



INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2015



Ministerio
de Electricidad
y Energía Renovable



INDICE

	Página
INDICE.....	1
INTRODUCCIÓN.....	5
 CAPITULO 1: CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA	
1.1. INTEGRACIÓN DEL CAPITAL.....	8
1.2. INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA.....	9
1.2.1. Junta General de Accionistas.....	9
1.2.2. Directorio.....	9
1.2.3. Ejecutivos.....	9
 CAPITULO 2: PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS	
2.1. PLANEACIÓN ESTRATÉGICA.....	12
2.2. SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD.....	12
2.2.1. Manual de Procesos y Procedimientos.....	12
2.2.2. Sistema de Gestión de Calidad.....	12
2.3. GESTIÓN AMBIENTAL.....	12
2.3.1. Sistema de Gestión Ambiental.....	12
2.3.2. Plan de Manejo Ambiental.....	13
2.3.3. Responsabilidad Social Empresarial.....	13
2.4. PROYECTO SIGDE.....	14
2.4.1. Operativo.....	14
2.4.2. Comercial.....	14
2.4.3. Tecnológico.....	15
2.5. GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN.....	15
2.5.1. Proyectos SIG CENTROSUR.....	15
2.5.2. FERUM BID II.....	15
2.5.3. PMD 2014.....	16
2.5.4. Convenios con Ecuador Estratégico y CELEC EP.....	16
2.5.5. Costos de Calidad 2013.....	16
2.5.6. Costos de Calidad 2014.....	17
2.5.7. Sistemas Fotovoltaicos - SFV.....	17
2.5.8. Automatización y Sistemas de Protección.....	17
2.5.9. Mejoras en el Sistema de Subtransmisión.....	17



2.5.10. Alumbrado Público.....	18
2.6. GESTIÓN COMERCIAL.....	18
2.6.1. Atención al Cliente.....	18
2.6.2. Centro de Contacto.....	19
2.6.3. Plan RENOVA.....	19
2.6.4. Actualización de Datos de Clientes.....	19
2.6.5. Recuperación de Pérdidas Comerciales.....	19
2.6.6. Puntos de Recaudación de Valores.....	20
2.6.7. Gestión de Cartera.....	20
2.7. GESTIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA.....	20
2.7.1. Administración de Bienes.....	20
2.8. SISTEMAS DE INFORMACIÓN.....	21
2.8.1. Proyecto CISnergia.....	21
2.8.2. Unidad de Implementación Sur – UIS.....	21
2.8.3. Desarrollo de Sistemas.....	22
2.8.4. Infraestructura de Sistemas.....	22
2.9. SERVICIO DE TELECOMUNICACIONES.....	22
2.10. ASESORIA JURÍDICA.....	22
CAPITULO 3: PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	
3.1. COMPRA DE ENERGÍA.....	24
3.1.1. Contratos a Término.....	24
3.1.2. Resumen Energético.....	24
3.1.3. Costos de Compra de Energía.....	25
3.2. CLIENTES NO REGULADOS.....	27
3.2.1. Servicio de Peajes de Distribución.....	27
3.2.2. Facturación de Cargos Adicionales.....	27
CAPITULO 4: EL MERCADO REGULADO	
4.1. CLIENTES.....	29
4.2. ENERGÍA CONSUMIDA.....	30
4.3. FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA.....	32
4.4. DEUDA DE LOS CLIENTES.....	34
CAPITULO 5: EL SISTEMA ELÉCTRICO	
5.1. ÁREA DE CONCESIÓN.....	36
5.2. DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE.....	37
5.3. BALANCE ENERGÉTICO.....	37
5.4. COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA.....	38



5.5. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	38
5.6. CENTROSUR A NIVEL NACIONAL	39
5.7. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN	41
5.7.1. Calidad del Producto	41
5.7.2. Calidad del Servicio Técnico a Nivel de Cabecera de Alimentador	41
CAPITULO 6: SITUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA	
6.1. INGRESOS	44
6.2. COSTOS Y GASTOS	45
6.3. RESULTADOS DEL PERÍODO	47
6.4. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE INGRESOS Y GASTOS	47
6.4.1. Ingresos, costos y gastos	47
6.5. BALANCE CONDENSADO	48
6.5.1. Activo	48
6.5.1.1. Activo Corriente	48
6.5.1.2. Activo no Corriente	49
6.5.2. Pasivo y Patrimonio	49
6.6. LIQUIDACIÓN PRESUPUESTO DE INVERSIONES	50
6.7. INDICADORES FINANCIEROS	51
CAPITULO 7: RECURSOS HUMANOS	
7.1. NÚMERO DE TRABAJADORES	54
7.2. SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	55
7.3. CAPACITACIÓN	56
7.4. SALUD OCUPACIONAL	56
7.5. BIENESTAR SOCIAL	56
CAPITULO 8: SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO	
8.1. OBJETIVO INSTITUCIONAL	58
8.2. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE EXTERNO	58
8.3. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE INTERNO	59
8.4. PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD	59
8.5. CONTROL DEL GASTO	60
8.6. USO EFICAZ DEL TIEMPO	61
8.7. LIDERAZGO	61
CAPITULO 9: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
9.1. CONCLUSIONES	63
9.2. RECOMENDACIONES	65



Ministerio de
Electricidad
y Energía Renovable



CENTRO DE ESTUDIOS
Y ESTADÍSTICA

INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2013

INTRODUCCIÓN



INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de lo establecido en el artículo N° 263, numeral cuatro, de la Ley de Compañías, la Administración de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR) pone a consideración de los señores Miembros del Directorio y con sus recomendaciones, a la Junta General de Accionistas, el informe de resultados y las principales actividades realizadas durante el ejercicio económico del periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2015.

Es importante señalar algunos aspectos relevantes que son parte del marco legal que regula el sector eléctrico ecuatoriano:

- La energía producida por cada una de las empresas de generación es repartida entre las distribuidoras, de manera proporcional a sus requerimientos a través de Contratos Regulados de compra-venta. Este mecanismo tiene el objetivo de lograr que el costo de la energía sea el mismo para todas las distribuidoras.
- De acuerdo al Artículo 53 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, "La inversión requerida para ejecutar los proyectos de generación, transmisión y de distribución del PME por parte de las entidades y empresas públicas, será realizada con cargo al Presupuesto General del Estado y/o a través de recursos propios".
- El pliego tarifario, que se aplica al consumidor final, está concebido con el principio de tarifa única para cada tipo de consumo.
- La Resolución ARCONEL No. 064/12 eliminó el concepto de Fondo de Reposición, definió los Costos de Calidad y estableció nuevas pautas para el estudio de costos del servicio eléctrico.
- La Regulación ARCONEL No. 005/14, Prestación del Servicio de Alumbrado Público General, establece las condiciones técnicas, económicas y financieras que permitan a las distribuidoras brindar el servicio de alumbrado público general, con calidad, eficiencia y precio justo.
- La Resolución ARCONEL No. 058/14 modificó el pliego tarifario para incluir la Tarifa Residencial para el Programa PEC, desde agosto de 2014.

En el marco del uso eficiente de la energía y el cambio de la matriz energética, durante el año 2015 se ha concentrado los esfuerzos para reforzar la red de distribución, cambiar los medidores monofásicos con sus correspondientes acometidas por medidores bifásicos, con el objetivo de brindar las condiciones necesarias para que los clientes residenciales puedan acceder al programa de cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad, en sustitución del GLP (PEC). Además, se continuó con el programa RENOVA, mediante el cual se reemplaza las refrigeradoras que tiene más de diez años de uso por equipos modernos y más eficientes.

El desarrollo de la tecnología, la tendencia a adoptar procesos estandarizados y estructuras empresariales más eficientes, impone a la Empresa una dinámica de renovación y adaptación a las nuevas realidades, razón por la cual ha participado activa y decididamente en el desarrollo del programa SIGDE, que lleva adelante el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, fruto de lo cual se cuenta con el nuevo sistema



SCADA/OMS/DMS y a mediados del año 2016 se prevé la entrada en operación de sistema comercial unificado.

Otro aspecto, que ha recibido especial atención, es la calidad técnica del servicio que se brinda a los usuarios, así como la atención al cliente.

El costo medio de compra de la energía se redujo en un 1,11 %, en relación con el año 2014, al pasar de 5,40 ¢/kWh a 5,34 ¢/kWh.

El ejercicio económico operativo del año 2015, refleja un resultado positivo de S 1 714.943.

El déficit tarifario acumulado en el año alcanzó el monto de \$ 1.966.169,19, en tanto que los excedentes sumaron \$ 2.743.124,39, dando un valor neto positivo de \$ 776 955,20.

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 2015 la Empresa ha dado estricto cumplimiento a las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor, en el desarrollo de sus diversas actividades.

Cabe resaltar que el esfuerzo conjunto y planificado de Accionistas, Miembros del Directorio, Servidores y Trabajadores, ha permitido desarrollar una gestión en beneficio de la comunidad a la cual se debe esta Empresa.



Ministerio de
Electricidad
y Energía Renovable



CENTRO

MANUAL DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2013

CAPÍTULO 1

CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA



CAPITULO 1. CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA

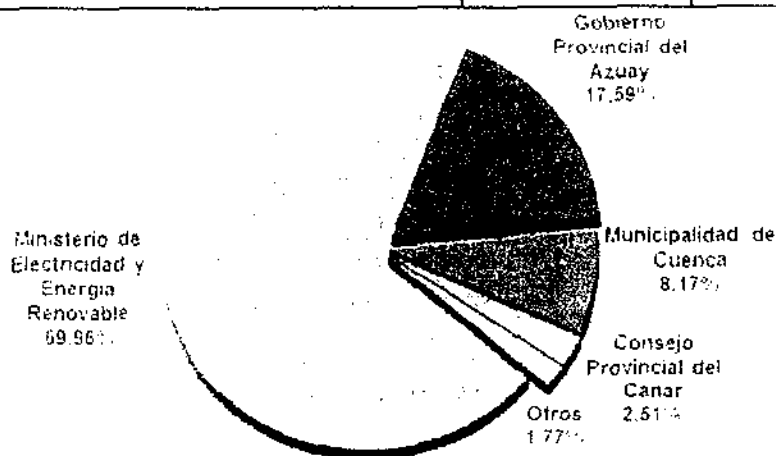
1.1. INTEGRACIÓN DEL CAPITAL

La Junta General de Accionistas N° 233, mediante resolución N° 233-705, adoptada el 30 de octubre de 2010, incrementó el capital suscrito en \$ 2.839.071. La escritura pública de aumento de capital y reforma del Estatuto de la Compañía, como consecuencia de tal acto societario, se otorgó ante el Notario Segundo del Cantón Cuenca, Dr. Rubén Vintimilla B., el 30 de noviembre de 2010; y la respectiva inscripción, en el Registro Mercantil, se realizó el día 27 de diciembre de 2010, con el N° 842.

Con fecha 9 de abril de 2012 se registró en el Libro de Acciones y Accionistas la cesión y transferencia de 1.336.037 acciones, que la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo – SENPLADES – tenía en la Empresa, a favor del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, como consecuencia de lo cual el capital quedó integrado de acuerdo al cuadro N° 1.1.

Cuadro N° 1.1 – Integración del capital

Accionista	Capital Suscrito y Pagado (\$)	%
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	108 228 171	69.96%
Gobierno Provincial del Azuay	27 221 090	17.59%
Municipalidad de Cuenca	12 632 784	8.17%
Gobierno Provincial del Cañar	3 885 866	2.51%
Consejo Provincial de Morona Santiago	1 272 305	0.82%
Municipalidad de Sigüig	449 525	0.29%
Municipalidad de Morona	463 598	0.30%
Municipalidad de Santa Isabel	348 524	0.23%
Municipalidad de Biblián	207 778	0.13%
Capital Total	154 709 641	100,00%



Otros: es la suma del capital que no excede el 1% por accionista.



1.2. INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA

1.2.1. Junta General de Accionistas

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

A diciembre de 2015, la Junta General de Accionistas estuvo integrada por representantes legales de los accionistas, de acuerdo al detalle del cuadro N° 1.2.1

Cuadro N° 1.2.1 – Junta general de accionistas

Institución	Representante Legal
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	Dr. Esteban Albornoz Vintimilla
Gobierno Provincial del Azuay	Ing. Paul Carrasco Canpio
Municipalidad de Cuenca	Ing. Marcelo Cabrera Palacios
Consejo Provincial del Cañar	Dr. Santiago Correa Padron
Consejo Provincial de Morona Santiago	Lcdo. Felipe Marcelino Chumpi
Municipalidad de Sigüig	Lcdo. Marcelino Granda Granda
Municipalidad de Santa Isabel	Prof. Rodrigo Quezada Ramón
Municipalidad de Bibián	Econ. Guillermo Espinoza Sánchez
Municipalidad de Morona	Dr. Roberto Villarreal Cambizaca

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2015 se realizaron dos sesiones, en las que se trataron y resolvieron temas fundamentales que se resumen en ocho resoluciones que han guiado el accionar de la administración.

1.2.2. Directorio

La conformación del Directorio, a diciembre de 2015, fue:

Cuadro N° 1.2.2 – Conformación del Directorio

Presidente del Directorio de la Compañía: Dr. Esteban Albornoz Vintimilla (12 de Septiembre de 2014)

Presidente Ejecutivo: Ing. Francisco Carrasco Astudillo (27 de Octubre de 2014)

Accionista	Principal	Fecha	Suplente	Fecha
Ministerio de Electricidad y Energía Renovable	Dr. Esteban Albornoz	12/09/2014	Ing. Santiago Anas	12/09/2014
	Dr. Xavier Barrera	21/12/2015	Abg. Pedro Cornejo	21/12/2015
	Ing. Modesto Salgado	21/12/2015	Ing. Marcos Orbe	12/09/2014
	Ing. Esteban Ortiz	12/09/2014	Dr. Carlos Medina	21/12/2015
	Lcda. Silvana Dueñas	12/09/2014	Ing. Ramiro Díaz	12/09/2014
Consejo Provincial del Azuay	Ing. Paul Carrasco	12/09/2014	Econ. Ruben Benitez	12/09/2014
	Dra. Cecilia Alvarado	12/09/2014	Ing. Jose Delgado	12/09/2014
Accionistas Minoritarios	Ing. Marcelo Cabrera	12/09/2014	Ing. Ivan Genovez	12/09/2014
Trabajadores	Ing. Patricio Tenesaca	12/09/2014	Ing. Jose Montero	12/09/2014

El Directorio mantuvo tres sesiones de trabajo, en el transcurso del año, adoptando veinte y siete resoluciones.

1.2.3. Ejecutivos

La administración de la empresa estuvo integrada de la siguiente manera:



Cuadro N° 1.2.3 Ejecutivos de CENTROSUR (Diciembre 2015)

Cargo	Funcionario
Presidente de la Compañía	Dr. Esteban Alborno Vintimilla
Presidente Ejecutivo	Ing. Francisco Carrasco Astudillo
Director Administrativo - Financiero (DAF) (Enc.)	Ing. Luis Rojas Iglesias
Director de Asesoría Jurídica (DAJ)	Dr. David Mera Robalino
Director de Comercialización (DICO)	Ing. Galo Segarra Guevara
Director de Distribución (DIDIS)	Ing. Juan Ugalde Delgado
Director de Morona Santiago (DIMS)	Ing. Luis Urdiales Flores
Director de Planificación (DIPLA)	Ing. Heriberto Idrovo Álvarez
Director de Sistemas Informáticos (DISI)	Ing. Juan Carlos León Davila
Director de Talento Humano, Seguridad y Salud en el Trabajo (DTH)	Ing. Juan Vázquez Abad
Director de Telecomunicaciones (DITEL)	Ing. Michael Cabrera Mejía
Gerente de Proyecto SIGDE-CENTROSUR (Enc.)	Ing. Johan Alvarado Brito
Asesor General de la Presidencia Ejecutiva	Ing. Damián Merchán Palacios
Asesor de Contratación Pública y Presupuesto	Dra. María Verónica Tama Vintimilla
Coordinador Interno del Proyecto PEC	Ing. Javier Vintimilla Carrasco
Secretaría General	Dra. Catalina García Jaramillo
Auditor Interno (Enc.)	CPA Sandra Picón Álvarez
Jefe del Dpto. Administrativo (DAF) (Enc.)	Ing. Oswaldo Guillen Sarmiento
Jefe del Dpto. de Financiero (DAF)	Econ. Mónica Hurtado Ruilova
Jefe del Dpto. de Patrocinio Jurídico y Legal (DAJ)	Dr. Diego Vanegas Ugalde
Jefe del Dpto. de Control de la Medición (DICO) (Enc.)	Ing. Marco Toledo Orozco
Jefe del Dpto. de Lectura y Facturación (DICO) (Enc.)	Ing. Edgar Chérrez Avila
Jefe del Dpto. de Recaudación y Gestión de Cartera (DICO)	Ing. Santiago Cordero Ortiz
Jefe del Dpto. de Servicios al Cliente (DICO) (Enc.)	Ing. Giovanni Mosquera Avila
Jefe del Dpto. de Alumbrado Público (DIDIS)	Ing. Santiago Pulia Galindo
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 1 (DIDIS) (Enc.)	Ing. Fernando Durán Contreras
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 2 (DIDIS) (Enc.)	Ing. Enrique Molina Alvarado
Jefe del Dpto. de Distribución Zona 3 (DIDIS)	Ing. Iván Piedra Martínez
Jefe del Dpto. de Análisis y Sist. Infor. Geográfica - SIGADE (DIDIS) (Enc.)	Ing. Ramiro Avila Campoverde
Jefe del Dpto. de Obras Civiles (DIDIS) (Enc.)	Ing. Oswaldo Peñaherrera Pesantez
Jefe del Dpto. de Subtransmisión (DIDIS)	Ing. Enrique Luna León
Jefe del Dpto. de Supervisión y Control (DIDIS)	Ing. Vinicio Méndez Tapia
Jefe del Dpto. de Calidad (DIPLA)	Ing. Miguel Arévalo Merchán
Jefe del Dpto. de Estudios Económicos y de Gestión (DIPLA) (Enc.)	Econ. Edwin Vidal Coronel
Jefe del Dpto. de Estudios Técnicos (DIPLA) (Enc.)	Ing. Patricio Quintanaca Astudillo
Jefe del Dpto. de Gestión Ambiental (DIPLA)	Ing. Juan Vázquez Palacios
Jefe del Dpto. de Responsabilidad Social (DIPLA)	Ing. Henry Calle Vidal
Jefe del Dpto. de Desarrollo de Sistemas (DISI)	Ing. José Miranda Delgado
Jefe del Dpto. de Seguridad, Salud y Bienestar en el Trabajo (DTH)	Ing. Diego Rojas Castro
Jefe del Dpto. de Talento y Desarrollo Organizacional (DTH)	Econ. Bernardo Vázquez Serrano
Jefe del Dpto. de Operación de Telecomunicaciones (DITEL)	Ing. Jaime Hernán Campos
Asistente de Relaciones Públicas (PE)	Lda. Gabriela Santacruz Moncayo



Ministerio de
Electricidad
y Energía Renovable



CENTRO DE
ESTUDIOS Y
ESTADÍSTICA

INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2013

CAPÍTULO 2

PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS



CAPITULO 2. PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS

2.1. PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

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

Este Plan constituye una herramienta directriz de gestión institucional, en él se enuncian los conceptos que permiten revelar los propósitos de la institución, en términos de objetivos a corto, mediano y largo plazos, programas de acción y prioridades para la asignación de recursos.

El Plan Operativo 2015, con sus correspondientes objetivos, metas, indicadores, programas, proyectos, presupuestos, fue fundamentado en el Plan Plurianual, descrito en el Plan Estratégico 2014-2017; de manera que la acción institucional de corto plazo esté en armonía con la planificación de mediano y largo plazo, así como con la Política Pública y el Plan Nacional del Buen Vivir 2013-2017.

La socialización de la visión estratégica es una tarea que no se puede dejar de lado, razón por la cual se realizaron talleres con el objetivo de difundir, concientizar y lograr el involucramiento de los colaboradores con el Plan Estratégico.

2.2. SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD

2.2.1. Manual de Procesos y Procedimientos

Se continuó trabajando en el mantenimiento y mejora del manual, así como en la actualización de los procesos, procedimientos e información, a través de la revisión y caracterización del proceso, elaboración y actualización de documentos (procedimientos, información y formularios de registro), diagramación con BPMN (Business Process Modeling Notation). Se ejecutó un programa de auditoría interna fruto de lo cual se ha identificado oportunidades de mejora.

2.2.2. Sistema de Gestión de Calidad

Una de las estrategias de gestión adoptadas por la empresa es el Sistema de Gestión de la Calidad, basado en la Norma ISO 9001:2008; cuyo fin es incrementar la satisfacción del cliente y mejorar la calidad en los servicios y procesos de la organización; razón por la cual se mantiene activado el ciclo PHVA (Planificar, Hacer, Verificar y Actuar).

2.3. GESTIÓN AMBIENTAL

2.3.1. Sistema de Gestión Ambiental

- Se definió un plan de trabajo para desarrollar los procedimientos correspondientes, de acuerdo a la Norma ISO 14000.
- Se continuó trabajando en la incorporación del sistema de gestión ambiental en los diferentes procesos
- Se capacitó al personal operativo en planes de contingencia.



- Monitoreo de ruido en 12 subestaciones; campos electromagnéticos en 16 líneas de subtransmisión y 8 subestaciones; y, postes de plástico reforzado con fibra de vidrio.
- Se recibió 27.038 focos ahorradores quemados, de los cuales 21.000 (78 %) fueron procesados.
- Toma de muestras de aceite, identificación y clasificación de aproximadamente 300 transformadores retirados del sistema eléctrico de Sucua.
- Se obtuvo la regularización ambiental de 29 proyectos, cuadro N° 2.3.1

Cuadro N° 2.3.1 – Proyectos con regulación ambiental

Categoría I: Certificado ambiental	Cant.
Construcción de redes de distribución (Varios sectores)	14
Montajes de transformadores de potencia. Subestaciones 01-02-03-04-05-50	6
Construcción de las líneas de subtransmisión subterráneas: SE02 - SE08, SE06 – SE01 y SE04 – SE01	3
Construcción del edificio para la agencia Biblian	1
Categoría II: Registro ambiental	
Construcción de la nueva S/E N° 50	1
Repotenciación de subestaciones: 14 y 18	2
Estación de telecomunicación "Señor Pungo"	1
Construcción de la subestación 13 "Chauillayacu" provisional	1
Total	29

- Se realizó el seguimiento y control al montaje de transformadores de potencia en las subestaciones 01, 02, 03, 04, 05, 14 y 18.

