

**Memorando Nro. DIPLA-2018-0170**

**Cuenca, 07 de abril de 2018**

**PARA:** Mg. Francisco Javier Cafrasco Astudillo  
**Presidente Ejecutivo**

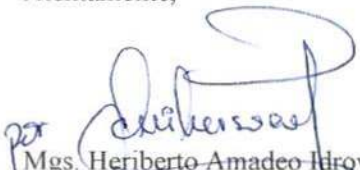
**ASUNTO:** Informe de Gestión de la Administración correspondiente al año 2017.

De mi consideración:

La Dirección de Planificación, una vez que ha recibido el Estado de Resultados, ha concluido la elaboración del Informe de la Administración correspondiente al año 2017, el cual contiene un resumen de los principales logros y las cifras alcanzadas durante este periodo; informe que se servirá encontrar adjunto para los fines pertinentes.

En espera de sus sugerencias y comentarios, suscribo,

Atentamente,

  
Mgs. Heriberto Amadeo Lirio Alvarez  
**DIRECTOR DE PLANIFICACIÓN**

Anexos:  
- Informe Administración Año 2017.pdf

mr/sq

| <b>CENTRO SUR</b>                                                                    |                                               |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| <b>PRESIDENCIA EJECUTIVA</b>                                                         |                                               |
| Recibida                                                                             | <b>16 JUL 2018</b>                            |
| Para:                                                                                |                                               |
| 1 <u>SG.</u>                                                                         | 3                                             |
| 2                                                                                    | 4                                             |
| <input type="checkbox"/> Autorizado                                                  | <input type="checkbox"/> Informar             |
| <input type="checkbox"/> Archivar                                                    | <input type="checkbox"/> Atender              |
| <input type="checkbox"/> Revisar                                                     | <input type="checkbox"/> Realizar seguimiento |
| <input type="checkbox"/> Preparar respuesta                                          | <input type="checkbox"/> No informar          |
| Observaciones <u>Para conocimiento del</u>                                           |                                               |
| <u>Directorio. 16 julio-2018.</u>                                                    |                                               |
|  |                                               |

# INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2017



Ministerio

## ÍNDICE

### INTRODUCCIÓN

#### CAPÍTULO 1. CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA

|        |                                                            |    |
|--------|------------------------------------------------------------|----|
| 1.1.   | INTEGRACIÓN DEL CAPITAL .....                              | 10 |
| 1.2.   | INTEGRACIÓN DE LOS ORGANISMOS SUPERIORES DE LA COMPAÑÍA .. | 11 |
| 1.2.1. | Junta General de Accionistas .....                         | 11 |
| 1.2.2. | Directorio .....                                           | 11 |
| 1.2.3. | Ejecutivos .....                                           | 12 |

#### CAPÍTULO 2. PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS

|          |                                                                    |    |
|----------|--------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1.     | PLANEACIÓN ESTRATÉGICA .....                                       | 14 |
| 2.2.     | GESTIÓN DE CALIDAD .....                                           | 14 |
| 2.2.1.   | Sistema de Gestión de Calidad .....                                | 14 |
| 2.2.2.   | Manual de Procesos y Procedimientos .....                          | 14 |
| 2.3.     | GESTIÓN AMBIENTAL .....                                            | 14 |
| 2.3.1.   | Sistema de Gestión Ambiental .....                                 | 14 |
| 2.3.2.   | Plan de Manejo Ambiental .....                                     | 15 |
| 2.4.     | RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL .....                           | 15 |
| 2.5.     | GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN .....                                   | 16 |
| 2.5.1.   | Proyectos Asociados a Infraestructura de Distribución .....        | 16 |
| 2.5.1.1. | Financiados con recursos gestionados por el MEER .....             | 16 |
| 2.5.1.2. | Financiados con la tarifa: calidad y expansión del SE y SAPG ..... | 16 |
| 2.5.2.   | Actividades Relevantes en Distribución .....                       | 17 |
| 2.5.2.1. | Sistemas fotovoltaicos - SFV .....                                 | 17 |
| 2.5.2.2. | Líneas de subtransmisión .....                                     | 17 |
| 2.5.2.3. | Subestaciones .....                                                | 17 |
| 2.5.2.4. | Alumbrado público .....                                            | 17 |
| 2.6.     | GESTIÓN COMERCIAL .....                                            | 17 |
| 2.6.1.   | Atención al Cliente .....                                          | 17 |
| 2.6.2.   | Centro de Contacto .....                                           | 18 |
| 2.6.3.   | Actualización de Información de Clientes .....                     | 18 |
| 2.6.4.   | Recuperación de Pérdidas Comerciales .....                         | 19 |
| 2.6.5.   | Gestión de Cartera .....                                           | 19 |
| 2.6.6.   | Puntos de Recaudación de Valores .....                             | 19 |



|        |                                                   |    |
|--------|---------------------------------------------------|----|
| 2.6.7. | Unidad PEC .....                                  | 19 |
| 2.7.   | GESTIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA .....           | 19 |
| 2.7.1. | Administración de Bienes .....                    | 19 |
| 2.7.2. | Contratación Pública .....                        | 20 |
| 2.8.   | TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACION ..... | 20 |
| 2.8.1. | Proyecto SIGDE .....                              | 20 |
| 2.8.2. | Proyecto CISNERGIA .....                          | 20 |
| 2.8.3. | Infraestructura de TIC'S .....                    | 20 |
| 2.9.   | ASESORÍA JURÍDICA .....                           | 20 |

### **CAPÍTULO 3. PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO**

|        |                                                          |    |
|--------|----------------------------------------------------------|----|
| 3.1.   | COMPRA DE ENERGÍA .....                                  | 23 |
| 3.1.1. | Razones de las obligaciones económicas .....             | 23 |
| 3.1.2. | Resumen Energético .....                                 | 23 |
| 3.1.3. | Costos de Compra de la Energía .....                     | 25 |
| 3.2.   | INGRESOS POR SERVICIOS A CLIENTES NO REGULADOS .....     | 26 |
| 3.2.1. | Peajes de Distribución y Alumbrado Público General ..... | 26 |
| 3.2.2. | Facturación de Cargos Adicionales .....                  | 26 |

### **CAPÍTULO 4. EL MERCADO REGULADO**

|      |                                                       |    |
|------|-------------------------------------------------------|----|
| 4.1. | CLIENTES .....                                        | 28 |
| 4.2. | ENERGÍA CONSUMIDA .....                               | 29 |
| 4.3. | FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA ..... | 30 |
| 4.4. | SUBSIDIOS E INCENTIVO PEC .....                       | 32 |
| 4.5. | DEUDA DE LOS CLIENTES .....                           | 33 |

### **CAPÍTULO 5. EL SISTEMA ELÉCTRICO**

|        |                                                                       |    |
|--------|-----------------------------------------------------------------------|----|
| 5.1.   | ÁREA DE CONCESIÓN .....                                               | 35 |
| 5.2.   | DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE .....                                      | 36 |
| 5.3.   | BALANCE ENERGÉTICO .....                                              | 36 |
| 5.4.   | COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA .....                       | 37 |
| 5.5.   | EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....                                 | 37 |
| 5.5.1. | Sistema de Distribución .....                                         | 37 |
| 5.5.2. | Subtransmisión .....                                                  | 39 |
| 5.6.   | CENTROSUR A NIVEL NACIONAL .....                                      | 40 |
| 5.7.   | CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN .....                  | 42 |
| 5.7.1. | Calidad del Producto .....                                            | 42 |
| 5.7.2. | Calidad del Servicio Técnico a Nivel de Cabecera de Alimentador ..... | 42 |

R. Y.

3

## **CAPÍTULO 6. SITUACIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA**

|        |                                                    |    |
|--------|----------------------------------------------------|----|
| 6.1.   | INGRESOS.....                                      | 45 |
| 6.2.   | COSTOS Y GASTOS .....                              | 46 |
| 6.3.   | RESULTADOS DEL PERÍODO .....                       | 49 |
| 6.4.   | EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE INGRESOS Y GASTOS..... | 49 |
| 6.4.1. | Ingresos, costos y gastos .....                    | 49 |
| 6.5.   | ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA.....                | 50 |
| 6.5.1. | Activo.....                                        | 50 |
| 6.5.2. | Activo Corriente .....                             | 51 |
| 6.5.3. | Activo no Corriente .....                          | 51 |
| 6.5.4. | Pasivo y Patrimonio .....                          | 51 |
| 6.6.   | LIQUIDACIÓN DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES .....   | 52 |
| 6.7.   | INDICADORES FINANCIEROS .....                      | 53 |

## **CAPÍTULO 7. RECURSOS HUMANOS**

|      |                                            |    |
|------|--------------------------------------------|----|
| 7.1. | NÚMERO DE TRABAJADORES .....               | 56 |
| 7.2. | SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO .....      | 57 |
| 7.3. | CAPACITACIÓN.....                          | 58 |
| 7.4. | SALUD OCUPACIONAL Y BIENESTAR SOCIAL ..... | 59 |

## **CAPÍTULO 8. SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO**

|      |                                        |    |
|------|----------------------------------------|----|
| 8.1. | OBJETIVO INSTITUCIONAL.....            | 61 |
| 8.2. | SATISFACCIÓN DEL CLIENTE EXTERNO ..... | 61 |
| 8.3. | SATISFACCIÓN DEL CLIENTE INTERNO ..... | 61 |
| 8.4. | PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD .....          | 62 |
| 8.5. | CONTROL DEL GASTO.....                 | 62 |
| 8.6. | LIDERAZGO.....                         | 63 |

## **CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

|      |                      |    |
|------|----------------------|----|
| 9.1. | CONCLUSIONES .....   | 65 |
| 9.2. | RECOMENDACIONES..... | 67 |

# **INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2017**

## **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 período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017.

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

- La energía producida por cada una de las centrales de generación es repartida a 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 N° 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 N° 005/14, Prestación del Servicio de Alumbrado Público General, establece las condiciones técnicas, económicas y financieras que las distribuidoras deben cumplir para brindar un servicio de alumbrado público general, con calidad, eficiencia y precio justo.
- La Resolución ARCONEL N° 058/14 incluyó en el pliego la Tarifa Residencial para el Programa PEC, que se aplica desde agosto de 2014.
- La Regulación N° ARCONEL - 004/17, "Regulación para Grandes Consumidores", regula los requisitos, características, condiciones y procedimientos para la calificación de Grandes Consumidores en el Sector Eléctrico Ecuatoriano, así como sus obligaciones y responsabilidades.
- La Regulación N° ARCONEL 005/17, "Distribución y comercialización de energía eléctrica", establece las normas generales que deben cumplir: las Distribuidoras; el Transmisor, cuando corresponda; y, los consumidores; para la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Como parte del programa de uso eficiente de la energía y el cambio de la matriz energética, en el año 2017 se ha continuado con la política del reforzamiento de la red de distribución, que incluye el reemplazo de 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).

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, desde octubre de 2016, el sistema comercial unificado está operando en la CENTROSUR y fue implantado en noviembre de 2017 en la Empresa Eléctrica Quito.

