MEMORIA ANUAL DE LA GESTION ADMINISTRATIVA DE LA GERENCIA GENERAL DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PENÍNSULA DE SANTA ELENA C.A. CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONOMICO COMPRENDIDO ENTRE EL 1º. DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2000.

4436

Señores Directores y Accionistas:

Por mandato estatutario y disposiciones establecidas en la Ley de Compañías, en sus artículos 305 numeral 4 y artículo 331, me permito poner a conocimiento, análisis y aprobación de los Señores Directores y Accionistas de Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A., el Informe anual de mi Gestión Administrativa y conjuntamente los Estados Financieros por el ejercicio económico terminado al 31 de diciembre del 2000.

I. ANTECEDENTES:

Al cumplir mi segundo año de gestión del honroso nombramiento de Gerente General, Representante Legal de Empresa Eléctrica Península de Santa Elena, otorgado el 03 de octubre de 1998, mediante Resolución No. 026-A-98, me permito poner a conocimiento de las Autoridades Superiores de la Empresa los eventos más relevantes del año 2000, sin desmerecer que los 365 días de ininterrumpido servicio a la comunidad, tienen mayor significación que los actos que son de absoluta responsabilidad de nuestra gestión para mantener la operación y la administración del servicio eléctrico en toda nuestra área de concesión.

El año 2000, atípico desde toda perspectiva por la aplicación en el país del nuevo sistema económico y monetario, que transformó su estructura a una mas sólida y estable. La dolarización, de obligatorio cumplimiento a partir del 1º de abril del 2000, permitió sin duda alguna que las empresas en general y el sector eléctrico, en particular presenten sus Estados Financieros y Presupuestos Ajustados a esta nueva modalidad, merecen destacarse como hechos relevantes, la vigencia de los Pliegos Tarifarios, debidamente autorizados por el CONELEC, tanto para la compra al Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, como las tarifas aplicadas a nuestros consumidores finales, totalmente desequilibradas, especialmente en los últimos cuatro meses de este ejercicio, llegando a situaciones extremas, mas allá de las proyecciones consideradas en nuestros flujos, que sin duda alguna son el principal justificativo de los resultados económicos negativos obtenidos.

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 pago.

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 realizar la escisión, de éstas funciones, delegando o creando una empresa generadora que asumirá la responsabilidad de la administración, operación y mantenimiento de nuestras plantas termoeléctricas ubicadas en Posorja, Playas y La Libertad. El estudio que esta concluido y en el menor tiempo posible, con conocimiento y resolución de Directorio y Junta General de Accionistas de EMEPE, se deberá autorizar a la administración para su aplicación y conveniencia.

La legalización del contrato de concesión, aprobado por el Directorio y Junta General de Accionistas, autorizando al Gerente General para la firma de dicho documento con el CONELEC, Representante del Gobierno Ecuatoriano, ya se cumplió, sin embargo, la minuta para elevar a Escritura Pública aún no se ha concluido hasta que se paguen los honorarios del notario que asciende a la suma de US$ 26,000.00.

Los eventos expuestos acaecidos durante el año 2000, limitaron en cierta forma 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, siendo EMEPE una de las primeras empresas que liquidó los programas del año 1999, y recibió porcentualmente los fondos para la ejecución de los programas de 2000, estos recursos dirigidos, fue la única fuente de recursos frescos para la ejecución de obras de electrificación rural.

El Control de Pérdidas Negras se mantuvo con la atención que merece este programa, ya que disminuir un punto representa una recuperación de US$ 100,000.00 y consecuentemente, los kilovatios hora que se recupera.

El permanente crecimiento en nuestra área de influencia y servicio que sobrepasa los 6.000 Km^2, nos obliga a desplegar acciones para satisfacer estos requerimientos que involucran

58.737 clientes activos y facturables que cada día son más exigentes de los demás de 66.000 clientes que contiene nuestro catastro.

Las inversiones realizadas durante el año 2000, 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 nuevos clientes industriales, también la interconexión interna entre Subestaciones y el funcionamiento del Transformador de Elevación ubicado en la Central Térmica de La Libertad, le permitirá 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 del ejercicio que sobrepasan los US$ 7,700,000.00, igualmente será analizado en los aspectos financieros y contables de la empresa.

II. ASPECTOS GENERALES:

1. CONFORMACION LEGAL DE LA EMPRESA

EMEPE se constituyó el 24 de marzo de 1966, y la puesta en marcha efectiva fue el 29 de diciembre de 1968, con un capital inicial de 6'000.000 de sucres, el mismo que ha tenido variaciones durante los 34 años de operación, habiéndose legalizado el último aumento de capital de 5.682'465.000 sucres el 24 de marzo de 1991.

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, sus Estatutos Sociales y las Disposiciones establecidas en la Ley Básica del Sector Eléctrico, y tiene su domicilio principal en el Cantón La Libertad.

El servicio que presta la EMEPE, sobrepasa los 6.000 km^2, legalmente concedidos por el CONELEC y suministra la energía eléctrica a los cantones de Salinas, La Libertad, Santa Elena, Playas, y a todas las parroquias rurales del Cantón Guayaquil de la vía a la Península.

El objeto principal contenido en el último Aumento de Capital, es la prestación del servicio público de electricidad en su área de concesión, mediante la generación compra, intercambio, distribución y comercialización de la energía eléctrica, de conformidad con la Ley Básica de Electrificación y demás leyes de la República. La vigente Ley del Régimen del Sector Eléctrico, que sustituye a la Ley Básica de Electrificación establece que EMEPE deberá segregar sus actividades y conformar nuevas empresas exclusivamente para la Generación de energía termoeléctrica y mantener la actividad de distribución y comercialización de la energía, dentro de los plazos y las disposiciones que rigen para el efecto.

Su duración es de 50 años, contados a partir de la fecha de inscripción de la Escritura de Constitución en el Registro Mercantil, esto es, hasta el 30 de marzo del año 2016. El Capital Social suscrito y autorizado 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.

En la actualidad, con la liquidación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL, las acciones de su propiedad, fueron transferidas el 17 de abril de 1998, a favor del Fondo de Solidaridad quien tendrá todos los privilegios y derechos como accionista mayoritario en representación del Estado.

Por lo tanto, el Capital Social de EMEPE está conformado en la siguiente forma:

ACCIONISTAS	No. ACCION	V/.UNITARIO	VALOR TOTAL	%
Fondo de Solidaridad	479,489	0.40	191,795.60	84.38
I. Municipio de Salinas	39,150	0.40	15,660.00	6.89
H.Consej. Prov. Guayas	29,913	0.40	11,965.20	5.26
I. Municipio Santa Elena	19,400	0.40	7,760.00	3.41
EMEPE, Acciones Prefer. Readq.	2,945	0.04	117.80	0.05
TOTAL CAPITAL ACTUAL			**227,298.60**	**100.00**

Y, su representación gráfica se demuestra en el anexo adjunto:

Adicionalmente, la Empresa dispone de Aportes para Futura Capitalización, por US$ 2,519,373.73, y Reservas Generales por US$ 31,205,000.00, producto de los Aportes recibidos del Fondo de Solidaridad, Municipios Accionistas, Recaudación de Decretos como son los provenientes de la Ley No. 034 para Fondos de Electrificación Rural y también por la Revalorización y Revaluación de los Activos de la Empresa; también, Donaciones y

Contribuciones por US$ 759,566.00. Por lo tanto, el Patrimonio Neto de EMEPE, al 31 de diciembre del 2000, es de US$ 28,588,715.00, una vez deducidas las Pérdidas del Ejercicio que suman US$ 7,700,710.00.

Al cierre del Ejercicio del 2000, mi representada tiene un Aumento de Capital en Trámite por US$ 2,519,373.73, y Reforma de Estatutos. Con este nuevo aumento, el Capital Social, Suscrito y Pagado quedaría en la siguiente forma:

ACCIONISTAS	CAPITAL SOCIAL ACTUAL	%	APORTES FUTURAS CAPIT.	%	NUEVO CAPITAL SOCIAL	%
Fondo de Solidaridad	191,795.60	84.38	1,761,851.46	69.93	1,953,647.06	71.13
H. Consejo Prov. del Guayas	11,965.20	5.26	535,547.44	21.26	547,512.64	19.93
I. Municipalidad de Salinas	15,660.00	6.89	88,260.30	3.50	103,920.30	3.78
I. Municipalidad de Santa Elena	7,760.00	3.41	133,714.53	5.31	141,474.53	5.15
EMEPE, Acciones Readquiridas	117.80	0.05		-	117.80	0.01
TOTAL	**227,298.60**	**100.00**	**2,519,373.73**	**100.00**	**2,746,672.33**	**100.00**

El nuevo Aumento de Capital, tiene la siguiente representación, de acuerdo al gráfico adjunto:

2. INTEGRACION ACTUAL DE LOS ORGANISMOS DE LA COMPAÑÍA

De acuerdo a los Estatutos vigentes, los organismos de Dirección y Control Superior de la Empresa son: La Junta General de Accionistas, y el Directorio. La Junta General de Accionistas es la máxima autoridad, y por lo tanto, todas las Resoluciones que se adopten dentro de sus atribuciones establecidas en los Estatutos, son de obligatorio cumplimiento para la Administración. El Directorio, sus miembros son nombrados por las ternas presentadas por los Accionistas y aprobados por la Junta General de Accionistas para su titularidad.