2.3.2. Plan de Manejo Ambiental

Como resultado de la Auditoría Ambiental Interna 2013 se identificaron no conformidades que están siendo levantadas, registrándose un avance del 93.21 %, mientras que el promedio de ejecución de las medidas ambientales incluidas en el PMA fue del 81,40 %

Cuadro N° 2.3.2 - Medidas ambientales del PMA

Programas	Cantidad	Avance
Manejo desechos	25	84,49%
Recursos naturales	16	82,73%
Gestión ambiental	9	88,67%
Participación Ciudadana	1	69,71%
Total	51	81,40%

2.3.3. Responsabilidad Social Empresarial

- Se elaboró el Balance Social, el cual permite valorar activos y pasivos sociales y determinar el grado de cumplimiento de la responsabilidad social empresarial en los grupos de interés: trabajadores, consumidores, comunidad y otros.
- Se publicó el "Reporte de Responsabilidad Social Empresarial 2015", revista digital como un instrumento de rendición de cuentas en este ámbito.



- Se reactivó la Biblioteca Digital, poniendo a disposición de los trabajadores información y material de consulta, libros y publicaciones en diversas ramas.
- Asistencia metodológica y organizativa para el diálogo con la comunidad en la gestión de proyectos de electrificación rural.
- Se ejecutó el proyecto de "Aprovechamiento de vidrio de contadores eléctricos" para la elaboración de plantas ornamentales.
- Definición del proceso de responsabilidad social "Inclusión socio - económica de las comunidades beneficiarias de los proyectos de electrificación rural".

2.4. PROYECTO SIGDE

Uno de los objetivos planteados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, es la modernización del sector eléctrico del país. Como una estrategia para lograrlo, ha concebido el Proyecto SIGDE "Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica", para lo cual todas las distribuidoras y el MEER firmaron el "Convenio de Cooperación Interinstitucional para el fortalecimiento del Sector de Distribución Eléctrica", cuyos principales ejes se indican en el cuadro N° 2.4.

Cuadro N° 2.4 -- Ejes del Proyecto SIGDE

Dominio	Descripción	Alcance
Comercial	Gestión de información y relación con el cliente	Proyectos CIS, CRM, MDM, AMI
Estratégico	Gestión estratégica, normativa y regulatoria	Gestión de proyectos, arquitectura empresarial, modelo de gobierno de TICs.
Operativo	Gestión de operación y distribución de la red	Proyectos SCADA, DMS, OMS, Arquitectura SIG Nacional.
Administrativo	Gestión Administrativa - Financiera y de Talento Humano	Proyectos ERP, gestión de activos, gestión del talento humano.
Tecnológico	Gestión de Tecnología y apoyo al negocio	Proyectos BPM, ESB, BI, ECM, Centros de Datos Nacionales, Soporte de Servicios de TIC's, Portal Corporativo

2.4.1. Operativo

Dentro del proyecto SCADA/DMS/OMS, las principales acciones fueron:

- Inició la implantación en las distribuidoras que no fueron parte de la primera etapa.
- Se realizó la instalación y configuración de los equipos de los centros de control nacional, regionales y locales.
- Se realizaron pruebas de pre-disponibilidad y comunicación del ADMS.
- Configuración y pruebas de enlace con el sistema del CENACE.

Aspectos relevantes del Sistema de Información Geográfica:

- Generación de aplicaciones para visualización de solicitudes de cocinas de inducción y el registro de novedades en luminarias.
- Diseño de la Arquitectura Nacional del GIS.

2.4.2. Comercial

- Talleres de trabajo para identificar, levantar, revisar y homologar los datos maestros de los diferentes procesos.



- Se inicia la etapa de configuración en función de diseño aprobado.
- Se prepararon procedimientos para la extracción y conversión de la información de los sistemas legados de las diferentes empresas.
- Se elaboran y prueban los diseños funcionales.
- Se ajustó la información para los pliegos de contratación del AMI.

2.4.3. Tecnológico

- El subcomité del Sistema de Gestión de Contenido (ECM) decidió que el proyecto incluya la adquisición, instalación y configuración del sistema, con horas de acompañamiento especializado. El proceso se declaró desierto.
- Supervisión y carga de datos de los indicadores comerciales, de enero a diciembre del 2015, en el portal de Inteligencia de Negocios (BI) nacional.
- Análisis y desarrollo de la página de indicadores comerciales del BI de CENTROSUR
- Se realizó las pruebas finales y la recepción definitiva del Bus Empresarial de Servicios ESB.

2.5. GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

2.5.1. Proyectos SIG CENTROSUR

Cada vez se explota de mejor manera las potencialidades del Sistema de Información Geográfica, como una herramienta para la planificación, operación y análisis que permiten tomar decisiones.

Se concluyó el levantamiento e ingreso al GIS del sector urbano del sistema eléctrico de La Troncal y la codificación de postes, tanto del sector urbano como del rural

2.5.2. FERUM BID II

Se concluyó el programa FERUM BID II – 2014, con un presupuesto de \$ 666.630

Cuadro N° 2.5.2 – Programa FERUM BID II – 2014

Provincia	Cantón	Proyectos	Valor Aprobado por el MEER [\$]
Azuay	Sigsig	2	175.936
	Paute	2	
	Nabón	1	105.470
	Santa Isabel	1	
Cañar	Bibíán	1	
Morona Santiago	Gualaquiza	1	233.599
	Sucua	3	151.625
	Morona	3	
	Total	14	666.630

En tanto que el programa FERUM BID II – Año 2015, con un presupuesto asignado de \$ 119 492 75, al 31 de diciembre de 2015 registró un avance ponderado del 44,08 %.



2.5.3. PMD 2014

Dentro del Plan de Mejora de la Distribución 2014, los programas: Sustitución de Medidores, Repotenciación CAF y Reforzamiento del Sistema de Distribución tienen como objetivo fundamental preparar la red de distribución para soportar el incremento de las demandas de potencia y energía, originadas por la implementación del proyecto de sustitución del uso de gas licuado de petróleo, para la cocción de alimentos mediante cocinas de inducción. Este es un proyecto que lleva adelante el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable como parte del cambio de la matriz energética y el uso eficiente de la energía. Los avances se muestran en el cuadro N° 2.5.3. En lo que se refiere a la adquisición del terreno para la subestación 50, se debe indicar que el costo del terreno fue menor que el presupuestado, como resultado de un proceso de declaración de utilidad pública, gestionado por la Empresa.

Cuadro N° 2.5.3 – Programa PMD 2014

Programa	Aprobado [\$]	Ejecutado [\$]	Avance Ponderado
Transformadores de distribución	459.367	460.028	100,14%
Reemplazo medidores 1Ø por 2Ø	1.940.003	1.940.528	100,03%
Circuitos expresos	383.500	374.381	97,62%
Adquisición terreno para la subestación 50	340.000	34.987	100,00%
RSND - BID	19.380.218	15.953.431	85,24%
RSND y sustitución de medidores - CAF	20.141.090	9.488.003	75,80%

2.5.4. Convenios con Ecuador Estratégico y CELEC EP.

A través de estos convenios, Ecuador Estratégico EP y CELEC EP se comprometieron a financiar la construcción de obras que tienen el propósito de mejorar las condiciones de vida de la población cercana a los proyectos hidroeléctricos emblemáticos que se construyen dentro del área de concesión de CENTROSUR.

Cuadro N° 2.5.4 – Convenios

Programa	Presupuesto Aprobado	Avance Ponderado
Ecuador Estratégico	1.443.926	95,58%
CELEC EP	674.153	73,33%

2.5.5. Costos de Calidad 2013

A continuación se muestra un resumen de los programas incluidos en Costos de Calidad del año 2013, con los correspondientes presupuestos y avances.

Cuadro N° 2.5.4 – Costos de calidad 2013

Programa	Presupuesto Aprobado	Avance Ponderado
Costos de Calidad		
Servicio Eléctrico	8.580.090	94,45%
Alumbrado Público	1.035.797	100,00%
Gestión Socio Ambiental	395.400	81,83%
Costos de Expansión de SAPG	1.463.633	100,00%



2.5.6. Costos de Calidad 2014

Cuadro N° 2.5.5 – Costos de calidad 2014

Programa	Presupuesto Aprobado	Avance Ponderado
Costos de Calidad		
Servicio Eléctrico	4.810.802	61,18%
Alumbrado Público	910.926	19,46%
Gestión Socio Ambiental	217.000	69,10%
Costos de Expansión de SAPG	1.411.655	21,26%

2.5.7. Sistemas Fotovoltaicos - SFV

- Se instalaron 376 sistemas fotovoltaicos (SFV) por un valor de \$ 139.762,30, con lo que se tienen 3.272 SFV, instalados en 177 comunidades de la provincia de Morona Santiago. A la fecha se ha logrado cubrir todos los requerimientos identificados, financiados con los programas FERUM 2008, 2010 y 2013.

Se adquirió 1.500 inversores de 12 VDC a 120 VAC por un total de \$ 389.100,00

2.5.8. Automatización y Sistemas de Protección

- Se instalaron y entraron en operación tres reconectores, dos en la S/E 02 (entradas de las líneas que vienen desde la S/E 03) y uno en la S/E 13.
- En una primera etapa se adquirió 10 tableros de control, para modernizar las bahías de las subestaciones 04 y 05, de los cuales, 4 ya están en servicio en la S/E 04.
- Se ha elaborado los pliegos para una adquisición corporativa de reconectores y reguladores de tensión, conjuntamente con ELEPCO y CNEL Santo Domingo.

2.5.9. Mejoras en el Sistema de Subtransmisión

Líneas de Subtransmisión

- Construcción de la línea subterránea a 22 kV S/E 02 – S/E 08.
- Construcción de un tramo de línea a 69 kV, que interconecta la Estructura N° 35 de la línea S/E 05-S/E 14 con la S/E 13 Chaullayacu provisional.
- Construcción de las salidas subterráneas a 22 kV de la subestación N° 04.
- Estudios para la construcción de las líneas: aérea a 69 kV S/E El Triunfo – S/E 50 y subterránea a 22 kV S/E 01 – S/E 06 y S/E 01 – S/E 04.
- Se coordinó la operación temporal de las subestaciones mientras TRANSELECTRIC realizaba la instalación de las bahías que faltaban en las subestaciones 15, 22 y 23 para completar el esquema de protección que le permita brindar confiabilidad al sistema de transmisión Cuenca-Macas, a 138 kV.

Subestaciones

- Repotenciación de las subestaciones 01, 02, 03, 04, 05, 14, 18 y 21.
- Estudios para la construcción de la nueva subestación 50 La Troncal.
- Construcción de la S/E 13 Chaullayacu provisional.



- S/E 04: Montaje de cuatro bahías de alimentadores para: el TRANVÍA, línea a la S/E 06, línea a la S/E 01 y alimentador 0428.
- S/E 05: Montaje de cuatro bahías de alimentadores para: el TRANVÍA y los alimentadores 0527, 0528 y 0529, además de una posición de línea a 69 kV.
- S/E 07: Instalación de tres bahías de 22 kV para los alimentadores 0721 y 0722, una para el transformador de potencia, además de una posición de línea a 69 kV.
- S/E 08: Dos bahías de 22 kV, una para la línea a la S/E 02 y otra para el alimentador 0825.
- S/E 12. Tres bahías de 22 kV para los alimentadores 1222, 1223 y 1224.
- Estudios para las Subestaciones 06, 13 y 17.
- El sistema de media tensión, alimentado desde la subestación 21 Macas, pasa a operar a nivel de 22 kV.

2.5.10. Alumbrado Público

- Se firmaron 42 convenios con Gobiernos Autónomos Descentralizados y moradores para la ejecución de 164 proyectos, por un monto de \$ 823.620.20, los cuales serán concluidos en el año 2016.
- Con recursos correspondientes a Costos de Calidad y de Expansión se están ejecutando 19 proyectos por un monto de \$ 2.274.939,00.
- Durante este año se ejecutaron 170 obras por un monto de \$ 850.143,82.

2.6. GESTIÓN COMERCIAL

2.6.1. Atención al Cliente

- Están en ejecución 3 proyectos financiados por el BID y 3 contratos de fiscalización, para el reforzamiento de redes de distribución y cambio de medidores. Además, 7 contratos para cambios de medidores y reforzamiento de redes de distribución y 10 contratos de fiscalización, financiados por la CAF.
- En el programa de acción eficiente, se realizó el cambio de 91.856 medidores bifásicos y 11.203 circuitos expresos a clientes residenciales.
- En los cuadros siguientes se resume los trámites realizados.

Cuadro 2.7.1.1 Trámites Realizados

Indicador	2014	2015	Variación
Solicitudes (Varios temas)	67.012	122.164	82,30%
Inspecciones	24.906	54.375	118,32%
Instalaciones	31.545	53.206	68,67%
Instalaciones especiales	252	247	-1,98%
Diseños aprobados (Viviendas)	109	110	0,92%



Cuadro 2.7.2.2 Extensión de Red

Indicador	2014	2015	Variación
Diseño y Valoración	374	540	44,39%
Remitidas a Zonas	142	110	-22,54%
Pago de Cliente [\$]	170.881	155.276	-9,13%

Cuadro 2.7.2.3 Servicio Eventual

Indicador	2014	2015	Variación
Instalaciones	3.506	3.923	11,89%
Energía eventual - MWh	2.186	2.698	23,46%
Recaudación Eventual [\$]	240.229	315.070	31,15%

- El tiempo para inspecciones de nuevos servicios fue de 1,97 días (meta 1,74 días) para instalaciones 7,82 días (meta 4,59 días) y para extensiones de red se logró 49 inspecciones por mes (meta 60).
- El indicador de tiempo de espera en atención al cliente (80 / 20) fue 92,77 % (meta 9110 %) y de calidad en la atención al cliente fue de 99,32 (meta 95,00 %).

2.6.2. Centro de Contacto

- La media del Nivel de Servicio Brindado (NSB) fue del 60,00 %, en tanto que la meta planteada fue del 80,00 %.
- Se registró un total de 327.993 llamadas (esto es el 19,49 % más que en el año 2014), que requerían atención personalizada, de las cuales 76.980 no fueron atendidas. Al sistema automático IVR ingresaron 236.746 llamadas, no siendo atendidas 7.302.
- Se realizaron 21.166 llamadas, 14.454 efectivas, como parte de diferentes campañas orientadas a los programas PEC, RENOVA, recuperación de cartera vencida, enlace ciudadano, diálogo ciudadano y satisfacción del servicio de internet.
- Se realizó la migración integral desde la plataforma Avaya a Cisco.

2.6.3. Plan RENOVA

- Se entregó 1.751 refrigeradoras con un cumplimiento del 98 % de lo asignado

2.6.4. Actualización de Datos de Clientes

- Se registró 45.566 actualizaciones de datos de usuarios.
- Se envió 1.436.951 mensajes de texto dando a conocer el valor de las planillas avisos de suspensiones programadas, notificaciones de cartera vencida, plan RENOVA y PEC.

2.6.5. Recuperación de Pérdidas Comerciales

- Se realizó 10.862 revisiones en sitio, dando como resultado la incorporación a la facturación de 5.511.263 kWh, por un monto de \$ 554.103.
- En el laboratorio de medidores se calibró 166.182 equipos.



2.6.6. Puntos de Recaudación de Valores

- Se ha incorporado 21 puntos de recaudación en la ciudad de Cuenca. Se mantiene contratos con 21 cooperativas, una corporación civil, una empresa pública municipal y cinco personas naturales. Además, se tiene cuatro contratos para el servicio de recaudación a través de la web.
- Se cuenta con 558 cajeros habilitados en el área de concesión, 500 tiendas del "Banco del Barrio", 350 de "Mi Vecino", 14 locales de REPORNE S.A., varios puntos del Banco del Pacífico y 31 convenios con diferentes instituciones financieras para débitos recurrentes a sus clientes.

2.6.7. Gestión de Cartera

- La cartera vencida (deuda mayor a 30 días) registró \$ 1.966.280, (deudas de 45.535 clientes). La cartera corriente (deuda menor a 30 días) fue \$ 3.009.205, de 96.229 clientes, con un total de \$ 4.975.485. Valores similares a los del año anterior, a pesar de haberse incrementado la deuda de varias entidades públicas.
- Se generó 891 notificaciones de gestión pre-coactiva, por \$ 88.742,14.
- Se emitió 463 Títulos de Crédito, por un valor de \$ 120.252,27, de los cuales se recuperó el 60,61 %.

2.7. GESTIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA

2.7.1. Administración de Bienes

- Se tuvo ingresos por remates (materiales y bienes de control) y venta de materiales (nuevos y de bajas) por \$ 266.117,64 (incluye IVA), con una disminución del 63,27 % con respecto al año anterior (\$ 724.587,70).
- El gasto por compra de combustible registra un incremento de 5,81 % (\$ 126.243,29) con respecto al año 2014 (\$ 119.310,31); desglose en el cuadro N° 2.8.2.

Cuadro N° 2.8.1 – Compra de Combustibles [\$]

Concepto	2014	Participación	2015	Participación	Variación
Diesel	11.681,25	9,79%	13.244,00	10,49%	13,38%
Super	70.038,27	58,70%	61.814,10	48,96%	-11,74%
Extra	37.590,79	31,51%	51.185,19	40,54%	36,16%
Total	119.310,31	100,00%	126.243,29	100,00%	5,81%

- El costo por transporte de personal decreció \$ 92.539,61 (16,97 %) en relación al año anterior, según cuadro N° 2.8.2.

Cuadro N° 2.8.2 – Contratos para Transporte de Personal [\$]

Actividad	2014	Cant.	2015	Cant.	Variación
Transporte de personal	46.220,65	7	41.400,00	7	-10,43%
Servicio contratado matriz	173.414,03	10	104.817,97	7	-39,56%
Servicio contratado agencia	325.625,69	19	306.502,79	21	-5,87%
Total	545.260,37	36	452.720,76	35	-16,97%

- En el cuadro N° 2.8.3. se presenta información de varios trámites.

Cuadro N° 2.8.3 – Varios Trámites

Trámite	Concepto	2014	2015	Variación
Inventarios	Bodegas	134	149	11,19%
	Bienes de Control	178	289	62,36%
	Total	312	438	40,38%
Trámites de Bodegas	Ingresos	1.947	1.339	-31,23%
	Egresos	8.086	19.986	147,17%
	Total	10.033	21.325	112,55%
Baja de Materiales y Bienes	Bodegas	45	25	-44,44%
	Grupos	31	29	-6,45%
	Agencias	14	16	14,29%
	Total	90	70	-22,22%
Mantenimiento de Vehículos	Valor (\$)	286.675,74	275.648,08	-3,85%
	Atenciones	3.172	3.783	19,26%
Asistencia Médica	Valor (\$)	137.808,19	93.624,97	-32,06%
Autoseguro Vehículos	Valor (\$)	15.115,96	28.547,79	88,86%

2.8. SISTEMAS DE INFORMACIÓN

2.8.1. Proyecto CISnergia

- Pruebas para verificar el funcionamiento de la aplicación móvil.
- Desarrollo de un web service para el programa PEC.
- Ingreso del pliego tarifario, base para el cálculo del alumbrado público y terceros.
- Generación del archivo de especificaciones de pago cuya información se remitirá al Banco Central del Ecuador.
- Actualización de los calendarios de lecturas y pruebas.
- Elaboración archivos de migración ciclo – 03.
- Revisión de las principales transacciones y de los objetos básicos utilizados en el proceso de facturación electrónica.

2.8.2. Unidad de Implementación Sur – UIS

- Desarrollo de validaciones para que se genere rubros por concepto de interés a las instituciones públicas
- Creación de las nuevas tarifas definidas por la ARCONEL.
- Ajustes para el manejo del programa PEC.
- Reactivación de factura en diferido.
- Revisión de la configuración de usuario que se utiliza para los servicios web del SIPEC.

Diseño e implantación de la factura según la Regulación ARCONEL 005/15.

Atención de inconvenientes en diferentes módulos del SICO.



2.8.3. Desarrollo de Sistemas

- Actualización del Quipux interno, con nuevas funcionalidades.
- Instalación, configuración y pruebas de funcionamiento de servicio de correo electrónico ZIMBRA.
- Elaboración de especificaciones técnicas, solicitud de compra y seguimiento del proceso de contratación del servicio IBM CONNECTION CLOUD.
- Se ajusta el sistema de reclamos e interrupciones para generar el nuevo formulario CAL-60-Ampliado
- Revisión y adecuación del proceso de coactivas, corrección de fallas.

2.8.4. Infraestructura de Sistemas

- Se elaboró los términos de referencia para la adquisición de software y hardware para soporte a contingencias de los servidores virtuales x86, en el sitio alterno.
- Se prepara el proceso para contratación de mantenimiento de impresoras.
- Se adquiere 21 PC Laptop y 140 PC Desktop.

2.9. SERVICIO DE TELECOMUNICACIONES

- Entra en servicio la red inalámbrica wifi (matriz, agencias y subestaciones) con control de portal cautivo.
- Se concluyó la Red Nacional de Telecomunicaciones (RENTSE) para el segundo grupo de empresas eléctricas beneficiarias del sistemas SCADA/OMS/DMS.
- El convenio FODETEL I finalizó, razón por la cual se inició la desinstalación de los equipos. Se continúa operando el proyecto FODETEL II.
- Se instaló paramayos y puestas a tierra en varias estaciones repetidoras.
- Se habilitó conectividad de fibra óptica para la subestación de La Troncal (S/E 50), así como para las agencias de Girón y Santa Isabel.
- Se reubicó el nodo "Mirador La Troncal" en el local de la Agencia.
- Se continuó con la gestión de renta de postes.
- Integración de 25 cámaras del ECU 911, sobre la base del convenio existente entre las partes.
- Se habilitó conectividad para 12 reconectores de la red de distribución.
- El número de clientes del servicio de telecomunicaciones disminuye de manera sostenida, de acuerdo a las políticas establecidas.