Un 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 13,12 %, en relación con el año 2016, al pasar de 5,03 ¢/kWh a 4,37 ¢/kWh.

El ejercicio económico dio como resultado un superávit de \$ 10.191.089; monto que es utilizado para financiar los proyectos incluidos en el programa de expansión.

En este año, por déficit tarifario se registró un valor de \$ 133.567.

Esta Empresa, comprometida con su misión y visión, dedica especial atención a los aspectos relacionados con el respeto y cuidado al medio ambiente, la responsabilidad social que asegura las buenas relaciones con los clientes y el compromiso con la comunidad, así como el eficiente uso de los recursos, se proyecta a lograr una prestación sostenible del servicio eléctrico, contribuyendo a preservar el patrimonio para las futuras generaciones y generando bienestar y desarrollo.

Fruto de una larga trayectoria de compromiso y el aporte valioso del talento humano, así como la aplicación de procesos y procedimientos enfocados a la satisfacción del cliente, la CENTROSUR ha sido acreedora de importantes reconocimientos en el ámbito nacional e internacional:

- El Ministerio del Ambiente le concedió el distintivo "Iniciativa Verde" por su ecoeficiencia en la sustitución parcial de la demanda de energía eléctrica de su edificio matriz, mediante un generador fotovoltaico que aprovecha la luz solar.
- Recibió el Premio Ekos "Mejor lugar para Trabajar en Ecuador 2017", que la ubica en el quinto lugar entre las mejores empresas con más de 500 colaboradores, reflejando el excelente clima laboral y orgullo de los funcionarios que laboran en esta entidad.
- Logró el Premio Plata de Calidad 2017, otorgado por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), en reconocimiento a los índices de satisfacción de clientes, situándose así entre las mejores de Latinoamérica.

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 2017 la Empresa ha dado estricto cumplimiento a las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor, en el desarrollo de sus diversas actividades.



Finalmente, cabe resaltar que el esfuerzo mancomunado y planificado de accionistas, miembros del Directorio, Administrador, servidores y trabajadores, que ha permitido desarrollar una gestión en beneficio de la comunidad a la cual se debe esta Empresa.



# **INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2017**

## **CAPÍTULO 1**

### **CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA**

## CONSTITUCIÓN DE LA COMPAÑÍA

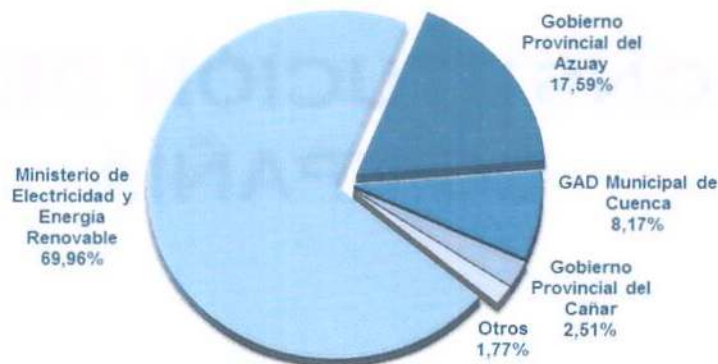
### 1.1. INTEGRACIÓN DEL CAPITAL

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.

El 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<br>y Pagado<br>[\$] | %              |
|------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------|
| Ministerio de Electricidad y Energía Renovable | 108.228.171                          | 69,96%         |
| Gobierno Provincial del Azuay                  | 27.221.090                           | 17,59%         |
| GAD Municipal de Cuenca                        | 12.632.784                           | 8,17%          |
| Gobierno Provincial del Cañar                  | 3.885.866                            | 2,51%          |
| Gobierno Provincial de Morona Santiago         | 1.272.305                            | 0,82%          |
| GAD Municipal de Sigüig                        | 449.525                              | 0,29%          |
| GAD Municipal de Morona                        | 463.598                              | 0,30%          |
| GAD Municipal de Santa Isabel                  | 348.524                              | 0,23%          |
| GAD Municipal de Biblián                       | 207.778                              | 0,13%          |
| <b>Capital Total</b>                           | <b>154.709.641</b>                   | <b>100,00%</b> |



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 2017 estuvo integrada por los 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 | Ing. Elsy Parodi Ocaña           |
| Gobierno Provincial del Azuay                  | Ing. Paúl Carrasco Carpio        |
| GAD Municipal de Cuenca                        | Ing. Marcelo Cabrera Palacios    |
| Gobierno Provincial del Cañar                  | Dr. Santiago Correa Padrón       |
| Gobierno Provincial de Morona Santiago         | Lcdo. Felipe Marcelino Chumpí    |
| GAD Municipal de Sigsig                        | Lcdo. Marcelino Granda Granda    |
| GAD Municipal de Morona                        | Dr. Roberto Villarreal Cambizaca |
| GAD Municipal de Santa Isabel                  | Prof. Rodrigo Quezada Ramón      |
| GAD Municipal de Biblián                       | Econ. Guillermo Espinoza Sánchez |

En el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017 se realizaron dos sesiones, en las que se trataron y resolvieron temas fundamentales que se resumen en ocho resoluciones, las cuales han guiado el accionar de la administración.

### 1.2.2. Directorio

La conformación del Directorio, a diciembre de 2017, fue:

Cuadro N° 1.2.2. Conformación del Directorio

| Accionista                                     | Principal                | Fecha      | Suplente                 | Fecha      |
|------------------------------------------------|--------------------------|------------|--------------------------|------------|
| Ministerio de Electricidad y Energía Renovable | Dr. Esteban Alborno V. * | 17/10/2016 | Ing. Santiago Arias H. * | 17/10/2016 |
|                                                | Dr. Xavier Barrera V.    | 17/10/2016 | Ing. Jorge Peñaherrera   | 17/10/2016 |
|                                                | Ab. Pedro Cornejo E.     | 17/10/2016 | Ing. Marcos Orbe A.      | 17/10/2016 |
|                                                | Ing. Esteban Ortiz A.    | 17/10/2016 | Ing. Carlos Medina       | 17/10/2016 |
|                                                | Lcda. Silvana Dueñas H.  | 17/10/2016 | Ing. Ramiro Díaz C.      | 17/10/2016 |
| Gobierno Provincial del Azuay                  | Ing. Paúl Carrasco C.    | 17/10/2016 | Econ. Rubén Benítez A.   | 17/10/2016 |
|                                                | Dra. Cecilia Alvarado C. | 17/10/2016 | Dr. Edgar Bermeo P.      | 17/10/2016 |
| Accionistas Minoritarios                       | Ing. Marcelo Cabrera P.  | 17/10/2016 | Ing. Iván Genovez Z.     | 17/10/2016 |
| Trabajadores                                   | Tnlg. Patricio Tenesaca  | 10/06/2016 | Ing. Patricio Ayala F.   | 10/06/2016 |

\* Presentó su excusa antes del 31 de diciembre de 2017 sin que hasta esa fecha haya sido conocida por la Junta General de Accionistas.

El Directorio mantuvo cinco sesiones de trabajo en el transcurso del año, adoptando cuarenta y un resoluciones.

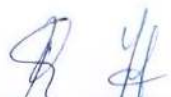
### 1.2.3. Ejecutivos

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

Cuadro N° 1.2.3. Ejecutivos (diciembre de 2017)

| Cargo                                                                  | Funcionario                       |
|------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|
| Presidente de la Compañía                                              | Dr. Esteban Alborno Vintimilla *  |
| Presidente Ejecutivo                                                   | Ing. Francisco Carrasco Astudillo |
| Director Administrativo - Financiero (DAF) (Enc.)                      | Ing. Tito Torres Sarmiento        |
| 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 Tecnología de la Información y Comunicación (DITIC) (Enc.) | Ing. Juan Carlos León Dávila      |
| Director de Talento Humano, Seguridad y Salud en el Trabajo (DTH)      | Ing. Juan Vázquez Abad            |
| Asesor General de la Presidencia Ejecutiva                             | Ing. Damián Merchán Palacios      |
| Secretaría General                                                     | Dra. Catalina García Jaramillo    |
| Auditor Interno (Enc.)                                                 | CPA. Sandra Picón Álvarez         |
| Asistente de Relaciones Públicas                                       | Lcda. Gabriela Santacruz Moncayo  |

\* Presentó su excusa el 28 de abril de 2017



# **INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2017**

## **CAPÍTULO 2**

### **PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS**

## PRINCIPALES OBRAS Y PROYECTOS EJECUTADOS

### 2.1. PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

El Plan Estratégico 2014-2017, aprobado por el Directorio mediante resolución No. 1249-4089 del 23 de marzo 2015, es la herramienta de gestión institucional que consolida los propósitos de la Empresa, en términos de objetivos de corto, mediano y largo plazos, programas de acción y prioridades para la asignación de recursos.

Sobre esta base, se elabora el Plan Operativo Anual (POA), en el que se definen los objetivos, metas, indicadores, programas, proyectos y presupuestos.

Es menester indicar que hasta septiembre de 2017, de conformidad con el Art. 107 del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas, se utilizaron como herramientas de gestión el Presupuesto y POA 2016 prorrogados; y a partir del mes de octubre los correspondientes Presupuesto y POA 2017 aprobados.

### 2.2. GESTIÓN DE CALIDAD

#### 2.2.1. Sistema de Gestión de Calidad

Una de las estrategias de gestión adoptadas en 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 la mejora continua de 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).

#### 2.2.2. Manual de Procesos y Procedimientos

Aplicando el ciclo PHVA se ha dado continuidad a las actividades de mantenimiento y mejora del manual, así como a la actualización de procesos y documentos (procedimientos, formularios de registro e información) a través de la gestión de los equipos conformados para el efecto.

En el año 2017 se aprobaron 201 documentos; en el mes de junio se ejecutó el programa de auditorías internas de calidad, mediante el cual se auditó 20 procesos, de cuyos resultados se identificaron 12 no conformidades y 17 oportunidades de mejora.

### 2.3. GESTIÓN AMBIENTAL

#### 2.3.1. Sistema de Gestión Ambiental

Sobre la base de la Norma ISO 14000 se trabajó en la conformación del Sistema de Gestión Ambiental, el cual permitió viabilizar y fortalecer la variable ambiental a través de las siguientes acciones:

- Formalización de una Política Ambiental, a través del Consejo de Gestión Ambiental.
- Continuidad de ejecución del proyecto "Gestión Integral y Ambientalmente Adecuada de Bifenilos Policlorados (PCBs)", registrando un avance del 79,15 % que corresponde a 14.411 equipos (transformadores de distribución) analizados e inventariados, de éstos 68 resultaron contaminados con PCBs.

