

1136



Memorando PE- 000.521

Cuenca 14 de mayo de 2010

Para: Señor Presidente y Señores Accionistas

De: Presidente Ejecutivo

Asunto: Informe de Gestión de la Administración correspondiente al año 2009 y del período enero – abril 2010

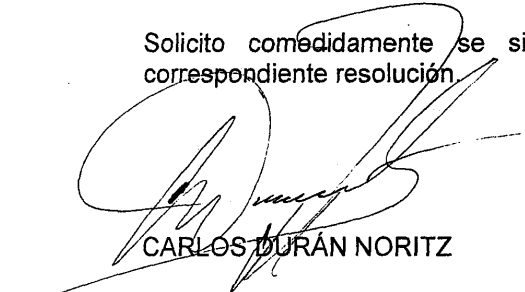
Dentro de la responsabilidad y de acuerdo a la obligación legal y estatutaria que me corresponde como Administrador de la Compañía, pongo en consideración de los señores Accionistas el Informe de la Administración correspondiente al Ejercicio Económico 2009.

Según lo dispuesto en el numeral 2 del artículo 231 de la Ley de Compañías, es atribución de la Junta General de Accionistas conocer anualmente los informes que presentaren los administradores y dictar la resolución correspondiente.

Cabe señalar que el Directorio de la Compañía conoció este Informe en sesión N° 1199 celebrada el 28 de abril de 2010, habiendo resuelto recomendar a este Organismo su aprobación.

En forma adicional, me permito someter a conocimiento de ustedes el Informe de Gestión de la Administración por el período enero – abril del año 2010.

Solicito comedidamente se sirvan analizar esta información y adoptar la correspondiente resolución.


CARLOS DURÁN NORITZ

Copias: Archivo (1)



Memorando DIPLA – 2010

Cuenca,

14 ABR. 2010

Para: ING. CARLOS DURÁN NORITZ
Presidente Ejecutivo

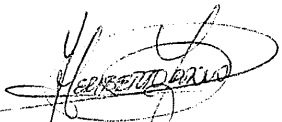
De: Director de Planificación, Encargado

Asunto: Informe de Gestión de la Administración del Año 2009.

CENTROSUR PRESIDENCIA EJECUTIVA	
Recibida 14 ABR 2010	
3	
4	
☒ Autorizado	☐ Informar
☒ Archivar	☐ Atender
☐ Revisar	☐ Hacer entrega
☐ Preparar respuesta	☐ Registrar
Observaciones: <i>Consignada Preset para informes y relación de DIRECTORIO y JUEZ GENERAL 16-IV-2010</i>	

Dando cumplimiento al plan anual de trabajo de esta Dirección, me permito remitir una copia del informe de gestión de la administración, correspondiente al año 2009, para su consideración y sugerencias.

Atentamente,


HERIBERTO IDROVO ÁLVAREZ

JMZ – ABR/14/2010

Copias: Carpeta 4.5, Auxiliar, Archivo

INFORME DE LABORES DE LA ADMINISTRACIÓN **CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO** **DEL AÑO 2009**

ÍNDICE

Capítulo I CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA Y SUS ORGANISMOS SUPERIORES

- I.1 Estructura de la Propiedad
- I.2 Integración de los organismos superiores de la Compañía
 - I.2.1 Junta General de Accionistas
 - I.2.2 Directorio
 - I.2.3 Ejecutivos

Capítulo II PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACIÓN

- II.1 Plan Estratégico
- II.2 Sistema de Gestión de Calidad
- II.3 Gestión Ambiental
- II.4 Sistema de Evaluación del Desempeño
- II.5 Plan Informático de la Empresa
- II.6 Servicio de Telecomunicaciones
- II.7 Principales obras y proyectos ejecutados
 - II.7.1 Aplicación del Sistema de Información Geográfica
 - II.7.2 Programa FERUM 2009
 - II.7.3 Programa de alumbrado público
 - II.7.4 Sistemas de Protección
 - II.7.5 Automatización de la distribución
 - II.7.6 Centro de contacto
 - II.7.7 Infraestructura para agencias
 - II.7.8 Recuperación de pérdidas comerciales
 - II.7.9 Nuevas facilidades de recaudación de valores
 - II.7.10 Gestión de Sistemas de Información
- II.8 Implantación del SICO en otras Empresas

Capítulo III PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

- III.1 Compra de energía
 - III.1.1 Contratos a término
 - III.1.2 Resumen energético
 - III.1.3 Costos de compra de energía
 - III.1.4 Costos de generación de emergencia
- III.2 Clientes no regulados
 - III.2.1 Servicio de peajes de distribución
 - III.2.2 Facturación de cargos adicionales

Capítulo IV EL MERCADO REGULADO

- IV.1 Clientes
- IV.2 Energía consumida
- IV.3 Facturación y recaudación por energía consumida
- IV.4 Deuda de los clientes

Capítulo V EL SISTEMA ELÉCTRICO

- V.1 Área de Concesión
- V.2 Demanda máxima coincidente
- V.3 Pérdidas de energía
- V.4 Expansión del sistema eléctrico
- V.5 Calidad del servicio eléctrico de distribución
 - V.5.1 Calidad del Producto
 - V.5.2 Calidad del Servicio Técnico

Capítulo VI SITUACIÓN ECONÓMICO – FINANCIERA

- VI.1 Ingresos
- VI.2 Costos y Gastos
- VI.3 Resultados del período
- VI.4 Balance condensado
- VI.5 Ingresos y costo medio del kWh a nivel de cliente final
- VI.6 Liquidación presupuesto de inversiones
- VI.7 Indicadores financieros

Capítulo VII LOS RECURSOS HUMANOS

- VII.1 Número de trabajadores
- VII.2 Seguridad e Higiene Industrial

Capítulo VIII SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

- VIII.1 Objetivo institucional
- VIII.2 Satisfacción del cliente externo
- VIII.3 Satisfacción del cliente interno
- VIII.4 Productividad y calidad
- VIII.5 Control del gasto
- VIII.6 Uso eficaz del tiempo
- VIII.7 Liderazgo

Capítulo IX CONCLUSIONES GENERALES

- IX.1 Conclusiones generales

INFORME DE LABORES DE LA ADMINISTRACIÓN **CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO ECONÓMICO** **DEL AÑO 2009**

INTRODUCCIÓN

Dando cumplimiento a lo establecido en el artículo N° 263, numeral cuatro, de la Ley de Compañías, esta administración 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 los principales resultados y actividades realizadas por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. durante el ejercicio económico comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2009.

El nuevo marco legal que regula el Sector Eléctrico Ecuatoriano, a partir del Mandato 15, expedido por la Asamblea Constituyente el 23 de julio de 2008, ha dado origen a cambios relevantes en el sector, siendo los más relevantes: la eliminación del concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación, la eliminación del componente de inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión y la publicación de nuevos pliegos tarifarios que definieron la tarifa única, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.

El desequilibrio en los flujos de caja de las distribuidoras, debido a la aplicación del pliego tarifario y la eliminación del Mercado Eléctrico Mayorista, han limitado completamente la capacidad de gestión de las empresas en este rubro, el más incidente en el gasto de las empresas.

Para afrontar con éxito los retos cada vez mayores que se plantean para el Sector Eléctrico Ecuatoriano y en especial para el sector de la Distribución y Comercialización, la CENTROSUR continua con el proceso de planeación estratégica, con un enfoque de servicio al cliente, integrando los principios de calidad en la gestión y en los servicios brindados.

En el año 2009, por concepto del reconocimiento del déficit tarifario correspondiente al año 2008 y el período enero – julio de 2009, se recibieron asignaciones del Estado, por un valor de \$8'763.787,70.

El costo de la energía en el año 2009, superó en un 15,87% al del año 2008, debido al crecimiento de la demanda, a la reducción significativa de la producción hidroeléctrica y a los altos costos de importación de energía, especialmente durante el período de crisis energética, que atravesó el país, en los meses de noviembre y diciembre de ese año y parcialmente en enero del presente año.

Durante el período de excepción eléctrica declarado por el Gobierno Nacional, con el objetivo de superar la crisis energética, los sectores industrial y comercial del cantón Cuenca, contribuyeron con 1'296.854 kWh, a través de sus plantas de generación de emergencia, a un costo de \$224.922.

El ejercicio económico del año 2009 ha dado como resultado una utilidad operacional, antes de impuestos, de \$639.374, misma que es consecuencia de la gestión realizada en los diferentes procesos de la Compañía; comparativamente con los años anteriores, muestra la tendencia futura.

Con el nombre comercial CENTRONET, se ha puesto en marcha el Centro de Gestión de Telecomunicaciones de la CENTROSUR (CGTC), el cual cuenta con un equipo técnico especializado en telecomunicaciones que soporta y monitorea la red las 24 horas del día para brindar los servicios de portador de datos e Internet.

Finalmente, 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 2009 la Empresa ha dado estricto cumplimiento a las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor, en el desarrollo de sus diversas actividades.

En el ámbito de lo planteado, el aporte brindado por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. en favor de todos los sectores, es el resultado del esfuerzo conjunto y planificado de Accionistas, Miembros del Directorio, Funcionarios y Trabajadores de la Institución.

**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009**

CAPÍTULO I

**CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA Y
SUS ORGANISMOS SUPERIORES**

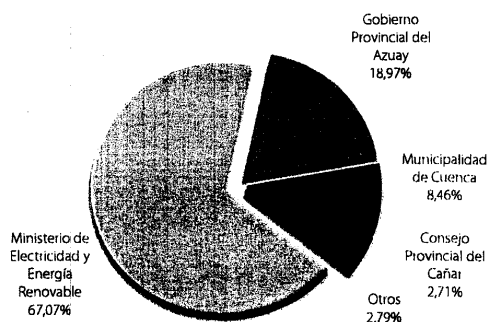
I. CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA Y SUS ORGANISMOS SUPERIORES

I.1 ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

La Junta General de Accionistas N° 227, de fecha 21 de octubre de 2009, resolvió incrementar el capital suscrito en \$22'734.552 (resolución N° 227-688), cuyo detalle se lo puede ver en el cuadro N° I.1; se debe aclarar que no se consideran las fracciones que no alcanzan el valor nominal de la acción de \$1. La escritura de aumento de capital y reforma de estatutos a consecuencia de tal acto societario se otorgó ante el Notario Segundo del Cantón Cuenca, Dr. Rubén Vintimilla B., el 23 de noviembre de 2009 y la respectiva inscripción en el Registro Mercantil se realizó el día 18 de diciembre de 2009 con el N° 769.

CUADRO N° I.1 - ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

ACCIONISTA	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO A DICIEMBRE DE 2009 (Dólares)	%
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	94.401.303	67,07
Gobierno Provincial del Azuay	26.706.533	18,97
Municipalidad de Cuenca	11.903.647	8,46
Consejo Provincial del Cañar	3.814.557	2,71
SENPLADES	1.311.519	0,93
Consejo Provincial de Morona Santiago	1.248.957	0,89
Municipalidad del Sigsig	441.275	0,31
Municipalidad de Morona	391.806	0,28
Municipalidad de Santa Isabel	340.930	0,24
Municipalidad de Biblián	195.346	0,14
Capital Total	140.755.873	100,00



I.2 INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

I.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, de sus reglamentos y normas conexas.

A diciembre de 2009, la Junta General de Accionistas estuvo integrada por representantes legales de los titulares de las acciones, tal como se indica en la cuadro N° I.2.1.

Desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre se han realizado un total de 8 sesiones en las que se han tratado temas fundamentales que se resumen en sus resoluciones, que han guiado el accionar de la administración.

Cuadro N° I.2.1 JUNTA GENERAL DE ACCIONISTAS

Institución	Representante Legal
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	Ing. Miguel Calahorrano Camino
GOBIERNO PROVINCIAL DEL AZUAY	Ing. Paúl Carrasco Carpio
MUNICIPALIDAD DE CUENCA	Dr. Paúl Granda López
CONSEJO PROVINCIAL DEL CAÑAR	Dr. Santiago Correa Padrón
SENPLADES	Lcda. María Caridad Vázquez Quezada
CONSEJO PROVINCIAL DE MORONA SANTIAGO	Lcdo. Felipe Marcelino Chumpi
MUNICIPALIDAD DE SÍGSIG	Lcda. 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

I.2.2 DIRECTORIO

El Directorio de la Empresa ha mantenido 20 sesiones en el transcurso del año, tomando varias resoluciones que permitieron lograr un desenvolvimiento empresarial que se refleja en los resultados obtenidos.

La conformación del Directorio de la Compañía, a diciembre de 2009, es tal como se indica en el cuadro N° I.2.2.

Cuadro N° I.2.2 CONFORMACIÓN DEL DIRECTORIO

Presidente: Ing. PAÚL CARRASCO C.

Secretario: Ing. CARLOS DURÁN N.

ACCIONISTA	PRINCIPAL	FECHA	SUPLENTE	FECHA
MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	ING. TRAJANO BERMEO	25/08/2009	ING. SANTIAGO ARIAS	21/09/2009
	ING. LUIS ALBERTO OCHOA	25/08/2009	ING. JUAN CHÁVEZ	21/09/2009
	ING. JACINTO GUILLÉN	25/08/2009	DR. EDGAR TAMAYO	21/09/2009
	ING. FABIÁN CARRASCO	25/08/2009	DR. ANDRÉS CHÁVEZ	21/09/2009
	ECON. JOSÉ LUIS ESPINOZA	25/08/2009	ING. XAVIER SALAMEA	21/09/2009
CONSEJO PROVINCIAL DEL AZUAY	ING. PAÚL CARRASCO	25/08/2009	DR. DAVID ACURIO	25/08/2009
	ING. COM. CARLOS FDEZ. DE CÓRDOVA	25/08/2009	ING. IVÁN GENOVEZ	25/08/2009
ACCIONISTAS MINORITARIOS	DR. PAÚL GRANDA	25/08/2009	DR. SANTIAGO CORREA	25/08/2009
TRABAJADORES	TNLG. PATRICIO TENESACA	13/02/2009	SR. WILSON ORDOÑEZ	13/02/2009

I.2.3 EJECUTIVOS

A diciembre de 2009, la Empresa contaba con el cuerpo de Ejecutivos que se indican en el cuadro N° I.2.3.

Cuadro N° 1.2.3 EJECUTIVOS DE LA EMPRESA A DICIEMBRE 31

Cargo	Funcionario
Presidente de la Compañía	Ing. Paul Carrasco Carpio
Presidente Ejecutivo	Ing. Carlos Durán Noriega
Director de Planificación (DIPLA) (Enc.)	Ing. Carlos Salazar Alvarado
Director de Asesoría Jurídica (DAJ)	Dra. Virginia Rodríguez Alarcos
Director de Sistemas de Información (DISI) (Enc.)	Ing. José Miranda Delgado
Director de Nuevos Servicios y Negocios (DNS) (Enc.)	Ing. Francisco Carrasco Astudillo
Directora de Talento Humano (DTH) (Enc.)	Ing. Tania García Araya
Director de Distribución (DIDIS)	Ing. Modesto Salgado Rodríguez
Director de Comercialización (DICO)	Ing. Miguel González Serrano
Director de Telecomunicaciones (DITEL)	Ing. Michel Cabrera Mejía
Director Administrativo - Financiero (DAF)	Ing. Edmundo Corroya Orrellana
Director de Morona Santiago (DIMS) (Enc.)	Ing. Elpidio Sánchez Salas
Secretaría General	Dra. Catalina García Jaramillo
Auditor Interno	Ing. Gerardo Araya López
Jefe del Dpto. de Estudios Técnicos (DIPLA) (Enc.)	Ing. Ramiro Quiroz Ace Astudillo
Jefe del Dpto. de Estudios Económicos y Gestión (DIPLA) (Licencia)	Ing. Oscar Rodríguez Alarcos
Jefe del Dpto. de Calidad (DIPLA)	Ing. Miguel Ángel Méndez
Jefe del Dpto. de Patrocinio Jurídico y Legal (DAJ)	Dra. David Mejía Rodríguez
Jefe del Dpto. de Desarrollo (DISI) (Enc.)	Ing. David Miranda Alarcos
Jefe del Dpto. de Procesos Comerciales (DNS)	Ing. Roberto Rodríguez Alarcos
Jefe del Dpto. Técnico - Informático (DNS) (Enc.)	Ing. Raúl Salazar Rodríguez
Jefe del Dpto. de Talento y Desarrollo Organizacional (DTH)	Ing. María Patricia Rodríguez
Jefe del Dpto. de Bienestar Integral (DTH)	Ing. María Patricia Rodríguez
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 1 (DIDIS) (Enc.)	Ing. Roberto Salazar Rodríguez
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 2 (DIDIS)	Ing. Roberto Salazar Rodríguez
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 3 (DIDIS)	Ing. Carlos Delgado Salazar
Jefe del Dpto. de Subtransmisión (DIDIS)	Ing. Enrique Rodríguez Alarcos
Jefe del Dpto. de Supervisión (DIDIS)	Ing. Wilfredo Méndez Tapia
Jefe del Dpto. de Información Geográfica - SIGADE (DIDIS) (Enc.)	Ing. Roberto Rodríguez Alarcos
Jefe del Dpto. de Obras Civiles (DIDIS)	Ing. Carlos Rodríguez Alarcos
Jefe del Dpto. de Servicios al Cliente (DICO) (Enc.)	Ing. Roberto Rodríguez Alarcos
Jefe del Dpto. de Control de la Medición (DICO)	Ing. David Miranda Alarcos
Jefe del Dpto. de Lectura y Facturación (DICO) (Enc.)	Ing. Roberto Rodríguez Alarcos
Jefe del Dpto. de Recaudación y Gestión de Cartera (DICO)	Ing. Roberto Rodríguez Alarcos
Jefe del Dpto. de Mercadeo y Contacto Telefónico (DICO) (Enc.)	Ing. Roberto Rodríguez Alarcos
Jefe del Dpto. de Operación de Telecomunicaciones (DITEL) (Enc.)	Ing. Santiago Calderón
Jefe del Dpto. de Planificación de Telecomunicaciones (DITEL) (Enc.)	Ing. Elmer Ramírez
Jefe del Dpto. de Financiero (DAF)	Ing. Monica Jaramillo
Jefe del Dpto. Administrativo (DAF)	Ing. Luis Rojas
Asistente de Relaciones Públicas (PE)	Licda. Ana Ma. Durán González

**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009**

CAPÍTULO II

**PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS
POR LA ADMINISTRACIÓN**

II. PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS POR LA ADMINISTRACIÓN

II.1 PLAN ESTRATÉGICO

La Planeación Estratégica definida para el período 2006-2009, ha direccionado el trabajo de la CENTROSUR, a través de una misión, visión, objetivos, políticas y estrategias, basadas en un diagnóstico de factores internos y externos que contextualizaron el plan estratégico.

Como en todo proceso, se requiere de un mejoramiento continuo, por lo que ha sido necesario evaluar los resultados obtenidos y adaptarlos a los nuevos escenarios del Sector Eléctrico y a las cambiantes necesidades de los clientes internos y externos, ajustando las políticas, estrategias, indicadores y metas.

II.2 SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD

Manual de Procesos y Procedimientos

Demostrándose el apoderamiento del personal hacia una cultura de calidad y de mejoramiento continuo, en el año 2009 se formalizó la aprobación de 7 macro – procesos integrados por 37 procesos de I nivel y 715 documentos (201 procedimientos, 257 formularios de registro y 257 documentos de información), es así que continuando con la mejora continua 99 documentos fueron actualizados.

Sistema de Gestión de Calidad

Las principales actividades realizadas para la Implantación del Sistema de Gestión de Calidad (SGC), basado en la Norma ISO 9001:2008 fueron:

- En el mes de julio se desarrolló el curso de formación de auditores internos de la calidad, destinado a formar un nuevo grupo de auditores. El evento tuvo una duración de 24 horas y contó con la participación de 22 funcionarios.
- Ejecución de los talleres de Calidad, los mismos que fueron realizados con el objetivo de socializar la Planeación Estratégica, el Manual de Procesos, el Sistema de Evaluación de Desempeño, la Gestión Ambiental y la Calidad del Servicio eléctrico. Los indicados talleres se realizaron en los meses de mayo – junio, contando con la asistencia de 172 funcionarios pertenecientes a matriz y agencias.
- Se desarrollaron tres programas de auditoría, las mismas que se realizaron con regularidad por los 46 auditores internos de calidad que dispone la Empresa.
- Revisión y actualización de la política y objetivos de la Calidad.
- Los Líderes de Procesos sesionaron en 25 ocasiones, tomando varias resoluciones y emprendiendo varias acciones que permitieron mejorar el Manual de Procesos y Procedimientos y continuar en la implementación del SGC.
- En los sistemas informáticos que soportan el Manual de Procesos y las Auditorías de la Calidad, se realizaron algunas mejoras con el fin de facilitar su uso.

II.3 GESTIÓN AMBIENTAL

La CENTROSUR, continúa con la aplicación de planes de acción concebidos a partir de la Auditoría Ambiental Interna 2008, los mencionados planes están ligados a los campos de acción determinados, (gestión ambiental, recursos naturales, manejo de desechos y difusión y participación ciudadana), permitiendo con ello dar cumplimiento al plan de manejo ambiental.

El avance alcanzado en la ejecución de las medidas ambientales, durante el año 2009, fue del 83,90% de lo programado.

En cumplimiento del marco legal vigente dado principalmente por la Ley de Gestión Ambiental, Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano, el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, y Ordenanzas Municipales, se desarrollaron las siguientes actividades:

Aprobación de Auditoría Ambiental

- Auditoría Ambiental Interna de cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental 2008, presentada y aprobada por el CONELEC.

Aprobación de estudios ambientales

- Construcción de las subestaciones Limón, Méndez y Gualaceo.
- Estación de telecomunicaciones Sillarrumí (Pucará).
- Estación de telecomunicaciones Ñuñurco (Guachapala).
- Estación de telecomunicaciones Loma Mauta (Oña).
- Estación de telecomunicaciones Barabón.
- Retiro de la Central Térmica Macas.

Obtención de licencias ambientales:

- Licencia ambiental N°007/09 para la construcción y operación del Proyecto de la Subestación Méndez y vanos de interconexión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.
- Licencia ambiental N°008/09 para la construcción y operación del proyecto de la Subestación Limón y vanos de interconexión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.
- Licencia ambiental N°009/09 para la construcción y operación del proyecto de la Subestación Gualaceo y vanos de interconexión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.

Inscripción de estudios de impacto ambiental y licencias ambientales ante el Ministerio del Ambiente:

- Certificado de inscripción de aprobación de Estudio de Impacto Ambiental N° 559, referente a la construcción y operación de las subestaciones Limón, Méndez y Gualaceo.
- Certificado de inscripción de aprobación de Estudio de Impacto Ambiental N° 560, referente a la construcción y operación del proyecto de línea de subtransmisión desde Sinincay hasta la S/E 06 El Verdillo.
- Certificado de inscripción de aprobación de la Licencia Ambiental N° 113, en la que se incluyen las licencias para la construcción y operación de las subestaciones Limón, Méndez y Gualaceo.
- Certificado de inscripción de aprobación de la Licencia Ambiental N° 114, referente a la construcción y operación del proyecto de línea de subtransmisión desde Sinincay hasta la S/E 06 El Verdillo.

Aprobación de Términos de referencia para estudios ambientales:

- Línea de subtransmisión Turi-Lentag
- Línea de subtransmisión Sinincay-Cañar
- Estación de telecomunicaciones Señor Pungo
- Línea de subtransmisión a 69kV (Subestación N° 5 - Subestación N°14) en el sector La Calera- Cuenca (Variante)

II.4 SISTEMA DE EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

El sistema de Evaluación del Desempeño, bajo la coordinación de la Comisión de Monitoreo, es actualizado permanentemente, de manera que se adapte a las condiciones que se dan dentro de la Empresa, en un proceso de mejora continua. Durante el año 2009 la Comisión sesionó en 16 ocasiones, tomando varias resoluciones y emprendiendo varias acciones, entre las que se puede mencionar:

- Creación de indicadores a nivel departamental, de manera que se dé una diferenciación de los resultados, promoviendo a que cada trabajador se esfuerce por mejorar su productividad y la de su grupo de trabajo.
- Se ajustaron las metas de los indicadores para el año 2009, tratando de que los resultados reflejen, con más precisión, la calidad y productividad de las unidades de trabajo.
- Actualización permanentemente del software sobre el cual se soporta el sistema, adecuándolo a los cambios en la estructura orgánica y de personal, así como las disposiciones de la Comisión.

II.5 PLAN INFORMÁTICO DE LA EMPRESA

Proyecto Enterprise Resource Planning (1.1, 1.2 y 1.3)

En el primer semestre del 2009 se continuó con la implantación de una metodología para Gestión de Proyectos para lo cual se ejecutaron las siguientes actividades: Definición del proceso de Gestión de Proyectos para CENTROSUR, Instalación y configuración operativa de la herramienta informática Rational Portfolio Manager (RPM) y la capacitación en su uso. En el segundo semestre se continuó con la puesta en operación de un proyecto piloto con la Dirección de Distribución para el seguimiento de proyectos. Se concluyó la Administración del Contrato para la Provisión, Instalación y Configuración de herramientas para Gestión de Proyectos que se mantenía con la empresa KRUGER. Como resultado, se obtuvo el proyecto piloto de Gestión de Proyectos para la Dirección de Distribución.

Proyecto Gestión de las TICs – Metodología para la Provisión de Servicios (5.1)

En este año se inició la implementación de la metodología para la definición, análisis y diseño de proyectos de TIC, con la ejecución de las siguientes actividades: Curso de Fundamentos de RUP (Rational Unified Process), Curso de Gestión de Requisitos con Casos de Uso y Talleres de definición del proceso para la Implementación de RUP y Administración de Requerimientos. Actualmente se está trabajando con nuevas herramientas de software que facilitan el control y seguimiento de los proyecto de DISI. Se finalizó la Administración del Contrato para la Provisión, Instalación y Configuración de herramientas de software para Administración de Requerimientos, Análisis y Diseño de Sistemas que se mantenía con la empresa KRUGER.

Proyecto Gestión de las TICs – Soporte de Servicios (5.2)

Al iniciar el año 2009 se implementó la primera fase de la solución informática que permite la aplicación práctica de los conceptos de Administración y Gestión de los servicios de soporte de TI, con el fin de entregar servicios más eficientes tanto a clientes externos como internos. Elaboración de Pliegos para la segunda fase de implementación y configuración de las herramientas informáticas DEXON en la Administración y Gestión de servicios de soporte de TI, con el fin de entregar servicios más eficientes tanto a clientes externos como internos.

Proyecto Plan de Seguridad Informática para la CENTROSUR (5.3)

Se realizó un cuadro de valoración de los activos de la CENTROSUR, analizando la disponibilidad, integridad y confidencialidad de los procesos, servicios, datos y hardware críticos para la continuidad de la Empresa, enfocados en estándares reconocidos a nivel mundial para Gestión de Seguridad (ISO 27001). Adicionalmente se está coordinando la elaboración de un plan de contingencia de la información con la finalidad de identificar los recursos críticos de la organización y las medidas a tomarse para precautelar la continuidad de los servicios en caso de un desastre.

II.6 SERVICIO DE TELECOMUNICACIONES

Bajo la gestión de la Dirección de Telecomunicaciones (DITEL), en el año 2009 se realizaron varias acciones y proyectos, mismos que se detallan en el anexo adjunto al presente informe.