2.10. ASESORÍA JURÍDICA

- Se ha afrontado distintos procesos judiciales, obteniendo en los mismos resultados favorables a los intereses de la institución.
- Se suscribió 446 contratos y 50 convenios de pago.
- Los valores recuperados por gestión de cobro ascienden a \$ 297.020.11, de los cuales \$ 263.127,86 se han recuperado en efectivo.

MANUAL DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2010

CAPÍTULO 3

PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO MAYORISTA



CAPITULO 3. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

3.1. COMPRA DE ENERGÍA

3.1.1. Contratos a Término

A través de contratos regulados se recibió energía de las empresas de generación y autoprodutores:

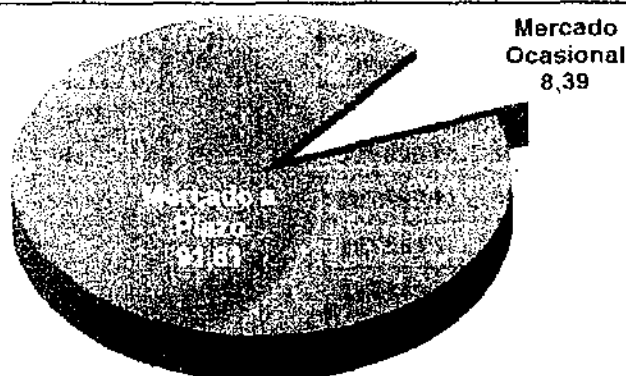
- Capital Privado: ELECTROQUIL, INTERVISA, GENEROCA, LAFARGE, SIBIMBE, TERMOGUAYAS, ECOLUZ, HIDROABANICO y ENERMAX.
- Capital Público: CELEC EP, ELECAUSTRO y EPMAPS.

3.1.2. Resumen Energético

El informe está sustentado en las liquidaciones mensuales del periodo enero a diciembre de 2015, publicadas y oficializadas por el CENACE. El cuadro N° 3.1.2.1 resume la energía demandada por los clientes regulados en los puntos de entrega del mercado, 1.063.098 MWh, valor que resulta superior en el 4,91 % al del año 2014 (1.013.325 MWh). De esta energía, el 91,61 % (973.935 MWh) fue adquirida en el mercado de contratos y el 8,39 % (89.163 MWh) en el mercado ocasional.

Cuadro N° 3 1.2.1 – Abastecimiento de energía [MWh]

Trimestre	Mercado Ocasional	Mercado a Plazo	Total
Primero	28.225 10,86%	231.640 89,14%	259.865 100,00%
Segundo	14.503 5,44%	252.169 94,56%	266.672 100,00%
Tercero	21.097 7,87%	246.830 92,13%	267.927 100,00%
Cuarto	25.339 9,43%	243.295 90,57%	268.634 100,00%
Total	89.163 8,39%	973.935 91,61%	1.063.098 100,00%



Dentro del mercado de contratos regulados, el cuadro N° 3.1.2.2 muestra el detalle de la energía recibida de cada generador; y, el cuadro N° 3.1.2.3 resume la composición del suministro, organizado en función del sector que es propietario del generador. Resulta que el 91,74 % corresponde a contratos con empresas de generación de capital estatal y 8,26 % a contratos con empresas de generación de capital privado.

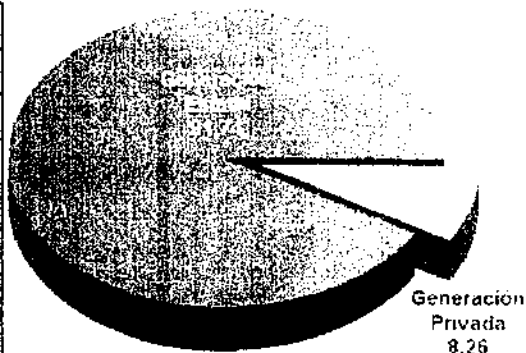


Cuadro N° 3.1.2.2 – Energía recibida de cada generador [kWh]

Generador	1 TRI	2 TRI	3 TRI	4 TRI	TOTAL	%
TERMOESMERALDAS	21.338.570	22.047.729	22.204.152	18.949.620	84.540.071	8,68%
ELECTROGUAYAS	32.480.018	22.501.288	24.818.519	37.813.415	117.613.240	12,08%
TERMOPICHINCHA	14.768.826	11.144.767	11.249.159	16.194.600	53.357.352	5,48%
IMPORTACION PERÚ	153.238	-	578.511	1.936.091	2.667.841	0,27%
HIDROPAUTE	76.806.599	107.015.076	94.745.040	65.113.563	343.680.279	35,29%
HIDROAGOYAN	35.475.097	36.008.621	38.176.462	32.262.837	141.923.018	14,57%
HIDRONACION	8.826.286	15.018.122	11.758.701	15.062.336	50.665.446	5,20%
TERMOGAS MACHALA	17.953.883	17.247.855	20.827.564	17.252.299	73.281.600	7,52%
EMELNORTE	-	2.600.977	2.475.935	2.611.428	7.688.340	0,79%
Empresas CELEC EP	207.802.518	233.584.434	226.834.043	207.196.191	875.417.186	89,88%
ELECAUSTRO	3.318.198	3.505.184	3.567.449	2.599.455	12.990.286	1,33%
ERMAPS	1.177.756	1.470.080	1.728.409	737.613	5.113.858	0,53%
Capital Estado	4.495.954	4.975.264	5.295.858	3.337.068	18.104.144	1,86%
ELECTROQUIL	3.074.315	1.808.742	2.589.054	10.157.037	17.629.149	1,81%
INTERMSA TRADE	2.633.095	1.638.657	1.858.924	8.403.815	14.534.491	1,49%
GENEROCA	1.578.810	970.731	966.609	1.974.186	5.490.336	0,56%
TERMOGUAYAS	8.670.999	5.746.218	6.262.096	10.025.259	30.704.572	3,15%
HIDROSIBIMBE	1.310.592	1.378.740	1.046.779	735.031	4.471.142	0,46%
LAFARGE	265.445	170.686	111.209	91.535	638.874	0,07%
ECOLUZ	293.027	448.713	505.679	213.220	1.460.639	0,15%
ECOLUZ - LORETO	197.561	167.017	229.622	140.417	734.617	0,08%
HIDROABANICO	483.351	446.290	576.763	698.805	2.205.209	0,23%
ENERMAX	834.780	833.911	553.029	322.863	2.544.602	0,26%
Empresas Privadas	19.341.975	13.609.706	14.699.764	32.762.187	80.413.632	8,26%
Total	231.640.447	252.169.404	246.829.664	243.295.446	973.934.962	100,00%

Cuadro N° 3.1.2.3 – Energía según Sector Proveedor [kWh]

Trimestre	Generación [kWh]	
	Estatal	Privada
Primero	212.298.472	19.341.975
Segundo	238.559.698	13.609.706
Tercero	232.129.901	14.699.764
Cuarto	210.533.259	32.762.187
Total	893.521.330	80.413.632
Participación	91,74%	8,26%



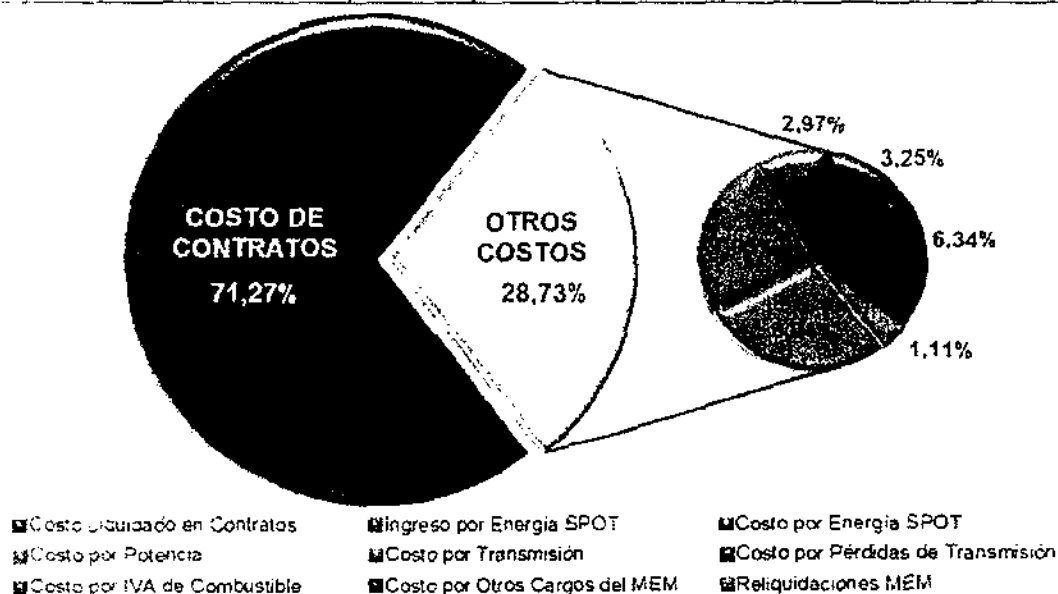
3.1.3. Costos de Compra de Energía

El cuadro N° 3.1.3.1 presenta un resumen de los costos de la energía en los mercados ocasional y de contratos, así como un desglose en los componentes más incidentes. El costo de la energía alcanzó la suma de \$ 56.804.342, superior en un 3,70 % respecto al del año anterior (\$ 54.778.047).



Cuadro N° 3.1.3.1 – Resumen de costos [\$]

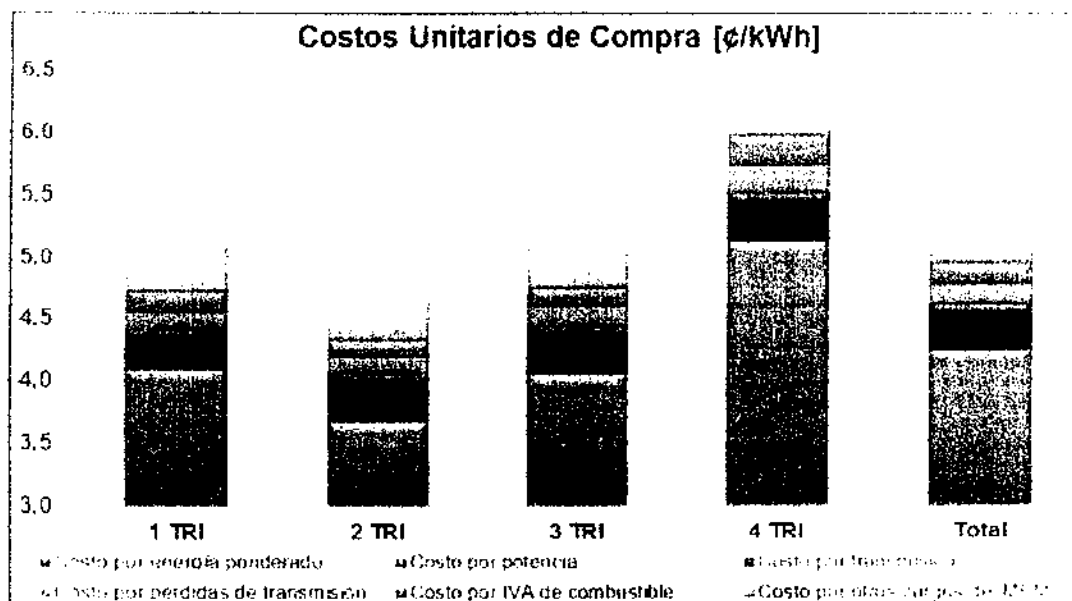
Concepto	1 TRI	2 TRI	3 TRI	4 TRI	Total	%
COSTO DE CONTRATOS	9 727 990	9 112 354	9 724 543	11 919 458	40 484 346	71,27%
OTROS COSTOS	4 041 201	2 602 988	4 228 064	4 447 742	16 319 996	28,73%
Ingreso por Energía SPOT	-5	-4 930	-843	-582	-6 380	-0,01%
Costo por Energía SPOT	901 120	685 291	1 136 235	1 843 239	4 565 885	8,04%
Costo por Potencia	-1 180	-2 274	-1 148	-1 587	-6 289	-0,01%
Costo por Transmisión	856 706	1 046 883	1 040 814	1 062 619	4 007 022	7,05%
Costo por Pérdidas de Transmisión	338 583	340 143	413 302	592 466	1 684 494	2,97%
Costo por IVA de Combustible	448 797	357 523	397 702	641 878	1 845 900	3,25%
Costo por Otros Cargos del MEM	1 497 182	757 422	1 051 352	295 306	3 601 261	6,34%
Reliquidaciones MEM	-1	422 930	190 650	14 504	628 083	1,11%
Total	13.769.191	12.715.342	13.952.607	16.367.201	56.804.342	100,00%



Cuadro N° 3.1.3.2 Costos unitarios de compra [¢/kWh]

Concepto	1 TRI	2 TRI	3 TRI	4 TRI	Total	%
Ingreso por energía SPOT	3,69	1,04	0,20	3,26	0,70	
Costo por energía SPOT	3,19	4,58	5,28	7,27	5,07	
Costo por energía contratos	4,20	3,61	3,94	4,90	4,16	
Costo por energía ponderado	4,09	3,67	4,05	5,12	4,24	79,30%
Costo por potencia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01%
Costo por transmisión	0,33	0,39	0,39	0,40	0,38	7,05%
Costo por pérdidas de transmisión	0,13	0,13	0,15	0,22	0,16	2,97%
Costo por IVA de combustible	0,17	0,13	0,15	0,24	0,17	3,25%
Costo por otros cargos del MEM	0,58	0,44	0,46	0,12	0,40	7,45%
Costo Unitario Total 2014	5,30	4,77	5,21	6,09	5,34	100,00%

El cuadro N° 3.1.3.2 muestra los costos unitarios de la energía desglosados en sus diferentes componentes. El costo promedio de compra fue de 5,34 ¢/kWh.



3.2. CLIENTES NO REGULADOS

3.2.1. Servicio de Peajes de Distribución

Los valores facturados por el servicio de peajes de distribución a los consumos propios de terceros (ENERMAX, COAZUCAR e HIDROSANBARTOLO) le representaron a CENTROSUR un ingreso neto de \$ 83.422, desglosado de acuerdo al cuadro N° 3.2.1.

Cuadro N° 3.2.1 - Facturación por peajes de distribución [\$]

Trimestre	Potencia	Energía	Alumbrado Público	TOTAL
Primero	12.571	1.079	5.963	19.612
Segundo	12.015	1.086	6.318	19.419
Tercero	14.578	782	5.749	21.110
Cuarto	16.342	844	6.095	23.281
Total	55.506	3.791	24.125	83.422

3.2.2. Facturación de Cargos Adicionales

Por concepto de cargos adicionales, a los consumos propios de terceros (ENERMAX, COAZUCAR e HIDROSANBARTOLO) la Empresa facturó un total de \$ 509.76 correspondiente al cargo de contribución a bomberos.

INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2010

CAPÍTULO 4

EL MERCADO REGULADO

CAPÍTULO 4. EL MERCADO REGULADO

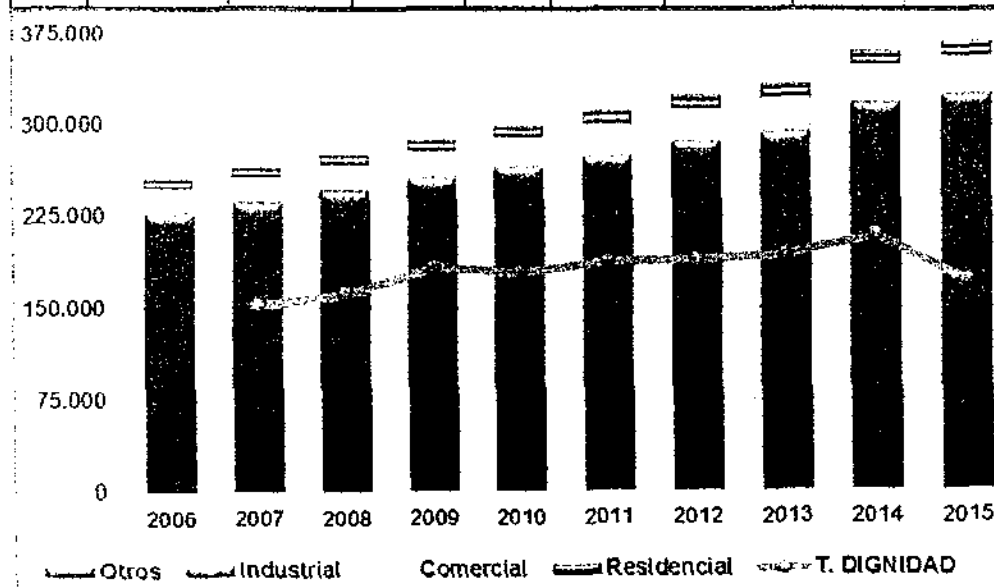
4.1. CLIENTES

De acuerdo al informe de facturación, emitido por la Dirección de Comercialización, el número de clientes, a diciembre de 2015, fue de 369.758 (cuadro N° 4.1), con un incremento del 2,03 % respecto a los que constaban en el mes de diciembre de 2014 (362.406).

Clasificados por grupos de consumo, el 87,95 % son residenciales, 8,77 % comerciales, 1,72 % industriales y 1,56 % corresponden a la categoría otros, entre los que se incluyen: las entidades oficiales, asistencia social, beneficio público y escenarios deportivos

Cuadro N° 4.1 – Clientes por tipo de tarifa

Año	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total	Var. Anual	Tarifa Dignidad	
							Clientes	%
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%	152 300	64,29
2008	245 919	21 677	5 923	3 573	277.092	4,00%	161.833	65,81
2009	256 244	22 790	6 115	3 739	288.888	4,26%	182 995	71,41
2010	266 277	23.881	6.331	3.991	300.480	4,01%	179 437	67,39
2011	275 250	26 588	6 614	4 151	312.603	4,03%	188 487	68,48
2012	286 297	27 049	6 736	5 288	325.370	4,08%	190 008	66,37
2013	294 554	26 759	6 821	4 820	334.954	2,95%	193 923	65,84
2014	318 473	31.779	6.630	5.524	362.406	8,20%	210.338	66,05
2015	325 200	32 422	6 375	5 761	369.758	2,03%	172.787	53,13

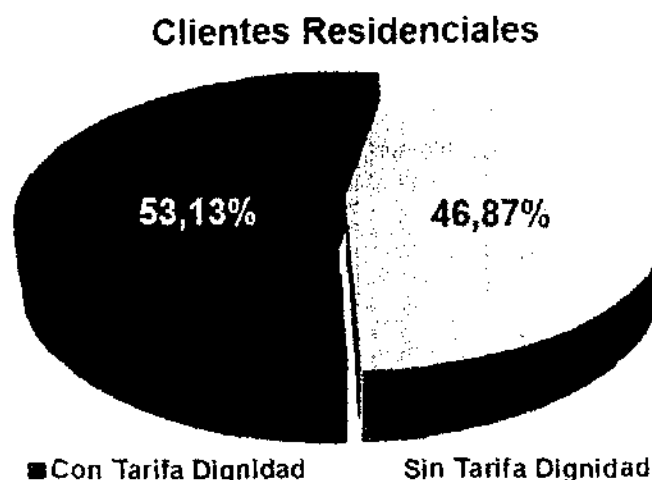


A partir del año 2007, el Estado Ecuatoriano otorga el Subsidio Tarifa Dignidad, para los consumidores del sector residencial, cuyos consumos mensuales de energía eléctrica sean inferiores a 110 kWh/mes en las empresas distribuidoras de la Sierra y 130 kWh/mes en las de la Costa, Oriente y Región Insular.



En el caso de la CENTROSUR, los clientes que reciben este beneficio representan el 53,13 % (172.787 clientes) del total de sus clientes residenciales (Gráfico N° 4.1). En el año 2015 se advierte una disminución debido a que la ARCONEL, dispuso que se excluya a los "Consumo Cero" y que se considere una frecuencia de seis veces o más en las que el consumo de energía del usuario estuvo dentro de los límites de consumo establecidos para acceder a este subsidio (110 y 130 kWh, respectivamente), en el periodo inmediato anterior de 12 meses, incluyendo el mes de facturación en análisis.