- Regularización ambiental de 98 proyectos, que corresponde a 20 estaciones de telecomunicaciones con Registro Ambiental y 78 obras de distribución eléctrica con Certificados Ambientales.
- Elaboración de informes ambientales de cumplimiento de los proyectos que cuentan con Registro Ambiental.
- Obtención del incentivo ambiental “Distintivo Iniciativa Verde” otorgado por el Ministerio del Ambiente.
- Ejecución de programas de capacitación dirigidos al personal y a contratistas en los siguientes temas: gestión integral de equipos y materiales, distancias de seguridad, buenas prácticas ambientales en obras de distribución y planes de contingencia en caso de derrames de aceite.
- Recepción de aproximadamente 25.000 focos ahorradores y lámparas fluorescentes que han cumplido su vida útil, concretándose la disposición final de 3,75 toneladas mediante un gestor autorizado.
- Gestión de la disposición final de 8.900 galones de aceite dieléctrico usado, no contaminado con PCBs.

### 2.3.2. Plan de Manejo Ambiental

Se dio seguimiento y control de aplicación de los planes de acción y de manejo ambiental en proyectos nuevos e instalaciones existentes.

Cuadro N° 2.3.2. Avance de los programas incluidos en el PMA

| Programas                                             | Avance  |
|-------------------------------------------------------|---------|
| Plan de Manejo Ambiental “Auditoría Ambiental – 2013” | 80,43%  |
| Construcción de la Subestación N° 50 La Troncal       | 81,67%  |
| Plan de Manejo Ambiental “Repotenciación S/E 14”      | 95,50%  |
| Plan de Manejo Ambiental “Repotenciación S/E 18”      | 98,00%  |
| Guía de Buenas Prácticas Ambientales “S/E 03”         | 100,00% |

### 2.4. RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

- Memoria de Sostenibilidad: elaboración del balance social por las actividades del año 2016, según metodología de la Organización Internacional del Trabajo – OIT.
- Reutilización de tapas de vidrio de contadores eléctricos como maceteros ornamentales.
- Elaboración de la revista socio-educativa, que incluyó la campaña de educación ambiental y eficiencia energética.
- Desarrollo de la campaña denominada “Recicla, Cumple Tu Papel”, a través de la cual se recuperó 1,58 toneladas de papel en el edificio matriz.

## 2.5. GESTIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

### 2.5.1. Proyectos Asociados a Infraestructura de Distribución

#### 2.5.1.1. Financiados con recursos gestionados por el MEER

Cumpliendo las políticas dadas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), se ha ejecutado los proyectos enmarcados, entre otros, en: programas de eficiencia en el uso de la energía (programa PEC); modernización del sector eléctrico (Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica, SIGDE); ampliación de la cobertura del servicio (FERUM).

Cuadro N° 2.5.1.1 Proyectos financiados con recursos gestionados por el MEER [\$]

| Descripción                                     | Presupuesto | Avance  |
|-------------------------------------------------|-------------|---------|
| Programa BID II 2015 - RSND                     | 5.155.858   | 14,94%  |
| Programa BID III 2016 - RSND Automatización     | 547.200     | 24,67%  |
| Programa FERUM-BID II                           | 205.031     | 100,66% |
| Programa FERUM-BID III                          | 1.735.821   | 72,78%  |
| Programa PEC - Circuitos Expresos               | 750.000     | 20,98%  |
| Programa Reforzamiento Sistema Distribución BID | 1.312.184   | 48,58%  |
| Programa Repotenciación CAF                     | 3.866.133   | 70,06%  |
| Programa RSND-AFD                               | 2.847.031   | 59,12%  |

En el marco de la modernización del sector eléctrico y dentro de la distribución de la energía, la Empresa lideró y administró tres procesos a nivel nacional: Licencias para el análisis de confiabilidad y ubicación de reconectores, Capacitación en el software especializado CYMDIST; y, Capacitación en automatización de la distribución.

#### 2.5.1.2. Financiados con la tarifa: calidad y expansión del SE y SAPG

Estos programas son financiados con recursos provenientes de la tarifa y están encaminados a mejorar los indicadores de calidad del servicio, mejora de la infraestructura administrativa, reposición de activos en operación; y, proyectos relacionados con la expansión del sistema de distribución, necesarios para la prestación del servicio eléctrico (SE) y el servicio de alumbrado público general (SAPG).

En los cuadros N° 2.5.1.2.1 y N° 2.5.1.2.2 se muestra un resumen de la ejecución de los proyectos contemplados en estos programas.

Cuadro N° 2.5.1.2.1. Costos de calidad y expansión SE [\$]

| Descripción                                   | Presupuesto | Avance |
|-----------------------------------------------|-------------|--------|
| Costos de Calidad años anteriores             | 4.560.861   | 57,28% |
| Costos de Calidad 2017                        | 7.395.480   | 19,16% |
| Costos de expansión 2017 - Servicio Eléctrico | 13.761.239  | 16,14% |

Cuadro 2.5.1.2.2. Costos de calidad y expansión SAPG [\$]

| Descripción                               | Presupuesto | Avance |
|-------------------------------------------|-------------|--------|
| Costos de Calidad SAPG años anteriores    | 2.522.822   | 39,77% |
| Costos de Calidad SAPG 2017               | 2.131.082   | 9,14%  |
| Costos de expansión años anteriores- SAPG | 591.152     | 22,93% |
| Costos de expansión 2017 - SAPG           | 1.877.752   | 23,86% |

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

## 2.5.2. Actividades Relevantes en Distribución

### 2.5.2.1. Sistemas fotovoltaicos - SFV

Mediante sistemas fotovoltaicos brindamos el servicio eléctrico a usuarios que residen en comunidades de la provincia de Morona Santiago alejadas de la red eléctrica. A diciembre de 2017 están en operación 3.327 sistemas, ubicados en 196 comunidades; y, para garantizar la continuidad del servicio se adquirieron 2.000 reguladores y 1.800 inversores para reposición de aquellos componentes que cumplieron su vida útil.

### 2.5.2.2. Líneas de subtransmisión

Se concluyó la construcción y está operando la línea subterránea a 22 kV S/E 02 – S/E 08, proyecto que incrementa la confiabilidad de servicio de los usuarios en el centro histórico de la ciudad de Cuenca. Se dispone de los estudios para repotenciar las líneas que alimentan a la subestación 01 Luis Cordero.

### 2.5.2.3. Subestaciones

- Se concluyó la construcción de la primera etapa de la nueva subestación 50 La Troncal, entrando en operación en el mes de agosto de 2017. Esta primera etapa corresponde al patio de 69kV, con lo que se brindará acceso a CNEL Milagro, COAZUCAR y ELECAUSTRO.
- Se puso en operación la S/E 13 Chaullayacu en el nuevo parque industrial de Cuenca.
- Se habilitó una posición de alimentador en la S/E 04 y otra en la S/E 05, para brindar el servicio eléctrico al proyecto TRANVIA de la ciudad de Cuenca,
- Se coordinó la construcción de la S/E Graitman a 69kV.

### 2.5.2.4. Alumbrado público

- Se instalaron 9.605 luminarias nuevas, lo que representa un crecimiento del 8,31 %.
- Se ejecutaron mejoras al sistema de iluminación general, incrementando los niveles de iluminación y consolidación del servicio.
- Se formalizó 35 convenios con GADs cantonales y parroquiales por un valor de \$ 1.069.285,00 necesarios para atender requerimientos de iluminación pública en diferentes sectores y vías.

## 2.6. GESTIÓN COMERCIAL

### 2.6.1. Atención al Cliente

- Proyecto PEC:

Cuadro 2.6.1.1. Medidores bifásicos y circuitos expresos [u]

| 2017                | Objetivo 2017 | Alcanzado | Cumplimiento |
|---------------------|---------------|-----------|--------------|
| Medidores Bifásicos | 12.000        | 25.207    | 210%         |
| Circuitos Expresos  | 12.010        | 12.010    | 100%         |

- Se instalaron 27.332 sistemas de medición comercial, tanto a clientes nuevos como en reemplazo de aquellos que cumplieron su vida útil; Cuadro 2.6.1.2.

Cuadro N° 2.6.1.2. Medidores instalados [u]

| Mes          | Nuevos        | Reemplazo     | Total         |
|--------------|---------------|---------------|---------------|
| ene          | 1.046         | 1.466         | 2.512         |
| feb          | 904           | 764           | 1.668         |
| mar          | 975           | 968           | 1.943         |
| abr          | 1.031         | 922           | 1.953         |
| may          | 864           | 722           | 1.586         |
| jun          | 1.025         | 934           | 1.959         |
| jul          | 1.383         | 1.236         | 2.619         |
| ago          | 1.778         | 1.098         | 2.876         |
| sep          | 1.614         | 982           | 2.596         |
| oct          | 1.732         | 1.071         | 2.803         |
| nov          | 1.558         | 1.203         | 2.761         |
| dic          | 1.252         | 804           | 2.056         |
| <b>Total</b> | <b>15.162</b> | <b>12.170</b> | <b>27.332</b> |

- En los cuadros siguientes se resume los trámites realizados para atender al cliente.

Cuadro 2.6.1.3. Trámites realizados [u]

| Solicitudes  | Objetivo 2017 | Alcanzado | Cumplimiento |
|--------------|---------------|-----------|--------------|
| Inspecciones | 40.308        | 26.336    | 65%          |
| Eventuales   | 11.492        | 11.107    | 97%          |

Cuadro 2.6.1.4. Tiempo para inspecciones [días]

| 2017             | Objetivo 2017 | Alcanzado | Cumplimiento |
|------------------|---------------|-----------|--------------|
| Nuevos Servicios | 1,74          | 3,16      | 55%          |
| Instalaciones    | 4,59          | 5,27      | 87%          |

- Se instalaron 196 extensiones de red con aporte de \$ 89.258 de la Empresa y \$ 90.148 de los usuarios.

## 2.6.2. Centro de Contacto

- La media del indicador de gestión del centro de contacto fue del 88,19 % (meta 92,08); mientras que el Nivel de Servicio Brindado (NSB) fue del 65,93 % (meta: 80,00 %).
- Ingresaron 621.552 requerimientos, el 47,87 % lo hicieron a través de llamadas a agentes (Automatic Call Distribution, ACD), el 51,21 % a través del Sistema Automático de Respuesta (Interactive Voice Response, IVR) y el 0,92% a través de redes sociales.
- Se realizaron 4.116 llamadas salientes como parte de campañas de recuperación de cartera, encuestas de satisfacción del servicio de internet, actualización de datos y gestiones para tarifa de la tercera edad y discapacidad.

## 2.6.3. Actualización de Información de Clientes

- Se actualizó la información de 29.371 usuarios y se corrigió de 10.121.

- Se envió 360.796 mensajes de texto, dando a conocer el valor de las planillas, avisos de suspensiones programadas, notificaciones de cartera, etc.

#### 2.6.4. Recuperación de Pérdidas Comerciales

- Se realizó 5.412 revisiones en sitio, recuperándose 824,35 MWh, por \$ 112.248.
- Se verificaron los sistemas de medición comercial en los puntos frontera de la nueva S/E 50 La Troncal y de la Empresa Eléctrica Azogues.

#### 2.6.5. Gestión de Cartera

- Notificación, corte y reconexión.
- Gestión para contratar el servicio de gestión de cartera.
- Gestión con llamadas salientes desde el Centro de contacto.