II.7 PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS

II.7.1 Aplicación del Sistema de Información Geográfica

Los Sistemas de Información Geográfica (SIG), son herramientas que sirven para la planificación y toma de decisiones. En el caso de la CENTROSUR, se tiene implantado un SIG para gestionar toda la información topológica de la red eléctrica, así como la relación del cliente (Sistema Comercial) con la red eléctrica y se está trabajado para las especificaciones e implantación de las redes de telecomunicaciones de la CENTROSUR. Sin embargo, la potencialidad del SIG se vería limitada si no se relaciona con información socioeconómica, ambiental, planes de desarrollo municipales, tasa de crecimiento poblacional, entre otras, información que en caso de la Empresa avanza de manera sostenida. En ese afán se espera para el próximo año establecer convenios con los Municipios seccionales para intercambio de información relacionada.

Gracias a las bondades que presenta hoy en día el modelo de red que está implantado en la CENTROSUR soportado por el SIG, el cálculo de la energía y las pérdidas de cada luminaria se lo está realizando de acuerdo a las horas de funcionamiento y al catastro tomado del SIG en forma mensual.

En lo concerniente a las estadísticas del sistema, en la actualidad se cuenta con una herramienta que permite obtener los reportes en forma rápida. El control, despacho y actualización de las carpetas ingresadas al SIG se encuentra vinculado al SGP, lo que permite tener una visión del estado en el que se encuentran cada una de ellas. Debido a los nuevos requerimientos y para mejorar el servicio a los clientes internos de la Empresa se está desarrollando una reingeniería en el sistema de Gestión de Proyectos (SGP), la cual empezó a fines del año 2009 y se espera culminarla a lo largo del 2010.

Para explotar las nuevas funcionalidades del Sistema de Información Geográfica, se empezó una actualización de su plataforma tecnológica, para luego en los primeros meses de 2010 migrar a la nueva versión del SIG (de 8.3 a la 9.3). El cambio de versión permitirá implementar nuevas tecnologías como por ejemplo un sistema automatizado de operación del sistema de distribución (OMS).

II.7.2 Programa FERUM 2009

El programa 2009 no fue aprobado, sino hasta fines del año 2009, por lo que no fue posible su inclusión en el ejercicio del año en cuestión.

Por lo anterior, se continuó con la ejecución del programa FERUM 2008 Consolidado, el mismo que está compuesto de tres etapas que el Fondo de Solidaridad ha denominado: FERUM 2008 inicial, FERUM 2008 ampliatorio y FERUM 2008 reforma, por un monto aprobado de US \$ 20'762.987.

El programa FERUM 2008 Inicial fue concluido durante el mismo año; el programa FERUM 2008 Ampliatorio que consta de 233 proyectos con un aporte del FERUM de \$17'429.721 fue repartido en tres años, así para el año 2008, el FERUM aportó \$12'821.983, para el año 2009 se cumplió con la entrega de \$3'174.961,05 con desembolsos realizados hasta agosto y quedando pendiente un último aporte de \$1.074.086,95 lo cual no permitió que se culmine en este período dicho programa, que se prevé liquidar en el primer semestre de 2010. Igualmente para el año 2010 se espera el aporte de \$358.690 correspondiente a los proyectos multi-anales.

Finalmente el programa FERUM 2008 Reforma, que consta de 10 proyectos de energías renovables con un aporte del FERUM de \$ 681.843, al momento cumple con la etapa de contratación de materiales a través del portal de compras públicas, pues ha recibido un aporte de \$ 409.104, con fecha 31 de julio de 2009, con lo cual fue posible iniciar el proceso de preparación de pliegos en función de la disponibilidad presupuestaria, en el último trimestre de 2009.

Al 31 de diciembre de 2009, se ha tenido un avance físico del programa FERUM 2008 Consolidado del 52%, debiendo considerarse que para la ejecución de cuatro proyectos multi-anales, de los cuales se tiene adquiridos los materiales de subestaciones y líneas. Es por ello que el avance físico no refleja un valor superior, debido a que para la Empresa debió participar en el proceso de compras corporativas, lo cual demoró su ejecución.

Además se debe considerar que se están realizando las acciones correspondientes dado que el programa será liquidado hasta el 31 de enero de 2010, según lo dispuesto por el CONELEC.

II.7.3 Programa de Alumbrado Público

Bajo los conceptos de eficiencia energética, así como de calidad en luminosidad, uniformidad, color de luz y seguridad, la CENTROSUR, ha venido ejecutando desde años atrás su planificación del alumbrado público. Ha sido necesario intervenir en varios sectores con adecuaciones de las redes de media y baja tensión, así como modificaciones en las estructuras, a fin de lograr el nivel de iluminación requerido.

Para el cumplimiento de estos planes se ha continuado con la optimización del sistema de alumbrado público en el cantón Cuenca mediante la mejora en las áreas consolidadas. Esta optimización comprende:

- Utilización de luminarias de alta eficiencia, es decir reemplazo de las luminarias de Sodio en lugar de Mercurio.
- Diseño de la iluminación, de forma que cumpla la normativa asumida.
- Mejora del uso de la energía al emplear luminarias de doble nivel de potencia.

II.7.4 Sistemas de protección

Mediante un contrato suscrito con la firma SIEMENS, por \$362.999, se puso en marcha la protección diferencial del anillo de 69 kV. La provisión incluyó los tableros donde fue necesaria también la supervisión de la mano de obra. La comunicación entre los elementos se lo hace mediante dos fibras del anillo de fibra óptica, que fue instalado hace poco tiempo con ese propósito y que es también el medio de comunicación de la red WAN. Este sistema, por su propia filosofía, provee de una excelente selectividad ante las fallas en el sistema de subtransmisión, por lo que contribuye en buena medida a la mejora de los índices de frecuencia y tiempo de suspensión del servicio.

II.7.5 Automatización de la distribución

Concebida para cumplir los estándares de comunicación, Normas DNP 3.0 e IEC 61850 para la integración e interoperabilidad entre equipos internos a las subestaciones y la IEC 6870-5-101 entre las subestaciones y el Centro de Control de la Empresa, durante el año 2009 se dio especial importancia a la automatización de la distribución.

Este proyecto se enmarca en la norma IEC-61968, de forma que sea interoperable con otros sistemas que se encuentran implantados en la Empresa, o que están en proceso de serlo, tales como, Sistema de Información Geográfica (GIS), Localización Automática de Vehículos (AVL), Sistema de gestión de Interrupciones (OMS) y Sistema de Manejo de la Distribución (DMS).

Además, el diseño general considera los cambios en la topología que deberá tener el sistema de subtransmisión, para recibir la energía que genere la central Ocaña de Elecaastro.

Es así que se elaboraron las especificaciones técnicas para que en el año 2010 se lleve a cabo la compra de equipos para la automatización de las subestaciones 18 (Cañar), 14 (Léntag) y 8 (Turi). Además de la compra de relés y otro equipamiento para las subestaciones 5 (El Arenal), 12 (El Descanso) y 9 (Huablincay).

Adicional a la disminución en los tiempos de interrupción, así como de la frecuencia de interrupciones, la automatización permitirá, que áreas como Planificación y Mantenimiento de Subestaciones, dispongan de la información necesaria para su gestión. Además es un paso más hacia el desarrollo de una red inteligente (smart grid).

Durante el 2009, también se impulsó la elaboración del Sistema de Atención a Reclamos (SAR), aplicación que permitirá dar cumplimiento a la normativa del CONELEC, hasta que el sistema de Gestión de Interrupciones (OMS) entre en operación.

Por otra parte, se realizó el concurso para la compra de 58 reconectores tripolares, los cuales tendrán comunicación con el Centro de Control para que sean telecontrolados. La instalación en los alimentadores se iniciará en el año 2010 y permitirán una mejora notable en la operación del sistema, en la respuesta del sistema de protecciones ante fallas en Media Tensión y en los tiempos de transferencia de carga entre alimentadores.

II.7.6 Centro de Contacto

Especial impulso recibió el proyecto del Centro de Contacto de la CENTROSUR, que pretende dar un servicio de calidad y ser el nexo directo entre nuestros clientes y la Empresa.

En el año 2009 se cumplieron con las adecuaciones físicas dentro del edificio matriz, ejecutándose una reestructuración del Centro de Contacto, designando los funcionarios responsables de su administración y control (Superintendente y Supervisor), selección interna de nuevos Agentes así como el proceso la actualización tecnológica de hardware y software, que se encuentra en plena ejecución.

El objetivo planteado por la Empresa es que esta área se convierta en el corto plazo en el primer y único punto de contacto de los clientes, con el propósito de que el 80% de sus requerimientos, inquietudes y reclamos sean solucionados, al primer contacto, por los Agentes en servicio y que tan solo un 20% sean remitidos a un segundo nivel de atención.

El nivel de servicio prestado por el Centro de Contacto durante el 2009 fue del 78%, lo que significa que el 78% de llamadas fueron atendidas antes de que el tiempo de espera del cliente supere los 20 segundos, inferior en un 2% a la meta trazada, este incumplimiento se debe en gran medida a que en los meses de noviembre y diciembre, por el estado de excepción eléctrica decretada por el Gobierno Nacional, generó el máximo de llamadas históricas registradas en este Centro, llegando a ser hasta 3 veces el número de llamada promedio del período enero-octubre 2009. En el siguiente cuadro se presenta un resumen de las llamadas atendidas y los niveles de servicio alcanzados.

ACD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	2009
Llamadas Atendidas (#)	22.385	14.481	22.038	26.859	16.817	18.103	14.156	12.669	19.095	22.073	65.141	70.449	324.266
Llamadas No Atendidas (#)	8.260	1.226	3.385	8.884	1.895	2.326	2.429	761	1.840	2.919	10.862	6.597	51.384
Nivel de servicio (%)	80%	90%	83%	73%	86%	83%	81%	92%	84%	84%	67%	75%	78%
Tiempo Medio Conversación (mm:ss)	0:52	0:55	0:53	0:50	0:58	0:56	0:57	1:00	0:57	0:51	0:42	0:34	0:47

II.7.7 Infraestructura para Agencias



Edificio para la Agencia de Cañar: La Empresa, acorde con su política de mejorar la atención a sus clientes y el bienestar de sus trabajadores, ha continuado con la dotación de oficinas cantonales que cuenten con locales cómodos y funcionales; es así que, a través del Departamento de Obras Civiles, concluyó la construcción del nuevo edificio para las oficinas de la Agencia de Cañar, las mismas que se ejecutaron mediante contrato DAF N° 12408-08 y se utilizaron a partir del 21 de noviembre de 2009, con una inversión de \$ 282.604,45.

Infraestructura telecomunicaciones: Dentro de su plan de mejora de cobertura y calidad del sistema de telecomunicaciones, a través del Departamento de Obras Civiles se ejecutó la obra civil, que comprende la instalación de torres autosoportadas, shelter metálico y cerramiento en las estaciones de Barabón (Cuenca), Ñuñurco (Guachapala), Loma Mauta (Oña) y Sillarrumi (Pucará), obras que se ejecutaron mediante contratos DIDIS N°s 13110 y 13087 con SEDMI y VIMACO y representaron una inversión \$256.227,42 en su construcción.

II.7.8 Recuperación de Pérdidas Comerciales

La Empresa, a través de su departamento de Control de la Medición, conforme a los programas establecidos, ha venido realizando los procesos de inspección y revisión de los contadores de energía y acometidas, así como la detección de conexiones clandestinas y revisiones programadas a usuarios.

Producto del plan descrito, la CENTROSUR desde años anteriores ha venido recuperando las pérdidas comerciales, es así que durante el año 2009 se realizaron 10.277 revisiones, fruto de lo cual se refacturó y reliquidó 1'091.067 kWh por un monto de \$146.958.

En el año 2009, se revisaron y calibraron 31.484 medidores en el laboratorio y 10.277 en sitio, lo que da un total de 41.761.

II.7.9 Nuevas facilidades de Recaudación de Valores

Con el propósito de ofrecer a sus clientes, mayores y mejores posibilidades de pago de los valores mensuales facturados por concepto del servicio de energía eléctrica, la CENTROSUR ha incrementado su presencia dentro del área de concesión, poniendo a disposición nuevos puntos de pago.

Se ha mantenido e incrementado el número de convenios con instituciones bancarias y cooperativas de ahorro y crédito que tienen oficinas en la región, a través de las cuales se mantiene el servicio de recaudación de planillas por medio de débitos automáticos a las cuentas que mantienen los clientes en esos establecimientos.

En la ciudad de Cuenca y en varias Agencias se incrementó el número de puntos de pago autorizados, existiendo en varios de ellos, la posibilidad para que el cliente cancele también sus facturas por el servicio telefónico, agua potable y alcantarillado (provistos por ETAPA). Adicionalmente, se cuenta con el cobro de las planillas de clientes del sector público, a través del sistema informático e-SIGEF.

A diciembre, la Empresa disponía de 58 puntos de recaudación en línea que, en promedio, realizan más de 190.000 transacciones mensuales; toda esta infraestructura ha permitido una descentralización del servicio de recaudación, mejorando el flujo de caja, reduciendo la cartera vencida e incrementando la satisfacción del cliente.

II.7.10 Gestión de Sistemas de Información

Sistema de información comercial – SICO: En el mes de abril de 2009 se cambió la estructura del SICO en virtud de que hasta esa fecha, los datos del comprobante de venta se generaban y entregaban al momento del pago, situación que se superó al incluir este proceso al momento de la emisión. Se incluyó también el concepto de Nota de Crédito, Nota de Débito y Comprobante de Pago. El cambio en la estructura permitió que un cliente pueda tener más de un documento por mes.

Sistema de Atención de Reclamos – SAR: Se realizó el análisis para adecuar el Sistema de Requerimientos utilizado por la CENTROSUR a las nuevas regulaciones emitidas por el CONELEC.

Sistema de Telecomunicaciones – SITEL: La empresa DATACENTER Cia Ltda, desarrolló e implantó el Sistema Integrado de Telecomunicaciones (SITEL), software utilizado por la CENTROSUR para la gestión de los servicios de internet y transporte de datos. Hacia finales de 2009 se firmó el acta entrega recepción definitiva de este aplicativo, pasando la Dirección de Sistemas a responder por el mantenimiento del mismo.

Sistema de Contabilidad: Se modificó la estructura del plan de cuentas para adaptarse a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), así como también se realizaron actualizaciones a los módulos de Presupuesto, Facturación, Compras, Inventarios, Bienes de Control, Fondos Rotativos.

Sistema de Recursos Humanos: Se crearon sistemas para apoyar proyectos como el de Medicina Preventiva y la generación de encuestas.

II.8 Implantación del SICO en otras empresas

Conforme fue conocido por el Directorio de la Empresa en su sesión del 26 de mayo de 2009 (Resolución 1185-3600), bajo coordinación del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, el 11 de mayo de 2009 se procedió a la suscripción del Convenio de Cooperación Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de la Distribución Eléctrica, con la participación de las instituciones que conforman el sector eléctrico nacional.

Siendo la gestión comercial uno de los principales problemas en la mayoría de las empresas, se ha definido que en la primera etapa de ejecución del Convenio, éste se oriente a fortalecer esta gestión, para lo cual se conformó la Unidad de Implantación Sur, bajo liderazgo de CENTROSUR y que tendrá a su cargo la implantación de su sistema informático de comercialización SICO, en las Regionales CNEL - El Oro, CNEL - Milagro, Empresa Eléctrica Azogues, Empresa Eléctrica Regional del Sur, Empresa Eléctrica Riobamba y Empresa Eléctrica Galápagos, a más de las Regionales CNEL - Los Ríos y CNEL - Manabí, que ya disponen de ese sistema informático.

La implantación del SICO no se refiere exclusivamente al software y hardware, sino a todo el conjunto de procesos y procedimientos que se consideran como buenas prácticas, que permiten generar sinergia con la sociedad y con los clientes, además de garantizar la confiabilidad y oportunidad de la información, a través de sólidos procedimientos para la captura de datos, la administración, el análisis y la generación de indicadores, etc.

Contando con la experiencia de los procesos similares en las regionales El Oro y Manabí de la CNEL y teniendo en consideración que también serán transferidos los procedimientos operativos y administrativos, el Directorio de la Compañía, mediante Resolución N°1186-3607 aprobó la reactivación temporal de la Dirección de Nuevos Servicios y Negocios (DNS), a partir del 11 de junio de 2009, con la finalidad que sea esta Dirección la que lleve a ejecución el compromiso adquirido a través del Convenio.

La estructura de la DNS tiene los componentes necesarios por parte de CENTROSUR, debiendo tener presente que durante todo el proceso deberán integrarse funcionarios de otras empresas una vez entrenados, para que participen en las implantaciones en sus respectivas compañías y en las demás asignadas a la Unidad de Implantación Sur.

Cumpliendo el cronograma tentativo establecido, durante el mes de junio se procedió con la actualización de la versión del SICO en CNEL - Los Ríos y la capacitación correspondiente. En el mes de julio de 2009 se inició con el proceso de implantación en CNEL - El Oro, logrando exitosamente poner en marcha el sistema el 5 de octubre de 2009, con los siguientes resultados a la fecha:

Mes de Emisión	Consumo (kWh)	Faturación (US\$)	Recaudación (US\$)	Cartera Total (US\$)
Oct-09	41.714.573	4.353.007,39	3.247.725,74	5.014.327,21
Nov-09	40.580.448	4.280.332,93	3.957.599,38	5.333.939,06
Dic-09	42.148.308	4.306.055,29	4.642.165,10	4.994.357,00
Ene-10	37.730.913	4.041.367,74	4.520.102,15	4.509.818,78

Para el año 2010 se ha programado implantar el SICO en CNEL - Milagro y al menos en una de las Empresa Eléctricas: Azogues, Regional del Sur, Riobamba o Galápagos, debiendo eso sí, concluir el proceso en 2011.

La cláusula novena del convenio indica que los gastos que se generen por concepto de movilización, alimentación, pasajes y estadía del personal de la CENTROSUR que participa en el proceso de fortalecimiento del Sector Eléctrico, considerando que es un proyecto nacional, serán cubiertos por cada empresa que se beneficia del proyecto y las inversiones que cada empresa tiene que aportar al proyecto, deben constar en la reforma presupuestaria del 2009 y en los presupuestos de los próximos años, considerando que en aplicación del Mandato 15 los recursos económicos para los proyectos de inversión como son los que resultaren de la ejecución del presente convenio, deben ser entregados con cargo al Presupuesto General del Estado; al cierre de 2009, el MEER se encontraba realizando las gestiones tendientes a viabilizar el cumplimiento de los compromisos económicos con CENTROSUR.

**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009**

Capítulo 8

**PARTICIPACIÓN EN EL
MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

III. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

III.1 COMPRA DE ENERGÍA

III.1.1 Contratos a término

En aplicación de la normativa emitida por el CONELEC para cumplir las disposiciones del Mandato Constituyente N° 15, la CENTROSUR suscribió quince contratos regulados con las siguientes empresas de generación y autoprodutores:

Generación de las empresas de capital estatal: ELECAUSTRO, HIDROPASTAZA, HIDRONACIÓN, EMAAP-Q y CELEC, empresa última que en el año 2009 agrupaba a las unidades de negocio HIDROPAUTE, HIDROAGOYÁN, TERMOESMERALDAS, TERMOPICHINCHA Y ELECTROGUAYAS.

Generación de las empresas de capital privado: HIDALGO & HIDALGO, GENEROCA, ELECTROQUIL, TERMOGUAYAS, MACHALAPOWERS e INTERVISA.

Autoprodutores: HIDROABANICO, ENERMAX, ECOLUZ y LAFARGE.

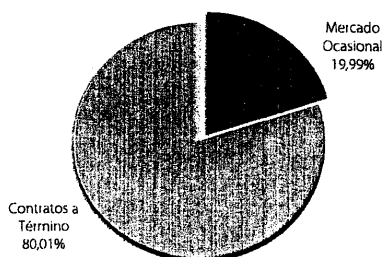
III.1.2 Resumen energético

Este informe considera la información resumida de las liquidaciones mensuales y de la reliquidación del período enero-diciembre de 2009, publicada y oficializada por el CENACE.

Sobre la base de lo antes indicado, en el cuadro II.1.2.1 se presenta el resumen de energía demandada por los clientes regulados de la CENTROSUR durante el año 2009 (725,04 GWh), la cual resulta superior en un 10,18% a la del año 2008 (651,20 GWh), existiendo por tanto, un crecimiento del mercado comercial atendido por la Empresa, crecimiento debido principalmente a la participación como clientes regulados, durante el 2009, de los grandes consumidores ERCO y RIALTO. Esta demanda fue abastecida en un 80,01% (580,11 GWh) mediante contratos regulados y el 19,99% (144,93 GWh) a través del mercado ocasional.

CUADRO N° III.2.1 - ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO (kWh)

TRIMESTRE	Mercado Ocasional	Contratos a Término	TOTAL
1er.	46.718.666	135.536.643	182.255.309,24
2do.	44.388.002	142.605.419	186.993.420,23
3er.	32.455.530	151.685.557	184.141.086,91
4to.	21.365.605	150.284.278	171.649.883,34
Total Año	144.927.802	580.111.898	725.039.699,73
	19,99%	80,01%	100,00%



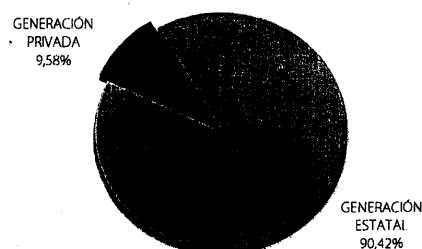
En lo referente al mercado de contratos regulados, el cuadro II.1.2.2 muestra el detalle de entrega de energía por proveedor; y, el cuadro II.1.2.3 resume la composición del suministro por tipo de generación, observándose que el 90,42% corresponde a contratos con empresas de generación de capital estatal y el 9,58% 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						
TERMOESMERALDAS	12.586.882	10.168.177	10.680.467	11.811.383	45.246.909	7,80%
ELECTROGUAYAS	14.324.540	19.582.277	23.095.143	33.496.940	90.498.900	15,60%
TERMOPICHINCHA	2.736.221	2.277.940	2.532.659	5.457.345	13.004.165	2,24%
HIDROPAUTE	59.876.583	74.360.103	65.280.829	28.270.129	227.787.644	39,27%
HIDROAGOYAN	16.710.226	13.732.489	15.680.289	11.009.592	57.132.597	9,85%
EMPRESAS DE GENERACIÓN DE CAPITAL ESTATAL						
ELECAUSTRO	4.141.946	3.843.749	2.936.228	2.873.252	13.795.175	2,38%
HIDRONACION	5.766.348	5.190.439	5.189.847	6.047.258	22.193.892	3,83%
HIDROPASTAZA	17.840.323	13.450.244	10.345.937	9.291.135	50.927.639	8,78%
EMAAP-Q	1.553.574	-	1.206.367	1.169.222	3.929.164	0,68%
EMPRESAS DE GENERACIÓN DE CAPITAL PRIVADO						
ELECTROQUIL	-	-	2.951.418	12.696.501	15.647.920	2,70%
INTERVISA TRADE	-	-	-	4.325.680	4.325.680	0,75%
MACHALA POWER	-	-	4.206.868	12.272.695	16.479.563	2,84%
TERMOGUAYAS	-	-	4.539.546	7.264.990	11.804.536	2,03%
GENEROCA	-	-	1.468.448	2.216.750	3.685.198	0,64%
HIDROSIBIMBE	-	-	312.918	278.380	591.298	0,10%
AUTOPRODUCTORES DE CAPITAL PRIVADO						
ECOLUZ	-	-	287.578	308.299	595.877	0,10%
ENERMAX	-	-	1.892	19.041	20.934	0,00%
HIDROABANICO	-	-	946.063	1.437.399	2.383.462	0,41%
LAFARGE	-	-	23.059	38.286	61.345	0,01%
TOTAL	135.536.643	142.605.419	151.685.557	150.284.278	580.111.898	100%

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	135.536.643	142.605.419	136.947.768	109.426.256	524.516.086	90,42%
GENERACIÓN PRIVADA	-	-	14.737.790	40.858.022	55.595.812	9,58%
TOTAL	135.536.643	142.605.419	151.685.557	150.284.278	580.111.898	100%



II.1.3 Costos de compra de energía

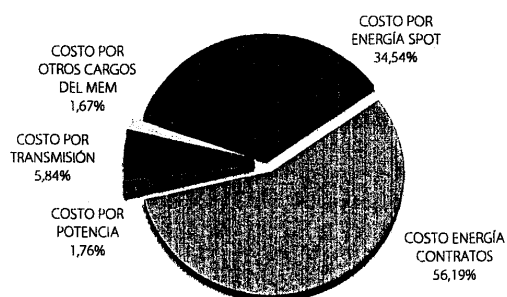
El cuadro II.1.3.1 presenta un resumen, por trimestre, de los costos de compra de energía en los mercados ocasional y de contratos, así como un desglose en los componentes más incidentes dentro del proceso de compra de energía.

El costo de la energía en el año 2009, alcanzó la suma de \$41'351.069, superior en un 15,87% al del año 2008 (\$35'687.384), debido al crecimiento de la demanda, a la reducción significativa de la producción hidroeléctrica y a los altos costos de importación de energía, especialmente durante el período de crisis energética, que atravesó el país, en los meses de noviembre y diciembre.

El cuadro II.1.3.2 muestra los costos unitarios de compra de energía desglosados en sus diferentes componentes, mismos que dan un costo promedio de compra de energía de 5,70 ¢/kWh, valor que es 10,67% mayor al del año 2008 (5,15 ¢/kWh).

Cuadro N° II.1.3.1 RESUMEN DE COSTOS EN EL MEM (\$)

Concepto	1T	2T	3T	4T	TOTAL AÑO	%
COSTO LIQUIDADO POR EL CENACE	5.149.826	4.824.183	4.265.479	3.874.511	18.114.000	43,81%
COSTO LIQUIDADO EN CONTRATOS	4.346.311	4.151.553	5.893.192	8.846.014	23.237.070	56,19%
COSTO TOTAL ENERGÍA	9.496.137	8.975.736	10.158.671	12.720.525	41.351.069	100%
Resumen Conceptos	1T	2T	3T	4T	TOTAL	%
COSTO POR ENERGÍA SPOT	4.018.717	3.894.247	3.464.225	2.904.941	14.282.131	34,54%
COSTO ENERGÍA CONTRATOS	4.346.311	4.151.553	5.893.192	8.846.014	23.237.070	56,19%
COSTO POR POTENCIA	350.532	264.445	126.907	-15.646	726.239	1,76%
COSTO POR TRANSMISIÓN	612.500	615.954	603.156	583.987	2.415.597	5,84%
COSTO POR OTROS CARGOS DEL MEM	168.077	49.537	71.190	401.229	690.033	1,67%
TOTAL	9.496.137	8.975.736	10.158.671	12.720.525	41.351.069	100%

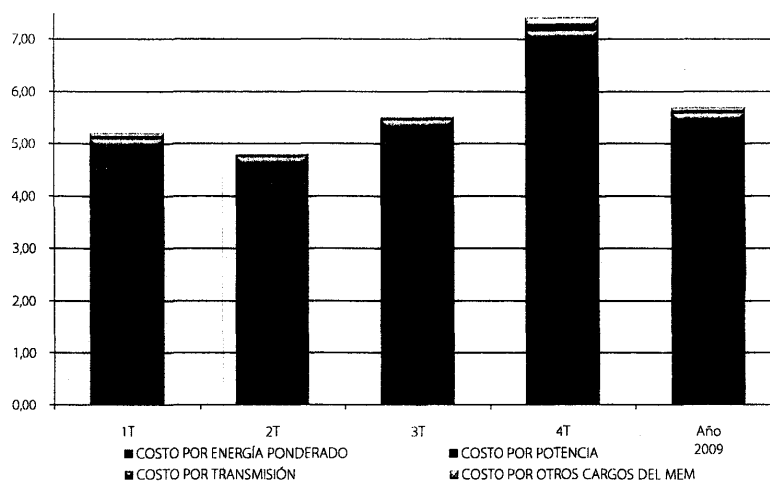


II.1.4 Costos de generación de emergencia

Durante el período de excepción eléctrica declarado por el Gobierno Nacional, con la finalidad de superar la crisis energética, se solicitó a los sectores industrial y comercial del cantón Cuenca, que colaboren con la generación interna disponible en sus plantas, lográndose un aporte de 1'296.854 kWh a un costo final de \$224.922.