Gráfico N° 4.1 – Clientes Subsidio Tarifa de la Dignidad [%]

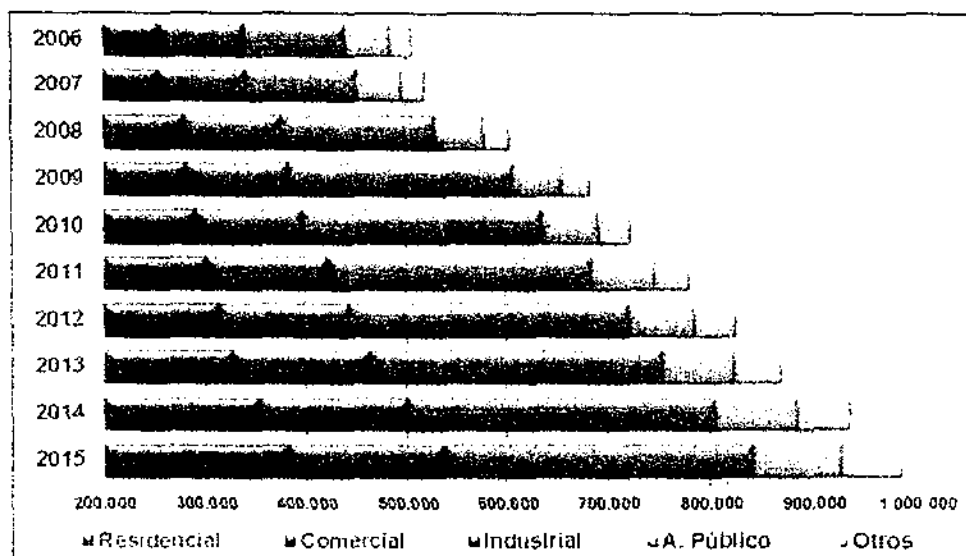


4.2. ENERGÍA CONSUMIDA

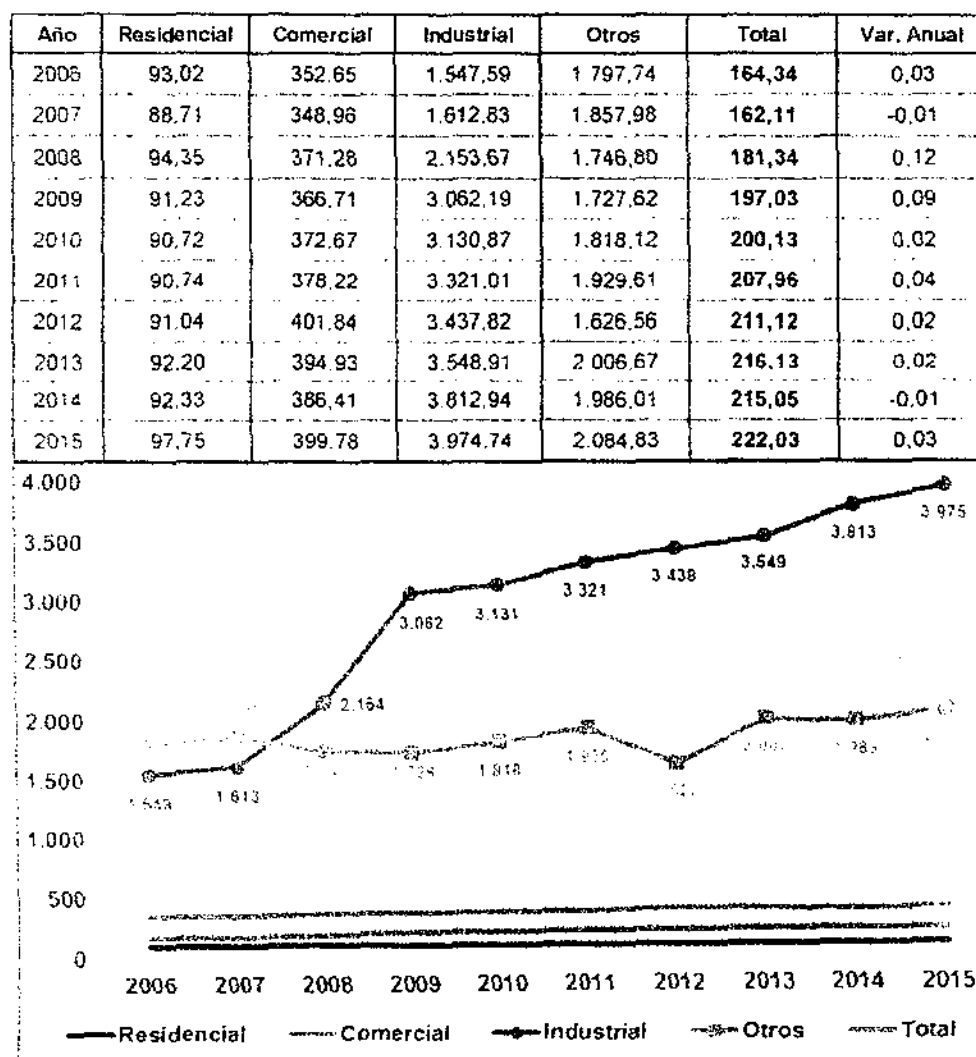
La energía consumida fue de 985.186,71 MWh (cuadro N° 4.2.1), con un incremento del 5,34 % con relación a la energía de 2014 (935.223,80 MWh). Del consumo total, el sector residencial con 381.451,24 MWh (38,72 %), es el que mayor participación tiene, seguido del industrial con 304.067,73 MWh (30,86 %) y luego el comercial con 155.539,28 MWh (15,79 %).

Cuadro N° 4.2.1 – Energía consumida [MWh]

Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total	Var. Anual
2006	254.702,32	83.552,13	101.249,68	44.180,79	22.048,02	505.732,95	6,92%
2007	252.169,02	87.007,08	110.124,26	45.289,08	23.738,77	518.328,22	2,49%
2008	278.436,24	96.578,53	153.074,29	49.042,02	25.853,76	602.984,83	16,33%
2009	280.521,18	100.287,65	224.703,39	49.622,31	27.892,68	683.027,22	13,27%
2010	289.894,10	106.797,92	237.858,69	56.416,38	30.656,95	721.624,03	5,65%
2011	299.715,40	120.674,40	263.582,29	62.602,40	33.515,46	780.089,95	8,10%
2012	312.785,68	130.431,14	277.885,91	63.298,87	39.916,39	824.317,98	5,67%
2013	325.889,02	136.293,32	290.485,00	70.092,49	45.973,41	868.733,24	5,39%
2014	352.860,34	147.357,44	303.357,60	80.164,02	51.484,40	935.223,80	7,65%
2015	381.451,24	155.539,28	304.067,73	86.182,32	57.946,16	985.186,71	5,34%



Cuadro N° 4.2.2 – Energía consumida por cliente [kWh/cliente/mes]



• Motivados por el Mandato N° 15, los clientes "Grandes Consumidores", pasan a la condición de "Clientes Regulados".



Al relacionar la energía consumida con el número de clientes resulta que, mientras en el año 2014 se tenían 215,05 kWh/cliente/mes, en el año 2015 se pasó a 222,03 kWh/cliente/mes, con un incremento del 3,25 %, (cuadro N° 4.2.2). El consumo promedio de los clientes residenciales fue de 97,75 kWh/cliente/mes, valor que explica el alto porcentaje de consumidores que reciben el subsidio "Tarifa Dignidad".

4.3. FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA

La facturación total por venta de energía fue de \$ 97.327.814 (cuadro N° 4.3.1), registrándose un crecimiento del 10,34 % con respecto a la del año anterior, situación que se explica por el incremento del consumo y de las tarifas aplicadas al cliente final. De este total, \$ 91.969.291 fueron facturados directamente a los clientes y \$ 5.358.523 registrados en cuentas por cobrar, con cargo al Estado por concepto de subsidios

Cuadro N° 4.3.1 – Facturación por energía consumida [Miles \$]

Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total	Var. Anual
2006	26 247,23	7 383,04	8 443,38	5 167,82	1 635,87	48.877,33	6 23%
2007	26 029,29	7 710,26	9 150,00	5 300,25	1 792,59	49.982,39	2,26%
2008	28 021,12	8 232,10	11 751,82	5 665,48	1 835,56	55.506,08	11 05%
2009	27 636,76	8 048,11	15 335,52	5 577,70	1 836,32	58.434,41	5,28%
2010	28 778,96	8 604,94	16 053,20	6 363,40	2 102,02	61.902,52	5,94%
2011	29 903,92	9 679,66	17 725,56	7 043,10	2 289,63	66.641,87	7,66%
2012	31 175,23	10 472,81	18 701,32	7 323,64	2 746,69	70.419,68	5,67%
2013	32 515,77	10 886,94	19 471,80	7 715,80	3 153,28	73.743,58	4,72%
2014	37 601,98	13 831,96	24 523,62	8 391,38	3 861,63	88.210,56	19,62%
2015	41 580,80	15 603,18	26 551,64	8 971,13	4 621,06	97.327,81	10,34%

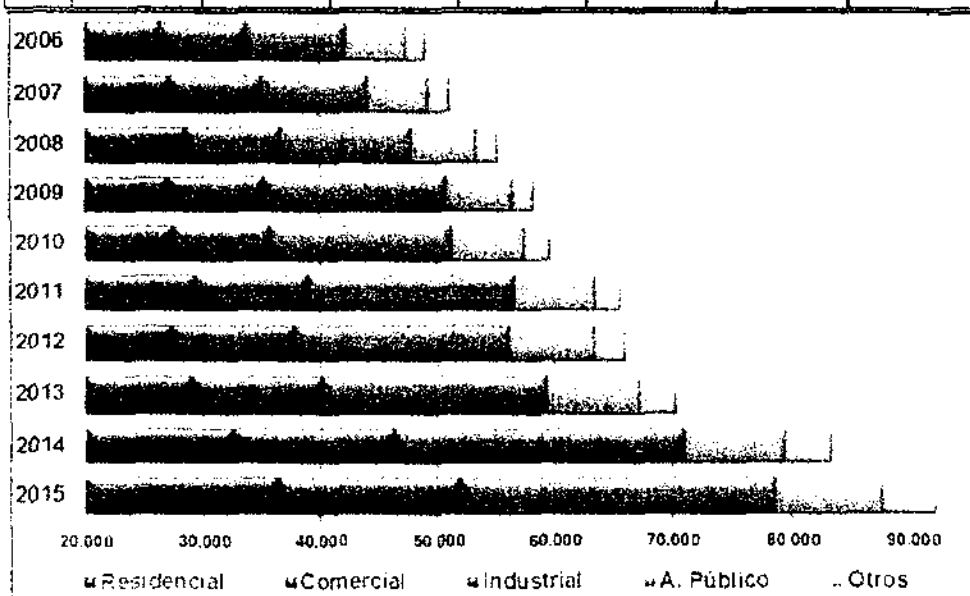
■ Residencial ■ Comercial ■ Industrial ■ A. Público ■ Otros

La recaudación, sin considerar los subsidios (Tarifa Dignidad, Ley del Anciano, Ley Orgánica de la Discapacidad y Programa de Cocción Eficiente), fue de \$ 91.960.022, superior en 10,49 % (\$ 8.732.726,71) con respecto al año 2014 (cuadro N° 4.3.2).



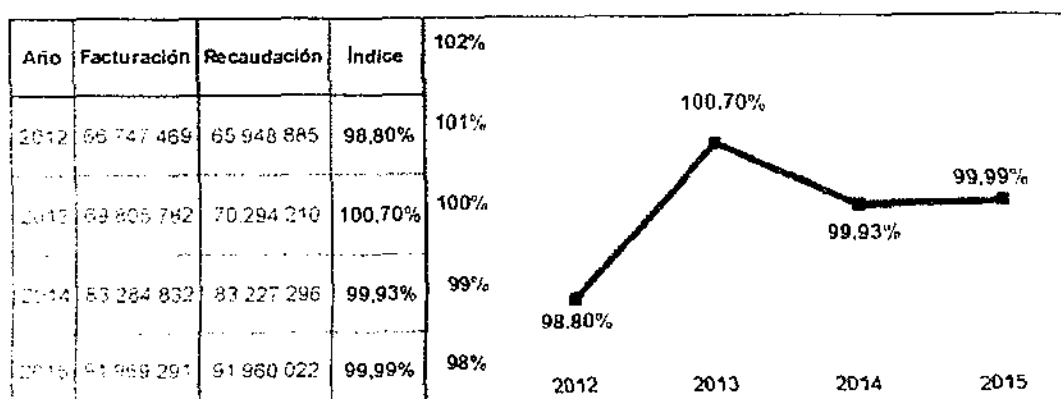
Cuadro N° 4.3.2 – Recaudación por energía consumida [Miles \$]

Año	Residencial	Comercial	Industrial	A. Público	Otros	Total	Var. Anual
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%
2010	27.379,14	8.171,04	15.622,85	6.194,11	2.203,65	59.570,78	2,11%
2011	29.311,00	9.546,46	17.760,35	6.800,06	2.215,36	65.633,23	10,18%
2012	27.233,66	10.383,90	18.428,18	7.290,25	2.612,90	65.948,89	0,48%
2013	28.984,44	11.057,00	19.312,16	7.841,99	3.098,63	70.294,21	6,59%
2014	32.475,64	13.777,78	24.671,15	8.411,08	3.891,64	83.227,30	18,40%
2015	36.268,94	15.628,15	26.635,59	8.976,65	4.450,69	91.960,02	10,49%



Relacionando la recaudación con la facturación, sin incluir subsidios en los dos casos, resulta un índice de recaudación del 99,99 % (cuadro N° 4.3.3).

Cuadro N° 4.3.3 – Índice de Recaudación – Sin subsidios [%]



En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2010 y 31 de diciembre de 2015, las asignaciones recibidas del Estado, para cubrir los subsidios, ascienden a \$ 14.133.130.



de este valor, \$ 13.854.275 corresponde a tarifa de la dignidad y \$ 278.855 a la tarifa de tercera edad. El subsidio por la ley de discapacidad se aplica desde el año 2013

4.4. DEUDA DE LOS CLIENTES

La deuda al cierre del año 2015 en relación a la del 2014, decreció en número de deudores, al pasar de 145.278 a 141.764 (menor en 2,419 %); y, en valor monetario prácticamente se mantuvo: de \$ 4.975.619 pasó a \$ 4.975.486 (menor en 0,003 %). La cartera vencida (mayor a 30 días), a diciembre de 2015 fue de \$ 1.966.281, en tanto que al mismo mes de 2014, se tenía \$ 1.943.065, dando como resultado un ligero incremento del 1,195 % (\$ 23.216).

Si se relaciona la cartera vencida mayor a 30 días con la facturación mensual promedio, en el año 2015 ésta representa el 24,24 %, en tanto que en el 2014 fue 26,43 %, es decir que hubo una disminución relativa del 2,19 % (cuadro N° 4.4.1).

Cuadro N° 4.4.1 Cartera Vencida General (\$)

Descripción	2014			2015			Variación	
	N° Clientes	Valor (\$)	%	N° Clientes	Valor (\$)	%	N° Clientes	Valor (\$)
Cartera Vencida General (Mayor 30 días)	43.340	1.943.065	39,05%	45.535	1.966.281	39,52%	5,06%	1,13%
Entes de Cobro (hasta 30 Días)	101.938	3.032.554	60,95%	96.229	3.009.205	60,48%	-5,60%	-0,77%
Deuda General Total	145.278	4.975.619	100,00%	141.764	4.975.486	100,00%	-2,42%	-0,003%
Facturación Promedio Mensual (\$)		7.350.880			8.110.651			10,54%
Cartera Vencida / Factu. Prom. Mensual			26,43%			24,24%		-2,19%

El sector residencial registra la mayor deuda, con una participación del 63,16 % (\$ 3.142.617), deuda que se desglosa en 59,32 % (\$ 1.864.259) menor a 30 días y 40,68 % (\$ 1.278.359) mayor a 30 días. Las categorías "Asistencia Social" y "Entidades Oficiales" tuvieron incrementos de cartera del 166,62 % y 47,15 %, respectivamente (cuadro N° 4.4.2).

Cuadro N° 4.4.2 Deuda General Total - Categoría de Consumo (\$)

Categoría	AL 31/DIC/2014						AL 31/DIC/2015						Variación			
	Hasta 30 días		Mayor a 30 días		Total		Hasta 30 días		Mayor a 30 días		Total					
	Clientes	Valor	Clientes	Valor	Clientes	Valor	Partici.	Clientes	Valor	Clientes	Valor	Clientes	Valor	Partici.	Clientes	Valor
Residencial	35.410	1.944.012	35.403	1.941.616	128.713	3.141.828	63,23	38.236	1.864.259	40,12	3.142.617	63,16	1.726	1.174	1,13%	
Asistencia Social	1.114	476.146	1.114	180.016	22.228	656.162	13,21	8.369	5.714,70	0,06	11.584	11.584,70	47,15%	4.869	5.869,99	100,00%
Entidades Oficiales	1.114	306.719	920	155.511	2.034	462.230	9,28	1.933	347.790	0,01	349.111	0,01	235	349.111	0,01%	
Asistencia Social - Asistidos	112	42.011	112	1.633	1.012	18.641	0,38	1.052	28.775	0,02	12.210	0,02	1.140	12.210	65,00%	
Entidades Oficiales - Entidades	112	19.558	122	262.057	32	30.216	0,60	30	22.790	0,00	47.534	0,00	1.128	47.534	100,00%	
Asistencia Social - Asistidos	112	22.453	112	1.368	1.012	16.425	0,42	1.052	28.775	0,02	12.210	0,02	1.140	12.210	65,00%	
Entidades Oficiales - Entidades	112	6.439	112	1.165	112	15.329	0,39	28	10.115	0,00	2.326	0,00	1.128	2.326	20,00%	
Total	101.938	3.032.554	101.942	3.032.605	145.278	4.975.619	100,00	96.229	3.009.205	45,535	1.966.281	141.764	4.975.486	100,00	-2,42%	-0,003%



Ministerio de
Electricidad
y Energía Renovable



CENTRO DE ESTUDIOS
CIENTÍFICOS

INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2013

CAPÍTULO 5

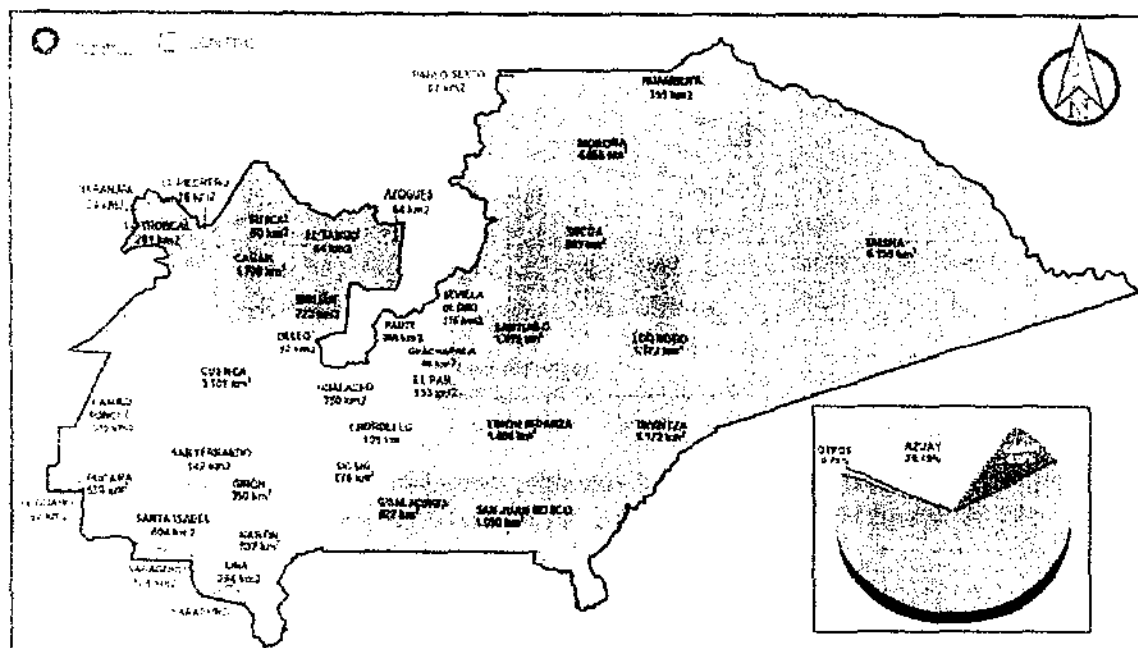
EL SISTEMA ELÉCTRICO

CAPITULO 5. EL SISTEMA ELÉCTRICO

5.1. ÁREA DE CONCESIÓN

El área de concesión es de 30.273 km², según los datos publicados por la ARCONEL, de la cual el 64,96 % pertenece a la provincia de Morona Santiago (19.666 km²), el Azuay representa el 26,19 % (7.928 km²), Cañar tiene un 8,07 % (2.443 km²) y finalmente "Otros" que son cantones parcialmente cubiertos como Naranjal, El Guabo, Saraguro y Zona no Delimitada (El Piedrero) que representan el 0,78 % (235 km²), (gráfico N° 5.1).

Gráfico N° 5.1 – Área de concesión [km²]



La CENTROSUR cuenta con su matriz ubicada en Cuenca, 14 agencias y 10 oficinas, distribuidas en su área de concesión, para atender a sus 369.758 clientes (cuadro N° 5.1.1).

Cuadro N° 5.1.1 – Agencias y Oficinas

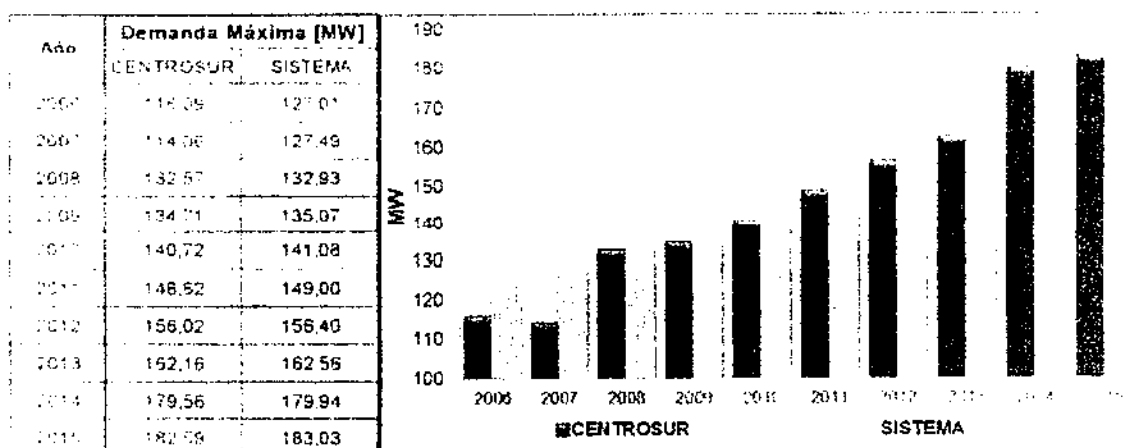
AZUAY Y CAÑAR					MORONA SANTIAGO				
Zona	Agencia	Clientes	Oficina	Clientes	Zona	Agencia	Clientes	Oficina	Clientes
Matriz		202.561							
1	El Estero	9.515	Molletrato	1.941	A	Morona	13.673	Taisha	2.957
	Cañar	20.889				Sucúa	6.874		
	Buscal	4.830			B	Méndez	2.906	Tiwiza	1.372
	La Froncal	16.926				Limón	3.412	San Juan Bosco	1.944
2	Paute	14.057	Sevilla de Oro	2.065	Total	4	26.865	3	6.273
	Gualaico	22.196							
	Sigsig	11.932							
3	Napón	6.842	Oña	2.358					
	Orion	5.991	San Fernando	1.827					
	Santa Isabel	9.095	San Gerardo	1.395					
			Pucara	1.799					
			Chauca	591					
Total	10	324.644	7	11.976					



5.2. DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE

En el período de enero a diciembre de 2015, la potencia máxima coincidente requerida por los clientes regulados, en puntos de entrega, fue de 182,59 MW (cuadro N° 5.2) valor ocurrido el día jueves 26 de noviembre, a las 19:15. La demanda máxima del sistema CENTROSUR, esto es: sumadas las demandas coincidentes de los clientes regulados y de terceros (ENERMAX, COAZUCAR e HIDROSANBARTOLO), fue de 183.03 MW.

