

CUARTO PUNTO.- CONOCIMIENTO Y RESOLUCION DE LA MEMORIA DE LA GERENCIA GENERAL SOBRE EL EJERCICIO ECONOMICO DEL AÑO 2001.

RESOLUCION No. 006-D-2002

El Directorio da por conocida la Memoria de la Gerencia General de Empresa Eléctrica Península de Santa Elena C. A., correspondiente al ejercicio económico comprendido entre el primero de enero al treinta y uno de diciembre del año dos mil uno, y recomienda su aprobación a la Junta de Accionistas, con la salvedad constante en el Art. 265 de la Ley de Compañías que no extingue la responsabilidad del Administrador sobre la veracidad y legalidad de su contenido.

S.D. 18.11/02

EMPRESA ELECTRICA PENINSULA DE SANTA ELENA

Direcc. Central La Libertad Conmutador: 785858 - 784348 Fax: 785478

18.11/02

[Handwritten signature]



AB-25/02

Antonio Baudy
SECRETARÍA GENERAL

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 DEL 2001.

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 2001.

I. ANTECEDENTES:

Al cumplir mi tercer 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, informo a las Autoridades Superiores de la Empresa los eventos más relevantes del año 2001, ratificando que los 365 días de ininterrumpido servicio a la comunidad, tienen mayor relevancia en comparación con los actos complementarios de mi gestión, para mantener la operación y la administración del servicio eléctrico en toda nuestra área de concesión.

En el año 2001, las proyecciones determinadas en el Presupuesto General, se ratificaron con el nuevo patrón monetario, la dolarización, sin duda alguna transformó nuestra estructura monetaria en un sistema más sólido y confiable. 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 para 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, especialmente por la afectación del estiaje a nuestro sistema, al inicio y al final de cada año.

AB-25/02

[Handwritten signature]

EMEPE, es una empresa distribuidora que estacionalmente requiere de mayor energía de Enero a Mayo, precisamente, durante el tiempo en que se demanda mayor cantidad de energía y que menos disponibilidad de energía hidroeléctrica hay en el MEM, por lo tanto el costo de la energía para la reventa es más cara.

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 tomar las decisiones más convenientes, técnicas y económicamente.

La legalización del contrato de concesión, se efectuó el 4 de enero del 2001, una vez superado todos los inconvenientes y puesto a disposición las garantías respectivas a favor del CONELEC.

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, siendo EMEPE una de las primeras empresas que recibió los fondos para la ejecución de los programas del 2001, estos recursos dirigidos, fue la única fuente de recursos frescos para la ejecución de obras de electrificación rural.

El permanente crecimiento en nuestra área de influencia y servicio, con un área de concesión de 6.772 Km², nos obliga a desplegar acciones para satisfacer estos requerimientos que involucran 59.613 clientes activos que cada día son más exigentes, de los 66.000 clientes que contiene nuestro catastro.

Las inversiones realizadas durante el año 2001, en los centros de Generación, Subtransmisión, Subestaciones, Servicios a Abonados y en la Administración General, garantizan la calidad y la

10-25/02.
[Firma]

confiabilidad del servicio. La capacidad de EMEPE para la captación de nuevos clientes, le permitió incorporar a su catastro nuevos clientes industriales, también la calificación de clientes grandes consumidores, como el caso de NIRSA, clientes estrella de nuestro sistema, se retiró, para comprar energía más barata. 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 del ejercicio que sobrepasa 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 35 años de operación, el anterior aumento legalizado fue de 5.682'465.000 sucres el 24 de marzo de 1991. A la fecha de éste informe la Superintendencia de Compañías, mediante resolución No 02-G-DIC-0001186, del 26 de Febrero del 2002, autorizó el nuevo Aumento de Capital a US\$ 28.565.834,00 y Reforma del Estatuto Social.

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 de distribución de energía eléctrica que presta la EMEPE, en los 6.772 km², 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, están legalmente concedidos por el 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 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 nuevo Capital Social de EMEPE, queda conformado de la siguiente forma:

ACCIONISTAS	CAPITAL SOCIAL ANTERIOR			
	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 ANTERIOR	570,897		227,298.60	100.00
	NUEVO CAPITAL SOCIAL SUSCRITO Y PAGADO			
	No. ACCION	V/.UNITARIO	VALOR TOTAL	%
Fondo de Solidaridad	22,759,072	1.00	22,759,072.00	79.67
I. Municipio de Salinas	1,393,987	1.00	1,393,987	4.88
H.Consej. Prov. Guayas	3,484,659	1.00	3,484,659.00	12.20
I. Municipio Santa Elena	928,116	1.00	928,116.00	3.25
TOTAL CAPITAL ACTUAL	28,565,834		28,565,834.00	100.00

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

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

18-25/02
Joanita Rueda

16-25/02

Joanthe Bauchzo

2. INTEGRACION ACTUAL DE LOS ORGANISMOS DE LA COMPAÑIA

Con el nuevo aumento de Capital y Reforma del Estatuto Social, La Compañía 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 periodo 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.

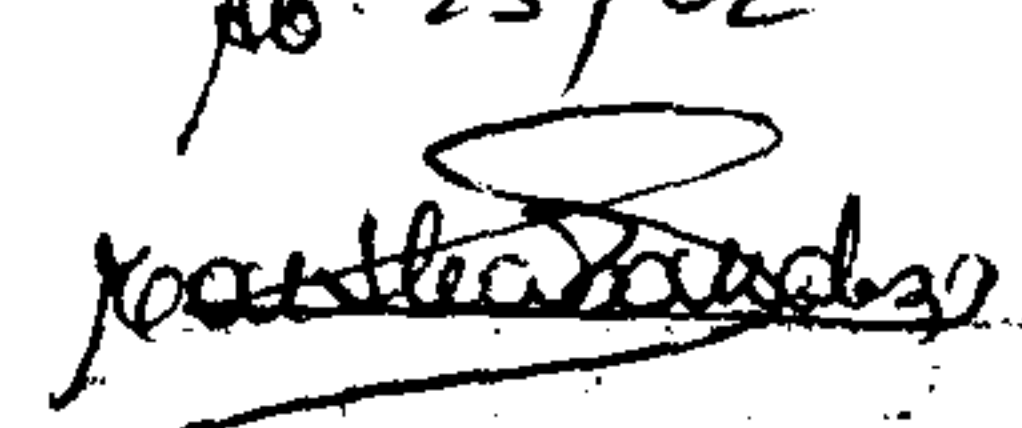
No se requiere ser accionista para ocupar el cargo de Director.