La Representación Legal la ejerce el Gerente General, el mismo que es nombrado por la Junta General de Accionistas por un periodo de cuatro 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:

Esta integrado de la siguiente forma:

Fondo de Solidaridad: 2 Representantes Principales con sus respectivos Suplentes.

I. Municipalidad de Salinas: 1 Representante Principal, con su respectivo Suplente.

I. Municipalidad de Santa Elena: 1 Representante Principal, con su respectivo Suplente.

H. Consejo Provincial del Guayas: 1 Representante Principal, con su respectivo Suplente.

SESIONES DE DIRECTORIO Y JUNTA DE ACCIONISTAS

Durante el año 2000, la Junta General de Accionistas se reunió 5 veces, en la que se tomaron 19 resoluciones, las mismas que se han cumplido en un número de 17 equivalentes al 89.5%. La Resolución Nº 019A2000 se encuentra pendiente y que se refiere al Programa de Subtransmisión, Fase B-2, y La Resolución Nº 018A2000 en trámite que corresponde a la utilización de un certificado de Pasivos Garantizado por la A. G. D. del Banco del Progreso, para compra de materiales y servicios a Proeléctrica no utilizado a la fecha. Estas se desarrollaron en las siguientes fechas:

SESIONES DE JUNTA DE ACCIONISTAS AÑO 2000			
ORD.	FECHA DE SESION	RESOLUCION DESDE - HASTA	Nos. DE RESOLUCION
1	14-Mar-2000	1	1
2	07-Jul-2000	2	1
3	15-Jul-2000	3-9	7
4	20-Sep-2000	10-14	5
5	13-Dic-2000	15-19	5
	TOTAL		**19**

Durante el año 2000, el Directorio se reunió 10 veces, en la que se tomaron 43 resoluciones, las mismas que se han cumplido en un número de 41 resoluciones, equivalentes al 95%. La Resolución Nº 032D2000 quedó pendiente y se refiere al Programa de Subtransmisión Fase B-2, La Resolución Nº 024D2000 relacionada con la aplicación de los depósitos de Pasivos Garantizado por la A. G. D. Por la compra de materiales con la firma Proeléctrica, estas se desarrollaron en las siguientes fechas:

SESIONES DE DIRECTORIO AÑO 2000			
ORD.	FECHA DE SESION	RESOLUCION DESDE - HASTA	Nos. DE RESOLUCION
1	23-Feb-2000	1-5	5
2	14-Jun-2000	6-10	5
3	24-Jun-2000	11-16	6
4	02-Ago-2000	17-24	8
5	16-Sep-2000	25-29	5
6	31-Oct-2000	30-33	4
7	08-Nov-2000	34-36	3
8	15-Nov-2000	37-38	2
9	22-Nov-2000	39	1
10	19-Dic-2000	40-43	4
	TOTAL		**43**

III ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

1. ORGANIZACIÓN ESTRUCTURAL Y FUNCIONAL DE LA EMPRESA.

De acuerdo a las Resoluciones de Directorio y Junta General de Accionistas, EMEPE en la actualidad tiene una configuración Administrativa y Legal, que estructura su organización y establece las líneas de autoridad, basándose en sus Estatutos Sociales, La Ley de Compañías y a las disposiciones establecidas en La Ley del Régimen del Sector Eléctrico, en lo relativo a la escisión no cumplida hasta esta fecha, pero que necesaria y obligatoriamente tiene que

cumplirse en los próximos días en lo relativo, a la creación de las Empresas Generadoras, previa disposición y conveniencia de la Junta General de Accionistas.

Sin contemplar esta disposición al 31 de diciembre de 2000, mi Representada mantiene la siguiente estructura reflejada en el siguiente cuadro, en las 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 XIV Contrato Colectivo de Trabajo, la misma que regirá desde el 1º. De enero de 1999 al 31 de diciembre del 2000, con las debidas recomendaciones y políticas impartidas por el Accionista Mayoritario, Fondo de Solidaridad.

Las relaciones laborales del 2000, se las puede catalogar como cordiales y ajustadas a normas, disposiciones legales y contractuales. Es necesario recalcar que durante este periodo, la empresa llegó a disponer de hasta 116 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 tenerse a corto plazo, puesto que, cumpliendo con expresas disposiciones del Accionista Mayoritario para el año 2000, este tipo de contratos tendrá que ser calificado y selectivo acorde a la necesidad debidamente justificado por las Gerencias de Area.

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	65	29	2	1	67	30	97
Generación	21	5	7	0	28	5	33
Subtransmisión	8	20	2	7	10	27	37
Distribución	27	28	9	9	36	37	73
Comercialización	45	14	14	3	59	17	76
TOTALES	**166**	**96**	**34**	**20**	**200**	**116**	**316**

Este cuadro comparativamente con el año anterior, en el número de trabajadores estables y eventuales se mantuvo sin variación.

Durante el año 2000, se decretaron aumentos de los sueldos y salarios a nuestros trabajadores además de los aumentos que estuvieron determinados por la contratación colectiva vigente.

3.- ADQUISICIONES

En lo referente a esta actividad, la Administración dispuso y dio prioridad de acuerdo a las disponibilidades económicas, las adquisiciones relacionadas con la realización de obras del Programa de Electrificación Rural Urbano Marginal – FERUM, para el Mantenimiento y Mejoras del Sistema de Distribución y mantener básicamente los stocks de bodega, para atender los requerimientos y necesidades de EMEPE, para el normal desarrollo de sus actividades.

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, que durante el presente año no se registró ningún accidente, debido a que se concientizó 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 2000, se contó con poca capacitación debido a que el Centro de Capacitación del INECEL – CENCASEL dejó de funcionar, donde años anteriores asistieron gran cantidad de trabajadores a capacitarse.

Se trabajo 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

1. ANÁLISIS DE MERCADO.

Los 58.737 clientes registrados al término del ejercicio del 2000, que están dispersamente distribuidos en los 6.000 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 de nuestro sistema 244'270.274 KWH, cuya fuente o suministro fueron:

PROCEDENCIA DE ENERGIA	KWH	%
Contratos a Plazo	23,217,209	9.50
Contratos SPOT	221,053,065	90.50
TOTAL DE ENERGIA DISPONIBLE AL SISTEMA	**244,270,274**	**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. 2000	%	DOLARES FACT. 2000	%
R1 Residencial	47,055	80.11	54,671,900.00	28.87	2,151,032.68	25.78
R2 Residencial Temporal	6,510	11.08	12,083,037.00	6.38	680,006.51	8.15
G1 Comercial sin Demanda	4,131	7.03	12,633,715.00	6.67	457,036.43	5.48
G2 Industrial Artesanal	133	0.23	585,465.00	0.31	19,293.39	0.23
G3 Asist. Social Ben.Púb. Sin demanda	401	0.68	909,703.00	0.48	16,925.87	0.20
G4 Comercial con Demanda	468	0.80	86,093,228.00	45.46	4,052,920.75	48.58
G5 Asist. Social Ben.Púb. Con demanda	6	0.01	297,830.00	0.16	8,575.51	0.10
Autoconsumos	28	0.05	991,285.00	0.52	38,116.45	0.46
AP Alumbrado Público	5	0.01	21,115,144.00	11.15	919,030.98	11.02
TOTALES	**58,737**	**100.00**	**189,381,307.00**	**100.00**	**8,342,938.57**	**100.00**

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 91.19%, con una demanda equivalente al 35.25% de la energía consumida y facturada durante el año 2000, con un importe del 33.93% de lo facturado en el año.

El **Servicio Comercial sin Demanda (G1) y el Comercial con Demanda (G4),** es el 7.83% del total de clientes registrados a diciembre del 2000, con una demanda equivalente al 52.13% de los consumos facturados en el año, y representa el 54.06% de los ingresos por venta de energía del año 2000. En este rango están incluidas las Entidades Oficiales y Entidades Municipales.

El **Servicio Industrial Artesanal (G2),** es el 0.23% del total del catastro registrados a diciembre del 2000, que son 58.737 clientes, este porcentaje representa 133 servicios industriales artesanales, y demandaron energía por el 0.31% de la energía total facturada, con un importe equivalente al 0.23%.