Cuadro N° 5.2 – Demanda máxima [MW]

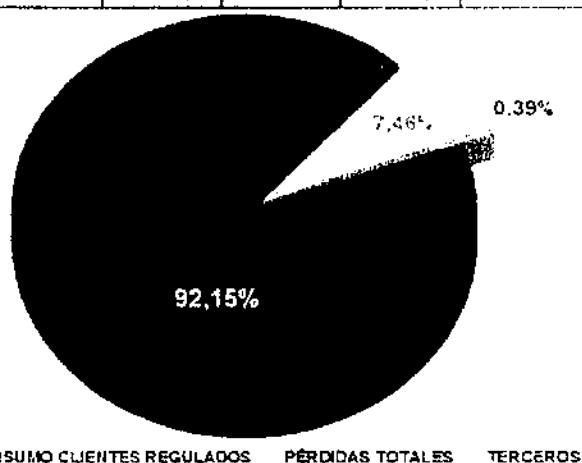


5.3. BALANCE ENERGÉTICO

La energía total requerida, o energía disponible, incluidos terceros, fue de 1.069.376,70 MWh, 4,98 % mayor que la disponible en el año 2014 (1.018.609,14 MWh), cuadro N° 5.3

Cuadro N° 5.3 – Balance energético [MWh]

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	Variac.
Energía Disponible del Sistema - Fuentes	838.975,31	886.981,65	934.137,37	1.018.609,14	1.089.376,70	4,98%
Recibida del S.I.T.	838.924,96	888.400,62	934.321,44	1.017.337,15	1.068.696,65	5,05%
Energía no incorporada al MEM	50,35	862,78	1.484,72	1.271,98	680,05	46,04%
Energía transferida a E.E. Distribuidoras	-	(2.281,76)	(1.668,79)	-	-	-
Energía Distribuida - Usos	782.325,76	826.579,50	871.028,77	937.485,43	989.551,82	5,55%
Terceros	2.235,81	2.261,52	2.295,52	2.261,63	4.124,04	82,35%
Consumo clientes regulados	780.089,95	824.317,98	868.733,24	935.223,80	985.427,78	5,37%
Pérdidas Totales	56.649,54	80.402,15	63.108,80	81.123,71	79.824,88	-1,60%





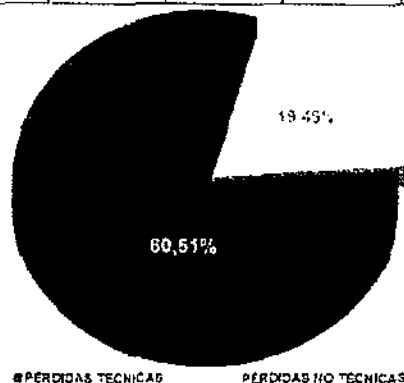
La energía distribuida fue de 989.551,82 MWh, con un incremento del 5,55 % respecto al año anterior. Esta energía está compuesta por el 0,42 % de terceros (ENERMAX: 2.190,85 MWh, HIDROSANBARTOLO: 81,65 MWh y COAZUCAR: 1.851,54) y el 99,58 % de los clientes regulados (985.427,78 MWh).

5.4. COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía eléctrica, en el valor acumulado anual a diciembre de 2015, fue de 7,46 % de la energía total del sistema (1.069.376,70 MWh) según se muestra en el cuadro N° 5.4; esto representa 79.824,88 MWh, desglosados en pérdidas técnicas, con 64.268,61 MWh y no técnicas con 15.556,27 MWh. En el cuadro N° 5.4 se muestra la evolución de este indicador.

Cuadro N° 5.4 – Pérdidas de energía [%]

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	Variac.
Pérdidas Técnicas	47.975,79	51.583,90	55.032,17	62.316,37	64.268,61	3,13%
% Pérdidas Técnicas	5,72%	5,82%	5,89%	6,12%	6,01%	-1,76%
Pérdidas No técnicas	8.673,76	8.818,25	8.076,43	18.807,34	15.556,27	-17,29%
% Pérdidas No Técnicas	1,03%	0,99%	0,86%	1,85%	1,45%	-21,21%
Pérdidas Totales	56.649,54	60.402,15	63.108,60	81.123,71	79.824,88	-1,60%
% Pérdidas totales	6,75%	6,81%	6,78%	7,86%	7,46%	-6,27%

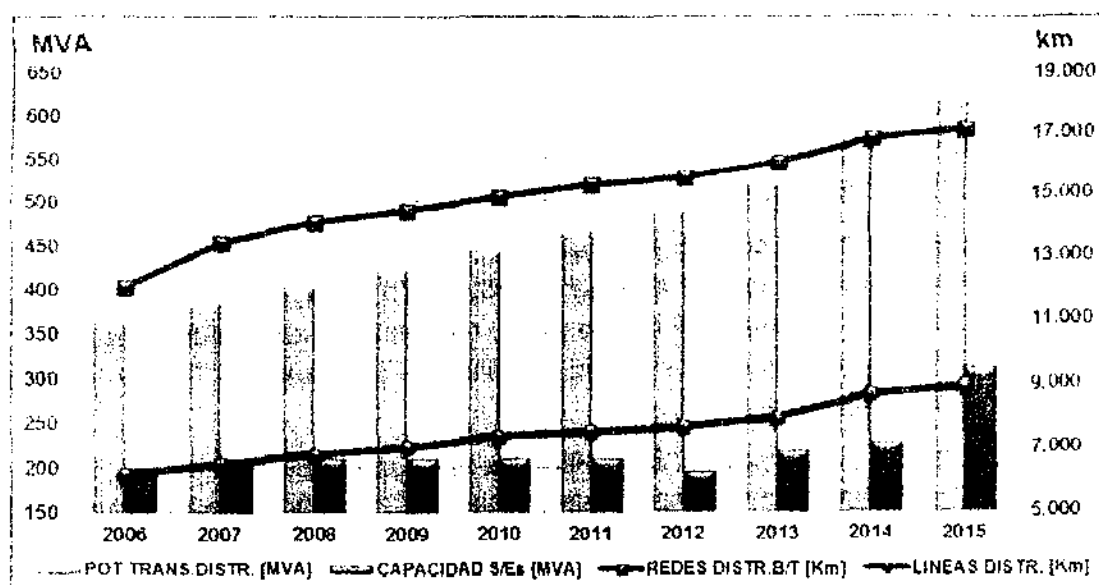


5.5. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Cuadro N° 5.5 – Infraestructura eléctrica (total del sistema)

Año	Capacidad Instalada en S/Es de Distribución MVA	Longitud de Líneas de Subtransmisión km	Potencia Transformadores Distribución MVA	Número Transformadores Distribución U	Longitud Líneas Distribución MT km	Longitud Líneas Distribución BT km	Potencia Alumbrado Público kW	Número Luminarias A/P Instaladas U
2006	198,50	274	368,54	12.248	6.200	12.060	9.004	54.751
2007	211,00	274	385,08	13.092	6.514	13.507	9.646	59.489
2008	211,00	274	403,69	13.895	6.813	14.119	10.902	67.444
2009	211,00	274	422,12	14.614	7.067	14.485	12.035	73.552
2010	211,00	290	444,82	15.424	7.392	14.920	12.951	75.537
2011	211,00	290	466,26	16.002	7.543	15.330	13.663	83.190
2012	196,00	336	487,95	16.564	7.682	15.529	14.272	86.645
2013	220,80	368	520,56	17.454	7.969	16.062	16.086	95.798
2014	228,50	293	574,15	19.488	8.698	16.823	18.182	107.227
2015	312,50	293	618,06	20.473	8.928	17.145	19.225	112.315
Varia.	36,76%	0,23%	7,65%	5,05%	2,65%	1,91%	5,73%	4,75%

La capacidad instalada en subestaciones de distribución, se refiere a la suma de la capacidad nominal de los transformadores de potencia.



Al 31 de diciembre de 2015, la red eléctrica tenía una capacidad instalada de transformación, en subestaciones, de 312,50 MVA, 293 km de líneas de subtransmisión, 618,06 MVA instalados en 20.473 transformadores de distribución. En redes primarias de distribución se alcanzaron los 8.928 km, en tanto que en redes secundarias de baja tensión incluyendo acometidas tienen 17.145 km; en alumbrado público, 112 315 luminarias con una potencia instalada de 19.225 MW.

5.6. CENTROSUR A NIVEL NACIONAL

En el cuadro 5.6.1 se muestra un resumen de algunos parámetros que reflejan la participación de la CENTROSUR a nivel nacional, de entre los cuales se puede indicar la demanda de potencia significa el 5,18 % del total nacional, el número de clientes el 7,69 %, la energía disponible el 4,86 % y las pérdidas de energía el 2,97 %.

Cuadro N° 5.6.1 – CENTROSUR a Nivel Nacional

Concepto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Clientes [Cantidad]										
CENTROSUR	256.444	266.447	277.092	288.888	300.480	312.603	325.370	334.954	362.406	369.758
NACIONAL	3.229.690	3.370.914	3.553.493	3.746.649	3.951.934	4.189.478	4.398.510	4.574.361	4.694.673	4.611.045
PARTICIPACIÓN	7,94%	7,90%	7,80%	7,71%	7,60%	7,48%	7,40%	7,32%	7,72%	7,69%
Demanda Máxima de Potencia (MW)										
CENTROSUR	116	114	133	135	141	149	156	162	180	163
NACIONAL	2.653	2.635	2.733	2.798	2.984	3.120	3.202	3.374	3.506	3.526
PARTICIPACIÓN	4,38%	4,33%	4,85%	4,81%	4,72%	4,76%	4,87%	4,81%	5,12%	5,18%
Energía Disponible (GWh)										
CENTROSUR	636	656	693	727	778	837	885	934	1.019	1.089
NACIONAL	13.791	14.426	15.260	15.979	16.624	17.883	18.721	19.538	20.927	21.369
PARTICIPACIÓN	4,61%	4,55%	4,54%	4,55%	4,62%	4,68%	4,73%	4,78%	4,87%	4,86%
Pérdidas de Energía (MWh)										
CENTROSUR	59.056	65.375	48.598	43.881	56.398	56.650	60.402	63.109	61.124	79.825
NACIONAL	3.068.908	3.089.831	2.993.076	2.765.265	2.747.426	2.634.080	2.546.056	2.465.261	2.506.893	2.684.477
PARTICIPACIÓN	1,92%	2,12%	1,62%	1,59%	2,05%	2,15%	2,37%	2,56%	2,43%	2,97%



5.7. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

5.7.1. Calidad del Producto

Durante el año 2015 se ha efectuado 36 mediciones en subestaciones, 360 en transformadores de distribución, 725 en usuarios de media tensión y 495 en usuarios finales dando un total de 1.616 mediciones, cumpliendo así los requerimientos normativos.

Como se puede observar en el cuadro N° 5.7.1, de las mediciones realizadas, un alto porcentaje cumplen con los parámetros establecidos en la regulación, por lo que se concluye que la calidad del producto del suministro de electricidad tiene condiciones adecuadas.

El factor de potencia (FP), en clientes de media tensión, muestra incumplimientos, lo cual no es atribuible a la distribuidora ya que es consecuencia de la composición de las cargas internas.

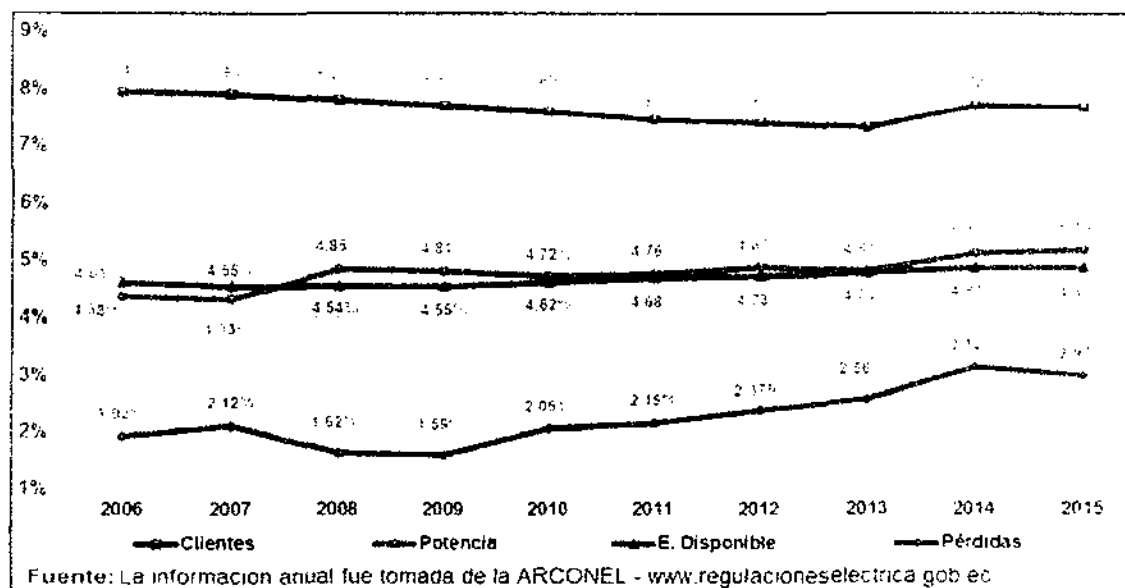
Cuadro N° 5.7.1 Reporte de mediciones de calidad del producto

ITEM	Subestaciones			Transformadores							Usuarios de Medio y Alto Voltaje			Usuarios Finales		
	DV		Total	DV		FLICKER		THD		Total	FP		Total	DV		Total
	SI	NO		SI	NO	SI	NO	SI	NO		SI	NO		SI	NO	
ENERO	3	0	3	33	0	32	1	33	0	33	16	45	61	50	0	50
FEBRERO	3	0	3	29	0	26	3	25	4	29	23	39	62	47	0	47
MARZO	3	0	3	31	0	29	2	31	0	31	14	49	63	51	0	51
ABRIL	3	0	3	31	0	29	2	31	0	31	20	43	63	46	1	47
MAYO	3	0	3	25	1	26	0	25	1	26	21	35	56	17	0	17
JUNIO	3	0	3	30	1	29	2	30	1	31	18	42	60	53	0	53
JULIO	3	0	3	30	0	28	2	30	0	30	24	36	60	45	0	45
AGOSTO	3	0	3	31	1	31	1	31	1	32	22	37	59	44	2	46
SEPTIEMBRE	3	0	3	25	2	26	1	25	2	27	17	43	60	36	0	36
OCTUBRE	3	0	3	31	0	26	5	31	0	31	10	50	60	43	0	43
NOVIEMBRE	3	0	3	24	3	26	1	21	6	27	9	51	60	22	6	28
DICIEMBRE	3	0	3	31	1	30	2	32	0	32	25	36	61	31	1	32
Total	36	0	36	351	9	338	22	345	15	360	219	506	725	485	10	495
% Cumplimiento	100,00%			97,50%		93,89%		95,83%			30,21%			97,98%		

5.7.2. Calidad del Servicio Técnico a Nivel de Cabecera de Alimentador

Los índices registrados en el 2015 para la Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado (FMIK) y el Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado (TTIK), a nivel de cabecera de alimentador, fueron 5,19 veces y 3,72 horas, respectivamente.

En los gráficos 5.7.2.1 y 5.7.2.2 se muestra el comportamiento de estos indicadores con y sin el transmisor, observándose que la incidencia de este último es significativa.



El área de concesión abarca el 11,81 % (30.273 km²) del territorio nacional ecuatoriano (256.423 km²), de acuerdo a la información proporcionada por la ARCONEL (gráfico N° 5.6.1). Está conformado por las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, con excepción de los cantones Azogues y Déleg en la provincia del Cañar; Huamboya, Pablo Sexto y Gualaquiza en la provincia de Morona Santiago, en los cuales brinda su servicio de forma parcial. Además, atiende en parte de las provincias: El Oro (El Guabo), Loja (Saraguro), Guayas (Naranjal) y una Zona no Delimitada (El Piedrero).

Gráfico N° 5.6.1 – Áreas de concesión de las empresas distribuidoras

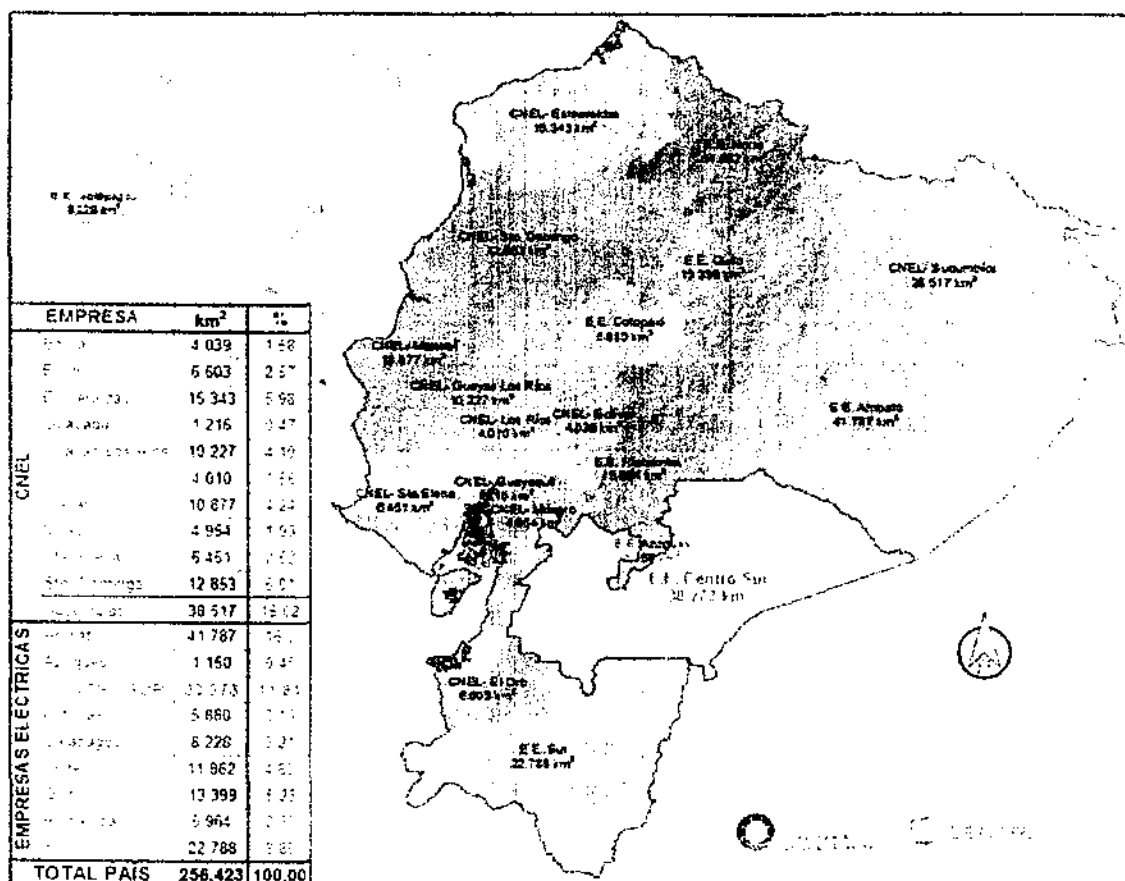




Gráfico N° 5.7.2 1 FMK en cabecera de alimentador

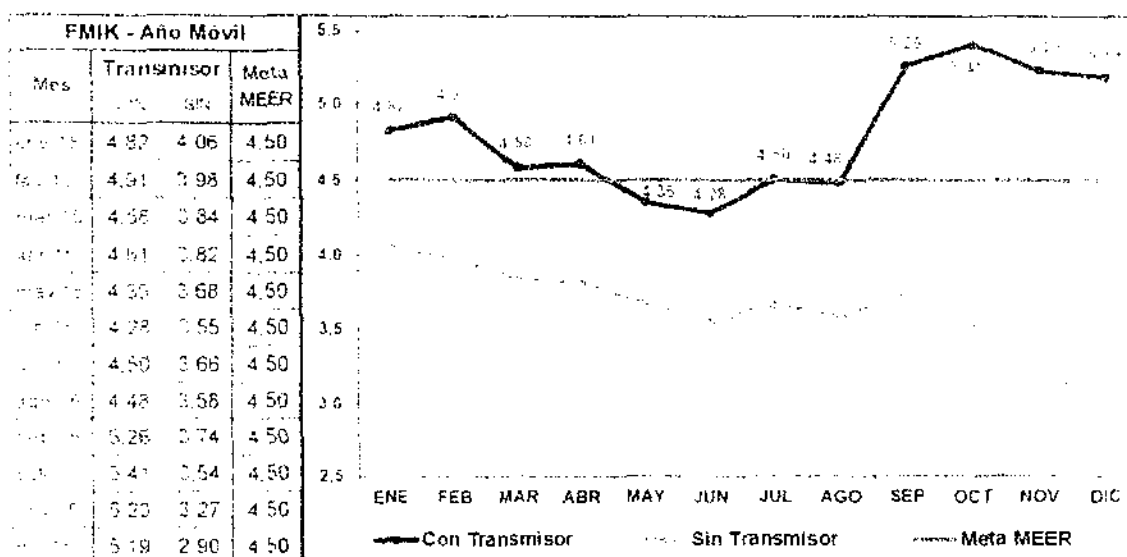
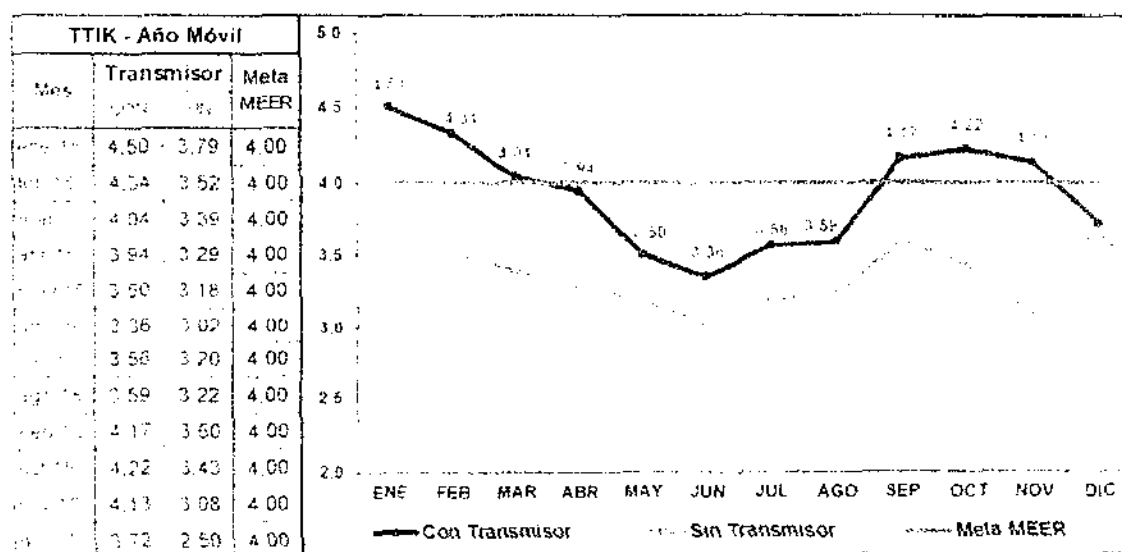


