

**INFORME DE LA
ADMINISTRACIÓN
2013**

INFORME DE LABORES DE LA ADMINISTRACIÓN

EJERCICIO ECONÓMICO AÑO 2013

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	5	
I CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA	8	
I.1 Integración del capital	8	
I.2 Integración de los organismos superiores de la Compañía	9	
I.2.1 Junta General de Accionistas	9	
I.2.2 Directorio	9	
I.2.3 Ejecutivos	10	
II PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS	12	
II.1 Planeación estratégica	12	
II.2 Sistema de gestión de calidad	13	
II.2.1 Manual de procesos y procedimientos	13	
II.2.2 Sistema de gestión de calidad	13	
II.3 Gestión ambiental	13	
II.3.1 Sistema de gestión ambiental	13	
II.3.2 Plan de manejo ambiental	14	
II.3.3 Responsabilidad social empresarial	14	
II.4 Proyecto de SIGDE – CENTROSUR	15	
II.4.1 Operación	15	
II.4.2 Comercial	16	
II.4.3 Tecnologías y comunicaciones	16	
II.4.4 Homologación	16	
II.4.5 Unidad de Implementación Sur (UIS)	17	
II.5 Gestión de la distribución	17	
II.5.1 Proyectos SIG CENTROSUR	17	
II.5.2 Programa FERUM 2012	18	
II.5.3 Programa FERUM 2013	18	
II.5.4 Programa PMD 2013	19	
II.5.5 Programa PLANREP 2013	19	
II.5.6 Automatización de la distribución	20	
II.5.7 Operación y sistemas de protección	20	
II.5.8 Mejoras en el sistema de subtransmisión	20	
II.5.9 Alumbrado público	21	
II.5.10 Administración del sistema eléctrico La Troncal	21	
II.5.11 Sistemas fotovoltaicos	22	
II.6 Gestión comercial	22	
II.6.1 Atención al cliente	22	
II.6.2 Centro de contacto	23	
II.6.3 Plan RENOVA	23	
II.6.4 Actualización de datos de clientes	23	
II.6.5 Recuperación de pérdidas comerciales	23	
II.6.6 Puntos de recaudación de valores	23	
II.6.7 Gestión de cartera	24	
II.7 Gestión de sistemas de información	24	

II.7.1	Soporte a usuarios.....	24
II.7.2	Sistemas informáticos.....	24
II.8	Servicio de Telecomunicaciones.....	25
II.8.1	Número de clientes.....	25
II.8.2	Proyecto FODETEL.....	26
II.8.3	Acceso a internet internacional.....	26
II.8.4	Comunicaciones CENTROSUR.....	26
II.8.5	RENTSE SIGDE.....	26
II.8.6	Sistema de video conferencia SIGDE.....	26
II.8.7	Renta de infraestructura y uso de postes.....	27
III	PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA.....	29
III.1	Compra de energía.....	29
III.1.1	Contratos a Término.....	29
III.1.2	Resumen Energético.....	29
III.1.3	Costos de Compra de Energía.....	30
III.2	Clientes no regulados.....	32
III.2.1	Servicios de Peajes de Distribución.....	32
III.2.2	Facturación de Cargos Adicionales.....	32
IV	EL MERCADO REGULADO.....	34
IV.1	Clientes.....	34
IV.2	Energía consumida.....	34
IV.3	Facturación y recaudación por energía consumida.....	36
IV.4	Deuda de los clientes.....	37
V	EL SISTEMA ELÉCTRICO.....	40
V.1	Área de concesión.....	40
V.2	Demanda máxima coincidente.....	41
V.3	Balance energético.....	41
V.4	Comportamiento de las pérdidas de energía.....	42
V.5	Expansión del sistema eléctrico.....	42
V.6	Calidad del servicio eléctrico de distribución.....	43
V.6.1	Calidad del producto.....	43
V.6.2	Calidad del servicio técnico.....	44
V.6.3	Calidad del Servicio Técnico a Nivel de Cabecera de Alimentador.....	46
VI	SITUACIÓN ECONÓMICO – FINANCIERA.....	48
VI.1	Ingresos.....	48
VI.2	Costos y gastos.....	49
VI.3	Resultados del periodo.....	51
VI.4	Ejecución presupuestaria de ingresos y gastos.....	52
VI.4.1	Ingresos.....	52
VI.4.2	Costos y gastos.....	52
VI.5	Balance condensado.....	54
VI.5.1	Activos.....	54

VI.5.2	Pasivo y Patrimonio.....	54
VI.6	Liquidación presupuesto de inversiones.....	56
VI.6.1	Liquidación comparada con el presupuesto inicial.....	56
VI.6.2	Liquidación comparada con la segunda reforma presupuestaria.....	56
VI.7	Indicadores financieros.....	57
VI.7.1	Indicadores de liquidez.....	57
VI.7.2	Indicadores de endeudamiento y propiedad.....	58
VI.7.3	Indicadores de rentabilidad.....	58
VII	LOS RECURSOS HUMANOS	60
VII.1	Número de trabajadores.....	60
VII.2	Seguridad y salud en el trabajo.....	61
VII.3	Capacitación.....	62
VII.4	Salud.....	63
VII.5	Bienestar Social.....	63
VIII	SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO	65
VIII.1	Objetivo institucional.....	65
VIII.2	Satisfacción del cliente externo.....	65
VIII.3	Satisfacción del cliente interno.....	65
VIII.4	Productividad y calidad.....	67
VIII.5	Control del gasto.....	68
VIII.6	Uso eficaz del tiempo.....	69
VIII.7	Liderazgo.....	69
IX	CONCLUSIONES GENERALES	71

I
 E
 C
 C
 e
 2
 L
 F
 2
 r
 e
 t
 C
 F
 e
 n
 E
 ta
 C
 A
 d
 El
 es
 re
 de
 El
 co
 im
 Du
 Re
 me
 la
 los
 Infr

INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de lo establecido en el artículo N° 263, numeral cuatro, de la Ley de Compañías, la administración de la CENTROSUR se permite someter a la consideración de los señores Miembros del Directorio y, con sus recomendaciones, a la Junta General de Accionistas, el informe de resultados y las principales actividades realizadas durante el ejercicio económico del periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2013.

Las reformas introducidas en el marco legal, que regula el Sector Eléctrico Ecuatoriano, a partir del Mandato 15, que fuera expedido por la Asamblea Constituyente el 23 de julio de 2008, generaron cambios significativos, siendo los más importantes: la eliminación del modelo de costos marginales para el cálculo de la componente de generación, la exclusión de la componente de inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión, la adopción de nuevos pliegos tarifarios, que plasman el principio de tarifa única, para cada tipo de consumo de energía eléctrica; y, la introducción de los Contratos Regulados de compra-venta de energía, mediante los cuales, la energía producida por un generador es repartida entre las distribuidoras, de manera proporcional a sus requerimientos.

Este esquema no permite generar recursos para la inversión, que provengan de las tarifas aplicadas a los usuarios finales, dependiendo únicamente del Presupuesto General del Estado.

Así mismo, dentro de los cambios implantados en el marco regulatorio, caben mencionar dos resoluciones que tienen repercusiones significativas:

- Regulación CONELEC No. 008/11, Prestación del Servicio de Alumbrado Público General, orientada a normar las condiciones técnicas, económicas y financieras que permitan a las distribuidoras brindar el servicio de alumbrado público general con calidad, eficiencia y precio justo.
- Resolución CONELEC No. 064/12, Elimina el concepto de Fondo de Reposición y dispone que se considere, dentro del rubro de administración, operación y mantenimiento, las actividades de mantenimientos rutinarios, mantenimientos mayores, labores para la repotenciación de equipos y cualquier otra actividad que sea para incorporar nuevas tecnologías y prolongación de la vida útil de las instalaciones, con el propósito de cumplir con los parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica; así como actividades relacionadas con la remediación y gestión ambiental y social

El desarrollo de la tecnología, la tendencia a adoptar procesos estandarizados y estructuras empresariales más eficientes, impone a la Empresa una dinámica de renovación y adaptación a las nuevas realidades, razón por la cual ha participado activa y decididamente en el desarrollo del programa SIGDE, que lleva adelante el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Paralelamente, a lo largo del año 2013, se ha continuado brindando soporte de los procesos comerciales y el software asociado, implementados en otras distribuidoras.

Durante el año 2013 el Estado, a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, ha dado importantes lineamientos que consideran, entre otros, aspectos para mejorar la seguridad y resaltar la belleza arquitectónica de los centros históricos, mejorar la calidad del servicio y contribuir al cambio de la matriz productiva, pudiendo destacarse los siguientes aspectos:

- Plan de soterramiento: establece que toda nueva urbanización, así como los accesos a las ciudades, aeropuertos y centros históricos cuenten con infraestructura eléctrica subterránea.
- Administración del servicio del cantón La Troncal.
- Programa de cocción eficiente, contempla la sustitución del uso del gas licuado de petróleo por electricidad.

Estas disposiciones se han traducido en acciones que se han ido concretando a lo largo del año 2013, tales como la ejecución de proyectos de expansión, mejora y reducción de pérdidas en el cantón La Troncal, el remplazo de los medidores monofásicos por bifásicos y la definición de parámetros para los diseños, que incluyen la incidencia del programa de cocción eficiente.

Otro aspecto, que ha recibido especial atención, es la calidad técnica del servicio que se brinda a los usuarios, lográndose los siguientes resultados:

- Tiempo de interrupción del sistema, en cabeceras de alimentadores: 3,8112 h, frente a la meta 6,43 h.
- Frecuencia de interrupción del sistema, en cabeceras de alimentadores: 3,5033 veces, frente a la meta 4,50 veces.

Los diferentes programas de inversión, coordinados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, han registrado los siguientes avances físicos:

AVANCE FÍSICO - PROGRAMAS DE INVERSIÓN DIC - 2013

PROGRAMAS	AVANCE FÍSICO
PLANREP	61,64%
PMD	75,78%
FERUM	79,51%
COSTOS DE CALIDAD	
<i>Servicio Eléctrico</i>	47,85%
<i>Alumbrado Público</i>	19,51%
<i>Gestión Socio Ambiental</i>	75,68%
COSTOS DE EXPANSIÓN DE SAPG	19,82%

El costo medio de compra de la energía se incrementó en un 13,45%, en relación con el año 2012, al pasar de 4,76 ¢/kWh a 5,40 ¢/kWh.

El ejercicio económico del año 2013 refleja un resultado negativo de \$2'077.181,89.

El déficit tarifario acumulado en el año alcanzó el monto de \$14'061.421.

En consideración a lo que establece el numeral 1.7 del artículo N° 1 del "Reglamento para presentación de los Informes Anuales de los Administradores a las Juntas Generales", esta Administración declara que durante el año 2013 la Empresa ha dado estricto cumplimiento a las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor, en el desarrollo de sus diversas actividades.

Finalmente, cabe resaltar que el esfuerzo conjunto y planificado de Accionistas, Miembros del Directorio, Servidores y Obreros, ha permitido, a esta Administración, desarrollar una gestión en beneficio de la comunidad a la cual servimos.

INFORME DE LABORES AÑO 2013

CAPÍTULO I

CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA

I. CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA

I.1 INTEGRACIÓN DEL CAPITAL

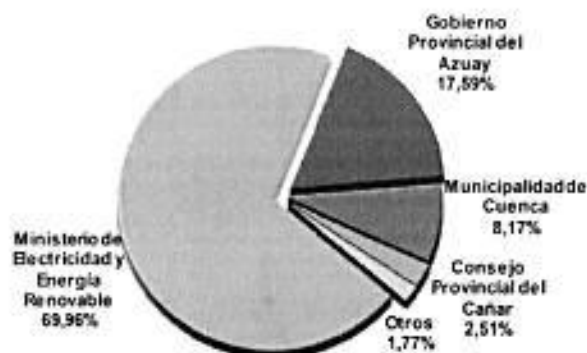
La Junta General de Accionistas N° 233, mediante resolución N° 233-705, adoptada el 30 de octubre de 2010, resolvió incrementar el capital suscrito en \$2'839.071. La escritura pública de aumento de capital y reforma del Estatuto de la Compañía, como consecuencia de tal acto societario, se otorgó ante el Notario Segundo del Cantón Cuenca, Dr. Rubén Vintimilla B., el 30 de noviembre de 2010 y la respectiva inscripción, en el Registro Mercantil, se realizó el día 27 de diciembre de 2010, con el N° 842.