SESIONES DE DIRECTORIO Y JUNTA DE ACCIONISTAS

Durante el año 2001, la Junta General de Accionistas se reunió 6 veces, en la que se tomaron 22 resoluciones, las mismas que se han cumplido en un número de 22 equivalentes al 100%. Estas se desarrollaron en las siguientes fechas:

SESIONES DE JUNTA DE ACCIONISTAS AÑO 2001			
ORD.	FECHA DE SESION	RESOLUCION DESDE - HASTA	Nos. DE RESOLUCION
1	14-Feb-01	1-4	4
2	25-Abr-01	5-10	6
3	28 Jun.2001	11-14	4
4	26 Septbre 2001	15-17	3
5	16 Nov.2001	18-21	4
6	28 Dic.2001	22	1
TOTAL			22

Durante el año 2001, el Directorio se reunió 12 veces, en la que se tomaron 52 resoluciones, las mismas que se han cumplido en un número de 50 resoluciones, equivalentes al 96%. La Resolución N° 051-D-2001 quedó pendiente y se refiere a la adquisición de un programa de aplicación de gestión comercial, y la Resolución No.052-D-2001, sobre concurso de precios para adquisición de 30000 metros de conductor de aluminio # 6201. Estas sesiones se celebraron en las siguientes fechas:

Ab. 25/02


Ab. 25/02
[Signature]

SESIONES DE DIRECTORIO AÑO 2001			
ORD.	FECHA DE SESION	RESOLUCION DESDE - HASTA	Nos. DE RESOLUCION
1	27-Ene-01	1-4	4
2	31-Ene-01	5	1
3	17-Abr-01	6-14	9
4	30-May-01	15-18	4
5	20 Jun.2001	19-23	5
6	27-Jul-01	24-29	6
7	7 Septb.2001	30-33	4
8	21 Septbr.2001	34-36	3
9	18 Octubr.2001	37-39	3
10	14 Novbre2001	40-44	5
11	5 Dicbre 2001	45-48	4
12	21 Dic.2001	49-52	4
TOTAL			52

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 primer 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 2001, se las puede catalogar como cordiales y ajustadas a normas, disposiciones legales y contractuales. Sin embargo, debo referirme reiteradamente, al sistema de contratación de eventuales, ya que bajo ésta modalidad, que en antigüedad tienen

Ab. 25/02
[Signature]

más de 8 años en promedio, 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 darse a corto plazo.

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

CENTROS FUNCIONALES	DISTRIBUCION DE RECURSOS HUMANOS						TOTAL GENERAL
	PENINSULA		PLAYAS		TOTALES		
	ESTAB.	EVENT.	ESTAB.	EVENT.	ESTAB.	EVENT.	
Administración General	56	26	4	2	60	28	88
Generación	8	7	4	0	12	7	19
Subtransmisión	12	17	3	4	15	21	36
Distribución	29	28	12	9	41	37	78
Comercialización	41	15	10	3	51	18	69
TOTALES	146	93	33	18	179	111	290

Este cuadro comparativamente con el año anterior, en el número de trabajadores estables y eventuales tuvo una variación del 10.5% y 4.31% respectivamente, por la salida de 21 trabajadores estables que se acogieron a la Jubilación patronal especial y 5 eventuales que se les revocó los contratos de trabajo.

Durante el año 2001, el Gobierno decretó aumentos de los sueldos y salarios para los trabajadores en general, además, por negociación de contratación colectiva también se incrementaron los sueldos y salarios de nuestros trabajadores y funcionarios.

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

16. 25/02

[Signature]

accidente, debido a que se ha inculcado 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 2001, 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.

IV ASPECTOS COMERCIALES

1. ANÁLISIS DE MERCADO.

Los 59.613 clientes registrados al término del ejercicio del 2001, conjuntamente con más de 5 mil servicios retirados y otro número igual de cortados, que están dispersamente distribuidos en los 6.772 km² 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 249'359'640 KWH, cuya fuente o suministro fueron:

PROCEDENCIA DE ENERGIA	KWH	%
Contratos a Plazo	157,905,402	63.32
Contratos SPOT	91,454,238	36.68
TOTAL DE ENERGIA DISPONIBLE AL SISTEMA	249,359,640	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. 2001	%	DOLARES FACT. 2001	%	
R1 Residencial	47,677	79.98	58,078,353.00	31.82	3,707,643.42	26.11	
R2 Residencial Temporal	6,600	11.07	10,578,318.00	5.80	997,006.56	7.02	
G1 Comercial sin Demanda	4,280	7.18	12,754,516.00	6.99	766,420.26	5.40	
G2 Industrial Artesanal	125	0.21	494,953.00	0.27	27,748.91	0.20	
G3 Asist. Social Ben.Púb. Sin deman	408	0.68	979,094.00	0.54	31,378.93	0.22	
G4 Comercial con Demanda	484	0.81	76,736,645.00	42.04	6,914,083.49	48.69	
G5 Asist. Social Ben.Púb. Con demar	7	0.01	321,599.00	0.18	15,675.39	0.11	
Autoconsumos	27	0.05	731,000.00	0.40	108,980.92	0.77	
AP Alumbrado Público	5	0.01	21,845,722.00	11.97	1,632,085.61	11.49	
TOTALES	59,613	100.00	182,520,200.00	100.00	14,201,023.49	100.00	

Ab 25/02

Bartholomew

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 91.05%, con una demanda equivalente al 37.62% de la energía consumida y facturada durante el año 2001, con un importe del 33.12% de lo facturado en el año.