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 11.15% del total de la energía facturada, con un importe equivalente al 11.02%.

El incremento de clientes que se dio en el año 2000, fue de 3.409 clientes nuevos, que representan el 5.80%, que mantiene el crecimiento sostenido de años anteriores que estaba sobre del 5% en promedio, *sin embargo, el incremento efectivo* fue de 505 clientes por el *incremento del número* de servicios cortados y retirados.

Esta incidencia merece ser analizada con los rendimientos obtenidos en el año 1999, cuyas variaciones muy significativas justifican los resultados obtenidos en el año 2000:

ANALISIS COMPARATIVO				
DETALLES	**1999**	**2000**	**VARIACIÓN**	**%**
Clientes	56,537	58,737	2,200	3.89
KWH Facturados	190,418,490	189,381,307	-1,037,183	-0.54
Valor Facturado	4,341,827	8,342,938	4,001,112	92.15
Energía Disponible	229,900,020	244,270,274	14,370,254	6.25
Pérdida de Energía	39,481,530	54,888,967	15,407,437	39.02
Porcentaje de Pérdida	17.12	22.47	5.35	31.25

Este análisis comparativo, se puede apreciar que el porcentaje de Pérdidas para el año 2000, es del 22.47% con relación al año 1999 que fue del 17.12%.

2. ANÁLISIS DE CARTERA

La cartera durante el ejercicio económico del 2000, según datos contables *con corte al* 31 de diciembre *del 2000, tuvo la siguiente evolución:*

EVOLUCION DE LA CARTERA AÑO 2000	
DESCRIPCION	**VALORES**
Saldo Contable a Diciembre 31 de 1999	1,658,822.30
Facturación del año 2000	10,798,301.25
(menos) Recaudación año 2000	8,838,488.04
SALDO CONTABLE A DIC.31/2000 CTA. ABONADOS	**3,618,635.51**

El total de la cartera al 31 de diciembre de 2000, se desglosa en Públicos y Privados en el siguiente cuadro:

TOTAL CARTERA AÑO 2000 POR SECTOR	
SECTOR PUBLICO	777,131.75
SECTOR PRIVADO	2,438,489.20
TOTAL CARTERA AÑO 2000	**3,215,620.95**

La prestación del servicio eléctrico en toda el área de concesión, es muy dispersa, por lo tanto, la Empresa para satisfacer en forma confiable y oportuna, ha tenido que desplegar actividades

concentrándose en el 100% de la demanda del Mercado Eléctrico Mayorista. El 9.50% corresponde a las contratos a plazo y el 90.50% de la energía se compró al Mercado Ocasional del MEM de un total de 244´270.274 KWH.

La potencia instalada en los grupos termoeléctricos, tanto en Península como en la División Playas y Posorja, está demostrado en el siguiente cuadro, en el que se apreciará individualmente las características de cada grupo generador:

CENTRALES TERMICAS	POTENCIA PLACA kw	POTENCIA EFECTIVA kw	OBSERVACION
PENINSULA			
G.M. # 1	2,500	2,000	
F.M. # 2	0		Fuera de Servicio
F.M. # 3	600		Fuera de Servicio, está desmantelado
F.M. # 4	600		Fuera de Servicio, necesita Overhault
ALLEN # 5	1,150		Fuera de Servicio, faltan respuestos
F.M. # 6	2,840		Por falta de repuestos no se reparó
F.M. # 7	2,840		Paralizado por daños en el Block
C.P. # 8	4,440		Necesita Manten. Menor, tiene deflexión en el cigüeñal
C.P. # 9	4,440	3,300	
G.M. # 10	2,500	2,000	
G.M. # 11	2,500	2,000	
G.M. # 12	2,500		Falta reparación del radiador
SUBTOTAL	**26,910**	**9,300**	
PLAYAS			
Blackstone	600	800	
F.M. # 4	1,200		Falta mantenimiento del radiador
POSORJA			
F.M. # 5	2,840	2,000	
SUB-TOTAL	**4,640**	**2,800**	
TOTAL POTENCIA	**31,550**	**12,100**	

Del análisis de este cuadro solo el 38% de la potencia instalada está operativa en los actuales momentos. El elevado costo de mantenimiento de estos grupos, no nos permite 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.

SUBESTACIÓN

En la actualidad, la Empresa cuenta con 10 Subestaciones: 7 en la Península y 3 en Playas con la siguiente capacidad instalada:

Península 46.750 KVA

Playas 18.750 KVA

La Potencia contratada al Sistema Nacional Interconectado en el año 2000, está demostrada en el siguiente cuadro, que a la vez es facturada por el CENACE, ya que a partir del mes de octubre del 2000, entra a funcionar los contratos a plazo con los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM. Los excedentes de energía para satisfacer la demanda del sistema, los comprará EMEPE en el Mercado ocasional.

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

CONCEPTOS	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
Demanda Máxima KW	42,900	12,000	54,900
Fecha	5 marzo del 2000	5 marzo del 2000	5 marzo del 2000
Demanda Media KW	19,357	5,040	27,554
Demanda Mínima KW	15,000	5,000	20,000
Factor de Carga	50.95%	47.53%	50.18%

La capacidad de las Subestaciones que operaron en el año 2000, está demostrada en el siguiente cuadro:

SUBESTACIONES	CAPACIDAD NOMINAL KVA	CARGA KVA	% DE UTILIZAC.
La Libertad	10,000	11,206	112.1
Salinas	10,000	8,076	80.8
Santa Rosa	5,000	4,323	86.5
Chanduy	7,500	2,230	29.7
Colonche	10,000	4,946	49.5
San Vicente	3,750	3,871	103.2
Chipipe	5,000	5,963	119.3
Manglaralto	3,750	2,490	66.4
Playas	3,750	2,783	74.2
Posorja	10,000	7,086	70.9
Cerecita	5,000	2,902	58.0
TOTAL EMEPE	**73,750**	**55,876**	**75.8**

Con el funcionamiento de la Subestación Manglaralto de 3.75 MVA. de 69/13.2 KV. se mejoró la regulación de voltaje de esa importante zona y se descargó la Subestación Colonche, así como los alimentadores que iban a este sector.

En esta subestación, también se construyó una oficina para la atención al público, se creó una cuadrilla permanente para atender las necesidades presentadas en el Sector, especialmente en época de temporada.

SUBTRANSMISIÓN

Al momento la empresa cuenta con 161.3 kms de Líneas de 69 KV. distribuidas en Península y Playas. Se ha logrado disminuir las desconexiones debido al mantenimiento de lavado de aisladores. Se ha aumentado el nivel de aislamiento. Se ha realizado mantenimiento al frío con el personal de cuadrilla.

Para el siguiente año, se aumentará el nivel de aislamiento de la Línea Playas – Posorja y de la Línea Desvío Chanduy – Chanduy.

DISTRIBUCIÓN

Durante el año 2000, se efectuaron muchas 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	Km.
Lineas de Subtransmisión a 69 KV.	0.00
Líneas de Distribución a 13.8 KV.	106.10
Redes de Alta Tensión (Km.)	23.51
Redes de Baja Tensión (Km.)	48.19
Transformadores Distrib. (Unidades)	148
Transformadores Distrib. (KVA)	3569
Alumbrado Público (Unidades)	1100
Alumbrado Público (KW)	224.34

Luego de este incremento en obras, el actual Sistema Eléctrico de EMEPE al 31 de diciembre del 2000, queda demostrado en el siguiente cuadro:

DESCRIPCION	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
Lineas de Subtransmisión a 69 KV.	94.97	66.33	161.30
Líneas de Distribución a 13.8 KV.	716.30	493.10	1,209.40
Redes de Alta Tensión (Km.)	397.23	150.49	547.72
Redes de Baja Tensión (Km.)	835.90	189.25	1,025.15
Transformadores Distrib. (Unid.)	3,902	1,128	5,030
Transformadores Distrib. (KVA)	96,975	19,359	116,334
Alumbrado Público (Unid.)	16,908	3,243	20,151
Alumbrado Público (KW)	3,154.28	544.70	3,698.98

A continuación se detallan las principales líneas de distribución construídas:

DESDE	HASTA	KMTS	CONDUCT.	No. FASE
Bambil Deshecho	Febres Cordero	4.90	2/0	3
Loma Alta	Bambil Collao	5.40	2/0	3
S/E Santa Elena	Ballenita	3.00	4/0	3
Juntas	Limoncito	11.40	4/0	3
Progreso	San Lorenzo	13.00	4/0	3
TOTAL		***37.70***		

Durante el año, se presentaron 12.168 quejas por varios motivos en la península y5.730 en Playas.

