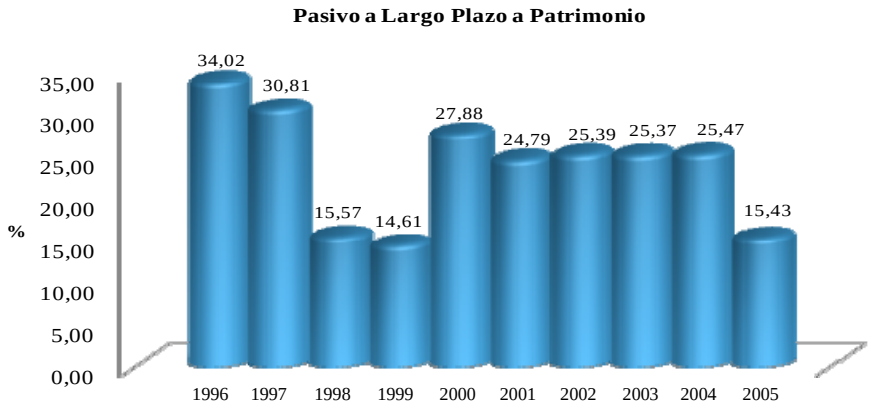


Gráfico 13. **Pasivo a Largo Plazo a Patrimonio.** Gráfico elaborado a través del cálculo de los índices o razones financieras.

Los niveles de financiamiento externo a largo plazo durante los dos primeros años, 1996 y 1997, fueron altos en comparación con los años de 1998 y 1999, producto de la importante suma que representaba para aquel momento las obligaciones referentes a los otros pasivos a largo plazo.

Posteriormente para el año 1998, dichos pasivos se capitalizaron por decisión del Fondo de Inversiones de Venezuela (ahora Bandes), quien era accionista mayoritario de *la empresa*, por ende, este indicador pasa de 34,02% en el año de 1996 a 15,57% en el año 1998.

Igualmente para el cierre del año 2005, se evidencia un descenso significativo al pasar a 15,43% producto de la disminución de la Deuda a Largo Plazo con los accionistas (Bandes), debido a que este cede y traspasa en su condición de administrador de los derechos y obligaciones del Fondo de Inversiones de Venezuela, a la República Bolivariana de Venezuela, por órgano del Ministerio del Poder Popular para las Finanzas, las acreencias del Fideicomiso de Reestructuración.

3.- Razones de Productividad

La productividad se refiere al resultado final de un gran número de políticas y decisiones tomadas por las máximas autoridades de la empresa, la misma se medirá a través de la eficacia en la utilización de los recursos administrados y del entorno económico y social

prevaleciente. Al analizar los índices de productividad de *la empresa* se puede concluir lo siguiente:

a.- Margen de Utilidad sobre Ventas

El margen de utilidad sobre las ventas ha venido descendiendo a partir de 1996 de manera significativa al pasar de 3,35% a -0,94% en el año 2005 (gráfico 14), esto muestra la evolución del poco rendimiento de las ventas, es decir, las mismas no han logrado generar un margen de ganancia a través de las cuales se puedan cubrir satisfactoriamente los costos y gastos de *la empresa*. Todo esto como consecuencia del congelamiento de las tarifas, las bajas inversiones en infraestructura, los altos porcentajes de pérdidas de energía y los significativos costos operativos que ha tenido *la empresa* eléctrica.

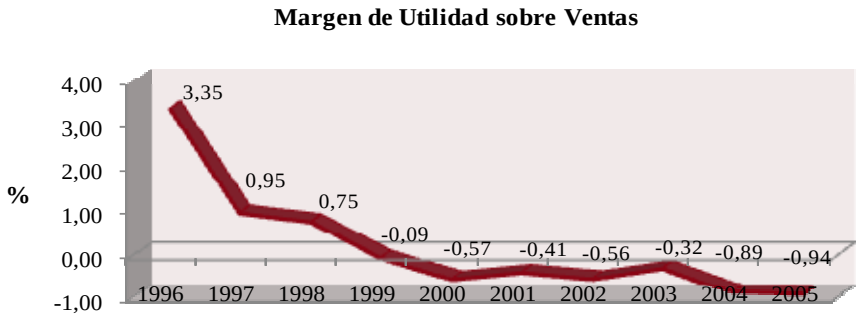


Gráfico 14. **Margen de Utilidad sobre Ventas.** Gráfico elaborado a través del cálculo de los índices o razones financieras.

b.- Ventas

Para el año de 1997 el total de ingresos del servicio presenta un 20,35% de aumento, producto del incremento de la tarifa eléctrica, sin embargo, en los años de 1998 y 1999 se evidencian importantes descensos en los ingresos por ventas, las cuales disminuyen en 4,38% y -6,09% respectivamente; producto del congelamiento de las tarifas en el año de 1998 y el descenso en el consumo de energía en el año de 1999. Igualmente para el año 2003, se observa un descenso significativo, ya que disminuye en -21,73%, como consecuencia de los sucesos ocurridos en el 2002 y 2003 relacionados al paro petrolero, lo que produjo un estancamiento de la economía en todos los sectores, adicionalmente para

ese año el ente regulador decide congelar temporalmente los aumentos de tarifa derivados de la aplicación del FAP. (Gráfico 15)

Sin embargo la tendencia de las ventas de energía ha mejorado levemente cerrando en el 2005 con un aumento de 2,75%, esto como consecuencia del pequeño aumento de la tarifa eléctrica a través de la autorización de la aplicación del FAP de 10,38%.

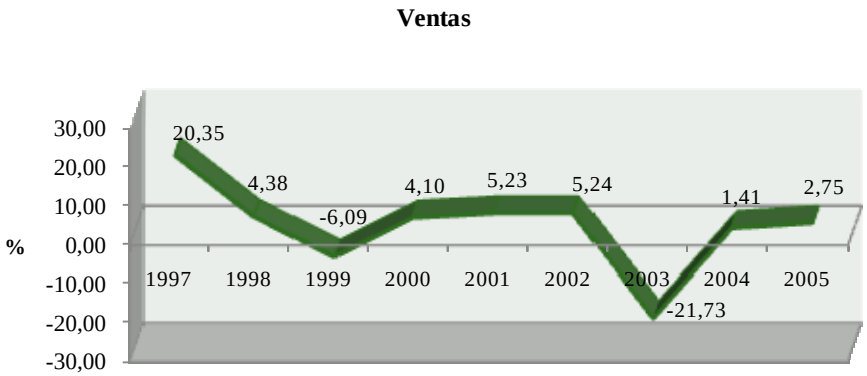


Gráfico 15. **Ventas.** Gráfico elaborado a través del cálculo de los índices o razones financieras.

4.- Otros Indicadores

a.- Diferencia en cambio

Es importante recordar que *la empresa* eléctrica posee una deuda de largo plazo y corto plazo que esta denominada, parte de ella, en moneda extranjera lo que ha provocado que a través de las fluctuaciones del tipo de cambio varíe de forma muy constante y que además la situación financiera de *la empresa* se haya visto afectada.

A través del gráfico 16, se observa como durante los últimos 8 años la tendencia de este indicador ha sido muy variada y esto se debe al movimiento de los pasivos denominados en moneda extranjera.

Diferencias en Cambio

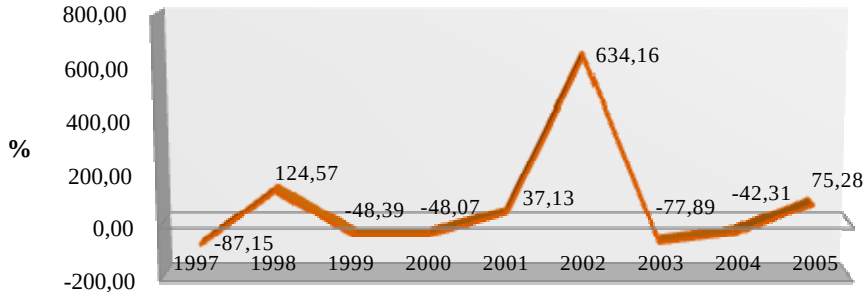


Gráfico 16. **Diferencias en Cambio.** Gráfico elaborado a través del cálculo de los índices o razones financieras.

Durante el año 1997 *la empresa* presenta un descenso de las diferencias en cambio muy significativo, ya que baja en un -87,15% producto de la caída del saldo de los otros pasivos a largo plazo, sin embargo, este vuelve a aumentar al año siguiente (1998) en un 124,57%, debido al aumento del tipo de cambio el cual pasó de Bs./US$ 504,25 en el 1997 a Bs./US$ 564,50 al cierre de 1998, así como del saldo de la deuda denominada en moneda extranjera.

Adicionalmente, el rubro de las diferencias en cambio reflejó una tendencia hacia el alza bastante marcada en el año 2002 producto del aumento del dólar, el cual pasó de Bs./US$ 763,00 a Bs./US$ 1.401,25 ocasionando a *la empresa* un gasto de diferencias en cambio de MMM Bs.881.

Con respecto al cierre de 2005 la diferencia en cambio fue de MMM Bs. 197 con un tipo de cambio de Bs./US$ 2.150, es importante recordar que a partir del año 2005 el Banco Central de Venezuela fija el tipo de cambio de común acuerdo con el Ejecutivo Nacional, por lo que este pequeño aumento se debe al ascenso del precio del euro, el cual pasó de Bs./Eur 2.544,96 en el 2005 a Bs./Eur 2.821,23 y al ascenso en el saldo de las deudas financieras.

b.- Intereses Financieros

Al igual que las diferencias en cambio los intereses financieros dependen en gran medida del movimiento y la acumulación de pasivos tanto de largo como de corto plazo, los cuales generan intereses.

Como se puede observar en el gráfico 17, durante el año 1997 los intereses financieros, sufren un descenso de -88,07%; producto de la caída en el saldo de los otros pasivos a largo plazo, luego en el siguiente año (1998) aumenta significativamente en 418,57%, como consecuencia del aumento de los intereses de mora de las cuentas por pagar que mantiene *la empresa* eléctrica por concepto de compra de energía.

