MEMORIA ANUAL DE LA GESTIÓN ADMINISTRATIVA DE LA PRESIDENCIA EJECUTIVA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PENÍNSULA DE SANTA ELENA C.A. CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2004.

Señores Directores y Accionistas:

Por expresas disposiciones contenidas en la Ley de Compañías en sus artículos 305 numeral 4 y Art. 331 y por mandato contenido en el Estatuto de EMEPE C.A. me permito poner a vuestro conocimiento, para su análisis, recomendación y aprobación de los Señores Directores y Accionistas de Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., el Informe anual de la Gestión Administrativa y conjuntamente los Estados Financieros y la Liquidación del Presupuesto General de la Empresa por el ejercicio económico terminado al 31 de Diciembre del 2004.

I. ANTECEDENTES:

La Junta General de Accionista, con fecha 1 de marzo de 2005, me honro con el nombramiento de Presidente Ejecutivo, Representante Legal de Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A, mediante Resolución No. 004-A-05, literal C y en calidad de mandatario. Para dar cumplimiento a expresas obligaciones de este honroso cargo, me permito presentar el informe de la Gestión Administrativa por el periodo terminado al 31 de diciembre del 2004, a las Autoridades Superiores de la Empresa, destacando los eventos más relevantes de este periodo. Mi ninguna participación en este ejercicio, pero el cumplimiento de las responsabilidades asumidas de mi cargo, me faculta para poner a vuestro conocimiento este documento, que sin duda alguna se concentró en dar calidad y confiabilidad los 365 días de ininterrumpidos servicio a la comunidad y un permanente control para mantener la operación y administración del servicio eléctrico en toda nuestra área de concesión.

Las proyecciones establecidas en el Presupuesto General para el año 2004 aprobadas por la Junta General de Accionistas para su ejecución por esa Administración, fueron muy optimistas y se cumplieron acorde a las decisiones de los Organismos de Gobierno Superior de la Empresa, en la que se destaca las decisiones tomadas por el Gobierno Nacional ratificado por el Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC, de

suspender los incrementos de los pliegos tarifarios y prácticamente congelarlos durante el año 2004. Sin duda alguna este evento, afecto sobremanera el cumplimiento de las metas y objetivos propuestos, que sigue siendo deficitaria con relación al precio que pagamos a los Generadores.

Al producirse este congelamiento que genera un desequilibrio en los costos de la prestación del servicio en el que el valor de la energía y potencia proporcionada por los generadores que facturan su producto a valores reales no tienen relación con la tarifa regulada que las Distribuidoras cobran a sus clientes o consumidores finales, además que la disminución de los ingresos proyectados afectaron los flujos de caja y por consiguiente la limitada disposición de recursos para atender mejoras y nuevos proyectos de expansión.

EMEPE, es una Empresa Distribuidora que estacionalmente requiere de mayor energía de Enero a Abril, precisamente, durante el tiempo en que se demanda mayor cantidad de energía y menos disponibilidad de energía hidroeléctrica y barata hay en el MEM, por lo tanto el costo de la energía para la reventa, es real para sus productores, pero altamente onerosa para nosotros.

La renovación de los contratos a plazos con las Generadoras de propiedad del Fondo de Solidaridad por cuatro años permitirá a EMEPE mantener estable la cantidad y precio convenido para la compra de energía y potencia en un promedio de 55 % y 45% del mercado ocasional, porcentajes que cambian de acuerdo a las disponibilidad en el Mercado Eléctrico Mayorista-MEM, sin embargo en la práctica, estos acuerdos no tienen justa aplicación.

Estos hechos permitieron elevar los reclamos a la autoridad reguladora, encaminadas a efectuar una revisión que permita a EMEPE, cumplir y honrar sus obligaciones relacionadas con la energía comprada, en atención a su real capacidad de ingresos.

La Ley del Régimen del Sector Eléctrico, establece la definición de Empresas Generadoras, de Transmisión y de Distribución. EMEPE, dispone tradicionalmente de dos actividades, una de Generación, y la de Distribución y Comercialización de energía. En atención a esta disposición, EMEPE debe decidir sobre la administración, operación y mantenimiento de nuestras plantas termoeléctricas ubicadas en Posorja, Playas y La Libertad. El estudio que está concluido deberá ser analizado por el

Directorio y Junta General de Accionistas de EMEPE, para su aplicación y conveniencia, puesto que el aporte de esta actividad es deficitario y contribuye al deterioro del Patrimonio de sus Accionistas.

Los cambios y reformas incorporadas al Fideicomiso Mercantil BG, que igualmente regirá hasta los plazos establecidos en los Contratos suscritos con las Generadoras de propiedad del Fondo de Solidaridad, en el mes de Diciembre del 2004, se reconsideró la prelación de pago, ubicando a EMEPE, de la tercera a la prelación 1 y con anticipos semanales. El Valor Agregado de Distribución-VAD determinado por el CONELEC para el período 2004 fue en promedio del 46%, modificado en el mes de Diciembre, es entregado a EMEPE sobre la base del importe recaudado, con estos recursos EMEPE debe satisfacer sus gastos corrientes y obligaciones.

Los eventos expuestos no limitaron el desarrollo de los programas y proyectos, habiéndose ejecutados con la selectividad y utilización de recursos para cumplir los compromisos establecidos en los Presupuestos de Operaciones e Inversiones. Principal atención merece dársele al programa de Electrificación Rural Urbano Marginal- FERUM 04, que fue la única fuente de recursos frescos para la ejecución de obras, limitada en la entrega de la totalidad de los recursos por inconvenientes determinados en la liquidación del los programas del año 2003. El permanente crecimiento en nuestra área de influencia y servicio, con un área de concesión de 6.772 Km^2, nos obliga a desplegar acciones para satisfacer estos requerimientos que involucran 75.000 clientes activos en promedio, que cada día son más exigentes, de los 80.000 clientes que contiene nuestro catastro.

Las inversiones realizadas durante el año 2004, en los centros de Generación, Subtransmisión, Subestaciones, Servicios a Abonados y en la Administración General, garantizan la calidad y la confiabilidad del servicio. La capacidad de EMEPE para la captación de nuevos clientes, le permitió incorporar a su catastro 4.483 nuevos clientes. La interconexión interna entre Subestaciones y el funcionamiento del Transformador de Elevación ubicado en la Central Térmica de La Libertad, nos permitió evacuar energía al Sistema de Subtransmisión que actualmente alimenta al Sistema Nacional Interconectado.

Los ingresos y gastos contenidos en el presupuesto de operación se cumplieron dentro de las proyecciones con la absoluta austeridad, el mismo que será analizado pormenorizadamente en los anexos siguientes.

El resultado negativo determinado en el Estado de Perdidas y Ganancias del Ejercicio que sobrepasa los US$ 10'570.000. Igualmente será analizado en los aspectos financieros y contables de la Empresa.

II. ASPECTOS SOCIETARIOS Y ESTATUTARIOS

CONFORMACIÓN LEGAL DE LA EMPRESA

EMEPE se constituyó el 24 de Marzo de 1966, y al concluir este ejercicio 2004, nuestra Empresa cumplió 38 años de permanente y continuo servicio a la comunidad Peninsular. Inicialmente su Capital Social fue 6'000.000 de sucres. El 26 de Febrero del 2002 la Intendencia de Compañía mediante resolución N. 02-G-DIC-0001186 autorizó un nuevo aumento de Capital Social a US$ 28'565.834 y por consiguiente la reforma al Estatuto Social. Al termino del año 2004, la Intendencia de Compañías; mediante Resolución No.04-G-DIC-0007593 del 29 de Diciembre del 2004, autorizó un incremento de US$ 3'773,099.oo, elevándose su Capital Social Suscrito y Pagado a US$ 32'338,933.oo, en acciones ordinarias y nominativas de Un dólar cada una.

30 JUN 2005

La Dirección General de la Empresa la ejerce la Junta General de Accionistas y el Directorio, según las normas establecidas en la Ley de Compañías, y los nuevos Estatutos Sociales y las Disposiciones establecidas en la Ley Básica del Sector Eléctrico. La Representación Legal la ejerce el Presidente Ejecutivo en su calidad de mandatario y su nombramiento será por 3 años por resolución de la Junta General de Accionistas. Su domicilio principal es en el Cantón La Libertad.

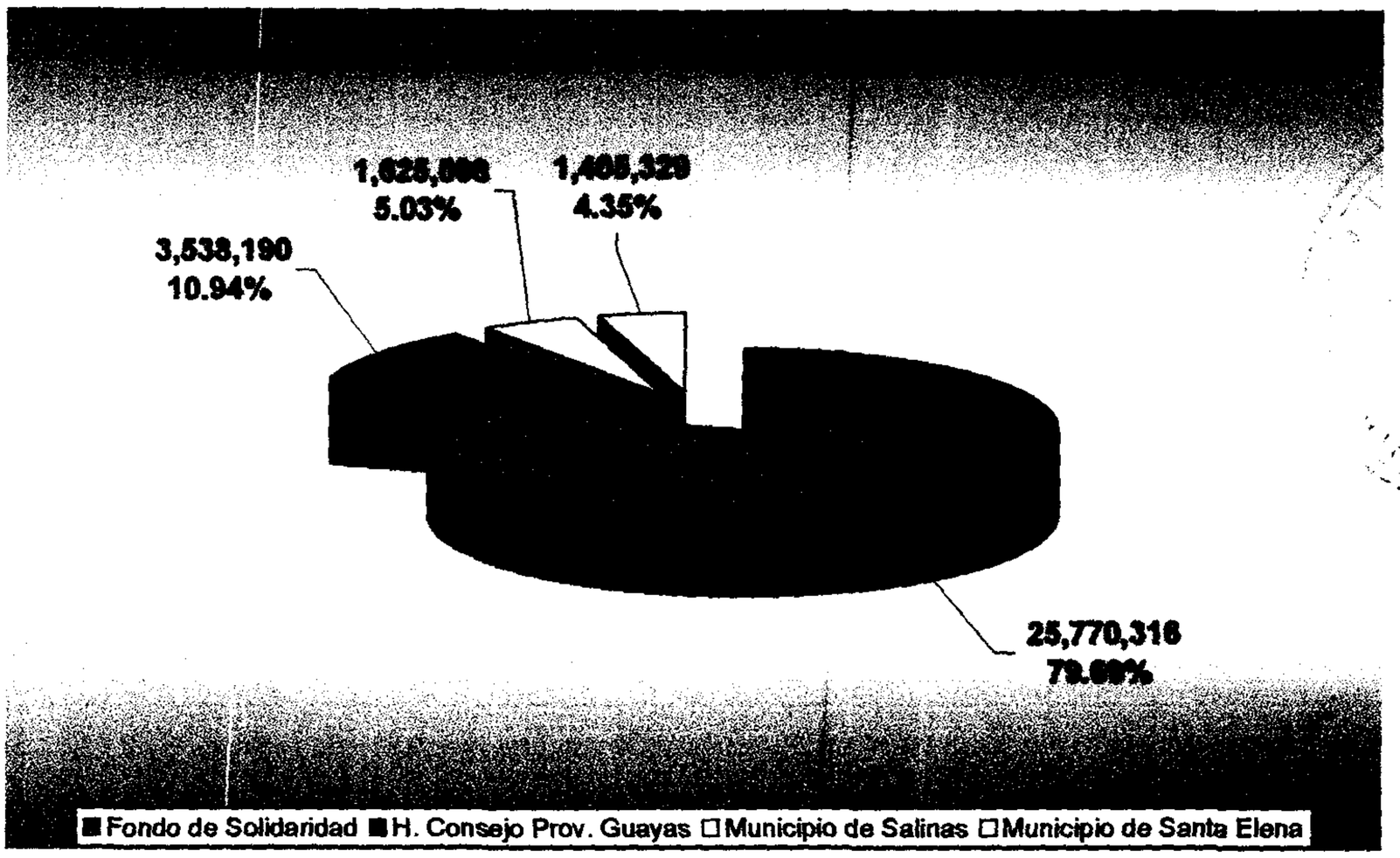
El servicio de distribución de energía eléctrica que presta la EMEPE, en los 6.772 km^2, que involucra los cantones: de Salinas, La Libertad, Santa Elena, Playas y a todas las parroquias rurales del Cantón Guayaquil de la vía a la Península, son parte integrante de su área de concesión legalmente definidas por el Consejo Nacional de Electricidad-CONELEC.

El objeto principal contenido en el último Aumento de Capital, es la prestación del servicio público de electricidad en su área de concesión, relacionada con la distribución y comercialización de la energía eléctrica, de conformidad con la Ley Básica de Electrificación y demás leyes de la República.

Su duración es de 99 años, contados a partir de la fecha de inscripción de la Escritura de Constitución en el Registro Mercantil. El Capital Social suscrito está totalmente pagado. En el año 1991, se incorporó como nuevo Accionista al Honorable Consejo Provincial del Guayas, por la capitalización de las recaudaciones del impuesto de electrificación rural.

Por lo tanto, el nuevo Capital Social de EMEPE, quedó conformado de la siguiente forma:

Accionistas	Capital Social Anterior	% Particip.	Aport. Futura Capitalizac.	Donaciones de Capital	Nuevo Capital Social	Nuevo %
Fondo de Solidaridad	22,759,072	79.67	2,661,669	349,575	25,770,316	79.69%
H. Consejo Prov. Guayas	3,484,659	12.20	-	53,531	3,538,190	10.94%
Municipio de Salinas	1,393,987	4.88	209,699	21,412	1,625,098	5.03%
Municipio de Santa Elena	928,116	3.25	462,952	14,261	1,405,329	4.35%
Suman	**28,565,834**	**100.00**	**3,334,320**	**438,779**	**32,338,933**	**100.00%**
				3,773,099		



30 JUN 2005

El último aumento de Capital, autorizado por la Superintendencia de Compañía fue con corte al 31 de Diciembre del 2003, como se muestra en el cuadro precedente. La Junta General de Accionistas deberá aprobar un nuevo aumento mediante la

capitalización de los aportes para futura capitalización, obligatoriamente los recursos del FERUM recibidos cada año.

El nuevo Capital Social utilizo las Cuentas Patrimoniales de Aporte para Futura Capitalización y Donaciones, distribuidos en función de los aportes en numerario en el primer caso y porcentualmente en función a su participación en el Capital Social suscrito y pagado.

Es importante recalcar que la consolidación del patrimonio de los Accionistas se ha mejorado significativamente al haberse concluido el nuevo avalúo de los Activos Fijos de la Empresa, realizados por la Consultora Levin S.A. sobre la información contable con corte al 30 de Septiembre del 2004.

El efecto de ésta Revalorización a Valor de Mercado ha determinado un superávit superior a los US$ 15'000,000.oo reponiendo el deterioro que ha sufrido el patrimonio de los accionistas por las pérdidas sistemáticas de los ejercicios económicos anteriores y el presente. Con éste superávit que se incorpora a los Libros Contables de la Empresa fijándose nuevos valores a nuestros Activos Fijos, permitirá enjugar las pérdidas acumuladas de los ejercicios económicos del 2002 y 2003 y absorber parte de la pérdida del presente ejercicio, dejando al Capital Social de la Empresa, sin mayor riesgo de disolución automática o de ser intervenida por la Superintendencia de Compañías u otras Entidades de Control, por éste año.

Es preocupante el déficit tarifario y el alto porcentaje de pérdidas no técnicas como uno de los principales factores que inciden en los resultados negativos de la Empresa, para lo cual la Administración deberá adoptar nuevas estrategias para corregir éste desfase.

30 JUN 2005

INTEGRACIÓN ACTUAL DE LOS ORGANISMOS DE LA COMPAÑÍA

Con el nuevo aumento de Capital y Reforma del Estatuto Social, EMEPE será gobernada por la Junta General de Accionistas y administrada por el Directorio, el Presidente del Directorio y el Presidente Ejecutivo, quienes tendrán las atribuciones, derechos y obligaciones que les competen según la Ley y el presente Estatuto.

La Representación Legal la ejerce el Presidente Ejecutivo, el mismo que es nombrado por la Junta General de Accionistas por un período de tres años.

Estos organismos de Control y Dirección Superior que integran el paquete accionario de la Empresa, están representados de la siguiente forma:

JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS:

Fondo de Solidaridad: Representado por su Gerente General o su Representante debidamente autorizado.

La I. Municipalidad de Salinas: Alcalde o su Representante debidamente autorizado.

I. Municipalidad de Santa Elena: Alcalde o su Representante debidamente autorizado.

H. Consejo Provincial del Guayas: El Prefecto Provincial, o su Representante debidamente autorizado.

DIRECTORIO

El Directorio estará integrado por 6 Directores, y sus respectivos suplentes, los cuales serán designados por la Junta General de Accionistas de la siguiente manera:

1. Cuatro (4) por el accionista que posea el mayor número de acciones del capital social.
2. Uno (1) por el accionista que posea la segunda mayoría en el porcentaje de acciones
3. Uno (1) elegido por los demás accionistas, de conformidad con el reglamento que la Junta dicte para el efecto.

Cada Director Principal tendrá su respectivo Suplente. Los Directores, tanto Principales como Suplentes, deberán ser personas de reconocida solvencia.

Durarán tres (3) años en el ejercicio de sus funciones, pudiendo ser cada uno de ellos indefinidamente reelegidos. No se requiere ser accionista para ocupar el cargo de Director.

SESIONES DE JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS Y DIRECTORIO

Durante el año 2004, la **Junta General de Accionistas** se reunió 8 veces, en la que se tomaron 27 resoluciones, las mismas que se han cumplido en un número de 24 y 3 en tramite, la resoluciones en tramite corresponde a la No. 009-A-2004 del 29 de abril del 2004 y se relaciona con gastos de representación y responsabilidad de funcionarios, la No. 015-A-2004 de septiembre 14, relacionado con la contratación de perito evaluador para el estudio de la valoración de los activos fijos de la empresa, ya concluido a la fecha. En las resoluciones 003, 005, 006, 007, 008-A-2004, se aprobaron los informes del administrador, comisario, auditoria interna y externa de los estados financieros del año 2003. Estas se desarrollaron en las siguientes fechas:

SESIONES DE JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS AÑO 2004			
ORD.	FECHA DE SESION	RESOLUCION DESDE - HASTA	Nos. DE RESOLUCION
1	14-Feb-04	1	1
2	28-Abr-04	2-9	8
3	27-May-04 7-Jun-04	10-13	4
4	14-Sep-04	14-17	4
5	16-Sep-04	18-19	2
6	27-Sep-04	20-22	3
7	15-Oct-04	23	1
8	30-Dic-04	24-27	4
TOTAL			27

Durante el año 2004, el **Directorio** se reunió 11 veces, en la que se tomaron 73 resoluciones, las mismas que se han cumplido en un número de 64 resoluciones, equivalentes al 87%. Una (1) no se cumplió, la 072-D-2004 relacionada con consulta al Procurador General del Estado y Ministerio de Economía y Finanzas sobre Contrato Colectivo no suscrito. Y 8 se encuentran en trámite relacionadas con:

La 031 a informe ampliatorio sobre glosa por aportes al IESS, para lo cual se contrato a un abogado y sigue su tramite, la 035 relacionada con diagnostico de perdidas, la 036 sobre implementación de Contratanet, la 038, acercamiento a trabajadores con demanda contra la empresa, la 046 sobre negociación de compra de energía más barata, la 054 sobre la actualización de normativa que rige la empresa, la 065 referente a contrato de recaudación sobre deuda de CEDEGE. Estas sesiones se desarrollaron en las siguientes fechas:

SESIONES DE DIRECTORIO AÑO 2004			
ORD.	FECHA DE SESION	RESOLUCION DESDE - HASTA	Nos. DE RESOLUCION
1	28-Ene-04	1-7	7
2	20-Feb-04	8-11	4
3	28-Feb-04	12-14	3
4	31-Mar-04	15-20	6
5	26-Abr-04	21-29	9
6	31-May-04	30-38	9
7	22-Sep-04	39-46	8
8	7-Oct-04	47-54	8
9	5-Nov-04	55-61	7
10	17-Nov-04 22-Nov-04	62-70	9
11	13-Dic-04	71-73	3
TOTAL			73

III ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

ORGANIZACIÓN ESTRUCTURAL Y FUNCIONAL DE LA EMPRESA.

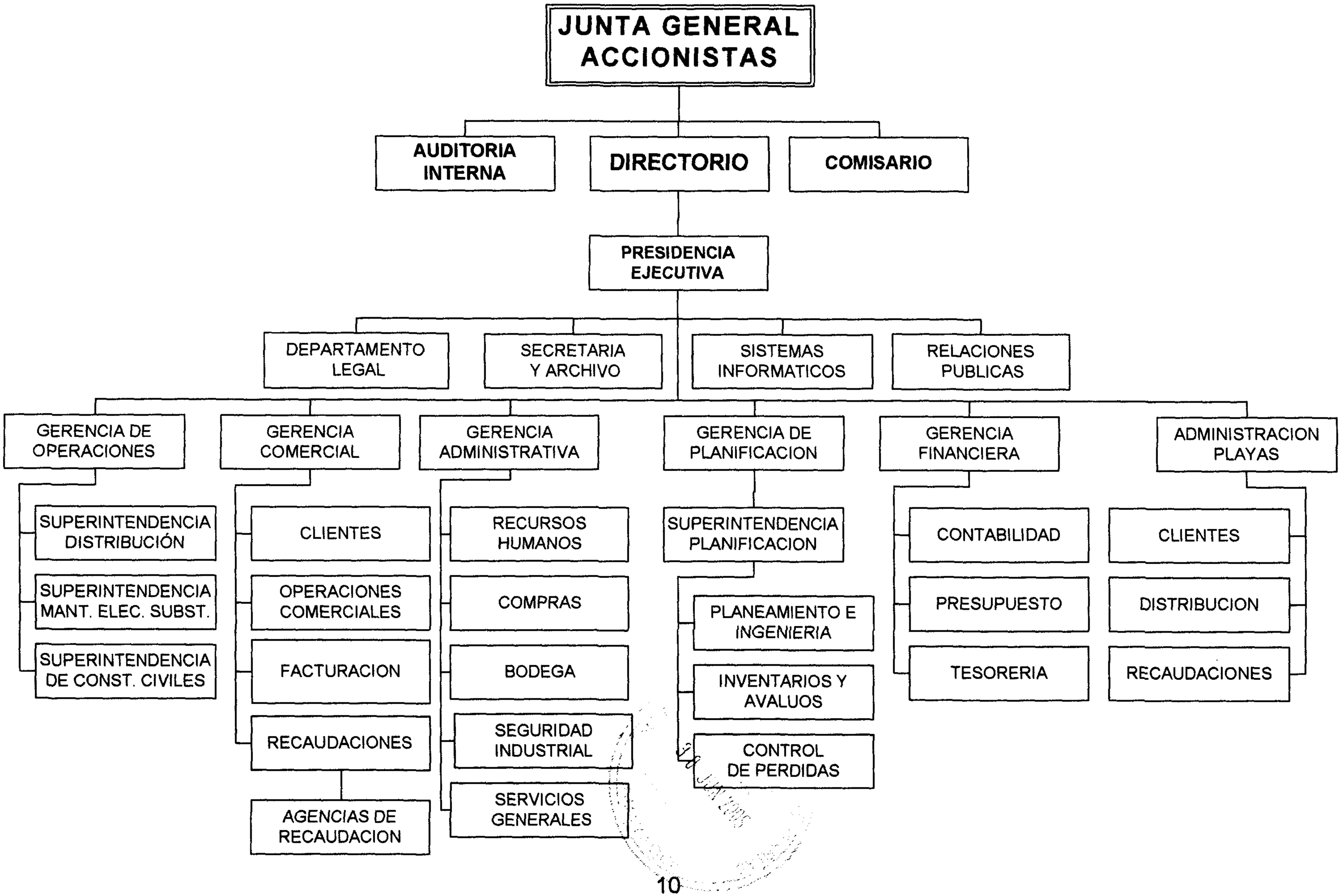
Durante el año 2004, se puso en vigencia un plan estratégico y operativo que permitirá a corto y mediano plazo cambiar estructuralmente la imagen corporativa, redefiniendo sus unidades operativas y de apoyo en Entes de decisión. La innovación tecnológica y su implementación en todas sus unidades es prioritario, sus aplicaciones están dirigidas a disminuir las pérdidas totales y a la recuperación de la cartera por cobrar.

EMEPE, en la actualidad tiene una configuración Administrativa y Funcional, que define su organización y establece las líneas de autoridad, ajustadas a sus necesidades. La Junta General de Accionistas deberá resolver y decidir sobre la actividad de Generación que actualmente se mantiene como centro funcional, asumiendo la operación y mantenimiento del parque termoeléctrico en condiciones nada rentable.