Con fecha 9 de abril de 2012 se registró en el Libro de Acciones y Accionistas la cesión y transferencia de 1'336.037 acciones, que la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – SENPLADES – poseía en la Empresa, a favor del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, como consecuencia de lo cual el capital quedó integrado de acuerdo al cuadro N° I.1.

Cuadro N° I.1 – Integración del capital

ACCIONISTA	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO A 31-DIC-2013 (Dólares)	%
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	108.228.171	69,96%
Gobierno Provincial del Azuay	27.221.090	17,59%
Municipalidad de Cuenca	12.632.784	8,17%
Gobierno Provincial del Cañar	3.885.866	2,51%
Consejo Provincial de Morona Santiago *	1.272.305	0,82%
Municipalidad de Sigüig *	449.525	0,29%
Municipalidad de Morona *	463.598	0,30%
Municipalidad de Santa Isabel *	348.524	0,23%
Municipalidad de Biblián *	207.778	0,13%
Capital Total	154.709.641	100,00%

* Otros, es la suma del Capital que no excede el 1% por accionista.



1.2 INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

1.2.1 Junta General de Accionistas

La Junta General de Accionistas es el máximo organismo de decisión de la Compañía, está facultada para resolver todos los asuntos relacionados con sus negocios, tomar las decisiones que juzgue convenientes a los intereses de la Empresa, enmarcándose siempre en las disposiciones legales, estatutarias, reglamentarias y normas conexas.

A diciembre de 2013, la Junta General de Accionistas estuvo integrada por representantes legales de los titulares de las acciones, tal como se indica en la cuadro N° 1.2.1.

Cuadro N° 1.2.1 – Junta general de accionistas

INSTITUCION	REPRESENTANTE LEGAL
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	Dr. Esteban Albornoz Vindmilla
GOBIERNO PROVINCIAL DEL AZUAY	Ing. Paúl Carrasco Carpio
MUNICIPALIDAD DE CUENCA	Dr. Paúl Granda López
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	Dr. Santiago Correa Padrón
CONSEJO PROVINCIAL DE MORONA SANTIAGO	Ldo. Felipe Marcelino Chumpi
MUNICIPALIDAD DE SÍGSIG	Lda. Aramita Jiménez Galán
MUNICIPALIDAD DE SANTA ISABEL	Prof. Rodrigo Quezada Ramón
MUNICIPALIDAD DE BIBLIÁN	Dr. Bolívar Montero Zea
MUNICIPALIDAD DE MORONA	Opt. Hipólito Entza Chupe

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre se realizaron cinco sesiones, en las que se trataron y resolvieron temas fundamentales que se resumen en veintitrés resoluciones que han guiado el accionar de la administración.

1.2.2 Directorio

El Directorio mantuvo nueve sesiones de trabajo, en el transcurso del año, adoptando setenta y nueve resoluciones, que permitieron lograr un desenvolvimiento empresarial que se refleja en los resultados obtenidos.

La conformación del Directorio, a diciembre de 2013, fue la mostrada en el cuadro N° 1.2.2.

Cuadro N° 1.2.2 – Conformación del directorio

Presidente: Ing. MARCELO NEIRA MOSCOSO (5 de Diciembre de 2013)

Secretario: Ing. JAVIER SERRANO LÓPEZ (12 de Julio de 2012)

ACCIONISTA	PRINCIPAL	FECHA	SUPLENTE	FECHA
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGIA RENOVABLE	LCDA. SILVANA DUEÑAS	31/07/2013	ING. SANTIAGO ARIAS	31/07/2013
	ING. ESTEBAN ORTIZ	31/07/2013	DR. JUAN ESTEBAN ASTUDILLO	31/07/2013
	ARQ. HUMBERTO CORDERO	31/07/2013	ING. MARCOS ORBE	31/07/2013
	ING. MARCELO NEIRA	31/07/2013	ING. VÍCTOR OREJUELA	31/07/2013
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	ING. JUAN CRISTÓBAL LLORET	31/07/2013	ING. TRAJANO BERMEO	31/07/2013
	ING. PAÚL CARRASCO	17/02/2012	ECON. RUBEN BENITEZ	17/02/2012
	ING. COM. JOSÉ DELGADO	17/02/2012	ING. JAVIER ORDOÑEZ	20/06/2013
ACCIONISTAS MINORITARIOS	DR. PAÚL GRANDA	17/02/2012	LCDA. ARAMITA JIMÉNEZ	17/02/2012
TRABAJADORES	TNLG. PATRICIO TENESACA	17/02/2012	SR. WILMER ARPI	17/02/2012

1.2.3 Ejecutivos

A diciembre de 2013, la Administración de la Empresa estuvo integrada como se muestra a continuación:

Cuadro N° 1.2.3 – Ejecutivos – diciembre 2013

CARGO	FUNCIONARIO
Presidente de la Compañía	Ing. Marcelo Neira Moscoso
Presidente Ejecutivo	Ing. Javier Serrano López
Director de Planificación (DIPLA) (Enc.)	Ing. Heriberto Idrovo Álvarez
Director de Asesoría Jurídica (DAJ) (Enc.)	Dr. David Mera Robalino
Director de Sistemas de Información (DISI)	Ing. Walter Vázquez Vega
Director de Talento Humano (DTH)	Dra. Lorena Cazar Almache
Director de Distribución (DIDIS) (Enc.)	Ing. Juan Ugalde Delgado
Director de Comercialización (DICO)	Ing. Juan Morocho Guerrero
Director de Telecomunicaciones (DITEL)	Ing. Michael Cabrera Mejía
Director Administrativo - Financiero (DAF)	Ing. Eduardo Córdova Orellana
Director de Morona Santiago (DIMS)	Ing. Luis Urdiales Flores
Director de Gestión Ambiental y Responsabilidad Social (DIGARS) (Enc.)	Ing. Juan Vázquez Palacios
Gerente de Proyecto SIGDE-CENTROSUR (Enc.)	Ing. Mario Fior Ambrosi
Secretaría General	Dra. Catalina García Jaramillo
Auditor Interno (Enc.)	Ing. Patricia Morales Harris
Jefe del Dpto. de Estudios Técnicos (DIPLA) (Enc.)	Ing. Patricio Quitisaca Astudillo
Jefe del Dpto. de Estudios Económicos y Gestión (DIPLA)	Ing. Juan Vázquez Abad
Jefe del Dpto. de Calidad (DIPLA)	Ing. Miguel Arévalo Merchán
Jefe del Dpto. de Patrocinio Jurídico y Legal (DAJ)	Dr. Diego Vanegas Ugalde
Jefe del Dpto. de Desarrollo (DISI)	Ing. José Miranda Delgado
Jefe del Dpto. de Talento y Desarrollo Organizacional (DTH)	Econ. Bernardo Vázquez Serrano
Jefe del Dpto. de Bienestar Integral (DTH)	Ing. Diego Rojas Castro
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 1 (DIDIS) (Enc.)	Ing. Fernando Durán Contreras
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 2 (DIDIS) (Enc.)	Ing. Enrique Molina Avarado
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 3 (DIDIS)	Ing. Carlos Delgado Garzón
Jefe del Dpto. de Subtransmisión (DIDIS)	Ing. Enrique Luna León
Jefe del Dpto. de Supervisión (DIDIS)	Ing. Vinicio Méndez Tapia
Jefe del Dpto. de Información Geográfica - SIGADE (DIDIS) (Enc.)	Ing. Ramiro Ávila Campoverde
Jefe del Dpto. de Obras Civiles (DIDIS) (Enc.)	Ing. Oswaldo Peñaherrera Pesantez
Jefe del Dpto. de Servicios al Cliente (DICO) (Enc.)	Ing. Xavier Gutiérrez Álvarez
Jefe del Dpto. de Control de la Medición (DICO)	Ing. Javier Antimilla Carrasco
Jefe del Dpto. de Lectura y Facturación (DICO) (Enc.)	Ing. Pablo Méndez Santos
Jefe del Dpto. de Recaudación y Gestión de Cartera (DICO) (Enc.)	Ing. Eduardo Semperegui Cañizares
Jefe del Dpto. de Operación de Telecomunicaciones (DITEL)	Ing. Santiago Cordero Ortiz
Jefe del Dpto. de Planificación de Telecomunicaciones (DITEL)	Ing. Jaime Hernán Campos
Jefe del Dpto. de Financiero (DAF)	Econ. Mónica Hurtado Ruilova
Jefe del Dpto. Administrativo (DAF)	Ing. Luis Rojas Iglesias
Jefe del Dpto. de Gestión Ambiental (DIGARS) (Enc.)	Ing. Edgar Cumbe Uguña
Jefe del Dpto. de Responsabilidad Social (DIGARS)	Ing. Henry Calle Vidal
Asistente de Relaciones Públicas (PE)	Lda. Vanessa Pinos Mata

INFORME DE LABORES AÑO 2013

CAPÍTULO II

PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS

II. PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS

II.1 PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

El Plan Estratégico está estrechamente relacionado con los objetivos y políticas del Plan Nacional del Buen Vivir, del Ministerio de Sectores Estratégicos y del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, contribuyendo de esta manera al cambio de las matrices energética y productiva, potenciando el desarrollo de la comunidad a la que servimos y del país en general.

El Plan Estratégico constituye la primera herramienta directriz de la gestión institucional, donde se enuncian los principales criterios que permiten revelar los propósitos de la institución, en términos de objetivos a corto, mediano y largo plazos, programas de acción y prioridades en la asignación de recursos.

Sobre la base del Plan Estratégico aprobado para el período 2011- 2015, mediante resolución de Directorio N° 1212-3752, del 8 de abril de 2011, se actualizaron las metas para el 2013 y se construyó el POA - Plan Operativo Anual, instrumento que identifica y vincula los programas, proyectos y acciones con los presupuestos de inversión y explotación, alineados todos ellos al cumplimiento de la Misión y Visión de la Empresa.

Del Plan Estratégico se extraen los siguientes elementos:

Visión

"Ser una empresa pública regional eficiente, sustentable, socialmente responsable e integrada al sector eléctrico ecuatoriano, que contribuye al buen vivir"

Misión

"Suministrar el servicio público de electricidad para satisfacer las necesidades de sus clientes y la sociedad, cumpliendo estándares de calidad, con equilibrio financiero, sobre la base del crecimiento integral de su personal"

Objetivos Estratégicos

- Implementar un modelo empresarial sostenible y socialmente responsable.
- Consolidar a la CENTROSUR como una empresa pública reconocida por sus estándares de calidad en la atención al cliente.
- Mejorar continuamente los procesos para garantizar la calidad y cobertura de la prestación del servicio eléctrico.
- Potenciar el desarrollo del Talento Humano y la gestión tecnológica.

Valores

Son los principios compartidos que orientan las acciones de todos los trabajadores y dan soporte a la formación permanente de su cultura organizacional.

- Honestidad.
- Responsabilidad.
- Orientación al servicio.
- Respeto.

Políticas

- Brindar una atención eficiente a los clientes y a la sociedad.
- Desarrollar proyectos con responsabilidad social.
- Aplicar criterios de eficiencia energética en los planes de expansión y explotación.