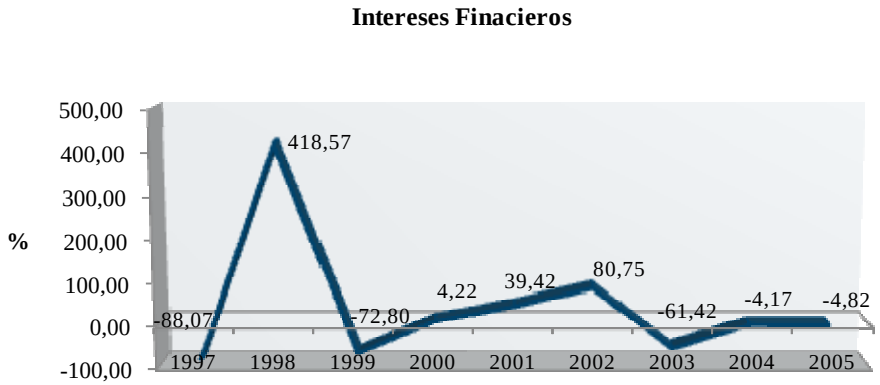


Gráfico 17. **Intereses Financieros.** Gráfico elaborado a través del cálculo de los índices o razones financieras.

En el año 2002 vuelve a sufrir un ascenso de 80,75%; producto del aumento del tipo de cambio que generó un aumento de los intereses denominados en moneda extranjera, posteriormente en el año 2003 cayó en -61,42%, para luego cerrar en el 2005 con una variación de - 4,82%.

Resultado

A través del análisis realizado a los indicadores o razones financieras se puede concluir que el perfil financiero de *la empresa* eléctrica ha sufrido un deterioro significativo a lo largo de estos últimos 9 años al presentar niveles muy bajos de rentabilidad afectada principalmente por el congelamiento de las tarifas en el año 2002, los altos costos financieros, la gran desinversión en infraestructura, la morosidad de las cuentas por cobrar existentes producto

de una baja efectividad en la recaudación y las pérdidas de energía producto de la conexión ilegal y la alteración de los medidores.

Todo lo anteriormente expuesto hace pensar que si *la empresa* llegase a solicitar recursos directamente a la banca u otros entes y organismos para la contratación de servicios, obras y/o adquisiciones de activos fijos tendría muy pocas posibilidades de obtener dichos recursos, ya que no muestra una situación financiera que respalde el pago de los créditos, por lo tanto necesitaría la intermediación del Ministerio del Poder Popular para las Finanzas, para que por cuenta de *la empresa* efectúe el pago de los créditos solicitados.

CAPITULO IV

4. INCIDENCIA ECONÓMICO – FINANCIERA DE LA TARIFA EN LA CAPACIDAD DE PAGO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DEL SECTOR PÚBLICO VENEZOLANO

4.1. Descripción del nivel tarifario en los últimos 10 años y su incidencia en la capacidad de pago de la empresa

Durante esta última década *la empresa*, al igual que todas las demás empresas del sector, ha experimentado cambios en el pliego tarifario, así como, ajustes o aumentos de las tarifas máximas, las cuales son aprobadas por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET), quien ha sido el ente evaluador de los costos de generación, distribución, operación y comercialización en los que incurren las diferentes empresas eléctricas. A través de esta evaluación de costos, el ente regulador obtiene un punto de referencia a partir del cual decide aprobar los nuevos aumentos y pliegos tarifarios, dichos cambios se anuncian y aprueban en las Gacetas Oficiales Ordinarias y/o Extraordinarias, sin embargo, para los años 2003 y 2006, los aumentos tarifarios se anunciaron mediante oficios emitidos por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. (Cuadro 10)

Para el análisis del nivel tarifario, se empleará el **precio promedio** de *la empresa*, el mismo así como se presenta en forma global se puede mostrar por tipo de suscriptor, siendo esta categorización la siguiente:

- Precio promedio suscriptor “Residencial”
- Precio promedio suscriptor “Oficial”
- Precio promedio suscriptor “Industrial”

- Precio promedio suscriptor “Comercial”
- Precio promedio suscriptor “Agrícola”
- Precio promedio suscriptor “Otras Empresas Eléctricas”.

El precio promedio es muy importante, ya que es el “indicador” más ilustrativo para describir el comportamiento de las tarifas.

Ahora bien, durante 1996 se aprobaron tres aumentos de tarifas la primera fue decretada el 30 de mayo, autorizando a *la empresa* a aplicar un aumento de 25,4216% sobre las tarifas vigentes para la fecha, el segundo aumento se anunció el 31 de junio, autorizando la aplicación de un ajuste máximo en las tarifas eléctricas de 30,95% y el último aumento se

aprobó el 04 de octubre, donde el ente regulador autoriza a *la empresa* aplicar un ajuste, exceptuando a los usuarios del Estado Amazonas y Delta Amacuro, a través de los siguientes incrementos máximos por clase de servicio:

- Usuarios Residenciales: Bs. 3,50 por kWh sobre la tarifa vigente
- Usuarios Finales no Residenciales: 23,53% sobre la tarifa vigente
- Empresas Distribuidoras (Calife, Caley y Eleval): 43,50% sobre la tarifa vigente

Dado todos estos ajustes de tarifas, el precio promedio durante el año de 1996 fue de Bs./kWh 95,41. (Gráfico 18)

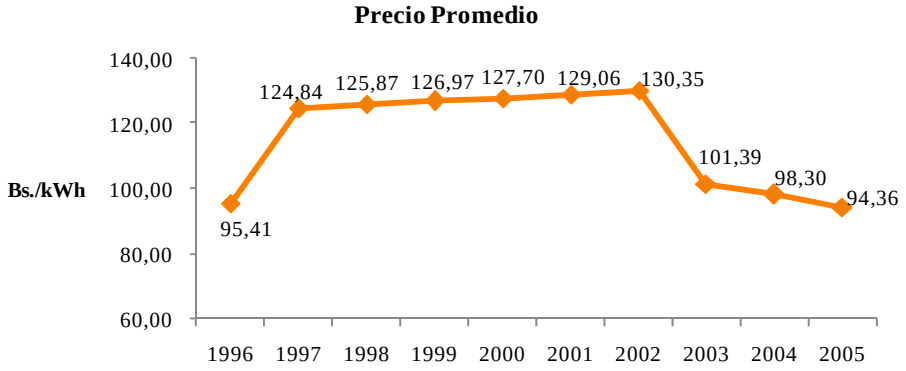
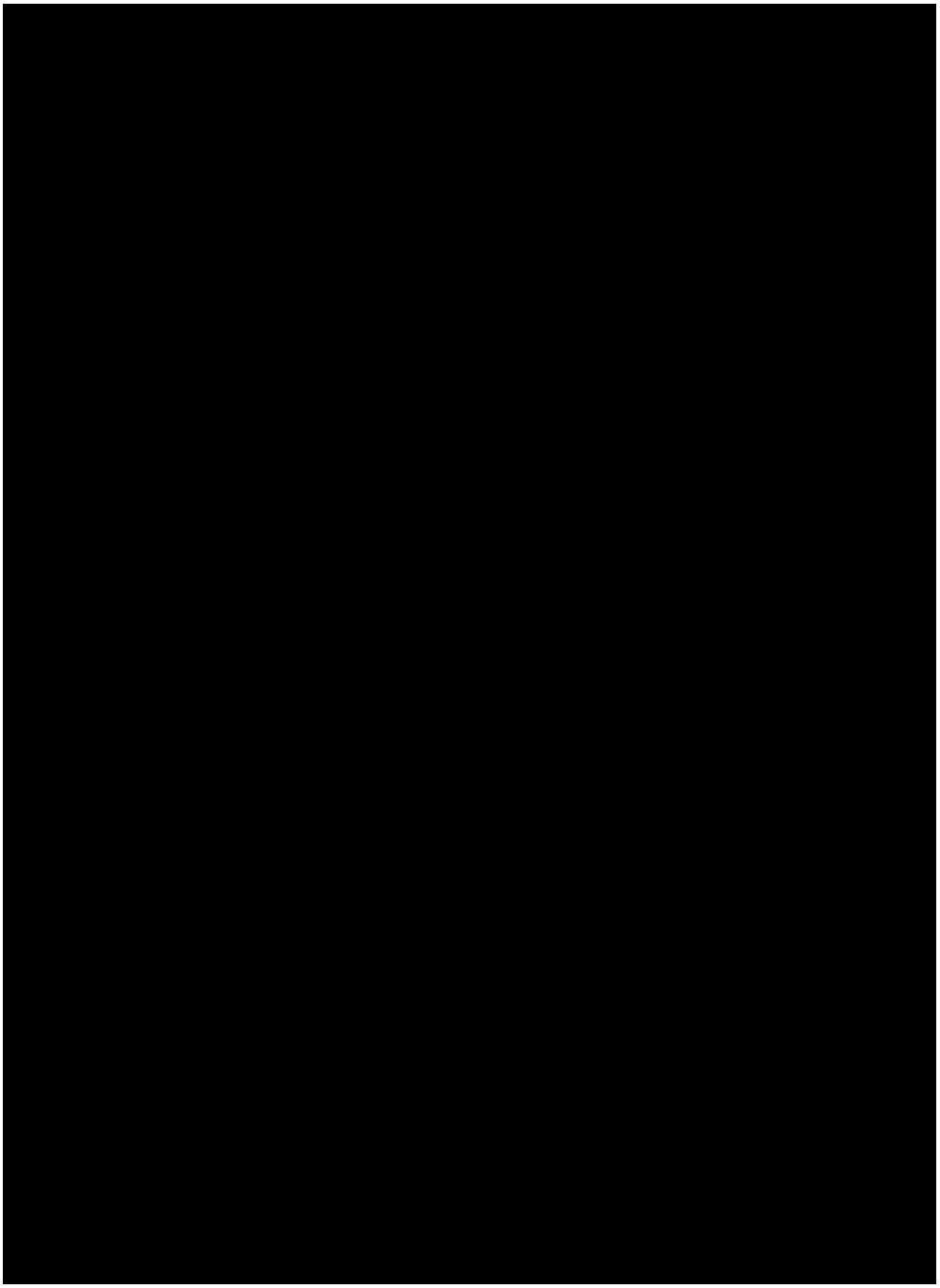


Gráfico 18. **Tendencia del Precio Promedio.** Gráfico elaborado a través del cálculo de la relación de la facturación de energía y el consumo de energía. Expresado en moneda constante de 2006.