EMEPE, mantiene la siguiente estructura reflejada en el cuadro adjunto, en el que se establecen las líneas de mando y las áreas funcionales.

EMPRESA ELÉCTRICA PENÍNSULA DE SANTA ELENA C.A.

DIAGRAMA ORGANIZACIONAL



SITUACIÓN LABORAL

Al término de este Ejercicio, la revisión del XVI Contrato Colectivo de Trabajo, que rige desde el 1º de Enero del 2003 hasta el 31 de diciembre del 2004, fue aprobada su negociación, pero reducida a un año de vigencia. Por disposición del accionista mayoritario, Fondo de Solidaridad, se formalizo su actualización mediante un convenio, con el que procedió a hacer efectiva la autorización. El beneficio económico conseguido, autorizado por el accionista mayoritario fue de 6.6% sobre la masa salarial, vigente a diciembre del 2002, todos estos valores fueron satisfechos y atendidos por EMEPE a sus trabajadores durante el año 2004.

Merece resaltarse la decisión administrativa de liquidar a 144 trabajadores que mantuvo EMEPE bajo el régimen de contratos eventuales continuos, con antigüedades de 4 hasta 14 años de servicios. Acogiéndonos a la ley orgánica del servicio Civil y Carrera administrativa, se negocio a través de un profesional en derecho laboral para finiquitar este tópico. La empresa afronto con sus últimas reservas efectivas el pago de estas indemnizaciones por un monto de US$ 800,000. Este personal para evitar reclamos y también, por ser mano de obra calificada en los diferentes departamentos, se dispuso su enrolamiento en una empresa tercerizadora.

El personal estable se redujo a 119 trabajadores, habiéndose acogido a la jubilación patronal, con prestación de servicios superiores a lo 20 años.

Las relaciones laborales del 2004 se las puede catalogar como cordiales y ajustadas a normas, disposiciones legales y contractuales.

El número de trabajadores clasificados por centros funcionales vigentes a la fecha, es el siguiente:

DISTRIBUCION DE RECURSOS HUMANOS							
CENTROS	PENINSULA		PLAYAS		TOTALES		TOTAL
FUNCIONALES	ESTAB.	TERCE.	ESTAB.	TERCE.	ESTAB.	TERCE.	GENERAL
Administración General	48	65	2	6	50	71	121
Generación	4	4	2	0	6	4	10
Subtransmisión	9	40	0	12	9	52	61
Distribución	17	38	4	17	21	55	76
Servicios Abonados	13	5	0	2	13	7	20
Comercialización	15	15	5	4	20	19	39
TOTALES	**106**	**167**	**13**	**41**	**119**	**208**	**327**

ADQUISICIONES

En lo referente a esta actividad, exclusivamente en lo relacionado a bodega para el mantenimiento y operación del sistema, la Administración dispuso y dio prioridad a las adquisiciones relacionadas con la ejecución de obras del Programa de Electrificación Rural Urbano Marginal – FERUM, para el Mantenimiento y Mejoras del Sistema de Distribución y mantener el mínimo stock de bodega. Los limitados recursos no permiten disponer de excedentes de materiales sino los necesarios para atender los requerimientos que demandan las operaciones de EMEPE. La compra de la energía al MEM, se la analiza por separado.

SEGURIDAD INDUSTRIAL

En esta sección se dio importante atención al control de herramientas y equipos de protección con la finalidad de evitar accidentes de trabajos. Durante el presente año no se registró ningún accidente, debido a que se inculcó a los trabajadores para que pongan en práctica los conocimientos adquiridos a través de charlas y cumplan con las normas y reglas dispuestas para cada trabajo a realizarse.

Es importante recalcar que durante el año 2004, se contó con capacitación técnica, que estuvieron a cargo del CENCASEL y de Asesores especializados en Sistemas de Información, motivación, relaciones publicas, Servicio de Rentas Internas, etc. La Administración, dispuso que la capacitación y charlas se desarrollen en nuestras instalaciones.

Se trabajó en diseños y señales de seguridad en toda el área de la Empresa, se realizaron tareas de limpieza y adecentamiento de los distintos edificios de la empresa.

IV ASPECTOS COMERCIALES

ANÁLISIS DE MERCADO.

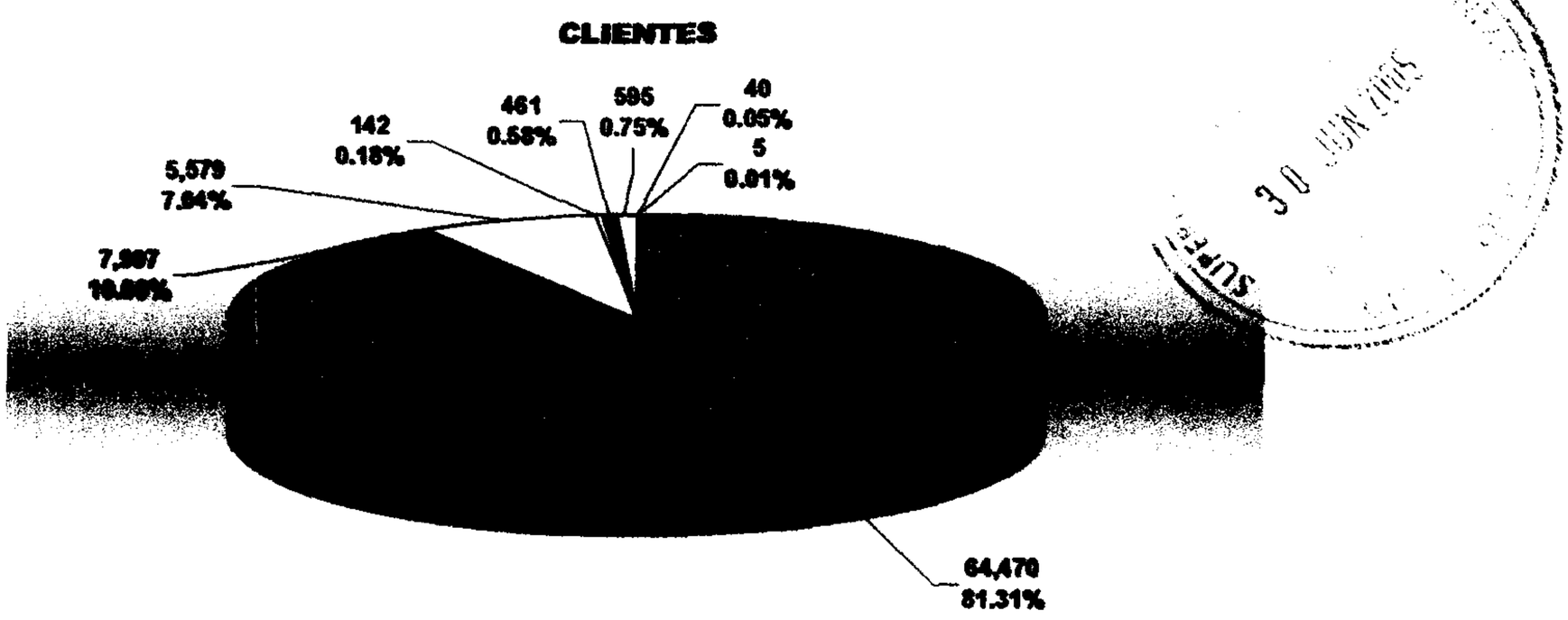
Los 79,289 clientes registrados al término del ejercicio del 2004, conjuntamente con mas de 5,600 servicios retirados y otros 26,080 cortados, que están dispersamente

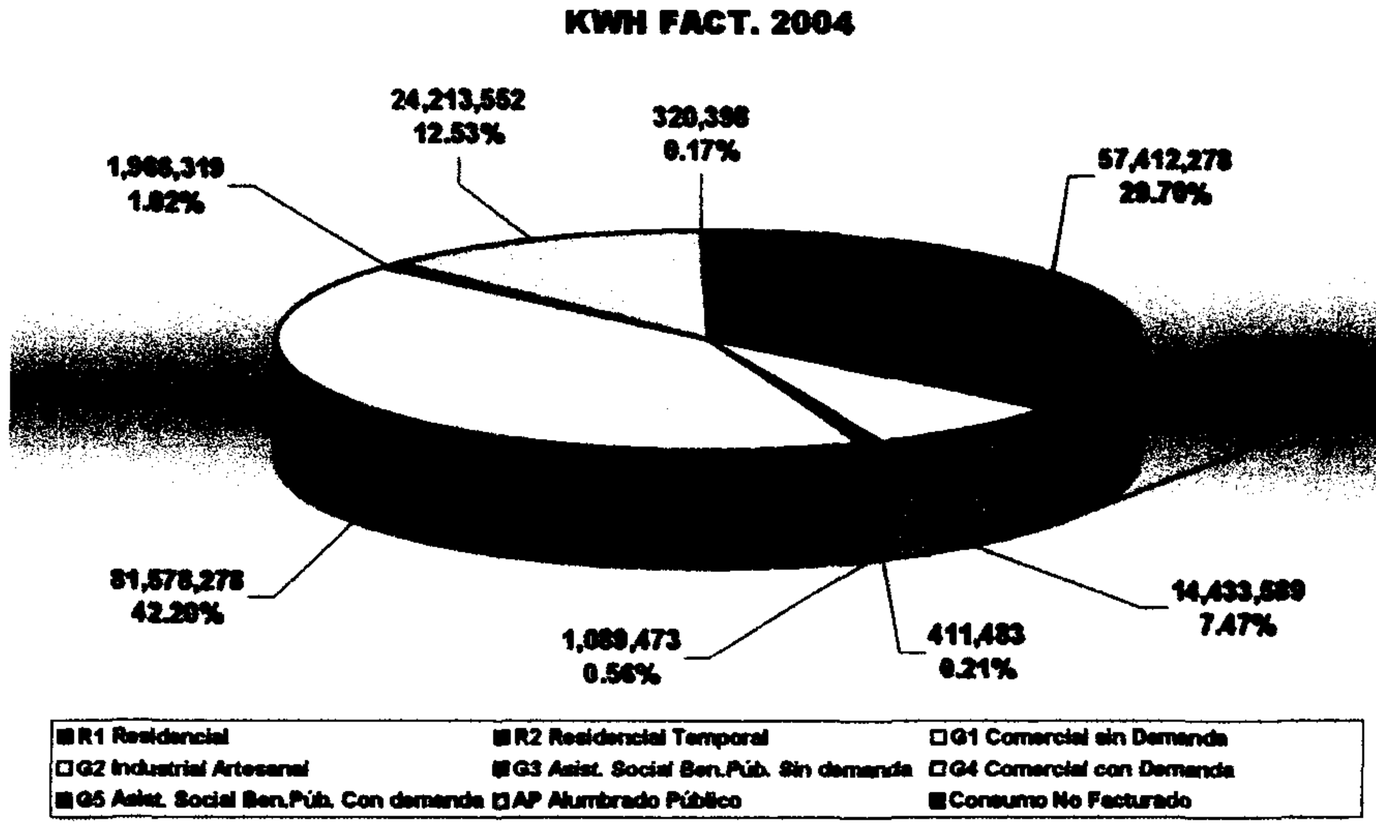
distribuidos en los 6.772 km^2 del área de influencia del servicio que comprende los cantones de Salinas, La Libertad, Santa Elena, Playas, y las parroquias rurales del Cantón Guayaquil hacia la Península, preocupa sobre manera y que en forma categórica inciden en considerar una subfacturación del servicio. Estos clientes demandaron un consumo de 282.333.700 KWH del MEM, distribuido por proveedor en la siguiente forma:

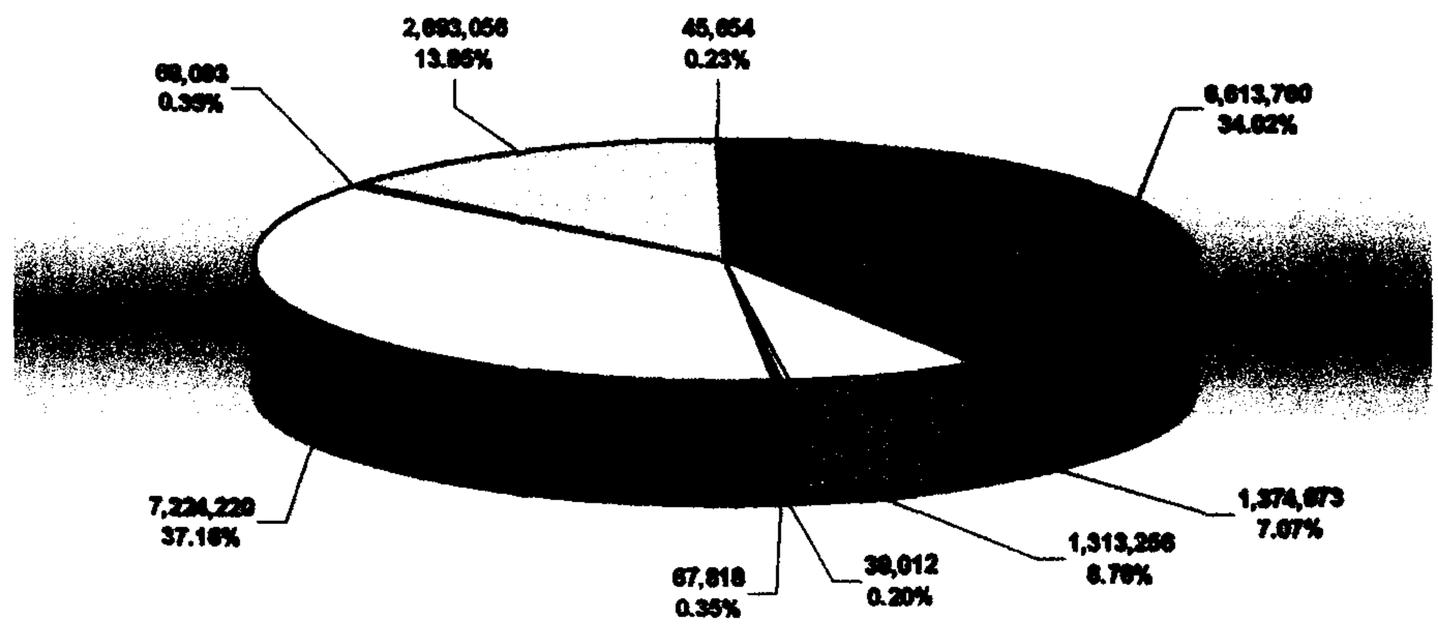
PROCEDENCIA DE ENERGIA	KWH	%
Contratos a Plazo	150,840,400	53.43
Contratos SPOT	131,493,300	46.57
TOTAL DE ENERGIA DISPONIBLE AL SISTEMA	**282,333,700**	**100.00**

El total de energía disponible fue entregada a todos nuestros clientes, en el siguiente detalle:

DEMOSTRACION DE LOS VALORES DE LAS VENTAS FACTURADAS POR TARIFAS						
TIPO DE SERVICIO	No. CLIENTES	%	KWH FACT. 2004	%	DOLARES FACT. 2004	%
R1 Residencial	64,470	81.31	57,412,278	29.75	6,613,760	34.10
R2 Residencial Temporal	7,997	10.09	11,888,901	6.16	1,374,873	7.09
G1 Comercial sin Demanda	5,579	7.04	14,433,589	7.48	1,313,256	6.77
G2 Industrial Artesanal	142	0.18	411,483	0.21	39,012	0.20
G3 Asist. Social Ben.Púb. Sin demanda	461	0.58	1,089,473	0.56	67,818	0.35
G4 Comercial con Demanda	595	0.75	81,578,278	42.27	7,224,220	37.25
G5 Asist. Social Ben.Púb. Con demanda	40	0.05	1,966,319	1.02	68,093	0.35
AP Alumbrado Público	5	0.01	24,213,552	12.55	2,693,056	13.89
SUB TOTAL	**79,289**	**100.00**	**192,993,873**	**100.00**	**19,394,088**	**100.00**
Consumo No Facturado	0		320,398		45,654	
TOTAL	**79,289**		**193,314,271**		**19,439,742**	







El cuadro expuesto, muestra la estructura de la facturación, en los diversos tipos de servicios, así, la concentración de clientes en estos rangos, tienen la siguiente participación: **Residenciales (R1) y Residenciales Temporales (R2)** es el 91.4%, con una demanda equivalente al 35.91% de la energía consumida y facturada durante el año 2004, con un importe del 41.2% de lo facturado en el año.

El **Servicio Comercial sin Demanda (G1) y el Comercial con Demanda (G4),** es el 7.8% del total de clientes registrados a Diciembre del 2004, con una demanda equivalente al 49.75% de los consumos facturados en el año, y representa el 44% de los ingresos por venta de energía del año 2004. En este rango están incluidas las Entidades Oficiales y Entidades Municipales.

El **Servicio Industrial Artesanal (G2),** es el 0.18% del total del catastro registrados a diciembre del 2004, este porcentaje representan a 142 servicios industriales artesanales, y demandaron energía por el 0.21% de la energía total facturada, con un importe equivalente al 0.20%.

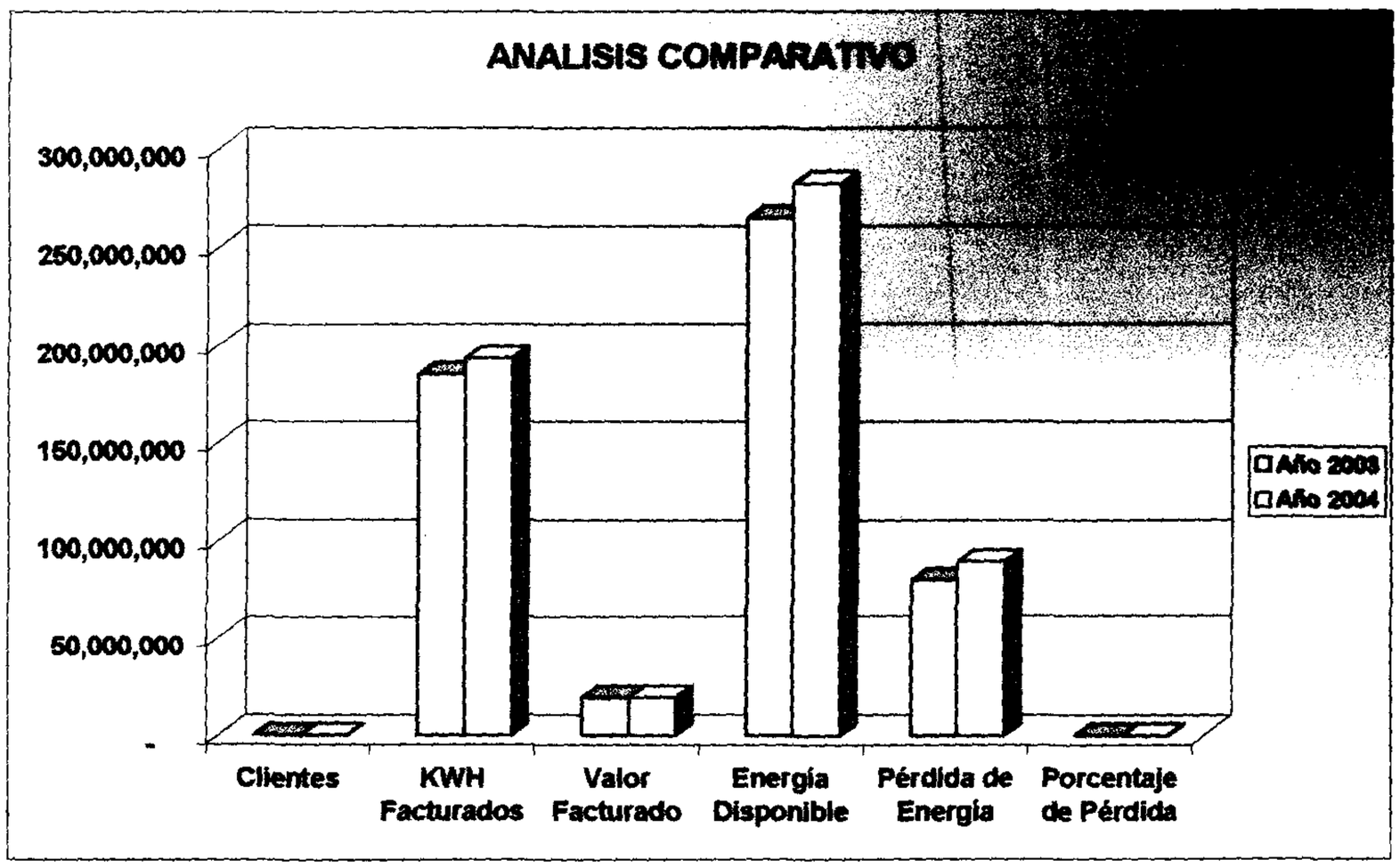
El **Servicio de Alumbrado Público (AP),** es el 0.01% de total del catastro, equivalentes 5 clientes que son las Municipalidades Peninsulares, con una demanda de energía del 12.55% del total de la energía facturada, con un importe equivalente al 13.89%.

El catastro reporta un incremento de 4,483 clientes nuevos, que justifica el crecimiento sostenido de años anteriores.

Esta incidencia merece ser analizada con los rendimientos obtenidos en el año 2003, cuyas variaciones muy significativas obligan a tomar correctivos urgentes, por los resultados obtenidos en el año 2004, especialmente en las pérdidas totales.

ANALISIS COMPARATIVO				
DETALLES	**2003**	**2004**	**VARIACIÓN**	**%**
Clientes	63,479	79,289	15,810	24.91
KWH Facturados	185,183,268	193,314,271	8,131,003	4.39
Valor Facturado	19,510,330	19,439,742	(70,588)	-0.36
Energía Disponible	264,892,527	282,333,700	17,441,173	6.58
Pérdida de Energía	79,709,259	89,019,429	9,310,170	11.68
Porcentaje de Pérdida	30.09	31.53	53.38	177.40

En el análisis comparativo, hay un incremento de 15,810 clientes, producto de haber incorporado para la facturación todos los servicios cortados y puertas cerradas, puesto que todos estos servicios demandan gastos de comercialización. El importe de la energía tuvo un decremento producto de la congelación de las tarifas durante el año 2004. La compra de energía en KWH disponible para el sistema se incrementó en el 6.58%, la venta solo experimentó un incremento de 4,39%, sin embargo, el valor tuvo una disminución de 0,36%



De este análisis comparativo, se puede apreciar que el porcentaje de Pérdidas del año 2004, es del 31.33% que comparado con el del año 2003, que fue del 30.09%, ha experimentado un incremento de 1.24%.

ANÁLISIS DE CARTERA

La cartera durante el ejercicio económico, según datos contables con corte al 31 de Diciembre del 2004, tuvo la siguiente evolución:

EVOLUCION DE LA CARTERA AÑO 2004	
DESCRIPCION	**VALORES**
Saldo Contable a Diciembre 31 de 2003	10,904,199.81
Facturación del año 2004	26,461,020.50
(menos) Recaudación año 2004	23,160,683.04
Ajustes Facturacion año 2004	473,896.13
SALDO CONTABLE A DIC.31/2004 CTA. ABONADOS	**13,730,641.14**

30 JUN 2005

Con esta demostración global se determina que la cartera se incremento en el 25%

El total de la cartera al 31 de Diciembre de 2004, se desglosa en Públicos y Privados en el siguiente cuadro:

TOTAL CARTERA AÑO 2004 POR SECTOR		
		%
SECTOR PUBLICO	1,966,150.82	14.32
SECTOR PRIVADO	11,764,490.32	85.68
TOTAL	**13,730,641.14**	**100.00**

En el cuadro comparativo que a continuación se detalla, se puede apreciar cual ha sido la variación de la cartera total entre el ejercicio económico de 2003 y 2004

CONCEPTO	2003	2004	VARIACION	%
Saldo Inicial	8,218,729.12	10,904,199.81	2,685,470.69	32.68
Facturación	26,031,065.44	26,461,020.50	429,955.06	1.65
Recaudación	23,345,594.75	23,160,683.04	-184,911.71	-0.79
Ajustes		473,896.13	473,896.13	
SALDO FINAL CONTABLE	**10,904,199.81**	**13,730,641.14**	**2,826,441.33**	**25.92**
(-) Factur. Dcbre	2,190,849.32	2,095,890.96	-94,958.36	-4.33
SALDO CARTERA VENCID.	**8,808,308.85**	**11,634,750.18**	**2,921,399.69**	**33.17**

Como se puede apreciar, la cartera por cobrar, esto es el importe más las tasas e impuestos de terceros, según la información contable con corte al 31 de Diciembre del 2004, es de US$ 13'730.641,14 habiéndose incrementado en US$ 2'826,441.33 equivalente al 25.92% con relación al ejercicio económico del 2003.