Cuadro N° II.1.3.2 COSTOS UNITARIOS DE COMPRA (¢/kWh)

Concepto	1T	2T	3T	4T	Año 2009	%
COSTO POR ENERGÍA SPOT	8,60	8,77	10,67	13,60	9,85	
COSTO POR ENERGÍA CONTRATOS	3,21	2,91	3,89	5,89	4,01	
COSTO POR ENERGÍA PONDERADO	4,59	4,30	5,08	6,85	5,17	90,73%
COSTO POR POTENCIA	0,19	0,14	0,07	-0,01	0,10	1,76%
COSTO POR TRANSMISIÓN	0,34	0,33	0,33	0,34	0,33	5,84%
COSTO POR OTROS CARGOS DEL MEM	0,09	0,03	0,04	0,23	0,10	1,67%
COSTO UNITARIO TOTAL	5,21	4,80	5,52	7,41	5,70	100,00%



III.2 CLIENTES NO REGULADOS

III.2.1 Servicio de Peajes de Distribución

Los valores facturados por concepto de peajes de distribución, al autoproducer ENERMAX, representaron un ingreso neto de \$35.543,73 (\$35.514,16 por el servicio y \$29,57 por intereses de mora).

II.2.2 Facturación de Cargos Adicionales

Por concepto de cargos adicionales, a los consumos propios del autoproducer ENERMAX, la Empresa facturó y recaudó un total de \$10.131,73 (\$10.102,72 por cargos y \$29,01 por intereses de mora) de los cuales, corresponden a Alumbrado Público \$9.945,76 y Bomberos \$156,96.

**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009**

CAPÍTULO IV

EL MERCADO REGULADO

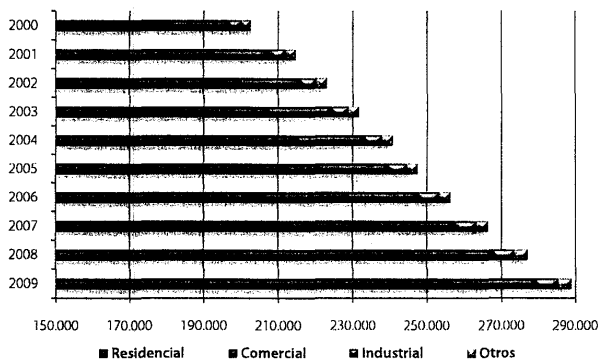
IV. EL MERCADO REGULADO

IV.1 CLIENTES

De acuerdo al informe de facturación emitido por la Dirección de Comercialización, el número de clientes a diciembre de 2009 fue de 288.888 (cuadro N° IV.1), con un incremento del 4,26% respecto a los que existían en el mes de diciembre de 2008 (277.092). Clasificados por categoría, tenemos que un 88,70% son residenciales, 7,89% comerciales, 2,12% industriales y 1,29% corresponde a Otros, entre los cuales 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	TOTALES	Var. Anual
2000	181.311	15.095	3.657	2.523	202.586	3,73%
2001	192.251	15.749	4.040	2.621	214.661	5,96%
2002	199.438	16.419	4.392	2.751	223.000	3,88%
2003	206.937	17.068	4.724	2.822	231.551	3,83%
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%



IV.2 ENERGÍA CONSUMIDA

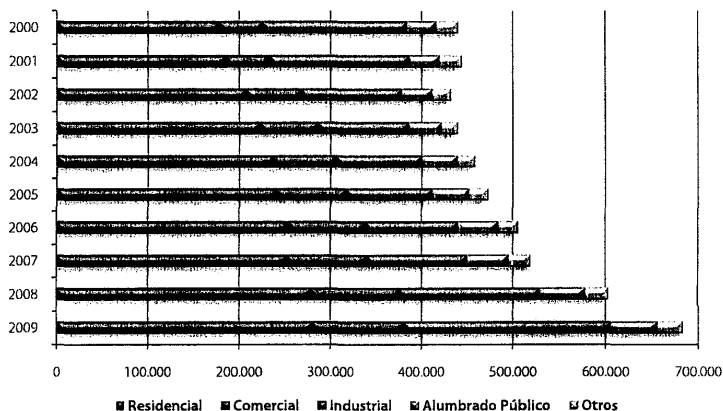
La energía consumida durante el año 2009 fue de 683'027.217 kWh (ver cuadro N° IV.2.1), con un incremento del 13,27% con relación a la energía de enero a diciembre de 2008 (602'984.827 kWh). Del consumo total, el sector residencial con 280'521.183 kWh (41,07%) es el de mayor participación, seguido del industrial con 224'703.388 kWh (32,90%) y del comercial con 100'287.650 (14,68%).

Al relacionar la energía consumida con el número de clientes, resulta que mientras en el período enero a diciembre de 2008 se tenían 2.176,12 kWh (181,34 kWh/mes) por cliente medio, en el año 2009 se pasó a 2.364,33 kWh (197,03 kWh/mes) por cliente, con un incremento del 8,65%, (ver cuadro N° IV.2.2).

Pese a registrar un incremento global de consumo mayor a 8,6%, por categorías se tiene que los sectores residencial y comercial, con respecto al 2008, disminuyeron su consumo en 3,21% y 1,23% respectivamente; el sector industrial creció en 42,18% por la inclusión de los grandes consumidores, como clientes regulados.

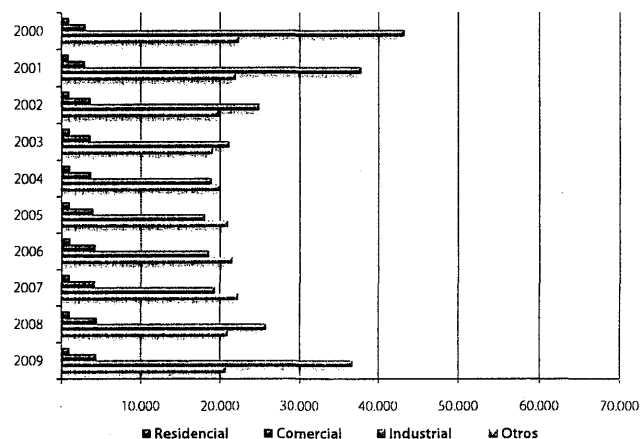
CUADRO N° IV.2.1 - ENERGÍA CONSUMIDA (MWh)

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	TOTAL	Variación Anual
2000	178.026,47	47.245,24	158.242,99	32.429,07	24.112,33	440.056,10	8,54%
2001	184.905,04	48.411,61	152.955,79	33.191,49	24.498,00	443.961,93	0,89%
2002	207.036,10	60.955,20	109.528,52	34.039,76	20.487,50	432.047,08	-2,68%
2003	222.925,58	62.968,43	99.836,33	35.901,38	17.853,83	439.485,55	1,72%
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%



CUADRO N° IV.2.2 - ENERGÍA CONSUMIDA POR CLIENTE (kWh/CLIENTE/AÑO)

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total	Var. Anual
2000	981,88	3.129,86	43.271,26	22.410,39	2.172,19	4,63%
2001	961,79	3.073,95	37.860,34	22.010,49	2.068,20	-4,79%
2002	1.038,10	3.712,48	24.938,19	19.820,89	1.937,43	-6,32%
2003	1.077,26	3.689,27	21.133,85	19.048,62	1.898,01	-2,03%
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%

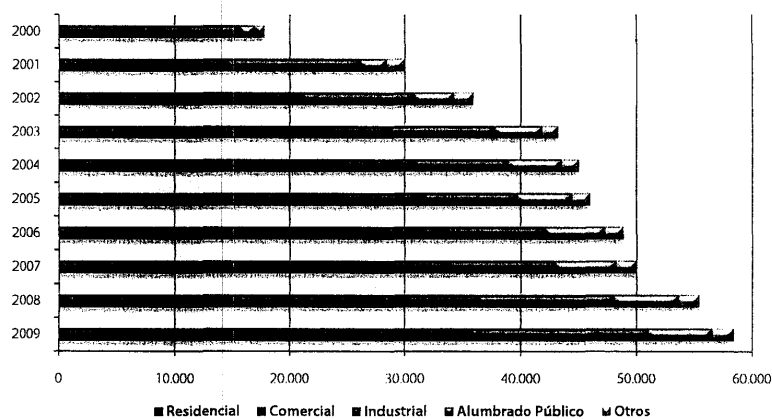


IV.3 FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA

Durante el año 2009 la facturación (cuadro IV.3.1) y recaudación (cuadro IV.3.2) alcanzaron los \$ 58'434.413 y \$ 58'342.364 respectivamente (99,84%). La recaudación fue superior a la del año 2008 en un 5,80% y se explica por la positiva gestión en la recuperación de cartera vencida, así como por el control de la recaudación en línea, semilínea y diferido, tanto en las ventanillas y agencias de la Empresa, como también en los bancos y puntos de pago que mantienen contrato con la Empresa.

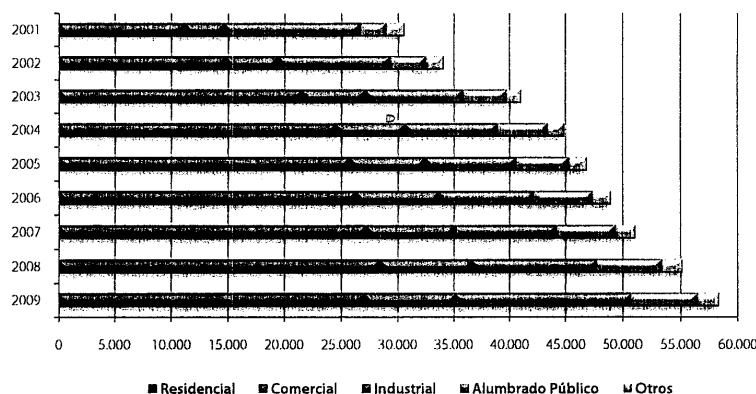
CUADRO N° IV.3.1 - FACTURACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA (Miles \$)

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	TOTAL	Variación Anual
2000	7.049,79	1.895,71	6.755,69	1.306,17	843,06	17.850,42	
2001	11.273,05	3.210,31	11.633,30	2.296,85	1.583,62	29.997,14	68,05%
2002	16.081,03	5.005,67	9.672,74	3.435,77	1.719,41	35.914,61	19,73%
2003	23.023,75	5.677,35	9.051,81	4.119,85	1.357,22	43.229,98	20,37%
2004	24.774,53	6.025,27	8.147,56	4.577,41	1.488,93	45.013,69	4,13%
2005	24.957,04	6.680,62	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%



CUADRO N° IV.3.2 - RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA (Miles \$)

AÑO	Residencial	Comercial	Industrial	Alumbrado Público	Otros	TOTAL	Variación Anual
2001	11.143,45	3.475,30	12.032,45	2.252,02	1.638,12	30.541,34	
2002	14.737,31	4.681,86	9.839,78	3.220,52	1.556,64	34.036,10	11,44%
2003	21.533,93	5.568,18	8.680,85	3.915,04	1.318,11	41.016,10	20,51%
2004	24.503,46	6.104,30	8.283,10	4.451,00	1.534,84	44.876,68	9,41%
2005	25.718,36	6.701,13	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	15.586,01	5.730,97	1.874,28	58.342,36	5,80%



IV.4 DEUDA DE LOS CLIENTES

La deuda general de los clientes de la CENTROSUR, a diciembre de 2009 era \$ 3'396.744, mientras que a finales del año 2008 fue \$ 3'807.711, es decir \$ 410.968 menos, es decir una reducción del 10,79%. En el cuadro N° IV.4 se presenta un resumen de la antigüedad de la deuda del año 2009, clasificado por categoría de consumo.

La cartera en gestión de cobro, es decir la menor a 30 días, en el 2009 experimentó una significativa reducción de \$ 510.628 (21,65%), con respecto a su similar de 2008, debido principalmente a la gran cantidad de puntos de pago que la CENTROSUR ha puesto a disposición de sus clientes.

En cuanto a la cartera vencida, es decir la deuda entre 31 y 360 días, mientras a diciembre de 2008 era de \$ 1'448.913, a diciembre de 2009 ésta fue \$ 1'548.573.

CUADRO N° IV.4 - RESUMEN GENERAL DE ANTIGÜEDAD DE LA DEUDA POR USO DE ENERGÍA (\$)

CUADRO N° IV.4 - RESUMEN GENERAL DE ANTIGÜEDAD DE LA DEUDA POR USO DE ENERGÍA (\$)														
CATEGORÍA	AL 31/DIC/2008						AL 31/DIC/2009						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	73.908	1.346.147	36.145	1.080.028	110.053	2.426.175	64.660	1.246.306	49.584	1.143.277	114.244	2.389.583	3,81%	-1,51%
COMERCIAL	6.789	352.596	2.134	134.454	8.923	487.050	6.101	260.373	2.248	151.614	8.349	411.987	-6,43%	-15,41%
INDUSTRIAL	1.946	574.045	1.022	198.317	2.968	772.362	1.812	293.036	1.046	217.311	2.858	510.347	-3,71%	-33,92%
ASISTENCIA SOCIAL	1.010	30.038	352	9.643	1.362	39.682	771	15.173	408	8.154	1.179	23.327	-13,44%	-41,21%
LOCALES DEPORTIV	7	900	13	2.445	20	3.345	6	703	14	3.341	20	4.044	0,00%	20,90%
ENTIDADES OFICIA	288	53.970	125	23.479	413	77.449	266	31.866	119	24.376	385	56.242	-6,78%	-27,38%
VARIOS	22	1.102	15	547	37	1.649	24	714	14	501	38	1.215	2,70%	-26,31%
TOTAL	83.970	2.358.798	39.806	1.448.913	123.776	3.807.711	73.640	1.848.171	53.433	1.548.573	127.073	3.396.744	-2,66%	-10,79%

RESUMEN

Descripción	Clientes	Valor (\$)	%
CARTERA VENCIDA GENERAL (ENTRE 31 Y 360 DÍAS)	53.433	1.548.573	45,59%
EN GESTIÓN DE COBRO (HASTA 30 DÍAS)	73.640	1.848.171	54,41%
DEUDA GENERAL TOTAL	127.073	3.396.744	100,00%

INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009

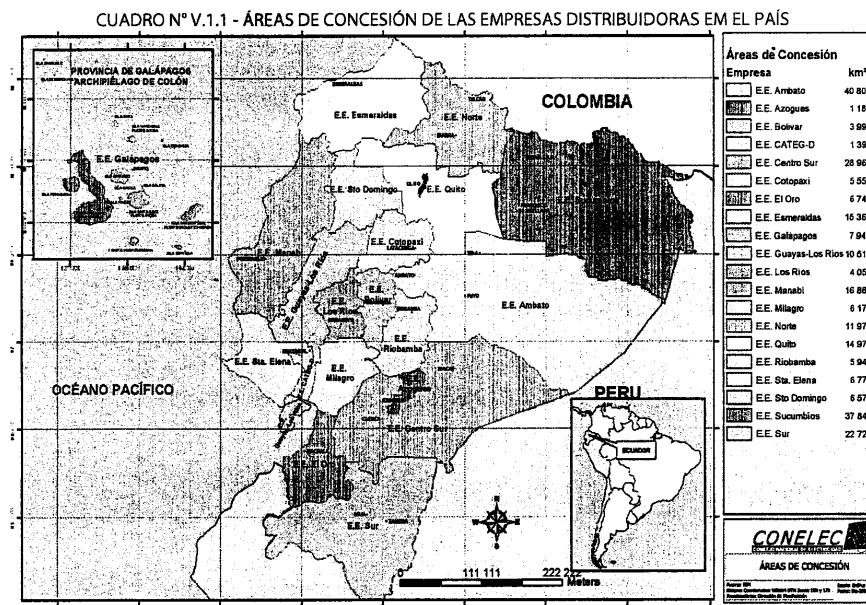
CAPÍTULO I

EL SISTEMA ELÉCTRICO

V. EL SISTEMA ELÉCTRICO

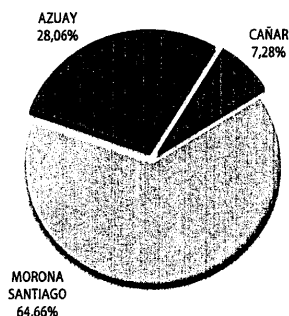
V.1 AREA DE CONCESIÓN

El área de concesión de la CENTROSUR, que representa el 11,3% del territorio nacional ecuatoriano, según los datos publicados por el CONELEC, (Cuadro N° V.1.1) comprende las provincias del Azuay, Cañar y Morona Santiago, con excepción de los cantones Azogues, Délé y La Troncal en la provincia del Cañar, algunos sectores de la región costanera de la provincia del Azuay, así como parcialmente los cantones de Huamboya, Palora y Gualaquiza en la provincia de Morona Santiago; y una parte del cantón Saraguro en la provincia de Loja. El detalle de su extensión territorial se puede observar en el cuadro V.1.2.



CUADRO N° V.1.2 - EXTENSIÓN POR CANTÓN

Cantón	Extensión (km²)	%
CUENCA	3.128,80	10,80
GIRÓN	349,20	1,21
GUALACEO	367,70	1,27
NABÓN	647,20	2,23
PAUTE	272,70	0,94
PUCARÁ	856,50	2,96
SAN FERNANDO	141,70	0,49
SANTA ISABEL	785,70	2,71
SÍGSIG	667,00	2,30
OÑA	298,00	1,03
CHORDELEG	110,60	0,38
EL PAN	138,50	0,48
SEVILLA DE ORO	322,80	1,11
GUACHAPALA	40,90	0,14
PROV. AZUAY	8.127,30	28,06



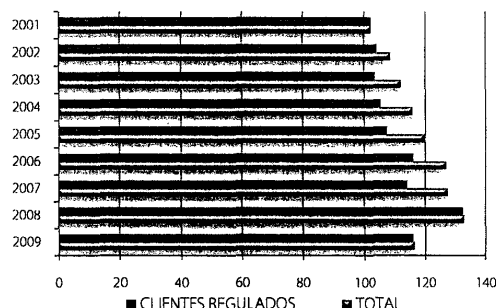
Cantón	Extensión (km²)	%
CAÑAR	1.787,00	6,17
BIBLIÁN	204,90	0,71
EL TAMBO	66,10	0,23
SUSCAL	49,90	0,17
PROV. CAÑAR	2.107,90	7,28
MORONA	4.211,00	14,54
HUAMBOYA	2.132,80	7,36
SUCÚA	1.828,10	6,31
SANTIAGO	1.979,60	6,84
TAISHA	4.480,90	15,47
LIMÓN	2.205,20	7,61
SAN JUAN BOSCO	1.039,20	3,59
GUALAQUIZA	850,00	2,93
PROV. MORONA SANTIAGO	18.726,80	64,66
TOTAL SISTEMA	28.962,00	100,00

V.2 DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE

En el período enero-diciembre de 2009, la potencia máxima coincidente de clientes regulados, referidos a puntos de entrega del sistema fue de 134.712kW_e (cuadro N° V.3); el valor máximo ocurrió el día martes 26 de mayo a las 19h15. La demanda máxima del sistema CENTROSUR, incluidas las demandas coincidentes de clientes regulados y no regulados, fue de 135.071kW.

CUADRO N° V.2 - DEMANDA MÁXIMA (MW)

AÑO	CLIENTES REGULADOS	TOTAL
2001	102,29	102,29
2002	104,17	108,70
2003	103,59	112,12
2004	105,37	115,86
2005	107,34	119,76
2006	116,09	127,01
2007	114,06	127,49
2008	132,57	132,93
2009	116,01	116,38

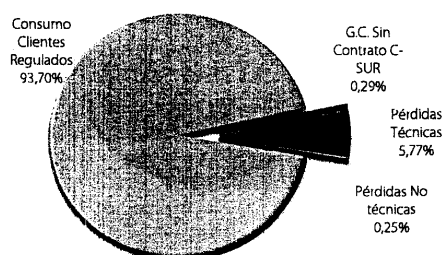


V.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Del total de energía disponible en el sistema durante el año 2009 (728.982,32 MWh), el consumo de los clientes regulados fue 683.027,22 MWh (93,70%), la energía para grandes consumidores sin contrato con la Empresa fue 2.094,12 MWh (0,92%) y las pérdidas alcanzaron los 43.860,99 MWh, es decir, el 6,02% de la energía total (cuadro N° V.3.2). Estas pérdidas se dividen en técnicas 42.032,24 MWh (5,77%) y no técnicas 1.828,75 MWh (0,26%).

CUADRO N° V.3.2 - BALANCE DE ENERGÍA (MWh)

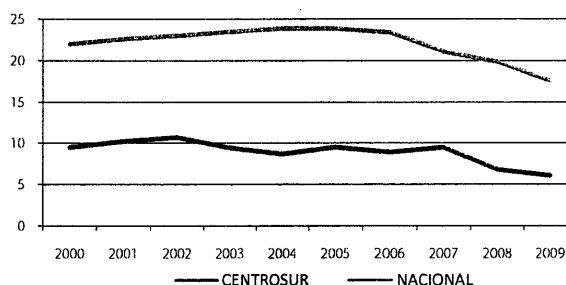
CONCEPTO/AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
DISPONIBLE DEL SISTEMA	631.770,84	671.664,87	633.669,24	664.383,31	692.743,57	720.416,81	728.982,32			
E.E. Azogues + Guapán	77.992,49	81.707,63	11.792,02							
G.C. Sin Contrato C-SUR	29.044,10	25.339,68	6.208,06	28.722,60	36.847,50	27.233,76	2.094,12			
DISPONIBLE CENTROSUR	524.734,25	564.617,56	615.669,16	635.660,70	655.896,07	693.183,05	726.888,21			
G.C. Con Contrato C-SUR	35.904,31	57.796,85	84.111,58	70.871,69	72.192,84	41.600,20				
DISPONIBLE REGULADOS	488.829,94	506.820,71	531.557,58	564.789,01	583.703,23	651.582,85	726.888,21			
Consumo Clientes Regulados	439.485,55	458.242,42	472.998,20	505.732,95	518.328,22	602.984,83	683.027,22			
PÉRDIDAS DEL SISTEMA	49.344,39	48.578,29	58.559,38	59.056,06	65.375,01	48.598,02	43.860,99			
Pérdidas Técnicas	34.248,15	36.992,41	37.775,08	38.732,86	38.710,89	41.360,35	42.032,24			
Pérdidas No técnicas	15.096,23	11.585,88	20.784,31	20.323,19	26.664,13	7.237,67	1.828,75			
% Pérdidas Totales	7,81%	7,23%	9,24%	8,89%	9,44%	6,75%	6,02%			
% Pérdidas Técnicas	5,42%	5,51%	5,96%	5,83%	5,59%	5,74%	5,77%			
% Pérdidas No Técnicas	2,39%	1,72%	3,28%	3,06%	3,85%	1,01%	0,26%			



En los últimos 10 años este indicador ha sido muy inferior al promedio de las empresas distribuidoras del país, comparable solamente con los de otras empresas de Sudamérica con similares características técnicas y comerciales. En el cuadro N° V.3.1 se muestra la evolución de este indicador dentro del contexto de nuestro país.

CUADRO N° V.3.1 - PÉRDIDAS DE ENERGÍA

AÑO	CENTROSUR	NACIONAL
2000	9,49	21,99
2001	10,20	22,61
2002	10,67	23,02
2003	9,40	23,46
2004	8,65	23,86
2005	9,48	23,87
2006	8,89	23,39
2007	9,44	21,07
2008	6,75	19,83
2009	6,02	17,52

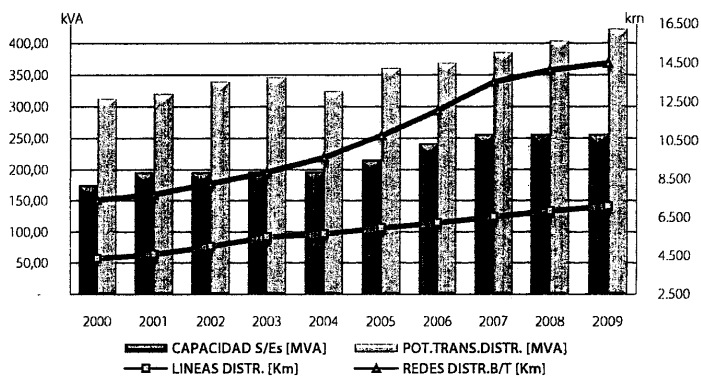


V.4 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Al 31 de diciembre de 2009 el sistema de distribución de la Empresa contaba con una capacidad de transformación instalada en subestaciones de 256 MVA, 273 km de líneas de subtransmisión, 422,12 MVA instalados en 14.614 transformadores de distribución. En redes primarias de distribución en media tensión se cuenta con 7.067 km de línea, en tanto que en redes secundarias de baja tensión se ha llegado a 14.485 km incluyendo acometidas; en alumbrado público se tiene instaladas 73.552 luminarias con una potencia de 12,04 MW. En el cuadro N° V.4 se presenta un resumen de dicha información.

CUADRO N° V.4 - EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO (TOTAL DEL SISTEMA)

AÑO	Capacidad Instalada en S/Es de Distribución	Longitud de Líneas de Subtransmisión	Potencia Transformadores Distribución	Número Transformadores Distribución	Longitud Líneas Distribución M/T	Longitud Líneas Distribución B/T	Potencia Alumbrado Público	Número Luminarias A/P Instaladas
	MVA	km	MVA	U	km	km	KW	U
2000	174,30	256,00	312,38	9.013	4.335	7.401	6.801	37.700
2001	195,00	256,00	319,85	9.372	4.555	7.693	6.923	38.874
2002	195,00	322,94	338,94	10.179	4.973	8.260	7.243	41.575
2003	195,63	322,94	345,49	10.733	5.465	8.856	8.137	46.334
2004	195,63	340,06	323,66	10.503	5.629	9.614	8.602	50.236
2005	215,13	273,81	360,43	11.275	5.942	10.768	8.949	53.145
2006	241,00	273,81	368,54	12.248	6.200	12.060	9.004	54.751
2007	256,00	273,81	385,06	13.092	6.514	13.507	9.646	59.489
2008	256,00	273,81	403,69	13.895	6.813	14.119	10.902	67.444
2009	256,00	273,81	422,12	14.614	7.067	14.485	12.035	73.552



Cabe anotar que toda esta información ha sido obtenida de los reportes de la base de datos del Sistema GIS, que al 31 de diciembre contaba con información actualizada de todos los alimentadores del sistema eléctrico de la Empresa.

V.5 CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

V.5.1 Calidad del Producto

Desde el año 2003, la CENTROSUR viene dando cumplimiento a la Regulación emitida por el CONELEC sobre la calidad de servicio (Calidad del Producto), siendo uno de los temas en los que más énfasis se ha puesto, debido a que la calidad del producto ha adquirido fundamental importancia durante los últimos años, dada su directa influencia en todas las actividades cotidianas y productivas.

A través de un contrato de servicios, en el año 2009 se han efectuado 36 mediciones en subestaciones; 265 en transformadores de distribución, utilizando equipos NEXUS, TOPAS - 1000 y FLUKE 1744; 795 mediciones en usuarios de media tensión a través de medidores con perfil de carga y 444 mediciones a usuarios finales, utilizando equipos MEMOBOX 300 y MEMOBOX SMART; dando un total de 1.540 mediciones.