Para el año de 1996 la decisión por parte del ente regulador de aumentar las tarifas del sector eléctrico en tres oportunidades permitió que la empresa obtuviera unos ingresos por facturación de energía de MMM Bs.979, con un nivel de consumo de energía 10.258 GWh. (Cuadro 11)

Luego, durante el año de 1997 se aprobó un aumento de tarifa que dio como resultado que el precio promedio para ese año aumentará en un 30,84%, llegando a representar Bs./kWh 124,84 (gráfico 18). Este aumento de tarifa favoreció a *la empresa*, ya que a pesar que para ese año el consumo de energía por parte de los suscriptores bajó a 9.375 GWh, el ingreso por facturación de energía fue mayor con respecto al año 1996, ya que pasó de MMM Bs. 979 a MMM Bs. 1.170. (Cuadro 11)



Para los siguientes años, comprendidos entre 1998 y 2002, el precio promedio del servicio eléctrico muestra una tendencia hacia el alza muy pequeña, esto como consecuencia de los siguientes ajustes al pliego y aumentos de tarifas aprobados:

- Año 1998; para este año el ente regulador anunció, mediante Gaceta Oficial 36.498 de fecha 17 de junio, que *la empresa* continuará aplicando, para todas las clases de servicios, salvo para el rango de consumo residencial, las tarifas autorizadas al 31 de diciembre de 1997.

  Para este año el crecimiento de la tarifa fue de solo un 0,83%; llegando a ubicarse en Bs./kWh 125,87 (gráfico 18). La decisión por parte del ente regulador, de no aumentar la tarifa eléctrica afectó financieramente a *la empresa*, ya que para ese año facturó un total de MMM Bs.1.228; a pesar que el consumo de energía para este año aumentó a 9.758 GWh. (Cuadro 11).

- Año 1999; para este año la tarifa fue de Bs./kWh 126,97 (gráfico 18). A través de la Gaceta Oficial 5.296 extraordinaria de fecha 26 de enero, se anunciaron las nuevas tarifas máximas a aplicar, así como la metodología para su posterior ajuste y modificación durante el período comprendido entre 1999 hasta 2002, ambos años inclusive. Para este año el precio promedio solo aumentó en un 0,87%.

  El aumento de tarifa no representó un alivio para *la empresa*, ya que fue muy pequeño, que aunado al hecho de que los suscriptores tuvieron un menor consumo de energía (8.918 GWh), originó que *la empresa* obtuviera unos ingresos menores a los del año anterior siendo de MMM Bs.1.132. (Cuadro 11)

- Año 2000; no hubo aumento de tarifa, sin embargo, mediante la Gaceta Oficial 5.512 extraordinaria del 29 de diciembre, se aprueba la modificación de los valores de las variables macroeconómicas consideradas para el cálculo de los ajustes de las tarifas del servicio eléctrico de ese año, por lo que el aumento del precio promedio no fue significativo, siendo el mismo de Bs./kWh 127,70 (gráfico 18), lo que

representó un 0,57%. Con este escenario, *la empresa* facturó MMM Bs.1.164, a pesar que el consumo de energía fue mayor con respecto al año anterior, el cual fue de 9.113 GWh. (Cuadro 11)

- Año 2001; durante este período el precio promedio fue de Bs./kWh 129,06 (gráfico 18). Para este año el ente regulador, a través de Gaceta Oficial extraordinaria 5.540 del 30 de junio, aprueba la modificación de los valores de los parámetros considerados para el cálculo de los ajustes de las tarifas del servicio eléctrico, la fijación de las tarifas máximas que podrá aplicar *la empresa* a los consumos de energía, así como la metodología para su posterior ajuste y modificación durante los años 2001 y 2002. El aumento del precio promedio fue de 1,06%. Para este año el consumo de energía aumentó a 9.530 GWh y los ingresos por venta de energía fueron de MMM Bs. 1.230. (Cuadro 11)

- Año 2002; a través de la Gaceta Oficial 37.415 del 3 de abril, se fijaron las tarifas máximas aplicar por *la empresa*. Con esta autorización de nuevas tarifas máximas, el precio promedio fue de Bs./kWh 130,34 (gráfico 18); lo que representó un aumento de tan solo 0,99%; obteniendo unos ingresos por venta de energía de MMM Bs. 1.298 con un consumo de energía de 9.959 GWh. (Cuadro 11)

Posteriormente, en el año 2003 mediante Gaceta Oficial 37.682 de fecha 05 de mayo, se anuncia la suspensión temporal de los aumentos de las tarifas eléctricas derivados de la aplicación del FAP, sin embargo, visto la importancia de este factor para *la empresa*, dado que el mismo incrementa la tarifa y favorece los ingresos, el ente regulador decide mediante la emisión de un oficio aprobar un aumento de la tarifa mediante la aplicación del FAP de un 10,38%. El precio promedio para este año cerró en Bs./kWh 101,39 (gráfico 18), lo que representó un descenso de 22,21%. A pesar que para el año 2003, el consumo de energía aumentó a 10.019 GWh, los ingresos descendieron a MMM Bs. 1.016. (Cuadro 11)

Durante los años siguientes, 2004 y 2005, *la empresa* no registró aumentos de tarifas, lo que ocasionó que el precio promedio fuera de Bs./kWh 98,30 y Bs./kWh 94,36 respectivamente (gráfico 18), esto representó un descenso en el precio promedio de 3,06%

para el año 2004, mientras que para el año 2005 fue de 4,00%. La decisión de no aprobar aumentos de tarifas durante estos años ocasionó que los ingresos por venta de energía fueran de MMM Bs. 1.035 y MMM Bs. 1.062 respectivamente (Cuadro 11).

Finalmente en el año 2006, el ente regulador al igual que en el año 2003, emite mediante oficio un aumento de tarifa del 2,87% a través de la autorización de la aplicación del FAP de 13,25%.

Una vez realizado el análisis del precio promedio a nivel general, podemos dar un vistazo a la tendencia de los precios promedios por tipo de suscriptor. A través del gráfico 19, podemos apreciar el "rango" que posee cada tipo de precio promedio, por lo que observamos como los suscriptores comerciales tienen el mayor precio promedio, a pesar que su consumo de energía a lo largo de los años es el más bajo (gráfico 20). Los ingresos percibidos a través de los clientes comerciales representan los terceros más importantes para *la empresa* a partir del año 2001. (Gráfico 21)

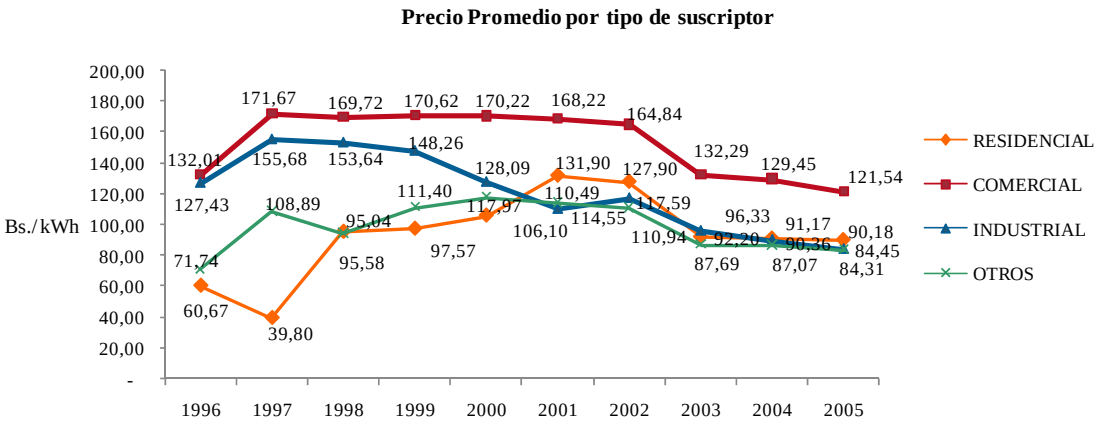


Gráfico 19. **Tendencia del Precio Promedio por tipo de suscriptor.** Gráfico elaborado a través del cálculo de la relación de la facturación de energía y el consumo de energía. Expresado a valores constantes del 2006.

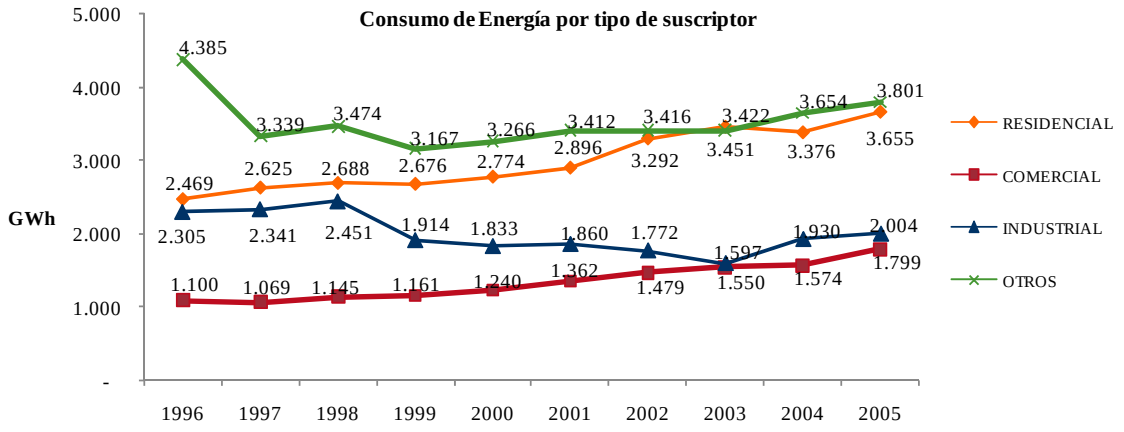


Gráfico 20. **Tendencia del Consumo de Energía por tipo de suscriptor.** Gráfico elaborado a través de los datos estadísticos de la empresa eléctrica 1996 – 2005.