Si analizamos las recaudaciones del año 2004 con la facturación del mismo período, se obtiene una efectividad del 87%. El saldo inicial de la cartera mas la facturación del año 2004, deducido el consumo de Diciembre, que inicia su recaudación a partir de Enero, nos da un índice de recaudación del 66% efectivo total. Para determinar el saldo real de la cartera vencida, hemos segregado la facturación del mes de Diciembre del 2004, que se pone en ventanillas de recaudación a partir del 15 de Enero del 2005, que es de US$ 2'095.890,96, por lo tanto, el valor neto por cobrar al cierre del ejercicio, es de US$ 11'634,750.18

Para ser mas objetivos sobre los saldos expuestos demostramos que el índice de rotación de las cuentas por cobrar es de 2.15% y el tiempo de recuperación de la cartera es de 167 días, es decir que comparado con el año anterior ha tenido un incremento de 35 días en la recuperación de la cartera.

La Administración dispuso a la Gerencia Comercial, crear mecanismos ágiles y oportunos para la reducción de la cartera, mediante la aplicación de disposiciones legales, incautación de depósitos en garantías por consumos de servicios retirados, blanqueos de cuentas del sector público, etc., es decir, se agotaron todos los esfuerzos y mecanismos más severos para su reducción, el resultado es el demostrado en el análisis global de la cartera, es decir, un incremento del 25,92%.

Para acogernos al mecanismo de compensación de adeudos, se solicitó al Ministerio de Economía y Finanzas para que los clientes del Sector Público en mora, se les permita pagar a través de retenciones de sus asignaciones presupuestarias, pedido que se puso a disposición del Fondo de Solidaridad para su cobro a través del Ministerio, sin obtener resultado alguna a la presente fecha. En las cuentas por cobrar, sector público que comprende los Municipios, Ministerios y CEDEGE, se tiene un monto de US$ 1`966,150.82 por cobrar. Solo CEDEGE tiene una deuda acumulada de más de US$ 1'300.000 con el que hemos suscrito un convenio de pago vía compensación a través de un contrato a plazo para el suministro de energía con su Generadora Hidronación, la que nos proporcionara 1'300.000 Kwh. mes al precio de US$ 0.04 cada Kwh. por un periodo de un año renovables.

V ASPECTOS TÉCNICOS

La distribución del Servicio Eléctrico a toda el área de concesión es muy dispersa, por lo tanto, la Empresa para darle confiabilidad y oportunidad, ha tenido que desplegar acciones de mantenimiento preventivo y correctivo durante las 24 horas del día y los 365 días del año, en forma permanente, permitiendo de ésta manera cubrir las necesidades de los servicios instalados e iniciar nuevos planes de expansión y mejoras en las áreas a incorporarse.

Las actividades de ésta área de apoyo la mostramos en el siguiente análisis.

30 JUN 2005

GENERACIÓN

Esta actividad considerada como centro funcional de EMEPE, tiene 3 centrales térmicas ubicadas en Posorja, Playas y La Libertad.

El estudio de escisión fue concluida y es decisión de la Junta General de Accionistas su aplicación. Estas centrales tienen una capacidad instalada como potencia de placa de 31,942 KW según se muestra en el siguiente cuadro:

CENTRALES TERMICAS	POTENCIA PLACA kw	POTENCIA EFECTIVA kw	AÑO	ESTADO	OBSERVACIONES
PENINSULA					
Electromotive (1)	2,600	2,000	1983	Bueno	Operativo
Fairbank Mors	600	0	1967	Malo	Overhault
Fairbank Mors	600	0	1967	Malo	Overhault
W. H. ALLEN	1,140	0	1975	Malo	Overhault
Fairbank Mors	2,840	0	1976	Malo	Overhault, Radiador
Fairbank Mors	2,840	0	1977	Malo	Overhault, Radiador
COLT Pielstic	4,440	0	1981	Malo	Asentamiento Bases
COLT Pielstic(9)	4,440	3,300	1981	Bueno	Necesita Descarbonizar
Electromotive(10)	2,600	0	1983	Bueno	Turbo Dañado
Electromotive	2,600	0	1983	Malo	Daño Rotor Generador
Electromotive(11)	2,600	0	1984	Regular	Exesiva Vibraion
SUBTOTAL	**27,300**	**5,300**			
PLAYAS					
Mirless Blacst	602	0	1975	Malo	Overhault
Fairbank Mors(4)	1,200	0	1967	Regular	Daño Radiador
POSORJA					
Fairbank Mors(5)	2,840	2,000	1976	Bueno	Operativo
SUB-TOTAL	**4,642**	**2,000**			
TOTAL POTENCIA	**31,942**	**7,300**			

La Generación Térmica operada por EMEPE depende de la autorización del despacho de energía al MEM por el CENACE. Durante el año 2004 estas centrales operaron en atención a las condiciones técnicas de los grupos electrógenos.

La actividad principal de distribución combinada con la generación termoeléctrica, desplegadas durante el año 2004, permitieron a la Empresa satisfacer las demandas de energía de nuestros usuarios en coordinación con el Mercado Eléctrico Mayorista y el CENACE.

La actividad de generación, como Centro Funcional y de gastos tiene tres centrales térmicas ubicadas en la Península, específicamente en La Libertad, en Playas y en Posorja.

Con la demostración de este cuadro, solo el 23% de los 31.942 Kw. de capacidad instalada está operativa en los actuales momentos. El elevado costo de mantenimiento de estos grupos, no nos permitió con recursos propios efectuar el overhault que ponga en funcionamiento a todo el parque termoeléctrico, sin embargo, se efectuarán reparaciones que permitan operar los Grupos que no estén en condiciones de mayor riesgo.

Durante el año 2004 la Empresa generó 4'714.575 Kwh, esta energía fue entregada al MEM de acuerdo al despacho de carga del CENACE.

A partir del mes de Octubre del 2003, todas las generadoras del mercado ocasional facturan directamente a los distribuidores, en base a los despachos reportados por el CENACE, por consiguiente durante todo el año 2004, EMEPE facturó directamente a las Empresas Distribuidoras y grandes consumidores por monto de US$ 826,715.oo.

El resultado de la operación de Generación fue negativo, la pérdida fue de US$ 148.000.00.

SUBESTACIÓN

En la actualidad, EMEPE cuenta con 13 Subestaciones: 10 en la Península y 3 en la División Playas. En la Península está instalada la Subestación de 40/60 KVA y en Playas una Subestación de 20/30 KVA de propiedad del Sistema Nacional Interconectado.

La Potencia que se demandó del Sistema Nacional Interconectado en el año 2004, fue de 61,600 Kw..

La demanda máxima, mínima y factor de carga se resume en el siguiente cuadro:

CONCEPTOS	PENINSULA NO COINCIDENTE	PLAYAS NO COINCIDENTE	EMEPE COINCIDENTE
Demanda Máxima KW	47,142	14,497	61,639
Fecha	23-Feb-04	23-Feb-04	23-Feb-04
Demanda Media KW	21,445	5,907	27,554
Demanda Mínima KW	15,000	5,000	20,000
Factor de Carga	48.00%	47.26%	48.75%

La capacidad de las Subestaciones que operaron en el año 2004, está demostrada en el siguiente cuadro:

SUBESTACIONES	CAPACIDAD NOMINAL KVA	CARGA KVA	% DE UTILIZAC.
La Libertad	10,000	8,484	85
Salinas	10,000	8,473	85
Chipipe	5,000	2,809	56
Santa Rosa	5,000	4,600	92
Colonche	10,000	3,343	33
Capaes	5,000	4,192	84
Chanduy	7,500	4,345	58
San Vicente	10,000	6,827	68
Manglaralto	3,750	3,394	91
Carolina	3,750	2,353	63
Sub Total	**70,000**	**48,820**	**70**
Playas	10,000	5,567	56
Posorja	10,000	7,228	72
Cerecita	5,000	2,221	44
Sub Total	**25,000**	**15,016**	**60**
TOTAL	**95,000**	**63,836**	**67**

Con el funcionamiento de la Subestación Carolina de 3.75 MVA de 69/13.2 KV se mejoró la regulación de voltaje de la zona central de La Libertad y se descongestionó la Subestación Santa Rosa. En la subestación Manglaralto, sigue operando la oficina para la atención al público y de recaudaciones para facilitar el cobro a las poblaciones del norte del cantón Santa Elena.

Es importante hacer hincapié que los recursos en materiales y equipos de los proyectos de Substrasmision y Subestaciones de la FASE B2, concedidos a través del crédito Japonés en proceso de liquidación por parte de TRANSELECTRIC S.A. y el Ministerio de Economía y Finanzas, permitieron cumplir las proyecciones y el mejoramiento de todas las zonas beneficiadas con lo influencia de este programa.

30 JUN 2005

SUBTRANSMISIÓN.

Durante el año se concluyó el programa de substransmision a 69KV de la FASE-B2. Se mejoró la S/E de Posorja para dar mejor servicio al gran consumidor NIRSA, que solo paga peaje por el uso de nuestras líneas a 69 KV.

DISTRIBUCIÓN

Durante el año 2004, se efectuaron importantes obras en el sector urbano, marginal y rural las mismas que fueron realizadas con financiamiento del FERUM, MUNICIPIOS y

con Recursos Propios de EMEPE. Estas obras realizadas con diferentes Órdenes de Trabajo, el sistema de distribución se incrementó en la siguiente forma:

CONCEPTO	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
Lineas de Subtransmisión a 69 KV.			
Líneas de Distribución a 13.8 KV.	27.96	6.00	33.96
Redes de Alta Tensión (Km.)	21.99	4.64	26.63
Redes de Baja Tensión (Km.)	98.29	25.34	123.63
Transformadores Distrib. (Unidades)	152.00	62.00	214.00
Transformadores Distrib. (KVA)	4,455.00	1,282.50	5,737.50
Alumbrado Público (Unidades)	1,532.00	275.00	1,807.00
Alumbrado Público (KW)	263.99	52.99	316.98

Luego de este incremento en obras, el actual Sistema Eléctrico de EMEPE al 31 de Diciembre del 2004, queda demostrado en el siguiente cuadro:

DESCRIPCION	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
Lineas de Subtransmisión a 69 KV.	100.00	71.00	171.00
Líneas de Distribución a 13.8 KV.	734.00	546.00	1,280.00
Redes de Alta Tensión (Km.)	422.00	158.00	580.00
Redes de Baja Tensión (Km.)	894.00	211.00	1,105.00
Transformadores Distrib. (Unid.)	4,099.00	1,209.00	5,308.00
Transformadores Distrib. (KVA)	104,687.00	21,390.00	126,077.00
Alumbrado Público (Unid.)	19,166.00	3,663.00	22,829.00
Alumbrado Público (KW)	3,527.00	607.00	4,134.00

A continuación se detallan las principales líneas de distribución a 7.62/13.8 kv construidas:

DESDE	HASTA	KMTS	CONDUCT.
Engunga	Via a San Rafael	2.8	2
Clementina	El Salado	3.3	2
Canal de Riego	Puente Consuelo	15.5	4/0
S/E Salinas	Pueblo Nuevo	1.2	4/0
Limoncito	La Frutilla	3.4	2
Playas	El Morro	6.2	4/0
Mar Bravo	S/E San Vicente	1.7	4/0
TOTAL		**34.1**	

30 JUN 2005

En esta actividad de distribución de energía, la Empresa tuvo que efectuar mantenimientos preventivos, correctivos y construcción nuevas líneas y redes para satisfacer los requerimientos de nuestros usuarios.

ORDENES DE TRABAJO

Se ejecutaron 998 órdenes de trabajo financiadas por: usuarios de la Empresa, los Municipios, FERUM y con fondos propios de la Empresa.

ESTADO	PENINSULA		PLAYAS		TOTAL	
	Cantidad	Costo	Cantidad	Costo	Cantidad	Costo
Pendiente	14	8,569.79	9	9,132.29	23	17,702.08
En ejecucion	76	151,722.94	38	47,367.68	114	199,090.62
Terminadas	10	7,139.99	-	-	10	7,139.99
Fiscalizado	-	-	-	-	-	-
Liquidacion	707	778,983.67	144	178,099.19	851	957,082.86
TOTAL	**807**	**946,416.39**	**191**	**234,599.16**	**998**	**1,181,015.55**

SERVICIO A CONSUMIDORES

Durante este año se instalaron 4,483 nuevos clientes. El catastro total de Emepe se tienen 79,289 usuarios facturados al 31 de Diciembre del 2004, adicionalmente a la misma fecha se reportaron 5.668 usuarios retirados, 26.080 servicios cortados.

CLIENTES NUEVOS POR TARIFA	
TARIFA	ACUMULADOS 2004
R	3,539
RT	465
C	448
CD	15
EO	1
IDD	10
BA	4
BP	1
TOTAL	**4,483**

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Ingresaron 252 transformadores para ser revisados en los talleres de la Empresa: 219 en la Península, y 33 en Playas.

kVA	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
3.0	-	-	-
5.0	18	4	**22**
7.5	4	1	**5**
10.0	42	10	**52**
15.0	64	6	**70**
25.0	55	6	**61**
37.5	20	5	**25**
50.0	16	1	**17**
75.0	-	-	-
TOTAL	**219**	**33**	**252**

MANTENIMIENTO ALUMBRADO PÚBLICO

Se efectuó mantenimiento a 9,111 luminarias, 6,586 en la Península, y 2,525 en Playas.

En los talleres se repararon 3,584 luminarias: 3,232 en la Península, y 352 en Playas.

DESCRIPCION	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
MANTENIMIENTO	-	778	778
REPARACION	3,232	352	3,584
CAMBIO DE FOCOS	1,623	682	2,305
CAMBIO DE FOTOCELULA	1,731	713	2,444
TOTAL	**6,586**	**2,525**	**9,111**

ATENCIÓN DE RECLAMOS POR FALLAS EN EL SERVICIO.

Durante este año se atendieron 21.744 reclamos: 16.816 en la Península, y 4.928 en Playas, según se muestra en el cuadro siguiente. El incremento permanente de quejas y su respectiva atención preocupa por el desplazamiento de personal y equipo para atender esta cantidad de reclamos que dividido para 365 días laborables se atiende en promedio 60 reclamos diarios, en el futuro, estos reclamos deben reducirse a su mínima expresión, determinando confiabilidad y preocupación por parte del sistema del área de distribución de la realización de mantenimientos preventivos.

A continuación presentamos un detalle de los reclamos referidos a las partes del sistema eléctrico:

DESCRIPCION	PENINSULA		PLAYAS		TOTAL	
	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%	CANTIDAD	%
Subtransmision	14	0.08	2	0.04	16	0.07
Primario	3,670	21.82	1,590	32.26	5,260	24.19
Equipos	384	2.28	36	0.73	420	1.93
Transformadores	1,091	6.49	368	7.47	1,459	6.71
Baja Tensión	2,630	15.64	380	7.71	3,010	13.84
Luminarias	4,296	25.55	498	10.11	4,794	22.05
Acometidas baja tensión	3,680	21.88	1,055	21.41	4,735	21.78
Medidores	880	5.23	389	7.89	1,269	5.84
Otros	171	1.02	610	12.38	781	3.59
TOTAL	**16,816**	**100.00**	**4,928**	**100.00**	**21,744**	**100.00**

EJECUCIÓN DEL PROGRAMA FERUM 2004

Para el año 2004 se aprobaron inicialmente 8 proyectos por el CONELEC, y 1 proyecto adicional a fines de año, por lo que completa 9 proyectos por un monto a invertirse de US$ 220,312, al cierre del ejercicio, estos proyectos estaban ejecutados en un 65%. Los recursos recibidos para la ejecución de estos proyectos inicialmente para los 8 proyectos cuyo valor de US$ 177,200 solo se recibió US$ 81,409 equivalentes al 46% del monto total. Es importante poner a vuestro conocimiento que los proyectos aprobados por el CONELEC para FERUM 2003 y presentada su liquidación el 31 de abril del 2004, la fiscalización del CONELEC acogiendo informes de Auditoria Interna tanto de la Empresa como de el Fondo de Solidaridad, han informado que de sus inspecciones se han detectado incumplimientos a las normas reglamentarias, que deben ser corregidas por la empresa.

VI ASPECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS

ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y PATRIMONIO

Lo más importante de la estructura financiera de EMEPE está representada por el actual Capital Social suscrito y pagado que es de US$ 32'338.933, cuyo significativo aumento con relación al que figuró en el año 2002 que fue de US 227'298.60, experimentó un incremento de 14.227%. Con esta nueva estructura en la que se capitalizaron reservas y donaciones existentes al 31 de Dic del 2003, en diciembre del 2004 se efectuó el último Capital equivalente a 3'773,099 con lo que se elevo el Capital Social en un 13% sobre el Capital registrado al 31 de diciembre del 2003.

NUEVO CAPITAL SOCIAL SUSCRITO Y PAGADO

Fondo de Solidaridad	25,770,316	acciones	25,770,316.00	79.67
I. Municipio de Salinas	1,625,098	acciones	1,625,098.00	4.88
H.Consej. Prov. Guayas	3,538,190	acciones	3,538,190.00	12.20
I. Municipio Santa Elena	1,405,329	acciones	1,405,329.00	3.25
TOTAL CAPITAL ACTUAL	**32,338,933**		**32,338,933.00**	**100.00**

El valor de las Acciones Ordinarias y Nominativas es de Un Dólar cada una. Se concluyo la revaporización de los activos fijos con corte al 30 de septiembre del 2004, elabora por la consultora LEVIN S.A., el resultado de esta revalorización determino un superávit de US$ 15'857,209.23 que deberá ser incorporado a la contabilidad de

EMEPE previo conocimiento de Directorio y aprobación de la Junta General de Accionista, en términos generales, la valuación de los activos de la empresa nos lleva a insertar en los estados financiero los siguientes valores:

a) Valor a nuevo de	US$	28'720,387.91
b) Depreciación acumulada	US$	12'863,178.31
c) Valor superávit	US$	15'857,209.23

Esta información para conocimiento en detalle existe un expediente de 6 tomos de aproximadamente 1730 paginas, donde se detalla la metodología y todo el procedimiento aplicado para la determinación del valor a nuevo de los activos fijos operativos de EMEPE.

RESULTADOS

El resultado contenido en el Estado de Pérdidas y Ganancias, por el ejercicio terminado al 31 de Diciembre del 2004, muestran los siguientes valores:

ESTADO PERDIDAS Y GANANCIAS AÑO 2004				
CONCEPTO	**LIQUIDACION PRESUP. 2004**	**CONTABILIDAD EST.FINANC. 2004**	**%**	**AUMENTO O DISMINUCION**
INGRESOS				
Operación	20,632,865	20,416,014	95.99	216,851
No Operación	783,252	853,179	4.01	-69,927
TOTAL INGRESOS	**21,416,117**	**21,269,192**	**100.00**	**146,925**
EGRESOS				
Operación	6,880,794	6,414,528	20.15	-466,266
Depreciación	3,225,503	2,978,155	9.35	-247,348
Compra de Energía MEM	22,267,439	22,267,439	69.94	-
Ajenos a la Operación	90,573	176,436	0.55	85,863
TOTAL EGRESOS	**32,464,309**	**31,836,558**	**100.00**	**-627,751**
RESULTADO DEL EJERCICIO PERDIDA	**-11,048,192**	**-10,567,365**		**-480,827**

Del análisis comparativo de los resultados entre la Liquidación Presupuestaria y las cifras de Contabilidad contenida en los estados financieros, por el periodo terminado al 31 de Diciembre del 2004, muestra una variación de US$ 480.827, producto del neto los ajustes realizados entre los ingresos y egresos, así, contablemente en los gastos de operación por la disminución de la mano de obra capitalizada por ordenes de trabajo con participación de la empresa, y adicionalmente por las reservas o provisiones para incobrables y obligaciones patronales, y, la cuenta depreciación por la disminución de activos operativos que han cumplido su vida útil contable.

Los ingresos, estuvieron acorde y justificados mediante la aplicación de los pliegos tarifarios en los diferentes rangos debidamente autorizados por el CONELEC y por la venta de energía térmica al MEM desglosados en la siguiente forma:

INGRESOS POR	VALOR	%
Venta de Energía a Clientes	19,439,742.16	91.40
Energía de Reserva Termica-al MEM	730,084.16	3.43
Ingresos no venta de Energía	246,187.61	1.16
Ajenos a la Operación	853,178.56	4.01
TOTAL INGRESOS	**21,269,192.49**	**100.00**

Los gastos de operación clasificados por centros funcionales devengaron los siguientes valores:

EGRESOS POR	VALOR	%
Generación	225,972	0.71
Subtransmisión	657,440	2.07
Distribución	1,019,962	3.20
Servicio a Clientes	129,920	0.41
Comercialización	1,617,165	5.08
Administración General	2,227,677	7.00
SUMA	**5,878,135**	**18.46**
Compra Energía al MEM	22,267,439	69.94
Combust. y Lubric. p' Generac.	536,393	1.68
Depreciación	2,978,155	9.35
SUB-TOTAL	**31,660,123**	**99.45**
Gtos Ajenos a la Operac.	176,436	0.55
TOTAL EGRESOS	**31,836,558**	**100.00**

Los gastos generales clasificados por centros funcionales están constituidos por los rubros de mano de obra, materiales y gastos generales, los mismos que, para efecto de establecer el costo de la energía vendida más expresiva, lo detallamos en el siguiente cuadro:

DETALLE DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN CLASIFICADOS POR ELEMENTOS DEL COSTO		
ELEMENTOS DEL COSTO	**TOTALES**	**%**
Mano de Obra	2,635,572	8.28
Materiales	1,443,927	4.54
Gastos Generales	2,335,029	7.33
Compra de Energía	22,267,439	69.94
Depreciación	2,978,155	9.35
Gastos Ajenos a la Operación	176,436	0.55
TOTALES	**31,836,558**	**100.00**

De este análisis se puede apreciar que la compra de energía y la depreciación representan el 79.29% del costo total, el costo de la mano de obra es solo el 8.28%, los materiales el 4.54% y los gastos generales el 7.33% y ajenos a la operación de 0.55%, que totalizan el 20.71%

DETERMINACIÓN DEL PRECIO MEDIO DE VENTA

Los 79.289 clientes registrados al 31 de Diciembre del 2004, como servicios activos, consumieron un total de energía de 282'333.700 KWH, que relacionados con las tarifas aplicadas en los diferentes rangos se les ha facturado 193'314.271 KWH, que determinaron un ingreso total de US$ 19'439,742.

Para efectos de determinar el precio medio de venta, tenemos el siguiente cuadro:

VENTA DIRECTA A CLIENTES	VALORES
Ingresos por Venta a Clientes	19,439,742
Energía Facturada en KWH	193,314,271
PRECIO MEDIO DE VENTA POR KWH	**0.1006**

Si comparamos el precio medio de venta facturado a nuestros clientes, que es de US$ 0.1006 cada Kwh., con el promedio presupuestado que fue de US$ 0.0965 cada Kwh., se obtuvo un incremento de US$ 0.0041.

Si estos precios promedios resultantes en el año 2004 los comparamos con el año inmediato anterior, obtenemos la siguiente relación:

DESCRIPCION	C/KWH
PRECIO MEDIO DE VENTA A 2003	0.1057
PRECIO MEDIO DE VENTA A 2004	0.1006
DIFERENCIAL US$	**0.0051**

30 JUN 2005

De este análisis se deduce que las tarifas durante el año 2004 tuvieron una variación promedio del -4.82%, equivalente a US$ 0.0051.

Las pérdidas negras totales a Diciembre del 2004, están determinada mediante el siguiente análisis:

DETALLE	KWH	%
Energía Total Comprada al MEM	282,333,700	100.00
Energía Total Facturada al Cliente	193,314,271	68.47
PERDIDA TOTAL	**89,019,429**	**31.53**

DETERMINACIÓN DEL COSTO DE VENTA:

El costo total de la energía puesta a disposición de nuestros clientes y detallado en los cuadros anteriores, está representado por las siguientes cifras, clasificadas por las dos actividades ejecutadas durante el año 2004, información revelada en los estados financieros con corte al 31 de Diciembre del año 2004:

DETALLE	TOTAL	DISTRIBUIDORA	GENERADORA
Gastos de Operación	28,681,967.27	27,919,602.43	762,364.84
Gastos de Depreciación de Bienes	2,978,155.38	2,944,958.13	33,197.25
Gastos Ajenos a la Operación	86,806.70	86,806.70	-
Ajustes a períodos anteriores	89,629.03	89,629.03	-
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	**31,836,558.38**	**31,040,996.29**	**795,562.09**
Total Energía Facturada en KWH		193,314,271	4,714,575
COSTO UNITARIO DEL KWH		**0.1606**	**0.1687**

Del análisis de los ingresos y egresos de operación, determinados en el estado de resultados por cada KWH, es el siguiente:

Precio Promedio de Venta KWH Distrib.	0.1006
Costo de Venta Servicio KWH Distrib.	0.1606
Déficit por cada KWH	**0.0600**

Este déficit del US$ 0.0600 por cada KWH, está justificado por el congelamiento de los ajustes tarifarios y por el incremento del precio de la energía y potencia facturados por los generadores.

OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

El Pasivo Total de la Empresa al 31 de Diciembre del 2004, es de US$ 41'908.591,908, que se descomponen en los siguientes rubros, en dólares:

PASIVOS EN US$		
CONCEPTO	**VALOR**	**%**
1. Pasivo a Corto Plazo - Corriente	30,213,085.65	72.09
2. Pasivo a Largo Plazo	8,013,895.11	19.12
3. Pasivos Diferidos	3,681,611.14	8.78
TOTAL PASIVOS	**41,908,591.90**	**100.00**

Los Pasivos Corrientes de Corto Plazo, están representado por las cuentas de Proveedores, Retenciones a favor de Terceros y la mayor cifra en este rubro, es la Deuda por compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista, cuyo monto de facturas a pagar es de: SPOT US$ 12'917,233.79 representada por el CENACE, y partir de Octubre del 2003 las Empresas Generadoras facturaron directamente a las Distribuidoras. Los contratos a plazo suman US$ 13'196,024.08, que totalizan US$ 26'113,257.87, y representa el 86% de la deuda de los Pasivos Corrientes.

Es importante informar que hasta la presente fecha el Decreto Ejecutivo No. 2403 para compensar las perdidas por el déficit tarifario hasta el año 2001, no ha sido liquidado, por información extraoficial a Emepe le corresponde aproximadamente US$ 6'600,000 que deberán ser deducidos de la deuda del CENACE o mercado ocasional.

Los Pasivos a Largo Plazo, cuyo total es US$ 8'013,895.11, están representado básicamente por tres cuentas: a) Las Reservas para Jubilación Patronal e Indemnizaciones cuyo valor es de US$ 2'859,413.75; b) Otras Obligaciones a Largo Plazo con un valor de US$ 3'730,311.44, y c) Los depósitos de abonados, con un valor de US$ 1'424,169.91. Las obligaciones a largo plazo incluye el crédito japonés en proceso de liquidación por la participación de EMEPE en el programa de Subtransmisión de la FASE B2, a un plazo de 30 años con 10 años de gracia, cuya aplicación para la amortización efectiva del crédito se iniciara una vez perfeccionado los convenios de pago entre EMEPE y el Ministerio de Economía y Finanzas.

Los Pasivos Diferidos, deberán ser liquidados en los periodos siguientes, que corresponden básicamente a los Anticipos Recibidos para Construcciones, retención a favor de terceros.

La Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., hasta la presente fecha no ha contratado préstamos internos o externos en forma directa, sin embargo, somos partícipes de los programas de expansión contenidos en el Plan Maestro de

Electrificación, y deben suscribirse convenios de pago con el Ministerio de Economía y Finanzas, en proceso de legalización.

Los pasivos totales comparados con el año inmediato anterior tuvieron el siguiente comportamiento:

DETALLE	VALOR
Pasivos Totales al 31 Dic/2004	41,908,591.90
Pasivos Totales al 31 Dic/2003	30,904,439.62
Variaciones	**-11,004,152.28**
Porcentaje de Incremento	**-35.61**

El incremento de US$ 11.004.152, en los Pasivos Totales está determinado básicamente por el incremento de la deuda por planillas de Compra de Energía al Mercado Eléctrico Mayorista.

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN – VAD

Como es de vuestro conocimiento, los recursos que dispone EMEPE C.A. para satisfacer sus gastos corrientes y obligaciones, están concentrados en el VAD. El Fideicomiso vigente con las reformas introducidas en el mes de diciembre del 2004, es el que administra las recaudaciones totales de la empresa. Al término de cada mes, de acuerdo a las prelaciones de pago establecidas en este documento, el Fideicomiso distribuye la recaudación mensual en la siguiente forma:

a) Tasas e impuesto de terceros
b) Pago a los generadores
c) Entrega del VAD a EMEPE

Durante el año 2004, EMEPE, estaba en la tercera prelación, y con las reformas introducidas en el mes de diciembre paso a ser la prelación 1, con la modalidad de recibir anticipos semanales y la liquidación mensual en la primera semana del mes siguiente, conjuntamente con las tasas e impuestos para ser entregados a terceros.

Demostramos los valores recibidos por concepto de VAD durante el año 2004,con lo que EMEPE ha cumplido sus obligaciones detallados en el flujo de caja.

30 JUN 2005

DEMOSTRACION DE RECAUDACIONES FIDEICOMISO AÑO 2004													
	Ene-04	Feb-04	Mar-04	Abr-04	May-04	Jun-04	Jul-04	Ago-04	Sep-04	Oct-04	Nov-04	Dic-04	Total
Recaudacion													
Energia	1,131,281	1,048,692	1,352,852	1,467,475	1,386,886	1,109,005	1,061,293	911,911	985,720	1,033,297	892,407	1,061,355	13,442,174
Tasas e impuestos	454,730	410,559	526,323	517,122	503,558	438,527	454,273	345,470	395,839	417,738	360,781	427,279	5,252,199
Otros ingresos	17,128	9,468	22,758	13,894	8,219	8,733	12,219	12,488	6,460	7,471	11,635	23,276	153,750
Total	1,603,139	1,468,719	1,901,933	1,998,491	1,898,663	1,556,265	1,527,785	1,269,869	1,388,019	1,458,506	1,264,823	1,511,910	18,848,123
Prelaciones de pago													
* Participacion de VAD Energia	226,056	127,898	300,400	496,487	592,210	387,754	366,487	251,095	285,073	344,994	178,449	590,373	4,147,276
Tasas e impuestos	320,642	289,214	366,728	368,996	362,412	313,755	330,810	244,402	285,839	298,249	261,693	199,691	3,642,433
Retencion tasa A. Pu.	134,088	121,345	159,594	-	-	-	-	-	-	-	-	-	415,027
Otros ingresos	17,128	9,467	22,759	13,893	8,218	8,733	12,219	12,487	6,460	7,471	11,635	23,276	153,746
Subtotal	697,914	547,924	849,481	879,376	962,840	710,242	709,516	507,984	587,372	650,714	451,777	803,340	8,358,482
Generadores	905,183	920,775	1,052,531	1,119,033	935,637	843,453	818,683	761,485	800,228	806,878	812,595	707,516	10,483,997
Gastos/Ingresos Fiducias (neto)	42	20	-79	80	186	2,570	-414	400	419	914	451	1,055	5,644
Total Prelaciones	1,603,139	1,468,719	1,901,933	1,998,491	1,898,663	1,556,265	1,527,785	1,269,869	1,388,019	1,458,506	1,264,823	1,511,911	18,848,641
Tasas e Impuestos													
Tasas A. Pu.	320,642	289,214	366,728	368,996	362,412	313,755	330,810	244,402	285,839	298,249	261,693	199,691	3,642,433
* VAD Planilla A. Pu.	108,386	98,085	129,003	119,732	124,167	109,763	108,611	88,908	96,767	105,115	87,168	227,588	1,403,293
Neto a Terceros	212,256	191,129	237,725	249,266	238,245	203,992	222,199	155,494	189,072	193,134	174,525	-27,897	2,238,140
* TOTAL VAD EMEPE	334,442	225,983	429,483	616,219	716,377	497,517	475,098	340,803	391,940	450,108	265,617	807,961	5,550,589

INDICADORES DE GESTIÓN.

La identificación de apropiados indicadores de desempeño, es una etapa crítica dentro del proceso de evaluación de la gestión. Estos indicadores que aplicamos, demuestran, si los objetivos globales y particulares de EMEPE propuestos se han cumplido. Bajo este contexto y dentro de una práctica generalmente utilizada, se pueden identificar tres tipos de indicadores básicos: Financieros, Comerciales y de Gestión Técnica relacionada con la calidad del servicio, además otros relacionados con la actividad operacional y de expansión.

Los indicadores de Gestión Financiera, demuestran la vulnerabilidad de la estructura financiera de EMEPE, el rendimiento de sus activos en servicio y la capacidad de endeudamiento, por ejemplo

SOLVENCIA

Este índice, posibilita medir la capacidad de pago que tiene EMEPE, con sus deudas en el año.

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
ACTIVO CORRIENTE	19,718,814.23	0.65
PASIVO CORRIENTE	30,213,085.65	

Este índice, muestra que la EMEPE tiene US$ 0.65 para satisfacer US$ 1 de deuda, su conclusión es categórica, hay un déficit de US$ 0.35 para satisfacer obligaciones.

LIQUIDEZ

Mediante este índice se mide la solvencia de la empresa de una manera rigurosa; es decir, al activo corriente se disminuye el inventario, el mismo que se demuestra a continuación.

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
ACTIVO CORRIENTE	19,718,814.23	0.53
(-) INVENTARIOS /	3,564,040.08	
PASIVO CORRIENTE	30,213,085.65	

Por 1 dólar de obligaciones a corto plazo, la empresa solo dispone de US$ 0.53 disponibles para cubrir sus deudas inmediatas. A futuro dependerá de las posibilidades de conversión en efectivo de los inventarios, que en el caso nuestro, es difícil, porque son insumos de operación y mantenimiento.

LIQUIDEZ INMEDIATA O PRUEBA ACIDA

Este indicador financiero es mucho más riguroso que los índices anteriores, ya que muestra como la Empresa respondería "al instante" con sus disponibilidades, el cual se demuestra a continuación.

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
DISPONIBILIDADES /	804,211.38	0.03
PASIVO CORRIENTE	30,213,085.65	

Nos indica que por 1 dólar de obligaciones a corto plazo, la Empresa tendría US$ 0,03 para cubrir la deuda.

En estas disponibilidades, están incluidos los valores de Fideicomiso BG por un monte de US$ 474,578 que no son de disponibilidad de EMEPE, están incluidos en este rubro, pero corresponden a saldos que el Fideicomiso deberá entregar a los generadores, deducido este valor, el indice es mas preocupante, se concluiría que EMEPE no tiene liquidez.

ENDEUDAMIENTO

Este indicador financiero nos informa de cuantas veces el patrimonio está comprometido con el pasivo total, demostrado de la siguiente forma:

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
PASIVO TOTAL /	41,908,591.90	412.67%
PATRIMONIO NETO	10,155,514.45	

Este índice muestra que la propiedad total de los Accionistas contenida en el Patrimonio Neto, se ha deteriorado considerablemente por las pérdidas acumuladas que llegan a US$ 24'051,006.77, que incluyen los periodo del 2002, 2003 y 2004, que está afectando significativamente al Capital Social en el 74%, colocándolo en riesgo técnico de disolución. Este indicador muestra que los Pasivos tiene un alto efecto en el Patrimonio de los Accionistas, especialmente por la deuda que se mantiene con los generadores, proveedores de la energía y por la deuda contraída por el financiamiento del crédito japonés de la Fase-B2. La relación del pasivo total con el patrimonio deteriorado, tiene un alto índice de dependencia 412.67%, afectando significativamente el análisis financiero para proyectos de inversión.

Se ha concluido la revalorización de los activos fijos con un resultado que debe ser incorporado a los Estados Financieros, una vez aprobado por la Junta General de Accionistas, con un superávit de US$ 15'857,209, con lo que mejorará considerablemente el patrimonio de los accionistas, específicamente por la absorción de las perdidas acumuladas.

CAPITAL DE TRABAJO NETO

Este indicador nos permite conocer la capacidad financiera de la Empresa para continuar con las operaciones normales, y está dado por la siguiente relación:

DESCRIPCION	VALORES	RELACION
ACTIVO CORRIENTE -	19,718,814.23	-10,494,271
PASIVO CORRIENTE	30,213,085.65	

El resultado de este indicador nos da a conocer que la Empresa tiene una relación negativa por lo tanto no dispone de Capital de Trabajo, lo que corrobora lo manifestado en el índice de solvencia.

PERIODO MEDIO DE COBRO

Este indicador financiero expresa el número de días promedio para recuperar las cuentas por cobrar y se obtiene de la siguiente forma.

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
VENTAS A CREDITO TOTALES/	26,560,928.19	167 dias
PROM. CTAS POR COBRAR = /360 DIAS	12,317,420.48	

El índice de 167 días corresponde a la rotación que tienen las cuentas por cobrar de abonados. El promedio de la cuenta por cobrar esta dado por al saldo inicial mas el saldo final, obteniendo en promedio de US$ 12'317,420.48, que dividido para el total de las ventas facturadas a crédito, el índice de rotación es 2.15%, que relacionado con los 360 días del año nos da una recuperación a los 167 días, equivalente a 4 meses y medios. Este índice es elocuente y corrobora la falta de liquidez por el prolongado periodo de recuperación de cartera.

Los índices de Rentabilidad no son posibles calcularlos por los resultados negativos obtenidos en los últimos periodos y no muestran la verdadera situación de la Empresa.

VII INVERSIONES

El Plan de Inversiones programado para el ejercicio económico de 2004, se concreta básicamente en los siguientes montos, etapas funcionales y financiamiento detallado en el siguiente cuadro:

PLAN DE INVERSIONES AÑO 2004					
ETAPAS FUNCIONALES	**VALORES**	**%**	**FUENTES DE FINANCIAM.**	**VALORES**	**%**
Generación	-	-	EMEPE	3,197,853	70.14
Subtransmisión	466,947	10.24	FERUM	893,492	19.60
Subestaciones	187,349	4.11	MUNICIPIO	243,890	5.35
Distribución	1,751,773	38.43	USUARIOS	223,690	4.91
Servicio a Clientes	519,527	11.40	OTROS	-	-
Inversiones General.	1,633,329	35.83	FASE B2	-	-
TOTALES	**4,558,925**	**100.00**	**TOTALES**	**4,558,925**	**100.00**

Como se puede apreciar en el cuadro, la principal fuente de financiamiento para la ejecución del Plan de Inversiones, es EMEPE con el 70.14%, que incluye los saldos de los créditos en materiales para la conclusión de las Subestaciones y las líneas de Subtransmisión de la fase B-2. Otras de las principales fuentes son: FERUM con el 19.60%, que involucra la liquidación de los proyectos del año 2003 y la ejecución de los proyectos del 2004. Los usuarios financiaron el 4.91%, y los MUNICIPIOS por los excedentes de las tasas de los alumbrados públicos aportaban el 5.35% del total del Plan de Inversiones.

Las inversiones están dirigidas básicamente a tres rubros importantes como son: Distribución con el 38.43%, Subestaciones y Subtransmisión con el 14.35%, y Servicios a Clientes con el 11.40% y las inversiones generales 35.83%, del total del Plan de Inversiones.

En el siguiente cuadro demostramos el avance y cumplimiento de estos programas:

ETAPAS FUNCIONALES	MONTO PRESUPUEST.	MONTO COMPROM.	%	INFORMACION TECNICA	%
Generación	-	-	-	-	-
Subtransmisión	466,947	25,067	5.37	23,620	5.06
Subestaciones	187,349	77,685	41.47	130,257	69.53
Líneas	249,444	16,241	6.51	221,564	88.82
Redes y A.P.	1,352,329	1,016,745	75.18	1,116,708	82.58
Transformador	150,000	56,123	37.42	45,717	30.48
Servicios a Clientes	519,527	439,751	84.64	438,397	84.38
Inversiones Generales	1,633,329	173,816	10.64	166,609	10.20
TOTALES	**4,558,925**	**1,805,428**	**39.60**	**2,142,872**	**47.00**

De las cifras expuestas se concluye que el Presupuesto de Inversiones del año 2004, fue ejecutado físicamente el 47%, por la falta de recursos.

VIII. ASPECTOS GENERALES Y CONTINGENCIAS

COBERTURA Y PROTECCIÓN DE ACTIVOS FIJOS EN OPERACIÓN

Al 31 de Diciembre del 2004, mi representada tiene vigente una Póliza de Seguros Generales con la firma COLONIAL S.A. y reasegurada por Compañías Extranjeras. La Póliza de Seguros Generales cubre todo riesgo por incendio, pérdida de maquinaria,

vehículos, equipos industriales, fidelidad, robo y asalto. Incluye también, el ramo de responsabilidad civil y daños a terceros, para cumplir con disposiciones del CONELEC. Los montos asegurados en los diferentes ramos cubren hasta US$ 75'000.000. Ésta Póliza está vigente hasta el 31 de Diciembre del 2004, prorrogada su vigencia hasta el 31de marzo del 2005. Los trabajadores estables están protegidos por muerte accidental, natural y desmembración hasta la cantidad de US$ 8.000, a través de una Póliza de Seguros de Vida Colectiva con la firma Seguros Bolívar.

CUMPLIMIENTO DE DISPOSICIONES GENERALES

EMEPE, durante el año 2004, ha dado cumplimiento a los requerimientos establecidos en Leyes y Reglamentos de las Instituciones de Control, específicamente ha cumplido con su responsabilidad patronal con el IESS, Fondo de Solidaridad en la entrega oportuna de la facturación, recaudación y pago de las recaudaciones del impuesto para electrificación rural y urbano marginal – FERUM, al CENACE con el pago de las contribuciones anuales, al SRI, con el pago puntual de las Obligaciones Tributarias. Con la Reguladora CONELEC, se ha pagado la contribución anual, está en proceso y análisis el grado de cumplimiento de las disposiciones contenidas en el Contrato de Concesión. Habiéndose recibido prórroga, para su atención.

Se ha renovado la Póliza de cumplimiento de obligación del Contrato de Concesión y está vigente hasta Octubre del 2005. El certificado de cumplimiento de obligaciones emitido por la superintendencia de compañías, esta vigente hasta el 31 de abril del 2005.

La disposición establecida en la Resolución No. 04.Q.IJ.001 de la Superintendencia de Compañías, contenido en el Registro Oficial No.289 del 10 de Marzo del 2004, haciendo hincapié al Art. 332 de la Ley de Propiedad Intelectual, en el caso de EMEPE, aplica al uso de Software, que son parte de los equipos comprados en el mercado local, con sus respectivas licencias de operación. Hasta la presente fecha las aplicaciones de los diferentes usuarios internos, han sido desarrolladas por la propia Empresa. El nuevo sistema operativo, que se contratara, deberá cumplir con todas las disposiciones legales vigentes sobre ley de Propiedad Intelectual.

El Sistema Integrado de Información Gerencial en proceso de aplicación, contempla el cumplimiento de estas disposiciones.

CUMPLIMIENTO DE METAS Y OBJETIVOS

Las metas y objetivos propuestas para el año 2004, se cumplieron en atención a los planes operativos propuestos. La energía comprada a los generadores fue de 282 millones de Kwh. Año, esta se cumplió sin mayor variación a su proyección, sin embargo el precio de la compra superó el 8.45% de incremento, equivalente a US$ 1'735,000 mas que lo proyectado. El valor total de la compra fue de US$ 22'267,439.

La Generación Térmica de las centrales solo se cubrió en el 56% de lo programado, por así haberlo autorizado el CENACE, por el alto costo de esta generación, el aporte de esta actividad fue negativo.

La venta de energía térmica al MEM se cubrió en el 44% de su proyección en Kwh. Año y los ingresos por este concepto se cumplieron solo en el 61.5%. La tarifa promedio del año fue de 17,5 centavos de dólar y el costo del servicio en promedió fue de 21 centavos de dólar. La pérdida de esta actividad fue de US$ 148,000.

La venta de energía a nuestros consumidores finales tuvo un decremento del 8% con relación a las proyecciones en kwh, y en valor una disminución del 4%.

La cuenta por cobrar se incrementó en el 26%, de 10'904,000 a 13'730,000 a diciembre del 2004. Los pasivos totales experimentaron un incremento del 33%, básicamente por la cuenta por pagar a las Generadoras.

La pérdida del ejercicio fue de US$ 10,567,365 que acumuladas a la de los años anteriores suman US$ 24´051,000, representando el 74% del Capital Social suscrito y pagado.

DISTRIBUCIÓN DE RESULTADOS

El resultado del 2004 fue una Pérdida, por esta razón la Administración no solicita Distribución de Resultado, en cumplimiento de las normas determinadas por la Ley a la Junta General de Accionistas.

PROYECCIÓN Y PLANES DE GESTIÓN PARA EL AÑO 2005

La Administración, puso a conocimiento del Directorio en Diciembre del 2004, el Plan Operativo de las Acciones Estratégicas a desarrollar en el año 2005. Estas acciones conllevan a restituir a la Organización su Imagen Corporativa, una innovación de sus procesos, implementación de un Sistema Integrado de Información Gerencial, dirigidos específicamente a reducir las Pérdidas de Energía y a la Recuperación de la Cartera por Cobrar y solución de tópicos laborales.

Para corregir la deficitaria situación de EMEPE en el que el mayor impacto en sus costos esta dado por la compra de energía, es imprescindible y necesario aplicar alianzas y políticas para compra de energía mas barata, de ser posible sobre el 90% del consumo del año. Estas acciones a desarrollarse reducirán los Costos de Operación y prestación del servicio.

ASPECTOS LEGALES Y CONTINGENCIAS

Me permito poner de manifiesto que al término del ejercicio 2004 la empresa mantiene a través de un seguimiento legal con asesoría externa eventos que son de transcendencia y que podrían tener un significativo impacto en la Empresa, por los montos de estas contingencias

1. **Tribunal Fiscal Distrital:** La Empresa mantiene la impugnación mediante la demanda al Director General de Rentas por actas de determinación de impuesto correspondientes a los año 1998 – 1999 – 2000 – Agosto 2001, por un monto de aproximadamente US$ 660,000. Los montos mas significativos de estas actas corresponden al no pago del impuesto al patrimonio en épocas de guerra y el supuesto pago de Impuesto a la Renta como anticipo cuando los resultados anteriores y posteriores a estos ejercicios han sido de perdidas consecutivas.

2. **Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social – IESS:** De este el año 1998 a través de fiscalización realizada a los roles de pago de la Empresa determinaron una glosa a pedido de los trabajadores de supuestos aportes patronales no atendidos por EMEPE, la glosa aproximadamente es de US$ 330,000, determinados sobre beneficios de orden social que se supone debieron ser considerados como base imponible para dichos aportes.

3. **Demanda Juicio Ordinario:** Responsabilidad Civil por trágico accidente en el que falleció la ciudadana inglesa Charlote Miller al ser tocada por cables caídos de alta tensión, hecho suscitado el 30 de diciembre del 2000, la demanda así fue presentada en el juzgado del cantón Salinas en julio del año 2004 por un monto de US$ 1'800,000.

Estos eventos legales y de contingencia por sus montos exteriorizo la preocupación para tomar las acciones más estratégicas y permanente sentimiento en defensa de los intereses de mí representada.

IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

Concluido el ejercicio al 31 de Diciembre de 2004, me permito poner a su disposición los resultados de la gestión administrativa del Presidente Ejecutivo de EMEPE. Las cifras expuestas y los documentos de soporte, están a vuestra disposición, recalcando que los actos y acciones desarrolladas del 1 de enero al 31 de diciembre del 2004 corresponden a la anterior administración, puesto que como lo manifestara, mi nombramiento como mandatario, Representante Legal de la Empresa, fui honrado a partir del 1 de marzo del 2005, por lo tanto, todas las actividades son de absoluta responsabilidad de la anterior administración hasta el 28 de febrero del 2005.

Señores Directores y Accionistas, EMEPE es la Institución líder que garantiza el desarrollo peninsular, ha creado grandes expectativas en todo su entorno, mas aún, siendo este sector un polo de desarrollo que demanda y demandará a corto plazo gran cantidad de Energía Eléctrica, por lo tanto, es nuestra obligación anticiparnos y planificar en forma urgente un programa y estrategias para satisfacer la influencia de estos proyectos, así, el desarrollo agroindustrial, el auge comercial, la creación de infraestructura hotelera y turística, son una realidad a corto plazo que equilibrarán las deficiencias y faltas de industrias locales.

Para desarrollar los programas de expansión, es necesario dotar a la Empresa de elementos básicos en equipos y recursos humanos altamente calificados como también la disposición de recursos económicos e insistir a nuestro Accionista Mayoritario FONDO DE SOLIDARIDAD, la ratificación que el programa de la Fase B-2, cuyas asignaciones establecidas por el Ex INECEL, como Aportes para Futura

Capitalización, sean retomadas y aceptadas como tal, cuyo monto es de US$ 5'000,000 que deberán ser pagadas en los próximos 30 años. La liquidez de EMEPE no le permite asumir nuevas obligaciones, sin embargo, el programa de la Fase-B2 ha mejorado y facilitado la calidad y la confiabilidad del suministro de energía eléctrica a los sistemas de distribución de nuestra área de concesión.