Como se puede observar en el cuadro N° V.5.1, de las mediciones realizadas, un alto porcentaje cumplen con los parámetros establecidos en la regulación, por lo que consideramos que la Empresa brinda el servicio de electricidad en condiciones aceptables, a excepción del factor de potencia (FP) en usuarios de media tensión, en los que la carga interna instalada repercute en el bajo factor de potencia. Además en el reporte de incumplimientos de las mediciones de usuarios finales, el flicker, es un problema que se presenta frecuentemente, si bien la regulación no lo contempla, la Empresa está tomando las acciones con el fin de mitigar el mismo.

Con la finalidad de dar soluciones a los inconvenientes detectados en los monitoreos, las áreas involucradas son notificadas de las mediciones que incumplen con la regulación, para que ejecuten acciones correctivas.

CUADRO V.6.1 - MEDICIONES DE CALIDAD DE PRODUCTO Y CUMPLIMIENTOS CON LA REGULACIÓN CONELEC 004-01 (AÑO 2009)

ITEM	Subestaciones				TRANSFORMADORES				Usuarios Media Tensión				Usuarios Finales			
	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO	SI	NO
ENERO	3	0	3	19	0	19	0	19	0	27	41	68	26	1	27	0
FEBRERO	3	0	3	20	0	19	1	20	0	28	40	68	30	0	30	0
MARZO	3	0	3	20	0	20	0	20	0	28	41	69	35	0	35	0
ABRIL	3	0	3	24	0	24	0	24	0	31	39	70	32	1	33	0
MAYO	3	0	3	24	0	23	1	24	0	21	48	69	36	0	36	0
JUNIO	3	0	3	24	0	24	0	24	0	27	44	71	30	0	30	0
JULIO	3	0	3	24	0	24	0	24	0	24	48	72	37	0	37	0
AGOSTO	3	0	3	23	1	23	1	23	1	30	43	73	55	3	58	0
SEPTIEMBRE	3	0	3	21	0	21	0	21	0	32	41	73	36	0	36	0
OCTUBRE	3	0	3	24	0	22	2	24	0	28	46	74	58	1	59	0
NOVIEMBRE	3	0	3	20	1	18	3	21	0	19	31	50	33	0	33	0
DICIEMBRE	3	0	3	20	0	18	2	20	0	15	23	38	30	0	30	0
TOTAL	36	0	36	263	2	255	10	264	1	310	485	795	438	6	444	0
% Cumplimiento	100,0%			99,2%		96,2%		99,6%		99,0%	39,0%				98,6%	

V.5.2 Calidad del Servicio Técnico

La regulación CONELEC 004/01 establece los márgenes máximos permitidos para el Tiempo Medio de Interrupción (TTIK) y la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) en los sistemas eléctricos de distribución. Los gráficos V.5.2.1 y V.5.2.2 muestran el comportamiento de los

indicadores, así como los valores acumulados para el último año y su comparación con los obtenidos en años anteriores, de donde podemos resaltar que el TTIK a diciembre de 2009 fue 11,9675 y el FMIK fue 9,3981.

Durante el 2009 se presentaron varios eventos de falla en la línea de subtransmisión y en la subestación de propiedad del transmisor, mismas que provocaron desconexiones del sistema de distribución de la CENTROSUR.

Así tenemos que el día martes 9 de junio por solicitud de CELEC – TRANSELECTRIC se efectúa la consignación de las subestaciones 7, 14, 15, 18, 21, 22 y 23 que comprometen la desconexión de 21 alimentadores de media tensión, desde las 00H30 hasta las 05h30, por un tiempo aproximado de cuatro horas, con el fin de corregir puntos calientes en la S/E Cuenca.

El día martes 7 de julio, a las 22H40 se produce la desconexión de todos los alimentadores de la S/E 21, la misma se prolonga hasta el día miércoles 8 de julio hasta las 08H40, interrupción que se origina en un puente flojo ubicado en la estructura número 27 de la Línea de subtransmisión S/E15 - DIMS. Esta desconexión origina la suspensión de servicio de los alimentadores de la S/E 22, el día 8 de julio, desde las 00H20 hasta las 08H34; y, de los alimentadores de la S/E 23, desde las 06H58 hasta las 08H34.

El día miércoles 2 de septiembre, se produce la desconexión de todo el sistema de la CENTROSUR, originado en una maniobra de transferencia en la S/E Cuenca. Este evento ocasiona la desconexión de todos los alimentadores del sistema de la CENTROSUR, por un tiempo aproximado de 00H45.

La Empresa ha realizado gestiones ante el ente regulador, para que estas suspensiones sean analizadas y calificadas como atribuibles al transmisor y no a la distribuidora, situación que ha incidido negativamente en los indicadores de tiempo medio y frecuencia media de interrupción del pasado año.

Gráfico N° V.5.2.1

Tiempo Medio de Interrupción (TTIK) - Año 2009

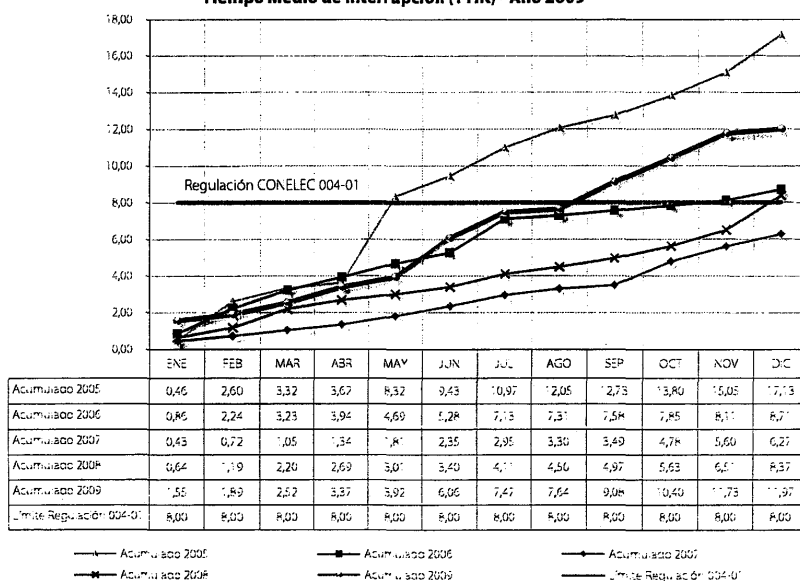
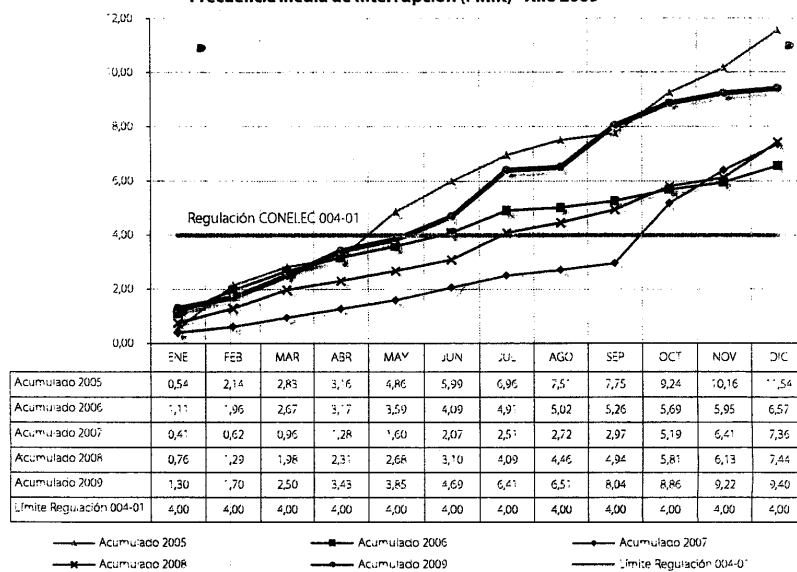


Gráfico N° V.5.2.2

Frecuencia Media de Interrupción (FMIK) - Año 2009



**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009**

CAPÍTULO VI

SITUACION ECONÓMICO - FINANCIERA

VI. SITUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA

VI.1 INGRESOS

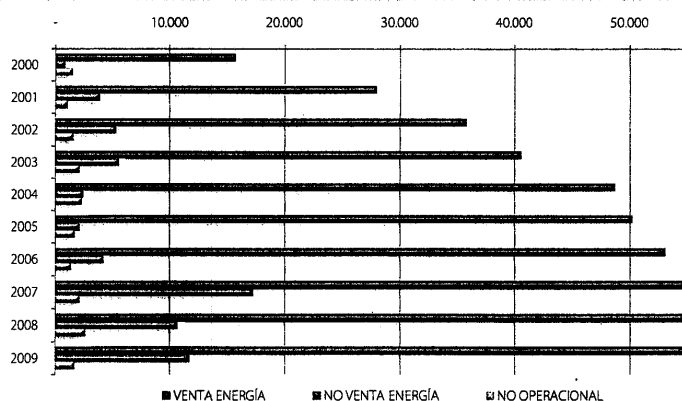
Los ingresos totales presentados en el cuadro N°VI.1, se han dividido en ingresos de explotación e ingresos ajenos a la explotación o no operacionales.

Los ingresos de explotación, incluyen los provenientes a los de venta de energía, que corresponden a los valores facturados a los clientes por el suministro de energía, en aplicación de los cargos tarifarios dispuestos por el CONELEC; y los de no venta de energía, que corresponden a los provenientes por subsidios del Estado, servicio de peajes, derechos de distribución, gestión de cobro, contribuciones, etc.

Los ingresos no operacionales, consideran todos aquellos que no corresponden al negocio eléctrico, tales como intereses percibidos, multas a contratistas y daños a propiedades.

CUADRO N° VI.1 - INGRESOS TOTALES (MII \$)

AÑO	EXPLOTACIÓN			TOTAL	NO OPERACIONAL	TOTALES	VARIACIÓN ANUAL
	Venta Energía	No Venta Energía	Telecomunicaciones				
2000	15.701,38	880,56		16.581,94	1.582,59	18.164,53	-33,56%
2001	28.023,22	3.906,22		31.929,43	1.081,38	33.010,81	81,73%
2002	35.726,44	5.347,91		41.074,35	1.609,11	42.683,46	29,30%
2003	40.605,01	5.590,93		46.195,94	2.175,09	48.371,04	13,33%
2004	48.734,46	2.490,68		51.225,14	2.358,44	53.583,58	10,78%
2005	50.212,06	2.185,82		52.397,88	1.726,20	54.124,08	1,01%
2006	53.039,79	4.240,36		57.280,32	1.402,67	58.682,99	8,42%
2007	54.857,41	17.205,35		72.062,76	2.118,26	74.181,03	26,41%
2008	58.906,22	10.653,87	7,51	69.567,60	2.652,08	72.219,67	-2,64%
2009	59.942,90	11.700,38	378,01	72.021,29	1.686,21	73.707,50	2,06%
Variación 09-08	1,76%	9,82%	4936,76%	3,53%	-36,42%	2,06%	
PORCENT	81,33%	15,87%	0,51%	97,71%	2,29%	100,00%	



En el año 2009, los ingresos totales de la CENTROSUR sumaron \$73'707.502, de los cuales el 97,71% (\$72'021.289) corresponden a explotación y el 2,29% (\$1'686.213) a los ingresos no operacionales; ingresos totales que muestran un incremento del 2,06% con relación al año 2008.

Dentro de los ingresos de explotación, el rubro más representativo fue el de venta de energía por \$59'942.902, con un incremento del 1,76% respecto al año 2008; mientras que, los ingresos

que no son por venta de energía (\$11'700.379), registran un incremento en el orden del 9,82% con relación al año anterior. Cabe indicar que, en este último, se incluye la asignación por parte del Estado, correspondiente al déficit tarifario del año 2008 y al período enero – julio/2009. Los ingresos no operacionales (\$1'686.213), muestran un decremento 36,42% con relación al año anterior.

Adicionalmente, la CENTROSUR cuenta con la Concesión de Portador Regional de Datos y el Permiso de Prestación de Servicios de Valor Agregado, otorgados por el Consejo Nacional de Telecomunicaciones (CONATEL), los mismos que le han permitido brindar los servicios de transporte de datos y suministrar Internet de banda ancha en la región, registrando ingresos por \$378.009 que representan el 0,51%.

Por déficit tarifario 2009 se ha estimado un valor de \$ 8'411.469, que considera todas las liquidaciones realizadas por el CENACE en las transacciones dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, en aplicación del Mandato Constituyente N° 15, encontrándose un saldo pendiente de asignar por \$ 6'586.806.

La CENTROSUR ha recibido, a través del Ministerio de Finanzas, las siguientes asignaciones:

CUADRO N° VI.1.2 DÉFICIT TARIFARIO
Asignaciones por Déficit Tarifario

Año	Valor (\$)	Fecha de Recepción
2006	7.702.663,66	May-08
2008	974.284,98	Feb-09
2008	2.842.715,42	Feb-09
2008	734.730,57	Mar-09
2008	2.387.393,73	Abr-09
2009	230.210,91	Sep-09
2009	230.210,91	Sep-09
2009	406.665,05	Nov-09
2009	957.576,13	Dic-09

VI.2 COSTOS Y GASTOS

Los Costos y Gastos Totales, cuadro N° VI.2.1, se dividen en: gastos de explotación (que consideran la compra de energía), depreciación, operación y mantenimiento, otros gastos necesarios para la explotación y operación del sistema eléctrico de la Empresa; y los no operacionales conformados por: gastos no deducibles, gastos no respaldados en facturas, retenciones asumidas por la Empresa, gastos de ejercicios anteriores, entre otros.

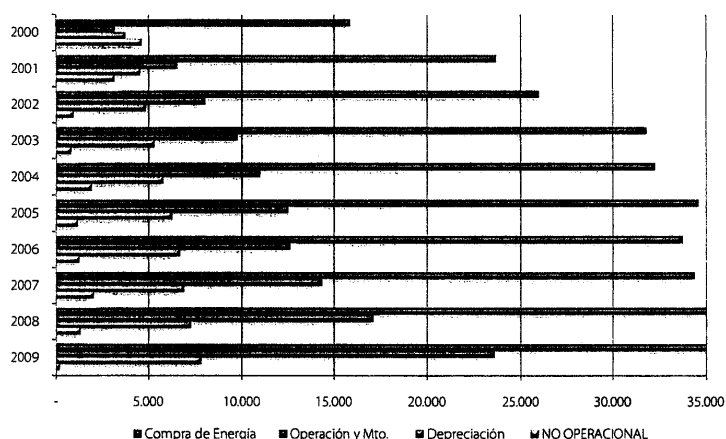
En el año 2009, los costos y gastos totales sumaron \$73'068.128, de los cuales el 99,74% (\$72'878.065) corresponden a gastos de explotación y el 0,26% (190.063) restante, a los no operacionales; valor total que refleja un incremento del 19,77% (\$12'063.637) con relación al año 2008.

Dentro de los costos de explotación, el costo de compra de energía, que considera los valores pagados por las transacciones dentro del Mercado Eléctrico Mayorista y los cancelados al Consejo Provincial de Morona Santiago (energía entregada para el servicio del cantón Tiwintza), representa el 56,59% (\$41'351.610), registra un incremento del 17,81% (\$6'252.452) con relación al año 2008; variación que se debe, en primer lugar, al incremento del consumo de energía de los clientes regulados por la incorporación los consumidores ERCO y RIALTO; y en segundo lugar, a los altos costos de la energía por la reducción significativa de la producción hidroeléctrica y a los altos costos de importación de energía, registrados en los meses de noviembre y diciembre (período de crisis energética por la que atravesó el país). El gasto por

depreciación representa el 10,73% (\$7'840.719) y registra un incremento del 7,68% (\$559.132) respecto al año anterior.

CUADRO N° VI.2.1 - COSTOS Y GASTOS TOTALES (Mii \$)

AÑO	EXPLOTACIÓN				NO OPERACIONAL		TOTAL	TOTALES	Var. Anual %
	Compra de Energía	Telecomunicaciones	Operación y Mto.	Depreciación	Gastos Financieros	Otros No Operacional			
2000	15.922,45		3.198,28	3.764,02	433,01	4.195,57	4.628,58	27.513,33	20,50%
2001	23.689,70		6.542,26	4.542,32	342,53	2.845,55	3.188,08	37.962,36	37,98%
2002	26.029,46		8.027,24	4.849,85	51,18	869,54	920,72	39.827,28	4,91%
2003	31.804,49		9.736,62	5.306,79	115,81	675,47	791,29	47.639,19	19,61%
2004	32.249,11		10.985,47	5.775,62	360,39	1.546,99	1.907,38	50.917,57	6,88%
2005	34.591,62		12.515,35	6.238,58	152,96	998,05	1.151,02	54.496,58	7,03%
2006	33.722,96		12.639,88	6.687,11	74,61	1.171,81	1.246,42	54.296,38	-0,37%
2007	34.368,89		14.389,92	6.902,86	128,75	1.902,07	2.030,82	57.692,49	6,25%
2008	35.099,16	171,06	17.167,25	7.281,59	88,79	1.196,64	1.285,44	61.004,49	5,74%
2009	41.351,61	113,87	23.571,87	7.840,72	-	190,06	190,06	73.068,13	19,77%
Var. 09-08	17,81%	-33,44%	37,31%	7,68%	-100,00%	-84,12%	-85,21%	19,77%	
PORCENT	56,59%	0,16%	32,26%	10,73%	99,74%	0,00%	0,26%	100,00%	



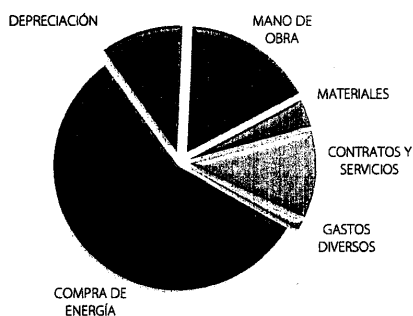
Los costos de operación y mantenimiento representan el 32,26% (\$23'571.870), con un aumento del 37,86% (\$6'473.459) respecto al 2008, el mismo que se explica por el incremento en los costos por mano de obra, servicios relacionados con el personal, personal contratado eventual, costos por telecomunicaciones, costos de mantenimiento, contratación de servicios de lectura, recaudación y cortes, arriendos de equipos informáticos, seguros, servicios de sistemas y software, entre otros.

Los gastos no operacionales representan el 0,26% (\$190.063) del total y registran una disminución del 85,21% (\$1'095.373) con relación al año 2008, debido a la disminución de los gastos no deducibles, tales como gastos no respaldados en facturas, gastos de ejercicios anteriores, entre otros.

En el cuadro N° VI.2.2, se muestra la composición del gasto, detallada en base a sus principales conceptos, donde el costo de mano de obra, incluyendo las reservas de ley, representa el 16,50% (\$12'059.230) del total de gastos de la Empresa y registra un incremento del 38,14% con respecto al año 2008.

CUADRO N° VI.2.2. COMPOSICIÓN DEL GASTO - AÑO 2009

Concepto de Gasto	Año 2008		Año 2009	
	US\$	%	US\$	%
COMPRA DE ENERGÍA	35.099.158	57,54%	41.351.610	56,59%
DEPRECIACION	7.281.587	11,94%	7.840.719	10,73%
MANO DE OBRA	8.729.588	14,31%	12.059.230	16,50%
MATERIALES	2.108.256	3,46%	2.583.312	3,54%
CONTRATOS Y SERVICIOS	5.113.303	8,38%	8.326.170	11,40%
GASTOS DIVERSOS	2.672.598	4,38%	907.087	1,24%
TOTALES	61.004.491	100%	73.068.128	100%



VI.3 RESULTADOS DEL PERÍODO

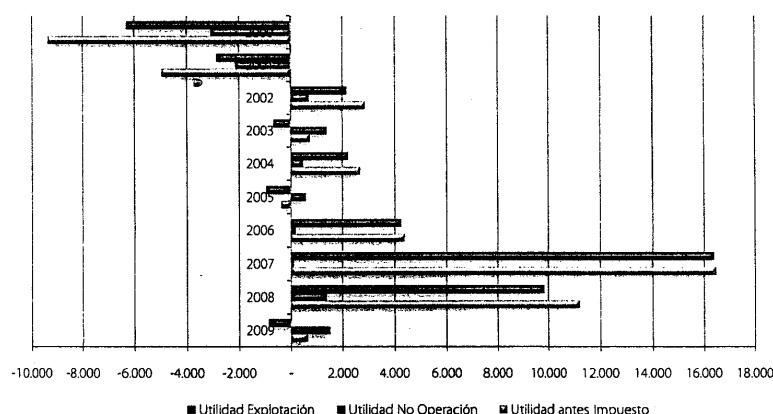
En el Cuadro N° VI.3.1, se observa que la Empresa obtuvo en el año 2009 una utilidad antes de impuestos de \$639.374 inferior en \$10'575.810 a la alcanzada en el año 2008.

Al relacionar los ingresos y gastos de explotación, la Empresa obtuvo una pérdida de explotación por \$856.776.

Relacionando los ingresos y gastos no operacionales, se deduce que la Empresa obtuvo una utilidad no operacional de \$1'496.149, superior en \$129.509 a la del año 2008.

CUADRO N° VI.3.1 - ESTADO DE RESULTADOS ANUAL (Mii \$)

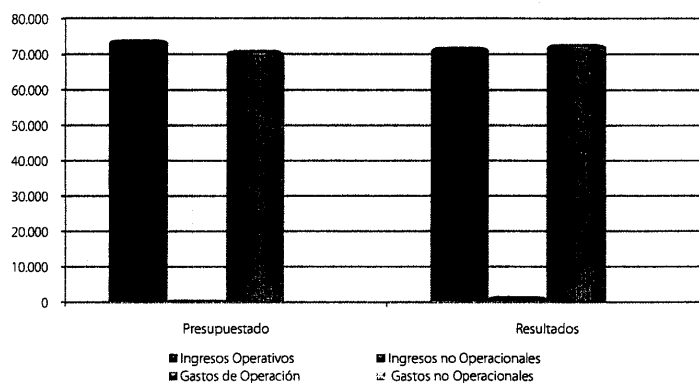
AÑO	Ingresos Explotación	Gastos Explotación	Utilidad Explotación	Ingresos No Operación	Gastos No Operación	Utilidad No Operación	Utilidad antes Impuesto
2000	16.581,94	22.884,75	-6.302,81	1.582,59	4.628,58	-3.045,98	-9.348,80
2001	31.929,43	34.774,28	-2.844,84	1.081,38	3.188,08	-2.106,70	-4.951,54
2002	41.074,35	38.906,56	2.167,80	1.609,11	920,72	688,39	2.856,19
2003	46.195,94	46.847,90	-651,96	2.175,09	791,29	1.383,81	731,85
2004	51.225,14	49.010,20	2.214,95	2.358,44	1.907,38	451,06	2.666,01
2005	52.397,88	53.345,56	-947,68	1.726,20	1.151,02	575,18	-372,49
2006	57.280,15	53.049,95	4.230,20	1.402,67	1.246,42	156,25	4.386,45
2007	72.062,76	55.661,67	16.401,09	2.118,26	2.030,82	87,45	16.488,54
2008	69.567,60	59.719,05	9.848,54	2.652,08	1.285,44	1.366,64	11.215,18
2009	72.021,29	72.878,07	-856,78	1.686,21	190,06	1.496,15	639,37
Variación 09-08	3,53%	22,03%	-108,70%	-36,42%	-85,21%	9,48%	



El gasto total supera a lo presupuestado en un 2,58%, dentro del cual, el costo de compra de energía fue inferior en el 0,81%; los gastos asociados a operación y mantenimiento que consideran mano de obra, costo de materiales, contratación de servicios de lectura, recaudación y arriendo de vehículos, fueron superiores al presupuesto en 8,89%.

CUADRO N° VI.3.2 COMPARACION DE PRESUPUESTO vs. RESULTADOS

Concepto	Presupuesto	Resultados	Variación	
	2009	2009	US\$	%
INGRESOS				
Venta de Energía	59.878.204	59.942.902	64.698	0,11%
No Venta de Energía	14.223.886	12.078.387	-2.145.499	-15,08%
Ingresos de Explotación	74.102.090	72.021.289	-2.080.801	-2,81%
Ingresos no Operacionales	765.250	1.686.213	920.963	120,35%
INGRESOS TOTALES	74.867.340	73.707.502	-1.159.838	-1,55%
GASTOS				
Compra de Energía	41.687.941	41.351.610	-336.330	-0,81%
Depreciación	7.750.000	7.840.719	90.719	1,17%
Operación y Mantenimiento	21.751.376	23.685.736	1.934.360	8,89%
Gastos de Explotación	71.189.316	72.878.065	1.688.749	2,37%
Gastos no Operacionales	38.000	190.063	152.063	400,17%
GASTOS TOTALES	71.227.316	73.068.128	1.840.812	2,58%
Utilidad Antes de Impuesto	3.640.024	639.374	-3.000.650	-82,43%



VI.4 BALANCE CONDENSADO

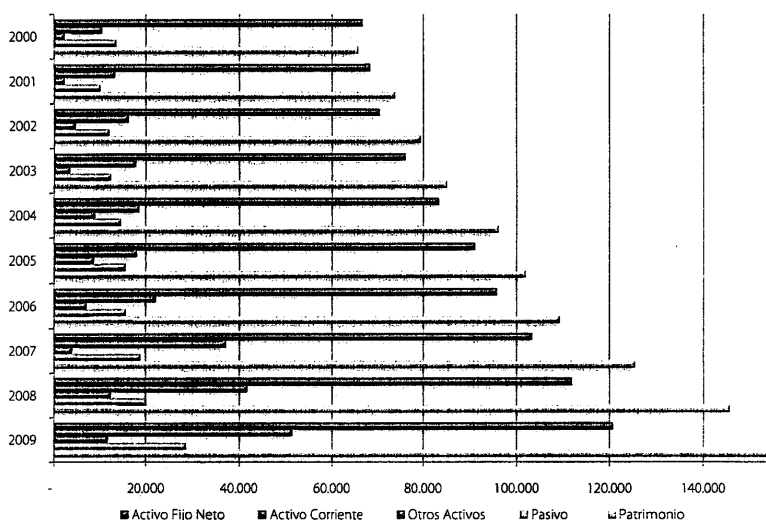
El activo total a diciembre 2009 suma \$183'548.611, con un incremento del 10,73% con respecto al 2008. El activo fijo neto representa el 65,72% (\$120'634.412) del total de activos, con un crecimiento del 7,88%; el activo conformado por disponible, exigible y realizable, representa el 27,95% (\$51'302.295), con un incremento del 23,06%; los otros activos, representan el 6,33% (\$11'611.905) y registran una disminución del 5,16%.

El pasivo total a diciembre 2009 suma \$28'666.546, con incremento del 41,92% con respecto al 2008. Las deudas de corto plazo (pasivo corriente) representan el 60,70% (\$17'399.342) del pasivo total y resultan superiores en un 107,46% a las del 2008, los otros pasivos, conformados por los pasivos de largo plazo y diferido, representan el 39,30% (\$11'267.204) del pasivo total y muestran un decremento del 4,61% con respecto al 2008.

El patrimonio de los accionistas, al 31 de diciembre de 2009, alcanza la suma de \$154'882.065, superior en el 6,41% al de diciembre de 2008. Con estos resultados, la posición financiera de la Empresa indica que el 84,38% de sus activos han sido financiados por los Accionistas y el 15,62% por terceros.