#### 2.6.6. Puntos de Recaudación de Valores

- A diciembre de 2017 se mantienen 28 contratos y convenios de servicios de recaudación con entidades financieras, operando todas bajo el nuevo esquema del sistema comercial. Además, en contados casos se mantienen contratos con personas naturales en zonas que no se cuenta con el servicio de las entidades financieras.

#### 2.6.7. Unidad PEC

- Se comercializó 353 cocinas de inducción (159 encimeras y 194 con horno).
- Se realizó 56 canjes a beneficiarios del Bono de Desarrollo Humano.
- Se realizaron 290 eventos de socialización y promoción con la asistencia aproximada de 43.000 ciudadanos.

Cuadro 2.6.7.1. Clientes con incentivo tarifario, acumulados [u]

| Incentivos Tarifarios                   | 2016          | 2017          | Incremento |
|-----------------------------------------|---------------|---------------|------------|
| Cocción 80 kWh                          | 9.761         | 15.086        | 55%        |
| Calentamiento de Agua 20 kWh            | 910           | 1.118         | 23%        |
| Cocción y Calentamiento de Agua 100 kWh | 1.388         | 1.935         | 39%        |
| <b>Total de Clientes</b>                | <b>12.059</b> | <b>18.139</b> | <b>50%</b> |

### 2.7. GESTIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA

#### 2.7.1. Administración de Bienes

- En el siguiente cuadro se resume los costos y variación de diferentes servicios.

Cuadro N° 2.7.1.1. Servicios [\$]

| Descripción                | 2016    | 2017    | Variación |
|----------------------------|---------|---------|-----------|
| Mantenimiento de vehículos | 330.990 | 270.137 | -18,39%   |
| Combustible                | 104.453 | 114.477 | 9,60%     |
| Transporte contratado      | 545.438 | 549.712 | 0,78%     |
| Autoseguros                | 125.932 | 100.291 | -20,36%   |

*R* *y*

### 2.7.2. Contratación Pública

La gestión de la contratación pública se sintetiza en el cuadro N° 2.7.2.

Cuadro N° 2.7.2. Resumen del plan anual de compras - PAC 2017

| Concepto                            | Valor      |
|-------------------------------------|------------|
| PAC 2017 [\$]                       | 29.094.532 |
| Monto referencial publicado [\$]    | 25.746.066 |
| Cantidad de procesos publicados [u] | 423        |
| Ejecución                           | 88,49%     |

## 2.8. TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACION

### 2.8.1. Proyecto SIGDE

Al momento se cuenta con varios sistemas operando, entre los que se puede mencionar: los centros de datos nacionales (CDN), el sistema supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), el sistema de gestión de interrupciones (OMS), el sistema de gestión de la distribución (DMS), el sistema de información geográfica (GIS), inteligencia de negocios (BI), el bus de servicios empresariales y gestión de procesos (ESB-BPM), la infraestructura de telecomunicaciones, el sistema de información comercial y gestión de relaciones con los clientes (CIS/CRM).

El proyecto CIS/CRM está operando en la CENTROSUR desde octubre de 2016 y en la Empresa Eléctrica Quito a partir de noviembre de 2017.

Está en ejecución el proyecto de gestión documental (ECM).

### 2.8.2. Proyecto CISNERGIA

Se puso en producción varias funcionalidades del CIS-CRM, como son:

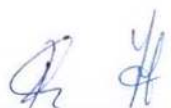
- Próloga: herramienta que permite la toma de lecturas y lectofacturación.
- Web: herramienta para el manejo de órdenes de trabajo, impresión de facturas por proveedor de reparto y de impresión.
- Choice: simulación para clientes comerciales.
- ZCNR: Recuperación de pérdidas no técnicas.

### 2.8.3. Infraestructura de TIC'S

- Contratación e inicio de la implantación de los switches para la interconexión de los CDNs.
- Puesta en operación del enlace de fibra óptica e integración de los equipos de la S/E Graiman con los de la S/E 4.

## 2.9. ASESORÍA JURÍDICA

- Se ha afrontado distintos procesos judiciales, obteniéndose en general resultados favorables a los intereses de la institución.



- Se suscribieron 388 contratos y 54 convenios de pago.
- Los valores recuperados por gestión de cobro ascienden a \$ 497.533, de los cuales \$ 22.084 fueron en efectivo.

*Handwritten signature*

# **INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2017**

## **CAPÍTULO 3**

### **PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO**

## **PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO**

### **3.1. COMPRA DE ENERGÍA**

#### **3.1.1. Razones de las obligaciones económicas**

- Aplicación de contratos regulados suscritos con empresas de capital público (CELEC EP, ELECAUSTRO y EPMAPS) y capital privado (GENEROCA, TERMOGUAYAS, HIDROSIBIMBE, LAFARGE, ECOLUZ, HIDROABANICO y ENERMAX).
- Aplicación de la resolución de la ARCONEL a favor de CELEC EP, por intervención a la empresa INTERVISA.
- Aplicación de precios preferentes (concedidos a través de regulación) para la generación, de propiedad pública o privada, que utilice como fuente primaria recursos renovables no convencionales
- Generación no escindida de las empresas distribuidoras, cuya producción debe ser repartida en forma proporcional a la demanda de cada distribuidora.
- Valores que resultan de las transacciones en el mercado ocasional (spot o de corto plazo) y los servicios complementarios prestados por los agentes generadores, los cuales son liquidados por el CENACE.

#### **3.1.2. Resumen Energético**

Corresponde a las liquidaciones mensuales del período que va desde enero hasta diciembre de 2017, publicadas y oficializadas por el CENACE.

El cuadro N° 3.1.2.1 resume la energía recibida en los puntos de entrega del sistema nacional de transmisión e internos del sistema de distribución. Los 1.118.665 MWh resultan superiores en el 4,44 % a los demandados en el año 2016 (1.071.099 MWh). De esta energía, el 95,54 % provino de contratos regulados y el 4,46 % del mercado ocasional, situación económicamente ventajosa.

En el año 2017 se incrementó en 3,77 % (38.850 MWh) la energía adquirida a través de contratos regulados, en contraste con una reducción de la proveniente del mercado ocasional (8.71 MWh), con respecto al 2016.

El cuadro N° 3.1.2.2 muestra el detalle de la energía recibida de cada generador con contrato regulado, en tanto que el cuadro N° 3.1.2.3 resume la composición del suministro de acuerdo al sector dueño del capital. Resulta que el 98,66 % corresponde a contratos con empresas de generación de capital estatal y el 1,34 % a contratos con empresas de capital privado.

Cuadro N° 3.1.2.1. Abastecimiento de energía [MWh]

| Periodo           | Ocasional     | Contratos        | Total 2017       |
|-------------------|---------------|------------------|------------------|
| I Trimestre       | 6.929         | 263.470          | 270.400          |
| II Trimestre      | 11.828        | 269.082          | 280.910          |
| III Trimestre     | 15.519        | 266.550          | 282.070          |
| IV Trimestre      | 15.567        | 269.719          | 285.286          |
| <b>Total 2017</b> | <b>49.843</b> | <b>1.068.822</b> | <b>1.118.665</b> |
|                   | <b>4,46%</b>  | <b>95,54%</b>    | <b>100,00%</b>   |

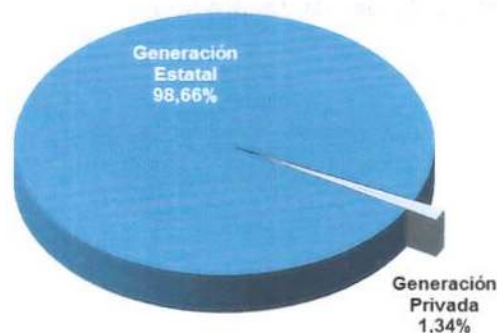


Cuadro N° 3.1.2.2. Energía recibida en contratos regulados [MWh]

| TIPO                           | I T            | II T           | III T          | IV T           | Total 2017       | Participación  |
|--------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|----------------|
| TERMOESMERALDAS                | 12.238         | 5.677          | 5.846          | 13.905         | 37.666           | 3,57%          |
| ELECTROGUAYAS                  | 12.408         | 12.582         | 12.531         | 14.873         | 52.394           | 4,97%          |
| TERMOPICHINCHA                 | 3.967          | 3.221          | 3.291          | 3.057          | 13.536           | 1,28%          |
| IMPORTACIÓN PERÚ               | 0              | 0              | 0              | 0              | 0                | 0,00%          |
| HIDROAZOGUES                   | 286            | 217            | 214            | 312            | 1.028            | 0,10%          |
| HIDROPAUTE                     | 84.402         | 113.532        | 100.158        | 84.253         | 382.345          | 36,26%         |
| HIDROAGOYÁN                    | 31.703         | 26.490         | 32.130         | 30.175         | 120.497          | 11,43%         |
| HIDRONACIÓN                    | 9.988          | 18.097         | 12.899         | 13.419         | 54.403           | 5,16%          |
| TERMOGAS MACHALA               | 15.919         | 15.658         | 15.991         | 14.179         | 61.747           | 5,86%          |
| COCA CODO SINCLAIR             | 83.189         | 65.545         | 78.177         | 91.322         | 318.233          | 30,18%         |
| ELECAUSTRO                     | 2.524          | 2.951          | 1.500          | 1.891          | 8.866            | 0,84%          |
| EPMAFS                         | 522            | 1.278          | 1.275          | 750            | 3.825            | 0,36%          |
| <b>Empresas Capital Estado</b> | <b>257.147</b> | <b>265.247</b> | <b>264.011</b> | <b>268.136</b> | <b>1.054.541</b> | <b>98,66%</b>  |
| INTERVISA TRADE                | 0              | 0              | 0              | 0              | 0                | 0,00%          |
| GENEROCA                       | 134            | 13             | 72             | 73             | 292              | 2,04%          |
| TERMOGUAYAS                    | 2.764          | 168            | 236            | 0              | 3.168            | 22,18%         |
| HIDROSIBIMBE                   | 1.292          | 1.414          | 1.045          | 557            | 4.308            | 30,17%         |
| LAFARGE                        | 107            | 113            | 63             | 39             | 321              | 2,25%          |
| ECOLUZ                         | 137            | 197            | 100            | 178            | 612              | 4,29%          |
| ECOLUZ - LORETO                | 2              | 14             | 41             | 6              | 63               | 0,44%          |
| HIDROABANICO                   | 684            | 604            | 648            | 701            | 2.636            | 18,46%         |
| ENERMAX                        | 1.204          | 1.311          | 336            | 29             | 2.881            | 20,17%         |
| <b>Empresas Privadas</b>       | <b>6.324</b>   | <b>3.835</b>   | <b>2.540</b>   | <b>1.583</b>   | <b>14.281</b>    | <b>1,34%</b>   |
| <b>Total 2017</b>              | <b>263.470</b> | <b>269.082</b> | <b>266.550</b> | <b>269.719</b> | <b>1.068.822</b> | <b>100,00%</b> |