VI ASPECTOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS

1. ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y PATRIMONIO

Al concluir el ejercicio Económico de 2000, el Capital Social de EMEPE suscrito y pagado y con las transferencias de Acciones realizadas por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación – INECEL, *a favor del Fondo de Solidaridad, es de* US$ 227,298.60, debidamente identificado según los cuadros expuestos en los cuadros y gráficos *anteriores*.

El último aumento de capital realizado por EMEPE, fue el 26 de marzo de 1991, en la actualidad se encuentra en trámite un nuevo aumento de capital por el monto de US$ 2,519,373.73, correspondiente a los aportes para futuras capitalizaciones con lo que el nuevo *capital de concretarse este aumento sería de* US$ 2,746,672.33.

Las cuentas patrimoniales al cierre de este ejercicio y enjugadas las pérdidas *tienen un valor* neto US$ 28,588,715, incluido el capital social pagado que es de US$ 227,298.60, por lo tanto se dispondría para un nuevo aumento de capital de un monto de US$ 20,000,000 y dejar reservas para cubrir contingencias en años posteriores.

2. RESULTADOS

De las cifras del Estado de Pérdidas y Ganancias, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2000, el resultado económico obtenido y comparado con el presupuesto del mismo periodo, muestran los siguientes valores:

ESTADO PERDIDAS Y GANANCIAS AÑO 2000			
CONCEPTO	**PRESUP. 2000**	**EST.FINANC. 2000**	**VARIACION**
INGRESOS			
Operación	8,342,938.57	9,453,098.27	-1,110,159.70
No Operación	1,328,184.75	460,896.53	867,288.22
TOTAL INGRESOS	**9,671,123.32**	**9,913,994.80**	**-242,871.48**
EGRESOS			
Operación	3,271,064.46	4,350,418.98	-1,079,354.52
Depreciación	3,768,595.64	3,795,248.91	-26,653.27
Compra de Energía DOSNI	9,057,341.53	✓ 9,057,341.53	0.00
Ajenos a la Operación	898,865.63	411,695.72	487,169.91
TOTAL EGRESOS	**16,995,867.26**	**17,614,705.14**	**-618,837.88**
Mano de Obra a Capitalizar			0.00
RESULTADO DEL EJERCICIO PERDID	**-7,324,743.94**	**-7,700,710.34**	**375,966.40**

Del análisis comparativo de los resultados entre lo presupuestado y las cifras de contabilidad, se ha determinado una diferencia US$ 375,966.40, que se establece por la disminución de los ingresos respecto de lo presupuestado y al incremento en los gastos respecto de lo presupuestado, es importante recalcar que el mayor incremento está en la compra de energía al MEM, e incremento de la depreciación.

Los ingresos, corresponden a la aplicación de los pliegos tarifarios en los diferentes rangos y a la venta de energía térmica al MEM desglosados en la siguiente forma:

INGRESOS POR	VALOR	%
Venta de Energía a Clientes	8,342,938.57	86.27
Energía de Reserva	1,099,702.23	11.37
Ingresos no venta de Energía	29,692.39	0.31
Ajenos a la Operación	198,790.13	2.06
TOTAL INGRESOS	**9,671,123.32**	**100.00**

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

EGRESOS POR	VALOR	%
Generación	480,798.11	2.83
Subtransmisión	166,317.61	0.98
Distribución	551,172.41	3.24
Comercialización	573,179.91	3.37
Administración General	870,447.51	5.12
SUMA	**2,641,915.55**	**15.54**
Compra Energía al MEM	9,057,341.53	53.29
Combust. y Lubric. p' Generac.	629,148.92	3.70
Depreciación	3,768,595.64	22.17
SUB-TOTAL	**16,097,001.64**	**94.71**
Gtos Ajenos a la Operac.	898,865.63	5.29
TOTAL EGRESOS	**16,995,867.27**	**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 un detalle de los gastos y los costos de la energía vendida más expresiva, lo detallamos en el siguiente cuadro, dado en dólares:

DETALLE DE LOS GASTOS DE OPERACIÓN CLASIFICADOS POR ELEMENTOS DEL COSTO		
ELEMENTOS DEL COSTO	**TOTALES**	**%**
Mano de Obra	1,472,241.38	8.66
Materiales	1,236,664.28	7.28
Gastos Generales	562,158.80	3.31
Compra de Energía	9,057,341.53	53.29
Depreciación	3,768,595.64	22.17
Gastos Ajenos a la Operación	898,865.63	5.29
TOTALES	**16,995,867.26**	**100.00**

DETERMINACION DEL PRECIO MEDIO DE VENTA

Los 58.737 clientes registrados al 31 de diciembre del 2000, como servicios activos, consumieron un total de energía facturada de 244´270.274 KWH, que relacionados con las tarifas aplicadas en los diferentes rangos determinan un total de US$ 8,342,938.57.

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

VENTA DIRECTA A CLIENTES	VALORES
Ingresos por Venta a Clientes	8,342,938
Energia Facturada en KWH	189,381,307
PRECIO MEDIO DE VENTA POR KWH	**0.0441**

Si comparamos el precio medio de venta facturado a nuestros clientes, que es de US$ 0.0441 cada kw/h, con el promedio presupuestado que fue de US$ 0.0390 cada kw/h, significa que hubo un incremento de US$ 0.0051.

Si estos precios promedios tarifarios resultantes en el año 2000, comparamos con el año inmediato anterior, obtenemos la siguiente relación:

DESCRIPCION	C/KWH
PRECIO MEDIO DE VENTA A 2000	0.0441
PRECIO MEDIO DE VENTA A 1999	0.0217
VARIACION	**0.0224**

De este análisis se deduce que las tarifas durante el año 2000, tuvieron un incremento promedio 103%.

Las pérdidas negras y totales a diciembre del 2000, está determinada mediante el siguiente análisis:

DETALLE	KWH	%
Energía Total Comprada al MEM	244,270,274	100.00
Energía Total Facturada al Cliente	189,381,307	77.53
PERDIDA TOTAL	**54,888,967**	**22.47**

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:

DETALLE	VALOR	VALOR KWH
Mano de Obra General	1,472,241.38	0.0078
Materiales	1,236,664.28	0.0065
Otros Gastos	562,158.80	0.0030
Compra de Energía al MEM	9,057,341.53	0.0478
Depreciación	3,768,595.64	
Ajenos a la Operación	898,865.63	
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	**16,995,867.26**	
Total Energía Facturada en KWH	189,381,307.00	
COSTO UNITARIO DEL KWH	**0.0897**	

Del análisis de los ingresos y egresos de la operación, determinamos que el resultado en centavos de dólar por cada KWH, es el siguiente:

Precio Promedio de Venta KWH	0.0441
Costo de Venta de KWH	0.0891
Déficit por cada KWH	**0.0450**

Este déficit por cada KWH, está justificado por el bajo pliego tarifario aplicado y por el incremento de los precios de los insumos y productos utilizados en nuestra operación, como también por el efecto inflacionario. Además, a partir del mes de Septiembre del 2000, el CENACE, aplica tarifas reales a las Empresas Distribuidoras, por la operación de las Empresas Generadoras de energía no hidráulica, el efecto de este incremento fue por la aplicación de tarifas de enero a septiembre del 2000 de energía del Mercado Ocasional. A partir de octubre

del 2000 se aplica el 70% de la demanda a precio de contrato a plazo y el 30% del Mercado Ocasional, controlado por el CENACE.

3. OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

El Pasivo Total de la Empresa al 31 de diciembre del 2000, es de US$ 9,579,439, que se descomponen en los siguientes rubros, en miles de sucres:

PASIVOS EN US$		
CONCEPTO	VALOR	%
1. Pasivo a Corto Plazo - Corriente	6,045,345	63.11
2. Pasivo a Largo Plazo	2,405,292	25.11
3. Pasivos Diferidos	1,128,802	11.78
TOTAL PASIVOS	**9,579,439**	**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 al Fideicomiso de Administración e Inversión - MEM por compra de energía al Mercado Eléctrico Mayorista, cuyo monto de facturas a pagar es de US$ 5,114,500, y que corresponden a consumos hasta septiembre del 2000, a partir de octubre del 2000 se paga a las generadoras con los cuales se suscribió los contratos a plazo. Esta deuda al MEM, representa el 85% del valor total de los Pasivos Corrientes a Corto Plazo, estos valores no han sido pagados por estar en proceso una nueva modalidad de pago a largo plazo.

Los Pasivos a Largo Plazo (2), cuyo total es US$ 2,405,292, están representado básicamente por tres cuentas: a) Las Provisiones para Jubilación Patronal e Indemnizaciones cuyo valor es de US$ 1,456,910; b) Otras Obligaciones a Largo Plazo con un valor de US$ 616,786, y c) Los depósitos de abonados, con un valor de US$ 331,595.