- Fomentar el compromiso de los trabajadores con la CENTROSUR y la sociedad.
- Optimizar los costos administrativos y operativos.
- Orientar la administración mediante un sistema de gestión integrado (calidad, ambiente, seguridad y salud ocupacional).
- Potenciar el desarrollo integral del personal.
- Mejorar la comunicación interna y externa.
- Compartir las buenas prácticas con las instituciones del sector.
- Enmarcar la gestión de la CENTROSUR en el Plan Estratégico.

II.2 SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD

II.2.1 Manual de Procesos y Procedimientos

La CENTROSUR cuenta con un Manual de Procesos y Procedimientos en el cual se describen sus siete macro procesos agrupados en: estratégicos (proceso Gerencial), operativos (procesos de Distribución y Comercialización de energía eléctrica) y de soporte (procesos Administrativos, Financieros, Talento Humano y Sistemas Informáticos).

Los siete macro procesos integran 37 procesos de primer nivel y 789 documentos (209 procedimientos, 277 formularios de registro y 303 documentos de información).

Durante el año 2013 se trabajó en la actualización de los procesos, procedimientos e información, con la intervención de los equipos conformados con tal propósito.

II.2.2 Sistema de Gestión de Calidad

La implantación del Sistema de Gestión de Calidad, basado en el cumplimiento de los requisitos de la Norma ISO 9001:2008, forma parte de una de las estrategias establecidas por la CENTROSUR; y, está orientado a incrementar la satisfacción del cliente y a mejorar la calidad en los servicios y procesos de la organización.

II.3 GESTIÓN AMBIENTAL

Mediante Resolución de Directorio 1231-3935, del 16 de noviembre de 2012, se creó la Dirección de Gestión Ambiental y Responsabilidad Social (DIGARS), con la finalidad de impulsar las estrategias y acciones que fomenten, de manera permanente, la gestión socio-ambiental en la Empresa.

II.3.1 Sistema de Gestión Ambiental

- Se levanta el diagnóstico de cumplimiento de la Norma ISO 14001.
- Se incorpora el Sistema de Gestión Ambiental en los diferentes procesos de la Empresa.
- Se conformó el Consejo y Comité Técnico de Gestión Ambiental y Responsabilidad Social, el cual ha mantenido reuniones periódicas.
- Elaboración y ejecución del plan de acción para levantar el inventario definitivo de equipos y aceites dieléctricos contaminados con policloruros bifenilos (PCB's).
- Desarrollo de la Auditoría Ambiental 2012; elaboración y ejecución de planes de acción para solventar las no conformidades.
- Adquisición de un equipo compactador de lámparas de descarga, para el manejo adecuado de desechos de las lámparas de alumbrado público y focos ahorradores.
- Evaluación ambiental de la central Taisha.

- Plan de Manejo Ambiental (PMA) para los proyectos BID-FERUM-2012.
- Plan de remediación ambiental aplicado en Puerto Nunkui del cantón Taisha.
- Apoyo en la Administración del convenio 15.281 entre la EERS y la CENTROSUR, para la "Transferencia de los equipos de generación de la Central Macas a la central Catamayo".

II.3.2 Plan de Manejo Ambiental

Con el objetivo de verificar el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental - PMA, CENTROSUR, en conformidad con la normativa vigente, ejecutó la Auditoría Ambiental Interna - 2012. Resultado de ello se han determinado las conformidades y no conformidades, en función de lo cual se han establecido los planes de acción, cuyo desglose y avance se resumen a continuación:

Cuadro N° II.3.2 - Avance de ejecución de planes de acción y medidas ambientales del PMA

PROGRAMAS	CONFORMIDADES Y NO CONFORMIDADES AUDITORÍA AMBIENTAL 2012				PLANES DE ACCIÓN Y MEDIDAS AMBIENTALES	
	NC-	NC+	C	SUBTOTAL	CANTIDAD	AVANCE
Manejo desechos	3	1	19	23	23	74,76%
Recursos naturales	2	0	13	15	15	74,54%
Gestión ambiental	0	1	7	8	8	68,10%
Participación Ciudadana	0	0	1	1	1	73,00%
TOTAL	5	2	40	47	47	72,60%

El avance en la ejecución de los planes de acción, establecidos para levantar las no conformidades, durante el año 2013, fue del 70,38% en no conformidades menores (avance ponderado de las 5 NC- identificadas) y 58,33% en no conformidades mayores (avance ponderado de las 2 NC+ identificadas).

Durante el año 2013 se construyó la subestación 08 Turi y se amplió la subestación 21 Macas, proyectos que, en apego a la normativa ambiental vigente, cuentan con la correspondiente Licencia Ambiental y un Plan de Manejo Ambiental (PMA) basado en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

II.3.3 Responsabilidad Social Empresarial

- Con la finalidad de estructurar los programas de Responsabilidad Social, se preparó el Informe de Indicadores de Balance Social, el cual valora la responsabilidad tanto interna (recurso humano) como externa (clientes, proveedores, accionistas, sociedad, etc.) y las variables que influyen en las expectativas de cada uno de estos grupos y que inciden en los resultados de la Empresa. La evaluación se realizó para el periodo comprendido entre julio de 2012 y junio de 2013.
- Inició un estudio tendiente a identificar y evaluar los beneficios, a los que accede la población con la ejecución de los proyectos de electrificación. El objetivo principal es establecer un esquema de valoración de proyectos, que sirva como referencia para su priorización, basándose en criterios múltiples como: inversiones, estrategia corporativa, políticas del sector, políticas del PNBV, expansión, rentabilidad financiera, responsabilidad social y otros internos de la Empresa.
- La DIGARS diseñó un programa de incentivo a la movilidad alternativa, mediante la utilización de la bicicleta como medio de transporte, con lo que se pretende mejorar la salud de los trabajadores y colaboradores, así como contribuir a la disminución

de las emisiones contaminantes. En el año 2013 se realizaron 5 ciclopaseos, con una participación promedio de 120 personas, en cada uno.

II.4 PROYECTO SIGDE - CENTROSUR

El desarrollo de la tecnología, la tendencia a adoptar procesos estandarizados y estructuras empresariales más eficientes, impone a la Empresa la necesidad de una constante renovación y adaptación a las nuevas realidades, razón por la cual ha participado activa y decididamente en el desarrollo del programa SIGDE, que lleva adelante el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

De acuerdo a la nueva Constitución de la República y a los objetivos establecidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se ha planteado la reorganización del sector eléctrico del país. Esta meta está plasmada en el Proyecto SIGDE "Sistema Integrado para la Gestión de las Empresas de Distribución", para lo cual todas las distribuidoras y el MEER firmaron el "Convenio de Cooperación Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de Distribución Eléctrica".

Es así que, CENTROSUR ha enfocado sus esfuerzos para colaborar, de manera directa, con la visión del Proyecto SIGDE Nacional.

II.4.1 Operación

- Fue adjudicada la provisión e implementación de los sistemas SCADA/DMS/OMS-MWM en las empresas: Riobamba, Quito, Ambato, Azogues, Loja, CNEL Guayas, Los Ríos y CENTROSUR. Entre las principales actividades realizadas se pueden mencionar:
 - Elaboración del plan de proyecto, diseño y definición de la arquitectura de la solución, levantamiento de información a nivel de subestaciones, apoyo en los talleres de interfaces con el Bus de Servicios Empresariales (ESB), CIS y Sistema de información Geográfica (SIG).
 - Actualización de los modelos de datos y la información de las redes eléctricas, según los requerimientos del sistema SCADA/DMS/OMS-MWM.
 - A diciembre del 2013, el avance aproximado fue del 30%.
- Se concluyó la consultoría para la Planificación de la Automatización de la Distribución, en cuyo informe final se incluyen los siguientes entregables:
 - Diseño del esquema de auto-restauración FLISR (Fault Location, Isolation and Service Restoration), orientado a mejorar la confiabilidad de una área piloto.
 - Diseño del esquema para el control Integrado de Voltaje y Potencia Reactiva IVVC (Integrated Volt/Var Control), bajo el concepto de manejo planificado del voltaje CVR (Conservation Voltage Reduction), con el fin de gestionar la reducción de demanda y/o incremento de la eficiencia energética.
 - Metodología para la planeación de la automatización de la distribución y lineamientos para los sistemas de comunicación y protecciones.
 - Especificaciones funcionales de equipos para la automatización de la distribución.
- Actualización del modelo de datos eléctricos, para el Sistema de Información Geográfica, a nivel nacional, para la etapa funcional de subtransmisión. Además se implementó el modelo para la identificación de los circuitos subterráneos y de semáforos.

- Desarrollo y puesta en producción del Geoportal Nacional del Sector Eléctrico, sistema que permite el acceso web para localizar clientes y equipos, generar reportes y actualizar la información.

II.4.2 Comercial

Se adjudicó una consultoría a la firma AYESA, para la elaboración de los pliegos para la adquisición de los sistemas CIS-CRM y MDM, a nivel nacional.

El proceso para la adquisición del CIS-CRM fue subido al Portal de Contratación Pública, estimándose su adjudicación en el primer semestre de 2014.

II.4.3 Tecnologías y Comunicaciones

- Participación en el proceso para la implementación de las soluciones de interoperabilidad con el Bus Empresarial de Servicios (ESB) y el Manejador de procesos de Negocios (BPM).
- Participación conjunta con la Dirección de Telecomunicaciones (DITEL), en los procesos que la CENTROSUR está liderando:
 - Adquisición e implementación de los equipos para la Red Nacional de Telecomunicaciones del Sector Eléctrico (RENTSE).
 - Implementación de videoconferencia en todas las distribuidoras.
- Participación en el proceso de adquisición e implementación de la solución de Gestión Documental Nacional. Se han realizado talleres con consultores internacionales para la elaboración de los términos de referencia.

II.4.4 Homologación

Unidades de Propiedad

- Manual de Estructuras: contiene la homologación de las Unidades de Propiedad (UP) y Unidades Constructivas (UC) del sistema de distribución eléctrico.
- Catálogo Digital: para la distribución y aplicación del Manual de Estructuras, se ha desarrollado un Catálogo Digital, al que se puede acceder en la dirección www.unidadesdepropiedad.com.
- Manual de Especificaciones Técnicas de Materiales y Equipos: se cuenta con un documento que contiene aproximadamente 350 especificaciones.

Descripción y Códigos de Materiales – Equipos

- Catálogo de Descripción y Codificación de Materiales – Equipos: documento que contiene la descripción y codificación de grupos de materiales y equipos de las redes de distribución eléctrica: a) accesorios de líneas y redes de distribución, b) aisladores, c) alumbrado público, d) conductores y cables, e) herrajes galvanizados, f) medidores, repuestos y accesorios, g) postes, h) protección y seccionamiento, transformadores y autotransformadores.
- El 10 de julio de 2013 se entrega el producto al MEER para su socialización.
- Borrador de Grupos de materiales y equipos, el cual contiene los siguientes grupos: a) subtransmisión, b) subestaciones, c) transporte – accesorios y repuestos, d) ropa de trabajo, e) salud ocupacional, f) herramientas y equipos de trabajo, g) equipos de protección y seguridad industrial.

- El documento ha sido entregado al MEER para su revisión e inclusión en el catálogo. Se estima un avance del 98%.

Redes Subterráneas

- Se ha elaborado el Manual de las Unidades Homologadas de Construcción de redes subterráneas, documento que fue entregado al MEER el 19 de julio de 2013.

II.4.5 Unidad de Implementación Sur (UIS)

- Se implantaron los procesos y Sistema Comercial en las regionales Milagro y Santo Domingo de la CNEL EP.
- Se puso en producción el modelo de Lectura en Línea.
- Se desarrolló el módulo para el envío de mensajería de texto (SMS), versión 2, para consultas de facturas y revisión del estado de trámites.
- Se implantó el módulo de inscripción, generación y envío por correo electrónico de las facturas electrónicas.
- Se actualizó el servicio de recaudación en bancos, a través de servicios web, en las empresas Loja, Azogues y CENTROSUR.
- Se brindó soporte, primer y segundo niveles, y atención de los incidentes para las 7 empresas que cuentan con el sistema comercial SICO.