El **Servicio Comercial sin Demanda (G1) y el Comercial con Demanda (G4)**, es el 7.99% del total de clientes registrados a diciembre del 2001, con una demanda equivalente al 49.03% de los consumos facturados en el año, y representa el 54.09% de los ingresos por venta de energía del año 2001. En este rango están incluidas las Entidades Oficiales y Entidades Municipales.

El **Servicio Industrial Artesanal (G2)**, es el 0.21% del total del catastro registrados a diciembre del 2001, este porcentaje representan a 125 servicios industriales artesanales, y demandaron energía por el 0.27% 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 11.97% del total de la energía facturada, con un importe equivalente al 11.49%.

El catastro reporta un incremento de 4.184 clientes nuevos, que representan más del 7%, que justifica el crecimiento sostenido de años anteriores que estaba sobre del 5,06% en promedio, sin embargo, el incremento vegetativo del servicio fue de 876 clientes, con relación a los del año 2000, producto del incremento de nuevos servicios cortados y retirados al cierre del ejercicio.

Esta incidencia merece ser analizada con los rendimientos obtenidos en el año 2000, cuyas variaciones muy significativas obligan a tomar correctivos urgentes, por los resultados obtenidos en el año 2001, especialmente en las pérdidas totales.

DETALLES	ANALISIS COMPARATIVO			
	2000	2001	VARIACIÓN	%
Clientes	58,737	59,613	876.00	1.49
KWH Facturados	189,381,307	182,520,200	(6,861,107)	-3.62
Valor Facturado	8,342,938	14,201,023	5,858,085	70.22
Energía Disponible	244,270,274	249,359,640	5,089,366	2.08
Pérdida de Energía	54,888,967	64,401,100	9,512,133	17.33
Porcentaje de Pérdida	22.47	25.83	3.36	14.94

De este análisis comparativo, se puede apreciar que el porcentaje de Pérdidas para el año 2001, es del 25.83% que comparado con el del año 2000, que fue del 22,47%, ha experimentado un incremento del 3,36%. También se demuestra que el decremento o disminución en la facturación en Kwh, está justificada por la salida de un potencial cliente industrial a partir del mes de Abril 2001, que demandaba un consumo mensual de aproximadamente 900.000 equivalentes a más de 8 millones de kwh/año. Sin embargo, la demanda de nuestro sistema siguió creciendo.

Los ingresos por venta de energía facturada tuvo un incremento sobre el 70% con relación al año 2000, producto de los ajustes tarifarios autorizados por el CONELEC.

2. ANÁLISIS DE CARTERA

La cartera durante el ejercicio económico del 2001, según datos contables con corte al 31 de diciembre del 2001, tuvo la siguiente evolución:

EVOLUCION DE LA CARTERA AÑO 2001	
DESCRIPCION	VALORES
Saldo Contable a Diciembre 31 de 2000	3,617,873.49
Facturación del año 2001	18,580,970.00
(menos) Recaudación año 2001	17,055,333.77
SALDO CONTABLE A DIC.31/2001 CTA. ABONADOS	5,143,509.72

El total de la cartera al 31 de diciembre de 2001, se desglosa en Públicos y Privados en el siguiente cuadro:

TOTAL CARTERA AÑO 2001 POR SECTOR	
SECTOR PUBLICO	762,087.41
SECTOR PRIVADO	4,381,422.31
TOTAL CARTERA AÑO 2001	5,143,509.72

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 2000 y 2001.

Ab 25/02

[Firma manuscrita]

CONCEPTO	2000	2001	VARIACION	%
Saldo Inicial	1,658,822.31	3,617,873.49	1,959,051.18	118.10
Facturación	10,749,783.01	18,580,970.00	7,831,186.99	72.85
Recaudación	8,790,731.83	17,055,333.77	8,264,601.94	94.01
SALDO FINAL CONTABLE	3,617,873.49	5,143,509.72	1,525,636.23	42.17
(-) Factur. Dcbre/2001	1,335,717.57	1,934,620.56	598,902.99	44.84
SALDO CARTERA VENCID.	2,282,155.92	3,208,889.16	926,733.24	40.61

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 2001, es de US\$ 5.143,509.72 habiéndose incrementado en US\$ 1,525,636.23 equivalentes al 42.17% con relación al ejercicio económico del 2000, por los incrementos de tarifas dadas en el año 2001. Si analizamos las recaudaciones del año 2001 con la facturación del mismo periodo, se obtiene una efectividad del 92%, más aun, si las cifras demuestran que tuvieron una variación del 94%, con relación a las recaudaciones del año 2000. Para determinar el saldo real de la cartera vencida, hemos segregado la facturación del mes de diciembre del 2001, que se pone en ventanillas de recaudación a partir del 15 de Enero del 2002, que es de US\$1,934,620.00, por lo tanto, el valor neto por cobrar al cierre del ejercicio, es de US\$ 3,208,889.16.

Al realizar éste análisis, podemos demostrar que el índice de rotación de nuestras Cuentas por Cobrar es del 18,37% y el tiempo de recuperación de la cartera es de 67 días. Si consideramos las cifras finales del Balance, el índice de rotación de las Cuentas por cobrar de Abonados es de 23,57%, y el tiempo de recuperación es de 86 días. Indicadores que se los puede considerar como razonables dentro del Sector, aunque se exige que el periodo de recuperación debe ser de 45 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, petición que fue atendida y hemos recuperado US\$ 405.527,48 por planillas de consumo acumuladas de CEDEGE, Repartos Militares y Municipio de Playas. Estos valores fueron aplicados como crédito al Convenio de

AB-25/02

[Firma]

Pago No.2, que se mantiene con éste Ministerio, por deudas pendientes por el suministro de energía y potencia del Ex Inecel.