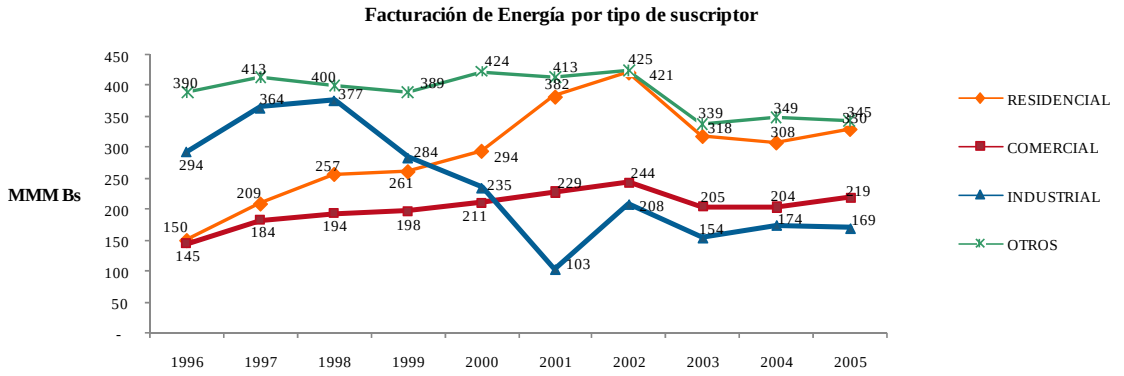


Gráfico 21. **Tendencia de la Facturación de Energía por tipo de suscriptor.** Gráfico elaborado a través de los resultados de los Estados Financieros auditados 1996 – 2005 a valores constantes del 2006.

El segundo precio promedio más importante es el aplicado a los clientes industriales (gráfico 19), este suscriptor es el tercer consumidor más importante después de los otros clientes y los residenciales (gráfico 20). Con respecto a los ingresos facturados los clientes industriales representaron el segundo ingreso más importante hasta el año 99, ya que este cayó producto del descenso en el precio promedio aplicado por *la empresa* a estos clientes y por el descenso en el nivel de consumo de los mismos pasando a ser en la actualidad el ingreso más bajo que percibe *la empresa* (gráfico 21), en cuanto al número de clientes que representa este suscriptor para *la empresa* son los más bajos (cuadro 12).

Los precios promedios correspondientes a los suscriptores residenciales fueron en los primeros años (1996 – 2000) uno de los más bajos junto con el de los otros suscriptores, este último comprende los clientes oficiales, agrícolas y otras empresas, siendo los más importantes los oficiales. (Gráfico 19).

Con respecto a los consumos de energía de los clientes residenciales estos se consideran que son los que demandan mayor cantidad de energía seguidos de los otros clientes. Es importante recordar que los consumos de los otros clientes son producto de la consolidación de los suscriptores oficiales, agrícolas y otras empresas, siendo los más importantes los primeros (gráfico 20), por ende, los otros clientes se consideran como los segundos consumidores más importantes después de los residenciales ya que están conformados por tres tipos de suscriptores.

En cuanto a los ingresos facturados, los suscriptores residenciales representan los mayores ingresos percibidos por *la empresa* debido a la cantidad de consumo de energía que demandan y al número de suscriptores que representan (cuadro 12). Aquí como en los consumos de energía los otros clientes (oficiales, agrícolas y otras empresas) se consideran que representan el segundo renglón más importante para la *empresa* debido a que está conformado por tres tipos de suscriptores (gráfico 21).

Ahora bien, una vez evaluado el comportamiento del precio promedio de *la empresa*, podemos realizar un contraste entre los ingresos por venta de energía, la deuda financiera y los costos operacionales, con la finalidad de evaluar la capacidad de pago de la misma.

A través del gráfico 22, podemos observar como los ingresos por facturación de energía se encuentran por debajo de la deuda financiera y de los costos y gastos operacionales. En cuanto a los ingresos, estos poseen una tendencia casi estable a través del tiempo como producto de los pequeños aumentos de tarifa que autorizó el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo durante el período de 1996 y 2001, así como por el congelamiento de la tarifa a partir del año 2002, en lo que respecta a la deuda financiera esta presenta un descenso importante en el año 1998 como producto de la capitalización y reestructuración de la deuda, sin embargo, esto no logró que el nivel de endeudamiento se mantuviera bajo. Finalmente los costos y gastos operacionales, a pesar que no poseen tendencias significativas de aumentos o disminuciones, los mismos siempre estuvieron por encima de los ingresos del servicio.

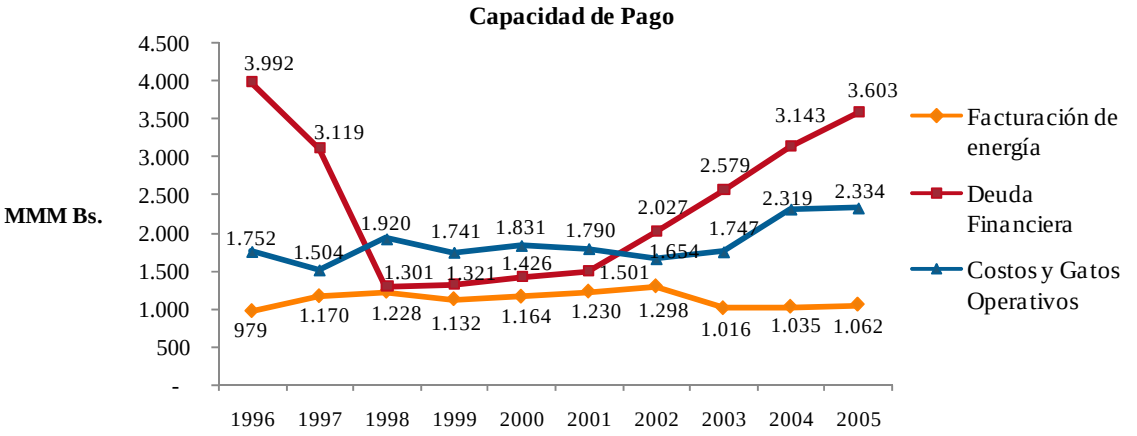


Gráfico 22. **Capacidad de Pago.** Gráfico elaborado a través de los resultados de los Estados Financieros Auditados de *la empresa* a valores constantes del 2006.

CAPITULO V

5. ESCENARIOS FINANCIEROS: EN BÚSQUEDA DE LA MEJOR ESTRATEGIA

Con la finalidad de determinar la futura estructura o situación financiera de *la empresa* en el mediano plazo, se elaboraron tres escenarios financieros a través de un modelo conocido como Hyperion Strategic Finance (HSF), el cual permitirá comprobar si de aplicarse el aumento de tarifa que durante los últimos cuatro años no ha podido obtener *la empresa*, esta puede sostener su deuda financiera.

Los escenarios financieros que se presentarán a continuación proyectarán cinco años (2007-2011), donde se tomará como año base el cierre del 2006. Es importante mencionar que las proyecciones financieras son presentadas a precios corrientes debido a que la técnica contable que permite reexpresar los estados financieros es compleja, además requiere de ajustes y una técnica muy exacta para lograr un resultado que no muestre sobreestimaciones o subestimaciones en los valores de los activos, pasivos, capital, ingresos y egresos de *la empresa*. Actualmente los auditores externos se encuentran preparando los estados financieros reexpresados y auditados del año 2006, lo que representa un aspecto importante para *la empresa* ya que los mismos proporcionan información adecuada para evaluar la gestión operativa, para la elaboración del presupuesto, para la evaluación de proyectos y además permite la comparación con estados financieros referentes a períodos distintos.

Ahora bien, para la obtención de los resultados de los diferentes escenarios se utilizaron las siguientes premisas macroeconómicas, operativas y financieras (cuadro 13):