Cuadro N° 3.1.2.3. Generación estatal y privada [MWh]

| Periodo              | Generación [MWh] |               |
|----------------------|------------------|---------------|
|                      | Estatel          | Privada       |
| I Trimestre          | 257.147          | 6.324         |
| II Trimestre         | 265.247          | 3.835         |
| III Trimestre        | 264.011          | 2.540         |
| IV Trimestre         | 268.136          | 1.583         |
| <b>Total 2017</b>    | <b>1.054.541</b> | <b>14.281</b> |
| <b>Participación</b> | <b>98,66%</b>    | <b>1,34%</b>  |

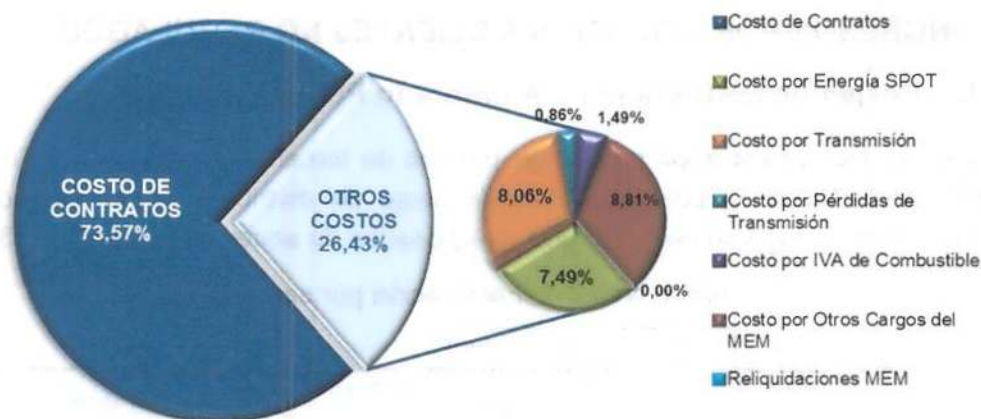


### 3.1.3. Costos de Compra de la Energía

El cuadro N° 3.1.3.1 presenta un resumen de los costos de compra de la energía en el mercado ocasional y a través de contratos, así como un desglose en los componentes más incidentes. El costo de la energía alcanzó la suma de \$ 48.909.522, inferior en 10,11 % al del año anterior (\$ 53.856.144), a pesar de que se compró un 4,44 % más de energía.

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

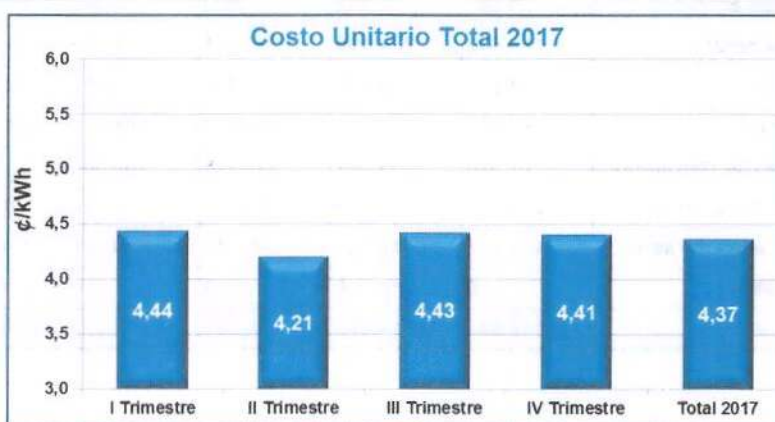
| TIPO                                     | I Trimestre       | II Trimestre      | III Trimestre     | IV Trimestre      | Total 2017        | Participación  |
|------------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|----------------|
| COSTO DE CONTRATOS                       | 9.050.288         | 8.781.247         | 9.057.859         | 9.094.570         | 35.983.964        | 73,57%         |
| OTROS COSTOS                             | 2.966.710         | 3.042.848         | 3.436.534         | 3.479.466         | 12.925.558        | 26,43%         |
| <i>Ingreso por Energía SPOT</i>          | -5.031            | -1.834            | -680              | -299              | -7.843            | -0,06%         |
| <i>Costo por Energía SPOT</i>            | 826.586           | 814.199           | 925.521           | 1.099.159         | 3.665.465         | 28,36%         |
| <i>Costo por Potencia</i>                | -54.527           | -39.406           | -27.438           | -15.491           | -136.863          | -1,06%         |
| <i>Costo por Transmisión</i>             | 968.597           | 988.842           | 978.868           | 1.005.410         | 3.941.718         | 30,50%         |
| <i>Costo por Pérdidas de Transmisión</i> | 67.528            | 19.561            | 143.978           | 190.800           | 421.867           | 3,26%          |
| <i>Costo por IVA de Combustible</i>      | 226.119           | 174.359           | 149.574           | 180.767           | 730.818           | 5,65%          |
| <i>Costo por Otros Cargos del MEM</i>    | 937.437           | 1.087.127         | 1.266.710         | 1.019.121         | 4.310.396         | 33,35%         |
| <i>Reliquidaciones MEM</i>               | 0                 | 0                 | 0                 | 0                 | 0                 | 0,00%          |
| <b>Total 2017</b>                        | <b>12.016.997</b> | <b>11.824.095</b> | <b>12.494.393</b> | <b>12.574.037</b> | <b>48.909.522</b> | <b>100,00%</b> |



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 4,37 ¢/kWh, valor que, comparado con el correspondiente al año 2016 (5,03 ¢/kWh), evidencia una disminución del orden del 13,12 %.

Cuadro N° 3.1.3.2. Costos unitarios [¢/kWh]

| TIPO                              | I Trimestre | II Trimestre | III Trimestre | IV Trimestre | Total 2017  | Participación  |
|-----------------------------------|-------------|--------------|---------------|--------------|-------------|----------------|
| Ingreso por energía SPOT          | 0,20        | 0,20         | 0,20          | 0,20         | 0,20        |                |
| Costo por energía SPOT            | 8,75        | 6,39         | 5,84          | 6,99         | 6,82        |                |
| Costo por energía contratos       | 3,44        | 3,26         | 3,40          | 3,37         | 3,37        |                |
| Costo por energía ponderado       | 3,65        | 3,42         | 3,54          | 3,57         | 3,54        | 81,05%         |
| Costo por potencia                | -0,02       | -0,01        | -0,01         | -0,01        | -0,01       | -0,28%         |
| Costo por transmisión             | 0,36        | 0,35         | 0,35          | 0,35         | 0,35        | 8,06%          |
| Costo por pérdidas de transmisión | 0,02        | 0,01         | 0,05          | 0,07         | 0,04        | 0,86%          |
| Costo por IVA de combustible      | 0,08        | 0,06         | 0,05          | 0,06         | 0,07        | 1,49%          |
| Costo por otros cargos del MEM    | 0,35        | 0,39         | 0,45          | 0,36         | 0,39        | 8,81%          |
| <b>Costo Unitario Total 2017</b>  | <b>4,44</b> | <b>4,21</b>  | <b>4,43</b>   | <b>4,41</b>  | <b>4,37</b> | <b>100,00%</b> |



## 3.2. INGRESOS POR SERVICIOS A CLIENTES NO REGULADOS

### 3.2.1. Peajes de Distribución y Alumbrado Público General

Los valores facturados a los consumos propios de terceros (ENERMAX, COAZUCAR e HIDROSANBARTOLO), por el servicio de peaje de distribución y alumbrado público, representaron un ingreso de \$ 102.068, desglosados de acuerdo al cuadro N° 3.2.1.

Cuadro N° 3.2.1. Facturación por servicios [\$].

| Peajes de Distribución |               |              |                   |                |            |
|------------------------|---------------|--------------|-------------------|----------------|------------|
| Periodo                | Potencia      | Energía      | Alumbrado Público | Total          | Bomberos   |
| I Trimestre            | 17.339        | 922          | 9.279             | 27.539         | 152        |
| II Trimestre           | 17.060        | 971          | 9.494             | 27.525         | 152        |
| III Trimestre          | 16.915        | 639          | 5.739             | 23.292         | 152        |
| IV Trimestre           | 17.305        | 692          | 5.714             | 23.712         | 163        |
| <b>Total 2017</b>      | <b>68.619</b> | <b>3.224</b> | <b>30.226</b>     | <b>102.068</b> | <b>619</b> |

### 3.2.2. Facturación de Cargos Adicionales

Por contribución a bomberos, asociados a los consumos propios de terceros (ENERMAX, COAZUCAR e HIDROSANBARTOLO), se facturó un total de \$ 619 (cuadro N° 3.2.1).

# **INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2017**

## **CAPÍTULO 4**

### **EL MERCADO REGULADO**

## 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 2017, fue de 386.304 (cuadro N° 4.1), con un incremento del 2,87 % respecto a los que constaban en el mes de diciembre de 2016.

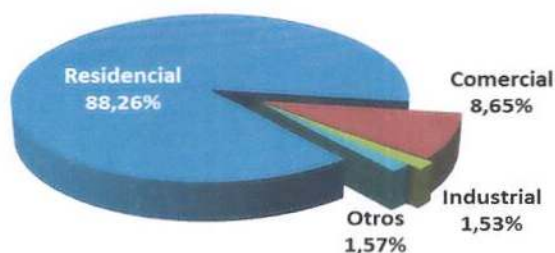
Clasificados por grupos de consumo, el 88,26 % son residenciales, 8,65 % comerciales, 1,53 % industriales y 1,57 % corresponden a la categoría otros (entidades oficiales, asistencia social, beneficio público y escenarios deportivos).

Cuadro N° 4.1. Clientes por tipo de tarifa

| Año       | Residencial | Comercial | Industrial | Alumbrado Público | Otros | Total   | Variación |
|-----------|-------------|-----------|------------|-------------------|-------|---------|-----------|
| 2008      | 245.919     | 21.677    | 5.923      | 30                | 3.543 | 277.092 | 4,00%     |
| 2009      | 256.244     | 22.790    | 6.115      | 32                | 3.707 | 288.888 | 4,26%     |
| 2010      | 266.277     | 23.881    | 6.331      | 31                | 3.960 | 300.480 | 4,01%     |
| 2011      | 275.250     | 26.588    | 6.614      | 31                | 4.120 | 312.603 | 4,03%     |
| 2012      | 286.297     | 27.049    | 6.736      | 0                 | 5.288 | 325.370 | 4,08%     |
| 2013      | 294.554     | 28.759    | 6.821      | 0                 | 4.820 | 334.954 | 2,95%     |
| 2014      | 318.473     | 31.779    | 6.630      | 0                 | 5.524 | 362.406 | 8,20%     |
| 2015      | 325.200     | 32.422    | 6.375      | 0                 | 5.761 | 369.758 | 2,03%     |
| 2016      | 331.433     | 32.480    | 6.081      | 1                 | 5.543 | 375.538 | 1,56%     |
| 2017      | 340.938     | 33.411    | 5.900      | 1                 | 6.054 | 386.304 | 2,87%     |
| Variación | 2,87%       | 2,87%     | -2,98%     |                   | 9,22% | 2,87%   |           |



Nota: En el año 2014 se realiza la transferencia comercial de los clientes del cantón La Troncal desde CNEL Milagro a CENTROSUR.