V ASPECTOS TECNICOS

GENERACIÓN

La prestación del servicio eléctrico a toda el área de concesión, es muy compleja, por lo dispersa, por lo tanto, la Empresa para proporcionarla en forma confiable y oportuna, ha tenido que desplegar actividades durante las 24 horas del día y los 365 días del año, en forma permanente. La actividad desplegada está combinada con la generación termoeléctrica, que durante el año 2001, las Centrales de Playas, Posorja y La Libertad, pusieron a disposición del Mercado Eléctrico Mayorista, autorizados por el CENACE, la cantidad de 21.141.790 Kwh y un consumo de Combustibles y Lubricantes para los grupos termoeléctricos de 1.695.263 galones de diesel y 6.683 galones de aceite.

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	2,200	
F.M. # 2	0		Fuera de Servicio
F.M. # 3	600		Fuera de Servicio, está desmantelado
F.M. # 4	600		Fuera de Servicio, necesita Overhaul
ALLEN # 5	1,150		Fuera de Servicio, faltan repuestos
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	3,400	
G.M. # 10	2,500	2,200	
G.M. # 11	2,500	2,200	
G.M. # 12	2,500		Falta reparación del radiador
SUBTOTAL	26,910	10,000	
PLAYAS			
Blackstone	600	800	
F.M. # 4	1,200		Falta mantenimiento del radiador
POSORJA			
F.M. # 5	2,840	1,800	
SUB-TOTAL	4,640	2,600	
TOTAL POTENCIA	31,550	12,600	

Con la demostración de este cuadro, solo el 40% de los 31.550 Kw de 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.

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\$ 2,112,811.00. 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\$ 738,020.

SUBESTACIÓN

En la actualidad, la Empresa cuenta con 11 Subestaciones: 8 en la Península y 3 en la División Playas, con la siguiente capacidad instalada:

SUBESTACIONES	DEMANDA KW	KWH	KVARH
PENINSULA			
SE LA LIBERTAD	1,252	585,853	142,161
SE SALINAS	1,383	476,330	54,452
SUBURBIO	1,661	451,092	4
SE SANTA ELENA	1,601	728,287	-
SE SAN VICENTE	3,658	1,709,862	660,510
SE GRAL. ENRIQUEZ	1,475	635,223	215,890
SE MAR BRAVO	2,305	964,256	346,729
SE COLONCHE	1,800	832,182	359,455
SE AYANGUE	1,861	597,325	161,647
SE CHANDUY	1,642	281,523	81,984
SE SANTA ROSA	1,445	397,249	197,488
SE ZAPOTAL	1,346	563,455	182,319
PROMEDIO	21,429	8,222,637	2,402,639
PLAYAS			
SE PLAYAS	1,590	425,846	120,168
SE CENTRAL PLAYAS	2,076	804,710	312,861
PROMEDIO	3,666	1,230,556	433,029
SE CERECITA	2,958	1,225,234	387,327

Península KVA 40.000

Playas KVA 20.000

La Potencia demandada del Sistema Nacional Interconectado en el año 2001, fue de 57.200 Kw. La energía consumida es facturada por las Generadores y por el CENACE. ya que a partir del mes de octubre del 2000, entraron 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, administrada por el CENACE.

La demanda máxima, mínima y factor de carga se resume en el siguiente cuadro: *18 25/02*

CONCEPTOS	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
Demanda Máxima KW	44,700	12,500	57,200
Fecha	24-Feb-01	24-Feb-01	24-Feb-01
Demanda Media KW	21,445	5,907	27,554
Demanda Mínima KW	15,000	5,000	20,000
Factor de Carga	0.48%	55.00%	49.77%

La capacidad de las Subestaciones que operaron en el año 2001, 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, complementada con una caja de recaudaciones para facilitar el cobro a las poblaciones del norte del cantón Santa Elena. Se creó una cuadrilla permanente para atender las necesidades presentadas en el Sector, especialmente en época de temporada. Lamentablemente, el vehículo que servía a ésta zona fue robado. La compañía aseguradora, procedió a la indemnización del siniestro.

Durante éste año se terminaron las obras civiles y se efectuó el montaje eléctrico de las subestaciones San Vicente y Playas de 10 MVA de 69/13.8 KV, con lo que mejorará

notablemente el servicio eléctrico en estos sectores. Previo a éste proceso, EMEPE, tuvo que solicitar a TRANSELECTRIC S.A, en arrendamiento una S/E Móvil, que se instaló en la S/E de Playas, con lo que se pudo solucionar los inconvenientes de éste sector. Se iniciaron las obras civiles de la S/E Capaes de 5 MVA. Se adquirieron 4 pórticos de 69 KV de 4 salidas, se instalaron 3 pórticos de 69Kv de 4 salidas cada uno en las S/E Playas, Cerecita y Capaes, faltando instalar el de la S/E San Lorenzo.

SUBTRANSMISIÓN.

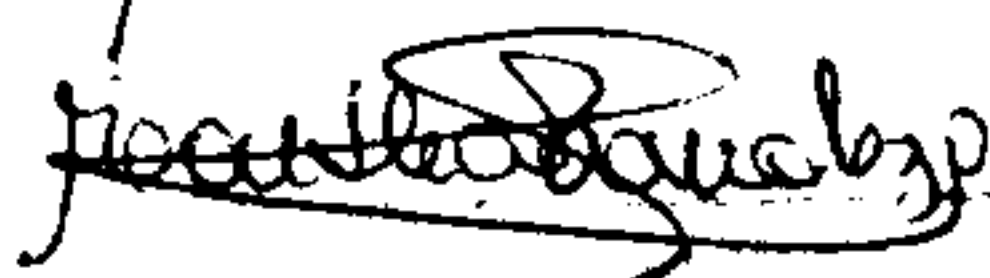
Durante este año se efectuaron dos importantes obras, el aumento del nivel de aislamiento de la línea Desvío Chanduy-S/E Chanduy de 6 km. de longitud y de la línea Playas-Posorja de 21 Km, de longitud, con éstos trabajos se eliminaron las fallas que se producían en éstas dos líneas.