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, de obligación directa, sin embargo, por los beneficios recibidos a través del Ex – Accionista Mayoritario INECEL, por la entrega de Equipos Repuestos y

Materiales, contenidos en los programas de expansión, estos fueron considerados como Aportes para Futura Capitalización.

Si comparamos los Pasivos Totales u Obligaciones de la Empresa, con el año 1999, obtenemos la siguiente información:

DETALLE	VALOR
Pasivos Totales al 31 Dic/2000	9,579,439
Pasivos Totales al 31 Dic/1999	3,581,447
Variaciones	**5,997,992**
Porcentaje de Incremento	**167.47**

El incremento de US$ 5,997,992, de los pasivos totales está determinado básicamente por el incremento de la deuda por planillas de Compra de Energía al Mercado Eléctrico Mayorista.

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, se están cumpliendo. Bajo este contexto, y dentro de una práctica generalmente utilizada, se pueden identificar tres tipos de indicadores básicos: Financieros, Comerciales y Gerenciales, y de Gestión Técnica relacionada con la calidad del servicio, además otros relacionados con la actividad operacional como también en lo referente a la 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	7,227,534	1.20
PASIVO CORRIENTE	6,045,345	

Este índice, muestra que la EMEPE tiene US$ 1.20 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	7,227,534	0.66
(-) INVENTARIOS /	3,216,629	
PASIVO CORRIENTE	6,045,345	

Por 1 dólar de obligaciones a corto plazo, la empresa tendría 0,66 centavos para cubrir sus deudas, 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 /	404,797	0.07
PASIVO CORRIENTE	6,045,345	

Nos indica que por 1 dólar de obligaciones a corto plazo, la Empresa tendría 0,07 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 /	9,579,439	33.51%
PATRIMONIO	28,588,715	

Este índice muestra que la propiedad total de los Accionistas está comprometida en 33.51% en relación a las Obligaciones o Pasivos Totales, es decir, una tercera parte del total del patrimonio.

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 -	7,227,534	1,182,189
PASIVO CORRIENTE	6,045,345	

El resultado de este índice nos da a conocer que la Empresa dispone de US $ 1,182,189. 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	3,617,873	139.7
VENTA DE ENERGÍA - Cta. 401 x 365 día	9,453,098	

La Empresa debe esperar 139 días en promedio para recuperar el valor de sus ventas, el mismo que se considera muy alto al promedio razonable de cobranzas, que sería en nuestro caso de aproximadamente entre 20 a 30 días.

Los índices de Rentabilidad, por los resultados negativos obtenidos en los últimos periodos no son posibles determinarlos porque los porcentajes no muestran la verdadera situación de le empresa.

VII INVERSIONES:

El Plan de Inversiones Ajustado y programado para el ejercicio económico de 2000, se concreta básicamente en los siguientes montos, etapas funcionales y financiamiento detallado en el siguiente cuadro:

PLAN DE INVERSIONES AJUSTADO AÑO 2000					
ETAPAS FUNCIONALES	**VALORES**	**%**	**FUENTES DE FINANCIAM.**	**VALORES**	**%**
Generación		0.00	EMEPE	4,537,765	86.72
Subtransmisión	264,400	5.05	FERUM	459,465	8.78
Subestaciones	3,906,856	74.66	MUNICIPIO	57,000	1.09
Distribución	677,862	12.95	USUARIOS	166,000	3.17
Servic. A Clientes	200,992	3.84	OTROS	12,600	0.24
Invers. General.	182,720	3.49			
TOTALES	**5,232,830**	**100.00**	**TOTALES**	**5,232,830**	**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 86.72%, 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 8.78%, Obras financiadas por usuarios con el 3.17%, y los MUNICIPIOS y Otros con el 1.33% del total del plan de inversiones.

Las inversiones están dirigidas básicamente a tres rubros importantes como son: Distribución con el 12.95%, Subestaciones con el 74.66%, y Servicios a Clientes con el 3.84%, del total del Plan de Inversiones.

Este plan inicial no pudo concretarse, especialmente en el Área de Subestaciones por depender exclusivamente de la aplicación efectiva de la Fase B-2, que esperamos que se concrete en el año 2001. Por ser dependientes de esta decisión, que le corresponde a Transelectric S.A. hacer la entrega efectiva, buscando los mecanismos de financiamiento y dar cumplimiento a lo convenido en el Plan Maestro de Electrificación, el programa de inversiones quedó para el año 2000 de la siguiente forma.

PLAN DE INVERSIONES AJUSTADO AÑO 2000					
ETAPAS FUNCIONALES	**VALORES**	**%**	**FUENTES DE FINANCIAM.**	**VALORES**	**%**
Generación		0.00	EMEPE	447,989	33.71
Subtransmisión	798	0.06	FERUM	404,562	30.44
Subestaciones	77,464	5.83	MUNICIPIO	81,102	6.10
Distribución	838,765	63.12	USUARIOS	383,245	28.84
Servic. A Clientes	249,763	18.79	OTROS	12,000	0.90
Invers. General.	162,108	12.20			
TOTALES	**1,328,898**	**100.00**	**TOTALES**	**1,328,898**	**100.00**

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

ETAPAS FUNCIONALES	MONTO PRESUPUEST.	MONTO COMPROM.	%	INFORMACION TECNICA	%
Generación	0	0	0.00	0	0.00
Subtransmisión	264,400	798	0.30	0	0.00
Subestaciones	3,906,856	77,464	1.98	62,389	80.54
Líneas	149,345	120,304	80.55	117,257	97.47
Redes y A.P.	483,517	650,505	134.54	427,611	65.74
Transformador	45,000	67,956	151.01	43,073	63.38
Servicios a Clientes	200,992	249,763	124.27	249,763	100.00
Inversiones Generales	182,720	162,108	88.72	154,460	95.28
TOTALES	**5,232,830**	**1,328,898**	**25.40**	**1,054,553**	**79.36**

De las cifras expuestas se concluye que el Presupuesto de Inversiones del año 2000, fue ejecutado físicamente el 79%, de acuerdo a la información técnica o fiscalización.

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 2000, con entera satisfacción pongo a vuestra disposición los resultados de la gestión administrativa como Gerente General de Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C.A. Las cifras expuestas y los documentos de soporte, están a vuestra disposición y resumidos en forma gráfica en los anexos que se adjuntan.

Señores Accionistas, las exigencias y las obligaciones, que tiene EMEPE ante las expectativas por la gran demanda de la energía eléctrica a corto tiempo, el desarrollo de infraestructuras en nuestra zona, el proyecto hidroeléctrico como el Daule – Peripa y el desarrollo agroindustrial de la Península, son sin duda alguna, razones 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 del programa Fase B-2, cuyas asignaciones establecidas por el Ex INECEL, como Aportes para Futura Capitalización, sean retomadas y aprobadas para su aplicación inmediata, 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.

Se considerará la posibilidad de efectuar un estudio para la automatización de las Subestaciones y principales alimentadores de Distribución. Se iniciarán gestiones ante PACIFICTEL, para la obtención de un sistema confiable de comunicaciones, con la finalidad de estar conectado en línea con los distintos puntos de recaudaciones, Subestaciones, Centrales Térmicas y de esta manera, obtener toda la información en tiempo real.

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.

En el año 2000, se creó la Gerencia de Planificación, que 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 2000, 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, en actividades especializadas de Generación y Distribución así como el cumplimiento de todas las obligaciones relacionadas con el pago por consumo de la energía puesta a disposición de nuestro sistema y de nuestros clientes.

Para que todos estos pormenores detallados, puedan cumplirse, la Administración de EMEPE estableció un equipo de trabajo, responsable de la reestructuración administrativa, financiera y de mercadeo, dirigidas a mantener la cordial relación en la parte interna de la empresa, especialmente con todos sus colaboradores y en la parte externa brindar una excelente atención a sus clientes.

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. Se dedicará 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. Fue nuestra meta pagar la totalidad de la deuda, que en forma acumulada no ha sido atendida por las Administraciones anteriores, y el cumplido pago de las planillas del CENACE y los agentes del MEM, en atención a la verdadera y real capacidad de recursos, los pliegos tarifarios aprobados por las unidades reguladoras, no permitieron cumplir este objetivo.

En el año 2000, 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.

Señores Directores y Accionistas: EMEPE es la Institución más importante para el desarrollo sostenido y sustentable de la Península de Santa Elena, y la energía eléctrica, el principal e imprescindible elemento que garantizará esta actividad, para ello, hay que iniciar

planificadamente su expansión, mantenimiento y operación de todos sus sistemas, permitiendo incorporar el servicio eléctrico en los 6.000 Km. cuadrados de área de concesión concedida.

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.