Hemos iniciado el proceso de automatización para el control de las operaciones del Sistema de Subestaciones y principales Alimentadores de Distribución, que incluye la comunicación entre ellas y una conexión en red con todas las Agencias de Recaudación para disponer la información en tiempos reales.

Durante este año, todo el esfuerzo técnico y económico estuvo concentrado a la operación del Sistema de Distribución y Generación, con lo que la Empresa ha asegurado la continuidad del servicio. Para el siguiente ejercicio económico, se terminarán obras encaminadas a mejorar el Sistema de Subtransmisión a 69 KV., ya que experiencias obtenidas en años anteriores, hace que estas obras se realicen con carácter de prioritario.

La Gerencia de Planificación, tendrá la delicada y compleja responsabilidad que como su nombre lo indica se dedicará a planificar el mantenimiento preventivo y correctivo en coordinación con la Gerencia de Operaciones. El desarrollo futuro de la Empresa, esta ligada en la permanente coordinación de las áreas de apoyo que son las Gerencias Funcionales con la Presidencia Ejecutiva y con el gobierno de la empresa para poner en vigencia los planes estratégicos y operacionales conocidos por el Directorio y los aprobados por la Junta General de Accionistas.

La Administración, durante el año 2004, dio cumplimiento a las expresas disposiciones establecidas en la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, en su plan de ajustes, la escisión de la actividad de generación de la Empresa se efectuó en términos administrativos y depende su aplicación por parte de la Junta General de Accionistas. Esta actividad especializada de Generación se mantiene como un Centro funcional de EMEPE que complementada con la actividad de Distribución y Comercialización cumplen y satisfacen la demanda del servicio. Se atendió y cumplió con el Fideicomiso Mercantil que garantiza el pago a los proveedores de energía, sobre la base de la totalidad de las recaudaciones efectuadas. Los gastos corrientes y efectivos fueron atendidos con el porcentaje del VAD entregado por el Fideicomiso BG. Se pagó

cumplidamente las retenciones a favor de terceros, hemos sido permanentes cuidadores de la cordial relación obrero patronal y hemos cumplido con las indemnizaciones a los trabajadores que tomaron la decisión voluntaria de acogerse a la Jubilación Patronal Especial.

Adicionalmente, el austero y selectivo control de los gastos fue siempre uno de los principales aspectos que tuvo la Administración. Los contratos de trabajo eventuales, fueron liquidados en su totalidad y transferidos a una tercerizadora de servicios. Se dio prioridad a la gestión de recaudación para disminuir la cartera vencida.

Las perdidas totales, tuvieron especial consideración para reducirlas a porcentajes razonables, la misma que se mantiene en el 31%, estamos agotando los esfuerzos técnicos, económicos y humanos para continuar en este proceso que con mucho optimismo reiniciaremos su ejecución en el siguiente periodo, aun con la limitada disposición de estos recursos.

Aprovecho esta oportunidad, para exteriorizar mi agradecimiento a los Señores Directores y Accionistas por el apoyo y la coordinación brindada, para la consecución de las metas y objetivos en este año, y comprometer mi permanente dedicación con vuestro respaldo, a continuar con el cumplimiento de las responsabilidades asumidas.

Con el optimismo de siempre, confío en el gran futuro de la Empresa y la calidad humana de sus colaboradores y profesionales.

Atentamente,

Ing. Marco Zambrano Castro
PRESIDENTE EJECUTIVO

La Libertad, 29 Marzo del 2005.

El nuevo aumento de Capital, autorizado por la Superintendencia de Compañía fue con corte al 31 de Diciembre del 2000.

Es importante recalcar que la consolidación del patrimonio de los Accionistas y su efecto individual al incrementarse significativamente su participación en el capital accionario, siendo su aumento, si no el mas alto del sector eléctrico nacional el de mayor crecimiento legalmente autorizado, creció el 12.567.54% con relación al Capital Social vigente al 31 de Dic. Del 2001.

2. INTEGRACION ACTUAL DE LOS ORGANISMOS DE LA COMPAÑÍA

Con el nuevo aumento de Capital y Reforma del Estatuto Social, Emepe será gobernada por la Junta General de Accionistas y administrada por el Directorio, el Presidente del Directorio y el Presidente Ejecutivo, quienes tendrán las atribuciones, derechos y obligaciones que les competen según la Ley y el presente Estatuto.

La Representación Legal la ejerce el Presidente Ejecutivo, el mismo que es nombrado por la Junta General de Accionistas por un período de dos años.

Estos organismos de Control y Dirección Superior que integran el paquete accionario de la Empresa, están representados de la siguiente forma:

JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS:

Fondo de Solidaridad: Representado por su Gerente General o su Representante debidamente autorizado.

I. Municipalidad de Salinas: Alcalde o su Representante debidamente autorizado.

I. Municipalidad de Santa Elena: Alcalde o su Representante debidamente autorizado.

H. Consejo Provincial del Guayas: El Prefecto Provincial, o su Representante debidamente autorizado.

DIRECTORIO:

El Directorio estará integrado por 7 Directores, y sus respectivos suplentes, los cuales serán designados por la Junta General de Accionistas de la siguiente manera:

1. Cuatro (4) por el accionista que posea el mayor número de acciones del capital social.
2. Uno (1) por el accionista que posea la segunda mayoría en el porcentaje de acciones
3. Uno (1) por el accionista que posea la tercera mayoría en el porcentaje de acciones, y,
4. Uno (1) elegido por los demás accionistas, de conformidad con el reglamento que la Junta dicte para el efecto.

Cada Director Principal tendrá su respectivo Suplente. Los Directores, tanto Principales como Suplentes, deberán ser personas de reconocida solvencia. Durarán dos (2) años en el ejercicio de sus funciones, pudiendo ser cada uno de ellos indefinidamente reelegidos. No se requiere ser accionista para ocupar el cargo de Director.

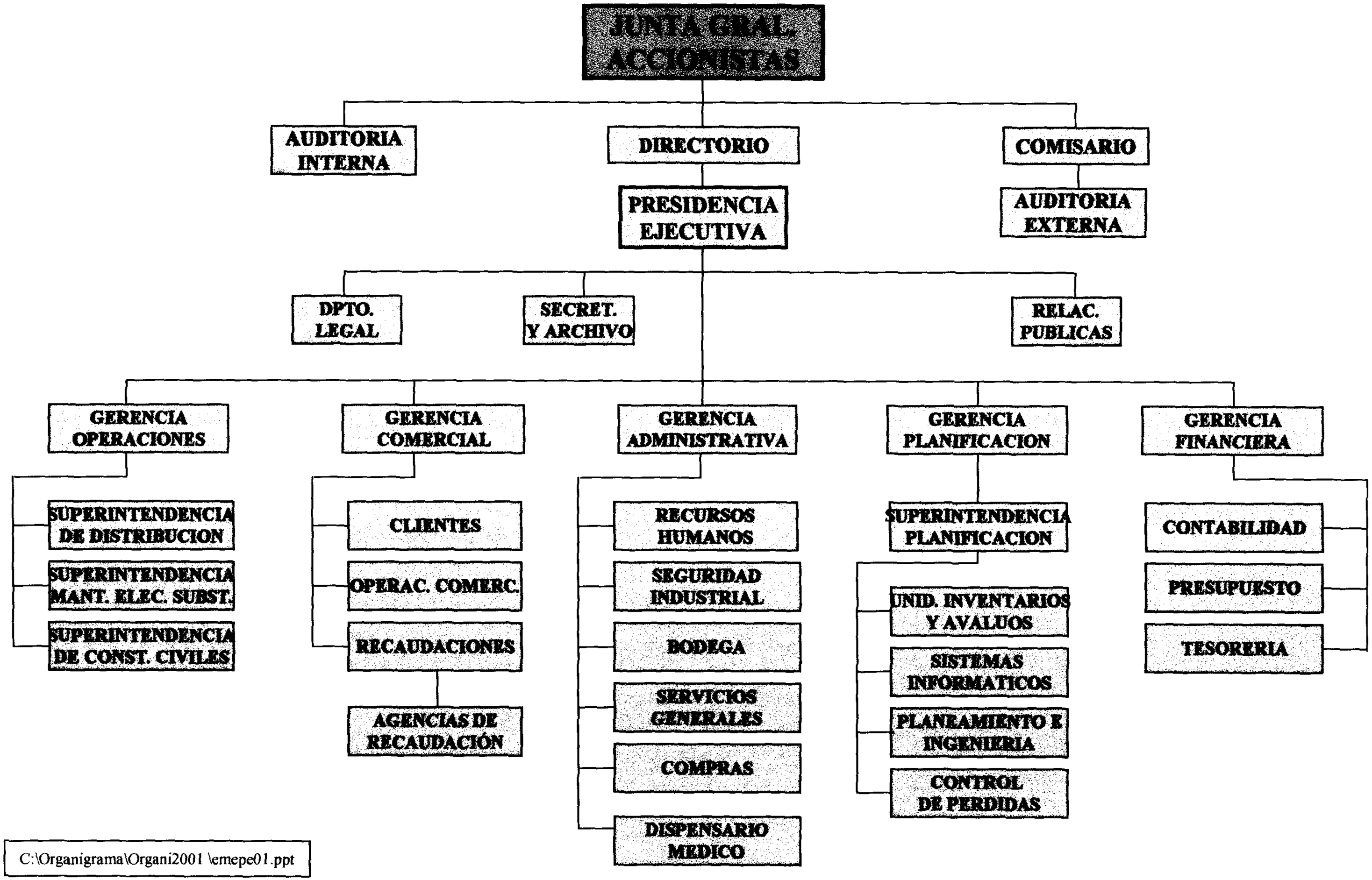
SESIONES DE DIRECTORIO Y JUNTA DE ACCIONISTAS

Durante el año 2002, la Junta General de Accionistas se reunió 5 veces, en la que se tomaron 13 resoluciones, las mismas que se han cumplido en un número de 13 equivalentes al 100%. Estas se desarrollaron en las siguientes fechas:

SESIONES DE JUNTA DE ACCIONISTAS AÑO 2002			
ORD.	**FECHA DE SESION**	**RESOLUCION DESDE - HASTA**	**Nos. DE RESOLUCION**
1	09-Mr-02	1	1
2	27-Abr-02	2-7	6
3	23-Jul-02	8-10	3
4	25-Sep-02	11	1
5	18-Oct-02	12-13	2
TOTAL			**13**

Durante el año 2002, el Directorio se reunió 9 veces, en la que se tomaron 34 resoluciones, las mismas que se han cumplido en un número de 33 resoluciones, equivalentes al 97%. La Resolución Nº 020-D-2002 se recomienda a la Junta

EMPRESA ELECTRICA PENINSULA DE SANTA ELENA C.A.
DIAGRAMA ORGANIZACIONAL



C:\Organigrama\Organi2001 \emepe01.ppt

General de Accionistas la contratación de Comisario y Auditoria externa para l año 2002. Estas sesiones se celebraron en las siguientes fechas:

SESIONES DE DIRECTORIO AÑO 2002			
ORD.	**FECHA DE SESION**	**RESOLUCION DESDE - HASTA**	**Nos. DE RESOLUCION**
1	30-En-02	1-2	2
2	11-Abr-02	3-8	6
3	20-Abr-02	9-11	3
4	24-May-02	12	1
5	06-Ags-02	13-15	3
6	14-Sep-02	16-21	6
7	28-Sep-02	22-25	4
8	08-Oct-02	26-27	2
9	11-Dic-02	28-34	7
TOTAL			**34**

III ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

1. ORGANIZACIÓN ESTRUCTURAL Y FUNCIONAL DE LA EMPRESA.

EMEPE, en la actualidad tiene una configuración Administrativa y Funcional, que estructura su organización y establece las líneas de autoridad, ajustadas a sus necesidades. La Junta General de Accionistas deberá resolver y decidir sobre la actividad de Generación que actualmente se mantiene como centro funcional, asumiendo la operación y mantenimiento del parque termoeléctrico en condiciones nada rentable.

EMEPE, mantiene la siguiente estructura reflejada en el cuadro adjunto, en el que se establecen las líneas de mando y las áreas funcionales.

2. SITUACION LABORAL

Al término de este Ejercicio, concluyó el segundo año de vigencia del XV Contrato Colectivo de Trabajo, que rige desde el 1º. de enero del 2001 hasta el 31 de diciembre del 2002, el mismo que fue legalmente suscrito ante la autoridad del trabajo el 17 de febrero del 2001.

Las relaciones laborales del 2002, se las puede catalogar como cordiales y ajustadas a normas, disposiciones legales y contractuales. Es necesario recalcar que bajo ésta modalidad, que en antigüedad tienen más de 9 años en promedio, la empresa llegó a disponer de hasta 146 trabajadores eventuales. Estas contrataciones y su modus operandi, ha puesto a la Empresa en un serio compromiso y riesgo por las potenciales demandas laborales que podrían darse a corto plazo.

El número de trabajadores clasificados por centros funcionales vigentes a la fecha, es la siguiente:

DISTRIBUCION DE RECURSOS HUMANOS							
CENTROS FUNCIONALES	PENINSULA		PLAYAS		TOTALES		TOTAL GENERAL
	ESTAB.	EVENT.	ESTAB.	EVENT.	ESTAB.	EVENT.	
Administración General	48	32	5	5	53	37	90
Generación	6	7	4	0	10	7	17
Subtransmisión	9	33	3	10	12	43	55
Distribución	22	29	12	11	34	40	74
Servicios Abonados	10	10	2	2	12	12	24
Comercialización	21	7	9	0	30	7	37
TOTALES	**116**	**118**	**35**	**28**	**151**	**146**	**297**

En el año 2002, 28 trabajadores presentaron el desahucio para acogerse a la jubilación patronal especial, reduciéndose el numero de trabajadores estables a 151.

ADQUISICIONES

En lo referente a esta actividad, la Administración dispuso y dio prioridad a las adquisiciones relacionadas con la ejecución de obras del Programa de Electrificación Rural Urbano Marginal – FERUM, para el Mantenimiento y Mejoras del Sistema de Distribución y mantener el mínimo stock de bodega. Los limitados recursos no permiten disponer de excedentes de materiales sino los necesarios para atender los requerimientos que demandan las operaciones de EMEPE.

4.- SEGURIDAD INDUSTRIAL

En esta sección se dio importante atención al control de herramientas y equipos de protección con la finalidad de evitar accidentes de trabajos. Durante el presente año no se registró ningún accidente, debido a que se inculcó a los trabajadores para que pongan en práctica los conocimientos adquiridos a través de charlas y cumplan con las normas y reglas dispuestas para cada trabajo a realizarse. Es importante recalcar que durante el año 2002, se contó con relativa capacitación técnica, que estuvieron a

cargo del CENCASEL y de Asesores especializados en Sistemas de Información. La Administración, dispuso que la capacitación y charlas se desarrollen en nuestras instalaciones, especialmente para las área de distribución y Sistemas.

Se trabajó en diseños y señales de seguridad en toda el área de la Empresa, se realizaron tareas de limpieza y adecentamiento de los distintos edificios de la empresa, sin embargo, lo riguroso del invierno en ésta época ha desmejorado nuestras instalaciones, las mismas que ha sido reparadas y mejoradas, de acuerdo a los limitados recursos.

IV ASPECTOS COMERCIALES

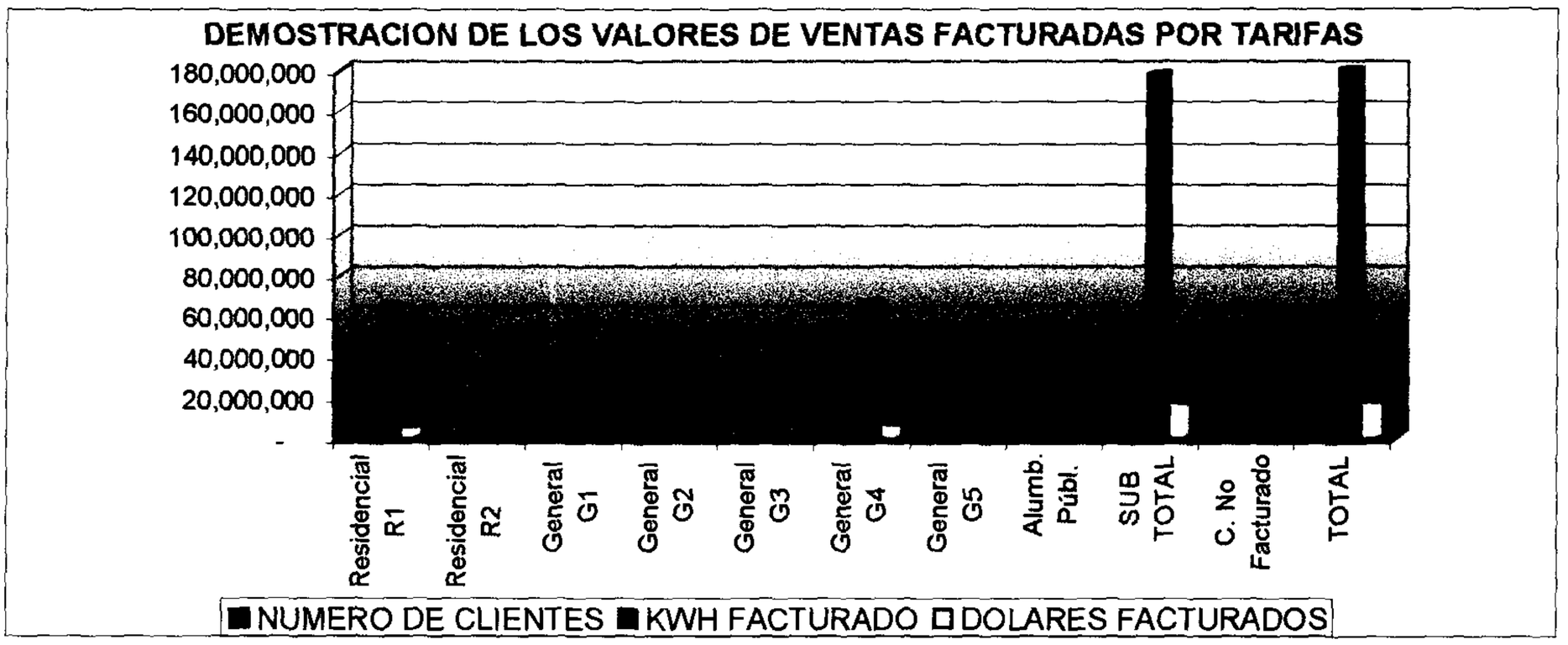
1. ANÁLISIS DE MERCADO.

Los 62.241 clientes registrados al término del ejercicio del 2002, conjuntamente con más de 5 mil servicios retirados y otro 7 mil cortados, que están dispersamente distribuidos en los 6.772 km^2 del área de influencia del servicio que comprende los cantones de Salinas, La Libertad, Santa Elena, Playas, y las parroquias rurales del Cantón Guayaquil hacia la Península, demandaron para nuestro sistema, la cantidad de 243.330.380 KWH, cuya fuente o suministro fueron:

PROCEDENCIA DE ENERGIA	KWH	%
Contratos a Plazo	156,212,822	64.20
Contratos SPOT	87,117,558	35.80
TOTAL DE ENERGIA DISPONIBLE AL SISTEMA	**243,330,380**	**100.00**

El total de energía disponible fue entregada a todos nuestros clientes, en el siguiente detalle:

DEMOSTRACION DE LOS VALORES DE LAS VENTAS FACTURADAS POR TARIFAS						
TIPO DE SERVICIO	**No. CLIENTES**	**%**	**KWH FACT. 2002**	**%**	**DOLARES FACT. 2002**	**%**
R1 Residencial	50,034	80.39	61,951,177	34.98	5,776,070	32.32
R2 Residencial Temporal	6,758	10.86	11,239,657	6.35	1,287,328	7.20
G1 Comercial sin Demanda	4,364	7.01	13,838,554	7.81	1,137,361	6.37
G2 Industrial Artesanal	135	0.22	433,830	0.24	33,177	0.19
G3 Asist. Social Ben.Púb. Sin deman	426	0.68	916,764	0.52	38,100	0.21
G4 Comercial con Demanda	483	0.78	64,649,995	36.50	7,075,570	39.60
G5 Asist. Social Ben.Púb. Con demar	36	0.06	1,219,210	0.69	36,905	0.21
AP Alumbrado Público	5	0.01	22,850,736	12.90	2,484,355	13.90
SUB TOTAL	**62,241**	**100.00**	**177,099,923**	**100.00**	**17,868,866**	**100.00**
Consumo No Facturado			2,280,504		217,696	
TOTAL	**62,241**		**179,380,427**		**18,086,562**	



El cuadro expuesto, muestra la estructura de la facturación, en los diversos tipos de servicios, así, la concentración de clientes en estos rangos, tienen la siguiente participación: **Residenciales (R1) y Residenciales Temporales (R2)** es el 91.25%, con una demanda equivalente al 41.33% de la energía consumida y facturada durante el año 2002, con un importe del 39.52% de lo facturado en el año.

El **Servicio Comercial sin Demanda (G1) y el Comercial con Demanda (G4),** es el 7.79% del total de clientes registrados a diciembre del 2002, con una demanda equivalente al 44.31% de los consumos facturados en el año, y representa el 45.97% de los ingresos por venta de energía del año 2002. En este rango están incluidas las Entidades Oficiales y Entidades Municipales.

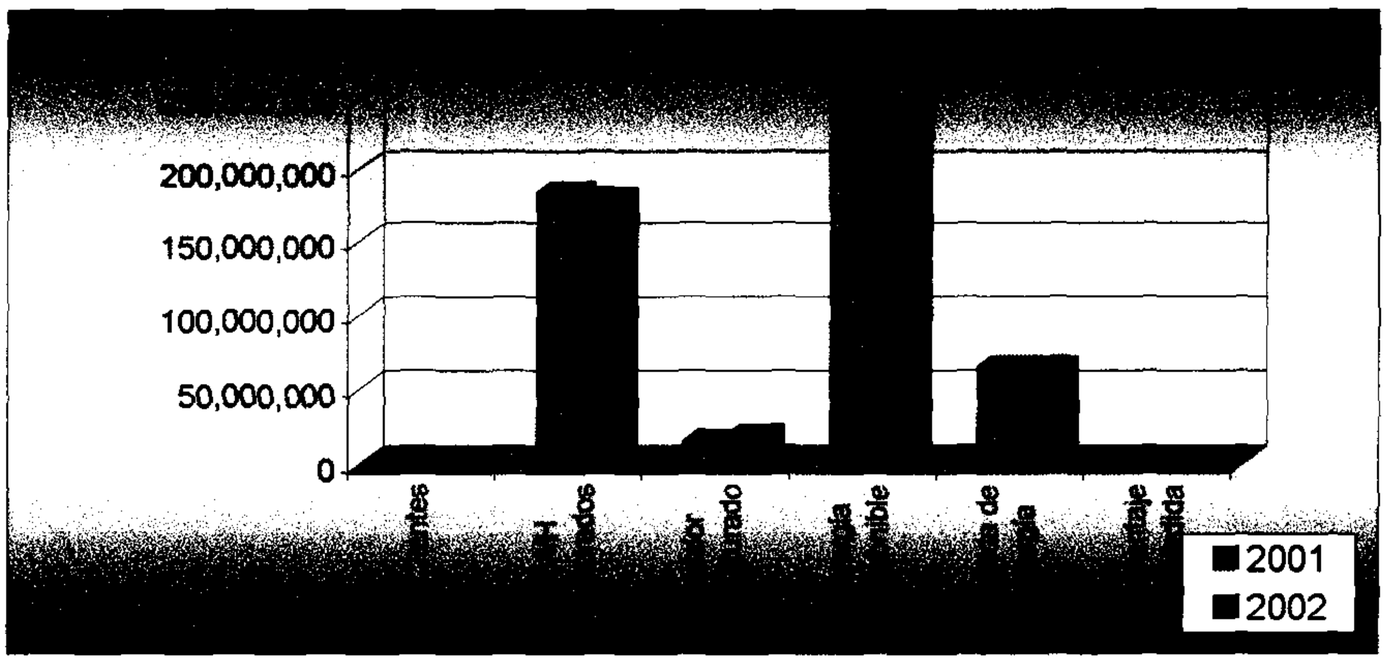
El **Servicio Industrial Artesanal (G2),** es el 0.22% del total del catastro registrados a diciembre del 2002, este porcentaje representan a 135 servicios industriales artesanales, y demandaron energía por el 0.24% de la energía total facturada, con un importe equivalente al 0.19%.

El **Servicio de Alumbrado Público (AP),** es el 0.01% de total del catastro, equivalentes 5 clientes que son las Municipalidades Peninsulares, con una demanda de energía del 12.90% del total de la energía facturada, con un importe equivalente al 13.90%.