II.5 GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

II.5.1 Proyectos SIG CENTROSUR

El sistema de Información Geográfica (SIG), desde hace algún tiempo, se ha convertido en una importante herramienta para la planificación, operación y toma de decisiones. Durante el año 2013 se ha trabajado en el desarrollo de soluciones para CENTROSUR.

Se ha dado principal atención al plan de mejora de la confiabilidad de la información registrada en el sistema. Se contrataron los servicios de una consultoría para el estudio y evaluación de la información de redes del SIG, concluyéndose que el error está por debajo del porcentaje admisible en este tipo de sistemas. Paralelamente se estableció un formato, homologado, para la entrega de información referente a nuevos servicios en las agencias y en la DIMS.

Se capacitó a ingenieros contratistas en el manejo del ArcGis 10 y de la geodatabase con el nuevo modelo nacional. Adicionalmente se ha trabajado en una continua actualización, recuperación, corrección de datos de elementos de la red y clientes, lo que nos ha permitido mejorar significativamente el Índice de Actualización de Clientes (IAC) y la confiabilidad de la información.

Se migró e ingresó al Sistema de Información Geográfico los datos del cantón La Troncal.

Se implementó el EFM (Extended Feeder Manager) con el objetivo de contar con un soporte para las redes multi-nivel, estableciendo una jerarquía de fuentes de circuito, para diferenciar los niveles de tensión.

También se implementó el Conduit Manager (CM), módulo que posee un conjunto de herramientas que nos permiten crear y gestionar redes subterráneas: conductos, zanjas, estructuras subterráneas y bancos de ductos. Estos modelos serán implementados en las empresas distribuidoras a nivel nacional.

Se han realizado adecuaciones y pruebas de los sistemas existentes, tales como: GeoPortal, Visualizador, CymDist, Reportes y Estadísticas, Partes Diario de Trabajo, Alumbrado Público, Programa de Interrupciones, CPSoft, Transformadores y Luminarias.

II.5.2 Programa FERUM 2012

El programa FERUM, aprobado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) para el año 2012, según su fuente de financiamiento, se divide en programa FERUM 2012-Recursos Fiscales y programa FERUM 2012-BID, de acuerdo al cuadro N° II.5.2.

Cuadro N° II.5.2 – Programa FERUM 2012

PROGRAMA	PROVINCIA	PROYECTOS (N°)	MONTO ASIGNADO (\$)	TOTAL ASIGNADO PROGRAMA (\$)
FERUM2012 - BID	Azuay	9	409.601	568.224
	Morona Santiago	20	158.624	
FERUM2012 - Recursos Fiscales	Azuay	3	178.365	431.957
	Morona Santiago	9	253.592	

Programa FERUM 2012 - BID

El 31 de agosto se informó al Directorio de la Empresa que todos los proyectos de este programa habían sido concluidos y liquidados.

Programa FERUM 2012 – Recursos Fiscales

Al 31 de diciembre de 2013, este registró un avance ponderado del 91,16%, debido a que no se ha podido construir el proyecto denominado Mayapis, ubicado en la provincia de Morona Santiago, por la dificultad de ingresar los materiales al sitio, ya que se requiere de transporte aéreo. La CENTROSUR ha realizado gestiones con entidades externas como el MEER, Ministerio de Defensa, CONELEC, sin que se haya tenido respuesta favorable.

II.5.3 Programa FERUM 2013

Mediante oficio Nro. MEER-SDCE-2013-0113-OF, del 13 de febrero de 2013, el MEER aprueba y prioriza el programa FERUM 2013. Del listado aprobado, 3 proyectos fueron reemplazados, previa autorización del CONELEC, porque ya habían sido ejecutados. Posteriormente, en el mes de junio, el CONELEC dispuso la incorporación de un proyecto localizado en el cantón La Troncal, inicialmente asignado a CNEL Milagro.

El programa FERUM 2013 se resume en 18 proyectos que corresponden a redes de distribución y 4 a sistemas fotovoltaicos en el cantón Taisha; según se indica en el cuadro N° II.5.3.

Cuadro N° II.5.3 – Programa FERUM 2013

PROVINCIA	CANTÓN	PROYECTOS (N°)	VALOR APROBADO Y COMPROMETIDO POR MEER (\$)	VALOR RECIBIDO DEL MEER (\$)
Azuay	Cuenca	3	105.088	1.273.366
	Nabón	3	205.045	
	Pucará	1	64.767	
Cañar	La Troncal	1	56.925	
Morona Santiago	Taisha	4	192.000	
	Gualaquiza	1	21.727	
	Twintza	5	653.374	
TOTAL		18	1.298.926	

Con corte al 31 de diciembre de 2013, este programa registró un avance del 79,51%.

II.5.4 Programa PMD 2013

El MEER, mediante oficio N° MEER-SDCE-2013-0113-OF, del 13 de febrero, aprobó el programa PMD 2013. Luego, en coordinación con el CONELEC, se hicieron ajustes al listado inicial, básicamente relacionados con proyectos en La Troncal, que antes estaban asignados a CNEL Milagro. Este programa se resume en el cuadro N° II.5.4.

Cuadro N° II.5.4 – Programa PMD 2013

PROVINCIA	CANTÓN	PROYECTOS (N°)	VALOR APROBADO Y COMPROMETIDO POR MEER (\$)	VALOR RECIBIDO DEL MEER (\$)
Azuay	Cuenca	5	1.766.399	2.520.335
	Nabón	1	166.792	
Cañar	La Troncal	15	1.253.015	
TOTAL		21	3.186.205	

El avance, con corte al 31 de diciembre de 2013, fue del 75,78%.

II.5.5 Programa PLANREP 2013

El MEER, mediante oficio Nro. MEER-SDCE-2013-0113-OF, del 13 de febrero de 2013, da a conocer el programa PLANREP 2013 aprobado y priorizado. Posteriormente se incluyen 5 proyectos correspondientes al cantón La Troncal, inicialmente aprobados a la CNEL Milagro, para que sean ejecutados por CENTROSUR. Un resumen se muestra en el cuadro N° II.5.5.

Cuadro N° II.5.5 – Programa PLANREP 2013

PROVINCIA	CANTÓN	PROYECTOS (N°)	VALOR APROBADO Y COMPROMETIDO POR MEER (\$)	VALOR RECIBIDO DEL MEER (\$)
Azuay	Cuenca	2	246.010	677.745
	Paute	1	884.667	
Cañar	La Troncal	5	235.306	
TOTAL		8	1.365.982	

El avance ponderado, con corte al 31 de diciembre, fue del 61,64%.

II.5.6 Automatización de la Distribución

- La iniciativa se enmarca en el proyecto nacional SIGDE y con la norma IEC-61968, de forma que sea interoperable con otros sistemas que están en uso en la Empresa, o que se encuentran en proceso de implementación, tales como, Sistema de Información Geográfica (GIS), Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS) y Sistema de Manejo de la Distribución (DMS).
- Está en funcionamiento el sistema de Localización Automática de Vehículos (AVL) en 98 vehículos, el cual posibilita una mejor gestión operativa de los vehículos de la institución. Con esta herramienta se espera reducir los indicadores de tiempo y frecuencia de interrupción de reclamos, y por otro lado, disponer de información con miras al desarrollo de una red inteligente.

II.5.7 Operación y Sistemas de Protección

- Se ha completado la integración al SCADA del sistema para control y supervisión de reconectores, con lo que se viabiliza la supervisión y operación de las protecciones, que cuentan con comunicación, contribuyendo a mejorar los índices de frecuencia y reducir el tiempo de suspensión del servicio. En el año 2013 se han instalado 31 equipos.
- Se han adquirido reguladores automáticos de tensión, los cuales serán telecomandados desde el Centro de Control, permitiendo un mejor control de los perfiles de tensión. Un primer banco fue instalado en el sector de Pucará, con lo que se logró mejorar los niveles de tensión en la zona de influencia.
- En el año 2013 se concluyó la implementación de la etapa inicial del Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS); mientras que el Plan de Instalación de reconectores alcanzó el 86%.

II.5.8 Mejoras en el Sistema de Subtransmisión

Líneas de Subtransmisión

- Mediante contrato DIDIS N° 15070-2012, suscrito con la firma JOP Ingeniería Eléctrica Cía. Ltda., se concluyó la construcción de la línea, a 69kV, S/E 18-S/E Sinincay, de 32 km de longitud.
- Se construyeron las acometidas para la S/E 08 Turi, a través del contrato DIDIS N° 15813-2013 con JOP Ingeniería Eléctrica Cía. Ltda.
- En convenio con la Ilustre Municipalidad de Cuenca se construyeron ductos y pozos de revisión, a lo largo de la Av. Solano, para el montaje de la línea, a 22 kV, que conectará las subestaciones 08 Turi y 02 P. Centenario, permitiendo mejorar el servicio en el centro histórico de Cuenca.

Subestaciones

- Subestación 08 Turi: a través del contrato 15361-DIDIS-2012, la empresa Consorcio Turi realizó el montaje y puesta en operación de esta subestación, lo que permitió descargar las adyacentes, 03 Monay y 05 El Arenal.
- Subestación La Troncal: se realizaron actividades como mantenimiento preventivo, montaje del transformador de servicios auxiliares, instalación de transformadores de corriente, tableros e instalación de equipos de medición comercial, a 69 kV. Algunas actividades incluyeron a la subestación de El Triunfo.
- Se continúa con los trabajos requeridos para la interconexión de los sistemas de subtransmisión de las empresas CENTROSUR y E. E. Azogues.

II.5.9 Alumbrado Público

- Bajo los conceptos de eficiencia energética, así como de calidad en luminosidad, uniformidad, color de luz y seguridad, se ejecuta la planificación del alumbrado público. Para esto ha sido necesario intervenir en varios sectores, con adecuaciones en las redes de media y baja tensión, así como modificaciones en las estructuras, a fin de lograr el nivel de iluminación requerido.
- Se ha continuado con la optimización del sistema de alumbrado público, mediante el uso de luminarias de doble nivel de potencia, bajo el concepto de ahorro de energía y eficiencia en la iluminación.
- En la ampliación de la cobertura del servicio de alumbrado público vial, han colaborado entidades seccionales como la Municipalidad de Cuenca (a través de la Unidad Ejecutora de Proyectos), las Juntas Parroquiales y los clientes.
- Se han construido obras nuevas y se han realizado mejoras en el alumbrado público en los diferentes cantones del área de concesión.

II.5.10 Administración del Sistema Eléctrico La Troncal

Con la finalidad de lograr una mejor prestación del servicio a la población del cantón La Troncal, CENTROSUR y CNEL Milagro coordinaron actividades para la administración, así como la operación, mantenimiento y expansión de las redes, logrando un avance ponderado de las gestiones comercial y técnica del 51,1%.

Gestión Técnica

- Se han concebido 31 proyectos, con un monto total asignado de \$1'995.452, de los cuales cuatro proyectos han sido concluidos a diciembre 2013. El avance de ejecución global a esa fecha fue del 59,19% y se estima la conclusión de la totalidad de los proyectos en julio de 2014.
- Se desarrolló el proceso de contratación de servicios para la reconstrucción de los alimentadores hacia Manuel J. Calle y Pancho Negro.

Gestión Comercial

- Dentro de la gestión comercial están contemplados proyectos correspondientes al programa PLANREP y de sustitución de sistemas de medición. En total se encuentran en ejecución 6 proyectos, con un monto asignado de \$1'104.347 y un avance, a diciembre de 2013, del 43,00%.

Indicadores FMIK, TTIK

- Se dieron 34 interrupciones debidas a la salida de la línea de subtransmisión El Triunfo – La Troncal y 4 fueron programadas a nivel de subestación. En el cuadro N° II.5.10.1 se indican los Índices de calidad por alimentador.