Gráfico N° 5.7.2 2 TTIK en cabecera de alimentador





Ministerio de
Electricidad
y Energía Renovable



CENTRO DE
ESTUDIOS PÚBLICOS

ESTUDIO DE SITUACIÓN DE LA ECONOMÍA Y FINANCIERA 2010

CAPÍTULO 6

SITUACIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA

CAPITULO 6. SITUACIÓN ECONÓMICA – FINANCIERA

6.1. INGRESOS

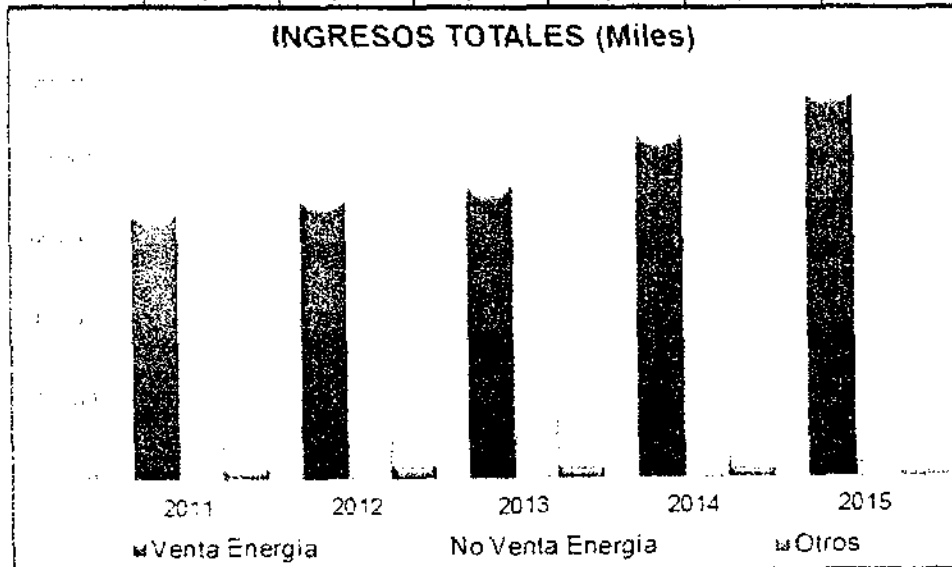
Para el análisis, los ingresos totales (cuadro N° 6.1.1) se han dividido en ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos. Dentro de los primeros se registran los siguientes valores:

- Facturados por venta de energía: resultan de la aplicación de los cargos tarifarios a los diferentes segmentos de consumo.
- Ingresos por no venta de energía: incluyen a los no relacionados con la venta de energía (tales como venta de materiales) y otros ingresos por servicios prestados (déficit tarifario, peajes, arriendo de postes, penalizaciones, honorarios, etc.).
- Los provenientes de la comercialización de servicios de telecomunicaciones

Los otros ingresos corresponden a aquellos ajenos a la operación, tales como: multas a contratistas, valores recibidos en recompensa a daños en propiedades, servicios a terceros, diferencia en inventarios recuperados, entre otros

Cuadro N° 6.1.1 – Ingresos [\$]

AÑO	ACTIVIDADES ORDINARIAS				OTROS INGRESOS	TOTALES
	Venta Energía	No Venta Energía	Telecomunicaciones	TOTAL		
2011	66.440.648	18.079.274	1.367.911	85.887.832	1.370.880	87.258.712
2012	70.100.201	19.659.453	2.017.447	91.777.102	1.564.084	93.341.186
2013	73.577.427	18.233.753	1.571.584	93.382.763	1.334.708	94.717.472
2014	85.413.756	6.647.975	303.218	92.364.949	1.486.381	93.851.330
2015	97.246.142	7.248.257	677.246	105.171.645	927.551	106.099.196
Variación	12,54%	-16,18%	-25,02%	9,59%	-37,68%	8,87%
Participación	92,46%	6,89%	0,64%	99,13%	0,87%	100,00%



Los ingresos totales suman \$ 106.099.196, con un incremento del 8,87 % respecto del año 2014, de éstos el 99,13 % (\$ 105.171.645) corresponden a ingresos por actividades ordinarias y el 0,87 % (\$ 927.551) a otros ingresos ajenos a la operación. Al desglosar los ingresos ordinarios y compararlos con los obtenidos en el año anterior se concluye que el



rubro, venta de energía (\$ 97.246.142) creció en un 12,54 %, como resultado del incremento de la demanda y el ajuste tarifario que entró en vigencia a partir de junio de 2014, lo que implicó que en ese año se registre el ajuste en los seis últimos meses. Los ingresos que no corresponden a venta de energía (\$ 7.248.257) se redujeron en el 16,18 %, y los asociados a los servicios de transporte de datos e internet (\$ 677.246) disminuyeron en el 25,02 %. Finalmente, los otros ingresos (\$ 927.551) se redujeron en el orden del 37,68 %.

Respecto del déficit tarifario se debe señalar que, de los cálculos reportados a la ARCONEL, sobre la base de las liquidaciones de las transacciones por compra de energía (dentro del Mercado Eléctrico Mayorista), los reportes de venta de energía del sistema comercial (SICO) y el VAD definido para la distribuidora, se obtuvo como resultado \$ 1.966.169. No obstante, en el mes de octubre con la coordinación del Ministerio de Finanzas se suscribió un convenio de compensación de deudas entre las Empresas Distribuidoras y Generadoras de Electricidad y EP Petroecuador, mediante el cual se efectuó una compensación de valores con CENTROSUR por el monto de \$ 14.276.592. A continuación se muestra un resumen (cuadro N° 6.1.2).

Cuadro N° 6.1.2 – Déficit Tarifario [\$]

AÑO	DÉFICIT TARIFARIO CENTROSUR	ASIGNACIONES MEER		TOTAL
		[\$]	[%]	
2011	14.278.346	7.966.875	55,80%	9.311.471
2012	6.481.519	-	-	6.481.519
2013	13.968.992	1.244.189	8,91%	12.724.804
2014	6.401.798	3.112.769	48,62%	3.289.028
2015	1.966.169	-	-	1.966.169
SUBTOTAL	43.096.824	12.323.833	28,60%	30.772.991
COMPENSACIÓN MINFIN-STN-2015-4578-O (30/10/2015)				14.276.592
TOTAL				16.496.399

6.2 COSTOS Y GASTOS

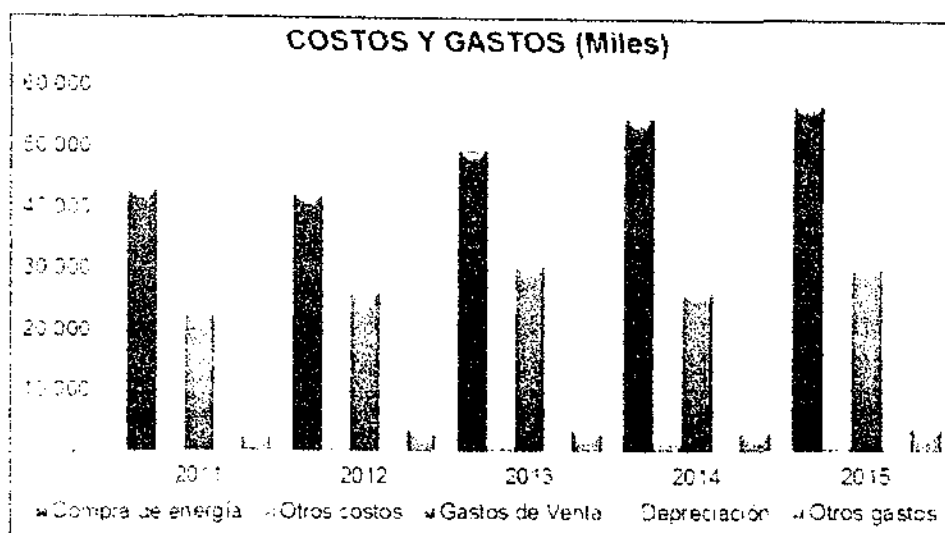
Los costos y gastos totales, cuadro N° 6.2.1, suman \$ 108.423.121, con un incremento del 8,63 % respecto a los del año 2014, con el siguiente desglose:

Los costos representan el 53,30 % (\$ 57.787.542), incluyen la compra de energía, servicios de telecomunicaciones y materiales que registran un incremento del 3,04 % respecto del año anterior.

Gastos representan el 46,70 % (\$ 50.635.580) y se registra un incremento del 15,40 % respecto del 2014.

Cuadro N° 6.2.1 – Costos y Gastos Totales [\$]

AÑO	COSTOS				GASTOS					TOTAL
	Compra de energía	Telecomunicaciones	Materiales	SUBTOTAL	Gastos de Ventas	Deprec.	Gastos Administrativos	Gastos Financieros	SUBTOTAL	
2011	43.214.455	274.396	37.631	43.526.481	22.982.265	10.076.780	2.675.530	40.551	35.775.126	79.301.607
2012	42.106.569	423.859	267.196	42.597.620	26.333.412	10.534.893	3.714.531	59.573	40.642.419	83.240.039
2013	49.312.070	444.925	430.751	50.187.746	30.151.949	12.391.373	3.390.499	16.040	46.543.861	96.731.607
2014	54.769.362	613.485	699.132	56.081.979	26.563.665	13.830.402	3.312.204	14.597	43.720.868	99.802.847
2015	67.101.797	399.140	386.610	67.787.542	30.651.335	15.833.649	3.417.548	153.948	50.056.490	117.844.032
Incremento	4,08%	-34,94%	44,70%	3,04%	15,43%	14,44%	3,18%	2834,86%	15,40%	8,63%
Participación	98,64%	0,69%	0,67%	53,30%	60,53%	31,27%	6,75%	1,45%	46,70%	100,00%



Dentro de los costos, la compra de energía pesa el 98,64 % (\$ 57.001.792) con un incremento del 4,08 %; los asociados al servicio de telecomunicaciones, con un peso del 0,69 % (\$ 399.140), se redujeron en el 34,94 % y materiales, con una participación del 0,67 % (\$ 386.610) disminuyeron en el 44,70 %; mientras que del total de gastos, los gastos de ventas representan el 60,53 % (\$ 30.651.335) con un incremento en el orden del 15,43 %, la depreciación, con un peso del 31,27 % (\$ 15.833.649) creció en el 14,44 %, gastos administrativos, que representan el 6,75 % (\$ 3.417.548), se incrementaron en el 3,18 %, y, finalmente, los gastos financieros, con un peso del 1,45 %, muestran un crecimiento significativo como consecuencia del registro de la provisión por desmantelamiento (\$ 694.567) recomendada por la Contraloría.

Cuadro N° 6.2.2 – Composición de los Costos y Gastos [\$]

CONCEPTO	2014		2015		Variac.
	[\$]	[%]	[\$]	[%]	
Costos y totales	56 081 979	56,19%	57 787 542	53,30%	3,04%
Compra de energía (SE)	50 092 293	89,32%	52 004 231	89,99%	3,82%
Costos de energía (SAPG)	4 877 069	8,54%	4 997 561	8,65%	6,85%
Gastos por telecomunicaciones	613 485	1,09%	399 140	0,69%	-34,94%
Costos de materiales	604 223	1,08%	386 142	0,67%	-36,09%
Costos de generación	94 909	0,17%	469	0,00%	-99,51%
Gastos de ventas	40 389 067	40,47%	46 484 963	42,87%	15,09%
Materia de obra	17 961 565	44,45%	21 903 559	47,12%	22,01%
Mano de obra	3 571 788	8,84%	3 152 288	6,78%	-11,74%
Materiales	2 707 074	6,70%	2 583 276	5,56%	-4,57%
Gasto Servicios de comercialización	2 211 325	5,48%	2 840 631	5,11%	28,46%
Gasto depreciación planta y equipo	13 835 402	34,26%	15 833 649	34,06%	14,44%
Otros gastos	111 913	0,28%	171 582	0,31%	53,32%
Gastos administrativos	3 312 224	3,32%	3 417 548	3,15%	3,18%
Gastos financieros	24 917	0,03%	731 048	0,68%	2834,86%
TOTAL	99.808.246	100,00%	108.423.121	100,00%	8,63%

En el cuadro N° 6.2.2 se muestra la composición de los costos y gastos, detallado en función de sus principales conceptos, pudiéndose observar algunas variaciones importantes con respecto al año anterior, las que se deben a:

- El incremento del rubro compra de energía, tanto para el servicio eléctrico (3,82 %), como para el alumbrado público (6,85 %) responde al incremento de la demanda y a la expansión del servicio, respectivamente.



El decremento del rubro costo de materiales (- 36,09 %) obedece a que se redujo la cuenta "Costo de construcción obras terceros" en \$ 455.800, debido a que en el 2014 se ejecutó varios trabajos en el sistema La Troncal, los cuales fueron facturados a ONEL EP, en tanto que en el 2015 las obras que se realizaron en dicha zona, pasaron a formar parte de los activos de la Empresa.

- La mano de obra, incluyendo las obligaciones de ley y las provisiones por jubilación patronal, desahucio y bono de retiro, registra un incremento del 22,01 % (\$ 3.951.993), debido a que en el 2014 se registró una parte del valor de la mano de obra como costos indirectos, de las obras en construcción.

Los gastos relacionados con los servicios de comercialización registran un crecimiento del 28,46 % debido al incremento de los montos contratados por toma de lecturas y cortes, recuperación de cartera y servicios de recaudación.

Los gastos por depreciación (\$ 15.833.649) registran un incremento del 14,44 % debido al crecimiento del activo depreciable, fruto de la liquidación de obras que estaban en construcción.

- Los costos por telecomunicaciones (\$ 399.140) se redujeron en el 34,94 %, situación que se explica por la política de reducción de clientes.

6.3. RESULTADOS DEL PERÍODO

Al hacer la diferencia entre los ingresos y el total de costos y gastos de administración, operación, mantenimiento y depreciación, se obtiene un resultado operativo positivo de \$ 1.714.943, valor ampliamente mayor al logrado en el año 2014. Cuadro N° 6.3.1

Cuadro N° 6.3.1 – Estado de Resultados (\$)

CONCEPTO	2014	2015	Variación	
	[\$]	[\$]	[\$]	[%]
Ingresos ordinarios	91.753.833	101.993.835	10.240.001	11,2%
Costo de ventas	56.081.979	57.787.542	1.705.563	3,0%
Margen bruto	35.671.855	44.206.293	8.534.438	23,9%
Mano de obra	15.562.014	18.564.632	3.002.618	19,3%
Materiales	2.707.074	2.583.276	123.798	4,6%
Otros gastos	9.230.142	9.615.154	385.013	4,2%
Resultado operacional	8.172.625	13.443.230	5.270.605	64,5%
Otros ingresos	5.699.397	4.105.362	1.594.035	28,0%
Resultado antes de dep. y prov.	13.872.022	17.548.592	3.676.570	26,5%
Depreciaciones	13.835.402	15.833.649	1.998.246	14,4%
Resultado antes de provisiones	36.620	1.714.943	1.678.324	4583,1%
Provisiones	2.391.636	4.038.868	1.647.233	68,9%
Resultado del ejercicio	2.355.016	2.323.925	31.091	1,3%

6.4. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE INGRESOS Y GASTOS

El cuadro N° 6.4 relaciona los ingresos y gastos efectivamente ejecutados (estado de resultados) con los presupuestados para el año 2015.

6.4.1. Ingresos, costos y gastos

Los ingresos ordinarios fueron \$ 3.113.352 menos de lo presupuestado, esto es un acierto del 97,0 %. El costo de ventas, cuyo rubro principal es la compra de energía tanto para el servicio eléctrico como para el alumbrado público, también tuvo una ejecución inferior al presupuesto en \$ 895.459, con un cumplimiento del 98,5 %. El



margen bruto o diferencia entre los ingresos ordinarios y el costo de ventas se resultó el 95,2 % del valor presupuestado.

- El costo de mano de obra se ejecutó al 94,2 %.
- El rubro materiales se ejecutó al 75,1 % del presupuestado, es decir una ejecución inferior en \$ 855.781.
- Los otros gastos muestran un nivel de cumplimiento del 81,2 % respecto del presupuesto, esto es una diferencia de \$ 2.231.719.
- El resultado antes de depreciación y provisiones asciende a \$ 17.548.592, esto es 111,8 % respecto del presupuesto.
- Al incluir el valor de depreciación se obtiene un resultado positivo de \$ 1.714.943

Cuadro N° 6.4 – Comparación Presupuesto vs. Estado de Resultados [\$]

CONCEPTO	Presupuesto	Estado de Resultados	Variación	
	[\$]		[\$]	[%]
Ingresos ordinarios	105.107.187	101.993.835	-3.113.352	97,0%
Costo de ventas	58.683.001	57.787.542	-895.459	98,5%
Margen bruto	46.424.186	44.206.293	-2.217.893	95,2%
Mano de obra	19.715.838	18.564.632	-1.151.206	94,2%
Materiales	3.439.058	2.583.276	-855.781	75,1%
Otros gastos	11.846.873	9.615.154	-2.231.719	81,2%
Resultado operacional	11.422.417	13.443.230	2.020.813	117,7%
Otros ingresos	4.268.019	4.105.362	-162.657	96,2%
Resultado antes de dep. y prov.	15.690.436	17.548.592	1.858.156	111,8%
Depreciaciones	13.900.000	15.833.649	1.933.649	113,9%
Resultado antes de provisiones	1.790.436	1.714.943	-75.493	95,8%
Provisiones	1.550.000	4.038.868	2.488.868	260,6%
Resultado del ejercicio	240.436	-2.323.925	-2.564.361	-966,5%

6.5. BALANCE CONDENSADO

6.5.1 Activo

El activo total a diciembre 2015, sumó \$ 298.836.048, con un incremento del 7,92 % con respecto al 2014 (cuadro N° 6.5.1).

6.5.1.1. Activo Corriente

- El efectivo y equivalentes (disponible) representa el 25,48 % (\$ 12.609.789) de los activos con una disminución del 12,80 %.
- Los activos financieros (cuentas por cobrar a abonados, entidades oficiales, entre otros) pesa el 25,23 % (\$ 12.485.940), con una disminución del 6,04 %.
- Los inventarios (bodegas), representan el 48,69 % (\$ 24.096.397), con un incremento del 14,65 %.
- Los otros activos corrientes representan el 0,6 % (\$ 295.916) y registran un incremento del 209,29 %, como resultado del crecimiento de la cuenta "gastos pagados por anticipado" que corresponde a los anticipos de los contratos bianuales de seguros.



6.5.1.2. Activo no Corriente

- El activo fijo neto representa el 83,44 % de los activos (\$ 249.348.006), con un crecimiento del 9,34 %, debido al que fueron liquidados varios proyectos que estaban en construcción.