El catastro reporta un incremento de 5.151 clientes nuevos, *que justifica el crecimiento sostenido de años anteriores*

Esta incidencia merece ser analizada con los rendimientos obtenidos en el año 2001, cuyas variaciones muy significativas obligan a tomar correctivos urgentes, por los resultados obtenidos en el año 2002, especialmente en las pérdidas totales.

ANALISIS COMPARATIVO				
DETALLES	**2001**	**2002**	**VARIACIÓN**	**%**
Clientes	59,613	62,241	2,628.00	4.41
KWH Facturados	182,520,200	179,380,427	(3,139,773)	-1.72
Valor Facturado	14,201,023	18,086,562	3,885,539	27.36
Energía Disponible	249,359,640	243,330,380	(6,029,260)	-2.42
Pérdida de Energía	64,401,100	63,949,953	(451,147)	-0.70
Porcentaje de Pérdida	25.83	26.28	0.45	1.76



De este análisis comparativo, se puede apreciar que el porcentaje de Pérdidas del año 2002, es del 26.28% que comparado con el del año 2001, que fue del 25.83%, ha experimentado un incremento del 1.74%.

2. ANÁLISIS DE CARTERA

La cartera durante el ejercicio económico, según datos contables con corte al 31 de diciembre del 2002, tuvo la siguiente evolución:

EVOLUCION DE LA CARTERA AÑO 2002	
DESCRIPCION	**VALORES**
Saldo Contable a Diciembre 31 de 2001	5,143,509.72
Facturación del año 2002	24,207,915.09
(menos) Recaudación año 2002	21,132,695.69
SALDO CONTABLE A DIC.31/2002 CTA. ABONADOS	**8,218,729.12**

El total de la cartera al 31 de diciembre de 2002, se desglosa en Públicos y Privados en el siguiente cuadro:

TOTAL CARTERA AÑO 2002 POR SECTOR	
SECTOR PUBLICO	1,856,874.00
SECTOR PRIVADO	6,361,855.00
TOTAL CARTERA AÑO 2001	**8,218,729.00**

2

En el cuadro comparativo que a continuación se detalla, se puede apreciar cual ha sido la variación de la cartera vencida entre el ejercicio económico de 2001 y 2002.

CONCEPTO	2001	2002	VARIACION	%
Saldo Inicial	3,617,873.49	5,143,509.72	1,525,636.23	42.17
Facturación	18,580,970.00	24,207,915.09	5,626,945.09	30.28
Recaudación	17,055,333.77	21,132,695.69	4,077,361.92	23.91
SALDO FINAL CONTABLE	**5,143,509.72**	**8,218,729.12**	**3,075,219.40**	**59.79**
(-) Factur. Dcbre	1,934,620.56	2,207,593.38	272,972.82	14.11
SALDO CARTERA VENCID.	**3,208,889.16**	**6,011,135.74**	**2,802,246.58**	**87.33**

Como se puede apreciar, la cartera por cobrar, esto es el importe más las tasas e impuestos de terceros, según la información contable con corte al 31 de diciembre del 2002, es de US$ 8,218,729.12 habiéndose incrementado en US$ 3,075,219.40 equivalentes al 59.79% con relación al ejercicio económico del 2001, por los incrementos de tarifas dadas en el año 2002.

Si analizamos las recaudaciones del año 2002 con la facturación del mismo período, se obtiene una efectividad del 87.3%. Para determinar el saldo real de la cartera vencida, hemos segregado la facturación del mes de diciembre del 2002, que se pone en ventanillas de recaudación a partir del 15 de Enero del 2003, que es de US$

2,207,593.38, por lo tanto, el valor neto por cobrar al cierre del ejercicio, es de US$ 6,011,135.74.

Para ser mas objetivos y prácticos sobre los saldos expuestos demostramos que el índice de rotación de las cuentas por cobrar es de 27.6% y el tiempo de recuperación de la cartera es de 100.7 días, es decir que comparado con el año anterior ha tenido un incremento en el valor por cobrar y 14 días.

La Administración dispuso a la Gerencia Comercial, crear mecanismos ágiles y oportunos para la reducción de la cartera, mediante la aplicación de disposiciones legales, incautación de depósitos en garantías por consumos de servicios retirados, blanqueos de cuentas del sector público, etc., es decir, se deberán agotar todos los esfuerzos y mecanismos más severos para su reducción.

Para acogernos al mecanismo de compensación de adeudos, se solicitó al Ministerio de Economía y Finanzas para que clientes del Sector Público en mora, se les permita pagar a través de retenciones de sus asignaciones presupuestarias ,pedido que ha sido aceptado. En las cuentas por cobrar de este sector merece citarse la deuda de nuestro cliente CEDEGE que asciende a US$ 1.150.000 con el que hemos suscrito un convenio de pago vía compensación a través de un contrato a plazo para el suministro de energía con su Generadora Hidronacion, la que nos proporcionara 2.000.000 de KH Mes al precio de cUS$0.0.04 cada K/kwh por un periodo de un año renovables

V ASPECTOS TÉCNICOS

La prestación del servicio eléctrico a toda el área de concesión es muy dispersa, por lo tanto, la Empresa para darle confiabilidad y oportunidad, ha tenido que desplegar acciones de mantenimiento preventivo y correctivo durante las 24 horas del día y los 365 días del año, en forma permanente.

GENERACIÓN

La actividad principal de distribución combinada con la generación termoeléctrica, desplegadas durante el año 2002, permitieron a la Empresa satisfacer las demandas

de energía de nuestros usuarios en coordinación con el Mercado Eléctrico Mayorista y el CENACE.

La actividad de generación, como centro Funcional y de gasto tiene tres centrales térmicas ubicadas en la Península, específicamente en La Libertad, en Playas y en Posorja.

La capacidad instalada y la operativa como energía de reserva a disposición del CENACE constan en el siguiente cuadro:

CENTRALES TERMICAS	POTENCIA PLACA kw	POTENCIA EFECTIVA kw	AÑO	ESTADO	OBSERVACIONES
PENINSULA					
Electromotive	2,600	0	1983	Malo	Turbo y Radiador
Fairbank Mors	600	0	1967	Malo	Overhault
Fairbank Mors	600	0	1967	Malo	Overhault
W. H. ALLEN	1,140	0	1975	Malo	Overhault
Fairbank Mors	2,840	0	1976	Malo	Overhault, Radiador
Fairbank Mors	2,840	0	1977	Malo	Overhault, Radiador
COLT Pielstic (9)	4,440	3,300	1981	Malo	Asentamiento Bases
COLT Pielstic	4,440	0	1981	Bueno	Necesita Descarbonizar
Electromotive(10)	2,600	2,000	1983	Bueno	Turbo Dañado
Electromotive (11)	2,600	2,000	1983	Malo	Daño Rotor Generador
Electromotive	2,600	0	1984	*Bueno*	*Ecesiva Vibraion*
SUBTOTAL	**27,300**	**7,300**			
PLAYAS					
Mirless Blacst	602	0	1975	Malo	Overhault
Fairbank Mors(4)	1,200	800	1967	Regular	Daño Radiador
POSORJA					
Fairbank Mors(5)	2,840	2,000	1976	Bueno	Trasmision Flexible
SUB-TOTAL	**4,642**	**2,800**			
TOTAL POTENCIA	**31,942**	**10,100**			

Con la demostración de este cuadro, solo el 31.6% de los 31.942 Kw de potencia instalada está operativa en los actuales momentos. El elevado costo de mantenimiento

de estos grupos, no nos permitió con recursos propios efectuar el overhaull que ponga en funcionamiento a todo el parque termoeléctrico, sin embargo, se efectuarán reparaciones que permita rehabilitar los Grupos que no estén en condiciones de mayor riesgo.

Durante el año 2002 la Empresa generó 4'898.263 kWH con las centrales de generación de la Península (4'308.503 kWH), Playas (589.760 kWH). Energía que fue entregada al MEM de acuerdo al despacho de carga del CENACE.

La participación en el MEM, nos permitió que el CENACE, nos emitiera Notas de Crédito por el valor de la energía térmica facturada por un monto de US$ 632,505. El

monto de ésta venta fue aplicada a la cuenta por pagar por el suministro de energía y potencia de las generadores del Mercado Spot.

El resultado de la operación de Generación fue negativa, la pérdida fue de US$ 1'156,876.

SUBESTACIÓN

En la actualidad, la Empresa cuenta con 12 Subestaciones: 9 en la Península y 3 en la División Playas. En la Península está instalada la Subestación de 40/60 KVA y en Playas una Subestación de 20/30 KVA de propiedad del Sistema Nacional Interconectado.

La Potencia que se demando del Sistema Nacional Interconectado en el año 2002, fue de 56980 Kw. La energía consumida fue facturada por las Generadoras, a través de los Contratos a plazo, y por el CENACE la compra de la energía en el mercado ocasional, ambos proveedores miembros del Mercado Eléctrico Mayorista.

La demanda máxima, mínima y factor de carga se resume en el siguiente cuadro:

CONCEPTOS	PENINSULA NO COINCIDENTE	PLAYAS NO COINCIDENTE	EMEPE COINCIDENTE
Demanda Máxima KW	44,700	12,500	56,980
Fecha	31-Did-02	31-Dic-02	31-Dic-02
Demanda Media KW	21,445	5,907	27,554
Demanda Mínima KW	15,000	5,000	20,000
Factor de Carga	48.00%	47.26%	48.75%

La capacidad de las Subestaciones que operaron en el año 2002, está demostrada en el siguiente cuadro:

SUBESTACIONES	CAPACIDAD NOMINAL KVA	CARGA KVA	% DE UTILIZAC.
La Libertad	10,000	9,521	95
Salinas	10,000	9,425	94
Chipipe	5,000	3,927	79
Santa Rosa	5,000	5,194	104
Colonche	10,000	3,517	35
Capaes	5,000	5,382	108
Chanduy	7,500	3,105	41
San Vicente	10,000	6,204	62
Manglaralto	3,750	3,250	87
Sub Total	**66,250**	**49,525**	**72**
Playas	10,000	3,711	37
Posorja	10,000	3,551	36
Cerecita	5,000	3,122	62
Sub Total	**25,000**	**10,384**	**42**
TOTAL	**91,250**	**59,909**	**63**

Con el funcionamiento de la Subestación Capaes de 5.0 MVA de 69/13.2 KV. se mejoró la regulación de voltaje de la zona central y norte de Santa Elena y se descongestiono la Subestación La Libertad, así como los alimentadores que iban a este sector.

En la subestación Manglaralto, sigue operando la oficina para la atención al público y de recaudaciones para facilitar el cobro a las poblaciones del norte del cantón Santa Elena.

Es importante hacer hincapié que los recursos en materiales y equipos de los proyectos de Substrasmision y Subestaciones de la FASE B2, concedidos a través del crédito Japonés en proceso de liquidación por parte de Traselectric S.A y el Ministerio de Economía y Finanzas, permitieron cumplir las proyecciones y el mejoramiento de todas las zonas beneficiadas con lo influencia de este programa.

Durante el año 2002 están por concluir obras civiles y construcción de pórticos para las subestaciones, el Daular en la zona de Playas y la subestación Carolina en el centro comercial de La Libertad

SUBTRANSMISIÓN.

Durante el año se efectuó el programa de substransmision a 69KV de la FASE-B2. se continuo las líneas a 69KV subestación Santa Elena-Subestación Capaes, de una longitud de 5 Km., la línea desvió San Lorenzo-San Lorenzo de 3.6Kms, la línea

Playas- El Morro de 5 Km. y la línea subestación Cerecita-subestación Daular de 5 Km.

Entraron en funcionamiento las subestaciones reductoras de 69/13.8 KV, Playas de 12 MVA, San Vicente de 10MVA, Capaes de 5MVA y la San Lorenzo de 3.5MVA que esta en fase de prueba.

DISTRIBUCIÓN

Durante el año 2002, se efectuaron importantes obras en el sector urbano, marginal y rural las mismas que fueron realizadas con financiamiento del FERUM, MUNICIPIOS y con Recursos Propios de EMEPE. Estas obras realizadas con diferentes Ordenes de Trabajo, el sistema de distribución se incrementó en la siguiente forma:

CONCEPTO	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
Lineas de Subtransmisión a 69 KV.	4	0	4,00
Líneas de Distribución a 13.8 KV.	5	22,1	27,10
Redes de Alta Tensión (Km.)	10,65	8,65	19,30
Redes de Baja Tensión (Km.)	53,44	15,37	68,81
Transformadores Distrib. (Unidades)	98	48	146,00
Transformadores Distrib. (KVA)	3587	1175	4762,00
Alumbrado Público (Unidades)	774	98	872,00
Alumbrado Público (KW)	112,14	10,62	122,76

Luego de este incremento en obras, el actual Sistema Eléctrico de EMEPE al 31 de diciembre del 2002, queda demostrado en el siguiente cuadro:

DESCRIPCION	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
Lineas de Subtransmisión a 69 KV.	98.97	66.33	165.30
Líneas de Distribución a 13.8 KV.	723.40	526.71	1,250.11
Redes de Alta Tensión (Km.)	407.88	162.25	570.13
Redes de Baja Tensión (Km.)	909.30	210.04	1,119.34
Transformadores Distrib. (Unid.)	4,037.00	1,193.00	5,230.00
Transformadores Distrib. (KVA)	102,269.50	21,044	123,313.50
Alumbrado Público (Unid.)	18,171.00	3,521.00	21,692.00
Alumbrado Público (KW)	3,362.52	578.95	3,941.47

A continuación se detallan las principales líneas de distribución a 7.62/13.8 kv construidas:

DESDE	HASTA	KMTS	CONDUCT.
Las Juntas	Julio Moreno	6.0	4/0
Progreso	Cerecita	14.0	4/0
Cerecita	Bajada de Chanduy	2.1	2
Loma Alta	El Suspiro	5.0	2
TOTAL		**27.1**	

En esta actividad de distribución de energía, la Empresa tuvo que efectuar mantenimientos preventivos y correctivos y construcción nuevas líneas y redes para satisfacer los requerimientos de nuestros usuarios.

ORDENES DE TRABAJO

Se elaboraron 1030 órdenes de trabajo financiadas por: usuarios de la Empresa, los Municipios, FERUM y con fondos propios de la Empresa.

FINANCIAMIENTO ORDENES DE TRABAJO

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD
1	EMEPE - Emergencias	441
2	EMEPE - Mantenimiento Menor	62
3	EMEPE - Mantenimiento Mayor	19
4	EMEPE - Mejoras	64
5	EMEPE - Ampliaciones FERUM 2002	65
6	EMEPE - Daños y Perjuicios	7
7	I.M. La Libertad	14
8	I.M. Salinas	53
9	I.M. Santa Elena	68
10	I.M. Guayaquil	6
11	I.M. Playas	15
12	Usuarios	175
13	FERUM 2002	28
	TOTAL	**1.017**

SERVICIO A CONSUMIDORES

Durante este año se instalaron 5.151 nuevos clientes.

El catastro total de Emepe se tienen 75.157 usuarios, desglosados así:

Usuarios activos	62.241
Usuarios retirados	5.229
Usuarios con servicio cortado	7.687

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Ingresaron 295 transformadores para ser revisados en los talleres de la Empresa: 255 en la Península, y 40 en Playas.

De este total, 66 resultaron quemados y se le dio mantenimiento a 229 unidades para que sean reintegrados al sistema de distribución.

Mientras tanto se incrementaron al sistema 146 unidades nuevas con una capacidad de 4762 kVA.

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

kVA	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
3	1	0	**1**
5	20	5	**25**
7.5	4	2	**6**
10	45	9	**54**
15	53	11	**69** - 64
25	80	7	**87**
37.5	22	6	**28**
5	25	0	**25**
	255	**40**	**295**

MANTENIMIENTO ALUMBRADO PÚBLICO

Se efectuó mantenimiento a 5936 luminarias, 4508 en la Península, y 1428 en Playas.

En los talleres se repararon 854 luminarias: 539 en la Península, y 315 en Playas.

Durante este año se atendieron 1723 luminarias más que en el año pasado, que corresponde a un 41% adicional, y finalmente se instalaron 872 luminarias nuevas en el sistema, con una potencia de 122.76 KW.

ATENCIÓN DE QUEJAS

Durante este año se atendieron 25142 quejas: 19760 en la Península, y 5382 en Playas, existiendo un incremento del 9% respecto al año 2001, lo que es

relativamente bajo si se considera el incremento de usuarios. Esto también es debido a que se han efectuado mejoras y ampliaciones en el sistema, reduciendo los alimentadores y mejorando el servicio a los usuarios.

A continuación presentamos un detalle de las quejas referidas a las partes del sistema eléctrico:

DESCRIPCION	CANTIDAD	PORCENTAJE
Primario	6.610	26
Equipos	440	1.8
Transformadores de Distribución	1754	7
Baja Tensión	2360	9.4
Luminarias	5019	20
Acometidas	6192	21
Medidores	1029	4
Otros	2728	11
TOTAL	**25.142**	**100**

EJECUCIÓN DEL PROGRAMA FERUM 2002

Durante el año 2002 se concluyeron los trabajos del programa FERUM que involucra 26 nuevos proyectos en poblaciones rurales de los Cantones de la Península y Playas.

OBRAS EJECUTADAS CON CARGO AL FERUM AÑO 2.002

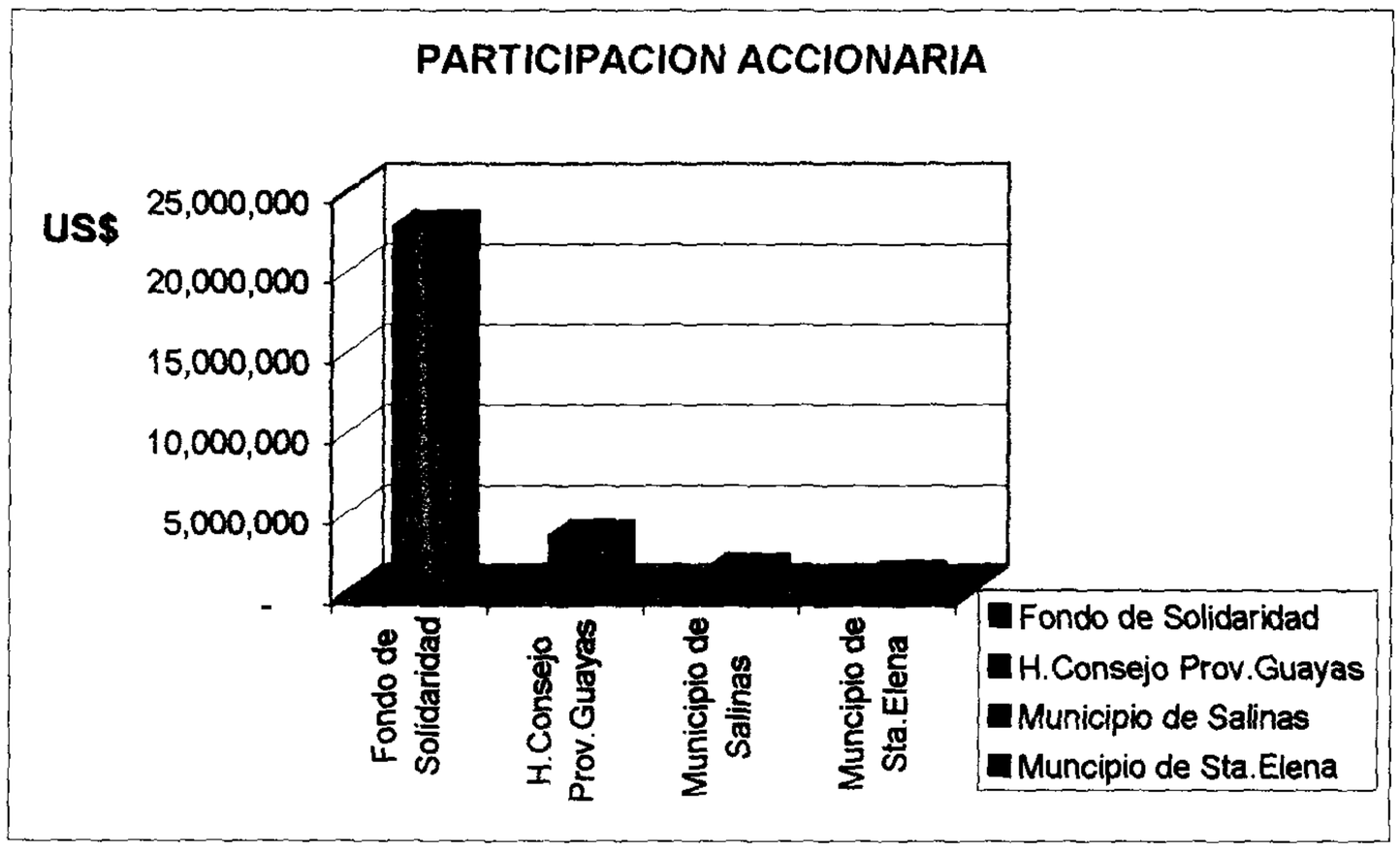
No.	CASERIO, BARRIO O CALLES	PARROQUIA	CANTON	PRES. No.	O.T. No.	US$ REDES
	REDES DE DISTRIBUCIÓN					
61	**Bellavista.F.Cordero,la Ponga**					
	Entrada Población F.Cordero	Colonche	Sta. Elena	2001-7110	9081	4.282,27
	Salida del pueblo.la Ponga	Colonche	St.a.Elena	2001-7106	9082	4.195,08
	B.12 de julio,Bambil Callao	Colonche	St.a.Elena	2001-7080	9078	4.475,44
	Comuna Bellavista(Barrio los Esteros)	Colonche	St.a.Elena	2001-7105	9079	4.478,68
	Comuna Los Ceibitos	Colonche	St.a.Elena	2001-7068	9080	2.900,62
						20.332,08
62	***Población del Suspiro***					
	Población del Suspiro	Colonche	Sta. Elena	2001-7022	9310	38.493,23
						38.493,23
63	**Bajada Colonche,Barbascal, B.Desecho,Las Balsas**					
	Las Crucitas	Colonche	Sta. Elena	2001-7079	9070	1.959,33
	Las Balsas	Colonche	Sta. Elena	2001-7067	9071	3.711,70
	Sector Escuela.	Colonche	Sta. Elena	2001-7116	9072	2.280,97
	Sector Bella Esperanza	Colonche	Sta. Elena	2001-7020	9073	1.038,91
						8.990,91
64	**B. De Colonche, S. Marcos, Clementina y M.Guanga.**					
	Sector Bella Esperanza	Colonche	Sta.Elena	2001-7118	9074	4.438,88
	Sector Las Chalas	Colonche	Sta.Elena	2001-7117	9075	7.617,84
	Población de Clementina	Colonche	Sta.Elena	2001-7071	9076	2.911,38
	Viviendas de Manantial de Guangala	Colonche	Sta.Elena	2001-7072	9077	5.025,78
						19.993,88
69	**B.26 Diciembre, Narcisa Jesús,E.Drouet,J.Montalvo**					
	A un costado Hospital.	Sta.Elena	St.aElena	2001-7157	9083	6.069,36
	B.Narcisa de Jesús	Sta.Elena	St.aElena	2001-7023	9084	2.493,50
	Barrio Enrique Drouet	Sta.Elena	St.aElena	2001-7103	9085	9.182,79
	Valdivia,entre Manabí y Virgilio Drouet.	Sta.Elena	St.aElena	2001-7101	9086	3.605,41
	Mza. "J",calles Atahualpa, Fausto Fajardo y A.Lainez	Sta.Elena	St.aElena	2001-7097	9087	3.559,80
						24.910,86
5	**Recinto El Morro**					
	Recinto El Morro	El Morro	Guayaquil	2001-7120	9064	1.862,27
	Recinto Sitio Nuevo	El Morro	Guayaquil	2001-7090	9065	2.046,84
	Antigua Central Eléctrica	El Morro	Guayaquil	2001-7112	9066	1.464,60
	Recinto Puerto El Morro	El Morro	Guayaquil	2001-7123	9067	717,08
	Recinto Sitio Nuevo	El Morro	Guayaquil	2001-7081	9068	5.687,27
	Tenencia Política El Morro	El Morro	Guayaquil	2001-7010	9069	2.590,51
						14.368,57
49	**Recinto Bambil Desecho, Sector Algarrobito**					
	Sector Algarrobito	Colonche	Sta.Elena	2001-7194	9311	**10.487**
	TOTAL PROGRAMA EJECUTADO					**137.576,60**