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 frio con el personal de cuadrilla.

DISTRIBUCIÓN

Durante el año 2001, 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.
Líneas de Subtransmisión a 69 KV.	0.00
Líneas de Distribución a 13.8 KV.	13.60
Redes de Alta Tensión (Km.)	11.04
Redes de Baja Tensión (Km.)	25.38
Transformadores Distrib. (Unidades)	54
Transformadores Distrib. (KVA)	2217.5
Alumbrado Público (Unidades)	669
Alumbrado Público (KW)	119.79

AB-25/02


Luego de este incremento en obras, el actual Sistema Eléctrico de EMEPE al 31 de diciembre del 2001, queda demostrado en el siguiente cuadro:

DESCRIPCION	PENINSULA	PLAYAS	TOTAL
Líneas de Subtransmisión a 69 KV.	94.97	66.33	161.30
Líneas de Distribución a 13.8 KV.	718.40	504.61	1,223.01
Redes de Alta Tensión (Km.)	397.23	153.60	550.83
Redes de Baja Tensión (Km.)	855.86	194.67	1,050.53
Transformadores Distrib. (Unid.)	3,939	1,145	5,084
Transformadores Distrib. (KVA)	98,683	19,869	118,552
Alumbrado Público (Unid.)	17,397	3,423	20,820
Alumbrado Público (KW)	3,250.38	568.33	3,818.71

A continuación se detallan las principales líneas de distribución construidas:

DESDE	HASTA	KMTS	CONDUCT.	No. FASE
Sta.Elena	La Glorieta	3.0	4/0	3
Sta.Elena	Sta Elena	2.1	4/0	3
Progreso	Olmedo	11.0	4/0	3
Playas	San Miguel	6.2	4/0	3
Playas	Pozitos	4.3	1/0	3
Manglaralto	San Pedro	2.0	4/0	3
Salinas	Interconexión	2.5	4/0	3
Cerecita	Bajada de Chanduy	2.1	2	1
Chanduy	Juan Montalvo	2.5	2	1
La Libertad	Cdla. E.González	3.0	4/0	3
TOTAL		38.7		

Durante el año, se presentaron 12.168 quejas por varios motivos en la península y 5.730 en Playas. Todas estas quejas fueron atendidas por las cuadrillas de la Empresa.

VI ASPECTOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS

1. ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL Y PATRIMONIO

Al concluir el ejercicio Económico de 2001, el Capital Social de EMEPE suscrito y pagado, era de US\$ 227,298.60 y a la fecha de elaboración de mi informe, la Superintendencia de Compañías, mediante Resolución No.02-G-DIC-0001186 del 26 de Febrero del 2002, autorizó y aprobó el nuevo aumento del Capital Social de EMEPE, a US\$ 28.565,834.00. Este aumento,

Ab. 25/02

[Firma manuscrita]

se realizó mediante la capitalización de los aportes de los Accionistas, Reservas de Capital y Donaciones con corte al 31 de Diciembre del 2000.

Con este nuevo aumento, la conformación del paquete accionario es la siguiente:

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
Municipio de Sta. Elena	928,116	acciones	928,116	3.25

El 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

18-25/02


El resultado del Estado de Pérdidas y Ganancias, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre del 2001, muestran los siguientes valores:

ESTADO PERDIDAS Y GANANCIAS AÑO 2001				
CONCEPTO	LIQUIDACION	CONTABILIDAD	VARIACION	
	PRESUP. 2001	EST.FINANC. 2001		
INGRESOS				
Operación	16,538,673.19	16,542,758.77	-4,085.58	
No Operación	512,427.74	415,439.63	96,988.11	
TOTAL INGRESOS	17,051,100.93	16,958,198.40	92,902.53	
EGRESOS				
Operación	5,294,802.69	6,704,780.04	1,409,977.35	
Depreciación	3,972,280.20	3,972,280.20	0.00	
Compra de Energía MEM	13,822,574.42	13,822,574.42	0.00	
Ajenos a la Operación	1,611,595.03	214,231.70	-1,397,363.33	
TOTAL EGRESOS	24,701,252.34	24,713,866.36	12,614.02	
RESULTADO DEL EJERCICIO PERDIDA	-7,650,151.41	-7,755,667.96	105,516.55	

Del análisis comparativo de los resultados entre la Liquidación presupuestaria y las cifras de contabilidad, se ha determinado una variación de US\$ 105,516.55, por los incrementos en los gastos, especialmente por el aumento del valor de la energía del MEM.

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	14,204,413.07	83.76
Energía de Reserva	2,112,810.63	12.46
Ingresos no venta de Energía	225,535.07	1.33
Ajenos a la Operación	415,439.63	2.45
TOTAL INGRESOS	16,958,198.40	100.00

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

EGRESOS POR	VALOR	%
Generación	446,855.28	1.81
Subtransmisión	472,559.90	1.91
Distribución	1,316,763.52	5.33
Comercialización	1,642,467.39	6.65
Administración General	1,432,326.82	5.80
SUMA	5,310,972.91	21.49
Compra Energía al MEM	13,822,574.42	55.93
Combust. y Lubric. p' Generac.	1,393,807.13	5.64
Depreciación	3,972,280.20	16.07
SUB-TOTAL	24,499,634.66	99.13
Gtos Ajenos a la Operac.	214,231.70	0.87
TOTAL EGRESOS	24,713,866.36	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	3,486,012.02	14.11
Materiales	2,065,664.17	8.36
Gastos Generales	1,153,103.85	4.67
Compra de Energía	13,822,574.42	55.93
Depreciación	3,972,280.20	16.07
Gastos Ajenos a la Operación	214,231.70	0.87
TOTALES	24,713,866.36	100.00

DETERMINACION DEL PRECIO MEDIO DE VENTA ACTIVIDAD DISTRIBUIDORA.