Cuadro N° II.5.10 – Índices de calidad – alimentador

ALIMENTADOR	FMIK (veces)	TTIK (horas)
CALIFORNIA	45,00	75,92
MIRADOR	42,05	75,89
COCHANCAY	52,01	100,40
LA PUNTILLA	44,00	83,84
PRODUCARGO	42,00	75,84

II.5.11 Sistemas Fotovoltaicos - SFV

- En el 2013 se han instalado 108 SFV financiados a través del programa FERUM 2013, con un presupuesto estimado de \$192.000. Hasta la fecha, contando con proyectos instalados en años anteriores, son 2.459 sistemas que están brindando servicio en las comunidades de la Amazonía, provincia de Morona Santiago, financiados con los programas FERUM 2008, 2010 y 2013.

II.6 GESTIÓN COMERCIAL

II.6.1 Atención al Cliente

- Se formalizaron 15 contratos para provisión del servicio de instalaciones, 6 para nuevos servicios, acometidas y medidores, los cuales han servido para atender el programa PMD, 6 contratos para el plan de mejora de acometidas y medidores. Adicionalmente se manejaron: un contrato para inspecciones, uno para la instalación por cambio inmediato de medidores y uno para fiscalización.
- Se realizaron 17.714 inspecciones, 24.818 instalaciones en total, de las cuales 13.070 fueron hechas con nuestros grupos y 11.748 con contratistas.
- Se ejecutaron 210 instalaciones especiales y la revisión y aprobación de 190 diseños eléctricos de viviendas, con capacidad menor a 10 kVA.
- Se realizó el diseño y valoración de 596 extensiones de red, de éstas, 135 fueron remitidas a las zonas de distribución para su construcción; el aporte para extensiones de red fue de \$180.848.
- Con la finalidad de mejorar el objetivo institucional, de controlar y reducir las pérdidas no técnicas, se realizaron 4.364 instalaciones para servicios eventuales, con una energía facturada de 2'173.736 kWh, lo que representó una recaudación de \$208.603; esto es el 0,23% de la energía total disponible.
- En lo relacionado con los tiempos requeridos para instalación de nuevos servicios, la meta fijada para inspecciones fue 1,74 días, obteniéndose una media móvil, a diciembre del 2013, de 1,75 días. Para instalaciones, la meta fue 4,59 días y la media móvil resultante 5,25 días; debiéndose indicar que este tiempo contempla la actualización de la información del cliente en el sistema de comercialización; finalmente, la meta para extensiones de red se estableció en 35 inspecciones/mes y la lograda fue 37,26.
- Con cargo a los Costos de Calidad, se programó el remplazo de 12.000 sistemas de medición, acometidas y medidores, ejecutándose 12.031, lo que representa una ejecución del 100,26% respecto de lo planificado.
- En el cuadro N° II.6.1, se indica el detalle de las solicitudes procesadas en la matriz.

Cuadro N° II.6.1 – Solicitudes procesadas

TIPO	CANT.
CAMBIO DE MATERIALES	4.590
CAMBIO DE MEDIDOR	18.303
CAMBIO DE NOMBRE	5.227
CAMBIO DE TARIFA	2.952
DESCONEXIÓN	370
NUEVO SERVICIO	9.785
REHABILITACIÓN	781
REUBICACIÓN	620
SUSPENSIÓN	229
TOTAL	42.857

II.6.2 Centro de Contacto

- En el año 2013, si bien se lograron niveles de atención satisfactorios, no se alcanzó la meta trazada, debido al incremento de llamadas, ya que se han implementado nuevos procedimientos para su enrutamiento. El resultado obtenido refleja una media del nivel de servicio brindado (NSB) del 76,00%, inferior a la meta planteada (80,00%).
- Se registraron 313.504 llamadas al sistema automático de consultas (IVR).
- Sobre la base de un análisis, se logró optimizar los horarios del personal que labora en el área, para atender de mejor manera a los clientes, en especial en horas pico.

II.6.3 Plan RENOVA

- En el año 2013 se continuó con la ejecución del Plan RENOVA en las provincias de Azuay, Morona Santiago y Cañar, en esta última desde febrero, brindando la posibilidad de reemplazar refrigeradoras que tienen más de 10 años de vida útil, por equipos modernos y eficientes que consumen menos energía. En total se registraron 2.051 inscripciones, las cuales demandaron inspecciones para verificar el cumplimiento de requisitos, concretándose la entrega de 945 electrodomésticos, cantidad que corresponde al 100% de la asignada por el MEER a la CENTROSUR.
- Para la ejecución del proyecto se ha suscrito un acuerdo entre MIPRO, MEER, BNF y las empresas eléctricas de distribución. Los reportes a estas instituciones han sido entregados oportunamente.

II.6.4 Actualización de Datos de Clientes

- Una vez que se tiene la información, se mantiene contacto con los clientes, a través de mensajes de texto, enviándoles información del valor de las planillas, avisos de suspensiones programadas del servicio y notificaciones de gestión de cartera. El sistema es bidireccional ya que el cliente puede consultar, a través de un número corto, el valor de la planilla y el estado en el que se encuentra una solicitud, utilizando las palabras claves, VALOR y TRÁMITE.

II.6.5 Recuperación de Pérdidas Comerciales

- Es política de la Empresa, a través del Departamento de Control de la Medición, velar por el funcionamiento correcto de los sistemas de medición, tanto de los nuevos servicios como de los existentes, mediante procesos periódicos de calibración, inspección y revisión.
- Se realizaron 9.592 revisiones en sitio, dando como resultado la incorporación a la facturación de 1'570.260 kWh, por un monto de \$179.438. En el laboratorio de medidores se calibraron 38.380 equipos.

II.6.6 Puntos de Recaudación de Valores

- Con el propósito de ofrecer mayores y mejores facilidades, para el pago de los valores mensuales facturados por concepto del servicio de energía eléctrica, se han incorporado 128 puntos de recaudación en la ciudad de Cuenca, a través de contratos para recaudación de planillas, con las cooperativas: JEP, COOPAC Austro, COOPERCO, Baños Ltda, Provida, Huinara, Integral, Alfonso Jaramillo, Profuturo, San José, La Merced, CACPE Biblián, Chola Cuencana, Santa Ana, COOPERART, COORPUCORP, Señor de Girón, COOPCOMIA, Jadán y Jardín

Azuayo, con las entidades financieras VAZCORP y Corporación Civil REFLA, con la Empresa Pública Municipal FARMASOL EP.

- Se incrementó el número de ventanillas de recaudación en instituciones financieras concesionadas, contando con 446 cajeros habilitados en el área de concesión, incluyendo agencias.

II.6.7 Gestión de Cartera

- Con corte a diciembre 2013, la cartera vencida (deuda mayor a 30 días) se ubicó en \$1'906.235, correspondiente a deudas de 42.422 clientes. La cartera corriente (deuda menor a 30 días) fue \$2'772.379, de 98.833 clientes. Por tanto, los valores pendientes de cobro (cartera corriente + cartera vencida) sumaron \$4'678.615.
- Como una estrategia, dentro de las actividades de gestión de cartera, se están enviando notificaciones a deudores, mediante mensajes de texto SMS, así como se han iniciado los procesos de notificaciones de pre-coactiva y de coactiva.
- Se gestiona, en el Ministerio del Deporte, la cancelación de la deuda que la Federación Deportiva del Azuay mantiene desde la promulgación de la nueva Ley del Deporte (2010-08-11); debiéndose indicar que a diciembre de 2013, el valor superaba los \$340.598.

II.7 GESTIÓN DE SISTEMAS DE INFORMACIÓN

II.7.1 Soporte a Usuarios

- Se brindó soporte a los usuarios de iSeries (recaudación y otros) y la administración y operación de los servidores.
- Mediante el Soporte DISI de primer nivel (5050), se atendieron los incidentes generados al interior de la Empresa, contratistas y puntos de recaudación, tales como: instalación de software y equipos, reinstalación de software en equipos que han presentado fallas, revisión, mantenimiento, respaldo y reparación de PC's e impresoras, remplazo y preparación de equipos para nuevos usuarios.
- Para sistematizar el procedimiento se puso en marcha el sistema de incidentes con la finalidad de atender requerimiento de servicios generales.
- Se realizó una depuración de la base de datos del Contact Center (DITEL), que almacena información de las llamadas, dejando solamente la del 2013.

II.7.2 Sistemas Informáticos

- Se mantienen contratos de servicio con COMPUFACIL, LINCOLN GROUP, HOLIDATSERV, CORESOLUTIONS.
- El año 2013 inició con una nueva base de datos para el sistema de correspondencia, agrupándole por año, con esto se mitigará el riesgo de llegar al umbral de 60 Gb por base de datos.
- Se trabajó en el rediseño la página web.
- Desarrollo del nuevo sistema del recurso humano – Gestión de Nómina.
- Elaboración y presentación de indicadores GLPI (Mesa de Ayuda).
- Inclusión del formulario de recepción de reclamos en forma automática.
- Puesta en marcha de los cambios solicitados para la impresión de mensajes en las planillas del SITEL.
- Ampliación del ámbito, servidor DHCP, para soportar nuevo rango de direcciones IP.
- Desarrollo de nuevos reportes en el módulo RENOVA.
- Elaboración del project charter de facturación electrónica y del project charter del Sistema Nacional de Pagos (SNP).

- Actualización del Modelo Entidad Relación y Diccionario de datos en la base de conocimiento de seguridades.
- Revisión del proceso para el reporte del impuesto a la renta.
- Supervisión del sistema de turnos Qmatic, así como el reemplazo con nuevos ejecutables y la calificación del servicio por parte de los clientes.
- Acompañamiento en la capacitación en los módulos de medicina preventiva y de control médico.

II.8 SERVICIO DE TELECOMUNICACIONES

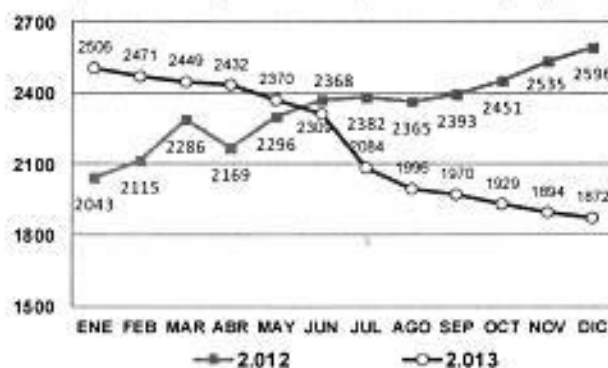
Bajo la gestión de la Dirección de Telecomunicaciones (DITEL), en el año 2013 se realizaron varias acciones y proyectos, no obstante estuvo marcada por la decisión del Directorio de la Empresa, respecto de no comercializar el servicio de telecomunicaciones en el cantón Cuenca, en función de un acuerdo con ETAPA EP, sobre la base del principio que dos empresas públicas no deberían competir en un mismo mercado, lo cual implicó una disminución de la cartera de clientes y por lo tanto disminución en los ingresos previstos, particular que se evidencia con mayor fuerza a partir de junio del 2013. A continuación un resumen de las acciones y operación del servicio:

II.8.1 Número de Clientes

- El número de clientes ha ido disminuyendo de manera sostenida, como muestra la tabla N° II.8.1, llegándose al 31 de diciembre con 1.872 instalaciones, entre residenciales, corporativas y transmisión de datos.