CUADRO N° VI.4.1 - BALANCE GENERAL A FIN DE AÑO (MII \$)

AÑO	ACTIVOS					PATRIMONIO Y PASIVO				
	Activo Fijo Neto	Disponible	Exigible	Realizable	Otros Activos	TOTAL	Patrimonio	Pasivos Corrientes	Otros Pasivos	TOTAL
2000	66.687	1.581	4.838	3.912	2.262	79.279	65.783	12.824	673	79.279
2001	68.337	5.411	3.861	3.851	2.288	83.748	73.788	7.592	2.368	83.748
2002	70.524	2.494	7.088	6.469	4.605	91.180	79.325	8.234	3.621	91.180
2003	76.052	4.718	7.030	5.961	3.508	97.268	84.965	9.547	2.756	97.268
2004	83.351	4.835	7.396	6.248	8.756	110.585	96.078	11.979	2.528	110.585
2005	91.042	5.177	5.947	6.782	8.618	117.566	101.999	10.831	4.736	117.566
2006	95.882	8.578	6.139	7.311	6.966	124.876	109.185	6.641	9.050	124.876
2007	103.277	21.991	8.192	6.916	3.851	144.227	125.440	7.626	11.161	144.227
2008	111.826	23.776	5.764	12.147	12.244	165.757	145.559	8.387	11.812	165.757
2009	120.634	27.862	4.544	18.896	11.612	183.549	154.882	17.399	11.267	183.549
Var. 09-08	7,88%	17,18%	-21,16%	55,56%	-5,16%	10,73%	6,41%	107,46%	-4,61%	10,73%
Participación	65,72%	15,18%	2,48%	10,29%	6,33%	100,00%	84,38%	9,48%	6,14%	100,00%



VI.5 INGRESOS Y COSTO MEDIO DEL kWh A NIVEL DE CLIENTE FINAL

El costo medio del kWh comprado, en el año 2009, para atender la demanda de los clientes regulados fue de 5,69 ¢/kWh, superior en 12,35% al del año 2008. Por efecto de las pérdidas de energía, técnicas y comerciales, el costo se incrementa a 6,07 ¢/kWh; con la adición del costo unitario por depreciación de 1,15 ¢/kWh, se tiene un costo acumulado de 7,22 ¢/kWh, valor que cubre el costo de reposición de los equipos y el de compra de energía a nivel de cliente final, conjunto que representa el 66,59% del costo medio.

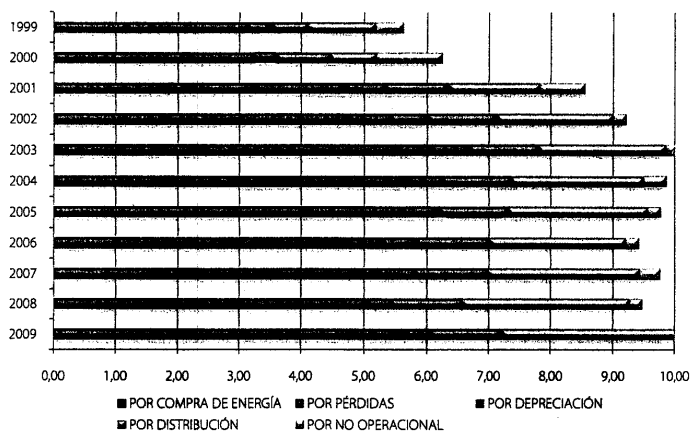
Los costos de distribución, que incluyen mano de obra, materiales, repuestos y los demás gastos de operación y mantenimiento, llegaron a 3,45 ¢/kWh, representando el 32,78% del costo medio; habiéndose incrementado en un 28,30% con respecto a lo registrado en el año 2008.

Los gastos no operacionales, 0,03 ¢/kWh, representan el 0,62% del costo medio, disminuyendo un 86,05% con respecto a los registrados en el año anterior.

Sumados los componentes, detallados anteriormente, dan como resultado un costo medio del kWh, a nivel de cliente final de 10,70 ¢/kWh, valor que comparado con el registrado en el año 2008, es superior en 13,03%.

CUADRO N° VI.5.1 - COSTO MEDIO (¢/kWh)

AÑO	POR COMPRA DE ENERGÍA	POR PÉRDIDAS	POR DEPRECIACIÓN	POR DISTRIBUCIÓN	POR NO OPERACIONAL	COSTO MEDIO FINAL
1999	3,14	0,39	0,60	1,06	0,44	5,63
2000	3,24	0,37	0,86	0,73	1,05	6,25
2001	4,73	0,61	1,02	1,47	0,72	8,55
2002	5,42	0,60	1,12	1,86	0,21	9,22
2003	6,06	0,63	1,12	2,05	0,17	10,02
2004	5,71	0,54	1,12	2,13	0,37	9,87
2005	5,62	0,59	1,12	2,25	0,21	9,78
2006	5,31	0,54	1,16	2,19	0,22	9,42
2007	5,24	0,58	1,17	2,44	0,34	9,77
2008	5,06	0,38	1,13	2,69	0,20	9,46
2009	5,69	0,38	1,15	3,45	0,03	10,70
Var. 09-08	12,35%	0,06%	1,62%	28,30%	-86,05%	13,03%



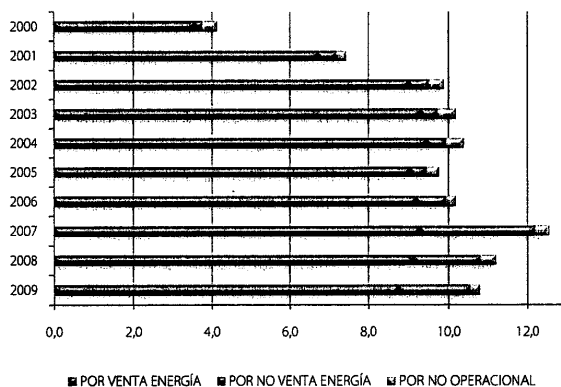
El cuadro N° VI.5.2, resume el comportamiento del ingreso medio alcanzado por la Empresa en el período 2000-2009.

El ingreso medio por venta de energía fue de 8,78 ¢/kWh, registrando una disminución del 3,97%; el ingreso medio de explotación que no es por venta de energía fue de 1,77 ¢/kWh, registrando un incremento del 6,91%, el ingreso medio no operacional llegó a 0,25 ¢/kWh registrando una disminución del 40,00%; con lo que el ingreso medio total llegó a 10,79 ¢/kWh, inferior en el 3,68% al del año 2008.

Al comparar el ingreso medio (10,79 ¢/kWh) con el costo medio (10,70 ¢/kWh), se obtiene una utilidad de 0,09 ¢/kWh, valor que explica los resultados positivos alcanzados por la Empresa. El cuadro N° V.5.2, resume el comportamiento del ingreso medio alcanzado por la Empresa durante el año 2009.

CUADRO N° VI.5.2 - INGRESO MEDIO (US¢/kWh)

AÑO	POR VENTA ENERGÍA	POR NO VENTA ENERGÍA	POR NO OPERACIONAL	INGRESO MEDIO TOTAL
2000	3,57	0,20	0,36	4,13
2001	6,72	0,47	0,24	7,44
2002	9,01	0,50	0,37	9,88
2003	9,33	0,38	0,46	10,18
2004	9,44	0,48	0,46	10,38
2005	9,05	0,39	0,31	9,76
2006	9,20	0,74	0,24	10,18
2007	9,29	2,91	0,36	12,56
2008	9,14	1,65	0,41	11,20
2009	8,78	1,77	0,25	10,79
Variación 09-08	-3,97%	6,91%	-40,00%	-3,68%



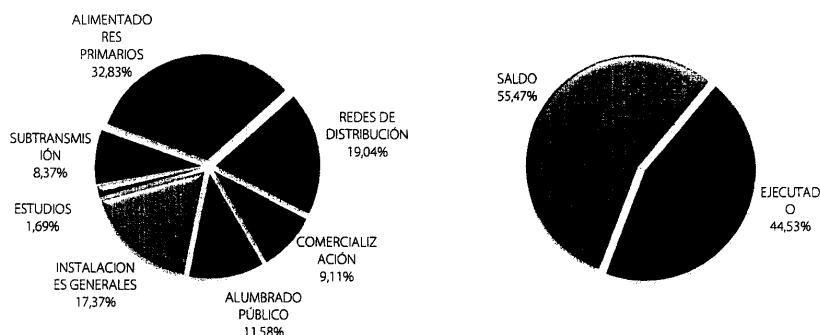
VI.6 LIQUIDACIÓN PRESUPUESTO DE INVERSIONES

Mediante resolución N° 1189-3621, en sesión efectuada el 21 de septiembre de 2009, la Junta General de Accionistas de la Compañía, aprobó la Reforma del Presupuesto de Inversiones y Explotación para el año 2009. A diciembre de 2009 se ejecutaron proyectos que demandaron una inversión de \$19'549.124, de los cuales \$608.290 corresponden a subestaciones, \$1'027.934 a subtransmisión, \$6'418.496 a alimentadores primarios, \$3'721.717 a redes de distribución, \$1'781.661 a comercialización, \$2'264.579 a alumbrado público, \$3'395.903 a instalaciones generales y \$330.513 a estudios.

El Cuadro N° VI.6.1 resume la liquidación del presupuesto de inversiones acumulado a diciembre de 2009., observándose que se ha ejecutado el 44,53% de lo presupuestado, faltando por realizarse el 55,47%.

CUADRO N° VI.6.1 LIQUIDACIÓN PRESUPUESTARIA - AÑO 2009 (US\$)

ETAPA	REFORMA AÑO 2009	LIQUIDADO A DICIEMBRE/200	SALDO	% EJECUTADO	% SALDO
SUBESTACIONES	909.882	608.290	301.592	66,85%	33,15%
SUBTRANSMISIÓN	2.182.526	1.027.934	1.154.592	47,10%	52,90%
ALIMENTADORES PRIMARIOS	13.817.110	6.418.496	7.398.614	46,45%	53,55%
REDES DE DISTRIBUCIÓN	8.465.970	3.721.717	4.744.253	43,96%	56,04%
COMERCIALIZACIÓN	1.063.837	1.781.691	-717.854	167,48%	-67,48%
ALUMBRADO PÚBLICO	3.735.736	2.264.579	1.471.157	60,62%	39,38%
INSTALACIONES GENERALES	12.122.787	3.395.903	8.726.884	28,01%	71,99%
ESTUDIOS	1.598.919	330.513	1.268.406	20,67%	79,33%
TOTAL PRESUPUESTO	43.896.767	19.549.124	24.347.643	44,53%	55,47%



VI.7 INDICADORES FINANCIEROS

En el Cuadro N° VI.7.1, se presenta el cálculo de los índices de gestión financiera de la Empresa para el período 2005 - 2009 y su variación porcentual registrada en el último año, mismos que se evalúan en función de los Balances Contables.

Indicadores de Liquidez

- Analizando la razón circulante se puede observar que al 31 de diciembre de 2009, para cubrir cada dólar de sus obligaciones con vencimiento a corto plazo, la Empresa cuenta con 3,42 dólares, presentando una disminución del 46,27% respecto a lo que la Empresa tenía en el 2008; debe agregarse que en la evaluación de este índice se incluye cuentas por pagar por compra de energía; y, considera activos como los inventarios que son recursos monetarios de moderada liquidez, sobre todo considerando que las existencias en las bodegas se destinan sustancialmente a la construcción de obras nuevas, mantenimiento de las existentes y no para la venta.

CUADRO N° VI.7.1 - INDICADORES FINANCIEROS

INDICADORES DE LIQUIDEZ		2005	2006	2007	2008	2009	Var. 09-08	
1	Razón circulante $LI = (Disponible + Exigible + Realizable) / Pasivo Corriente$	Veces	2,43	3,32	4,86	6,36	3,42	-46,27%
2	Prueba Ácida (Solvencia Financiera) $SF = (Disponible + E exigible) / Pasivo Corriente$	Veces	1,51	2,22	3,96	4,92	2,33	-52,53%
3	Liquidez Financiera Inmediata $LF = Disponibilidades / Pasivo Corriente$	Veces	0,70	1,29	2,88	2,83	1,60	-43,52%
4	Periodo Promedio de Cobros $PPC = Cuentas por Cobrar Clientes * \#días / Ingresos por Venta de Energía$	Días	43	41	35	29	26	-10,54%
5	Capital de Trabajo $CT = (Disponible + Exigible + Realizable) - Pasivo Corriente$	Millón \$	10,54	15,39	29,47	44,98	42,09	-6,42%
6	Capital Promedio Invertido $CMI = [(Ac.Fijo + CT) + (Ac.Fijo + CT)-1]/2$	Millón \$	97,13	106,43	122,01	138,94	159,77	14,99%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO Y PROPIEDAD								
7	Factor de Endeudamiento $FE = Pasivo Total / Activo Total$	%	13,24%	12,57%	13,03%	12,19%	15,62%	28,17%
8	Concentración del Endeudamiento $CE = Pasivo Corriente / Pasivo Total$	%	47,30%	42,32%	40,59%	41,52%	60,70%	46,18%
9	Propiedad de los Accionistas $PA = Patrimonio / Activo Total$	%	86,76%	87,43%	86,97%	87,81%	84,38%	-3,91%
10	Capacidad de Pago de los Accionistas $PA = Patrimonio / Pasivo Total$	Veces	6,55	6,96	6,68	7,21	5,40	-25,03%
INDICADORES DE RENTABILIDAD								
11	Margen Bruto sobre Ventas $MBE = Superávit de Explotación / Ingresos de Explotación$	%	-1,81%	7,39%	22,76%	14,17%	-1,19%	-108,40%
12	Rentabilidad de la Explotación $RE = Superávit de Explotación / Capital Promedio Invertido$	%	-0,98%	3,97%	13,44%	7,09%	-0,54%	-107,56%
13	Margen de Beneficio $MB = Superávit Total del Ejercicio / Ingresos de Explotación$	%	-0,71%	7,66%	22,88%	16,13%	0,89%	-94,50%
14	Rentabilidad de Patrimonio $RP = Superávit Total del Ejercicio / Patrimonio$	%	-0,37%	4,02%	13,14%	7,71%	0,41%	-94,65%
15	Rentabilidad sobre Activos $RA = Superávit Total del Ejercicio / Activo Fijo Neto$	%	-0,41%	4,57%	15,97%	10,04%	0,53%	-94,72%

- El indicador de prueba ácida, muestra la capacidad financiera de la Empresa para hacer frente a sus obligaciones de corto plazo. Al finalizar el año 2009, se observa que por cada dólar adeudado con vencimiento a corto plazo (deuda que en ningún caso paga intereses), se cuenta con 2,33 dólares en activos de fácil liquidez (sin recurrir a los inventarios), es decir que con estos recursos se podría pagar el 100% de sus acreencias de corto plazo; especial mención merece el indicador de liquidez financiera inmediata que indica que la Empresa cuenta con 1,60 dólares en recursos en efectivo (caja y bancos) para el pago de sus obligaciones de corto plazo; analizando en conjunto los dos últimos indicadores y considerando que el índice de recaudación de la Empresa es cercano al 100%, se puede afirmar que la posición financiera de la Empresa frente a sus obligaciones con terceros es muy sólida.
- El período promedio de recuperación de las cuentas por cobrar ha disminuido año a año, de 43 días en el 2005 a 26 días en el 2009, mejorado este último en un 10,54% con respecto al año 2008.
- Durante el año 2009 el capital promedio invertido en la Empresa fue de 159,77 millones de dólares, superior en un 14,99% al del año 2008.

Indicadores de Endeudamiento y Propiedad

- El factor de endeudamiento, al terminar el año 2009, indica que el 15,62% de los activos de la Empresa son financiados por terceros y el 84,38% es de propiedad de los accionistas, mostrando que el crecimiento económico de la Empresa va de la mano de un incremento continuo del patrimonio de los accionistas.
- La concentración del endeudamiento indica que de la deuda que mantiene la Empresa al terminar el año 2009, el 60,70% es de obligación de pago en el corto plazo, sin embargo en consideración al tipo de pasivos mismos que no involucran el pago de intereses y que por otro lado dichas obligaciones están previstas para ser cubiertas dentro del presupuesto del

año 2010, este resultado no debe interpretarse como negativo, más aún si se consideran los indicadores de liquidez analizados anteriormente.

- La capacidad de pago de los accionistas, indica que los recursos invertidos por los dueños de la Empresa están en capacidad de afrontar hasta 5,40 veces las obligaciones adquiridas con terceros.

Indicadores de Rentabilidad

- Realizando un análisis sobre el negocio de la electricidad, se puede observar que luego de descontar los gastos de explotación de los ingresos de explotación, existió durante el 2009 un margen negativo del 1,19%.
- Considerando en forma conjunta la actividad del negocio eléctrico así como la actividad no operacional que desarrolla la empresa, se observa un margen positivo del 0,89%.
- El índice de rentabilidad sobre el patrimonio durante el año 2009 fue de 0,41% y el indicador de rentabilidad sobre los activos de 0,53%, mismos que deberían mantenerse a futuro, siempre y cuando el Estado cumpla con la asignación de los recursos por déficit tarifario, como lo ha hecho del año 2008.

**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009**

CAPÍTULO VII

LOS RECURSOS HUMANOS

VII. LOS RECURSOS HUMANOS

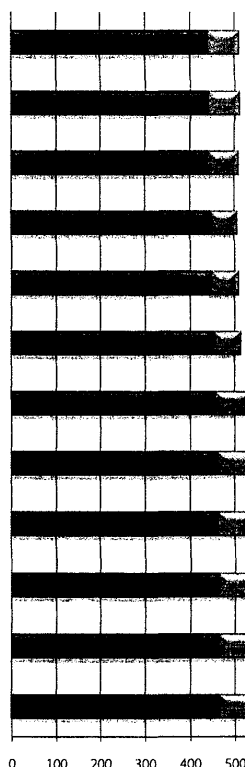
VII.1 NÚMERO DE TRABAJADORES

En cumplimiento de las políticas de los Organismos Superiores de la Compañía, se debe resaltar que durante el presente año, la Administración ha continuado en su empeño de optimizar al máximo el recurso humano. Al 31 de diciembre de 2009, la CENTROSUR contaba con 546 trabajadores, de los cuales 467 eran fijos y 79 eventuales, según el detalle ilustrado en el cuadro N° VII.1.1.

Durante el 2009, como producto del crecimiento de la Empresa, así como de la incursión en otras líneas de negocio, se crearon y consolidaron, en su orden, las direcciones de Nuevos Servicios y Negocios así como la de Telecomunicaciones, lo que ha significado un incremento en el número de trabajadores (45), de los cuales 14 prestan sus servicios en DNS y 23 en DITEL.

CUADRO N° VII.1.1 NÚMERO TOTAL DE TRABAJADORES A DICIEMBRE/2008

MES / CONCEP	DAF	DAJ	DICO	DIDIS	DIMS	DNS	DIPLA	DISI	DITEL	PREJE	TOTAL
ENE	5	1	16	15	15	1	2	1	10	5	71
FIJO	48	6	66	242	34	3	10	12	4	16	441
TOTAL	53	7	82	257	49	4	12	13	14	21	512
FEB	4	1	16	15	15	1	2	1	10	5	70
FIJO	49	6	66	242	34	1	10	12	5	16	441
TOTAL	53	7	82	257	49	2	12	13	15	21	511
MAR	3	1	16	15	14	1	2	1	10	6	69
FIJO	49	6	66	242	34	1	10	12	5	16	441
TOTAL	52	7	82	257	48	2	12	13	15	22	510
ABR	2	1	16	15	8	1	2	1	10	5	61
FIJO	50	6	66	240	39	1	10	12	5	17	446
TOTAL	52	7	82	255	47	2	12	13	15	22	507
MAY	1	1	15	15	7	0	3	1	10	8	61
FIJO	50	6	66	240	40	1	10	12	5	18	448
TOTAL	51	7	81	255	47	1	13	13	15	26	509
JUN	2	0	17	16	6	0	2	1	10	7	61
FIJO	50	6	62	244	41	8	11	9	6	17	454
TOTAL	52	6	79	260	47	8	13	10	16	24	515
JUL	1	1	20	20	10	4	2	2	11	8	79
FIJO	50	6	62	246	41	9	11	9	7	17	458
TOTAL	51	7	82	266	51	13	13	11	18	25	527
AGO	1	1	19	20	13	5	2	2	11	9	83
FIJO	50	6	64	246	41	8	11	9	10	17	462
TOTAL	51	7	83	266	54	13	13	11	21	26	545
SEP	1	1	18	20	9	8	1	2	12	7	79
FIJO	50	6	64	244	41	8	11	10	13	17	464
TOTAL	51	7	82	264	50	16	12	12	25	24	543
OCT	1	1	21	21	9	8	2	2	9	6	80
FIJO	50	6	67	242	41	7	11	9	13	17	463
TOTAL	51	7	88	263	50	15	13	11	22	23	543
NOV	2	0	22	22	9	8	2	3	7	6	81
FIJO	50	6	67	240	41	7	11	10	16	17	465
TOTAL	52	6	89	262	50	15	13	13	23	23	546
DIC	2	0	22	25	8	7	2	3	7	3	79
FIJO	49	6	67	240	43	7	11	10	16	18	467
TOTAL	51	6	89	265	51	14	13	13	23	21	546

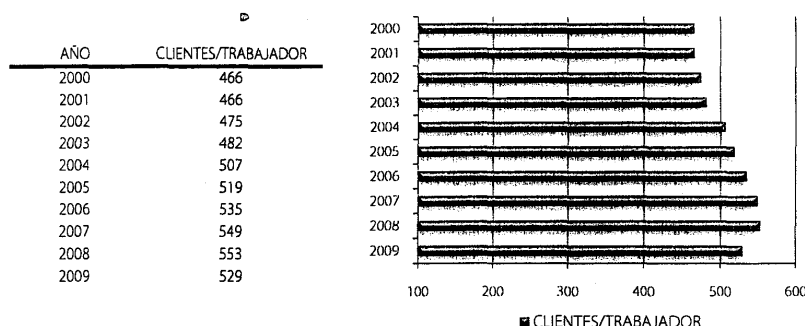


En los meses de agosto y septiembre se registra un incremento en el número de personal eventual, mismo que fuera contratado para reemplazo de personal fijo en uso de sus vacaciones. A partir del mes de abril se registra el ingreso de personal fijo, que en su mayoría venía prestando sus servicios a través de contratos temporales.

En el cuadro N° VII.1.2 se ilustra el comportamiento del índice Clientes Atendidos por Trabajador, mismo que para el año 2009 resultó en 529; cabe anotar que esa relación está

integrada por dos valores: clientes atendidos por trabajador para el servicio eléctrico (568) y clientes atendidos por trabajador para el servicio de telecomunicaciones (22).

CUADRO N° VII.2 – CLIENTES ATENDIDOS POR TRABAJADOR



VII.2 SEGURIDAD E HIGIENE INDUSTRIAL

Conscientes de la necesidad de contar con condiciones favorables para la ejecución de los trabajos, la sección de Seguridad e Higiene Industrial ha venido ejecutando el programa de inspecciones in situ a los grupos de trabajo. Estas visitas tienen por objeto determinar el grado de cumplimiento de las normas y disposiciones de seguridad, el estado general de herramientas y de equipos de seguridad, así como también identificar las necesidades de equipamiento o de renovación de los mismos.

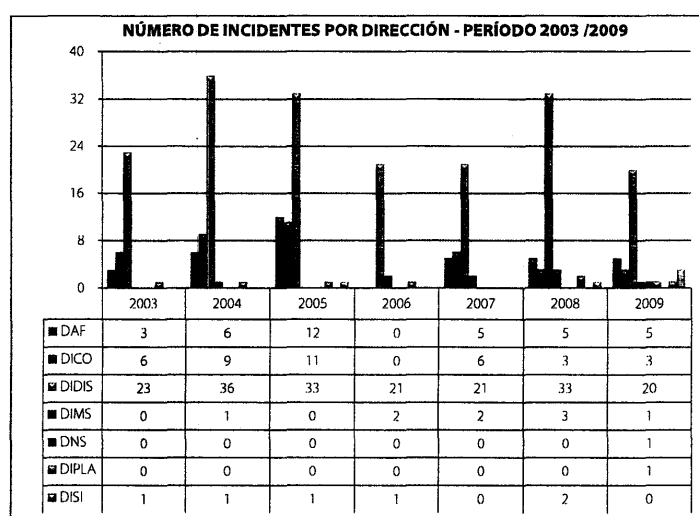
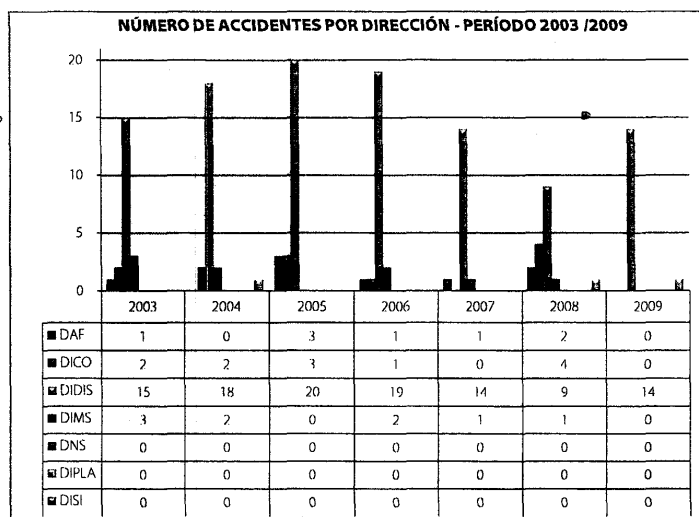
Durante el año 2009 se realizaron un total de 187 inspecciones a grupos de trabajo de las direcciones de Distribución, Comercialización, Administrativo-Financiero y Morona Santiago y Telecomunicaciones, según el detalle del cuadro N° VII.4.1; así también se inspeccionaron a contratistas que laboran para con Empresa, en 25 oportunidades, lo que nos da un total de 212 inspecciones.

Producto de la implantación de las políticas de Seguridad e Higiene Industrial, así como de una permanente capacitación sobre temas como "Uso Correcto de Herramientas Manuales", "Seguridad, Salud y Ambiente", "Ergonomía" y "Seguridad en Trabajos con Línea Energizada", se ha logrado disminuir los casos de incidentes y accidentes de los trabajadores de la Empresa, de acuerdo al detalle del cuadro N° VII.4.2. No obstante, en el mes de agosto, se dio un accidente fatal que cobró la vida de un trabajador de la Dirección de Distribución.