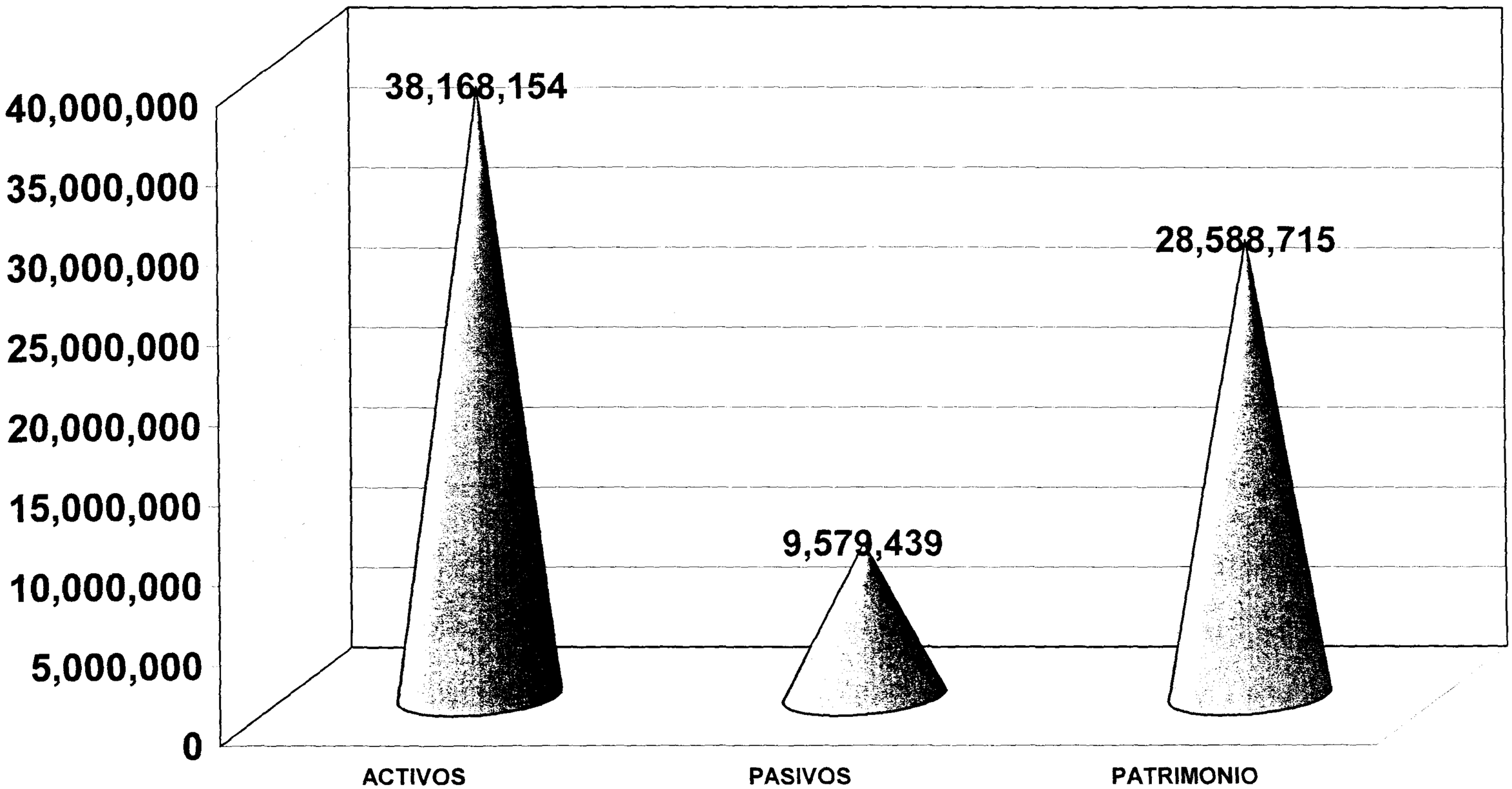
Con el optimismo de siempre, confío en el gran futuro de la Empresa y la calidad humana de sus colaboradores y profesionales.

Atentamente,

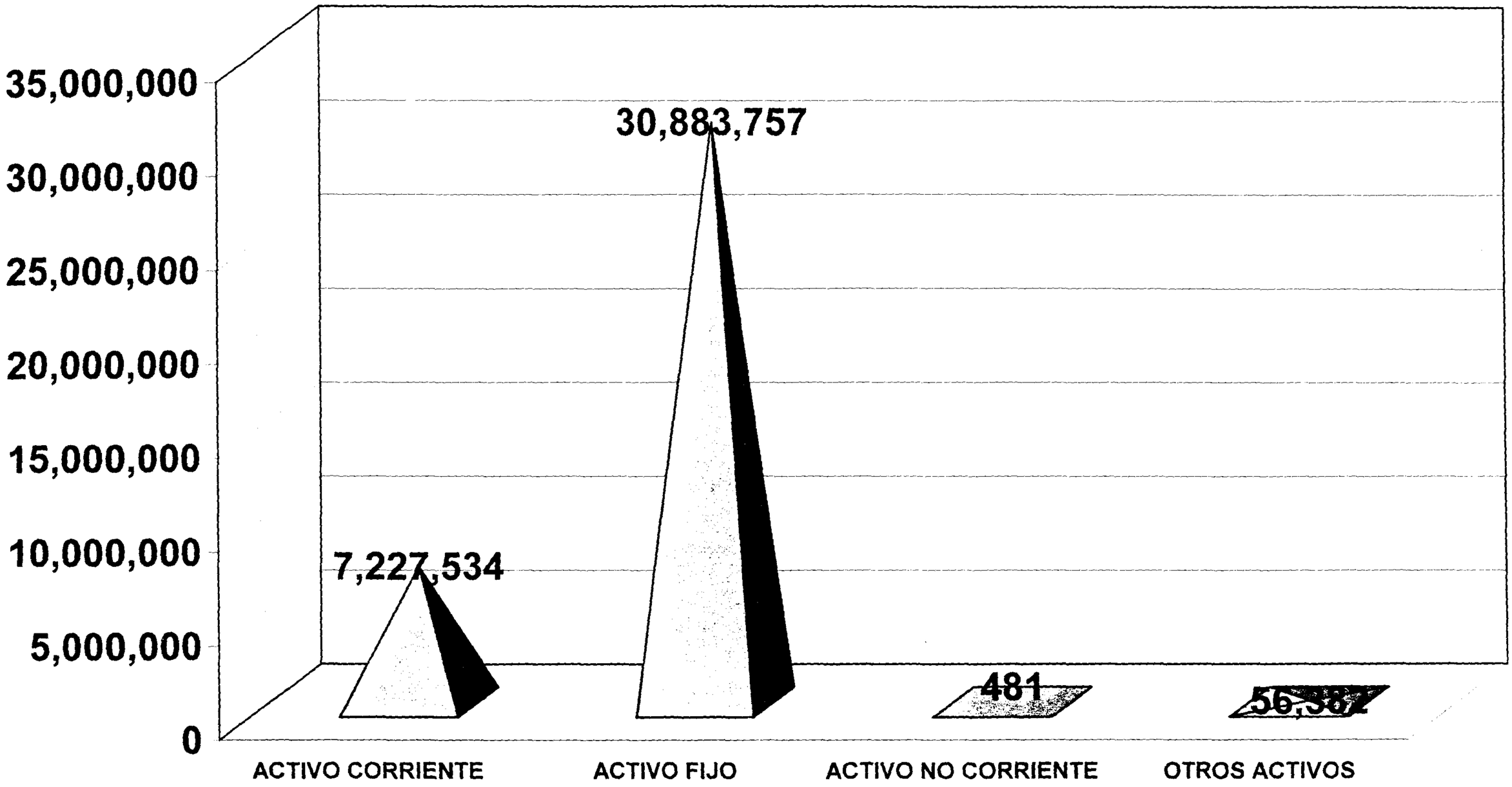
Ing. Edwin Vallejo Changuín
GERENTE GENERAL

La Libertad, Febrero 15 del 2000.