Cuadro N° II.8.1 – Clientes de telecomunicaciones

MES	RESIDENCIAL	CORPORATIVO	TX DE DATOS	TV	TOTAL
ENE	2.018	391	96	1	2.506
FEB	1.986	388	96	1	2.471
MAR	1.966	386	96	1	2.449
ABR	1.951	382	98	1	2.432
MAY	1.895	377	97	1	2.370
JUN	1.836	374	98	1	2.309
JUL	1.615	372	96	1	2.084
AGO	1.573	328	84	1	1.986
SEP	1.549	326	84	1	1.970
OCT	1.512	324	92	1	1.929
NOV	1.478	324	93	1	1.894
DIC	1.455	323	93	1	1.872



II.8.2 Proyecto FODETEL

- Se continuaron operando los proyectos FODETEL I y II, dentro del convenio tripartito CENTROSUR, Gobierno Provincial del Azuay (GPA) y Ministerio de Telecomunicaciones y Sociedad de la Información (MINTEL); y, contrato de régimen especial entre CENTROSUR y MINTEL, respectivamente.

II.8.3 Acceso a Internet Internacional

- Sobre la base de tarifas ofrecidas, la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT es el proveedor principal del servicio de internet para la reventa, teniendo como alternativa a TELCONET.

II.8.4 Comunicaciones CENTROSUR

En función de las restricciones dadas para la prestación del servicio de telecomunicaciones, se volcó el uso de la red para los fines propios del servicio de electricidad. A continuación se resumen brevemente estas actividades:

- Conectividad para el 100% de agencias, oficinas y subestaciones, así como para una cantidad considerable de reconfiguradores.
- En convenio con el Ministerio Coordinador de Seguridad se emplazaron enlaces de comunicaciones, dentro de la infraestructura de CENTROSUR, en Azuay y Cañar, para la instalación de cámaras de video vigilancia del ECU 911, para el monitoreo y asistencia temprana de la policía a predios de la Empresa.
- Se instalaron sistemas WI FI en todos y cada uno de los pisos del edificio matriz y en el de la DIMS, en Macas. Adicionalmente, en este último se instaló y puso en marcha una sala de video conferencia.
- Se repotenció la plataforma de networking del edificio matriz, la cual tenía una antigüedad de 15 años, esto concomitante con la demanda creciente de velocidad y ancho de banda de los aplicativos informáticos.
- Se incrementó el ancho de banda para las agencias, a través de un sistema de microondas.
- Se instaló y puso en funcionamiento conectividad, mediante fibra óptica, hacia las estaciones de Guazhumi, Rayoloma y Guzho.
- Se instaló el equipamiento de networking en el centro de datos de Totoracocha, de ETAPA EP, para atender contingencias de los servicios informáticos.

II.8.5 RENTSE SIGDE

- La DITEL puso en marcha el equipamiento de networking de la Red Nacional de Telecomunicaciones del Sector Eléctrico (RENTSE) y gestionó la oferta técnica comercial de conectividad de fibra de CELEC EP, cero costo, lo cual implica un ahorro, para el proyecto, sector y el país, de aproximadamente de \$6'546.000.

II.8.6 Sistema de Video Conferencia SIGDE

- Se puso en marcha la segunda fase de la plataforma de videoconferencia para las empresas de distribución: Galápagos, Riobamba, Cotopaxi, Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil y CENTROSUR. Adicionalmente se realizó la integración del sistema de video conferencia de la matriz y todas las regionales de CNEL.

II.8.7 Renta de Infraestructura y Uso de Postes

- Se continuó con la administración y ordenamiento de los contratos de uso de postes, de los diferentes operadores de telecomunicaciones. Se realizaron intervenciones puntuales de ordenamiento de cables de telecomunicaciones ubicados en los postes de la Empresa y se gestionó la actualización del inventario de uso de postes a través de la herramienta ARCGIS, para una mejor gestión.

INFORME DE LABORES AÑO 2013

CAPÍTULO III

PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO MAYORISTA

III. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

III.1 COMPRA DE ENERGÍA

III.1.1 Contratos a Término

Durante el año 2013 mantuvieron su vigencia los contratos suscritos con las empresas de generación y autoprodutores:

- Capital Privado: ELECTROQUIL, INTERVISA, GENEROCA, LAFARGE, SIBIMBE, TERMOGUAYAS, ECOLUZ, HIDROABANICO y ENERMAX.
- Capital Estatal: CELEC EP, ELECAUSTRO y EMAAPQ.

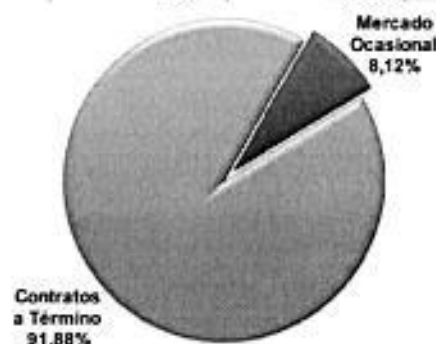
III.1.2 Resumen Energético

Este informe considera el resumen de las liquidaciones mensuales del período enero-diciembre 2013, publicadas y oficializadas por el CENACE. El cuadro III.1.2.1 presenta la energía requerida por los clientes regulados de la CENTROSUR en los puntos de entrega (932,025 GWh), valor que es superior en 5,18% al año 2012 (886,139 GWh).

Del monto total de energía, el 91,88% (856,36 GWh) fue adquirido en el mercado de contratos y el 8,12% (75,66 GWh) en el mercado ocasional.

Cuadro N° III.1.2.1 – Abastecimiento energético [kWh]

TRIMESTRE	Mercado Ocasional	Contratos a Término	TOTAL
PRIMERO	17.033.051 7,53%	209.178.300 92,47%	226.211.351 100,00%
SEGUNDO	23.280.648 10,01%	209.262.182 89,99%	232.542.831 100,00%
TERCERO	12.235.568 5,23%	221.549.008 94,77%	233.784.577 100,00%
CUARTO	23.112.500 9,65%	216.374.659 90,35%	239.487.158 100,00%
TOTAL 2013	75.661.768 8,12%	856.364.149 91,88%	932.025.917 100,00%



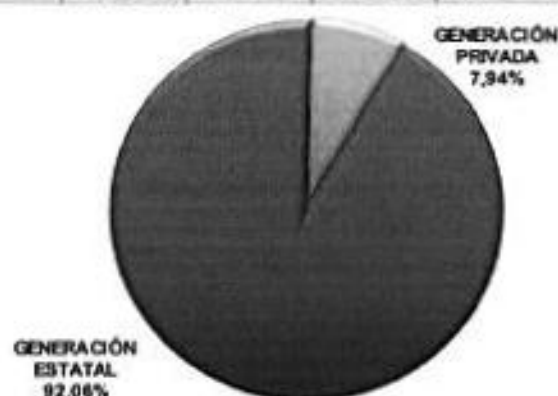
En lo referente al mercado de contratos regulados, el cuadro III.1.2.2 muestra el detalle de entrega de energía por proveedor; y, el cuadro III.1.2.3 resume la composición del suministro por propiedad del generador, observándose que el 92,06% corresponde a contratos con empresas de generación de capital estatal y el 7,94% a contratos con empresas de generación de capital privado.

Cuadro N° III.1.2.2 – Detalle del suministro contratado por proveedor [kWh]

CONTRATOS REGULADOS						
GENERADOR	1T	2T	3T	4T	TOTAL AÑO	%
CELEC EP TERMOCESMERAL DAS	20.182.438	23.927.560	18.541.132	20.181.319	82.842.449	9,67%
CELEC EP ELECTROGUAYAS	27.445.359	31.015.973	24.116.285	38.357.616	120.935.233	14,12%
CELEC EP TERMOPICHINCHA	9.031.595	8.571.333	8.847.115	16.624.601	44.074.645	5,15%
CELEC EP HIDROPAUTE	76.872.449	82.637.651	89.457.413	55.550.321	284.517.833	33,22%
CELEC EP HIDROGAYÁN	32.776.449	33.532.671	33.742.011	26.398.583	126.449.713	14,77%
CELEC EP HIDRONACIÓN	10.472.132	10.887.887	9.489.773	9.146.552	39.996.345	4,67%
CELEC EP TERMOGAS MACHALA	14.996.954	15.964.110	19.049.249	19.928.031	69.938.345	8,17%
EMPRESAS CELEC EP	191.777.377	187.637.184	203.242.879	186.197.019	768.764.659	89,77%
ELECAUSTRO	3.675.388	3.443.973	3.577.257	2.908.079	13.604.698	1,59%
EMAPQ	1.286.944	1.591.384	1.795.428	1.316.921	5.970.677	0,70%
CAPITAL ESTADO	4.962.333	5.035.357	5.372.685	4.225.000	19.575.375	2,29%
ELECTROUIL	1.613.242	2.375.492	1.644.177	5.403.468	12.036.379	1,41%
INTERVISA TRADE	1.158.677	1.386.679	1.076.062	4.297.359	7.918.777	0,92%
GENEROGA	1.311.709	1.403.269	1.160.057	2.125.625	6.000.660	0,70%
TERMOGUAYAS	4.982.732	7.837.075	6.551.383	11.477.412	30.848.603	3,60%
HIDROSIMBE	1.157.230	1.438.248	596.389	228.612	3.420.480	0,40%
LA FARGE	89.454	131.424	11.429	68.108	297.425	0,03%
ECOLUZ	411.500	478.188	596.847	397.390	1.883.931	0,22%
HIDROBANICO	1.086.156	969.192	1.027.757	867.472	3.949.577	0,46%
ENERMAX	650.880	671.073	269.242	87.189	1.678.384	0,20%
EMPRESAS PRIVADAS	12.458.590	16.689.641	12.933.345	25.952.640	68.034.216	7,94%
TOTAL	209.178.300	209.262.182	221.549.008	216.374.659	856.364.149	100,00%

Cuadro N° III.1.2.3 – Detalle del suministro contratado por tipo de generación [kWh]

CONTRATOS REGULADOS						
GENERADOR	1T	2T	3T	4T	TOTAL AÑO	%
GENERACIÓN ESTATAL	196.719.709	192.572.541	208.615.684	190.422.019	788.329.933	92,08%
GENERACIÓN PRIVADA	12.458.590	16.689.641	12.933.345	25.952.640	68.034.216	7,94%
TOTAL	209.178.299	209.262.182	221.549.009	216.374.659	856.364.149	100,00%

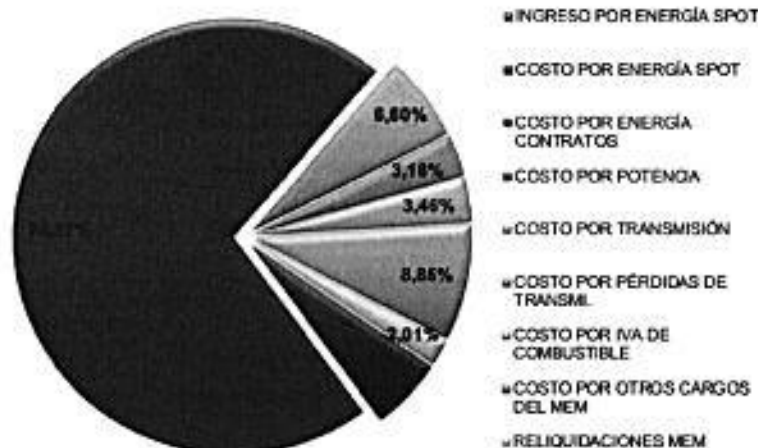


III.1.3 Costos de Compra de Energía

El cuadro III.1.3.1 presenta un resumen de los costos de energía en los mercados ocasional y de contratos, así como un desglose en los componentes más incidentes dentro del proceso de compra de energía. El costo de energía adquirida en el año 2013, alcanzó la suma de \$49'327.645, superior en un 16,88% respecto al 2012 (\$42'204.137).