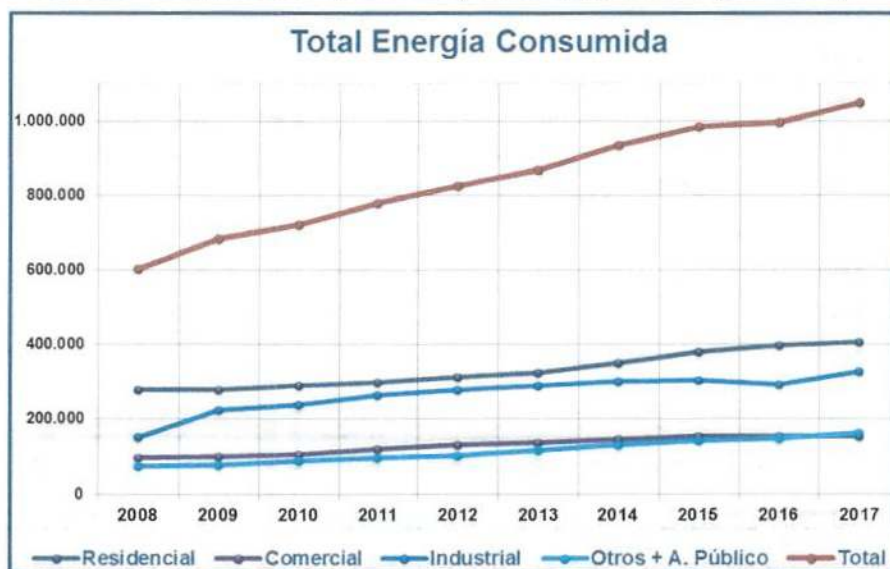
## 4.2. ENERGÍA CONSUMIDA

La energía consumida por los clientes registra un incremento del 5,27 % (cuadro N° 4.2.1) con relación a la energía del año 2016.

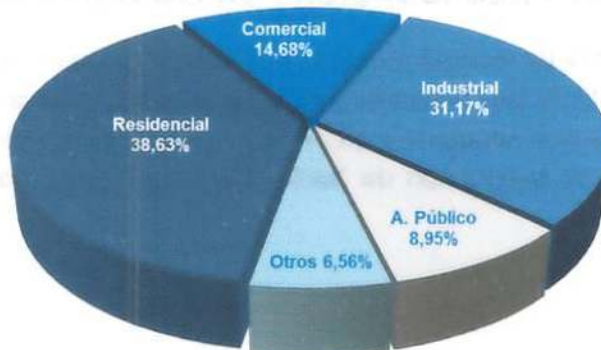
Del consumo total, el sector residencial con el 38,63 %, es el que mayor participación tiene, seguido del industrial con el 31,17 % y luego el comercial con el 14,68 %.

Cuadro N° 4.2.1. Energía consumida [MWh]

| Año       | Residencial | Comercial | Industrial | Alumbrado Público | Otros  | Total     | Variación |
|-----------|-------------|-----------|------------|-------------------|--------|-----------|-----------|
| 2008      | 278.436     | 96.579    | 153.074    | 49.042            | 25.854 | 602.985   | 16,33%    |
| 2009      | 280.521     | 100.288   | 224.703    | 49.622            | 27.893 | 683.027   | 13,27%    |
| 2010      | 289.894     | 106.798   | 237.887    | 56.416            | 30.629 | 721.624   | 5,65%     |
| 2011      | 299.715     | 120.674   | 263.582    | 62.602            | 33.515 | 780.090   | 8,10%     |
| 2012      | 312.786     | 130.431   | 277.886    | 63.299            | 39.916 | 824.318   | 5,67%     |
| 2013      | 325.889     | 136.293   | 290.485    | 70.092            | 45.973 | 868.733   | 5,39%     |
| 2014      | 352.860     | 147.357   | 303.358    | 80.164            | 51.484 | 935.224   | 7,65%     |
| 2015      | 381.451     | 155.539   | 304.068    | 86.182            | 57.946 | 985.187   | 5,34%     |
| 2016      | 399.049     | 154.801   | 293.707    | 87.452            | 61.597 | 996.606   | 1,16%     |
| 2017      | 405.327     | 154.042   | 327.042    | 93.942            | 68.814 | 1.049.167 | 5,27%     |
| Variación | 1,57%       | -0,49%    | 11,35%     | 7,42%             | 11,72% | 5,27%     |           |



Participación de la Energía Consumida 2017



PR

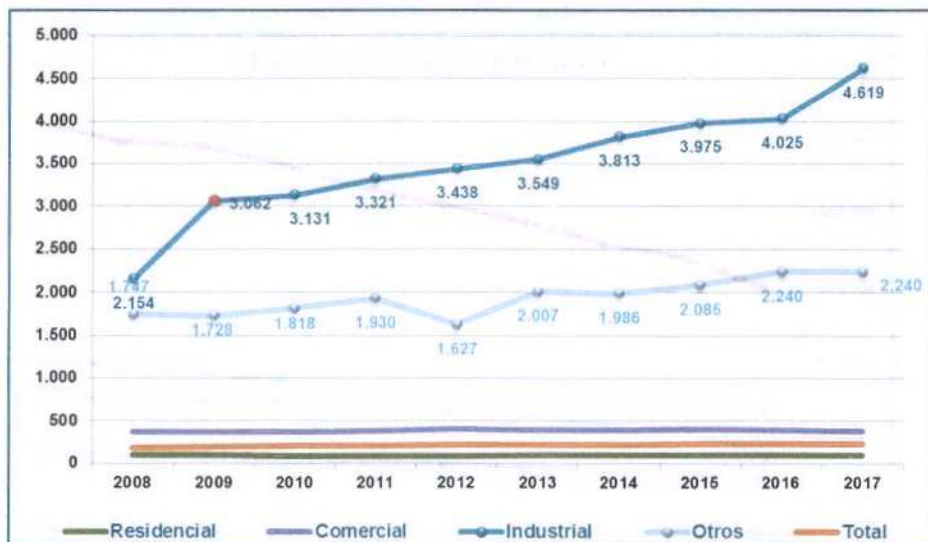
MR

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

| Año       | Residencial | Comercial | Industrial | Otros    | Total  | Variación |
|-----------|-------------|-----------|------------|----------|--------|-----------|
| 2008      | 94,35       | 371,28    | 2.153,67   | 1.746,80 | 181,34 | 11,86%    |
| 2009      | 91,23       | 366,71    | 3.062,19   | 1.727,62 | 197,03 | 8,65%     |
| 2010      | 90,72       | 372,67    | 3.131,25   | 1.817,53 | 200,13 | 1,58%     |
| 2011      | 90,74       | 378,22    | 3.321,01   | 1.929,61 | 207,96 | 3,91%     |
| 2012      | 91,04       | 401,84    | 3.437,82   | 1.626,56 | 211,12 | 1,52%     |
| 2013      | 92,20       | 394,93    | 3.548,91   | 2.006,67 | 216,13 | 2,37%     |
| 2014      | 92,33       | 386,41    | 3.812,94   | 1.986,01 | 215,05 | -0,50%    |
| 2015      | 97,75       | 399,78    | 3.974,74   | 2.084,83 | 222,03 | 3,25%     |
| 2016      | 100,33      | 397,17    | 4.024,93   | 2.240,39 | 221,15 | -0,40%    |
| 2017      | 99,07       | 384,21    | 4.619,24   | 2.239,97 | 226,33 | 2,34%     |
| Variación | -1,26%      | -3,26%    | 14,77%     | -0,02%   | 2,34%  |           |

Al relacionar la energía consumida con el número de clientes, para determinar el consumo medio por cliente, resulta que mientras en el año 2016 se registró 221,15 kWh/cliente/mes, en el año 2017 se pasó a 226,33 kWh/ cliente/mes, lo que implica un incremento del 2,34 %, (cuadro y gráfico N° 4.2.2).

Gráfico N° 4.2.2. Energía consumida por cliente [kWh/cliente/mes]



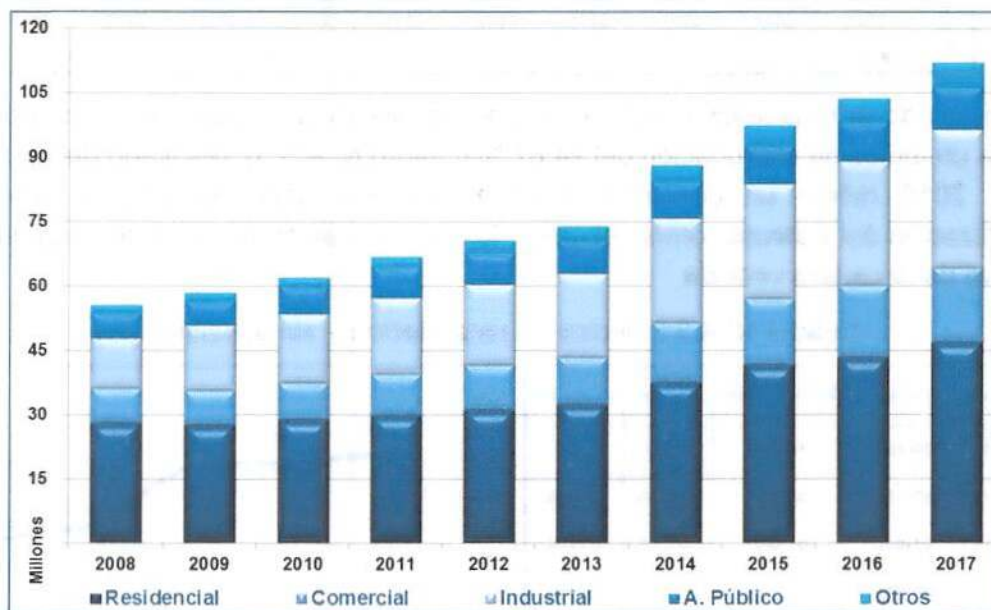
El consumo promedio de los clientes residenciales fue de 99,07 kWh/cliente/mes, menor en un 1,26 % al consumo promedio del año anterior (100,33 kWh/cliente/mes).

#### 4.3. FACTURACIÓN Y RECAUDACIÓN POR ENERGÍA CONSUMIDA

La facturación por venta de energía sumó \$ 111.955.398 (cuadro N° 4.3.1), registrándose un crecimiento del 8,17 % con respecto a la del año anterior; tasa que es mayor a la del crecimiento del consumo energético (5,27 %), debido principalmente al proceso de transición al sistema de facturación de "lectura al cobro" aplicado desde noviembre de 2017.