Los 59.613 clientes registrados al 31 de diciembre del 2001, como servicios activos, consumieron un total de energía del MEM de 249,359,640 KWH, que relacionados con las tarifas aplicadas en los diferentes rangos se les ha facturado 182.520.200 Kwh que determinaron un ingreso total de US\$ 14,201,023.49.

18.25/02

[Firma]

16-22/02 20
Para efectos de establecer el precio medio de venta, tenemos el siguiente cuadro:

VENTA DIRECTA A CLIENTES		VALORES
Ingresos por Venta a Clientes		14,201,023
Energía Facturada en KWH		182,520,200
PRECIO MEDIO DE VENTA POR KWH		0.0778

La energía facturada no incluye los autoconsumos.

Si comparamos el precio medio de venta facturado a nuestros clientes, que es de US\$ 0.0778 cada kw/h, con el promedio presupuestado que fue de US\$ 0.0705 cada kw/h, significa que hubo un incremento de US\$ 0.0073.

Si estos precios promedios resultantes en el año 2001, los comparamos con el año inmediato anterior, obtenemos la siguiente relación:

DESCRIPCION	C/KWH
PRECIO MEDIO DE VENTA A 2001	0.0778
PRECIO MEDIO DE VENTA A 2000	0.0441
VARIACION	0.0337

De este análisis se deduce que las tarifas durante el año 2001, tuvieron una variación promedio del 76.42%.

Las pérdidas negras totales a diciembre del 2001, está determinada mediante el siguiente análisis:

DETALLE	KWH	%
Energía Total Comprada al MEM	249,359,641	100.00
Energía Total Facturada al Cliente *	184,958,540	74.17
PERDIDA TOTAL	64,401,101	25.83

* Incluye autoconsumos

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	TOTAL	DISTRIBUIDORA	GENERADORA
Gastos de Operación	20,527,350	18,686,690	1,840,660
Gastos de Depreciación de Bienes	3,972,280	2,962,110	1,010,170
Gastos Ajenos a la Operación	6,250	6,250	0
Ajustes a periodos anteriores	207,980	207,980	0
TOTAL GASTOS DE OPERACIÓN	24,713,860	21,863,030	2,850,830
Total Energía Facturada en KWH	0	184,958,540	21,141,794
COSTO UNITARIO DEL KWH		0.1182	0.1348

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 Distrib.	0.0778
Costo de Venta de KWH Distrib.	0.1182
Déficit por cada KWH	0.0404

16.22/02

[Signature]

Este déficit por cada KWH, está determinado por el bajo pliego tarifario aplicado y por el incremento de los precios de los insumos y productos utilizados en nuestra operación, especialmente el incremento del precio de la energía. Además, a partir del mes de Septiembre del 2001, el CENACE, aplica tarifas reales a las Empresas Distribuidoras, por el inicio del estiaje y el bajo nivel de agua de la Central hidroeléctrica del Paute.. A partir de octubre del 2001 se amplía la vigencia de los contratos a plazo hasta Diciembre 31 del 2001, con una participación aproximada del 70% de la demanda a precio de contrato a plazo y el 30% del Mercado Ocasional.

3. OBLIGACIONES DE LA EMPRESA

El Pasivo Total de la Empresa al 31 de diciembre del 2001, es de US\$ 12,878,706, que se descomponen en los siguientes rubros:

CONCEPTO	PASIVOS EN US\$	
	VALOR	%
1. Pasivo a Corto Plazo - Corriente	4,198,526	32.60
2. Pasivo a Largo Plazo	7,262,202	56.39
3. Pasivos Diferidos	1,417,978	11.01
TOTAL PASIVOS	12,878,706	100.00

Los Pasivos Corrientes de Corto Plazo (1), están representado por las cuentas por pagar a los generadores, Retenciones a favor de Terceros y la mayor cifra en este rubro, es la Deuda al CENACE, por la compra de energía del Mercado ocasional – MEM, el monto por éste concepto es de US\$ 3.647,839.13. Esta deuda al MEM, representa el 87% del valor total de los Pasivos Corrientes a Corto Plazo. A partir del 1 de Octubre del 2001, se suscribe un Fideicomiso con la Administradora de Fondos BG, para que administre la recaudación de EMEPE, para el pago a los generadores, en atención a un orden de prelación.

Los Pasivos a Largo Plazo (2), cuyo total es US\$ 7,262,202.00, están representado básicamente por tres cuentas: a) Las Provisiones para Jubilación Patronal e Indemnizaciones cuyo valor es de US\$ 2,642,742; b) Otras Obligaciones a Largo Plazo con un valor de

US\$3,923,045, en este valor se incluye el registro provisional de los Equipos y Materiales de la Fase B-2 relacionados con el crédito Japonés. Las instalaciones están por concluirse. y c) Los depósitos de abonados, con un valor de US\$ 696,414.

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, etc.

La Empresa Eléctrica Península de Santa Elena, hasta la presente fecha no ha contratado préstamos internos o externos, de obligación directa, sin embargo, el proyecto de Subtransmisión de la Fase B-2, deberá perfeccionar su contrato de crédito a Largo Plazo con el Ministerio de Economía, por el monto del crédito Japonés que es a 30 años con 10 años de gracia. Se estima que para el mes de Junio del 2002, se tenga definido el sistema de pago y el acreedor.