Cuadro N° 6.5.1 – Balance general – Activos [\$]

AÑO	ACTIVOS					NO CORRIENTES Propiedad planta y equipo financieros y otros	TOTAL
	Efectivo y equivalentes	Financieros	Inventarios	Otros activos corrientes	Total Corrientes		
2011	45.102.963	17.146.074	17.578.547	432.111	80.259.695	148.890.610	229.150.177
2012	30.740.489	25.365.545	18.836.577	397.108	75.339.719	161.991.287	237.331.056
2013	10.482.656	24.024.026	23.587.743	486.548	58.580.972	154.895.955	213.476.927
2014	14.480.305	13.288.928	21.016.957	95.675	48.881.865	226.236.457	275.118.322
2015	12.609.789	12.485.940	24.096.397	295.816	49.488.042	249.348.006	298.836.048
Variancia	-12,80%	-8,04%	14,65%	209,29%	1,28%	9,34%	7,92%
Participación	25,48%	25,23%	48,69%	0,60%	16,56%	83,44%	100,00%

6.5.2. Pasivo y Patrimonio

El pasivo sumó \$ 74.405.730, con un incremento del 18,25 % con respecto al 2014 (Cuadro N° 6.5.2)

Cuadro N° 6.5.2 – Balance general – pasivo y patrimonio [\$]

AÑO	PASIVO			PATRIMONIO	TOTAL PASIVO + PATRIMONIO
	Corriente	No Corriente y Otros	TOTAL		
2011	10.822.766	27.062.573	37.885.340	190.964.866	228.850.205
2012	10.614.113	29.385.769	39.999.882	197.331.174	237.331.056
2013	17.117.958	30.770.794	47.888.752	205.088.175	252.976.927
2014	26.919.186	35.002.404	62.921.591	213.978.732	276.900.322
2015	23.406.235	50.999.495	74.405.730	224.430.319	298.836.048
Variancia	-13,05%	41,66%	18,25%	4,88%	7,92%
Participación	31,46%	68,54%	24,90%	75,10%	100,00%

Las deudas de corto plazo (pasivo corriente) representan el 31,46 % (\$ 23.406.235) del total del pasivo y resultan 13,05 % (\$ 3.512.951) menos que el periodo anterior. Los rubros por concepto de compra de energía, valores de terceros por recaudar y recaudados y pasivos difendos son los de mayor representatividad dentro del pasivo corriente.

El pasivo no corriente y otros (\$ 50.999.495) representa el 68,54 % del total del pasivo, mostrando un incremento del 41,66 % (\$ 14.997.090), el cual esta conformado por las provisiones (por desahucio, jubilación patronal y bono por retiro voluntario), cuentas y documentos por pagar, depósitos en garantía, entre las principales.

El patrimonio de los accionistas, al 31 de diciembre de 2015, alcanzó la suma de \$ 224.430.319, superior en el 4,88 % al de diciembre de 2014.

- Con estos resultados, la posición financiera de la Empresa indica que el 75,10 % de sus activos han sido financiados por los Accionistas y el 24,90 % por terceros.



6.6. LIQUIDACIÓN PRESUPUESTO DE INVERSIONES

Mediante resolución N° 253-778, tomada en la sesión efectuada el 23 de marzo de 2015 la Junta General de Accionistas aprobó la Proforma del Presupuesto de Inversiones para el año 2015, por un monto de \$ 89.613.063,03. Al final del año se registró una ejecución de \$ 42.937.236,65 (cuadro N° 6.6.1).

Cuadro N° 6.6.1 – Liquidación Presupuestaria [\$]

GRUPO PRESUPUESTARIO	PRESUP. INICIAL 2015	EJECUCIÓN A DICIEMBRE 2015		SALDO	
	[\$]	[\$]	[%]	[\$]	[%]
Administración y proveedores	6.296.174	2.375.151	37,72%	3.921.013	62,28%
Alimentación, ropa y gastos de distr.	54.483.460	31.685.278	58,16%	22.798.202	41,84%
Administración pública	2.701.167	1.337.951	49,53%	1.363.216	50,47%
Atención de comunicaciones	2.084.115	366.578	17,59%	1.717.538	82,41%
Atención de atención al ciudadano	569.180	170.289	29,92%	398.861	70,08%
Edificios y proyectos	3.262.934	2.098.467	64,31%	1.164.467	35,69%
Instalaciones generales	1.698.808	424.136	25,53%	1.174.673	74,47%
Infraestructura	1.026.800	404.334	39,38%	622.467	60,62%
Redes y sistemas de subtransmisión	3.391.509	3.141.224	92,62%	250.276	7,38%
Material y equipo de oficina	2.978.933	657.614	22,08%	2.321.319	77,92%
Programa RSND - CC Expreso	10.150.000	51.018	0,50%	10.098.982	99,50%
Terrenos, edificios y sombras	70.000	225.187	321,70%	155.187	-221,70%
TOTAL	89.613.063	42.937.237	47,91%	46.675.826	52,09%

Sin embargo, se debe hacer la siguiente aclaración: el presupuesto incluyó las cuentas

Cuenta	Descripción	Presupuesto
1 2 1 001.002.006.902	Programa RSND-AFD	10.150.000,00
1 2 1 001.002.008.001.300	Costos de Calidad 2015	14.000.000,00

El Estudio de Costos, aprobado por el Directorio de ARCONEL mediante resolución N° ARCONEL 022/15 del 9 de abril de 2015, fijó un valor de \$ 7.234.805,61 para Costos de Calidad y Gestión Socio-Ambiental (\$ 5.114.100,18 para CC SE; \$ 1.055.154,43 para CGSA y \$ 1.065.551,00 para CC SAPG), razón por la cual la cuenta correspondiente debía ser ajustada a este valor.

Luego, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable aprueba el Programa de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución financiado por la AFD, el cual es agregado al presupuesto junto con otros valores menores que correspondían a obras financiadas por diferentes organismos, incrementando su monto a \$ 96.934.715,59.

Posteriormente el MEER indica que el programa financiado por la AFD es parte de los \$ 10.150.000 inicialmente comprometidos, por tanto no debió ser agregado al presupuesto inicial, como se lo hizo.

De acuerdo a estos antecedentes, se debe hacer dos ajustes principales al presupuesto:

Cuenta	Descripción	Presupuesto	Asignado	Ajuste
1 2 1 001.002.006.902	Programa RSND-AFD	10.150.000,00	5.831.972,68	5.831.972,68
1 2 1 001.002.008.001.300	Costos de Calidad 2015	14.000.000,00	7.234.805,61	6.765.194,39
				12.597.167,07

Con lo que el presupuesto real sería \$ 84.337.548,52 y sobre esta base se tendrían los siguientes escenarios de avance presupuestario.

		Presupuesto	Ejecutado	Avance
1	Aprobado	89.613.063,03	42.937.236,65	47,91%
2	Vigente	96.934.715,59		44,30%
3	Ajustado Real	84.337.548,52		50,91%
4	Disponible	50.960.809,35		84,26%

El escenario 4 se obtiene al comparar el valor ejecutado con los recursos disponibles (\$ 50.960.809,35) con lo que la ejecución presupuestaria representa el 84,26 %

6.7. INDICADORES FINANCIEROS

En el Cuadro N° 6.7.1 se presenta los resultados de los índices de gestión financiera para el período 2011 - 2015 y la variación del año 2015 con respecto al anterior

- Razon Circulante.- Indica que la Empresa cuenta con \$ 2,11 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo; presentando un incremento del 16,48 % con respecto al registrado en el 2014.
- Prueba Ácida.- Refleja la capacidad financiera para hacer frente a las obligaciones de corto plazo; observándose que la Empresa cuenta con \$ 1,08 en activos disponibles y exigibles (sin recurrir a los inventarios) para cubrir cada dólar adeudado de corto plazo
- Liquidez Financiera Inmediata.- La Empresa cuenta con \$ 0,54, en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago de cada dólar de sus obligaciones de corto plazo, indicador que no muestra una variación significativa respecto al 2014
- Capital de trabajo.- Cuantifica los recursos con los que cuenta la Empresa para operar al pagarse todos los pasivos a corto plazo, presentando un incremento del 18,86 %
- Capital Promedio Invertido.- En el 2015 llegó a 235,07 millones de dolares, superior en un 7,05 % al del año 2014, situación que obedece principalmente al incremento en el activo fijo
- Factor de Endeudamiento.- Indica que el 24,90 % de los activos de la Empresa son financiados por terceros; índice que se ha incrementado en un 9,57 % debido al incremento de los pasivos en mayor proporción que los activos
- Concentración del Endeudamiento.- De la deuda total, el 31,46 % es de obligaciones de pago en el corto plazo. Este índice muestra una disminución del 26,47 %, debido a la reducción del pasivo corriente.
- Propiedad de los Accionistas.- El resultado indica que del total de activos el 75,10 % es de propiedad de los accionistas. Este índice muestra una disminución del 2,81 % con respecto al año 2014.
- Capacidad de Pago de los Accionistas.- El resultado indica que los recursos invertidos por los dueños de la Empresa, tienen la capacidad de cubrir hasta 3,02 veces el total de obligaciones adquiridas con terceros. El indicador registra una disminución del 11,30 %



Cuadro N° 6.7.1 – Indicadores Financieros

INDICADOR	Unidad	2011	2012	2013	2014	2015	Variación
LIQUIDEZ							
Capital de trabajo	USD	7.42	7.19	3.42	1.82	2.11	-6.48%
Capital de trabajo sobre el total de activos	%	5.79	5.32	2.04	1.03	1.08	-4.95%
Capital de trabajo sobre el total de pasivos	%	4.17	2.90	0.61	0.54	0.54	-0.25%
Capital de trabajo sobre el total de recursos	Millones	69.44	64.73	41.46	21.94	26.08	-18.18%
Capital de trabajo sobre el total de recursos	%	192.76	200.06	196.24	219.60	235.97	-7.95%
ENDURECIMIENTO Y PROPIEDAD							
Endurecimiento	%	16.55%	16.85%	18.63%	22.72%	24.90%	-9.52%
Endurecimiento sobre el total de recursos	%	28.57%	26.64%	35.75%	42.78%	31.48%	-16.47%
Endurecimiento sobre el total de recursos	%	23.45%	23.15%	21.07%	27.08%	25.10%	-2.81%
Endurecimiento sobre el total de recursos	%	5.04	4.93	4.28	3.40	3.02	-11.13%
RENTABILIDAD							
Rentabilidad sobre el capital de trabajo	%	4.23%	0.26%	1.11%	1.07%	0.09%	-7.20%
Rentabilidad sobre el capital de trabajo	%	9.50%	0.86%	-2.33%	2.45%	2.21%	-9.06%
Rentabilidad sobre el capital de trabajo	%	4.32%	0.26%	1.06%	1.10%	1.14%	-1.30%
Rentabilidad sobre el capital de trabajo	%	0.15%	0.63%	-1.42%	-1.19%	1.03%	-1.15%



Ministerio de
Energía y Recursos Renovables



CENTRO

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE LA ECONOMÍA CHILENA 2010-2014

CAPÍTULO 7

LOS RECURSOS HUMANOS

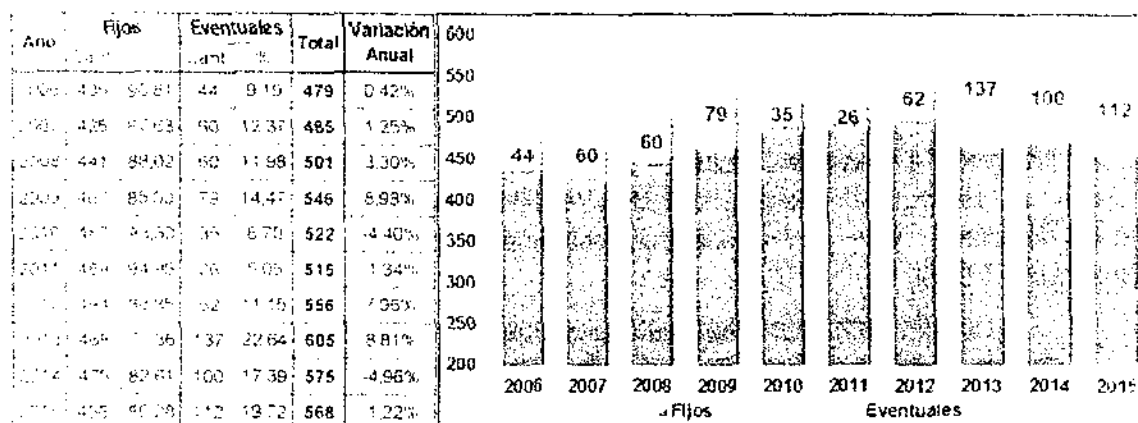
CAPITULO 7. RECURSOS HUMANOS

Sobre la base del informe presentado por la Administración, el Directorio en sesión efectuada el 16 de noviembre de 2015, mediante resolución N° 1251-4105, crea la Dirección de Tecnología de la Información y Comunicación (DITIC), en la cual se consolidan las anteriores direcciones de Sistemas Informáticos, de Telecomunicaciones y la Gerencia SIGDE, reestructura que entró en vigencia a partir del primero de enero del año 2016.

7.1. NÚMERO DE TRABAJADORES

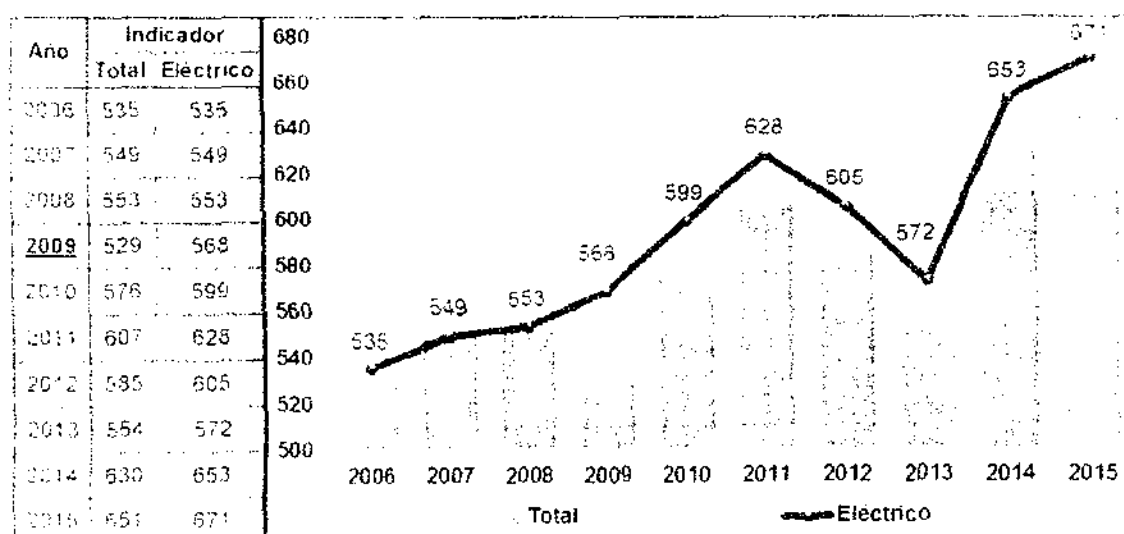
La estructura organizacional a diciembre de 2015, contaba con 568 trabajadores, de los cuales 456 eran fijos y 112 eventuales, cifra que refleja una disminución del 1,22 % (7 trabajadores) con respecto al total del año 2014, (cuadro N° 7.1.1).

Cuadro N° 7.1.1. – Número total de trabajadores



En el cuadro N° 7.1.2 se ilustra el comportamiento del índice "Clientes Atendidos por Trabajador", resultando 651 para el total de la Empresa y 671 para el sector eléctrico (sin telecomunicaciones).

Cuadro N° 7.1.2 – Clientes atendidos por trabajador



2009: Inicio de operación de la Dirección de Telecomunicaciones (DITEL).



7.2. SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

En el año 2015 se elaboró el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo, el cual fue aprobado e inscrito en el Ministerio de Trabajo con una vigencia de dos años.

De acuerdo a los registros de accidentabilidad, por cada 200.000 horas hombre trabajadas (IESS – Resolución N° 390), la empresa tuvo un índice de frecuencia de 2,70 accidentes con baja (uno o más días de reposo), con un índice de gravedad de 60,20 (días perdidos por accidentes) y una tasa de riesgo de 22,29 días perdidos por cada accidente, esta última refleja una disminución del 17,96 % con respecto al año 2014 (27,17), como se indica en el cuadro N° 7.2.1.

Cuadro N° 7.2.1. – Índice de Reactivos

Año	Lesiones Cantidad	Días Perdidos	Índice de Frecuencia	Índice de Gravedad	Tasa de Riesgo	
					Valor	Variación
2013	20	323	1,94	56,98	29,36	-
2014	6	2.003	1,03	34,04	27,17	-7,46%
2015	14	312	2,70	60,20	22,29	-17,96%

Se registraron 14 lesiones (accidentes de trabajo) con un incremento del 133 % con relación a los ocurridos durante el 2014; de éstos, el 42,86 % fueron debido a caídas desde distintos niveles, 21,43 % por accidentes de tránsito y el 35,71 % por vanas causas (cuadro N° 7.2.2).

Cuadro N° 7.2.2. – Número de Accidentes por Dirección [Cantidad]

Dirección	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DAF	1	1	2	-	1	-	-	1	1	-
DICO	1	-	4	-	1	3	3	4	-	-
DIDIS	19	14	9	14	13	7	7	14	3	7
DIMS	2	1	1	-	2	1	1	-	1	4
DITEL	-	-	-	-	1	-	-	-	-	2
DIPLA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
PREEJE	-	-	1	1	-	-	-	1	-	-
SIGDE	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
Total	23	16	17	15	18	11	11	20	6	14

Cuadro N° 7.2.3. – Número de Incidentes por Dirección [Cantidad]

Dirección	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DAF	-	5	5	5	4	2	2	2	-	1
DICO	-	6	3	3	6	7	7	6	2	4
DIDIS	21	21	33	20	18	10	11	18	7	26
DIMS	2	2	3	1	4	3	3	2	1	3
DISI	1	-	2	-	-	2	2	-	-	-
DITEL	-	-	-	1	3	1	1	1	3	-
DIPLA	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-
PREEJE	-	-	1	3	-	-	-	2	-	-
DTH	-	-	-	-	-	-	1	-	2	1
Total	24	34	47	33	35	25	27	32	15	35



7.3. CAPACITACIÓN

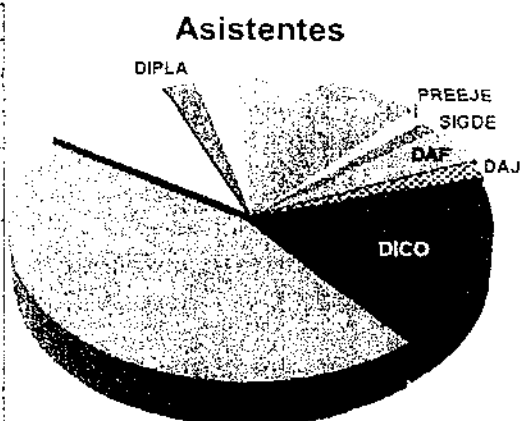
Durante este año se dio especial importancia a la seguridad y salud del personal y a acciones que permitan mejorar las relaciones interpersonales. Bajo esta perspectiva se realizó alrededor de 30 eventos, en donde se capacitó a 338 trabajadores en "Primeros Auxilios" y, un evento sobre Programación Neurolingüística para el personal femenino.

La inversión realizada en capacitación sumó \$ 108.217,89 e incluyó temas como: prevención de riesgos del trabajo, normas de control interno, auditoría para auditores internos, administración de proyectos, liderazgo y trabajo en equipo, informática, manejo de conflictos socio-ambientales, entre otros.

En el cuadro N° 7.3 se muestra una estadística de la cantidad de eventos en los que participó cada Dirección y el número de trabajadores que asistieron.

Cuadro N° 7.3 – Capacitación por áreas

Dirección	Asistentes	Eventos
DAF	54	14
DAJ	22	13
DICO	231	31
DIDIS	563	45
DIMS	125	25
DIPLA	29	16
DISI	40	17
DITEL	78	22
OTH	86	35
PREEJE	20	10
SIGDE	14	4



7.4. SALUD OCUPACIONAL

El control médico anual fue cumplido en un 96,25 %, ya que de 560 planificados, 539 fueron realizados. De los resultados obtenidos se concluye que las enfermedades digestivas, metabólicas, osteomusculares y oftalmológicas son las principales causas de morbilidad en la empresa (cuadro N° 7.4). De igual manera se realizó el control médico anual a los jubilados (111 personas).

Cuadro N° 7.4 Morbilidad por Dirección

EMFERMEDAD	DAF	DAJ	DICO	DIDIS	DIMS	DIPLA	DISI	OTH	DITEL	SIGDE	TOTAL
Digestivas	12	3	24	98	20	7	6	8	11	0	189
Metabólicas	10	2	21	108	19	8	8	4	5	0	188
Osteomusculares	8	1	18	114	19	5	7	6	3	2	183
Oftalmológicas	9	2	26	99	23	2	6	4	6	0	177
Otros	16	0	19	70	12	1	15	3	1	0	139

7.5. BIENESTAR SOCIAL

Se desarrollaron varios talleres: Taller de Práctica de Valores "Vivenciando los valores desde la alegría", "Formación y desarrollo personal", "Explorando mis valores" y "Programación Neurolingüística" los cuales fueron dirigidos al personal de la Empresa y a sus hijos en el caso del primero.