VI ASPECTOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS

1. ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y PATRIMONIO

Lo mas importante de la estructura financiera de EMEPE esta representada por el nuevo Capital Social suscrito y pagado que es de US$ 28'565.834, cuyo significativo aumento con relación al que figuro en el año 2001 que fue de US 227.298.60, experimento un incremento de 12.567.54%. Con esta nueva estructura en la que se capitalizaron reservas y donaciones existentes al 31 de Dic del 2000 y compensación de las perdidas del ejercicio del 2001, la participación e integración accionaria quedo conformada de la siguiente manera:

ACCIONISTAS	Nº DE ACCIONES		US$	%
Fondo de Solidaridad	22,759,072	acciones	22,759,072	79.67
H.Consejo Prov.Guayas	3,484,659	acciones	3,484,659	12.2
Municipio de Salinas	1,393,987	acciones	1,393,987	4.88
Muncipio de Sta.Elena	928,116	acciones	928,116	3.25
TOTAL	28,565,834		28,565,834	100

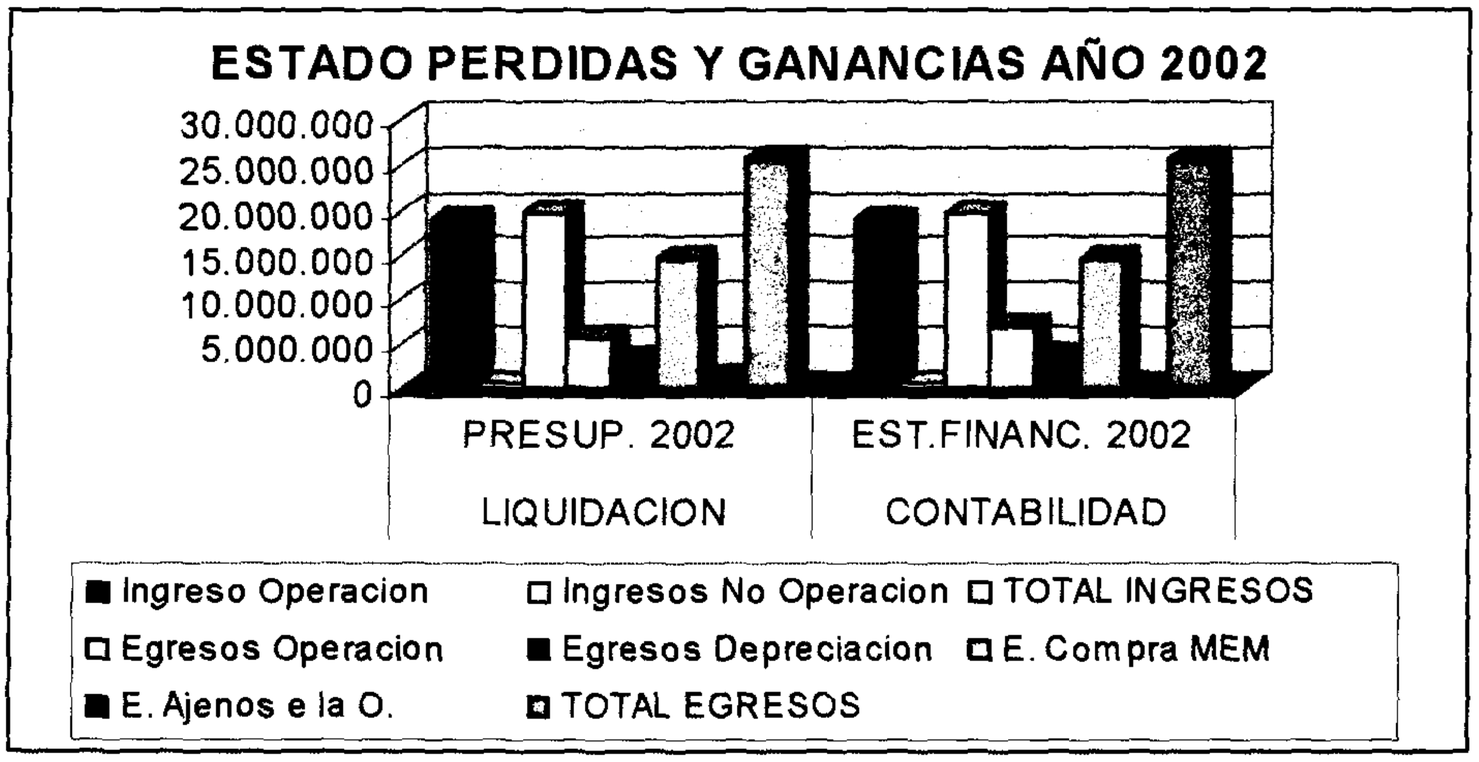


E l valor de las acciones ordinarias y nominativas es de Un Dólar cada una. Las acciones preferidas, fueron readquiridas por los accionistas y convertidas en acciones nominativas, integradas al nuevo Capital Social suscrito y pagado.

2. RESULTADOS

El resultado del Estado de Pérdidas y Ganancias, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2002, muestran los siguientes valores:

ESTADO PERDIDAS Y GANANCIAS AÑO 2002			
CONCEPTO	**LIQUIDACION PRESUP. 2002**	**CONTABILIDAD EST.FINANC. 2002**	**VARIACION**
INGRESOS			
Operación	19,030,270	19,050,311	-20,041
No Operación	675,479	629,210	46,269
TOTAL INGRESOS	**19,705,749**	**19,679,521**	**26,228**
EGRESOS			
Operación	5,701,407	7,000,200	1,298,793
Depreciación	3,742,998	3,774,501	31,503
Compra de Energía MEM	14,761,127	14,761,127	0
Ajenos a la Operación	1,508,197	72,631	-1,435,566
TOTAL EGRESOS	**25,713,729**	**25,608,459**	**-105,270**
RESULTADO DEL EJERCICIO PERDID/	**-6,007,980**	**-5,928,937**	**-79,043**

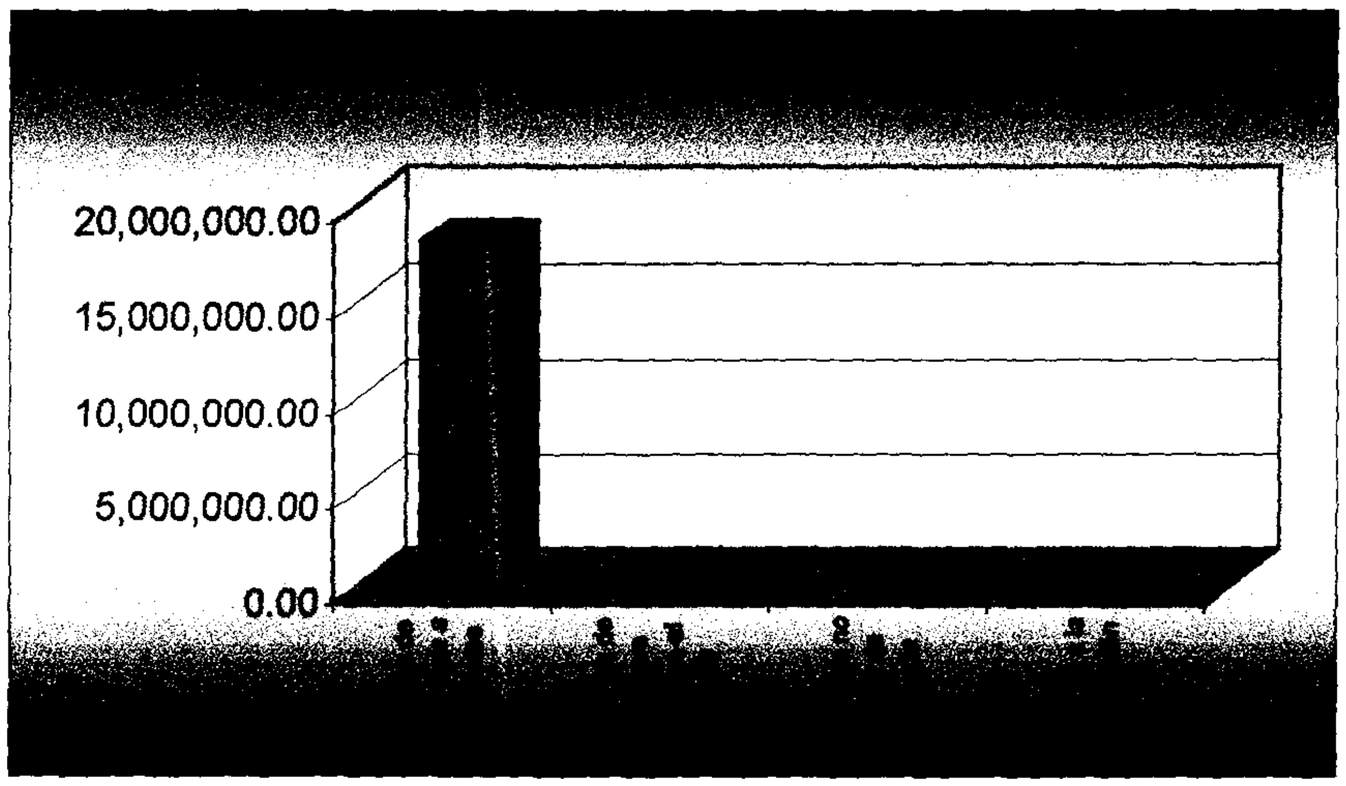


Del análisis comparativo de los resultados entre la Liquidación presupuestaria y las cifras de contabilidad contenida en los estados financieros, por el periodo terminado al 31 de Diciembre del 2002, muestra una variación de US$ 79,043 que consideramos que las proyecciones y los resultados ejecutados estuvieron dentro de las expectativas

y las consideraciones planteadas en el presupuesto inicial y los ajustes efectuados en el transcurso del año debidamente justificadas al Seños Comisario de la Empresa, conocido por el Directorio y aprobado por la Junta General de Accionistas .

Los ingresos, estuvieron acorde y justificados mediante la aplicación de los pliegos tarifarios en los diferentes rangos debidamente autorizados por el CONELEC y por la venta de energía térmica al MEM desglosados en la siguiente forma:

INGRESOS POR	VALOR	%
Venta de Energía a Clientes	18,106,603.18	92.01
Energía de Reserva Termica-al MEM	632,504.59	3.21
Ingresos no venta de Energía	311,203.41	1.58
Ajenos a la Operación	629,210.22	3.20
TOTAL INGRESOS	**19,679,521.40**	**100.00**



Los gastos de operación clasificados por centros funcionales devengaron los siguientes valores:

EGRESOS POR	VALOR	%
Generación	505,709	1.97
Subtransmisión	565,890	2.21
Distribución	1,819,860	7.11
Comercialización	1,984,412	7.75
Administración General	1,825,457	7.13
SUMA	**6,701,327**	**26.17**
Compra Energía al MEM	14,761,127	57.64
Combust. y Lubric. p' Generac.	298,874	1.17
Depreciación	3,774,501	14.74
SUB-TOTAL	**25,535,828**	**99.72**
Gtos Ajenos a la Operac.	72,632	0.28
TOTAL EGRESOS	**25,608,460**	**100.00**

Los gastos generales clasificados por centros funcionales están constituidos por los rubros de mano de obra, materiales y gastos generales, los mismos que, para efecto de establecer el costos de la energía vendida más expresiva, lo detallamos en el siguiente cuadro:

DETALLE DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN CLASIFICADOS POR ELEMENTOS DEL COSTO		
ELEMENTOS DEL COSTO	TOTALES	%
Mano de Obra	4,042,819.57	15.79
Materiales	1,340,344.74	5.23
Gastos Generales	1,617,035.78	6.31
Compra de Energía	14,761,127.19	57.64
Depreciación	3,774,500.52	14.74
Gastos Ajenos a la Operación	72,631.88	0.28
TOTALES	**25,608,459.68**	**100.00**

DETERMINACION DEL PRECIO MEDIO DE VENTA

Los 62.241 clientes registrados al 31 de diciembre del 2002, como servicios activos, consumieron un total de energía de 243,330,380 KWH, que relacionados con las tarifas aplicadas en los diferentes rangos se les ha facturado 179,380,427 KWH, que determinaron un ingreso total de $ 18,106,603.18.

Para efectos de determinar el precio medio de venta, tenemos el siguiente cuadro:

VENTA DIRECTA A CLIENTES	VALORES
Ingresos por Venta a Clientes	18,106,603
Energía Facturada en KWH	179,380,427
PRECIO MEDIO DE VENTA POR KWH	**0.1009**

Si comparamos el precio medio de venta facturado a nuestros clientes, que es de cUS$ 0.1009 cada kwh, con el promedio presupuestado que fue de cUS$ 0.094 cada kwh, se obtuvo un incremento de cUS$ 0.0069.

Si estos precios promedios resultantes en el año 2002, los comparamos con el año inmediato anterior, obtenemos la siguiente relación:

DESCRIPCION	C/KWH
PRECIO MEDIO DE VENTA A 2002	0.1009
PRECIO MEDIO DE VENTA A 2001	0.0778
VARIACION	**0.0231**

De este análisis se deduce que las tarifas durante el año 2002, tuvieron una variación promedio del 22.9% en incremento.

Las pérdidas negras totales a diciembre del 2002, están determinada mediante el siguiente análisis:

DETALLE	KWH	%
Energía Total Comprada al MEM	243,330,380	100.00
Energía Total Facturada al Cliente	179,380,427	73.72
PERDIDA TOTAL	**63,949,953**	**26.28**

DETERMINACION DEL COSTO DE VENTA:

El costo total de la energía puesta a disposición de nuestros clientes y detallado en los cuadros anteriores, está representado por las siguientes cifras, clasificadas por las dos actividades ejecutadas durante el año 2002, información revelada en los estados financieros con corte al 31 de Diciembre del año 2002:

DETALLE	TOTAL	DISTRIBUIDORA	GENERADORA
Gastos de Operación	21,761,327	20,956,745	804,582
Gastos de Depreciación de Bienes	3,774,501	3,015,422	759,078
Gastos Ajenos a la Operación	14,563	14,563	0
Ajustes a períodos anteriores	58,069	58,069	0
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	**25,608,460**	**24,044,799**	**1,563,660**
Total Energía Facturada en KWH		179,380,427	4,679,911
COSTO UNITARIO DEL KWH		**0.1340**	**0.3341**

Del análisis de los ingresos y egresos de operación, determinados en el estado de resultados por cada KWH, es el siguiente:

Precio Promedio de Venta KWH Distrib.	0.1009
Costo de Venta Servicio KWH Distrib.	0.1340
Déficit por cada KWH	**0.0331**

Este déficit del 32.8% por cada KWH, está justificado por el congelamiento de los ajustes tarifarios y por el incremento del precio de la energia y potencia facturados por los generadores.

3. OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

El Pasivo Total de la Empresa al 31 de diciembre del 2002, es de US$ 19,759,587.07, que se descomponen en los siguientes rubros, en dólares:

PASIVOS EN US$		
CONCEPTO	**VALOR**	**%**
1. Pasivo a Corto Plazo - Corriente	8,986,336	45.48
2. Pasivo a Largo Plazo	8,803,382	44.55
3. Pasivos Diferidos	1,969,869	9.97
TOTAL PASIVOS	**19,759,587**	**100.00**

Los Pasivos Corrientes de Corto Plazo (1), están representado por las cuentas de Proveedores, Retenciones a favor de Terceros y la mayor cifra en este rubro, es la Deuda por compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista, cuyo monto de facturas a pagar es de SPOT US$ 6,223,856.45 representada por el CENACE y los PPAs o contratos a plazos la suma de US$ 1,309,387.48, que incluyen los consumos de energía del mes de Diciembre del 2002. Esta deuda al MEM, que es de US$ 7'533.244 representa el 84% del valor total de los Pasivos Corrientes o Corto Plazo. Es importante informar que hasta la presente fecha el Decreto Ejecutivo No. 2403 para compensar las perdidas por el déficit tarifario hasta el año 2001, no ha sido liquidado, por información extraoficial a Emepe le corresponde aproximadamente US$1'700.000 que deberán ser deducidos de la deuda del CENECE o mercado ocasional.

Los Pasivos a Largo Plazo (2), cuyo total es US$ 8,803,382, están representado básicamente por tres cuentas: a) Las Provisiones para Jubilación Patronal e Indemnizaciones cuyo valor es de US$ 3,880,398.81; b) Otras Obligaciones a Largo Plazo con un valor de US$ 3,923,044.85, y c) Los depósitos de abonados, con un valor de US$ 999,938.16. las obligaciones a largo plazo incluye el crédito japonés en proceso de liquidación por la participación de Emepe en el programa de Subtransmision de la FASE B2, a un plazo de 30 años con 10 años de gracia. Las provisiones para jubilación tienen la contrapartida en efectivo, para satisfacer el pago de loas indemnizaciones a los trabajadores que se acojan a la jubilación patronal especial.

Los Pasivos Diferidos (3), deberán ser liquidados en los periodos siguientes, que corresponden básicamente a los Anticipos Recibidos para Construcciones, retención a favor de terceros.

La Empresa Eléctrica Península de Santa Elena, hasta la presente fecha no ha contratado préstamos internos o externos en forma directa, sin embargo, somos

partícipes de los programas de expansión contenidos en el Plan Maestro de Electrificación, en el que inicialmente todas las inversiones se considerarían Aportes para Futura Capitalización a favor del accionista mayoritario, decisión que fue revocada, correspondiéndole a cada beneficiario del programa asumir la deuda. Si comparamos los Pasivos Totales u Obligaciones de la Empresa, con el año 2001, obtenemos la siguiente información:

DETALLE	VALOR
Pasivos Totales al 31 Dic/2002	19,759,587
Pasivos Totales al 31 Dic/2001	12,878,706
Variaciones	**6,880,881**
Porcentaje de Incremento	**53.43**

El incremento de US$ 6,880,881, en los pasivos totales está determinado básicamente por el incremento de la deuda por planillas de Compra de Energía al Mercado Eléctrico Mayorista y las Obligaciones a largo plazo.

4. INDICADORES DE GESTION.

La identificación de apropiados indicadores de desempeño, es una etapa crítica dentro del proceso de evaluación de la gestión. Estos indicadores que aplicaremos, podrán ser capaces de mostrar, si los objetivos globales y particulares de Emepe propuestos se ha cumplido. Bajo este contexto y dentro de una práctica generalmente utilizada, se pueden identificar tres tipos de indicadores básicos: Financieros, Comerciales y de Gestión Técnica relacionada con la calidad del servicio, además otros relacionados con la actividad operacional y de expansión.

Los indicadores de Gestión Financiera, buscarán la vulnerabilidad de la estructura financiera de EMEPE, el rendimiento de sus activos en servicio y la capacidad de endeudamiento, por ejemplo:

SOLVENCIA:

Este índice, posibilita medir la capacidad de pago que tiene EMEPE, para medir sus deudas pendientes de pago en un año.

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
ACTIVO CORRIENTE	14,629,878	1.63
PASIVO CORRIENTE	8,986,336	

Este índice, muestra que la EMEPE tiene US$ 1.63 para satisfacer US$ 1 de deuda.

LIQUIDEZ:

Mediante este índice se mide la solvencia de la empresa de una manera rigurosa; es decir, al activo corriente se disminuye el inventario, el mismo que se demuestra a continuación.

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
ACTIVO CORRIENTE	14,629,878	1.24
(-) INVENTARIOS /	3,507,197	
PASIVO CORRIENTE	8,986,336	

Por 1 dólar de obligaciones a corto plazo, la empresa tendría 1.24 dólares disponibles para cubrir sus deudas inmediatas. A futuro dependerá de las posibilidades de conversión en efectivo de los inventarios ya que constituyen la parte menos líquida y requieren de un tiempo prudencial para su venta.

LIQUIDEZ INMEDIATA O PRUEBA ACIDA

Este indicador financiero es mucho más riguroso que los índices anteriores, ya que muestra como la empresa respondería "al instante" con sus disponibilidades, el cual se demuestra a continuación.

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
DISPONIBILIDADES /	2,443,527	0.27
PASIVO CORRIENTE	8,986,336	

Nos indica que por 1 dólar de obligaciones a corto plazo, la Empresa tendría 0,27 centavos para cubrir la deuda, la aceptación de este índice está en función del comportamiento del flujo de caja.

ENDEUDAMIENTO

Este indicador financiero nos informa de cuantas veces el patrimonio está comprometido con el pasivo total, demostrado de la siguiente forma:

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
PASIVO TOTAL /	19,759,587	75.24%
PATRIMONIO	26,263,538	

Este índice muestra que la propiedad total de los Accionistas está comprometida en 75.24% en relación a las Obligaciones o Pasivos Totales, es decir, que las tres cuartas partes del total patrimonio están comprometidas .

CAPITAL DE TRABAJO NETO

Este indicador nos permite conocer la capacidad financiera de la empresa para continuar con las operaciones normales, y está dado por la siguiente relación:

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
ACTIVO CORRIENTE -	14,629,878	5,643,542
PASIVO CORRIENTE	8,986,336	

El resultado de este índice nos da a conocer que la Empresa dispone de US $ 5,643,542. para continuar con sus operaciones normales.

PERIODO MEDIO DE COBRO

Este indicador financiero expresa el número de días promedio para recuperar las cuentas por cobrar y se obtiene de la siguiente forma.

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
CUENTAS POR COBRAR - Cta. 112	8,218,729	123.9
VENTA FACTURADA X 365 dias	24,207,915	

La Empresa debe esperar 123.9 días para recaudar el valor de sus ventas, considerando los valores finales del Balance. Si se establece el promedio de la cuenta por cobrar, es decir el saldo inicial y el final de la cuenta por cobrar, obtendremos en promedio de US$ 6'681.119, que dividido para el total de las ventas facturadas, el periodo de recuperación o recaudación seria de 100.7 días, este índice ratifica el alto valor de la Cartera por Cobrar, lo razonable seria un máximo de 60 días.

Los índices de Rentabilidad no son posibles calcularlos por los resultados negativos obtenidos en los últimos periodos y no muestran la verdadera situación de le empresa.

VII INVERSIONES:

El Plan de Inversiones Ajustado y programado para el ejercicio económico de 2002, se concreta básicamente en los siguientes montos, etapas funcionales y financiamiento detallado en el siguiente cuadro:

PLAN DE INVERSIONES AJUSTADO AÑO 2002					
ETAPAS FUNCIONALES	**VALORES**	**%**	**FUENTES DE FINANCIAM.**	**VALORES**	**%**
Generación	50,000	0.97	EMEPE	2,270,000	43.93
Subtransmisión	688,000	13.32	FERUM	467,500	9.05
Subestaciones	2,441,100	47.25	MUNICIPIO	243,891	4.72
Distribución	1,275,069	24.68	USUARIOS	523,678	10.14
Servic. A Clientes	250,000	4.84	OTROS	600	0.01
Invers. General.	462,600	8.95	FASE B2	1,661,100	32.15
TOTALES	**5,166,769**	**100.00**	**TOTALES**	**5,166,769**	**100.00**

Como se puede apreciar en el cuadro, la principal fuente de financiamiento para la ejecución del Plan de Inversiones Ajustado, es EMEPE con el 43.93%, que incluye los créditos para la adquisición de las Subestaciones y líneas de Subtransmisión de la fase B-2, otras de las principales fuentes son: FERUM con el 9.05%, Obras financiadas por usuarios con el 10.14%, y los MUNICIPIOS y Otros con el 4.73% del total del plan de inversiones.

Las inversiones están dirigidas básicamente a tres rubros importantes como son: Distribución con el 24.68%, Subestaciones con el 47.25%, y Servicios a Clientes con el 4.84%, del total del Plan de Inversiones.

En el siguiente cuadro demostramos el avance y cumplimiento de este programa:

ETAPAS FUNCIONALES	**MONTO PRESUPUEST.**	**MONTO COMPROM.**	**%**	**INFORMACION TECNICA**	**%**
Generación	50,000	8,843	0.00	8,843	100.00
Subtransmisión	688,000	769,150	111.80	635,711	82.65
Subestaciones	2,441,100	1,627,597	66.67	1,435,617	88.20
Líneas	207,700	213,928	103.00	207,700	97.09
Redes y A.P.	987,369	1,539,363	155.91	1,027,685	66.76
Transformador	80,000	116,539	145.67	114,302	98.08
Servicios a Clientes	250,000	373,409	149.36	372,495	99.76
Inversiones Generales	462,600	383,539	82.91	382,776	99.80
TOTALES	**5,166,769**	**5,032,368**	**97.40**	**4,185,129**	**83.16**

De las cifras expuestas se concluye que el Presupuesto de Inversiones del año 2002, fue ejecutado físicamente el 83.16%, con un compromiso del 97.4%.