CUADRO N° VII.4.1 NÚMERO DE INSPECCIONES DE SEGURIDAD REALIZADAS - AÑO 2009

MES	DAF	DICO	DIDIS	DIMS	DTH	CONTRA-TISTAS	TOTAL	TOTAL / TRIMESTRE
ENERO	0	2	12	0	0	2	16	63
FEBRERO	3	0	15	0	0	1	19	
MARZO	0	0	9	11	0	8	28	
ABRIL	2	0	9	0	0	1	12	65
MAYO	0	0	17	0	1	4	22	
JUNIO	0	0	15	12	0	4	31	
JULIO	1	0	16	0	1	1	19	50
AGOSTO	0	0	10	0	0	1	11	
SEPTIEMBRE	0	0	18	0	1	1	20	
OCTUBRE	0	1	6	6	0	1	14	34
NOVIEMBRE	0	0	11	0	0	1	12	
DICIEMBRE	0	0	8	0	0	0	8	
TOTAL	13	2	146	29	3	25	212	

CUADRO N° VII.4.2 ACCIDENTES E INCIDENTES



**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009**

CAPÍTULO VII

**SISTEMA DE EVALUACIÓN
DEL DESEMPEÑO**

VIII. SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

Indicadores de Desempeño

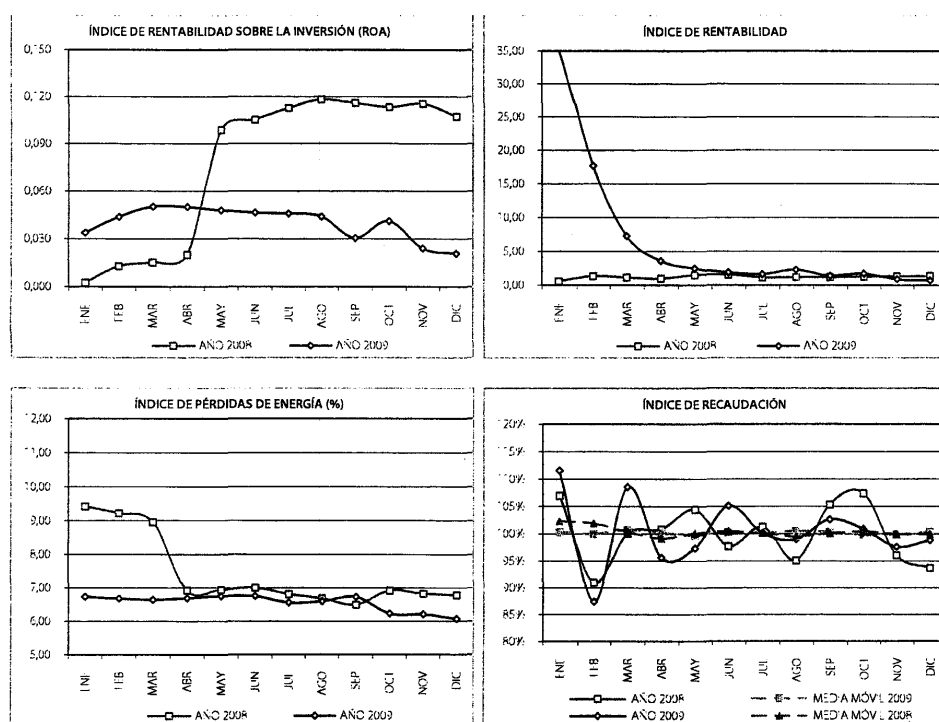
La Empresa, consciente de los nuevos desafíos que debe enfrentar, decidió implantar un sistema de administración estratégica, evaluación del desempeño mediante un cuadro de mando integral. Esta herramienta de gestión involucra a toda la organización con el propósito de maximizar sus resultados, a través de la evaluación de desempeño de sus colaboradores, en cada una de las siete disciplinas definidas y que inciden en la remuneración variable.

VIII.1 OBJETIVO INSTITUCIONAL

Sobre la base del Manual Operativo del Sistema de Evaluación de Desempeño, aprobado por la comisión bipartita para el Monitoreo Permanente del mismo, durante el 2009 se calcularon los indicadores para el Objetivo Institucional, con la participación de las diferentes áreas de la Empresa y considerando las políticas de aplicación establecidas por la administración. Los resultados obtenidos, se presentan en el cuadro VIII.1.

CUADRO N° VIII.1 INDICADORES: OBJETIVO INSTITUCIONAL

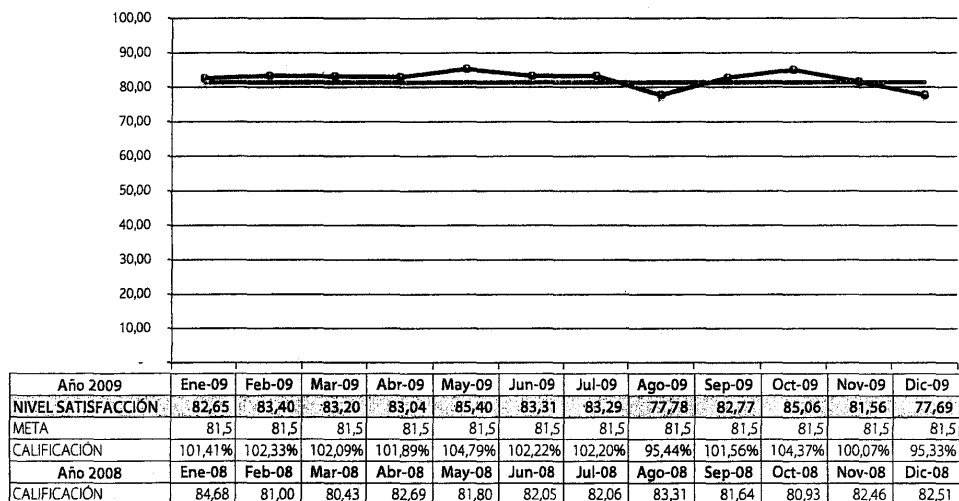
INDICADOR	AÑO 2009											
	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09	Nov-09	Dic-09
RENTABILIDAD SOBRE LA INVERSIÓN (ROA)	3,41%	4,39%	5,03%	5,01%	4,80%	4,65%	4,59%	4,41%	3,06%	4,13%	2,42%	2,09%
ÍNDICE DE RENTABILIDAD	35,35	17,70	7,30	3,60	2,48	1,91	1,64	2,27	1,40	1,72	0,87	0,69
PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)	6,75	6,69	6,65	6,70	6,76	6,76	6,56	6,60	6,73	6,24	6,21	6,07
TIEMPO DE INTERRUPCIÓN (Horas)	1,55	1,89	2,52	3,37	3,92	6,06	7,47	7,64	9,08	10,40	11,73	11,97
FRECUENCIA DE INTERRUPCIÓN (Veces)	1,30	1,70	2,50	3,43	3,85	4,69	6,41	6,51	8,04	8,86	9,22	9,40
RECAUDACIÓN (%)	1,12	0,87	1,09	0,96	0,97	1,05	1,00	0,99	1,03	1,01	0,98	0,99



VIII.2 SATISFACCIÓN DEL CLIENTE EXTERNO

Es el nivel de satisfacción que alcanza el cliente externo a través del verdadero juicio de calidad del que no puede prescindir una organización que pretende la excelencia. Este índice mide la "percepción del cliente" frente a lo que la Empresa ofrece, tomando en cuenta no el ideal planteado desde el punto de vista administrativo, sino como lo considera el cliente, a través de su propia expresión recogida por medio de encuestas (cuadro N° VIII.2). Para establecer los aspectos a ser sometidos a investigación se consideran las encuestas de la CIER, la Planificación Estratégica de la CENTROSUR y la Regulación CONELEC 004/01, misma que exige un nivel de 75.

Cuadro VIII.2 INDICADOR: CLIENTE EXTERNO - TOTAL PROMEDIO DE ENCUESTAS



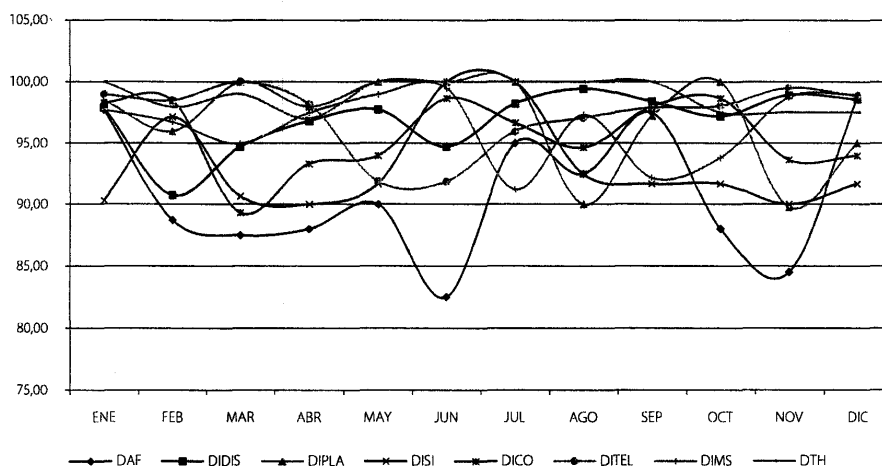
VIII.3 SATISFACCIÓN DEL CLIENTE INTERNO

La única forma en que puede lograrse la satisfacción constante de los clientes externos es contando con robustas cadenas internas de producción de valor hacia el cliente, cadenas definidas a través de matrices unidireccionales cliente interno - proveedor, en donde la exigencia ejercida por el cliente externo a través de la segunda disciplina, también pueda ser transferida del cliente interno a su proveedor interno.

De igual manera como el cliente externo se convierte en evaluador de la Empresa, cada área cliente se convierte en evaluadora de su respectiva área proveedora, mediante la suscripción de un contrato de trabajo interno, estableciéndose un diálogo mensual que ha permitido mejorar constantemente la entrega - recepción de productos y servicios, con valor agregado entre las diferentes áreas; los resultados se detallan en el cuadro N° VIII.3.

Cuadro VIII.3 Indicador: Cliente Interno

Proveedor	Cliente	AÑO 2009											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	DIPLA	97,00	80,00	80,00	80,00	95,00	75,00	95,00	95,00	100,00	80,00	80,00	100,00
	PE	98,50	97,50	95,00	96,00	85,00	90,00	95,00	90,00	95,00	96,00	89,00	97,50
	Prom	97,75	88,75	87,50	88,00	90,00	82,50	95,00	92,50	97,50	88,00	84,50	98,75
	Prom	97,75	88,75	87,50	88,00	90,00	82,50	95,00	92,50	97,50	88,00	84,50	98,75
DIDIS	DICO	96,50	71,60	95,00	100,00	90,90	91,46	96,64	98,00	93,58	93,73	99,30	99,49
	DIMS	100,00	100,00	95,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,00	100,00	100,00
	PE	97,60	95,00	96,00	92,00	100,00	91,00	98,00	99,75	100,00	100,00	100,00	99,80
	DIPLA	97,50	96,40	92,80	95,20	100,00	96,40	98,20	100,00	100,00	100,00	96,40	95,00
	Prom	97,90	90,75	94,70	96,80	97,75	94,72	98,20	99,48	98,40	97,10	98,93	98,57
DIPLA	PE	98,50	98,50	100,00	98,00	100,00	100,00	100,00	99,00	97,60	100,00	99,75	95,00
	Prom	98,50	98,50	100,00	98,00	100,00	100,00	100,00	99,00	97,60	100,00	99,75	95,00
DISI	DICO	90,00	100,00	95,00	80,00	75,00	100,00	100,00	87,50	75,00	75,00	75,00	75,00
	DAF	88,00	100,00	85,00	100,00	100,00	100,00	100,00	90,00	100,00	100,00	95,00	100,00
	PE	93,00	91,50	92,00	90,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom	90,33	93,83	90,33	90,00	91,67	100,00	100,00	92,50	91,67	91,67	90,00	91,67
DICO	DIPLA	97,00	100,00	90,00	80,00	90,00	96,00	94,00	98,00	94,00	96,00	96,00	84,00
	DAF	100,00	100,00	80,00	100,00	95,00	100,00	100,00	90,00	100,00	100,00	85,00	100,00
	PE	98,00	95,50	98,00	100,00	97,00	100,00	96,00	96,00	100,00	100,00	100,00	98,00
	Prom	98,33	98,50	98,33	93,33	94,00	98,67	96,00	94,67	98,00	98,67	93,67	94,00
DITEL	DIMS	100,00	99,00	100,00	100,00	90,00	86,01	97,00	97,00	98,82	100,00	100,00	97,95
	DICO	99,00	98,00	100,00	97,50	97,44	98,27	100,00	97,67	100,00	100,00	100,00	100,00
	DIDIS	98,50	98,50	99,99	97,15	85,45	91,51	93,88	100,00	98,86	98,00	99,00	99,00
	PE	98,50	98,50	100,00	98,00	94,61	91,58	92,90	93,54	93,78	94,12	99,00	98,53
	Prom	99,00	98,90	100,00	98,16	91,96	91,84	95,92	97,44	99,28	98,00	99,50	98,87
DIMS	DICO	97,50	97,50	95,00	100,00	98,00	100,00	87,46	94,64	93,84	97,66	97,50	97,98
	PE	98,00	96,00	95,00	100,00	99,00	99,00	94,99	100,00	90,51	90,00	100,00	100,00
	Prom	97,75	96,75	95,00	100,00	98,50	99,50	91,23	97,32	92,18	93,83	98,75	98,99
	Prom	97,75	96,75	95,00	100,00	98,50	99,50	91,23	97,32	92,18	93,83	98,75	98,99
DTH	DIMS	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	DITEL	95,90	98,00	94,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	95,00	95,00	95,00
	Prom	100,00	98,90	99,00	97,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	97,50	97,50	97,50



VIII.4 PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD

Esta disciplina mide la cantidad y calidad de los resultados que cada colaborador y área producen y entregan a favor de la Empresa, del cliente interno o del cliente externo; de manera que, la suma de los esfuerzos individuales y de equipos de trabajo, logran los resultados globales de la Empresa.

Cuadro II.4 Indicadores de Productividad

Variables		AÑO 2009											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	Cumplimiento de Control Presupuestario												
	Cumplimiento de Previsiones												
	Atención de Requerimientos	100,6	97,6	98,4	88,4	94,9	93,9	97,7	97,9	96,7	96,3	87,3	97,9
	Índice de Elaboración Comprobante - Cheque												
DICO	Cumplimiento Plan de Seguridad Industrial												
	Gestión de Recaudación	104,4	91,7	102,6	98,2	93,7	100,2	100,9	98,9	99,5	99,7	97,3	101,4
	Contratación de Medidores en Laboratorio	101,3	102,4	107,0	101,2	100,9	103,5	103,6	98,5	93,9	90,3	87,5	85,8
	Número de kWh recuperados mes	99,2	87,6	92,2	92,5	93,3	99,8	101,8	99,8	96,4	93,8	92,2	90,0
	Número de revisiones realizadas mes												
	Tiempo entre Pago e Instalaciones	110,8	110,9	135,0	96,5	81,3	100,5	97,0	105,4	102,6	70,6	107,7	107,5
	Número de Instalaciones												
	Cumplimiento Actividades x Compra Energía	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Calidad de Facturación	101,4	106,9	101,7	141,3	91,8	117,0	105,1	93,2	96,3	76,9	97,7	96,1
	Tiempo de Inspección Pago a Registro												
DIDS	Número de Inspecciones	103,1	101,2	99,3	106,0	105,5	105,1	108,4	107,4	109,6	109,2	109,4	111,7
	Número de Inspecciones Extensiones de Red												
	Índice de Cumplimiento Presupuestario												
	Tiempo de Atención de Reclamos	194,1	150,9	128,7	116,0	114,5	112,1	106,7	105,4	110,0	106,0	102,2	102,9
DIMS	Tiempo Total de Interrupción												
	Frecuencia Media de Interrupción												
	Índice de Pérdidas - DIMS												
	Índice de Eficiencia en la Recaudación - DIMS	79,0	87,9	98,5	98,9	100,2	99,0	78,9	84,1	73,8	63,8	58,4	57,9
	Índice de Gestión de la Frecuencia Interrupción - DIMS												
	Índice de Gestión del Tiempo de Interrupción - DIMS												
	Tiempo de Inspección Pago a Registro - DIMS												
DIPLA	Número de Inspecciones Nuevo Servicio - DIMS	103,0	102,0	121,9	109,9	95,5	125,5	117,2	95,3	139,4	95,8	100,5	99,7
	Número de Inspecciones Extensión de Red - DIMS												
	Tiempo entre Pago e Instalación - DIMS	105,3	128,7	97,3	104,3	91,0	99,9	100,4	91,3	86,6	97,6	86,7	92,3
	Número de Instalaciones de Servicio - DIMS												
DITEL	Cumplimiento de Labores Dpto. Estudios Técnicos	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Cumplimiento de Labores Dpto. Calidad	100,2	99,6	99,5	99,6	100,9	101,7	99,9	105,0	105,3	106,0	104,6	105,3
	Cumplimiento de Labores Dpto. Estudios Económicos	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	96,3	99,7	99,7	99,7
	Porcentaje de Enlaces con Averías (PDA)												
DTH	Tiempo Medio de reparación de Averías (TRA)					100,0	96,3	99,2	99,4	99,5	96,7	99,3	99,4
	Porcentaje de Disponibilidad del servicio (PTD)												
	Utilización Total de Ancho de Banda Disponible (UAB)												
	Cumplimiento del Plan de Capacitación	98,8	97,7	99,7	99,4	100,4	99,8	98,7	100,7	99,8	128,4	114,2	109,8
DTH	Grado de satisfacción del personal (Capacitación)												
	Cumplimiento en el pago de haberes al personal	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Los indicadores de esta Disciplina han sido determinados sobre la base de lo señalado en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus Reglamentos; así como de las Regulaciones relacionadas con las condiciones de prestación del servicio emitidas por el CONELEC, debiendo señalar que estos indicadores se orientan al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la Empresa. Los datos mensuales para establecer los índices de esta Disciplina son proporcionados por cada área de la Empresa.

Se considerará una gestión positiva cuando se obtenga un cien por ciento de cumplimiento. En el cuadro VIII.4 se presenta la evolución de los indicadores (%) de productividad por Dirección. Debe indicarse que el valor esperado corresponde al 100%.

VIII.5 CONTROL DEL GASTO

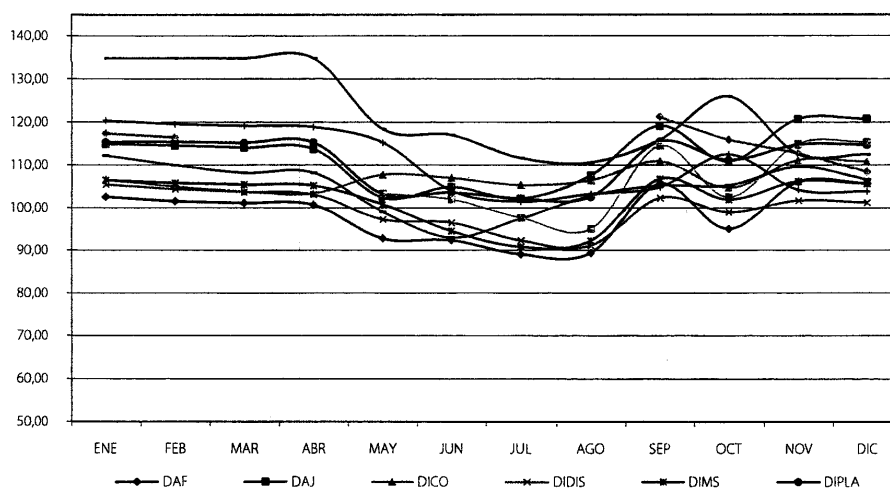
Mide el gasto ejecutado en comparación con lo presupuestado, para controlar los gastos en forma mensual y acumulada entre lo previsto y lo realmente gastado, con el fin de determinar las variaciones, como base para la toma de decisiones gerenciales y para el cumplimiento de los objetivos planteados por la Empresa. Esta Disciplina se aplica en una primera etapa a nivel de Direcciones y sus resultados se resumen en el cuadro N° VIII.5.

La interpretación de resultados obtenidos por la unidad evaluada, se da en función del Índice:

- = 100% El gasto presupuestado es igual al real
- > 100% El gasto presupuestado es mayor al real, ha mejorado la gestión del gasto
- < 100% El gasto presupuestado es menor al real, ha desmejorado la gestión del gasto

Cuadro II.5 Indicadores de Control de Gastos

	AÑO 2009											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	102,65	101,65	101,19	100,77	92,86	92,44	89,10	89,42	105,69	95,10	106,15	105,78
DAJ	115,01	114,62	114,12	113,85	102,45	104,93	102,22	107,61	119,21	110,87	120,79	120,83
DICO	106,63	105,07	103,95	103,42	107,79	107,04	105,41	106,53	110,96	104,79	111,18	110,82
DIDIS	105,59	104,54	103,84	103,27	97,40	96,62	92,36	91,18	102,41	99,06	101,79	101,35
DIMS	106,59	105,92	105,54	105,33	100,92	94,62	90,86	92,28	106,84	101,99	106,31	105,72
DIPLA	115,44	115,46	115,25	115,34	103,30	103,66	102,23	102,66	115,55	111,22	114,83	114,79
DISI	120,52	119,65	119,26	118,95	115,36	104,15	101,59	103,39	104,95	112,60	104,35	103,98
DNS	117,42	116,53							121,33	115,96	112,83	108,54
DITEL	134,88	134,88	134,88	134,88	118,51	117,10	111,75	110,69	115,95	126,03	112,67	112,57
DTH					103,47	102,11	97,78	95,14	114,60	102,62	115,05	115,50
PE	112,31	110,08	108,33	108,33	99,20	93,08	97,56	102,93	105,31	105,39	109,70	106,78



VIII.6 USO EFICAZ DEL TIEMPO

El tiempo y el sentido de urgencia son valores importantes en una empresa de servicios, por esto se ha visto necesario darle al tiempo un valor transaccional que induzca una actitud positiva con relación a la disciplina y puntualidad. Al momento se trabaja en la definición de las variables y mecanismos de evaluación del uso del tiempo.

VIII.7 LIDERAZGO

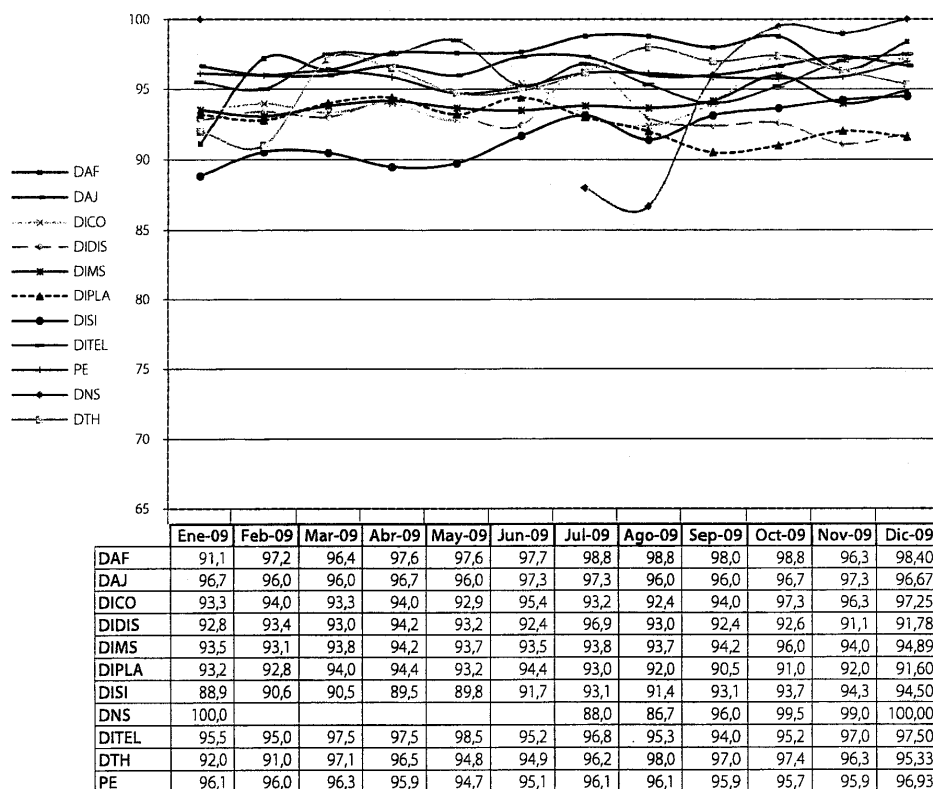
Se trata de un sistema de comunicación mensual en el que los colaboradores subalternos expresan su evaluación sobre el comportamiento de su respectivo líder, en torno a aspectos críticos que se considera deben ser evaluados.

La Disciplina de Liderazgo busca fomentar una mejora continua en el estilo de conducción de los líderes de la Institución y, sobre la base de la retroalimentación objetiva de los resultados, contribuye a mejorar el ambiente de trabajo de todo el grupo dependiente de dicho líder.

El Liderazgo se mide a través de la aplicación de una encuesta que permite obtener información acerca de aspectos fundamentales resumidos en: transparencia, proactividad, honestidad y responsabilidad.

Cada pregunta de la encuesta tiene un valor determinado de manera que la suma de todos esos valores sea máximo igual a 100. En el cuadro VIII.7 se presenta un histórico de las calificaciones obtenidas por cada líder de área, durante los últimos 12 meses.

Cuadro VIII.7 Indicadores de Liderazgo



INFORME DE LABORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009

CAPÍTULO IX

CONCLUSIONES GENERALES

IX.1 CONCLUSIONES GENERALES

Los principales aspectos a destacar, de la gestión desarrollada durante el año 2009 por la CENTROSUR, son:

- La Junta General de Accionistas, en las 7 sesiones realizadas, aprobó varias resoluciones importantes para la marcha de la Empresa.
- El Directorio de la Compañía celebró 27 sesiones durante el año, donde se tomaron varias resoluciones, que permitieron un adecuado desenvolvimiento empresarial.
- La definición del Plan Estratégico, ha permitido alinear los esfuerzos a través de una misión, visión, valores, objetivos y políticas compartidas; en el 2009, como parte de la mejora continua, fue necesario evaluar los resultados obtenidos y adaptarlos a los nuevos escenarios del sector eléctrico, así como a las cambiantes necesidades de los clientes externos e internos.
- La implantación del Sistema de Gestión de Calidad, basado en el cumplimiento de los requisitos de la Norma ISO 9001:2000, forma parte de una de las estrategias establecidas en el Plan Estratégico de la CENTROSUR, que se orienta a incrementar la satisfacción del cliente y la mejora de la calidad en los servicios y procesos de la organización.
- El Plan de Manejo Ambiental está fundamentado en la matriz de priorización, generada a partir de las medidas ambientales propuestas tanto en el estudio de Impacto Ambiental Definitivo Expost, así como en las recomendaciones indicadas en las Auditorías Ambientales Internas. Esta la Matriz incluye medidas que han sido clasificadas de acuerdo al componente ambiental, esto es: gestión ambiental, recursos naturales (agua, suelo, aire), desechos (peligrosos y no peligrosos) y por último difusión y participación ciudadana.
- El Sistema de Evaluación de Desempeño es un factor importante en la dinámica de los procesos de la Empresa, por lo que su monitoreo permanente, ha permitido adaptar el sistema a las condiciones al interior de la Empresa, en una mejora continua.
- La Empresa dando cumplimiento al Plan Informático, plataforma fundamental para el desarrollo y utilización de las tecnologías de información y automatización de actividades del negocio, ha trabajado en:
 - Implantación de una metodología para Gestión de Proyectos, mediante la definición del proceso de Gestión de Proyectos para CENTROSUR, e Instalación, configuración y capacitación en la herramienta informática (RPM). Se desarrolló el proyecto piloto de Gestión de Proyectos para la Dirección de Distribución.
 - Implantación de la metodología para la definición, análisis y diseño de proyectos de TIC, mediante capacitación en Fundamentos de RUP (Rational Unified Process), Gestión de Requisitos con Casos de Uso y Definición del proceso para la Implementación de RUP y Administración de Requerimientos.
 - Adquisición de herramientas informáticas Dexon Service Desk, Rational Requisite Pro y Rational Software Modeler, mediante las cuales se implantaron varios procesos relacionados con el soporte de servicios de Tecnología de Información y de Telecomunicaciones, así como también procesos de desarrollo y mantenimiento de aplicaciones informáticas.
 - Implantación de la primera fase de la solución informática para la aplicación práctica de los conceptos de Administración y Gestión de los servicios de soporte de TI. Está en proceso la segunda fase de implementación y configuración de las herramientas informáticas DEXON.