Si comparamos los Pasivos Totales u Obligaciones de la Empresa, con el año 2000, obtenemos la siguiente información:

DETALLE	VALOR
Pasivos Totales al 31 Dic/2001	12,878,706
Pasivos Totales al 31 Dic/2000	9,579,439
Variaciones	3,299,267
Porcentaje de Incremento	34.44

El incremento de US\$ 3,299,267, de los pasivos totales está determinado básicamente por el incremento de la deuda por planillas de Compra de Energia al Mercado Eléctrico Mayorista y el registro del proyecto de la Fase B-2

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

AB. 22/02

[Firma]

123
18-25/02
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	10,719,072	2.55
PASIVO CORRIENTE	4,198,526	

Este índice, muestra que la EMEPE tiene US\$ 2,55 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	10,719,072	1.76
(-) INVENTARIOS	3,343,569	
PASIVO CORRIENTE	4,198,526	

Por 1 dólar de obligaciones a corto plazo, la empresa tendría 1,76 dólares 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	1,706,878	0.41
PASIVO CORRIENTE	4,198,526	

Nos indica que por 1 dólar de obligaciones a corto plazo, la Empresa tendría 0,41 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:

AB-25/02

[Firma]

DESCRIPCION	VALORES	INDICE
PASIVO TOTAL	12,878,704	41.92%
PATRIMONIO	30,722,688	

Este índice muestra que la propiedad total de los Accionistas está comprometida en 41.92% 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	10,719,072	6,520,546
PASIVO CORRIENTE	4,198,526	

El resultado de este índice nos da a conocer que la Empresa dispone de US \$ 6.520.546 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
PROMEDIO CTAS POR COB. - Cta. 112	4,380,692	86.1
VENTA DE ENERGIA - Cta. 401 x 365 días	18,580,970	

La Empresa debe esperar 86 días para recuperar el valor de sus ventas, el mismo que es razonable para el promedio del sector, se considera eficiente un promedio de 45 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 la empresa.

VII INVERSIONES:

El Plan de Inversiones Ajustado y programado para el ejercicio económico de 2001, se concreta básicamente en los siguientes montos, etapas funcionales y financiamiento detallado en el siguiente cuadro:

PLAN DE INVERSIONES AJUSTADO AÑO 2001					
ETAPAS FUNCIONALES	VALORES	%	FUENTES DE FINANCIAM.	VALORES	%
Generación	106,000	1.28	EMEPE	2,111,700	25.59
Subtransmisión	844,000	10.23	FERUM	1,205,734	14.61
Subestaciones	4,932,556	59.78	MUNICIPIO	177,000	2.15
Distribución	1,444,734	17.51	USUARIOS	198,000	2.40
Servic. A Clientes	622,000	7.54	FASE B-2	4,558,456	55.25
Invers. General.	301,600	3.66			
TOTALES	8,250,890	100.00	TOTALES	8,250,890	100.00

Como se puede apreciar en el cuadro, la principal fuente de financiamiento para la ejecución del Plan de Inversiones Ajustado, es EMEPE que sume el aporte de la empresa con el crédito para la Fase B-2, cuyo porcentaje de participación es del 81%. Otras de las principales fuentes son: FERUM con el 14,61%, Obras financiadas por usuarios con el 2,40%, y los MUNICIPIOS con 2,15% del total del plan de inversiones.

Las inversiones están dirigidas básicamente a tres rubros importantes como son: Distribución con el 17,51%, Subestaciones con el 59.78%, y Servicios a Clientes con el 7,54%, del total del Plan de Inversiones.

El programa de inversiones del año 2001 se ejecutó de la siguiente forma.

ETAPAS FUNCIONALES	MONTO PRESUPUEST.	MONTO COMPROM.	%	INFORMACION TECNICA	%
Generación	106,000	53,263	50	50,000	47
Subtransmisión	844,000	363,775	43	235,982	28
Subestaciones	4,932,556	3,602,292	73	3,051,279	62
Líneas	709,002	688,627	97	339,399	48
Redes y A.P.	655,732	1,009,338	154	514,487	78
Transformador	80,000	107,879	135	80,000	100
Servicios a Clientes	622,000	461,726	74	366,482	59
Inversiones Generales	301,600	275,038	91	226,713	75
TOTALES	8,250,890	6,561,938	80	4,864,342	59

AB. 25/02

[Firma manuscrita]

De las cifras expuestas se concluye que el Presupuesto de Inversiones del año 2001, fue ^{18-25/02} comprometido en un 80%, y el avance técnico, en atención a las liquidaciones de las órdenes de trabajo emitidas, pendientes de fiscalizar en un 59%.

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 un año más de éste honroso y delicado cargo, con entera satisfacción pongo a vuestra disposición los resultados de mi 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 ésta memoria.

Señores Accionistas, las necesidades y las obligaciones, que tiene EMEPE ante las expectativas por la gran demanda de la energía eléctrica a corto plazo, por la influencia de grandes proyectos a desarrollarse y que se están desarrollando en nuestra área de concesión, son sin duda alguna, razones mas que suficientes para que EMEPE inicie planificadamente el desarrollo de sus programas de ampliación y mejoras, selectiva y prioritariamente. El limitante para el cumplimiento de éstas demandas son los recursos financieros, que con los ajustes que se han dispuesto en las tarifas para el año 2002, y un adecuado precio de la tarifa de los generadores, se pueda llevar a cabo los programas y proyectos debidamente financiados por la Empresa y apoyados con los recursos dirigidos de instituciones accionistas.

La entrega de los Equipos y materiales del Programa de Subtransmisión de la Fase B-2, ha permitido a la Empresa, cuyo financiamiento deberá ser asumido por EMEPE, en iguales condiciones que el crédito original, ganar significativo tiempo y oportunidad para mejorar las Subestaciones dándole mayor capacidad y reubicación estratégica de las mismas y la conexión, ampliación y construcción de nuevas líneas de Subtransmisión, que sin duda alguna proporcionarán mayor capacidad de distribución, confiabilidad y calidad del servicio.