Electricidad
y Energía Renovable



CENTRO

INSTRUMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS DE
EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO
DEL PERSONAL

CAPÍTULO 8

SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

CAPITULO 8. SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

La Empresa mantiene desde el año 2003 un sistema de gestión empresarial y evaluación del desempeño, mediante un cuadro de mando integral. Esta herramienta involucra a toda la organización, con el fin de maximizar sus resultados, a través de la evaluación de sus colaboradores, en cada una de las siete disciplinas que conforman el sistema y cuyo resultado incide en la remuneración variable

8.1. 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, se calculó los indicadores para el Objetivo Institucional, considerando las políticas de aplicación establecidas por la administración, cuyos resultados se presentan en el cuadro N° 8.1

Cuadro N° 8.1 – Indicadores de objetivo institucional

Indicador	2015											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Porcentaje de pérdidas por energía	92.66	90.74	90.71	86.43	88.43	88.29	88.29	88.29	88.86	89.00	90.29	91.11
Desperdicio del tiempo interacción del sistema	124.89	118.92	95.63	93.01	89.64	89.32	84.37	79.51	76.60	71.64	75.44	79.92
Porcentaje de energía perdida	96.90	105.55	90.35	106.07	100.11	98.02	99.71	98.82	93.46	105.97	97.73	102.10
Porcentaje de la frecuencia de interrupción	57.06	92.31	87.09	86.20	82.20	84.27	82.05	76.85	76.11	62.91	61.42	63.95
Porcentaje de interrupción por parte del alimentador	101.81	100.00	93.43	79.08	75.43	60.29	61.27	75.91	74.94	55.96	52.31	56.93
Porcentaje de interrupción por parte del alimentador	125.60	123.20	110.28	88.47	89.47	99.00	101.25	95.99	92.73	78.20	76.94	78.95
Porcentaje de interrupción por parte de venta de energía		94.77	91.78	98.10	100.32	98.89	98.81	99.27	94.33	100.79	96.95	98.44
Valor del indicador	103.59	102.11	96.93	92.73	91.78	93.40	94.14	92.29	89.94	87.39	84.80	86.49

8.2. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE EXTERNO

Es el nivel de satisfacción que percibe el cliente externo, del cual no puede prescindir una organización que pretende la excelencia. Este índice mide la "percepción del cliente" frente a lo que se le ofrece, a través de su propia expresión recogida por medio de encuestas (cuadro N° 8.2)

Cuadro N° 8.2 – Indicador cliente externo – Encuestas

Año 2015	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Nivel Satisfacción	83.05	83.05	81.41	81.41	81.56	81.56	83.10	83.10	82.56	85.56	83.42	83.42
Meta	83.67	83.67	83.67	83.67	83.67	83.67	83.67	83.67	83.67	83.67	83.67	83.67
Calificación	99.26	99.26	97.30	97.30	97.48	97.48	99.32	99.32	98.67	98.67	99.70	99.70
Año 2014	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Nivel Satisfacción	82.18	82.18	82.18	80.93	80.93	83.05	83.05	83.05	83.05	83.05	83.05	83.05



8.3. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE INTERNO

Para lograr la satisfacción de los clientes externos, es necesario contar 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, pueda ser transferida del cliente interno a su proveedor interno.

De igual manera que 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 están en el cuadro N° 8.3

Cuadro N° 8.3 – Indicador cliente interno

Proveedor/Cliente		2015											
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAI	DIPLA	100,00	100,00	80,00	100,00	100,00	100,00	90,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	FE	94,00	100,00	90,00	100,00	100,00	100,00	97,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom	97,50	100,00	85,00	100,00	100,00	100,00	93,50	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
DIOS	DIPLO	95,49	94,00	93,10	89,40	89,19	77,81	84,99	97,20	90,19	92,99	94,00	98,50
	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
	FE	100,00	100,00	100,00	100,00	97,00	93,50	100,00	98,50	98,50	98,50	98,50	98,50
DIPLO	DIPLA	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	FE	98,87	98,69	98,28	97,35	99,00	92,83	96,25	96,44	97,32	97,87	99,47	99,25
	Prom	99,43	99,34	99,14	98,68	99,50	96,42	98,13	98,22	98,66	98,94	99,74	99,63
DIPLO	DIPLA	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	FE	98,00	98,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	98,00	98,00	100,00	100,00	100,00
	Prom	99,00	99,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	99,00	99,00	100,00	100,00	100,00
DISI	DIPLO	98,00	98,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	98,00	98,00	100,00	100,00	100,00
	FE	98,00	98,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	98,00	98,00	100,00	100,00	100,00
	Prom	98,00	98,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	98,00	98,00	100,00	100,00	100,00
DIPLO	DIPLA	80,00	92,00	80,00	80,00	92,00	80,00	88,00	100,00	100,00	92,00	92,00	92,00
	FE	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	75,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom	90,00	96,00	90,00	90,00	96,00	90,00	94,00	87,50	100,00	96,00	96,00	96,00
DIPLO	DIPLO	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	FE	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
DIPLO	DIPLO	95,00	97,70	98,25	98,39	100,00	100,00	100,00	99,30	99,30	100,00	99,30	99,30
	FE	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom	97,50	98,85	99,13	99,19	100,00	100,00	100,00	99,65	99,65	100,00	99,65	99,65
DIPLO	DIPLO	83,75	83,75	85,92	98,60	99,47	94,39	88,03	84,10	85,42	99,28	99,28	99,28
	FE	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom	91,88	91,88	92,96	99,30	99,74	97,20	94,02	92,09	92,71	99,64	99,64	99,64
DIPLO	DIPLO	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	FE	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
	Prom	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

8.4. 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, de manera que la suma de los esfuerzos individuales y de equipos de trabajo permiten lograr los resultados globales.

Se considera una gestión positiva, cuando se obtiene un cien por ciento de cumplimiento. En el cuadro N° 8.4 se presenta la evolución de los indicadores (%) de productividad por Dirección.



Cuadro N° 8.4 – Indicador de productividad

Variable	2015											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF												
Cumplimiento Obligaciones Tributarias												
Inconsistencia en la información para el IRI	103,4	103,1	103,8	105,0	105,0	104,0	104,0	104,0	104,0	103,8	103,9	102,8
Porcentaje de Calidad de la Provisión de Materiales												
Porcentaje de Disponibilidad de efectivo												
DECU												
Actuación de Recaudación	100,4	100,1	99,7	99,6	98,94	99,4	99,2	99,2	98,3	99,0	99,1	99,1
Controlación de Medidores en Laboratorio	120,4	132,3	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Facturación de kWh incapacitados mes	72,2	64,7	104,4	103,3	103,9	107,8	107,8	107,7	107,8	107,8	107,7	107,7
Facturación de kWh con pérdidas mes												
Facturación de kWh con instalaciones	72,7	77,2	77,5	53,4	49,9	51,4	63,1	56,9	50,2	51,6	51,3	60,9
Facturación de pérdidas mes												
Calidad de Facturación (Energía)	56,6	126,8	96,7	113,4	119,5	120,0	113,4	106,7	109,3	83,3	83,8	74,4
Calidad de Facturación Telecomunicaciones	150,4	117,1	35,3	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	120,0	120,0		
Revisión de Redes Telecomunicaciones	66,0	60,0	84,0	67,2	79,6	79,7	94,0	83,0	82,3	83,0	104,5	104,5
Revisión de Clientes	95,9	97,7	101,9	101,5	100,4	101,9	105,4	103,5	104,2	101,4	98,5	102,2
Revisión de Clientes con Pago a Registro												
Revisión de Instalaciones	104,8	94,9	84,3	88,6	85,8	80,4	85,3	82,9	89,3	80,6	84,2	80,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red												
DECU												
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	103,4	94,0	111,4	95,4	96,8	100,2	97,6	96,7	97,7	102,7	93,7	100,4
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,1	94,6	102,0	94,4	99,5	101,3	102,7	98,4	99,2	103,0	97,0	102,2
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	104,4	104,1	104,7	93,0	99,1	99,1	97,9	96,4	99,0	101,5	95,8	100,1
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	85,9	55,7	93,4	95,7	93,3	93,8	99,8	96,1	101,1	101,7	94,0	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	95,3	95,8	100,0	95,0	96,4	100,0	99,8	89,5	96,1	105,5	95,2	99,4
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	102,1	95,8	111,2	93,95	98,9	101,0	94,6	93,7	83,4	110,0	84,1	99,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	114,8	123,2	104,9	102,1	103,3	111,66	112,1	101,3	72,5	109,7	104,1	108,1
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	90,7	90,1	102,7	95,7	98,9	100,5	87,7	99,1	106,6	102,8	95,8	100,4
DECU												
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	109,7	106,0	106,6	105,9	109,4	109,8	109,2	105,3	88,6	85,4	84,5	84,6
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	109,7	106,0	106,6	105,9	109,4	109,8	109,2	105,3	91,0	84,8	84,5	84,6
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	109,7	106,0	106,6	105,9	109,4	109,8	109,2	105,3	91,0	84,8	84,5	84,6
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	99,4	97,4	87,4	92,5	93,0	91,2	95,5	104,2	88,0	89,7	84,9	91,0
DECU												
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	103,2	101,5	99,3	95,1	94,6	94,3	99,7	100,2	100,0	99,8	100,1	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	96,9	97,9	95,5	98,0	86,6	94,9	96,2	95,7	93,5	94,5	95,1	94,5
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	99,0	99,7	99,7	99,7	99,8	99,8
DECU												
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	107,2	97,5	96,6	96,7	95,9	118,0	97,6	97,2	97,0	96,8	96,6	96,6
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	101,8	98,7	92,5	78,7	100,5	90,0	92,7	106,6	100,1	107,1	91,6	99,0
DECU												
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
DECU												
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
DECU												
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
DECU												
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Revisión de Instalaciones y Reparaciones de Red	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

8.5. CONTROL DEL GASTO

Relaciona el gasto efectuado con el presupuestado con el fin de determinar las desviaciones producidas, las cuales además servirán de base para la toma de decisiones y para evaluar el cumplimiento de los objetivos planteados por la Empresa (cuadro N° 8.5):



Cuadro N° 8.5 – Control del gasto

ITEM	2015											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DAF	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
DAU	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
DICO	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
DIDIS	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
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
DIPLA	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00
DISI	92.00	92.00	92.00	92.00	92.00	92.00	87.84	87.84	87.84	87.84	87.84	87.84
DITEL	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00	88.00
OTH	92.00	92.00	92.00	92.00	92.00	92.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00	96.00
PE	84.00	84.00	84.00	84.00	84.00	84.00	92.00	92.00	92.00	92.00	92.00	92.00

8.6. USO EFICAZ DEL TIEMPO

El tiempo es un parámetro importante en una empresa de servicios, ya que introduce una actitud positiva con relación a la disciplina y puntualidad. Todavía no se definió una metodología que permita su aplicación.

8.7. LIDERAZGO

Se trata de un sistema de expresión mensual, en el que los subalternos evalúan el comportamiento de su respectivo líder, en torno a aspectos críticos que se han identificado para ser evaluados. La disciplina de liderazgo busca fomentar una mejora continua en el estilo de conducción de la Institución y, sobre la base de la retroalimentación objetiva de los resultados, contribuir a mejorar el ambiente de trabajo de cada equipo.

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 (cuadro 8.7).

Cuadro N° 8.7 – Indicadores de liderazgo

ITEM	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
DAF	96.7	100.0	94.3	95.5	96.7	95.0	100.0	95.0	90.0	95.0	94.0	88.0
DAU	100.0	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5	99.5
DICO	100.0	100.0	99.3	99.5	98.7	99.8	99.7	99.3	99.8	99.3	100.0	100.0
DIDIS	96.3	96.8	97.2	97.2	97.0	96.2	98.2	96.3	97.7	95.3	97.0	96.8
DIMS	94.5	95.2	94.5	95.1	96.2	96.2	90.7	92.3	96.0	94.6	94.1	95.3
DIPLA	95.3	94.7	96.0	95.0	97.0	96.4	96.8	97.5	94.7	96.7	96.4	97.5
DISI	95.5	94.0	96.6	96.0	93.8	97.2	98.2	96.0	98.8	100.0	96.7	96.3
DITEL	97.5	98.0	98.0	100.0	100.0	88.0	95.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
OTH	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	91.0	100.0
SIGDE	94.2	95.5	96.0	95.3	96.7	97.7	100.0	98.0	98.0	98.0	100.0	100.0
PE	97.2	92.4	98.4	98.5	98.2	98.0	99.3	98.7	97.7	98.0	98.3	98.2



Ministerio de
Energía y Recursos
Renovables



CENTRO

Ministerio de Energía y Recursos Renovables

Centro de Estudios Científicos

2014

CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



CAPITULO 9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9.1. CONCLUSIONES

De la gestión realizada durante el año 2015, los principales aspectos a destacar son:

1. La Junta General de Accionistas sesionó dos veces, tomando ocho resoluciones
2. El Directorio mantuvo tres reuniones, adoptando veinte y siete resoluciones.
3. El Plan Estratégico constituye una herramienta directriz de la gestión institucional, en el están definidos los criterios que revelan el propósito de la institución, programas de acción y prioridades económicas.
4. Se ha desarrollado varias acciones con el objetivo de fortalecer el enfoque en procesos y la mejora continua. Se ejecutó un programa de auditoria interna fruto de lo cual se ha identificado oportunidades de mejora.
5. Se elaboró el Balance Social, el cual permite valorar activos y pasivos sociales y determinar el grado de cumplimiento de la responsabilidad social empresarial en los grupos de interés: trabajadores, consumidores, comunidad y otros
6. El "Reporte de Responsabilidad Social Empresarial 2015", revista digital, fue publicado como un instrumento de rendición de cuentas en este ámbito
7. El sistema SCADA/OMS/DMS, luego que fue probado y calibrado está en operación.
8. En el proceso de implementación del nuevo sistema comercial CIS/CRM, una vez homologados los datos maestros, elaborados y probados los diseños funcionales, se inició su configuración, esperándose que entre en producción en el segundo semestre del año 2016.
9. Fueron realizadas las pruebas finales y la recepción definitiva del Bus Empresarial de Servicios ESB
10. Concluyó la ejecución del programa FERUM BID II - 2014, con 14 proyectos y un presupuesto de \$ 666.630. En tanto que el programa FERUM BID II - 2015, con un presupuesto asignado de \$ 119.492.75, registró un avance ponderado del 44,08 %.
11. Dentro del Programa de Mejoramiento del Sistema de Distribución 2014 (PMD), se concluyó los proyectos transformadores de distribución, reemplazo de medidores, circuitos expresos y adquisición de un terreno para la subestación 50 La Troncal.
12. Los programas de Reforzamiento del Sistema Nacional de Distribución RSND, financiados por el BID y la CAF, registraron el 85,24 % y el 75,80 % de avance ponderado, respectivamente.
13. El convenio con Ecuador Estratégico fue concluido mientras que con CELEC EP registró un avance del 73,33 %.
14. Se instaló 376 SFV por un valor de \$ 139.762,30, con lo que se tienen 3.272 SFV instalados en 177 comunidades de la provincia de Morona Santiago.
15. Entraron en operación 3 reconectores, 2 en la S/E 02 (entradas de las líneas que vienen desde la S/E 03) y 1 en la S/E 13 Chaullayacu.
16. En una primera etapa fueron adquiridos 10 tableros de control, para modernizar las bahías de las subestaciones 04 y 05, de los cuales, 4 ya están en servicio en la S/E 04
17. Se construyó la línea subterránea a 22 kV S/E 02 – S/E 08.
18. Fueron repotenciadas las subestaciones 01, 02, 03, 04, 05 14, 18 y 21.
19. Concluyó la construcción de la S/E 13 Chaullayacu provisional.

20. Se instaló varias posiciones de línea a 22 kV, entre las que consta las que servirán para alimentar al Tranvía.
21. El sistema de media tensión, alimentado desde la subestación 21 Macas, pasó a operar a nivel de 22 kV.
22. La planificación del alumbrado público se ha orientado a mejorar y ampliar este servicio, observando criterios tanto de eficiencia energética, como de calidad de iluminación y seguridad.
23. El tiempo para inspecciones de nuevos servicios fue de 1,97 días (meta 1,74 días) y para instalaciones 7,82 días (meta 4,59 días).
24. El Nivel de Servicio Brindado (NSB) en el call center fue del 60,00 %.
25. Dentro del Plan RENOVA se entregó 1.751 refrigeradoras.
26. Se realizó 10.862 revisiones in situ de sistemas de medición, dando como resultado la incorporación a la facturación de 5.511.263 kWh, por \$ 554.103.
27. Se brindó soporte y mantenimiento al sistema comercial y a los módulos SP-SISDAT, GLPI, facturación electrónica, PEC, etc. De manera similar se lo hizo con las distribuidoras que cuentan con el SICO.
28. Actualización del Quipux interno, con nuevas funcionalidades.
29. Instalación, configuración y pruebas de funcionamiento de servicio de correo electrónico ZIMBRA.
30. El convenio FODETEL I finalizó y se mantiene operando el FODETEL II.
31. Se concluyó la Red Nacional de Telecomunicaciones (RENTSE) para el segundo grupo de empresas eléctricas beneficiarias del sistema SCADA/OMS/DMS.
32. Con el propósito de automatizar la red de distribución se habilitó conectividad para 12 reconectores ubicados en distintos nodos.
33. La energía recibida del mercado (1.063.098 MWh) creció en un 4,91 %, con respecto al año 2014 (1.013.325 MWh). Esta energía provino, en un 91,61 % (973.935 MWh) del mercado de contratos y en 8,39 % (89.163 MWh) del mercado ocasional.
34. El costo de la energía alcanzó la suma de \$ 56.804.342, superior en 3,7 % al del año 2014 (\$ 54.778.047). El costo unitario de compra de energía se situó en 5,34 ¢/kWh, valor que es 1,11 % menor al año 2014 (5,40 ¢/kWh).
35. El número de clientes, a diciembre de 2015, fue de 369.758, con un incremento del 2,03 % respecto a los que se tenían al final de 2014 (362.406). El 87,95 % son residenciales, 8,77 % comerciales, 1,72 % industriales y 1,56 % corresponden a la categoría otros.
36. La energía consumida fue de 985.186,71 MWh, esto es, 5,34 % más que en el 2014 (935.223,80 MWh). El sector residencial consumió el 38,72 %; el comercial el 15,79 % y el industrial el 30,86 %.
37. La facturación total, por venta de energía, fue de \$ 97.327.814, con un crecimiento del 10,34 %.
38. La deuda general de los clientes, a diciembre de 2015, fue de \$ 4.975.486, mientras que a finales del año 2014 registró \$ 4.975.619, es decir que se mantuvo.
39. La cartera vencida, entre 31 y 360 días, fue \$ 1.966.281, mientras que en el 2014 registró \$ 1.943.065, representando un ligero incremento del 1,19 %.
40. La potencia máxima coincidente incluido terceros, fue de 183,03 MW, mientras que en el 2014 fue 179,94 MW, con un incremento del 1,72 %.



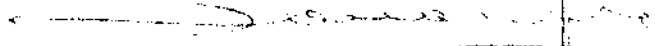
41. La energía disponible fue de 1.069 376,70 MWh, esto es 4,98 % mayor que la del 2014 (1 018.609,14 MWh).
42. Del balance de energía, se concluye que las pérdidas fueron 79.824,88 MWh, las que, referidas a la energía total disponible del sistema, representan el 7,46 %, se dividen en técnicas 6,01 % y no técnicas 1,45 %.
43. A nivel de cabecera de alimentador, el valor registrado al cierre del año 2015 para FMIK, 5,19 veces, estuvo por encima de la meta (4,5 veces); y, para TTIK, 3,72 horas, cumple la meta (4,00 horas).
44. Los ingresos sumaron \$ 106.099.196, reflejando un incremento del 8,87 % con respecto al 2014. Dentro de éstos, el rubro más representativo fue el de venta de energía, con \$ 97.246.142 y un incremento del 12,54 %.
45. Los costos y gastos totales sumaron \$ 108.423.121, con un incremento del 8,63 %, con relación al 2014.
46. Al hacer la diferencia entre los ingresos y el total de costos y gastos de administración, operación, mantenimiento y depreciación, se obtiene un resultado operativo positivo de \$ 1 714.943.
47. El activo totalizo \$ 298.836 048, con un incremento del 7,92 % con respecto al 2014; mientras que el pasivo total sumó \$ 74.405.730 con un incremento del 18,25 %.
48. El patrimonio de los accionistas alcanzó la suma de \$ 224.430.319, superior en el 4,88 % al registrado el año anterior.
49. La posición financiera de la Empresa indica que, el 75,10 % de sus activos ha sido financiado por los accionistas y el 24,90 % por terceros.
50. Analizando la razón circulante se puede concluir que, al 31 de diciembre de 2015, la Empresa tenía \$ 2,11 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo.
51. El indicador de prueba ácida muestra que la Empresa cuenta con \$ 1,08 en activos de fácil liquidez (sin recurrir a los inventarios), para cubrir cada dólar adeudado de corto plazo.
52. El indicador de liquidez financiera inmediata demuestra que la Empresa cuenta con \$ 0,54 en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago de cada dólar de sus obligaciones de corto plazo.
53. El capital promedio invertido llegó a 235,07 millones de dólares; superior en un 7,05 % al del año 2014.
54. La razón financiera, concentración del endeudamiento, indica que de la deuda total, el 31,46 % es de obligación de pago en el corto plazo.
55. El índice "clientes atendidos por trabajador" fue de 651.
56. Con el objetivo de mejorar la salud y la calidad de vida del personal se realizaron actividades como el control médico anual (cumplimiento 96,25 %) y varios talleres.

9.2. RECOMENDACIONES

1. Continuar con el seguimiento al comportamiento y cumplimiento de las metas de los Índices de Desempeño que han sido establecidos, y los que se adicionen, para la evaluación y obtención de la mejora continua en las actividades técnicas y administrativas.
2. Aplicar los lineamientos del Plan de Manejo Ambiental y Social (PMA), adoptándolo como un instrumento de gestión ambiental que permita planificar, definir y facilitar la aplicación de medidas ambientales y sociales destinadas a prevenir, mitigar o controlar los impactos ambientales y sociales generados por las actividades propias de la CENTROSUR.



3. Impulsar la mejora continua en los procesos de operación y mantenimiento de la red eléctrica
4. Incorporar tecnología que ayude a mejorar la eficiencia y eficacia de los procesos
5. Continuar con la política de racionalidad en el uso de los recursos financieros a través de la elaboración de un presupuesto de explotación que incluya aquellos requerimientos que garanticen la operación y prestación de servicios de la Empresa
6. Reforzar la gestión de cartera en los sectores que aún se tienen dificultades.
7. Desarrollar un plan de capacitación que resuelva de manera efectiva las necesidades detectadas
8. Impulsar proyectos de uso de energías renovables, en diferentes sectores de su área de concesión, principalmente en donde, debido a diferentes circunstancias, no es posible la electrificación mediante redes de distribución
9. Mantener presencia en los organismos del sector, con la finalidad de transmitir criterios y experiencias de la Empresa.
10. Mantener actualizada la Planeación Estratégica e impulsar los Sistemas de Gestión con el fin de que el servicio que brinda al cliente satisfaga sus necesidades y expectativas
11. Socializar la visión estratégica del negocio, así como los logros conseguidos por la organización a todos los funcionarios de la Empresa


Francisco Carrasco Astudillo
PRESIDENTE EJECUTIVO