Cuadro N° III.1.3.1 – Resumen de costos en el MEM [\\$]

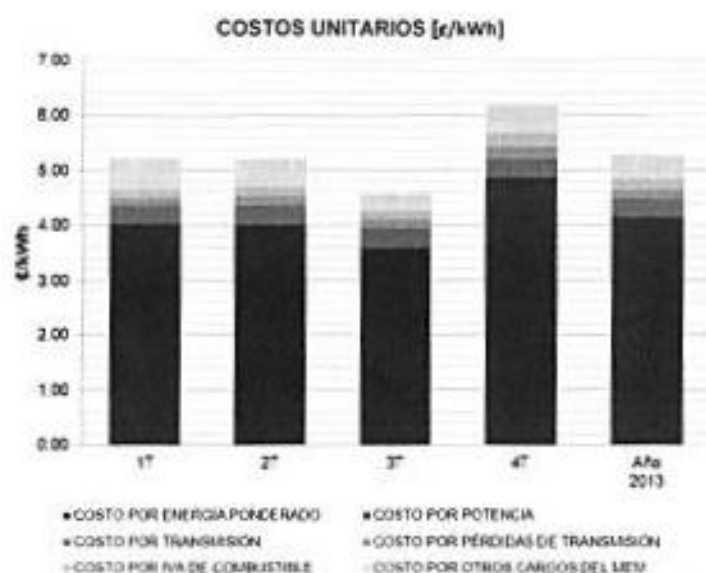
CONCEPTO	1T	2T	3T	4T	AÑO	%
COSTO LIQUIDADO POR EL CENACE	3.204.572	3.583.323	2.907.838	3.941.189	13.636.922	27,65%
COSTO LIQUIDADO EN CONTRATOS	8.613.742	8.994.881	8.229.094	10.846.215	36.683.932	74,37%
RELIQUIDACIONES MEM	-63.861	-459.288	-469.493	-566	-993.209	-2,01%
COSTO TOTAL ENERGÍA	11.754.452	12.118.915	10.667.439	14.786.838	49.327.645	100,00%
RESUMEN CONCEPTOS	1T	2T	3T	4T	AÑO	%
INGRESO POR ENERGÍA SPOT	-64	-1.851	-906	0	-2.621	-0,01%
COSTO POR ENERGÍA SPOT	550.256	786.545	629.385	776.407	2.742.593	5,56%
COSTO POR ENERGÍA CONTRATOS	8.613.742	8.994.881	8.229.094	10.846.215	36.683.932	74,37%
COSTO POR POTENCIA	-982	-193	-743	-3.631	-5.549	-0,01%
COSTO POR TRANSMISIÓN	767.385	808.589	822.621	858.536	3.257.132	6,60%
COSTO POR PÉRDIDAS DE TRANSM.	288.137	373.710	378.125	530.723	1.570.696	3,18%
COSTO POR IVA DE COMBUSTIBLE	344.943	429.553	345.350	589.126	1.708.972	3,46%
COSTO POR OTROS CARGOS DEL MEM	1.254.898	1.186.769	734.005	1.190.028	4.365.699	8,85%
RELIQUIDACIONES MEM	-63.861	-459.288	-469.493	-566	-993.209	-2,01%
TOTAL	11.754.452	12.118.915	10.667.439	14.786.838	49.327.645	100,00%



El cuadro III.1.3.2 muestra los costos unitarios de la energía desglosados en sus diferentes componentes. El costo promedio de compra fue de 5,29 ¢/kWh.

Cuadro N° III.1.3.2 Costos unitarios de compra [¢/kWh]

CONCEPTO	1T	2T	3T	4T	2013	%
INGRESO POR ENERGÍA SPOT	3,24	0,80	0,20	-		
COSTO POR ENERGÍA SPOT	3,23	3,35	4,96	3,36		
COSTO POR ENERGÍA CONTRATOS	4,12	4,30	3,71	5,01		
COSTO POR ENERGÍA PONDERADO	4,02	4,01	3,59	4,85	4,12	77,91
COSTO POR POTENCIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COSTO POR TRANSMISIÓN	0,34	0,35	0,35	0,36	0,35	6,60
COSTO POR PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	0,13	0,16	0,16	0,22	0,17	3,18
COSTO POR IVA DE COMBUSTIBLE	0,15	0,18	0,15	0,25	0,18	3,46
COSTO POR OTROS CARGOS DEL MEM	0,55	0,51	0,31	0,50	0,47	8,85
COSTO UNITARIO TOTAL 2013	5,20	5,21	4,56	6,17	5,29	100,00



III.2 CLIENTES NO REGULADOS

III.2.1 Servicio de Peajes de Distribución

Los valores facturados por el servicio de peajes de distribución a los consumos propios del autoprodutor ENERMAX, le representaron a CENTROSUR un ingreso neto de \$61.025. Su comportamiento se resume en el cuadro N° III.2.1.

Cuadro N° III.2.1 - Facturación por peajes de distribución [\$]

PERÍODO	Potencia	Energía	Alumbrado Público	TOTAL
I TRIMESTRE	10.794	573	3.230	14.597
II TRIMESTRE	11.523	620	3.076	15.219
III TRIMESTRE	11.474	624	3.351	15.449
IV TRIMESTRE	11.627	631	3.501	15.759
TOTAL 2013	45.419	2.448	13.159	61.025

III.2.2 Facturación de Cargos Adicionales

Por concepto de cargos adicionales, a los consumos propios del autoprodutor ENERMAX, la Empresa facturó un total de \$228,96, correspondiente al cargo de facturación de los bomberos, según como se indica en el cuadro N° III.2.2.

Cuadro N° III.2.2 - Facturación de cargos adicionales [\$]

MES	Bomberos	TOTAL
I TRIMESTRE	57	57
II TRIMESTRE	57	57
III TRIMESTRE	57	57
IV TRIMESTRE	57	57
TOTAL 2013	229	229

INFORME DE LABORES AÑO 2013

CAPÍTULO IV

EL MERCADO REGULADO

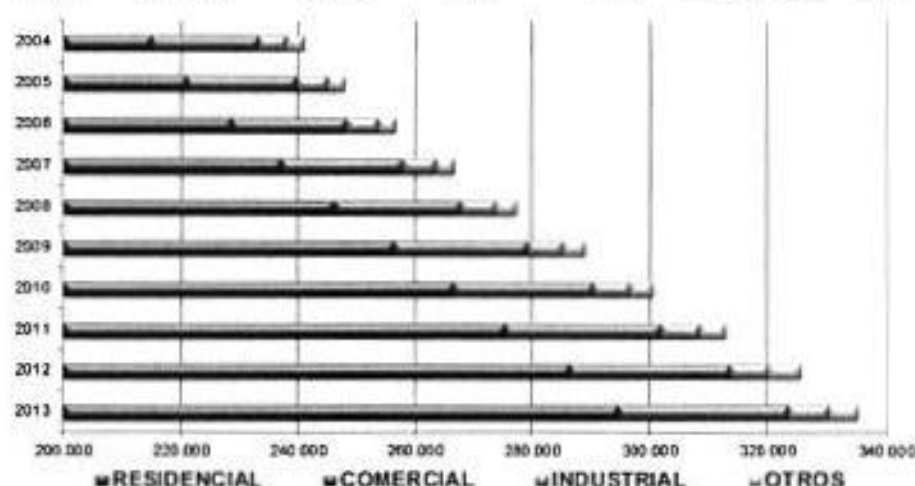
IV. EL MERCADO REGULADO

IV.1 CLIENTES

De acuerdo al informe de facturación, emitido por la Dirección de Comercialización, el número de clientes, a diciembre de 2013, fue de 334.954 (ver cuadro N° IV.1), con un incremento del 2,95% respecto a los que existían en el mes de diciembre de 2012 (325.370). Clasificados por categoría tenemos que un 87,94% son residenciales, 8,59% comerciales, 2,04% industriales y 1,44% corresponde a la categoría otros, entre los que se incluyen: entidades oficiales, asistencia social, beneficio público y escenarios deportivos.

Cuadro N° IV.1 – Clientes por tipo de tarifa

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL	Var. Anual
2004	214.727	18.077	4.979	2.911	240.694	3,95%
2005	220.602	18.838	5.232	2.956	247.628	2,88%
2006	228.178	19.744	5.452	3.070	256.444	3,56%
2007	236.883	20.778	5.690	3.096	266.447	3,90%
2008	245.919	21.677	5.923	3.573	277.092	4,00%
2009	256.244	22.790	6.115	3.739	288.888	4,26%
2010	266.277	23.881	6.331	3.991	300.480	4,01%
2011	275.250	26.588	6.614	4.151	312.603	4,03%
2012	286.297	27.049	6.736	5.288	325.370	4,08%
2013	294.554	28.759	6.821	4.820	334.954	2,95%



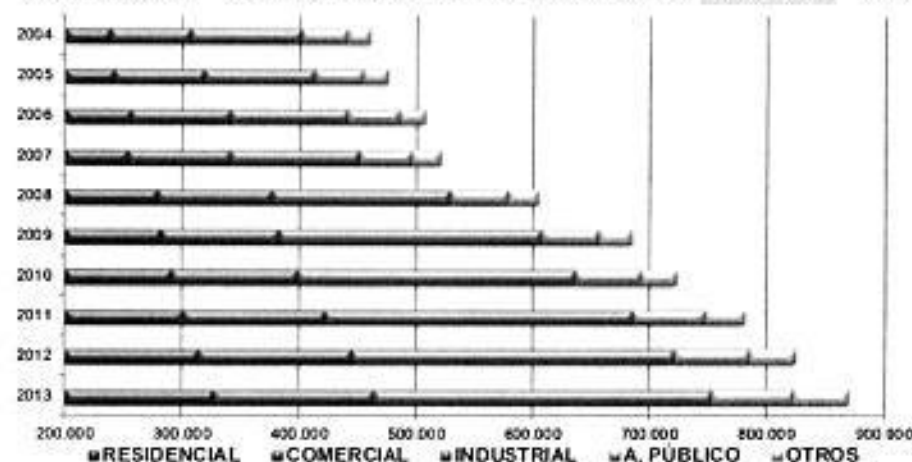
IV.2 ENERGÍA CONSUMIDA

La energía consumida fue de 868.733,24 MWh (ver cuadro N° IV.2.1), con un incremento del 5,39% con relación a la energía de enero a diciembre de 2012 (824.317,98 MWh). Del consumo total, el sector residencial con 325.889,02 MWh (37,51%) es el de mayor participación, seguido del industrial con 290.485,00 MWh (33,44%) y luego el comercial con 136.293,32 MWh (15,69%).

Al relacionar la energía consumida con el número de clientes, resulta que mientras en el periodo enero a diciembre de 2012, se tenían 2.533,48 kWh (211,12 kWh/mes) por cliente medio, en el año 2013 se pasó a 2.593,59 kWh (216,13 kWh/mes) por cliente, con un incremento del 2,37%, (ver cuadro N° IV.2.2).