- Análisis de activos de la CENTROSUR, con análisis de disponibilidad, integridad y confidencialidad de los procesos, servicios, datos y hardware críticos para la continuidad de la Empresa, enfocados en estándares reconocidos a nivel mundial para Gestión de Seguridad (ISO 27001). Está en proceso de elaboración de un plan de contingencia de la información.
- La CENTROSUR, con la finalidad de mejorar los servicios brindados a sus usuarios, ha realizado importantes actividades, entre las cuales mencionamos las más importantes:
 - El SIG ha permitido gestionar toda la información topológica de la red eléctrica, así como la relación del cliente (Sistema Comercial) con la red eléctrica. Se avanza de manera sostenida en la relación con información socioeconómica, ambiental, planes de desarrollo municipales, tasa de crecimiento poblacional, entre otras. En ese afán se espera para el año 2010 establecer convenios con los Municipios seccionales para intercambio de información relacionada.
 - En la actualidad se cuenta con una herramienta que permite obtener los reportes estadísticos del sistema, en forma rápida. El control, despacho y actualización de los proyectos de distribución al SIG, se encuentra vinculado al SGP, lo que permite tener una visión del estado en el que se encuentran cada una de ellos. Debido a los nuevos requerimientos y para mejorar el servicio a los clientes internos de la Empresa se está desarrollando una reingeniería en el sistema de Gestión de Proyectos (SGP), la cual empezó a fines del año 2009 y se espera culminarla a lo largo del 2010.
 - Para explotar las nuevas funcionalidades del SIG se ha iniciado una actualización de su plataforma tecnológica, para luego en los primeros meses de 2010 migrar a la nueva versión del SIG (de 8.3 a la 9.3).
 - El programa FERUM 2009 fue aprobado al final del año 2009, por lo que no fue posible su inclusión en el ejercicio del año en cuestión. Sin embargo, se continuó con la ejecución del programa FERUM 2008 Consolidado, el mismo que está compuesto de tres etapas que el Fondo de Solidaridad las ha denominado: FERUM 2008 inicial, FERUM 2008 ampliatorio y FERUM 2008 reforma, por un monto aprobado de US \$ 20'762.987.
 - El programa FERUM 2008 Inicial fue concluido en 2008; el programa FERUM 2008 Ampliatorio que consta de 233 proyectos con un aporte del FERUM de \$17'429.721 fue repartido en tres años, así para el año 2008, el FERUM aportó \$12'821.983, para el año 2009 se cumplió con la entrega de \$3'174.961,05 con desembolsos realizados hasta agosto y quedando pendiente un último aporte de \$1.074.086,95 lo cual no permitió que se culmine en este período dicho programa, que se prevé liquidar en el primer semestre de 2010. Igualmente para el año 2010 se espera el aporte de \$358.690 correspondiente a los proyectos multi-anales.
 - Finalmente el programa FERUM 2008 Reforma, que consta de 10 proyectos de energías renovables con un aporte del FERUM de \$ 681.843, al momento cumple con la etapa de contratación de materiales a través del portal de compras públicas, ya que se ha recibido un aporte de \$409.104. Se han definido las especificaciones técnicas y se han preparado los pliegos correspondientes.
 - La planificación del alumbrado público ha sido orientada a mejorar este servicio, observando criterios tanto de eficiencia energética, como de calidad de iluminación y seguridad. Durante el año 2009, se ha dado continuidad al programa de optimización del sistema mediante la utilización de luminarias de alta eficiencia, diseños que cumplan la normativa asumida y el empleo de luminarias de doble nivel de potencia.

- Mediante un contrato por \$362.999, suscrito con la firma SIEMENS, se implantó y se puso en marcha la protección diferencial del anillo de 69 kV. Este sistema, por su propia filosofía, provee de una excelente selectividad ante las fallas en el sistema de subtransmisión, por lo que contribuye en buena medida a la mejora de los índices de frecuencia y tiempo de suspensión del servicio. Su concepción está orientada a cumplir los estándares de comunicación, Normas DNP 3.0 e IEC 61850 para la integración e interoperabilidad entre equipos internos a las subestaciones y la IEC 6870-5-101 entre las subestaciones y el Centro de Control de la Empresa.
- Durante el año 2009 se dio especial importancia a la automatización de la distribución. Este proyecto se enmarca en la norma IEC-61968, de forma que sea interoperable con otros sistemas que se encuentran implantados en la Empresa, o que están en proceso de serlo: Sistema de Información Geográfica (GIS), Localización Automática de Vehículos (AVL), Sistema de gestión de Interrupciones (OMS) y Sistema de Manejo de la Distribución (DMS).
- Durante el 2009, también se impulsó la elaboración del Sistema de Atención a Reclamos (SAR), que permitirá dar cumplimiento a la normativa del CONELEC, hasta que el sistema de Gestión de Interrupciones (OMS) entre en operación.
- Se ejecutaron las adecuaciones físicas dentro del edificio matriz, haciéndose una reestructuración del Centro de Contacto, así como el proceso de actualización tecnológica de hardware y software, mismo que se encuentra en plena ejecución. El nivel de servicio prestado por el Centro de Contacto durante el 2009 fue del 78%, lo que significa que el 78% de llamadas fueron atendidas antes de que el tiempo de espera del cliente supere los 20 segundos, inferior en un 2% a la meta trazada. Gran incidencia en este resultado tuvo el estado de excepción eléctrica decretado por el Gobierno Nacional.
- Concluyó la construcción del nuevo edificio para las oficinas de la Agencia en la ciudad de Cañar; a partir del 21 de noviembre las instalaciones fueron utilizadas completamente.
- Conforme al Plan de Trabajo previamente establecido por la Empresa, el área de control de pérdidas ha realizado los procesos de inspección y revisión de acometidas y contadores de energía de sus clientes, así como la detección de conexiones clandestinas y revisiones periódicas a usuarios especiales. En el año 2009 se realizaron 10.277 revisiones que produjeron la refacturación y reliquidación de 1'091.067 kWh y un ingreso de \$ 146.958; paralelamente se revisaron y calibraron 31.484 medidores en el laboratorio y 10.277 en sitio.
- A diciembre de 2009, la Empresa disponía de 58 puntos de recaudación en línea que, en promedio, realizan más de 190.000 transacciones mensuales; en algunos de ellos existe la posibilidad para que el cliente cancele también sus facturas por el servicio telefónico, agua potable y alcantarillado (providos por ETAPA). Toda esta infraestructura ha permitido una descentralización del servicio de recaudación, mejorando el flujo de caja, reduciendo la cartera vencida e incrementando la satisfacción del cliente.
- Se continuó con la política de arriendo de equipos de computación personal para los funcionarios de la Empresa, misma que ha operado adecuadamente.
- En abril se cambió la estructura del SICO en virtud de que hasta esa fecha, los datos del comprobante de venta se generaban y entregaban al momento del pago, situación que se superó al incluir este proceso al momento de la emisión. Se incluyó también el concepto de Nota de Crédito, Nota de Débito y Comprobante de Pago.

- Se realizó el análisis para adecuar el Sistema de Requerimientos, utilizado por la Empresa, a las nuevas regulaciones emitidas por el CONELEC.
- La Dirección de Sistemas de Información ha continuado con la actualización y mantenimiento de otros sistemas, como el de Recursos Humanos, Financiero, Documentación y Correspondencia, Redes y Comunicaciones.
- El 11 de mayo 2009 se suscribió el Convenio de Cooperación Interinstitucional para el Fortalecimiento del Sector de la Distribución Eléctrica, conformándose la Unidad de Implantación Sur, bajo el liderazgo de la CENTROSUR. El Directorio de la Compañía aprobó la reactivación temporal de la Dirección de Nuevos Servicios y Negocios (DNS), a partir de junio, con la finalidad de ejecutar el compromiso adquirido a través del Convenio, entre los que se incluye la implantación del Sistema Comercial (SICO) en las empresas miembros de dicho convenio.
- Cumpliendo el cronograma establecido, en junio se actualizó la versión del SICO en CNEL - Los Ríos. En julio se inició con el proceso de implantación en CNEL - El Oro, logrando exitosamente poner en marcha el sistema el 5 de octubre.
- En aplicación del Mandato Constituyente N° 15, la CENTROSUR suscribió los contratos regulados con los generadores cuyas acciones pertenecen al sector privado.
- Del resumen de energía demandada por los clientes regulados de la CENTROSUR durante el año 2009 (725,03 GWh), se concluye que ésta resulta superior en un 10,18% a la del año 2008 (651,20 GWh), existiendo por tanto, un crecimiento del mercado comercial atendido por la Empresa, debido principalmente a la participación como clientes regulados, de los grandes consumidores ERCO y RIALTO. Esta demanda fue abastecida en un 80,01% (580,11 GWh) mediante contratos regulados y el 19,99% (144,93 GWh) a través del mercado ocasional.
- En lo referente al mercado de contratos regulados, el 90,42% corresponde a contratos con empresas de generación de capital estatal y el 9,58% a contratos con empresas de generación de capital privado.
- El costo de la energía alcanzó la suma de \$41'351.069, superior en un 15,87% al del año 2008 (\$35'687.384), debido al crecimiento de la demanda, a la reducción significativa de la producción hidroeléctrica y a los altos costos de importación de energía, especialmente durante el período de crisis energética, que atravesó el país en los meses de noviembre y diciembre.
- Los costos unitarios de compra de energía, se sitúan en un promedio de 5,70 ¢/kWh, valor que es 0,72% mayor al del año 2008 (5,15 ¢/kWh).
- Durante el período de excepción eléctrica declarado por el Gobierno Nacional, se solicitó a los sectores industrial y comercial del cantón Cuenca, que colaboren con la generación interna disponible en sus plantas, lográndose un aporte de 1'296.854 kWh, a un costo final de \$224.922.
- El número de clientes a diciembre fue de 288.888, con un incremento del 4,26% respecto a los que se tenían al final de 2008 (277.092); el 88,70% son residenciales, 7,89% comerciales, 2,12% industriales y 1,29% otros.
- Para el año 2009 se registró un consumo medio anual por cliente de 2.364,33 kWh/año, mientras que en 2008 fue 2.176,12 kWh/año, lo que significa un incremento del 8,65%.
- La facturación por venta de energía consumida por clientes regulados ascendió a \$58'434.413 y la recaudación fue de \$58'342.364, lo que da un índice de recaudación del 99,84%.

- La deuda general de los clientes de la CENTROSUR, a diciembre de 2009, fue de \$3'396.744 mientras que a finales del año 2008 era de \$ 3'807.711, es decir hubo una disminución del 10,79 %.
- La deuda por cartera vencida, es decir la deuda mayor a 31 días, a diciembre de 2008 era de \$ 1'448.913, mientras que a diciembre de 2009 fue \$ 1'548.573.
- La potencia máxima coincidente total del sistema durante el año 2009 fue de 116,38 MW, mientras que en el 2008 (132,93 MW).
- La demanda total de energía del sistema en el año 2009 alcanzó 728.982,32 MWh, de los cuales fue de responsabilidad de la CENTROSUR 726.888,21 MWh.
- Las pérdidas de energía durante el 2009 fueron de 43.860,99 MWh, representando el 6,02% del total de la energía manejada por el sistema, distribuidas en técnicas con el 5,77% y no técnicas con el 0,26%. Cabe resaltar que este valor es menor al promedio de las empresas distribuidoras del país, que durante el primer semestre se ubicó en 17,52%, de acuerdo al reporte estadístico del CONELEC.
- El sistema eléctrico ha crecido de acuerdo a las siguientes tasas: 4,56% en potencia de transformadores de distribución, 3,74% en alimentadores primarios, 2,59% en redes de baja tensión y 10,39% en potencia instalada en alumbrado público.
- En cuanto a los indicadores de Calidad del Servicio Técnico, en el 2009 el TTIK presentó un valor acumulado a diciembre de 11,97, superior al establecido en la regulación CONELEC 004/01 (8,00); en el caso del FMIK, a diciembre su valor acumulado fue de 9,40, superior al establecido en la regulación (4,00).
- Los ingresos totales en el año 2009 fueron de \$ 73'707.500, que resultan mayores en 2,06% a los del año 2008. Dentro éstos el rubro más representativo fue el de venta de energía con un incremento de 1,76% con respecto al año 2008.
- Los gastos totales, \$ 73'068.128, se incrementaron en el 19,77% con relación a los del año 2008, siendo el rubro de mayor participación el de compra de energía con el 56,59%; la depreciación con el 10,73%, los costos de operación y mantenimiento con el 32,26% y los gastos no operacionales con el 0,26%.
- El precio medio total de venta de energía llegó a 10,79 ¢/kWh, que comparado con el costo medio total registrado de 10,70 ¢/kWh, da una ganancia unitaria de 0,09 ¢/kWh, misma que explica los resultados financieros positivos obtenidos por la Empresa en el ejercicio económico del año 2009.
- La utilidad operacional antes de impuestos, alcanzada en el ejercicio económico del año 2009 fue de \$ 639.374, con una pérdida de explotación de \$ 856.776 y una utilidad no operacional de \$ 1'496.149.
- Durante el año 2009 las inversiones sumaron \$ 19'549.124, reflejando un cumplimiento del 44,53% del presupuesto de inversiones previsto.
- Analizando la razón circulante se puede observar que al 31 de diciembre de 2009, para cubrir cada dólar de sus obligaciones con vencimiento a corto plazo, la Empresa cuenta con 3,42 dólares, presentando un decremento del 46,27% respecto a lo que la Empresa tenía en el 2008.
- Analizando en conjunto los indicadores de prueba ácida (2,33) y de liquidez financiera (1,60); y considerando que el índice de recaudación de la Empresa es cercano al 100%, se puede afirmar que la posición financiera de la Empresa frente a sus obligaciones con terceros es sólida.

- El período promedio de recuperación de las cuentas por cobrar ha disminuido año a año, de 43 días en el año 2005 a 26 días en el 2009, lo que significa una mejora del un 10,54%, con respecto al año 2008.
- Durante el año 2009 el capital promedio invertido en la Empresa fue de 159,77 millones de dólares, superior en un 14,99% al del año 2008.
- Realizando un análisis sobre el negocio de la electricidad, se puede observar que luego de descontar los gastos de explotación de los ingresos de explotación, existió durante el 2009 un margen negativo del 1,19%. Considerando en forma conjunta la actividad del negocio eléctrico, así como la actividad no operacional que desarrolla la Empresa, se observa un margen positivo del 0,89%.
- El índice de clientes atendidos por trabajador durante el último año fue de 529, cifra que está integrada por dos valores: clientes atendidos por trabajador para el servicio eléctrico (568) y clientes atendido por trabajador para el servicio de telecomunicaciones (22).

PALABRAS FINALES

Desde el mes de mayo de 2002, fecha en la que por decisión de la Junta General de Accionistas me tocó asumir la Presidencia Ejecutiva de la CENTROSUR, he sentido y así lo he manifestado en mis diferentes informes periódicos sobre la gestión cumplida, que coyunturalmente me correspondió actuar como líder encargado de un proceso colectivo que está íntimamente vinculado con el Plan Estratégico y en particular con la visión de ese Plan, que en esas mismas fechas fuera aprobado.

Creo que en este momento del sector eléctrico ecuatoriano, quienes hemos tenido la convicción de que con una gestión transparente y de continuo diálogo y revisión se puede ir hacia un proceso de mejora continua, estamos en la obligación de participar activamente en la tarea de definición del nuevo modelo de gestión que permita superar los agudos problemas en los que están sumergidas una gran mayoría de las empresas del sector, con la forma que la CENTROSUR hemos entendido, es decir con esa visión colectiva entre directivos, administración y trabajadores.

Es por la convicción anterior que hemos apoyado y participado con el mayor entusiasmo en la iniciativa salida desde el MEER para juntos tratar de construir ese sector eléctrico que permita garantizar al país un sector eléctrico motor de su desarrollo social integral.

En éste momento y una vez más quiero reafirmar mi agradecimiento a los trabajadores de la CENTROSUR, quienes son protagonistas principales del sostenimiento y desarrollo de la Compañía; a los miembros del Directorio, quienes con su juicio crítico aportan las resoluciones que se adoptan en bien de la Empresa; a los representantes de los gobiernos locales por su apoyo permanente y por ser facilitadores de la gestión empresarial. Sin estos aportes no hubiera sido posible alcanzar los resultados y cumplir con las metas trazadas en éstos años

Carlos Durán Noritz
PRESIDENTE EJECUTIVO

**INFORME DE LABORES
CORRESPONDIENTE AL AÑO 2009**

ANEXOS

INFORME DE LA GESTIÓN DE TELECOMUNICACIONES

Periodo desde 08 de julio 2008 – 31 de marzo de 2010

1.- Antecedentes y Plan de Negocios de Telecomunicaciones.

El plan de negocios presentado por la Dirección de Nuevos Servicios y Negocios y aprobado por el Directorio de la compañía, en resumen es el siguiente:

RESUMEN ANUAL DE INVERSIONES

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Inversiones	4.686.345,00	2.004.408,00	2.151.671,00	147.263,00	147.263,00

RESUMEN ANUAL DE INGRESOS OPERATIVOS

Ingresos Operativos	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7
Instalación Residencial y Comercial		924.365,00	924.365,00	110.924,00	110.924,00	110.924,00	0,00	0,00
Instalación corporativo		34.255,00	34.255,00	4.111,00	4.111,00	4.111,00	0,00	0,00
Internet Residencial y Comercial		1.116.993,00	3.179.133,00	4.258.319,00	4.505.776,00	4.753.233,00	5.000.690,00	5.248.146,00
Internet corporativo		260.260,00	740.740,00	992.191,00	1.049.849,00	1.107.506,00	1.165.164,00	1.222.822,00
TOTAL INGRESOS (US\$)		2.335.873,00	4.878.493,00	5.365.545,00	5.670.660,00	5.975.774,00	6.165.854,00	6.470.968,00

RESUMEN ANUAL DE EGRESOS OPERATIVOS

Egresos Operativos	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7
TOTAL EGRESOS (US\$)		1.108.875,00	2.149.582,00	2.632.943,00	2.751.239,00	2.882.496,00	2.940.078,00	2.879.928,00

RESUMEN ANUAL DE OTROS EGRESOS OPERATIVOS

Otros Egresos (US\$)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7
Depreciación Anual		812.650,00	1.109.513,00	1.273.722,00	1.294.760,00	1.305.278,00	1.305.278,00	1.305.278,00
Impuestos		114.981,00	449.383,00	532.106,00	588.940,00	648.150,00	696.180,00	828.589,00

FLUJO NETO DE EFECTIVO DEL PROYECTO

Concepto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7
Inversiones	-4.686.345,00	-2.004.408,00	-2.151.671,00	-147.263,00	-147.263,00	0,00	0,00	0,00
Ingresos		2.335.873,00	4.878.493,00	5.365.545,00	5.670.660,00	5.975.774,00	6.165.854,00	6.470.968,00
Gasto Operativo		-1.108.875,00	-2.149.582,00	-2.632.943,00	-2.751.239,00	-2.882.496,00	-2.940.078,00	-2.879.928,00
Impuestos		-114.981,00	-449.383,00	-532.106,00	-588.940,00	-648.150,00	-696.180,00	-828.589,00
FLUJO NETO SIN DEPRECIACIÓN	-4.686.345,00	-892.391,00	127.857,00	2.053.233,00	2.183.218,00	2.445.128,00	2.529.596,00	2.762.451,00
FLUJO NETO CON DEPRECIACIÓN	-4.686.345,00	-1.705.041,00	-981.656,00	779.511,00	888.458,00	1.139.850,00	1.224.318,00	1.457.173,00

Consideraciones y supuestos contemplados en el plan:

- El tiempo de instalación de la red de telecomunicaciones para el inicio de operaciones es de 2 años (duración del año 0).
- El costo de instalación hacia el usuario final por los servicios de telecomunicaciones es de \$130.
- Las tarifas sobre las cuales se sustenta el plan obedecen al estudio del primer semestre de 2008.

2.- Inicio de la Dirección de Telecomunicaciones

Con fecha 8 de julio de 2008 inicia la Dirección de Telecomunicaciones con dos propósitos fundamentales:

1. Organizar e iniciar la operación de telecomunicaciones dentro de los plazos establecidos en los permisos, concesiones y licencias.
2. Administrar y operar los sistemas de telecomunicaciones de la Empresa que apoyan la gestión del negocio eléctrico, tales como red WAN, anillo metropolitano de fibra óptica; sistemas de telefonía fija, móvil e IP; Sistema de videoconferencias; sistema de radiocomunicaciones; redes LAN del edificio matriz y agencias; seguridad Informática perimetral - Firewall; networking y comunicaciones del sistema SCADA.

3.- Permisos, concesiones, licencias y obligaciones

Con fecha 01 de agosto de 2008, la CENTROSUR obtiene la "Concesión de Servicios Portadores Regionales" que le faculta la prestación del servicio de transporte de datos en las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago. Con fecha 28 de julio de 2008, la CENTROSUR obtiene el Permiso nacional para la prestación de Servicios de Valor Agregado que le faculta a la prestación del servicio de internet.

De acuerdo a lo indicado en la cláusula cuarta del permiso de prestación de servicios de valor agregado, la Empresa disponía de un plazo máximo de seis meses, contados a partir de la fecha de suscripción del permiso para iniciar sus operaciones de venta de internet a usuarios finales. Esta fecha máxima correspondía al 28 de enero de 2009.

Con fecha 26 de febrero de 2009, se obtiene la Concesión de Frecuencias para transporte de datos correspondiente al backbone de microondas que une las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago.

Con fecha 29 de julio de 2009, se firma el contrato de autorización de Audio y Video por Suscripción, que le faculta la prestación de servicio de televisión pagada.

La principal obligación de esta autorización es iniciar operaciones hasta el 29 de julio de 2010.

4.- Inversiones realizadas

Las inversiones realizadas se clasifican en cuatro categorías: Internet; Transporte de datos; Televisión e inversiones para las comunicaciones de CENTROSUR que corresponden a las actividades de comunicaciones de la Empresa que soportan al negocio eléctrico, tal es el caso de los sistemas de comunicaciones para matriz, agencias, subestaciones, nuevas oficinas, puntos de pago, radiocomunicaciones, entre otros. A continuación se detallan las inversiones realizadas por cada categoría y el período de ejecución:

4.1. Inversiones internet

La inversión ejecutada para el negocio de internet asciende a US \$ 646.550,38, dividida en los siguientes períodos:

Año	Inversión
2008	\$ 491.325,43
2009	\$ 155.224,94
Total	\$ 646.550,38

Tabla N°1. Inversiones realizadas para el servicio de Internet

La inversión realizada obedece a una capacidad instalada de 10.000 usuarios de internet simultánea conectados.

En términos generales la inversión corresponde a hardware y software del ISP (Internet Service Provider); servidor para almacenamiento de páginas web (proxy caching); ruteador para acceso internacional de internet (router toolgate); software para la gestión técnica y comercial del negocio de telecomunicaciones (SITEL - Sistema Integrado de Telecomunicaciones); islas informativas y de venta de internet; equipamiento para control de ancho de banda a usuarios; y portal de servicios de acceso a internet público.

4.2. Inversiones en transporte de datos

Estas inversiones corresponden a la red de datos desde el ISP hacia el cliente, necesarias para poder llegar con el servicio de Internet hacia el usuario final, las mismas que ascienden a US \$ 2'980.035,55 dividida en los siguientes periodos:

Año	Inversión
2008	\$ 565.731,58
2009	\$ 2.147.709,25
2010	\$ 266.594,72
Total	\$ 2.980.035,55

Tabla N°2. Inversiones realizadas para el servicio de transmisión de datos

En términos generales la inversión corresponde al suministro, instalación y puesta en operación de la red BPL para la ciudad de Cuenca (4 zonas instaladas de las cuales 3 son aéreas y 1 subterránea); plataforma inalámbrica en bandas no licenciadas (radios, antenas, cables, conectores e infraestructura civil); plataforma de fibra óptica pasiva (GPON Gigabit Passive Optical Network); y equipamiento de networking para adecuación de la red de transporte y usuario final.

La capacidad de la red híbrida descrita alcanza los 9.770 puertos para usuario final. Estos se instalarán de acuerdo a la demanda presentada en una zona geográfica determinada. Parte de esta capacidad de red se ha instalado en ciertas zonas geográficas (BPL e Inalámbrico) el resto se ha ingresado a la bodega para activarla en función de la demanda, otra parte concluirá su instalación en el mes de mayo (GPON).

4.3. Inversiones televisión

Para el servicio de televisión digital se requieren 3 componentes fundamentales: cabecera de televisión, equipos terminales y sistema de integración de la señal de vídeo a la red de transporte.

Hasta el momento se ha realizado la adquisición de la cabecera de televisión digital por el valor de US \$ 893.868,60. Se han definido los equipos terminales, así como diseñado el sistema de integración de la señal de vídeo a la red de transporte, para ello se han preparado los pliegos en el formato establecido en el INCOP y se espera el trámite interno correspondiente.

4.4. Inversiones para comunicaciones de CENTROSUR

Corresponde a la administración y operación de los sistemas de telecomunicaciones de la Empresa que apoyan la gestión del negocio eléctrico, tales como red WAN, anillo

metropolitano de fibra óptica; sistemas de telefonía fija, móvil e IP; sistema de videoconferencias; sistema de radiocomunicaciones; redes LAN del edificio matriz y agencias; seguridad informática perimetral - Firewall; networking y comunicaciones del sistema SCADA, han requerido también inversiones, las mismas que ascienden a US \$ 2'099.359,63.

Año	Inversión
2008	\$ 639.336,80
2009	\$ 407.412,00
2010	\$ 1.052.610,82
Total	\$ 2.099.359,63

Tabla N°3. Inversiones realizadas para las comunicaciones propias de la CENTROSUR

En resumen la inversión corresponde a telefonía IP; incremento del sistema de radiocomunicaciones; cámaras IP para video vigilancia; plataforma para múltiple videoconferencia; enlace de fibra óptica hacia centro de datos alterno (Cámara de Industrias); ruteadores para subestaciones, repetidoras de la DIMS y Agencias de Biblián y Cañar; apertura del anillo de fibra óptica en la estructura 43 con derivación hacia Turi con miras a la conexión de fibra en la nueva subestación N°8; fibra óptica desde la S/E 12 El Descanso hacia la S/E15 Gualaceo, así como conexión de fibra óptica hacia las agencias de Paute y Gualaceo; Enlace de fibra óptica el Cabo – Villaflor – Señor Pungo con el fin de dotar respaldo al enlace de microondas de la red WAN Cuenca – Señor Pungo; ubicación de shelter metálicos en las subestaciones del anillo diferencial a fin de poder ubicar los equipos de comunicaciones en ambientes climatizados y seguros para la operación independiente de los sistemas de comunicaciones de las subestaciones; baterías y UPS para mantenimiento de las estaciones de radio; terminales para el monitoreo en línea del sistema de telecomunicaciones; sistema de control de acceso al Data Center (seguridad de la información); supresores de transientes para repetidoras de radio; copiadora; Contact Center integrado a mesa de ayuda Dexon para mejorar la atención telefónica de los usuarios que marcan el 136; Incremento de la capacidad de microonda hacia las Agencias, Oficinas y Subestaciones de Morona Santiago; y Sistemas de Alimentación, protección y respaldo de energía para las estaciones de la Red WAN a fin de garantizar disponibilidad del servicio en suspensiones del servicio eléctrico.

5.- Inicio de operaciones y resultados de la operación 2009

Solamente el tiempo de instalación de la red de telecomunicaciones para el inicio de operaciones era de dos años (duración del año 0) según el Plan de Negocios aprobado originalmente por el Directorio, lo cual imposibilitaba el cumplimiento del permiso otorgado por el Consejo Nacional de Telecomunicaciones; esto obligó a re planificar tiempos e inversiones con el fin de poder arrancar las operaciones en telecomunicaciones hasta el 28 de enero de 2009.