Durante el año 2001, se ha iniciado el proceso de reestructuración de los Sistemas de Información de la Empresa, a raíz del cambio del milenio, el plan Y2K, nos permitió establecer y descubrir algunas deficiencias, que se han corregido e implementado de acuerdo a nuestros recursos. Se efectuó un cambio del cableado, adquisición de una nueva plataforma y sistema operativo con su respectivo servidor, que nos permita en corto tiempo automatizar y mantener

en línea toda la información, de las agencias, subestaciones, plantas térmicas y la interconexión de todas las áreas de la empresa, en tiempo real.

AB. 25/02

[Firma]

Los Decretos del Gobierno No 1311 y 2048-A, para cubrir el déficit tarifario, permitió a la Empresa compensar US\$ 8.800,000 de la deuda acumulada por consumo de energía y potencia del CENACE, estos decretos fueron promulgados en el año 2001 y aplicados en el ejercicio económico fenecido.

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, sin embargo, la vigencia del Fideicomiso, convocado por el Accionista Mayoritario, a partir del 1 de Octubre del 2001, y su prelación de pago, cambió el esquema de cumplimiento de nuestras obligaciones con nuestros proveedores de la energía. No puedo dejar de exponer la delicada situación creada por Filanbanco, que congeló nuestros recursos y reservas efectivas destinadas exclusivamente para el pago a los generadores y los desahucios de los trabajadores acogidos a la Jubilación Patronal especial.

En el año 2001, 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, disposiciones que permanentemente hemos tratado de cumplir.

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

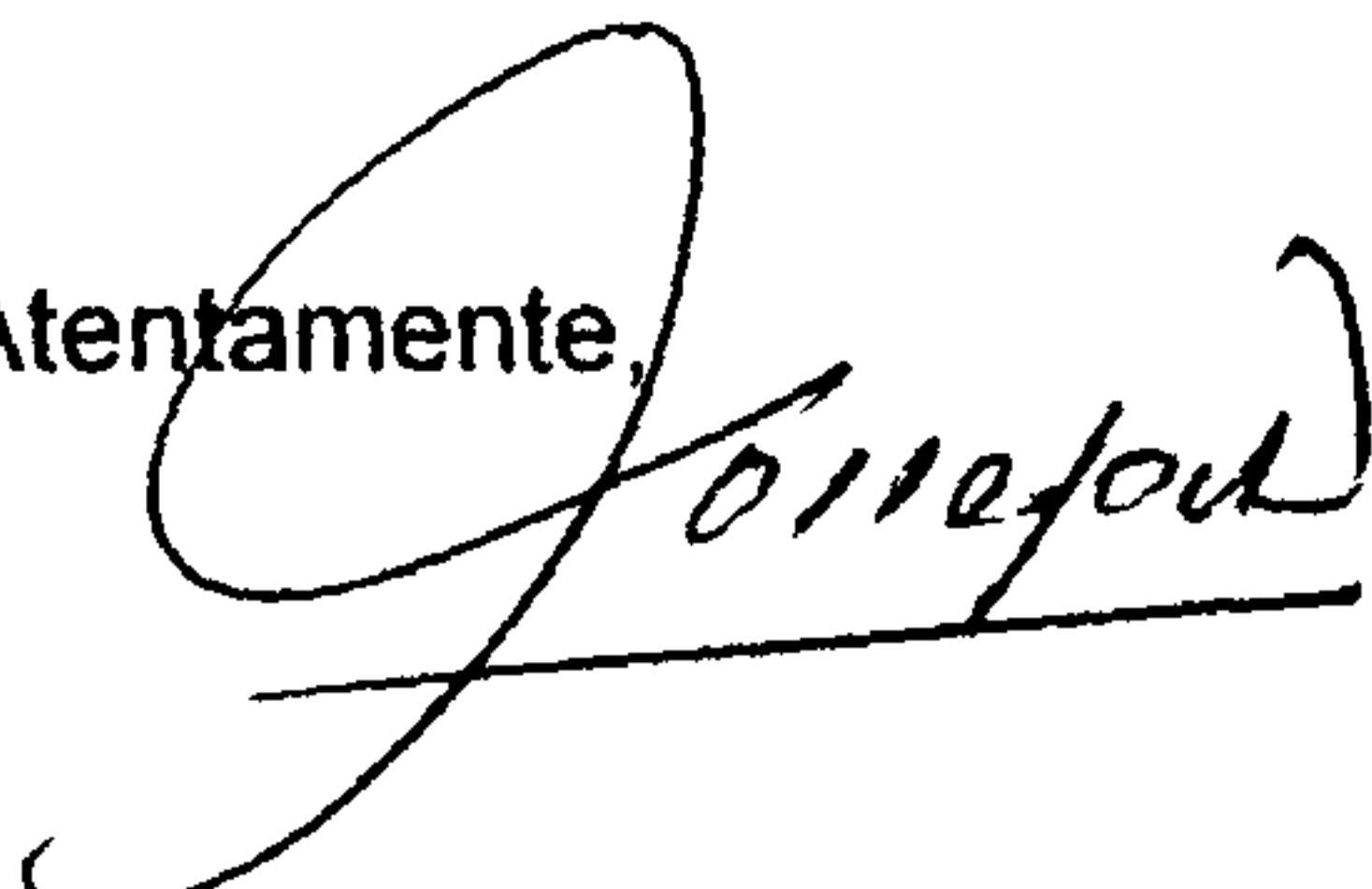
incorporar el servicio eléctrico a los 6.772 Km.2 de área de concesión legalmente otorgadas por el CONELEC.

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.

La Libertad, Marzo 15 del 2002.

Atentamente,



Ing. Edwin Vallejo Changuín
GERENTE GENERAL

Ab. 25/02