Cuadro 13
Premisas Macroeconómicas, Operativas y Financieras

TIPO DE PREMISAS	Unidad de Medida	ESCENARIO SIN REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y SIN AUMENTO DE TARIFA					ESCENARIO CON DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y SIN AUMENTO DE TARIFA					ESCENARIO CON AUMENTO DE TARIFA				
		2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011	2007	2008	2009	2010	2011
1.- Premisas Macroeconómicas																
Tasa de inflación cierre	%	12	10	10	10	10	12	10	10	10	10	12	10	10	10	10
Tasa de cambio	Bs./US$	2.150,00	2.365,00	2.601,50	2.861,65	3.147,82	2.150,00	2.365,00	2.601,50	2.861,65	3.147,82	2.150,00	2.365,00	2.601,50	2.861,65	3.147,82
Tasa de cambio	Bs./EUROS	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82	2.932,82
Tasa Activa de Interés	%	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36	15,36
2.- Premisas Operativas																
Ventas de Energía																
Ventas Residencial	GWh	9.320	10.789	12.133	13.256	14.780	14.309	16.273	17.981	19.311	21.171	14.309	16.273	17.981	19.311	21.171
Ventas Comercial	GWh	4.526	4.973	5.322	5.545	5.910	6.949	7.501	7.887	8.078	8.465	6.949	7.501	7.887	8.078	8.465
Ventas Industrial	GWh	4.895	5.379	5.756	5.998	6.392	7.516	8.113	8.531	8.737	9.155	7.516	8.113	8.531	8.737	9.155
Ventas Agrícola	GWh	425	467	499	520	554	652	704	740	758	794	652	704	740	758	794
Ventas Oficial	GWh	5.457	5.996	6.417	6.686	7.125	8.379	9.044	9.510	9.740	10.206	8.379	9.044	9.510	9.740	10.206
Ventas Otras Empresas	GWh	3.174	3.488	3.733	3.889	4.145	4.874	5.261	5.532	5.666	5.937	4.874	5.261	5.532	5.666	5.937
Precio Promedio	%															
Precios Residencial	Bs/kWh	67,22	67,22	67,22	67,22	67,22	67,22	67,22	67,22	67,22	67,22	67,22	117,12	162,15	181,61	198,35
Precios Comercial	Bs/kWh	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	85,53	166,38	230,36	258,00	281,79
Precios Industrial	Bs/kWh	61,97	61,97	61,97	61,97	61,97	61,97	61,97	61,97	61,97	61,97	61,97	120,55	166,90	186,93	204,17
Precios Agrícola	Bs/kWh	63,34	63,34	63,34	63,34	63,34	63,34	63,34	63,34	63,34	63,34	63,34	123,22	170,59	191,06	208,68
Precios Oficial	Bs/kWh	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,7	80,70	156,99	217,35	243,43	265,87
Precios Empresas Eléctricas	Bs/kWh	34,97	34,97	34,97	34,97	34,97	34,97	34,97	34,97	34,97	34,97	34,97	68,03	94,18	105,49	115,21
Pèrdidas de Energía	%	45	45	45	45	45	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Gastos de Trabajadores																
Crecimiento del número de trabajadores	Nº	27	276	219	53	0	27	276	219	53	0	27	276	219	53	0
Tasa de crec. contrato colec.	%	20,84	37,3	10,00	10,00	10,00	20,84	37,3	10,00	10,00	10,00	20,84	37,3	10,00	10,00	10,00
Consumo de Combustibles																
Consumo de Gas	MMm3	1.695	2.118	2.168	4.455	4.888	1.695	2.118	2.168	4.455	4.888	1.695	2.118	2.168	4.455	4.888
Consumo de Fuel Oil	MM lts.	739	996	1.191	1.025	1.374	739	996	1.191	1.025	1.374	739	996	1.191	1.025	1.374
Consumo de Gas Oil	MM de lts.	1.127	1.847	2.233	447	425	1.127	1.847	2.233	447	425	1.127	1.847	2.233	447	425
Precio del Gas	Bs./M3	58,762	70,42	87,22	101,316	120,419	58,762	70,42	87,22	101,316	120,419	58,762	70,42	87,22	101,316	120,419
Precio del Fuel Oil	Bs./lts.	60,49	60,49	60,49	60,49	60,49	60,49	60,49	60,49	60,49	60,49	60,49	60,49	60,49	60,49	60,49
Precio del Gas Oil	Bs./lts.	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80	47,80
Compras de Energía																
Energía contratada	GWh	32.611	31.828	31.812	30.276	31.771	32.611	31.828	31.812	30.276	31.771	32.611	31.828	31.812	30.276	31.771
Termobarrancas	GWh	621	1.244	1.244	2.333	2.333	621	1.244	1.244	2.333	2.333	621	1.244	1.244	2.333	2.333
Energía Regional	GWh	3.978	4.134	4.273	4.446	4.611	3.978	4.134	4.273	4.446	4.611	3.978	4.134	4.273	4.446	4.611
Genevapca	GWh	723	720	720	720	720	723	720	720	720	720	723	720	720	720	720
Aggreko	GWh	480	480	104	0	0	480	480	104	0	0	480	480	104	0	0
Precio energía contratada	Bs./kWh	19,65	19,65	19,65	19,65	19,65	19,65	19,65	19,65	19,65	19,65	19,65	19,65	19,65	19,65	19,65
Precio Termobarrancas	Bs./kWh	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
Precio energía regional	Bs./kWh	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37
Precio Genevapca	Bs./kWh	14	14	22	22	22	14	14	22	22	22	14	14	22	22	22
Precio Aggreko	Bs./kWh	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82	29,82
Cuentas por Cobrar																
Cuentas por Cobrar particulares	Días de cobro	350	345	340	330	320	350	340	180	60	60	350	340	180	60	60
Cuentas por Cobrar oficiales	Días de cobro	600	600	570	520	500	350	318	303	250	190	350	318	303	250	190
Cuentas por Cobrar otras	Días de cobro	870	855	855	850	845	380	360	150	90	60	380	360	150	90	60
Cuentas por Pagar																
Ctas. a Pagar Prov. de energía	MMM Bs.	-	-	-	-	-	546	674	886	300	400	546	674	936	486	450
Ctas. a Pagar Prov. Combustible	Días de pago	-	-	-	-	-	287	239	180	100	100	287	239	180	100	100
Ctas. a Pagar Otros Prov. energía	%	55	55	90	60	60	90	85	80	30	30	90	60	60	60	30
Ctas. Pagar Prov. y Contra. Parti.	Días de pago	15	166	178	144	58	15	120	90	90	60	15	120	90	90	60
3.- Premisas Financieras																
Capitalización de la Deuda	MMM Bs.	3.109		6.543			3.109		6.543			3.109		6.543		
Pago de Intereres	%															

Nota: Cuadro elaborado con las estimaciones realizadas por las diferentes áreas operativas de *la empresa* , organismos del estado y estimaciones propias de la autora de la tesis

Igualmente la elaboración de los escenarios financieros se basó en la preparación del Balance General, Estado de Resultados y Estado de Flujo de Caja, los cuales se analizarán a continuación:

Escenarios Financieros

1.- Escenario sin Reducción de Pérdidas y sin Aumento de Tarifas

Este escenario considera la situación actual de *la empresa*, es decir, no contempla una reducción de las pérdidas de energía, ni un aumento de tarifa para el período comprendido entre el 2007 y el 2011, sin embargo, se decidió capitalizar la deuda por un monto de MMM Bs. 3.109 en el año 2007 y de MMM Bs. 6.543 en el año 2009, por lo que el Balance General proyectado muestra una disminución de los Préstamos a Largo Plazo y Otros Pasivos a Largo Plazo. (Cuadro 14)

A través del flujo de caja podemos observar como el subtotal de los ingresos pasa de MMM Bs. 1.196 en el año 2007 a MMM Bs. 2.019 en el 2011(cuadro 14). Este aumento en los ingresos se debe por una parte, a la disminución de los días de cobro a los diferentes clientes de *la empresa* (cuadro 13), sin embargo, este escenario muestra la necesidad de elaborar un plan de cobranza más efectivo ya que en promedio los días de cobro pasan de 607 en el 2007 a solo 555 en el 2011, por ende sus cuentas por cobrar van aumentando de MMM Bs. 1.480 en el año 2007 a MMM Bs. 2.374 en el año 2011 (cuadro 14 – Balance General). Otro aspecto que ayuda a incrementar los ingresos operativos es el ascenso de los GWh de energía vendida los cuales pasan en promedio de 4.362,82 GWh para el año 2007 a 6.484,40 GWh en el 2011, dando como resultado que los ingresos por venta de energía pasen de MMM Bs. 949 y MMM Bs. 1.428 en el 2007 y 2011 respectivamente (cuadro 14 – Estado de Resultados). Es importante mencionar que el porcentaje de pérdidas de energía en este escenario se mantiene en 45% y el precio promedio por la venta de energía se mantiene en Bs./kWh 65,62; lo que genera que los ingresos operativos no sean mucho mayores.

A pesar que *la empresa* posee dichos ingresos, los mismos no son suficientes para cubrir los costos y gastos operativos, así como las Inversiones en Activo Fijo, por ende esta sigue

Cuadro 14
Estados Financieros Proyectados de Escenario sin Reducción de Pérdidas y sin Aumento de Tarifa
Expresado en Millardos de Bs. A precios constantes

Balance General

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Activo						
Activo Fijo Neto						
Ppdes./Pltas./Eqpos.Neto	8.214	8.630	11.313	12.367	12.969	13.150
Obras en Proceso	764	1.858	1.189	1.641	1.403	1.884
Total Activo Fijo	**8.978**	**10.488**	**12.502**	**14.008**	**14.373**	**15.034**
Inversiones	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**
Otros Activos	**125**	**160**	**211**	**163**	**50**	**80**
Cargos Diferidos	**12**	**13**	**14**	**14**	**15**	**16**
Activo Circulante						
Efectivo/Depósitos a Plazo Fijo	176	193	219	239	263	290
Efectos y Cuentas por Cobrar Neto	1.264	1.480	1.719	1.879	2.151	2.374
Existencia en almacenes y depósitos	63	97	141	173	182	199
Gastos Pagados por Anticipado	3	6	7	6	2	3
Total Activo Circulante	**1.506**	**1.776**	**2.086**	**2.296**	**2.598**	**2.866**
Total Activo	**10.628**	**12.442**	**14.818**	**16.487**	**17.041**	**18.001**
Inversión Accionistas y Pasivos						
Inversión de los Accionistas						
Capital Social Suscrito	3.791	3.791	3.791	3.791	3.791	3.791
Menos Capital Social no Pagado	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Actualización del Capital	2.758	2.758	2.758	2.758	2.758	2.758
Aportes Capitalizables	1	3.111	3.111	9.654	9.654	9.654
Superávit y Reservas	652	652	652	652	652	652
RETANM Acumulado	184	184	184	184	184	184
Apdo. para Cubrir Resultado de las Filiales	16	16	16	16	16	16
Utilidades (Pérdidas) Acumuladas	(3.360)	(4.094)	(5.282)	(7.207)	(8.825)	(10.593)
Total Inversión de los Accionistas	**4.040**	**6.416**	**5.228**	**9.846**	**8.228**	**6.460**
Créditos Diferidos	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**
Pasivo no Circulante						
Préstamos a Largo Plazo *	557	0	0	0	0	0
Otros Pasivos a Largo Plazo **	2.868	1.736	4.220	40	932	2.293
Prestaciones Sociales	464	529	596	668	743	824
Provisión Jubilaciones y Pensiones	492	549	652	826	1.110	1.570
Provisión para Contingencias	42	46	51	57	63	70
Depósitos de Suscritores	1	1	1	1	1	2
Intereses Minoritarios	1	1	1	1	1	1
Total Pasivo no Circulante	**4.425**	**2.861**	**5.521**	**1.592**	**2.851**	**4.759**
Pasivo Circulante						
Porción Circulante Deuda a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0
Efectos y Cuentas por Pagar	1.643	2.425	2.941	3.537	4.082	4.696
Débito fiscal	125	217	253	281	296	317
Intereses por Pagar	259	343	630	960	1.286	1.443
Nómina y Cuentas con el Personal	122	166	232	258	285	313
Toatl Pasivo Circulante	**2.150**	**3.152**	**4.056**	**5.036**	**5.949**	**6.769**
Total Pasivos	**6.587**	**6.026**	**9.590**	**6.641**	**8.813**	**11.541**
Total Inversión y Pasivos	**10.628**	**12.442**	**14.818**	**16.487**	**17.041**	**18.001**