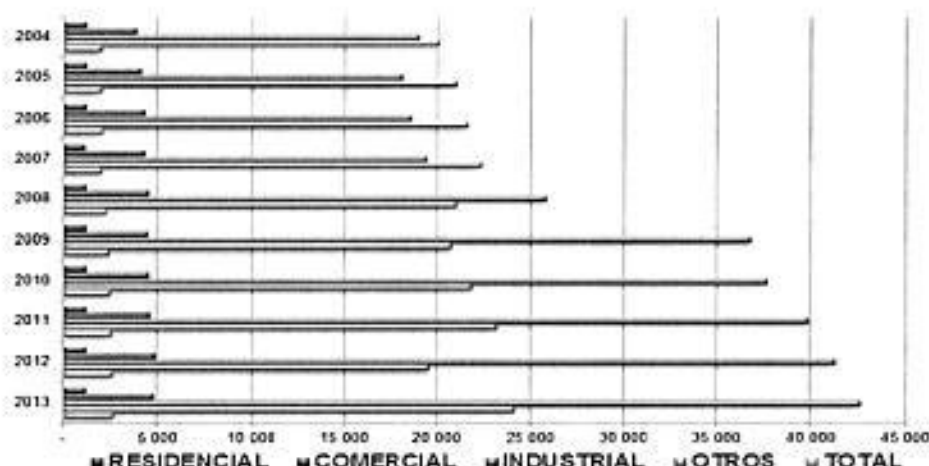
Cuadro N° IV.2.1 – Energía consumida [MWh]

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	A. PÚBLICO	OTROS	TOTAL	Var. Anual
2004	237.695,69	68.026,04	94.291,76	38.893,42	19.335,52	458.242,42	4,27%
2005	240.727,55	75.783,72	94.556,00	40.970,88	20.960,06	472.998,20	3,22%
2006	254.702,32	83.552,13	101.249,68	44.180,79	22.048,02	505.732,95	6,92%
2007	252.169,02	87.007,08	110.124,26	45.289,08	23.738,77	518.328,22	2,49%
2008	278.436,24	96.578,53	153.074,29	49.042,02	25.853,76	602.984,83	16,33%
2009	280.521,18	100.287,65	224.703,39	49.622,31	27.892,68	683.027,22	13,27%
2010	289.894,10	106.797,92	237.858,69	56.416,38	30.656,95	721.624,03	5,65%
2011	299.715,40	120.674,40	263.582,29	62.602,40	33.515,46	780.089,95	8,10%
2012	312.785,68	130.431,14	277.885,91	63.298,87	39.916,39	824.317,98	5,67%
2013	325.889,02	136.293,32	290.485,00	70.092,49	45.973,41	868.733,24	5,39%



Cuadro N° IV.2.2 – Energía consumida por cliente [kWh/cliente/año]

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL	Var. Anual
2004	1.106,97	3.763,13	18.937,89	20.003,07	1.903,84	0,31%
2005	1.091,23	4.022,92	18.072,63	20.950,92	1.910,12	0,33%
2006	1.116,24	4.231,77	18.571,11	21.572,90	1.972,10	3,24%
2007	1.064,53	4.187,46	19.354,00	22.295,82	1.945,33	-1,36%
2008	1.132,23	4.455,35	25.844,05	20.961,59	2.176,12	11,86%
2009	1.094,74	4.400,51	36.746,26	20.731,48	2.364,33	8,65%
2010	1.088,69	4.472,09	37.570,48	21.817,42	2.401,67	1,58%
2011	1.088,88	4.538,68	39.852,18	23.155,35	2.495,47	3,91%
2012	1.092,52	4.822,03	41.253,85	19.518,77	2.533,48	1,52%
2013	1.106,38	4.739,15	42.586,86	24.080,06	2.593,59	2,37%



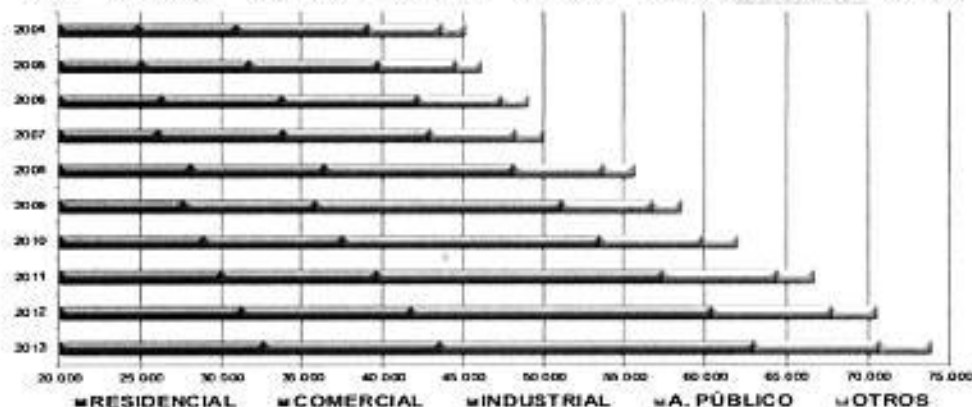
IV.3 FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA

La facturación total, por venta de energía, fue de \$73'743.584 (cuadro IV.3.1), descompuesta en \$69'805.782 a los clientes y \$3'937.803 al Estado por subsidios. La recaudación, sin considerar los subsidios, fue de \$70'294.210. Relacionando recaudación con facturación, sin incluir subsidios en los dos casos, resulta un índice de 100,70%.

Las asignaciones recibidas ascendieron a \$3'012.193, \$2'945.335 por tarifa de la dignidad y \$66.857 por tercera edad, valores que cubren parcialmente los subsidios causados en los años 2011, 2012 y 2013, como se resume en el cuadro IV.3.3.

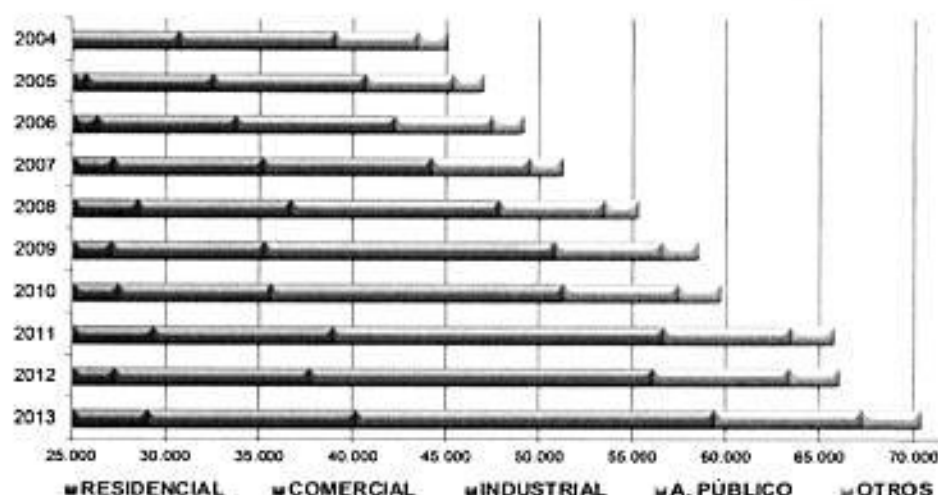
Cuadro N° IV.3.1 – Facturación por energía consumida [Miles \$]

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	A. PÚBLICO	OTROS	TOTAL	Var. Anual
2004	24.774,53	8.025,27	8.147,58	4.577,41	1.488,93	45.013,69	4,13%
2005	24.957,04	8.680,62	7.985,45	4.793,05	1.593,13	46.009,30	2,21%
2006	26.247,23	7.383,04	8.443,38	5.167,82	1.635,87	48.877,33	6,23%
2007	26.029,29	7.710,26	9.150,00	5.300,25	1.792,59	49.982,39	2,26%
2008	28.021,12	8.232,10	11.751,82	5.665,48	1.835,56	55.506,08	11,05%
2009	27.636,76	8.048,11	15.335,52	5.577,70	1.836,32	58.434,41	5,28%
2010	28.778,96	8.604,94	16.053,20	6.363,40	2.102,02	61.902,52	5,94%
2011	29.903,92	9.679,66	17.725,56	7.043,10	2.289,63	66.641,87	7,66%
2012	31.175,23	10.472,81	18.701,32	7.323,64	2.746,69	70.419,68	5,67%
2013	32.515,77	10.886,94	19.471,80	7.715,80	3.153,28	73.743,58	4,72%



Cuadro N° IV.3.2 – Recaudación por energía consumida [Miles \$]

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	A. PÚBLICO	OTROS	TOTAL	Var. Anual
2004	24.503,48	8.104,30	8.283,10	4.451,00	1.534,84	44.876,68	9,41%
2005	25.718,36	8.701,13	8.108,85	4.715,61	1.584,91	46.828,86	4,35%
2006	26.284,45	7.382,22	8.493,07	5.156,53	1.678,83	48.995,10	4,63%
2007	27.155,62	7.869,66	9.110,72	5.245,94	1.752,17	51.134,12	4,37%
2008	28.388,60	8.199,81	11.106,98	5.644,93	1.805,61	55.145,93	7,85%
2009	27.021,92	8.129,18	15.596,01	5.730,97	1.874,28	58.342,36	5,80%
2010	27.379,14	8.171,04	15.622,85	6.194,11	2.203,65	59.570,78	2,11%
2011	29.311,00	9.546,46	17.760,35	6.800,06	2.215,36	65.633,23	10,18%
2012	27.233,66	10.383,90	18.428,18	7.290,25	2.612,90	65.948,89	0,48%
2013	28.984,44	11.057,00	19.312,16	7.841,99	3.098,63	70.294,21	6,59%



Cuadro N° IV.3.3 – Asignaciones de pago de subsidios por el estado [\$]

AÑO	TARIFA DIGNIDAD			TERCERA EDAD			TOTAL
	ASIGNACIÓN	SALDO	%	ASIGNACIÓN	SALDO	%	
2011	-	-	100,00%	66.858	134.186	49,82%	66.858
2012	1.431.256	-	100,00%	-	301.913	0,00%	1.431.256
2013	1.514.080	1.958.117	77,32%	-	342.509	0,00%	1.514.080
TOTAL	2.945.335	1.958.117		66.858	778.608		3.012.193

IV.4 DEUDA DE LOS CLIENTES

La deuda general de los clientes, a diciembre de 2013 fue \$4'678.605, mientras que a finales del año 2012 fue \$4'544.131, esto significa que hubo un incremento del 2,96% (\$134.474). En el cuadro N° IV.4 se presenta un resumen de la antigüedad de la deuda, clasificada por categoría de consumo.

En cuanto a la cartera vencida, es decir la deuda entre 31 y 360 días, mientras a diciembre de 2013 fue de \$1'906.236, a diciembre de 2012 fue \$1'828.752, representando un incremento del 4,24%, en tanto que la cantidad de deudores decreció en 1.960 clientes (44.382 – 42.422), es decir 4,42%.

Cuadro N° IV.4 – Resumen general de antigüedad de la deuda por uso de energía [\$]

CATEGORÍA	AL 31/DIC/2012						AL 31/DIC/2013						VARIACIÓN	
	Hasta 30 días		Entre 31 y 360 días		Total		Hasta 30 días		Entre 31 y 360 días		Total			
	Client.	Valor	Client.	Valor	Client.	Valor	Client.	Valor	Client.	Valor	Client.	Valor	Client.	Valor
RESIDENCIAL	79.991	1.597.632	40.162	1.208.102	120.153	2.805.934	86.546	1.713.073	38.341	1.176.725	124.887	2.889.799	3.84%	-2.99%
COMERCIAL	7.607	478.126	2.652	162.953	10.259	641.079	8.356	478.866	2.451	152.075	10.807	630.941	5.34%	0.28%
INDUSTRIAL	2.131	531.018	1.101	161.665	3.232	692.683	2.383	440.291	1.018	124.241	3.401	564.531	5.23%	-18.50%
ASISTENCIA SOCIAL	849	35.327	303	5.255	1.152	40.582	959	35.713	383	8.389	1.342	44.102	16.49%	8.67%
LOCALES DEPORTIVOS	12	13.152	14	248.466	26	261.618	24	18.661	19	277.511	43	396.173	65.38%	51.43%
ENTIDADES OFICIALES	393	54.466	127	18.542	520	73.001	523	80.465	181	36.219	704	116.684	35.38%	57.75%
VARIOS	45	7.515	23	2.768	68	10.284	40	5.901	29	1.075	69	6.976	1.47%	-38.00%
TOTAL	91.028	2.715.379	44.382	1.628.752	135.410	4.544.131	98.831	2.772.370	42.422	1.906.236	141.253	4.678.605	4.32%	-2.96%

RESUMEN

Descripción	Clientes	Valor (\$)	%
CARTERA VENCIDA GENERAL (ENTRE 31 Y 360 DÍAS)	42.422	1.906.236	40,74%
EN GESTIÓN DE COBRO (HASTA 30 DÍAS)	98.831	2.772.370	59,26%
DEUDA GENERAL TOTAL	141.253	4.678.605	100,00%