Se empezó entonces las pruebas de la tecnología BPL para los segmentos aéreos y subterráneos de la red eléctrica, llegando a la conclusión de que la tecnología es adecuada para los segmentos subterráneos de media y baja tensión (centro histórico de Cuenca) y únicamente para el segmento de baja tensión aérea. La tecnología presenta atenuaciones considerables en el segmento de red eléctrica aérea de media tensión y su solución implicaría por lo menos cuadruplicar la inversión original planeada en el Plan de Negocios comentado anteriormente.

La solución técnica que se determinó para estos segmentos de red corresponde a la tecnología GPON de fibra óptica, en tal virtud se inicia en agosto de 2008 los diseños de la red de acceso de telecomunicaciones para las plataformas BPL y GPON, diseños de red que no se disponían y que debían hacerse en el tiempo considerado año 0, arrancando inmediatamente los procesos de adquisiciones respectivos en diciembre de 2008 y julio 2009. Paralelamente arranca los procesos de compras del ISP (equipamiento que permite brindar el servicio de Internet). Sin embargo la red de acceso no podía estar operativa en enero de 2009, por lo que se optó por utilizar sistemas de acceso inalámbrico por su rápido despliegue con el fin de cumplir con la fecha de inicio de operaciones.

Con lo expuesto anteriormente las operaciones de telecomunicaciones inician el 3 de noviembre de 2008, cumpliendo con los plazos de la concesión, realizando la primera facturación en diciembre del mismo año. Durante el año 2009 se tuvo que adecuar al área técnica y comercial necesaria que permita prestar el servicio planteado.

A finales de 2008 y principios de 2009 la CENTROSUR ingresa al nuevo proceso de contratación pública, en esta curva de aprendizaje y continuos cambios en los reglamentos, modelos de pliegos y disposiciones se tuvo que adquirir las plataformas de telecomunicaciones inalámbricas, fibra óptica, networking para la operación de telecomunicaciones. La demanda en el año 2009 por los servicios de telecomunicaciones alcanzó las 2966 solicitudes, de las cuales 2845 correspondieron a la provincia del Azuay, 92 a la provincia de Cañar y 26 a Morona Santiago. En el caso de la provincia del Azuay 2726 solicitudes corresponden a la ciudad de Cuenca, no obstante nuestra capacidad de atención por falta de equipos de radio y las condiciones técnicas del funcionamiento de la tecnología inalámbrica que se adecuó para cumplir con el inicio de operaciones y que necesita un despejamiento visual entre la vivienda y la repetidora de radio permitió atender solo 498 solicitudes para servicio de Internet, por ello se tuvo también que adecuar otros nodos inalámbricos en la ciudad de Cuenca para disminuir las solicitudes negadas por no factibilidad técnica.

La plataforma de BPL instalada y operativa se empieza a recibir a partir de 23 de diciembre de 2009 y la de GPON se tendrá operativa para finales de mayo de 2010, esto debió haberse construido durante el año 0. Si bien es cierto el año 2009 fue el primer año de operaciones en telecomunicaciones resulta ser atípico pues no es el primer año de operaciones de acuerdo al Plan de Negocios que había sido planeado originalmente pues no se disponían de la red de acceso BPL a usuario final.

Por otro lado, las tarifas propuestas en el Plan de Negocios y los costos de instalación (\$130) distaban de la realidad socioeconómica para el año 2009, se tuvo que manejar la estrategia publicitaria de cero costo de instalación hasta el mes de abril de 2009 para poder ingresar al mercado y luego establecer el valor de \$80 como costo de instalación, valor que en el segmento residencial todavía generaba una barrera de entrada y que fue revisada para el año 2010.

Las tarifas también fueron revisadas en función de los costos y la competencia a fin de que el producto de la CENTROSUR pueda ser competitivo en el mercado. Para ello se tomó la estrategia de diferenciación en calidad y soporte técnico posventa, se creó el Centro de Gestión de Telecomunicaciones para monitoreo y soporte las 24 horas del día los 365 días del año y se estableció como política de calidad comercializar los servicios de Internet corporativo con compresiones 1:1 y 1:2 como máximo, así también para el sector residencial compresiones 1:4 y 1:6 máximo, lo que nos ha permitido mantener a los clientes del servicio.

De la información de primera línea que se dispone del cliente en el año 2009, se observa que otro de los factores claves para contratación del servicio de Internet es el combo de servicios con televisión, en tal virtud se vuelve necesario disponer del servicio de televisión pagada a fin de poder estar a la par de la oferta de la competencia, en tal virtud en el mismo 2009 se obtiene la licencia de Audio y Video por Suscripción que le habilita a la CENTROSUR a ofrecer los servicios de televisión digital y que estarán disponibles a partir del segundo semestre de 2010 una vez autorizada la continuación de la operación.

El tarifario vigente para el año 2009 dista del tarifario del Plan de Negocios original por las situaciones antes indicadas.

A continuación se presenta el resumen de la operación 2009 de acuerdo a la información proporcionada por la Dirección Administrativa Financiera.

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.

ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS

TELECOMUNICACIONES

DEL 1 DE ENERO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2009

INGRESOS			378.008,62
4.1.1.003.001.002.009	SERVICIO DE TELECOMUNICACIONES (INTERNET) S. PUBLICO	29.480,87	
4.1.2.002.001.001.001	INTERNET	233.719,78	
4.1.2.002.001.001.002	PORTADOR DE DATOS	65.202,51	
4.1.2.002.001.001.003	POR INSTALACION SERVICIOS DE INTERNET	49.145,91	
4.1.2.002.001.001.004	EQUIPOS DE TELECOMUNICACIONES	459,55	
COSTOS			144.660,09
5.1.4.001.001.001.001	INTERNET INTERNACIONAL	108.605,89	
5.1.4.001.001.002.001	USO DE FRECUENCIAS	36.054,20	
	DIRECCIONAMIENTO IP	2.100,00	
GASTOS DITEL			465.110,00
6101	DIRECTOR TELECOMUNICACIONES	74.621,75	
6102	SECRETARIA-AUXILIAR ADMINISTRATIVO	17.873,88	
6201	SUPERINTENDENTE DE TELECOMUNICACIONES	85.750,27	
6202	ASISTENTES DE INGENIERIA	193.302,66	
620301	MANTENIMIENTO Y OPERACION TELECOMUNICACIONES	37.604,58	
620401	CONSTRUCCION E INSTALACIONES TELECOMUNICACIONES	9.153,38	
6301	SUPERINTENDENTE DE COMERCIALIZACION DITEL	24.820,36	
6302	ASISTENTE ADM. COMERCIAL DITEL	21.983,13	
GASTOS OTRAS DIRECCIONES			313.692,14
	PRESIDENCIA	109.371,70	
	DRH	9.623,75	
	DAF	37.624,91	
	DAJ	11.088,34	
	DICO	1.049,06	
	DIPLA	0,00	
	DISI	582,10	
	DEPRECIACION	144.352,28	
RESULTADO DEL EJERCICIO			545.453,60

Tabla N°4. Estado de pérdidas y ganancias telecomunicaciones 2009

Nota: Cabe indicar que el gasto correspondiente a otras direcciones, realmente no es un gasto propio del negocio de telecomunicaciones, mas bien se ha tratado de modelar el costo que representaría el tiempo de atención de las otras áreas a la operación de telecomunicaciones, es decir si no existiera la operación de telecomunicaciones el gasto de

las otras direcciones sigue existiendo como tal en las actividades propias del negocio eléctrico.

5.1 Soporte posventa

Como se indicó anteriormente, uno de los elementos diferenciadores y que ha permitido conseguir nuevos clientes sin una campaña de publicidad masiva, mas bien por referencia de clientes, ha sido el Soporte Técnico Posventa.

Para poder brindar una atención oportuna a los clientes de telecomunicaciones se creó el Centro de Gestión de Telecomunicaciones (CGT) que funciona las 24 horas del día, los 365 días del año. Dicho centro atiende los requerimientos de soporte técnico de los clientes externos (internet y datos) y de los clientes internos (sistemas de comunicaciones de la Empresa)

En la siguiente gráfica se muestra el resultado de CGT desde octubre de 2009 hasta el 31 de marzo de 2010.

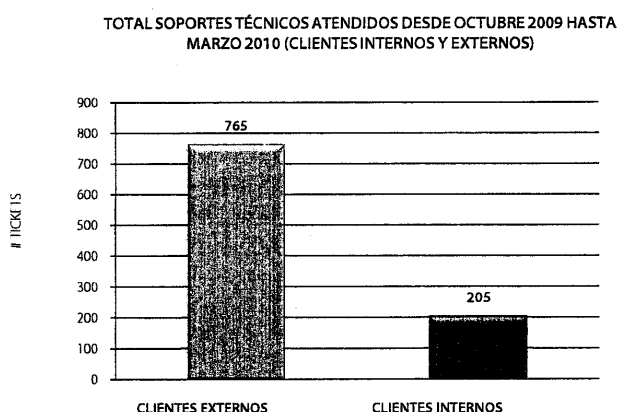


Figura N°1. Tickets atendidos por soporte técnico tanto a clientes externo e interno

El 21% aproximadamente de soportes, tickets y tiempo corresponde a la atención de los incidentes técnicos o soporte técnico de los sistemas de comunicaciones de la Empresa (radiocomunicaciones, telefonía, transmisión de datos, acceso a internet, seguridad de información, videoconferencias, comunicaciones SCADA, comunicaciones relés de protección diferencial, comunicaciones de los puntos de recaudación, comunicaciones con contratistas, entre otros).

El 79% restante obedece al soporte técnico de clientes externos (internet y datos), soporte que va desde asesorar a como conectarse a internet, pasando por como crear cuentas de correo electrónico en redes sociales, hasta revisión del ancho de banda, interrupciones del servicio, velocidad de navegación, entre otros. Cabe indicar que es un requisito indispensable por parte de la Superintendencia de Telecomunicaciones (SUPATEL) disponer de una herramienta de registro de reclamos técnicos, el tiempo de atención y las causas y soluciones; dicha información es remitida mensual y trimestralmente a la Secretaría Nacional de Telecomunicaciones (SENATEL) y SUPATEL.

En la siguiente gráfica se puede observar la efectividad del soporte técnico.

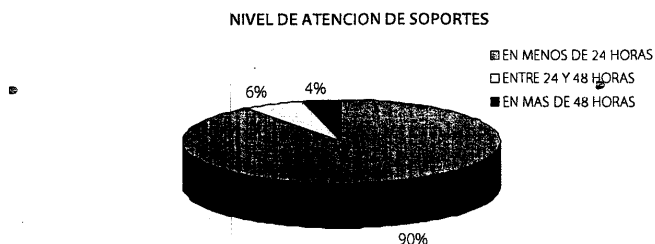


Figura N°2. Efectividad de CGT

5.2 Proyectos para financiamiento

Durante el años2009 se trabajó también en la realización de varios estudios de ingeniería para la dotación de conectividad en escuelas de la provincia del Azuay, dichos estudios preliminares sirvieron de base para la propuesta conjunta con el Gobierno Provincial de Azuay del proyecto de financiamiento de conectividad e Internet para 66 escuelas del Azuay con cargo al Fondo de Desarrollo de Telecomunicaciones (FODETEL) del Ministerio de Telecomunicaciones (MINTEL).

A inicios de marzo de 2010 se suscribió el convenio tripartito MINTEL – GPA – CENTROSUR para llevar adelante la ejecución del mismo, en este caso la CENTROSUR asume el rol instalador y operador de la red de telecomunicaciones y acceso a Internet en las 66 escuelas priorizadas por el Ministerio de Educación.

De igual forma se ha venido trabajando a través de una pasantía en los estudios de ingeniería del proyecto conectividad e Internet a 660 beneficiarios en la provincia del Cañar (escuelas, colegios, centros comunales, cooperativas de ahorro, entre otros); el proyecto estará listo a finales del mes de abril, para que pueda ser presentado al MINTEL u ONG interesada en financiar el mismo.

6.- Resultados de la operación 2010

El año 2010 sería recién el primer año de operaciones del Plan de Negocios aprobado originalmente por el Directorio, con los cambios en el tarifario, costo de instalación y diversificación de tecnología y productos. Se ha replanificado las operaciones de tal manera que como producto final se cumpla el flujo neto de efectivo del proyecto.

De acuerdo con la información proporcionada por la Dirección de Comercialización, en lo relacionado a las ventas de telecomunicaciones durante el primer trimestre del año 2010 se tienen los siguientes resultados:

Mes	Facturación
Ene-10	\$ 58.206,27
Feb-10	\$ 59.225,49
Mar-10	\$ 58.392,87
Abr-10	\$ 59.368,40
Acumulado hasta la fecha	\$ 235.193,03

Tabla N°5. Facturación de enero a abril de 2010

Se presenta la facturación de abril en virtud de que el servicio de telecomunicaciones de la CENTROSUR es prepagado, durante el mes de abril se seguirán incrementando las ventas.

De acuerdo a la misma información, a continuación se presenta la cantidad de clientes activados versus las metas establecidas para Internet corporativo, residencial y transmisión de datos. Cabe indicar que estas ventas se han realizado sin ninguna campaña de publicidad, solamente por referencia de clientes; es necesario un pronunciamiento urgente sobre la continuidad de la operación para que entre en vigencia la campaña de publicidad y se activen las ventas.

INTERNET CORPORATIVO			
	Ene-10	Feb-10	Mar-10
Meta	65	63	58
Real	8	13	26
% cumplimiento	12,31%	20,63%	44,83%

INTERNET RESIDENCIAL			
	Ene-10	Feb-10	Mar-10
Meta	392	285	472
Real	76	62	220
% cumplimiento	19,39%	21,75%	46,61%

DATOS			
	Ene-10	Feb-10	Mar-10
Meta	26	23	39
Real	4	1	3
% cumplimiento	15,38%	4,35%	7,69%

Tabla N°6. Clientes activados vs metas, sin publicidad

A continuación se presenta la información del total de clientes activos, instalaciones y clientes retirados desde el inicio de operaciones con corte a 31 de diciembre de 2010.

	Cuentas activas	Enviados a instalación	Retirados
N° Instalaciones	847	61	30
N° Clientes	768	3	13
N° Contratos	783	59	25
Total instalaciones	908		
Total clientes	771		
Tasa de abandono en las instalaciones	3,3%		
Tasa de abandono en los clientes	1,7%		

Tabla N°7. Clientes activos, instalaciones y clientes retirados desde el inicio de operaciones hasta 31 marzo 2010

Nótese el grado de aceptación del servicio de telecomunicaciones relacionado a la calidad y soporte posventa del mismo con una tasa de abandono de clientes del 1,7% y una tasa de abandono de instalaciones de 3,3%; este valor en mercados competitivos está entre 2,5% a 5%.

7.- Coberturas

A la fecha se tiene las siguientes coberturas del servicio con la red de acceso híbrida de múltiple tecnología, destaca la tecnología BPL que ha dado buenos resultados en la configuración que se ha planteado (GPON + BPL e inalámbrico + BPL).

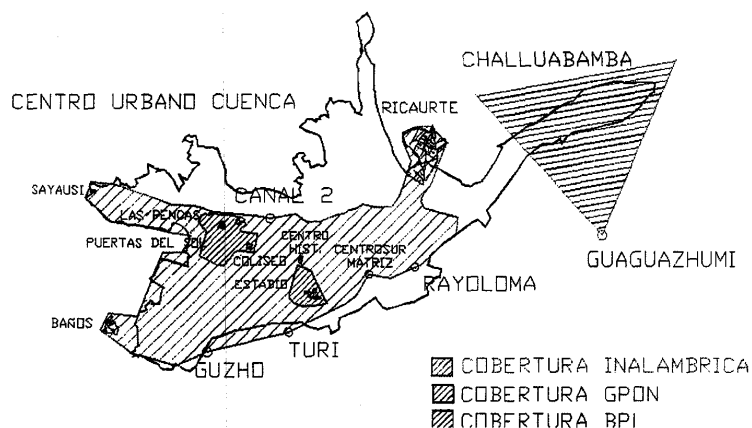


Figura N° 3. Mapa de cobertura de Internet en la ciudad de Cuenca con las tecnologías Inalámbrica, GPON y BPL

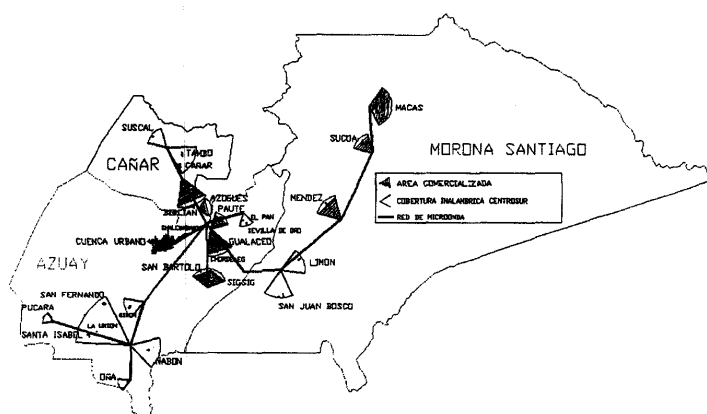


Figura N° 4. Mapa de cobertura de Internet en las ciudades de Macas, Sucúa, Méndez, Azogues, Biblián, Déleg, Paute, Gualaceo y Sigsig con tecnología Inalámbrica. (No esta en el dibujo pero se tiene cobertura también en Pucará y Jima)

8.- Gestión de las comunicaciones internas de la Empresa

Otra de las actividades de la Dirección de Telecomunicaciones corresponde a la Administración y Operación de los sistemas de comunicaciones de la Empresa que apoyan la gestión del negocio eléctrico. A continuación se presenta un informe de las tareas realizadas al respecto:

8.1. Fibra óptica y conectividad hacia las subestaciones S/E12, S/E09, S/E18, S/E15, Agencia Gualaceo, Agencia Paute, Agencia Biblián, Agencia Cañar, Estación Altar Urco, Estación Villaflores y Estación Sr. Pungo.

Pocos días antes del inicio de la Dirección de Telecomunicaciones se concluyó por parte de la Sección de Comunicaciones de la Dirección de Distribución la puesta en marcha del anillo metropolitano de fibra óptica en la ciudad de Cuenca, así también el tendido de fibra óptica por parte del TELCONET del tramo S/E07 – S/E12 – S/E09- S/E18.

Parte de la gestión de la DITEL en lo que respecta a las comunicaciones internas de la Empresa consistió en la liquidación del tendido de fibra de TELCONET y el suministro e instalación de la conectividad (ruteadores) de las S/E 12, S/E 09, S/E18, S/E15, agencias Gualaceo, Paute, Biblián, Cañar y estaciones de la red WAN (Altar Urco, Villaflores y Señor Pungo) para dotar de redundancia a las comunicaciones de las subestaciones y agencias para los propósitos técnicos de operación de la distribución eléctrica y comerciales.

Se instalaron también ruteadores en las estaciones de radio de Morona Santiago para asegurar la confiabilidad de la transmisión de datos en las agencias y subestaciones de dicha zona. En la siguiente figura se muestra el diagrama de la red de fibra óptica que une las subestaciones y agencias.

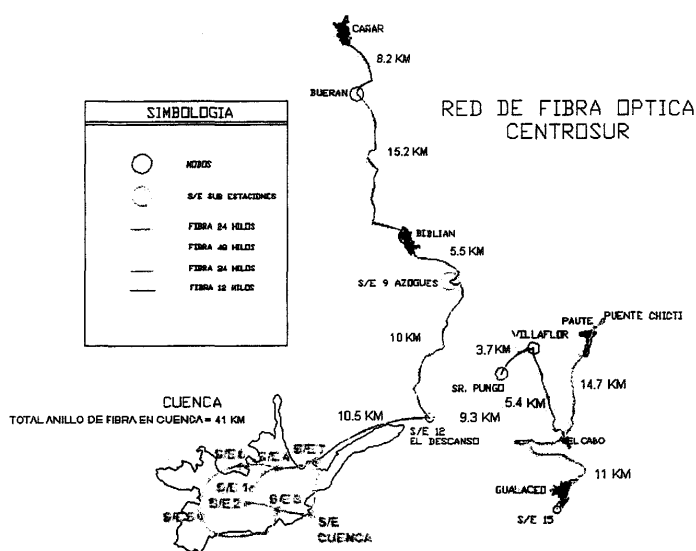


Figura N° 5. Red de fibra óptica para conexión de subestaciones y agencias

8.2. Telefonía IP y plataforma para múltiple vídeo conferencia.

Debido al anuncio oficial de SIEMENS respecto a la discontinuidad de partes, piezas y repuestos de los modelos de centrales telefónica HICOM300, fue necesario establecer una estrategia que brinde continuidad del servicio telefónico a los funcionarios del edificio matriz. Sobre la base de dos años de experiencia en telefonía IP en Agencias se empezó a

migrar la telefonía convencional del Edificio a la nueva telefonía IP, esta tarea comenzó en el 6to piso del edificio matriz, a fin de que los equipos (teléfonos y tarjetas de la centralilla) que salen de operación puedan servir como repuestos a los otros pisos del Edificio.

Los nuevos requerimientos de telefonía que se han presentado han sido atendidos directamente con telefonía IP tanto en la matriz cuanto en agencias.

Adicionalmente se ha puesto en marcha el sistema de múltiple vídeo conferencia que permite la comunicación en forma remota de hasta 12 funcionarios simultáneos con propósitos de coordinación de actividades entre matriz y Agencias.

8.3. Enlace de fibra óptica hacia centro de datos alterno

Para respaldar la información crítica de los sistemas informáticos de la Empresa ante eventos de fuerza mayor se ha construido un canal de comunicación de alta confiabilidad entre el Centro de Datos del Edificio Matriz y el Centro de Datos de respaldo ubicado en la Cámara de Industrias de Cuenca.

8.4. Incremento del sistema de radiocomunicaciones

Se han puesto en marcha dos estaciones repetidoras de radio: San Luis del Upano en el cantón Sucúa para mejorar las comunicaciones de los grupos de trabajo en el trayecto Logroño, Sucúa y Macas; y, la repetidora de Altar Urco para el área de El Tambo, Suscal y Cañar.

Se ha coordinado la ejecución de la obra civil y el suministro de equipos para activar las repetidoras de Patococha (Cerro de la Virgen); Maras (Paute, El Pan y Sevilla); Narigüña (Pucará, San Gerardo de Zhumiral, La Iberia) y Loma Mauta (Oña); se espera que estén operativas hasta finales de abril de 2010.

8.5. Derivación del anillo de fibra óptica

Se procedió con la apertura del anillo de fibra óptica OPGW a la altura de la estructura 43 a fin de realizar una derivación hacia el Sector de Turi con el propósito de dejar listo el inicio de comunicaciones para el emplazamiento de la nueva subestación 8 que estará en ese sector.

8.6. Shelter metálicos en subestaciones

Se realizó el montaje de shelter metálicos (cabinas) y adecuación de cuartos de telecomunicaciones en las subestaciones con el propósito de albergar en su interior a los sistemas de telecomunicaciones en ambiente climatizados y seguros para la transmisión de datos de los sistemas SCADA, telefónico, protección eléctrica diferencial, dispositivos electrónicos inteligentes IEDs y registradores comerciales de dichas subestaciones logrando un mayor grado de confiabilidad en la automatización de las maniobras eléctricas remotas.

8.7. Monitoreo de la red

Las comunicaciones internas de la Empresa, en particular el sistema de transmisión de datos es muy crítico pues es una herramienta transversal a los procesos de distribución, comercialización, gerenciales, sistemas informáticos, planeación, administrativos financieros y recursos humanos de la Empresa; por ello se ha vuelto crítico monitorear

permanentemente dichos sistemas, para lo cual se adecuaron 4 monitores en línea en el Centro de Gestión de Telecomunicaciones (CGT).

8.8. Sistema de control de acceso a Data Center (seguridad de los sistemas)

El Centro de Datos (Data Center) de la Empresa dispone de infraestructura muy crítica para la operación continua del negocio eléctrico, por ello se realizó la instalación de un sistema de control de acceso dactilar al sitio con 2 niveles de seguridad, que acompañado del procedimiento respectivo resguarda el acceso controlado de personal a dicha área.

8.9. Contact Center integrado a mesa de ayuda Dexon

Para mejorar la atención telefónica de los usuarios que marcan al 136 está en proceso de suministro el sistema Contac Center que se integrará al sistema mesa de ayuda de Dexon, cabe indicar que en la actualidad se dispone un sistema Call Center de marca SIEMENS que presenta limitaciones en crecimiento e integración a una arquitectura empresarial tecnológica y que no da abasto en licenciamiento a la cantidad de requerimientos a través del número único 136.

8.10. Incremento de capacidad de transmisión hacia Agencias de Morona Santiago

Debido al incremento de consumo de ancho de banda hacia las agencias de Limón, Méndez, Sucúa, Macas, Oficina San Juan Bosco, S/E23 y S/E22 se contrató la ampliación del sistema de transmisión de datos mediante microonda en la red WAN desde la ciudad de Cuenca, con esto se espera que dichas agencias y oficinas puedan seguir cursando en línea los nuevos aplicativos informáticos que se están llevando desde matriz hacia agencias (GIS, SGP, entre otros)

8.11. Sistemas de alimentación, protección, respaldo de energía y supresor de transientes para las estaciones de la Red WAN.

Con el propósito de asegurar la disponibilidad del servicio de telecomunicaciones de la red WAN cuando ocurren suspensiones del suministro eléctrico, se diseñó y adquirió un conjunto de baterías, UPS y sistemas de respaldo de energía en general que permitirán una autonomía de por lo menos 8 horas por cada estación y repetidora de comunicaciones de la red WAN y radiocomunicaciones.

8.12. Varios proyectos pequeños.

Se han realizado varios proyectos pequeños como el piloto de televigilancia IP en subestaciones, cambio del enlace de microondas Simbala – Loma Paica, instalación del enlace de microondas y red de última milla para dotar de conectividad a la Oficina de Pucará; infraestructura de telecomunicaciones para enlazar las oficinas de Oña y San Fernando en la provincia del Azuay, mismas que estarán en línea a finales de abril de 2010.

Por otro lado parte de la gestión de telecomunicaciones ha consistido en la administración de la renta de infraestructura de comunicaciones de la Empresa, particular que merece un tratamiento especial que se informa a continuación.

8.13. Renta de infraestructura de comunicaciones

Durante el año 2009 se realizó una revisión al precio de arrendamiento de la postearía por parte de las Operadoras de Telecomunicaciones, para el caso de los postes de distribución el valor de renta subió de 0,42 a 0,89 mensual más impuestos por cada poste con un incremento del orden de 112%, lo propio para las estructuras de subtransmisión de 2,36 a 3,60 dólares mensuales más impuestos, que representa un incremento de 52,54%. Además se impulsó y entró en vigencia la "Norma Técnica de uso de postes de distribución para servicios de telecomunicaciones".

Con los nuevos precios y la norma técnica citada se suscribieron los nuevos contratos de renta de postes con las empresas TVCable y TELCONET, lo cual representará un ingreso adicional a las cuentas de la Empresa de US\$ 161.533,72 en el año 2010.

De igual forma está procediendo a la liquidación de los otros contratos de renta de postes con otros operadores de telecomunicaciones privados a fin de poder suscribir el nuevo contrato a los nuevos precios y la norma técnica respectiva, esto implicará un ingreso adicional proyectado de US\$113.677,92 en el año 2010.

Se han cerrado los acuerdos de renta de fibra óptica oscura con los operadores celulares de PORTA y TELEFONICA, está pendiente la firma de los contratos de renta respectiva, los ingresos proyectados adicionales por este concepto ascienden a US\$ 120.000,00 anuales.