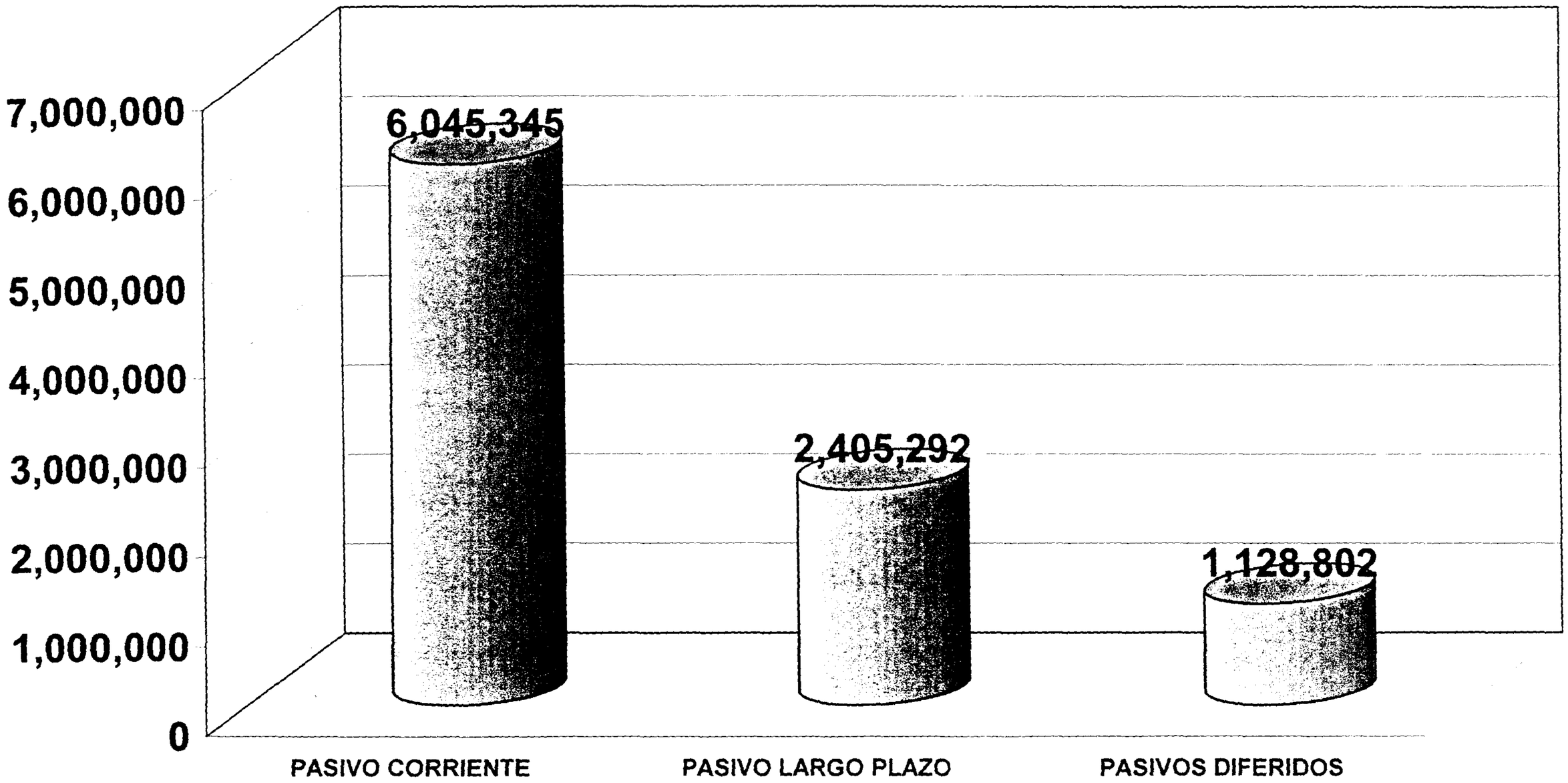
BALANCE GENERAL 2000
(en dólares)



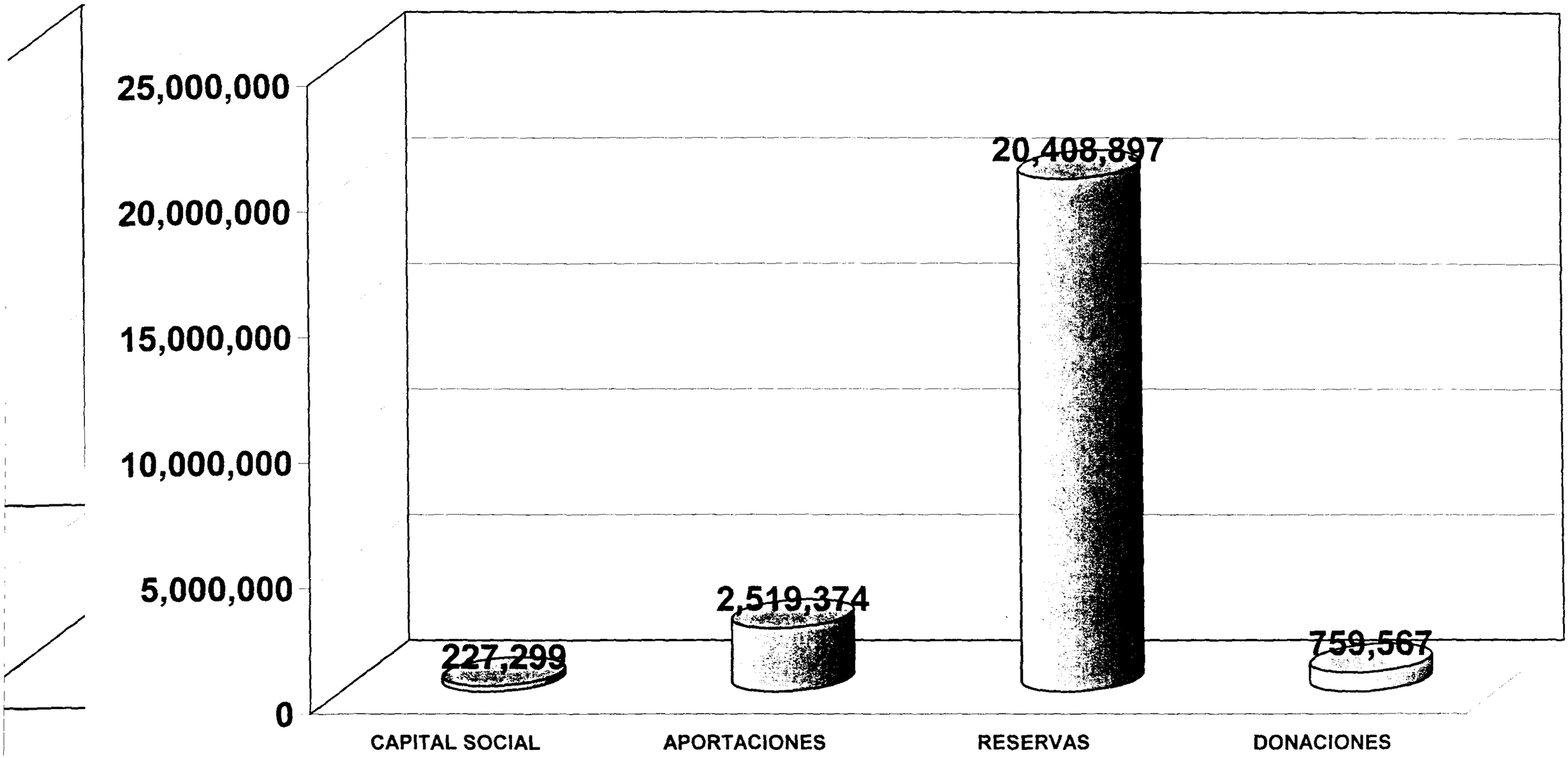
ACTIVOS TOTALES 2000
(en dólares)



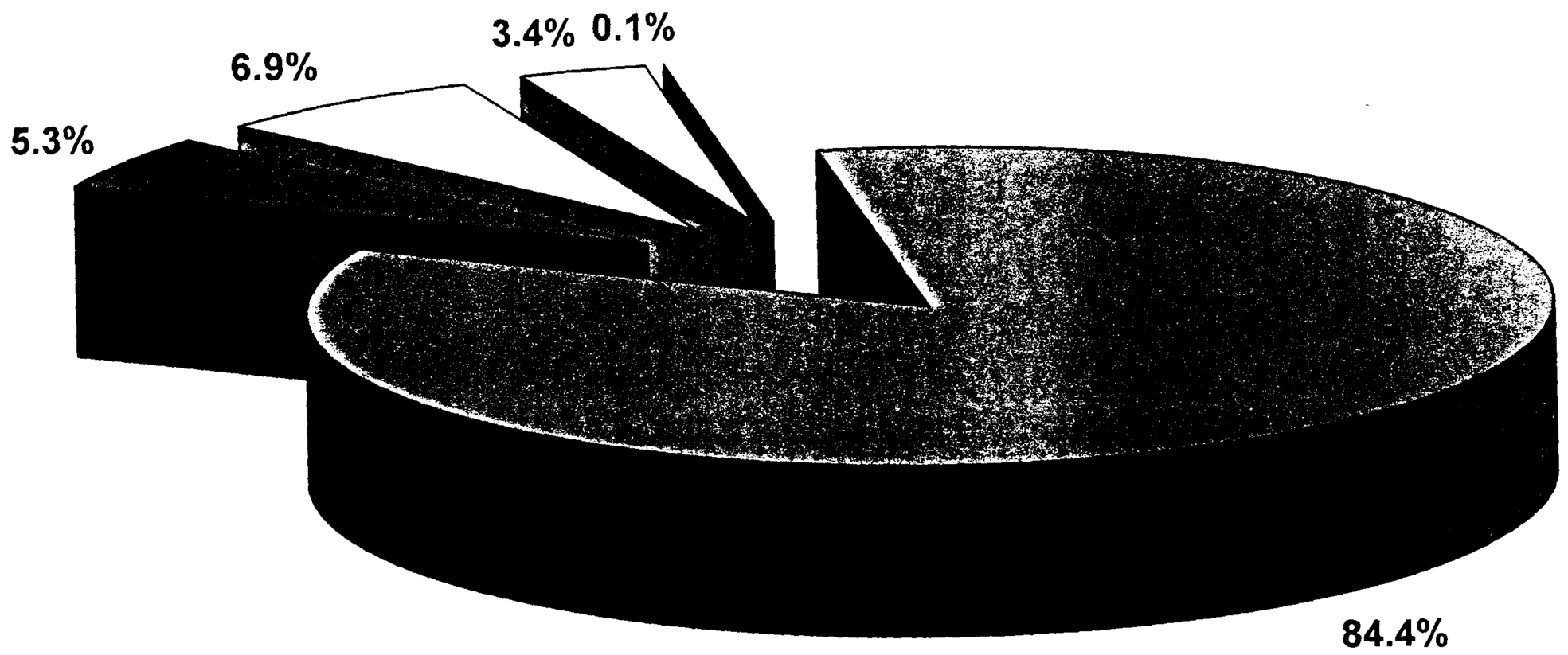
PASIVOS TOTALES 2000
(en dólares)