**Cuadro N° 4.3.1. Facturación por energía consumida [\\$]**

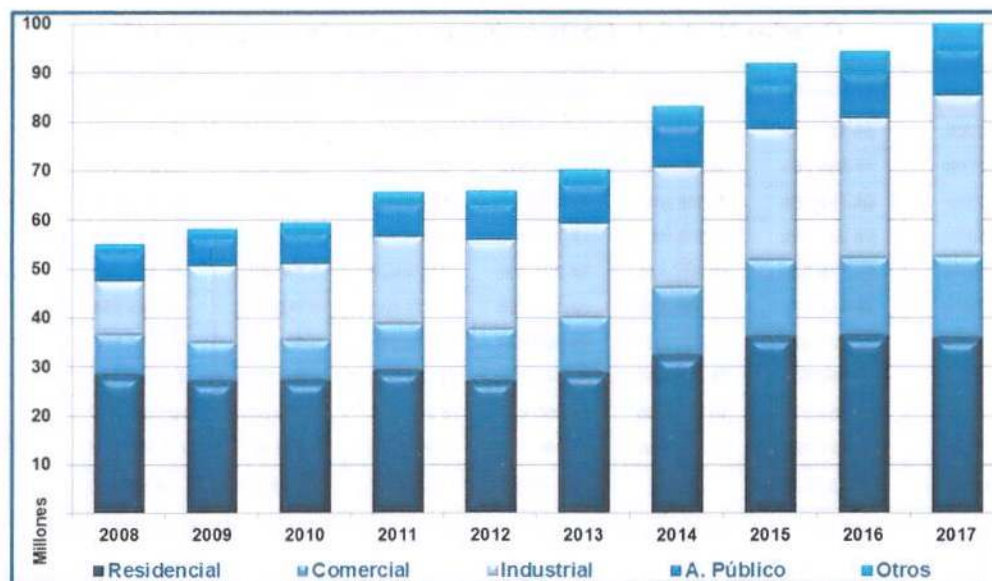
| Año              | Residencial  | Comercial    | Industrial    | Alumbrado Público | Otros        | Total        | Variación |
|------------------|--------------|--------------|---------------|-------------------|--------------|--------------|-----------|
| 2008             | 28.021.119   | 8.232.103    | 11.751.822    | 5.665.479         | 1.835.556    | 55.506.079   | 11,05%    |
| 2009             | 27.636.761   | 8.048.106    | 15.335.523    | 5.577.699         | 1.836.325    | 58.434.413   | 5,28%     |
| 2010             | 28.778.963   | 8.604.939    | 16.053.196    | 6.363.403         | 2.102.017    | 61.902.517   | 5,94%     |
| 2011             | 29.903.916   | 9.679.662    | 17.725.558    | 7.043.100         | 2.289.630    | 66.641.867   | 7,66%     |
| 2012             | 31.175.226   | 10.472.815   | 18.701.316    | 7.323.638         | 2.746.687    | 70.419.682   | 5,67%     |
| 2013             | 32.515.770   | 10.886.938   | 19.471.799    | 7.715.801         | 3.153.275    | 73.743.584   | 4,72%     |
| 2014             | 37.601.976   | 13.831.963   | 24.523.622    | 8.391.376         | 3.861.625    | 88.210.562   | 19,62%    |
| 2015             | 41.580.804   | 15.603.180   | 26.551.639    | 8.971.129         | 4.621.062    | 97.327.814   | 10,34%    |
| 2016             | 43.381.513   | 16.609.806   | 29.050.485    | 9.263.627         | 5.195.627    | 103.501.057  | 6,34%     |
| 2017             | 47.011.821   | 17.255.730   | 32.300.311    | 9.808.576         | 5.578.961    | 111.955.398  | 8,17%     |
| <b>Variación</b> | <b>8,37%</b> | <b>3,89%</b> | <b>11,19%</b> | <b>5,88%</b>      | <b>7,38%</b> | <b>8,17%</b> |           |



La recaudación, sin considerar los subsidios (Tarifa Dignidad, Ley del Anciano, Ley Orgánica de la Discapacidad y Programa de Cocción Eficiente), fue de \$ 100.220.809, superior en 6,22 % a la del año 2016 (cuadro N° 4.3.2).

**Cuadro N° 4.3.2. Recaudación por energía consumida [\\$]**

| Año              | Residencial   | Comercial    | Industrial    | Alumbrado Público | Otros         | Total        | Variación |
|------------------|---------------|--------------|---------------|-------------------|---------------|--------------|-----------|
| 2008             | 28.388.599    | 8.199.810    | 11.106.984    | 5.644.930         | 1.805.607     | 55.145.930   | 7,85%     |
| 2009             | 27.021.920    | 8.129.176    | 15.586.015    | 5.730.971         | 1.874.282     | 58.342.364   | 5,80%     |
| 2010             | 27.379.144    | 8.171.037    | 15.622.846    | 6.194.109         | 2.203.645     | 59.570.781   | 2,11%     |
| 2011             | 29.311.001    | 9.546.456    | 17.760.354    | 6.800.057         | 2.215.360     | 65.633.228   | 10,18%    |
| 2012             | 27.233.656    | 10.383.896   | 18.428.180    | 7.290.251         | 2.612.901     | 65.948.885   | 0,48%     |
| 2013             | 28.984.441    | 11.057.003   | 19.312.156    | 7.841.985         | 3.098.625     | 70.294.210   | 6,59%     |
| 2014             | 32.475.644    | 13.777.785   | 24.671.148    | 8.411.076         | 3.891.643     | 83.227.296   | 18,40%    |
| 2015             | 36.268.936    | 15.628.153   | 26.635.592    | 8.976.654         | 4.450.688     | 91.960.022   | 10,49%    |
| 2016             | 36.293.845    | 16.057.072   | 28.337.552    | 9.005.299         | 4.654.778     | 94.348.546   | 2,60%     |
| 2017             | 35.879.342    | 16.679.972   | 32.724.859    | 9.468.471         | 5.468.165     | 100.220.809  | 6,22%     |
| <b>Variación</b> | <b>-1,14%</b> | <b>3,88%</b> | <b>15,48%</b> | <b>5,14%</b>      | <b>17,47%</b> | <b>6,22%</b> |           |



Relacionando la recaudación con la facturación, sin incluir subsidios en los dos casos, resulta un índice de recaudación del 94,87 % (cuadro N° 4.3.3), resultado que al igual que en el 2016 refleja un comportamiento atípico que está asociado al proceso de estabilización del sistema comercial único, lo que ha ocasionado problemas en la gestión efectiva de la cartera vencida.

Cuadro N° 4.3.3. Índice de recaudación – sin subsidios [%]



#### 4.4. SUBSIDIOS E INCENTIVO PEC

El Estado ecuatoriano otorga diferentes subsidios a los clientes que están dentro de la tarifa residencial, entre los que están: la tarifa de la dignidad (para los que tienen consumos mensuales menores a 110 kWh/mes en las empresas distribuidoras de la sierra y 130 kWh/mes en las de la costa, oriente y región insular, debiéndose aclarar que en nuestro caso se aplica el régimen de costa solamente para el cantón La Troncal), Ley orgánica de discapacidades, Ley del anciano o tercera edad.

Cuadro N° 4.4.1. Subsidios e incentivo PEC

| Descripción           | Cantidad [u] | Participación [%] | Facturación [\$] | Participación [%] |
|-----------------------|--------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Cientes Residenciales | 340.938      | 100,00            | 47.011.821       | 100               |
| T. Dignidad           | 150.390      | 44,11             | 4.279.219        | 9,10              |
| L. Discapacidad       | 5.891        | 1,73              | 572.611          | 1,22              |
| 3 Edad                | 17.893       | 5,25              | 864.740          | 1,84              |
| Incentivo PEC         | 18.139       | 5,32              | 599.125          | 1,27              |

Cabe indicar que estos valores pueden tener ligeras variaciones cuando se haga la conciliación con la ARCONEL.

#### 4.5. DEUDA DE LOS CLIENTES

La deuda total al cierre del año 2017, en relación a la del 2016, se redujo en 24,94 %, pasando de \$ 10.006.608 a \$ 7.511.035. La cartera vencida (deuda mayor a 30 días), a diciembre de 2017 fue de \$ 6.260.456, en tanto que al mismo mes de 2016 se tenía \$ 5.107.219, dando como resultado un incremento del 22,58 %.

Si se relaciona la cartera vencida mayor a 30 días con la facturación mensual promedio, en el año 2017 ésta representa el 67,10 %, en tanto que en el 2016 fue 59,21 %, es decir, que hubo un incremento del 7,89 % (cuadro N° 4.5.1).

Cuadro N° 4.5.1. Cartera vencida [\$]

| Descripción                                    | 31 / Diciembre / 2016 |        | 31 / Diciembre / 2017 |        | Variación |
|------------------------------------------------|-----------------------|--------|-----------------------|--------|-----------|
|                                                | Valor                 | %      | Valor                 | %      |           |
| En Gestión de Cobro (hasta 30 días)            | 4.899.389             | 48,96  | 1.250.579             | 16,65  | -74,47%   |
| Cartera Vencida (mayor a 30 días)              | 5.107.219             | 51,04  | 6.260.456             | 83,35  | 22,58%    |
| Deuda Total                                    | 10.006.608            | 100,00 | 7.511.035             | 100,00 | -24,94%   |
| Facturación Promedio Mensual [\$]              | 8.625.088             |        | 9.329.617             |        | 8,17%     |
| Cartera Vencida / Facturación Promedio Mensual |                       | 59,21  |                       | 67,10  | 7,89%     |

El sector residencial registra la mayor deuda, con una participación del 68,70 % (\$ 5.159.756), deuda que se desglosa en 16,27 % (\$ 839.721) menor a 30 días y 83,73 % (\$ 4.320.035) mayor a 30 días. Las categorías "Industrial", "Entidades oficiales" y "Asistencia social" presentan reducciones significativas del 72,69 %, 70,36% y 51,39 %, respectivamente.

Cuadro N° 4.5.2. Deuda total por categoría de consumo [\$]

| Categoría           | 31 / Diciembre / 2016 |                  |                   | 31 / Diciembre / 2017 |                  |                  | Variación      |
|---------------------|-----------------------|------------------|-------------------|-----------------------|------------------|------------------|----------------|
|                     | < 30 días             | > 30 días        | Total             | < 30 días             | > 30 días        | Total            |                |
| Residencial         | 2.743.325             | 2.843.830        | 5.587.155         | 839.721               | 4.320.035        | 5.159.756        | -7,65%         |
| Comercial           | 864.086               | 650.981          | 1.515.067         | 231.716               | 966.650          | 1.198.366        | -20,90%        |
| Industrial          | 920.083               | 449.437          | 1.369.521         | 78.123                | 295.901          | 374.024          | -72,69%        |
| Asistencia social   | 111.781               | 564.302          | 676.083           | 41.180                | 287.469          | 328.649          | -51,39%        |
| Locales deportivos  | 21.206                | 270.281          | 291.487           | 1.349                 | 265.205          | 266.554          | -8,55%         |
| Entidades oficiales | 214.293               | 304.533          | 518.826           | 48.842                | 104.948          | 153.790          | -70,36%        |
| Varios              | 24.615                | 23.855           | 48.469            | 9.647                 | 20.249           | 29.896           | -38,32%        |
| <b>Total</b>        | <b>4.899.389</b>      | <b>5.107.219</b> | <b>10.006.608</b> | <b>1.250.579</b>      | <b>6.260.456</b> | <b>7.511.035</b> | <b>-24,94%</b> |

Cabe resaltar que el reporte de cartera vencida, no considera los siguientes rubros:

- No energéticos.
- Partidas con restricción de compensación, es decir no incluyen valores no vencidos de un plan de pagos (convenios).
- Partidas con un documento suplente o valores estadísticos que están por facturarse.
- Partidas de distribución de ingresos que tienen su propia cuenta contrato repositorio.
- Negativos (subsídios) que son considerados a favor de los clientes.