* Deuda Bandes

** Deuda Reestructurada por el Gobierno Nacional

Nota: Estados Financieros elaborados a través del Modelo Hyperion Strategic Finance

Estado de Resultados

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ingresos del Servicio						
Ingresos por Venta de Energía	869	949	1.081	1.177	1.296	1.428
Otros ingresos del servicio	23	26	30	33	36	40
Total Ingresos del Servicio	**892**	**976**	**1.111**	**1.210**	**1.332**	**1.468**
Costos y Gastos Operativos						
Gastos de personal	753	912	1.271	1.414	1.559	1.715
Combustibles	84	99	149	184	267	346
Compras de energía	349	400	421	422	460	489
Materiales y suministros	64	75	88	104	125	152
Servicios externos e internos	125	163	191	227	273	333
Depreciación	42	87	92	122	134	139
Patentes e impuestos municipales	16	9	0	0	0	0
Otros Gastos	38	47	56	66	79	97
Total Costos y Gastos Operativos	**1.471**	**1.792**	**2.267**	**2.539**	**2.897**	**3.271**
Utilidad (Pérdida) en Operaciones	**(579)**	**(817)**	**(1.156)**	**(1.329)**	**(1.565)**	**(1.803)**
Diferencia en Cambio	16	6	336	648	187	180
Intereses Financiamiento	208	289	348	416	464	510
Ingresos por Recup. Cont. Energía	0	0	0	0	0	0
Ajustes Años Anteriores	(9)	0	0	0	0	0
Resultado del Período	**(668)**	**(734)**	**(1.188)**	**(1.925)**	**(1.618)**	**(1.768)**

Flujo de Caja

	2007	2008	2009	2010	2011
Saldo inicial de Caja	**176**	**193**	**219**	**239**	**263**
Ventas a Particulares	655	736	877	881	1.058
Ventas a Oficiales	78	106	141	144	146
Otros Ingresos del Servicio	26	30	33	36	40
Otros Ingresos	436	654	506	641	775
Subtotal Ingresos	**1.196**	**1.526**	**1.556**	**1.701**	**2.019**
Personal	684	953	1.060	1.169	1.286
Combustibles	0	0	0	0	0
Compras de Energía	0	0	0	0	0
Compras de Energía Otros	30	17	22	20	23
Prov. y Contratistas Particulares	50	326	334	535	666
Intereses de Financiamiento	205	62	86	138	353
Inversiones en Activos Fijos	1.596	2.106	1.628	499	800
Otros Egresos	274	336	269	225	395
Subtotal Egresos	**2.839**	**3.799**	**3.401**	**2.586**	**3.524**
Saldo Provisional de Caja	**(1.467)**	**(2.080)**	**(1.625)**	**(646)**	**(1.242)**
Endeudamiento a Largo Plazo	1.660	2.300	1.864	909	1.532
Crédito Bancario	0	0	0	0	0
Financiamiento Adicional	0	0	0	0	0
Subtotal Financiamiento	**1.660**	**2.300**	**1.864**	**909**	**1.532**
Colocaciones	0	0	0	0	0
Saldo Final de Caja	**193**	**219**	**239**	**263**	**290**

necesitando de Endeudamiento a Largo Plazo tal y como se muestra en el Flujo de Caja (cuadro 14), el cual pasa de MMM Bs. 1.660 en el 2007 a MMM Bs. 1.532.

Igualmente, no podemos perder de vista como *la empresa* se financia a través de la suspensión de pagos, especialmente a los Proveedores de Energía y Combustibles (cuadro 14 - Flujo de Caja), lo que ocasiona que las cuentas por pagar aumenten de MMM Bs. 2.425 en el 2007 a MMM Bs. 4.696 en el 2011 (cuadro 14 – Balance General).

Con respecto al porcentaje de cancelación de los Intereses de Financiamiento el mismo desmejora, ya que pasa de 75% a 30%, en el 2007 y 2010 respectivamente, sin embargo, para el 2011 se remonta a 70%, lo que ocasiona que dicho renglón pase de MMM Bs. 205 en el 2007 a MMM Bs. 353 en el 2011.

Mostrado estos resultados, se evidencia como a través de los ingresos propios no se puede sostener la deuda financiera, debido a que el endeudamiento sigue aumentado a pesar de haber realizado capitalizaciones, ya que pasa de MMM Bs. 1.736 en el año 2007 a MMM Bs. 2.293 en el 2011 (cuadro 14 – Balance General) producto de que las Inversiones en Activo Fijo, así como los costos y gastos aumentan significativamente, pasando estos últimos de MMM Bs. 1.792 en el 2007 a MMM Bs 3.271 en el 2011. (Cuadro 14 – Estado de Resultados)

2.- Escenario con Reducción de Pérdidas de Energía y sin Aumento de Tarifa

En este caso se consideró una reducción importante del porcentaje de las pérdidas de energía, pasando de 45% a 17%, establecido como pérdidas acreditadas por el organismo regulador. Así mismo este escenario:

- No contempla aumento de tarifa, por lo que el precio promedio por venta de energía se mantiene en Bs./kWh 65,62 (cuadro 13)
- Considera el mismo monto de capitalización del escenario anterior, arrojando el mismo resultado de disminución de la deuda financiera para los años 2007 y 2009 (cuadro 15 – Balance General).

Ahora bien, a través del Estado de Resultados (cuadro 15) podemos observar como *la empresa* mejora sus ingresos por venta de energía con respecto al escenario anterior, pasando de MMM Bs. 1.458 a MMM Bs. 2.046 en los años 2007 y 2011 respectivamente producto de la reducción de las pérdidas de energía. Dicha reducción ocasionó que se contara con una mayor cantidad de energía facturada, la cual pasó en promedio de 7.113,16 GWh a 9.287,87 GWh en los años 2007 y 2009 respectivamente. En cuanto a los ingresos recaudados por la *empresa*, estos mejoraron producto de la reducción de los días de cobro a los clientes particulares, oficiales y municipales (cuadro 13) tal y como se muestra a continuación:

- Suscriptores particulares pasan de 350 días en el año 2007 a 60 días en el 2011
- Suscriptores oficiales pasan de 350 días en el 2007 a 190 días en el 2011
- Suscriptores otras pasan de 380 días en el 2007 a 60 días en el 2011.

Dado que el flujo de caja (cuadro 15) muestra una mayor cantidad de ingresos recaudados, se consideró dejar atrás la cesación de pagos, por lo que se decidió pagar a los proveedores de combustibles y de energía la cantidad de MMM Bs. 284 en el 2007 y MMM Bs. 346 en el 2011 y MMM Bs. 546 en el 2007 y MMM Bs. 400 en el 2011 respectivamente. Debido a que la deuda con los proveedores de combustibles y energía esta siendo cancelado el monto de los Intereses de Financiamiento, específicamente por intereses de mora por compra de energía y combustible va reduciéndose, por ende la cantidad a pagar es mucho menor. La empresa cancelará por Intereses Financieros en el año 2007 MMM Bs. 116 y MMM Bs. 77 en el año 2011.

A pesar de todas estas condiciones donde *la empresa* posee mayores ingresos, la misma no deja de necesitar financiamiento, es por esto que el Endeudamiento a Largo Plazo pasa de MMM Bs. 1.789 en el año 2007 a MMM Bs. 1.935. Es importante mencionar que este endeudamiento es mayor con respecto al escenario anterior debido a que se establecieron pagos importantes a los proveedores de energía y combustibles, lo que ocasiona que la deuda financiera aumente de MMM Bs. 1.876 a MMM Bs. 3.688 en los años 2007 y 2011 respectivamente (cuadro 15 – Balance General).