El porcentaje de ejecución del Presupuesto de Inversiones, en forma numérica refleja el trabajo y esfuerzo que se está realizando para dar estricto cumplimiento a lo presupuestado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

Al *concluir mis labores del ejercicio económico terminado al 31 de diciembre de 2002,* con entera satisfacción pongo a vuestra disposición los resultados de la gestión *administrativa como* Presidente Ejecutivo de EMEPE. Las cifras expuestas y los *documentos de soporte, están a vuestra* disposición y resumidos en forma gráfica en los cuadros expuestos.

Señores Directores y Accionistas, *Emepe por ser la Institución líder* que garantiza el desarrollo peninsular ha creado grandes expectativas en todo su entorno, mas aun, siendo este sector un polo de desarrollo *que demanda y demandara a corto plazo gran* cantidad de energía Eléctrica, por lo tanto es *nuestra obligación anticiparnos* y planificar en forma urgente un programa y estrategias para satisfaces la influencia de proyectos en marcha y por concluirse que han beneficiado *a la Península de Santa* Elena, así el desarrollo agroindustrial, el auge comercial, la creación de *infraestructura* hotelera y turística, es una realidad a corto plazo que equilibraran las deficiencias del sector industrial local. Estas razones y otras son sin duda *justificaciones mas que* suficientes para que EMEPE inicie planificadamente el desarrollo de sus programas de ampliación y mejoras en toda su área de concesión, *legalmente establecida* y determinada por el CONELEC.

Para desarrollar los programas de expansión, es necesario dotar a la empresa de elementos básicos en equipos y recursos humanos altamente calificados como también la disposición de recursos económicos e insistir a nuestro Accionista mayoritario FONDO DE SOLIDARIDAD, la ratificación que el programa de la Fase B-2, cuyas asignaciones establecidas por el Ex INECEL, como Aportes para Futura Capitalización, sean retomadas y aceptadas como tal, sin cargo para Emepe, puesto que estos materiales y equipos para la instalación de nuevas Subestaciones y Líneas

de Subtransmisión están debidamente establecidas en nuestros programas de expansión y contemplados en el Plan Maestro de Electrificación del Ecuador.

Hemos iniciado el proceso de automatización para el control de las operaciones del Sistema de Subestaciones y principales alimentadores de distribución, que incluye la comunicación entre ellas y una conexión en red con todas las Agencias de Recaudación para disponer la información en tiempos reales.

Durante este año, todo el esfuerzo técnico y económico estuvo concentrado a la operación del sistema, con lo que la Empresa ha asegurado la continuidad del servicio. Para el siguiente ejercicio económico, se terminarán obras encaminadas a mejorar el sistema de Subtransmisión a 69 KV., ya que experiencias obtenidas en años anteriores, hace que estas obras se realicen con carácter de prioritario.
La Gerencia de Planificación, tendrá la delicada y compleja responsabilidad que como su nombre lo indica se dedicará a planificar el mantenimiento y el desarrollo futuro de la empresa.

La Administración, durante el año 2002, dio cumplimiento a las expresas disposiciones establecidas en la Ley del Régimen del Sector Eléctrico, en su plan de ajustes, la escisión de la empresa se efectuó en términos administrativos y no legales. La actividades especializadas de Generación se mantiene como un Centro funcional de Emepe que complementada con la actividad de distribución y comercialización cumplen y satisfacen la demanda del servicio. Se atendió y cumplió con el fideicomiso mercantil que garantiza el pago a los proveedores de energía, sobre la base de la totalidad de las recaudaciones efectuadas. Se pago cumplidamente las retenciones a favor de terceros, hemos sido permanentes cuidadores de la cordial relación obrero patronal y hemos cumplido con las indemnizaciones a los trabajadores que tomaron la decisión voluntaria de acogerse a la Jubilación Patronal Especial.

Adicionalmente, el austero y selectivo control de los gastos fue siempre uno de los principales aspectos que mantuvo ésta administración. Los contratos de trabajo eventuales, se redujeron a los estrictamente necesarios sin poder solucionar este riesgo laboral que la Empresa mantiene desde hace mas de 10 años. Se dedicó a la recaudación de toda la facturación pendiente de cobro, para mantener el porcentaje óptimo de recaudación anual. Tratamos de disminuir las Pérdidas Totales, incluidas las técnicas y de comercialización, sin embargo, las condiciones físicas, económicas y logísticas limitaron la consecución de este objetivo.

En el año 2002, por las políticas del Gobierno y el marco regulatorio contenidos en la Ley del Régimen del Sector Eléctrico y sus Reglamentos, exigió de las Empresas Eléctricas distribuidoras, y dentro de ellas EMEPE, una permanente y bien estructurada Administración y excelencia en la prestación del servicio, siendo este un objetivo que deberá cumplirse en este próximo periodo.

Debo hacer hincapié que durante el año 2002, se efectuo a traves del accionista mayoritario Fondo de Solidaridad un concurso para la instalación de una central termica en el Oriente Ecuatoriano que utilice el residuo de petróleo como combustible para su operación, a un precio tentador y el mas barato del mercado. Esto permitió suscribir un contrato a plazo con la compañía Termoriente C.A, debidamente autorizado por el Directorio y Junta General de Accionistas para a futuro participar de esta producción. Posteriormente a la suscripción de este contrato se han exigido garantías y firma de un fideicomiso a favor del proyecto no conocidas ni expuestas a la firma de este contrato, el mismo que esta en vigencia.

Aprovecho esta oportunidad, para exteriorizar mi agradecimiento a los Señores Directores y Accionistas por el apoyo y la coordinación brindada, para la consecución de las metas y objetivos en este año, y comprometer mi permanente dedicación con vuestro respaldo, a continuar con el cumplimiento de las responsabilidades asumidas.

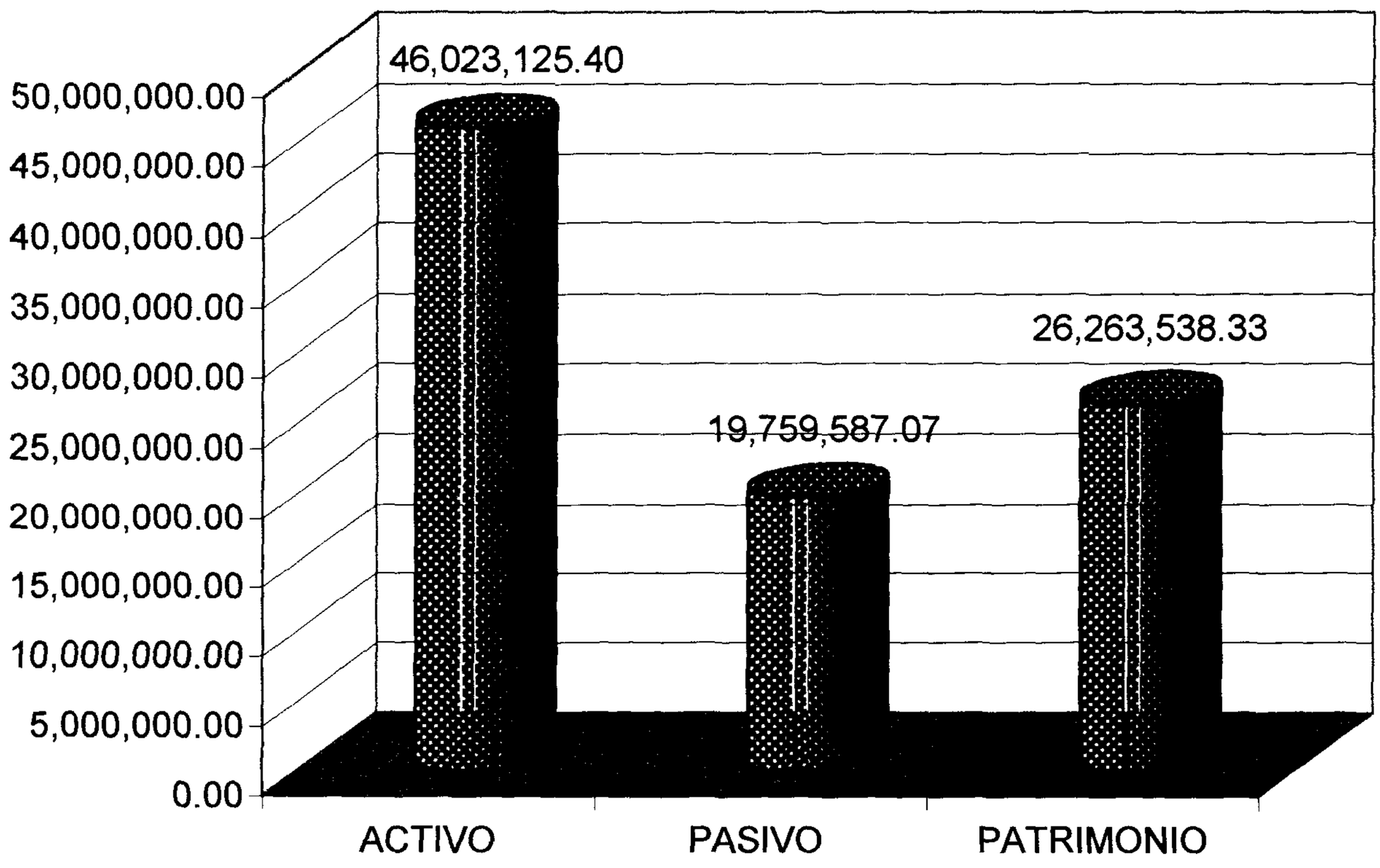
Con el optimismo de siempre, confío en el gran futuro de la Empresa y la calidad humana de sus colaboradores y profesionales.

Atentamente,

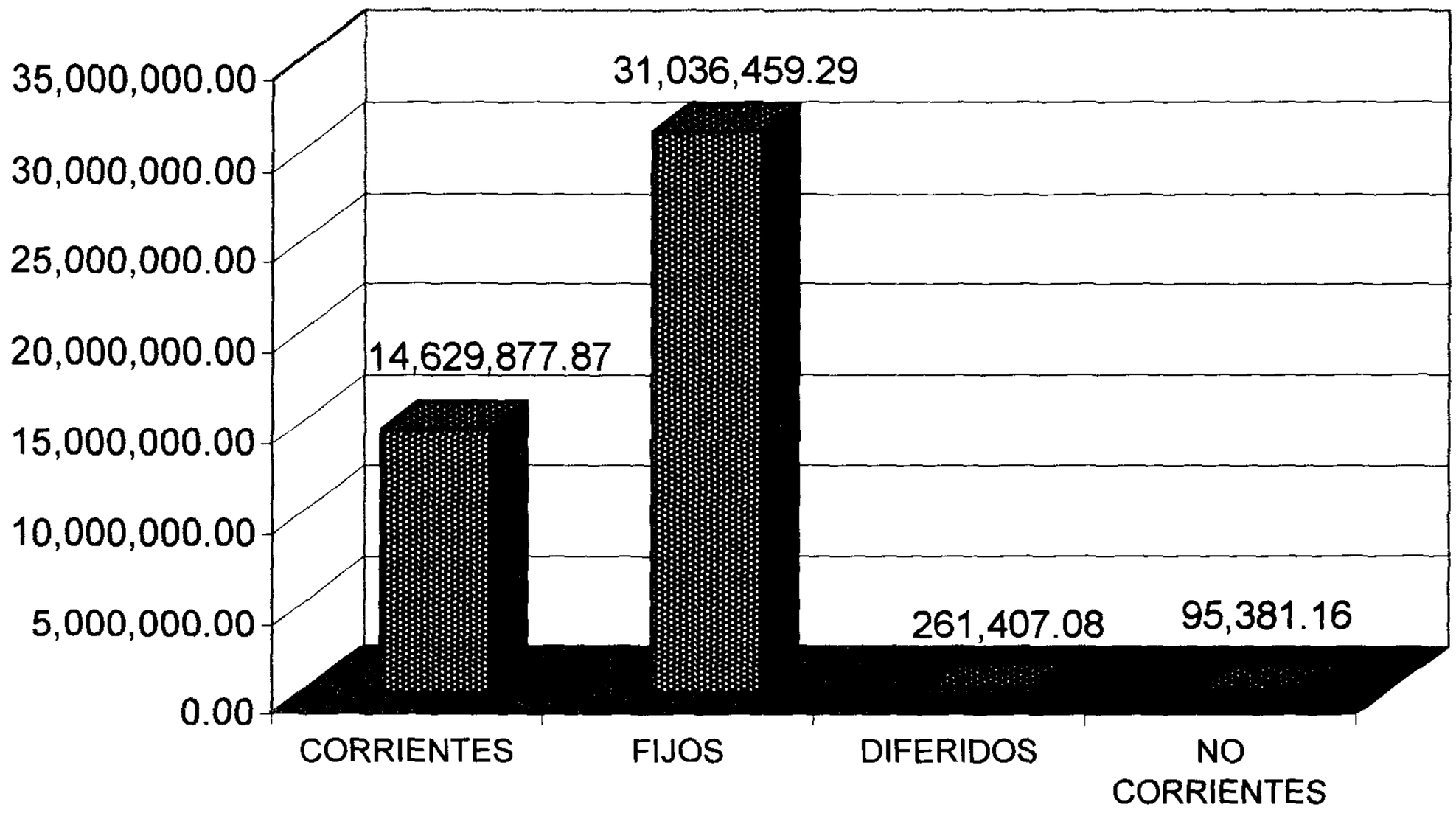
Ing. Edwin Vallejo Changuín
PRESIDENTE EJECUTIVO

La Libertad, Febrero 15 del 2003.

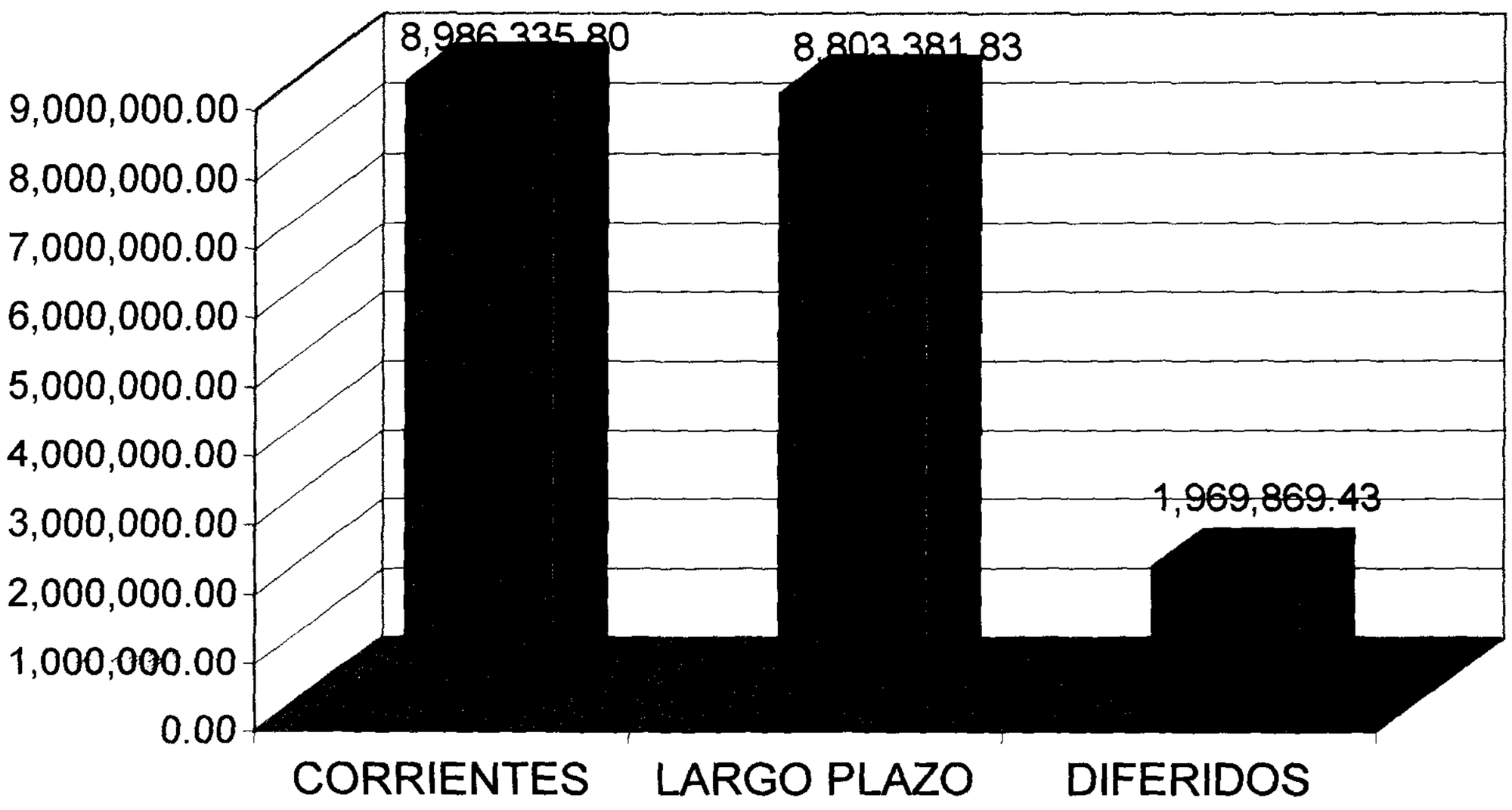
BALANCE GENERAL AÑO 2002



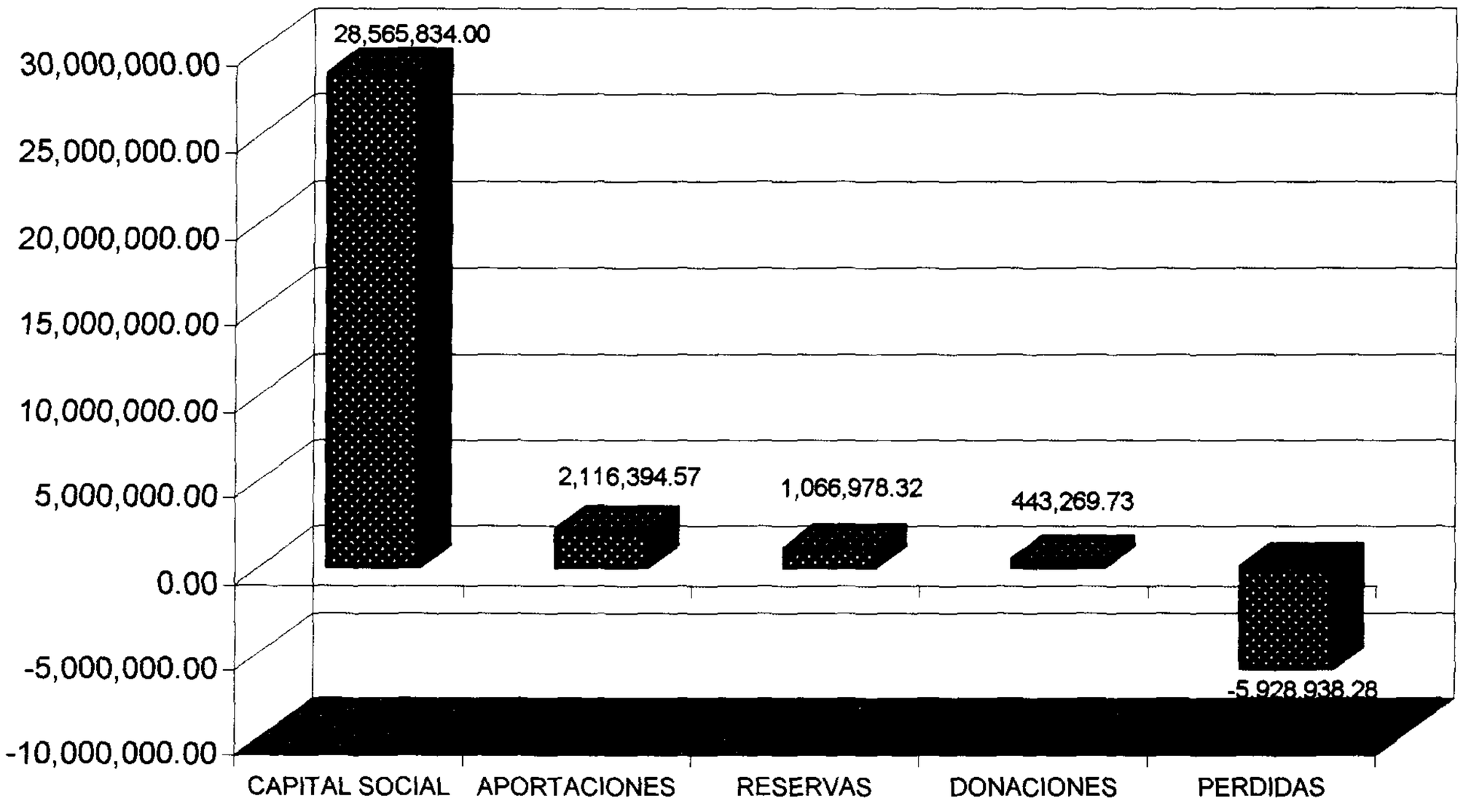
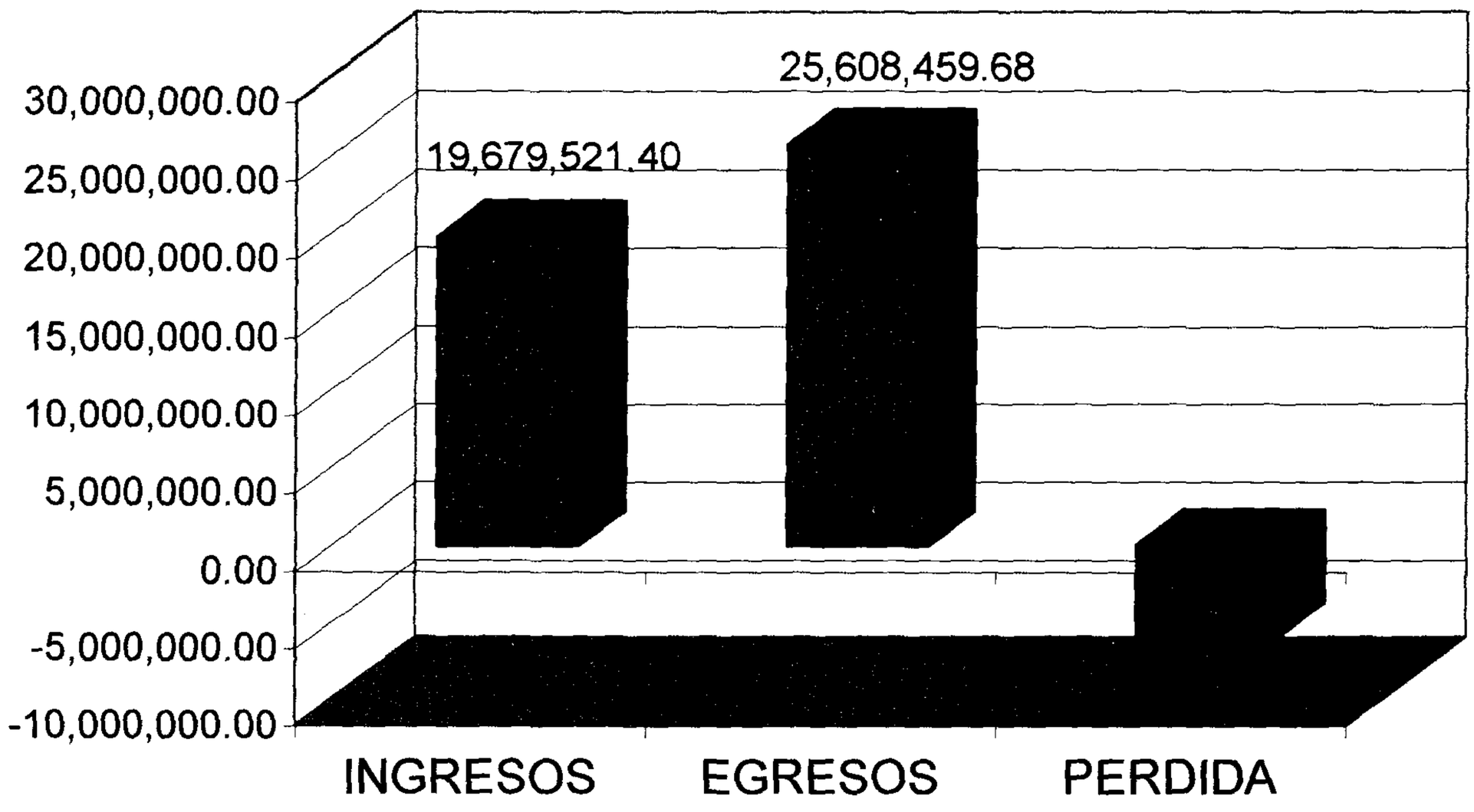
ACTIVOS TOTALES 2002



PASIVOS TOTALES 2002



PATRIMONIO TOTAL 2002



PERDIDAS Y GANANCIAS 2002