PATRIMONIO TOTAL 2000
(en dólares)

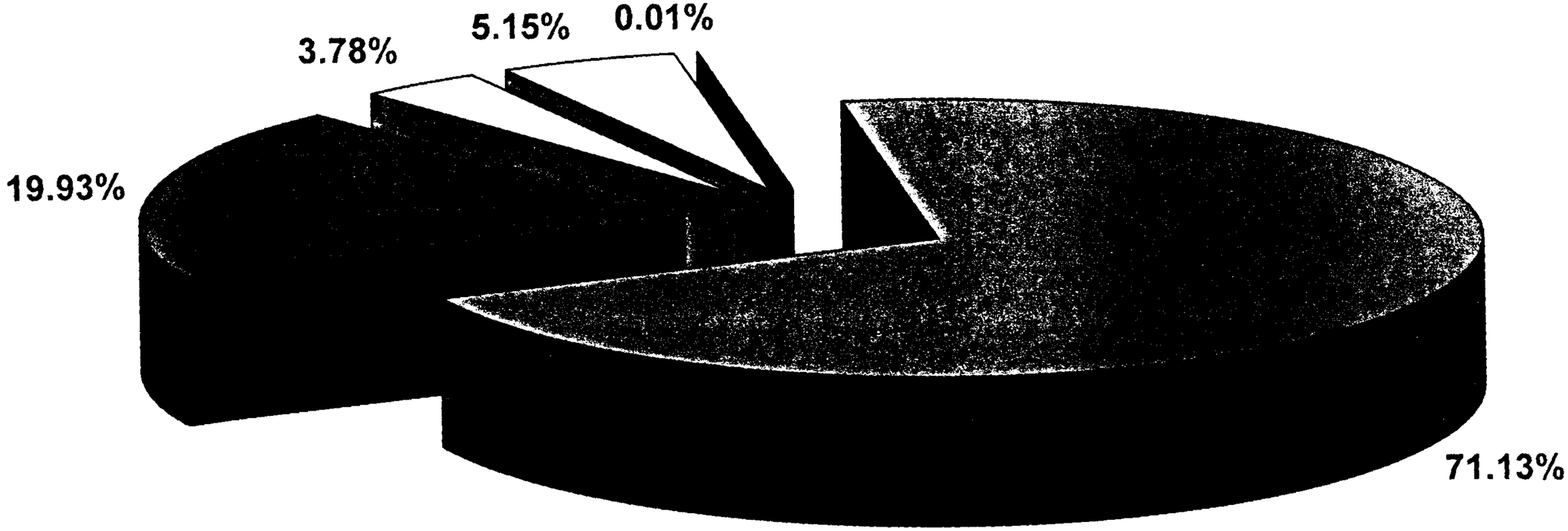


CAPITAL SOCIAL ACTUAL
(Estructura porcentual)

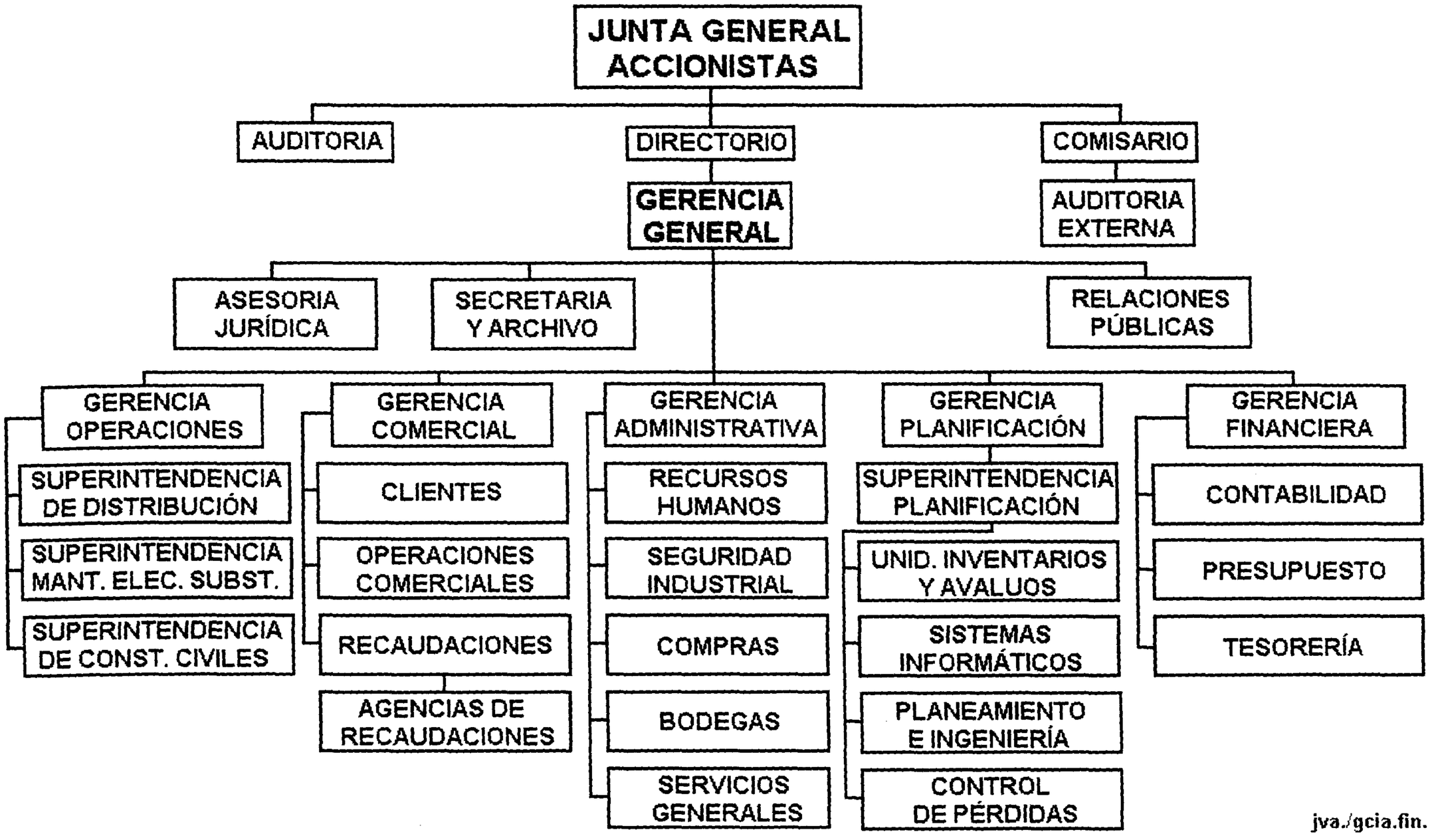


- Fondo de Solidaridad
- H. Consejo Prov. del Guayas
- I. Municipalidad de Salinas
- I. Municipalidad de Santa Elena
- EMEPE, Acciones Readquiridas

NUEVO CAPITAL SOCIAL
(Estructura porcentual)



EMPRESA ELÉCTRICA PENÍNSULA DE SANTA ELENA C.A.
DIAGRAMA ORGANIZACIONAL EMEPE C.A.



jva./gcia.fin.