Cuadro 15
Estados Financieros Proyectados de Escenario con Reducción de Pérdidas y sin Aumento de Tarifa
Expresados en Millardos de Bs.A precios constantes

Balance General

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Activos						
Activo Fijo Neto						
Pptes./Plta./Equip.Neto	8.214	8.630	11.313	12.367	12.969	13.150
Obras en Proceso	764	1.858	1.189	1.641	1.403	1.884
Total Activo Fijo	**8.978**	**10.488**	**12.502**	**14.008**	**14.373**	**15.034**
Inversiones	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**	**6**
Otros Activos	**125**	**140**	**211**	**143**	**50**	**80**
Cargos Diferidos	**12**	**13**	**14**	**14**	**15**	**16**
Activo Circulante						
Efectivo/Depósitos a Plazo Fijo	176	296	331	354	383	415
Efectos y Cuentas por Cobrar Neto	1.264	1.138	827	451	224	417
Existencia en almacenes y depósitos	63	97	141	173	182	199
Gastos Pagados por Anticipado	3	6	7	6	2	3
Total Activo Circulante	**1.506**	**1.537**	**1.306**	**984**	**791**	**1.034**
Total Activos	**10.628**	**12.203**	**14.038**	**15.175**	**15.236**	**16.169**
Inversión Accionistas y Pasivos						
Inversión de los Accionistas						
Capital Social Suscrito	3.791	3.791	3.791	3.791	3.791	3.791
Menos Capital Social no Pagado	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Actualización del Capital	2.758	2.758	2.758	2.758	2.758	2.758
Aportes Capitalizables	1	3.111	3.111	9.654	9.654	9.654
Superávit y Reservas	652	652	652	652	652	652
RETANM Acumulado	184	184	184	184	184	184
Aptdo. para Cubrir Resultado de las Filiales	16	16	16	16	16	16
Utilidades (Pérdidas) Acumuladas	(3.360)	(3.586)	(4.452)	(5.810)	(6.927)	(8.261)
Total Inversión Accionistas	**4.040**	**6.924**	**6.058**	**11.243**	**10.126**	**8.792**
Créditos Diferidos	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**
Pasivo no Circulante						
Préstamos a Largo Plazo *	557	0	0	0	0	0
Otros Pasivos a Largo Plazo **	2.868	1.876	4.834	1.197	1.910	3.688
Prestaciones Sociales	464	529	596	668	743	824
Provisión Jubilaciones y Pensiones	492	549	652	826	1.110	1.570
Provisión para Contingencias	42	46	51	57	63	70
Depósitos de Suscritores	1	2	2	2	2	2
Intereses Minoritarios	1	1	1	1	1	1
Total Pasivo no Circulante	**4.425**	**3.002**	**6.136**	**2.750**	**3.830**	**6.154**
Pasivo Circulante						
Porción Circulante Deuda a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0
Efectos y Cuentas por Pagar	1.643	1.629	1.069	359	424	326
Débito fiscal	125	192	225	252	266	285
Intereses por Pagar	259	352	410	415	420	426
Nómina y Cuentas con el Personal	122	91	127	141	156	172
Total Pasivo Circulante	**2.150**	**2.264**	**1.832**	**1.168**	**1.266**	**1.210**
Total Pasivo	**6.587**	**5.279**	**7.981**	**3.932**	**5.109**	**7.377**
Total Inversión y Pasivo	**10.628**	**12.203**	**14.038**	**15.175**	**15.236**	**16.169**

Estado de Resultados

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ingresos del Servicio						
Ingresos por Venta de Energía	869	1.458	1.631	1.745	1.889	2.046
Otros ingresos del servicio	23	40	45	48	52	57
Total Ingresos del Servicio	**892**	**1.498**	**1.676**	**1.793**	**1.941**	**2.102**
Costo y Gastos Operativos						
Gastos de personal	753	912	1.271	1.414	1.559	1.715
Combustibles	84	99	149	184	267	346
Compras de energía	349	400	421	422	460	489
Materiales y suministros	64	75	88	104	125	152
Servicios externos e internos	125	163	191	227	273	333
Depreciación	42	87	92	122	134	139
Patentes e impuestos municipales	16	15	0	0	0	0
Otros Gastos	38	47	56	66	79	97
Total Costos y Gastos Operativos	**1.471**	**1.797**	**2.267**	**2.539**	**2.897**	**3.271**
Utilidad (Pérdida) en Operaciones	**(579)**	**(299)**	**(591)**	**(746)**	**(956)**	**(1.169)**
Otros Ingresos y Gastos Netos	**144**	**288**	**245**	**236**	**293**	**305**
Diferencia en Cambio	16	6	363	770	362	387
Intereses Financiamiento	208	209	158	78	93	83
Ingresos por Recup. Cont. Energía	0	0	0	0	0	0
Ajustes Años Anteriores	(9)	0	0	0	0	0
Resultado del Período	**(668)**	**(224)**	**(866)**	**(1.358)**	**(1.117)**	**(1.334)**

Flujo de Caja

	2007	2008	2009	2010	2011
Saldo inicial de Caja	**176**	**296**	**331**	**354**	**383**
Ventas a Particulares	649	1.536	1.672	1.616	1.311
Ventas a Oficiales	175	177	208	250	260
Ventas a Municipales	760	228	241	250	282
Otros Ingresos del Servicio	40	45	48	52	57
Otros Ingresos	354	211	258	322	337
Subtotal Ingresos	**1.978**	**2.198**	**2.427**	**2.490**	**2.246**
Personal	821	1.143	1.272	1.403	1.544
Combustibles	284	356	331	267	346
Compras de Energía	546	674	886	300	400
Compras de Energía Otros	21	22	33	27	19
Proveedo. y Contrats. Particulares	29	367	413	442	635
Intereses de Financiamiento	116	100	73	88	77
Inversiones en Activos Fijos	1.596	2.106	1.628	499	800
Otros Egresos	234	293	225	179	328
Subtotal Egresos	**3.648**	**5.061**	**4.861**	**3.205**	**4.149**
Saldo Provisional de Caja	**(1.493)**	**(2.568)**	**(2.103)**	**(362)**	**(1.520)**
Endeudamiento a Largo Plazo	1.789	2.899	2.456	745	1.935
Crédito Bancario	0	0	0	0	0
Financiamiento Adicional	0	0	0	0	0
Subtotal Financiamiento	**1.789**	**2.899**	**2.456**	**745**	**1.935**
Colocaciones	0	0	0	0	0
Saldo Final de Caja	**296**	**331**	**354**	**383**	**415**

* Deuda Bandes
** Deuda Reestructurada por el Gobierno Nacional
Nota: Estados Financieros elaborados a través del Modelo Hyperion Strategic Finance

Dado este escenario, se puede inferir que a pesar que se reducen las pérdidas de energía *la empresa* no cuenta con los suficientes recursos propios para sostener la deuda financiera, ya que sus costos y gastos operativos siguen superando sus ingresos (cuadro 15 – Estado de Resultados).

3.- Escenario con Reducción de Pérdidas de Energía y Aumento de Tarifa

Este escenario se puede considerar como el más optimista, ya que posee un aumento de tarifa y una reducción de pérdidas de energía. El aumento de tarifa se determinó aplicando el FAP establecido en la Gaceta Oficial Nº 37.415.

Comenzando el análisis de este escenario, encontramos que los ingresos por venta de energía mejoran significativamente pasando de MMM Bs. 2.735 a MMM Bs. 6.713 en los años 2007 y 2011 respectivamente (cuadro 16 – Estado de Resultados). Este aumento es producto esencialmente de que el precio promedio pasa de Bs./kWh 65,62 en el 2007 a Bs./kWh 212,34 en el 2011. Igualmente podemos observar en el Estado de Resultados que al cierre de cada año proyectado *la empresa* arroja una Utilidad del Ejercicio de MMM Bs. 1.193 en el 2007 incrementándose para el cierre del 2011 a MMM Bs. 3.796.

Adicionalmente, los ingresos recaudados por *la empresa* se triplican a pesar que los días de cobro siguen siendo los mismos al del escenario anterior (cuadro 13), es decir, en promedio pasan de 360 a 103 en el año 2007 y 2011 respectivamente. Debido a la gran cantidad de ingresos propios disponibles, *la empresa* muestra un saldo provisional de caja positivo lo que le permite realizar colocaciones de hasta MMM Bs. 2.660 en el año 2011; además le genera independencia financiera al no tener que recurrir al Endeudamiento a largo Plazo para realizar sus Inversiones de Activos Fijos y cumplir con sus obligaciones de corto y largo plazo.

Finalmente, con este escenario se demuestra que la situación financiera de *la empresa* mejoraría en un ciento por ciento si se aprobara por parte del ente regulador (MENPET), un aumento de tarifa acorde con los requerimientos de *la empresa.*

Cuadro 16
Estados Financieros Proyectados de Escenario con Reducción de Pérdidas y Aumento de Tarifa
Expresado en Millardos de Bs. A precios constantes

Balance General

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Activos						
Activo Fijo Neto						
Ppdes./Pltas./Eqpos.Neto	8.214	8.630	11.313	12.367	12.969	13.150
Obras en Proceso	764	1.858	1.189	1.641	1.403	1.884
Total Activo Fijo	**8.978**	**10.488**	**12.502**	**14.008**	**14.373**	**15.034**
Inversiones	**6**	**6**	**156**	**4.125**	**10.294**	**14.184**
Otros Activos	**125**	**160**	**211**	**163**	**50**	**80**
Cargos Diferidos	**12**	**13**	**14**	**14**	**15**	**16**
Activo Circulante						
Efectivo/Depósitos a Plazo Fijo	176	555	849	1.015	1.167	1.362
Efectos y Cuentas por Cobrar Neto	1.264	3.226	2.427	1.919	1.355	2.169
Existencia en almacenes y depóositos	63	97	141	173	182	199
Gastos Pagados por Anticipado	3	6	7	6	2	3
Total Activo Circulante	**1.506**	**3.884**	**3.424**	**3.113**	**2.706**	**3.733**
Total Activo	**10.628**	**14.550**	**16.306**	**21.423**	**27.438**	**33.046**
Inversión Accionistas y Pasivos						
Inversión de los Accionistas						
Capital Social Suscrito	3.791	3.791	3.791	3.791	3.791	3.791
Menos Capital Social no Pagado	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Actualización del Capital	2.758	2.758	2.758	2.758	2.758	2.758
Aportes Capitalizables	1	3.111	3.111	9.654	9.654	9.654
Superávit y Reservas	652	759	759	759	759	759
RETANM Acumulado	184	184	184	184	184	184
Apdo. para Cubrir Resultado de las Filiales	16	16	16	16	16	16
Utilidades (Pérdidas) Acumuladas	(3.360)	(2.275)	(472)	1.720	4.843	8.639
Total Invesrión Accionistas	**4.040**	**8.343**	**10.145**	**18.881**	**22.004**	**25.800**
Créditos Diferidos	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**	**13**
Pasivo no Circulante						
Préstamos a Largo Plazo *	557	0	0	0	0	0
Otros Pasivos a Largo Plazo **	2.868	2.928	3.300	263	2.921	4.397
Prestaciones Sociales	464	529	596	668	743	824
Provisión Jubilaciones y Pensiones	492	549	652	826	1.110	1.570
Provisión para Contingencias	42	46	51	57	63	70
Depósitos de Suscritores	1	3	5	6	6	7
Intereses Minoritarios	1	1	1	1	1	1
Total Pasivo no Circulante	**4.425**	**4.055**	**4.604**	**1.820**	**4.845**	**6.869**
Pasivo Circulante						
Porción Crculante Deuda a Largo Plazo	0	0	0	0	0	0
Efectos y Cuentas por Pagar	1.643	1.646	1.071	324	220	35
Débito fiscal	125	127	96	88	70	49
Intereses por Pagar	259	275	249	156	130	109
Nómina y Cuentas con el Personal	122	91	127	141	156	172
Total Pasivo Circulante	**2.150**	**2.140**	**1.544**	**709**	**577**	**364**
Total Pasivo	**6.587**	**6.207**	**6.161**	**2.542**	**5.434**	**7.246**
Total Invesión y Pasivo	**10.628**	**14.550**	**16.306**	**21.423**	**27.438**	**33.046**

Estado de Resultados

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ingresos del Servicio						
Ingresos por Venta de Energía	869	2.735	4.183	5.002	5.753	6.713
Otros ingresos del servicio	23	76	116	139	159	186
Total Ingresos del Servicio	**892**	**2.811**	**4.299**	**5.141**	**5.912**	**6.899**
Costos y Gastos Operativos						
Gastos de personal	753	912	1.271	1.414	1.559	1.715
Combustibles	84	99	149	184	267	346
Compras de energía	349	400	421	422	460	489
Materiales y suministros	64	75	88	104	125	152
Servicios externos e internos	125	163	191	227	273	333
Depreciación	42	87	92	122	134	139
Patentes e impuestos municipales	16	27	0	0	0	0
Otros Gastos	38	47	56	66	79	97
Total Costos y Gastos Operativos	**1.471**	**1.810**	**2.267**	**2.539**	**2.897**	**3.271**
Utilidad (Pérdida) en Operaciones	**(579)**	**1.001**	**2.032**	**2.602**	**3.015**	**3.628**
Otros Ingresos y Gastos Netos	**144**	**406**	**481**	**535**	**653**	**740**
Diferencia en Cambio	16	6	554	876	490	534
Intereses Financiamiento	208	209	158	70	57	39
Ingresos por Recup. Cont. Energía	0	1	1	1	1	2
Ajustes Años Anteriores	(9)	0	0	0	0	0
Resultado del Período	**(668)**	**1.193**	**1.803**	**2.192**	**3.123**	**3.796**

Flujo de Caja

	2007	2008	2009	2010	2011
Saldo inicial de Caja	**176**	**555**	**849**	**1.015**	**1.167**
Ventas a Particulares	335	3.479	4.881	4.737	4.454
Ventas a Oficiales	35	526	419	877	673
Ventas a Municipales	403	978	210	704	772
Otros Ingresos del Servicio	76	116	139	159	186
Otros Ingresos	564	415	609	738	839
Subtotal Ingresos	**1.413**	**5.513**	**6.258**	**7.215**	**6.924**
Personal	821	1.143	1.272	1.403	1.544
Combustibles	284	356	331	267	346
Compras de Energía	546	674	936	486	450
Compras de Energía Otros	21	33	21	10	57
Proveeds. y Contrats. Particulares	29	367	413	442	635
Intereses de Financiamiento	193	184	163	83	61
Inversiones en Activos Fijos	1.596	2.106	1.628	499	800
Otros Egresos	188	202	110	38	176
Subtotal Egresos	**3.679**	**5.065**	**4.873**	**3.228**	**4.069**
Saldo Provisional de Caja	**(2.089)**	**1.003**	**2.234**	**5.001**	**4.022**
Endeudamiento a Largo Plazo	2.644	0	0	0	0
Crédito Bancario	0	0	0	0	0
Financiamiento Adicional	0	0	0	0	0
Subtotal Financiamiento	**2.644**	**0**	**0**	**0**	**0**
Colocaciones	0	155	1.219	3.834	2.660
Saldo Final de Caja	**555**	**849**	**1.015**	**1.167**	**1.362**

* Deuda Bandes
** Deuda Reestructurada por el Gobierno Nacional
Nota: Estados Financieros elaborados a través del Modelo Hyperion Strategic Finance

CONCLUSIÓN

Dentro del marco vislumbrado se concluye lo siguiente:

- Hasta que *la empresa* no cuente con un esquema tarifario rentable, que le permita obtener una mayor cantidad de ingresos para hacer frente a sus obligaciones de corto y largo plazo

- No realice aquellas Inversiones Reproductivas que le permita prestar un servicio de calidad a sus clientes

- No reduzca las pérdidas de energía a través de un plan estratégico que le permita disminuir el número de usuarios que se conectan ilegalmente y detectar aquellos "saboteadores" que se dedican a la alteración de los medidores

- No implante un sistema comercial optimo que le permita una gestión de cobranza o recaudación eficaz que logre mejorar los días de cobro que tiene actualmente, para así lograr una mayor liquidez

Esta no podrá mejorar su situación financiera, lo que seguirá trayendo como consecuencia, la suspensión de pagos a los proveedores y contratistas por falta de liquidez, la acumulación de las cuentas por cobrar a los suscriptores, la acumulación de los altos costos financieros que genera la deuda y la solicitud de nueva deuda para financiar las inversiones reproductivas.

REFERENCIAS

Argandoña R., Gámez C. (1996). Macroeconomía Avanzada. Madrid. 2º Volumen.

Banco Central de Venezuela. *La nueva distribución del ingreso petrolero*. [Conferencia en Línea]. Disponible: http://www.bcv.org.ve/. [Consulta: 2007, Mayo 05].

Banco Interamericano de Desarrollo. [Documento en Línea]. *Informe del progreso económico y social 2007*. Disponible: http://www.iadb.org/. [Consulta: 2007, Mayo 05].

Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica (CAVEINEL). (s.f). *Venezuela 100 años de Electricidad.* pp. 220.

Castellín Diogenes. *Servicios Públicos* (2006). pp. 15. [Documento en Línea]. Disponible: www.monografias.com/. [Consulta: 2007, Abril 17].

Chillida, Carmelo. (2005), *Análisis e Interpretación de Balances*. Universidad Central de Venezuela. Caracas. 2ª Edición. pp. 375.

Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico. (s.f.). [Página Web en Línea]. Disponible: http://www.cadafe.com.ve. [Consulta: 2006, diciembre 18].

Corporación Venezolana de Guayana - Electrificación del Caroní. *El Servicio Eléctrico en Venezuela*. (Agosto, 2005), pp. 32. Caracas.

Corporación Venezolana de Guayana - Electrificación del Caroní (EDELCA). (s.f.). [Página Web en Línea]. Disponible: http://www.edelca.com.ve/. [Consulta: 2006, Diciembre 18].

ElectriAhorro. (s.f.) [Página Web en Línea]. Disponible: http://electriahorro.com [Consulta: 2006, diciembre 19].

Estados Financieros consolidados con Dictamen de los Contadores Públicos Independientes. (1996 – 2005).

El Universal. *Se financiaron aviones militares y a Telesur a través del Fondespa*. [Artículo en Línea]. Disponible: http://el-universal.com/.[Consulta: 2007, mayo 06].

Globovisión. Diponible:http://vhost03555.vhost.cantv.net/news.php?nid=48493. [Consulta: 2007, Abril 22].

La Electricidad de Caracas. (s.f.). [Página Web en Línea]. Disponible: http://www.laedc.com.ve/ [Consulta: 2006, Diciembre 18].

Ley Orgánica de Administración Financiera del Sector Público (LOAFSP). *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela Nº 38.198*. Mayo 31, 2005.

Ley Orgánica del Servicio Eléctrico. *Gaceta Oficial de la República de Venezuela N° 5.568 (Extraordinaria)*. Diciembre 31, 2001.

Maza Zavala, D. (2005), *Análisis Macroeconómico Economía Circulatoria*. Caracas.

Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MEM). *Ministerio de Finanzas facultado para crear el Fonden.* [Artículo en Línea]. Disponible: http://www.mem.gob.ve/. [Consulta: 2007, Mayo 05].

Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. [Página Web en Línea]. Disponible: http://www.pdvsa.com/. [Consulta: 2007, Mayo 05].

Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad. (s.f). Disponible: http://www.laedc.com.ve/PDF/MarcoLegal/NCSD_cr.pdf. [Consulta: 2007, Mayo 01].

Normas para la Determinación de las Tarifas del Servicio Eléctrico. (Decreto N° 368). Gaceta Oficial de la República de Venezuela, 34.321 Octubre 06, 1989.

Oficina de Operación de Sistemas Interconectados (OPSIS). (2001). [Página Web en Línea]. Disponible: http://www.opsis.org.ve/. [Consulta: 2006, diciembre 18].

Ralph K. y Stewart M. *Estados Financieros-Forma Análisis e Interpretación*. (1971). 1ª Edición. pp.802. México.

Reglamento General de la Ley del Servicio Eléctrico. (Decreto N° 1.124). (2000, Diciembre 13). *Gaceta Oficial de la República de Venezuela, 5.510 (Extraordinaria)*, Diciembre 14, 2000.

Reglamento General de la Ley del Servicio Eléctrico. (Decreto N° 1.124). (2000, Diciembre 13). *Gaceta Oficial de la República de Venezuela, 5.510 (Extraordinaria)*, Diciembre 14, 2000.

Soberanía. (s.f.). [Página Web en Línea]. Disponible: www.soberania.org. [Consulta: 2007, Abril 30].

Solución de seguimiento y control de la Ley Especial de Endeudamiento. (2005). Gerencia de Planificación Económica Financiera y Asuntos Regulatorios de *la empresa*

Tarifas Máximas. Resolución mediante la cual se fijan las tarifas máximas. *Gaceta Oficial de la República de Venezuela, 37.415*, Abril 3, 2002.

Universidad Católica de Chile. Documento sin nombre. [Documento en línea]. Disponible: http://www2.ing.puc.cl/. [Consulta: 2007 Marzo 10]