# **INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2017**

## **CAPÍTULO 5**

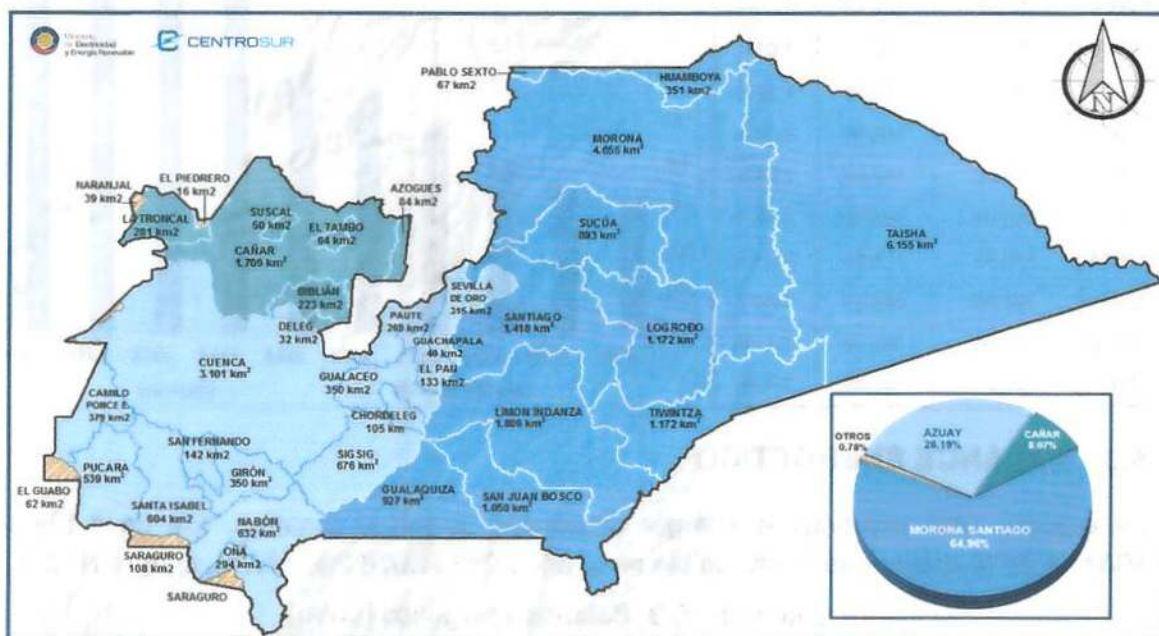
### **EL SISTEMA ELÉCTRICO**

## EL SISTEMA ELÉCTRICO

### 5.1. ÁREA DE CONCESIÓN

El área de concesión totaliza 30.273 km<sup>2</sup>, según los datos publicados por la ARCONEL, de la cual el 64,96 % corresponde a la provincia de Morona Santiago (19.666 km<sup>2</sup>), el Azuay representa el 26,19 % (7.928 km<sup>2</sup>), Cañar el 8,07 % (2.443 km<sup>2</sup>) y finalmente "Otros", cantones parcialmente cubiertos como Naranjal, El Guabo, Saraguro y una zona no delimitada (El Piedrero), representa el 0,78 % (236 km<sup>2</sup>), (gráfico N° 5.1).

Gráfico N° 5.1. Área de concesión [km<sup>2</sup>]



La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. cuenta con su matriz ubicada en Cuenca, 14 agencias y 10 oficinas, distribuidas en el área de concesión, para atender a sus 386.304 clientes (cuadro N° 5.1.1).

Cuadro N° 5.1.1. Agencias y oficinas

| AZUAY Y CAÑAR |              |          |                |          |
|---------------|--------------|----------|----------------|----------|
| Zona          | Agencia      | Clientes | Oficina        | Clientes |
| 1             | Matriz       | 212.532  |                |          |
|               | Biblián      | 9.543    |                |          |
|               | Cañar        | 24.371   |                |          |
|               | Suscal       | 1.851    |                |          |
|               | La Troncal   | 18.307   |                |          |
| 2             |              |          | Molleturo      | 2.015    |
|               | Paute        | 14.548   | Sevilla de Oro | 2.096    |
|               | Gualaceo     | 23.569   |                |          |
|               | Sigsig       | 12.374   |                |          |
| 3             | Nabón        | 7.057    | Oña            | 2.738    |
|               | Girón        | 6.533    | San Fernando   | 1.852    |
|               | Santa Isabel | 9.716    | Pucará         | 1.721    |
|               |              |          | San Gerardo    | 682      |
|               |              |          | Chauca         | 545      |
| Total         | 10           | 340.401  | 7              | 11.649   |

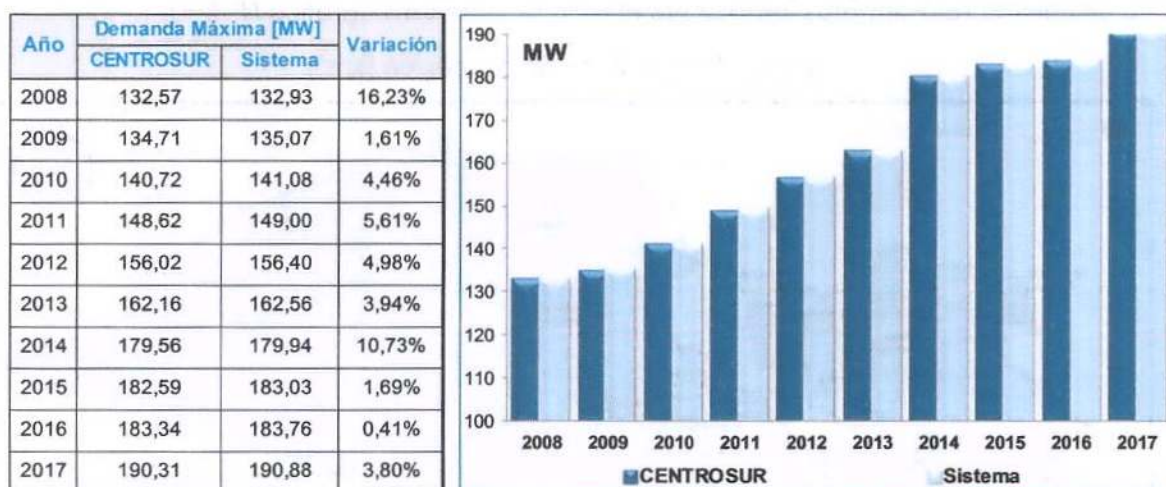
  

| MORONA SANTIAGO |         |          |                |          |
|-----------------|---------|----------|----------------|----------|
| Zona            | Agencia | Clientes | Oficina        | Clientes |
| A               | Morona  | 13.904   | Taisha         | 3.623    |
|                 | Sucúa   | 7.539    |                |          |
| B               | Méndez  | 2.855    | Tiwintza       | 1.311    |
|                 | Limón   | 3.153    | San Juan Bosco | 1.869    |
| Total           | 4       | 27.451   | 3              | 6.803    |

## 5.2. DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE

En el período enero a diciembre de 2017, la potencia máxima coincidente, requerida por los clientes regulados, en puntos de entrega, fue de 190,31 MW (cuadro N° 5.2); valor registrado el día jueves 14 de diciembre, a las 19:30. La demanda máxima del sistema CENTROSUR, esto es, sumadas las demandas coincidentes de los clientes regulados y de terceros (ENERMAX, GRAN AKI y COAZUCAR), fue 190,88 MW.

Cuadro N° 5.2. Demanda máxima [MW]

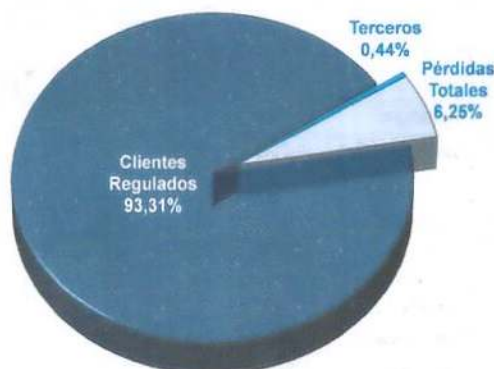


## 5.3. BALANCE ENERGÉTICO

La energía total requerida o energía disponible, incluidos terceros, fue de 1.124.384 MWh, 4,28 % mayor que la disponible en el año 2016 (1.078.266 MWh), cuadro N° 5.3.

Cuadro N° 5.3. Balance energético [MWh]

| Concepto                                        | 2010           | 2011           | 2012           | 2013           | 2014             | 2015             | 2016             | 2017             | Variac.       |
|-------------------------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|---------------|
| <b>Energía Disponible del Sistema - Fuentes</b> | <b>780.190</b> | <b>838.975</b> | <b>886.982</b> | <b>930.755</b> | <b>1.018.609</b> | <b>1.069.377</b> | <b>1.078.266</b> | <b>1.124.384</b> | <b>4,28%</b>  |
| Recibida del S.N.I.                             | 778.986        | 838.925        | 888.401        | 930.940        | 1.015.587        | 1.067.224        | 1.075.907        | 1.123.611        | 4,43%         |
| Comprada a E.E. Distribuidoras                  | -              | -              | -              | -              | 1.750            | 1.473            | 1.632            | 55               | -96,66%       |
| Energía no incorporada al MEM                   | 390            | 50             | 863            | 1.485          | 1.272            | 680              | 727              | 736              | 1,28%         |
| Comprada a Autogeneradoras                      | 814            | -              | -              | -              | -                | -                | -                | -                |               |
| Vendida o transferida a E.E. Distribuidoras     | -              | -              | (2.282)        | (1.669)        | -                | -                | -                | (18)             |               |
| <b>Energía Distribuida - Usos</b>               | <b>723.792</b> | <b>782.326</b> | <b>826.579</b> | <b>871.029</b> | <b>937.485</b>   | <b>989.552</b>   | <b>1.001.413</b> | <b>1.054.114</b> | <b>5,26%</b>  |
| Terceros                                        | 2.167          | 2.236          | 2.262          | 2.296          | 2.262            | 4.365            | 4.808            | 4.947            | 2,89%         |
| Consumo clientes regulados                      | 721.624        | 780.090        | 824.318        | 868.733        | 935.224          | 985.187          | 996.606          | 1.049.167        | 5,27%         |
| <b>Pérdidas Totales</b>                         | <b>56.398</b>  | <b>56.650</b>  | <b>60.402</b>  | <b>59.726</b>  | <b>81.124</b>    | <b>79.825</b>    | <b>76.853</b>    | <b>70.270</b>    | <b>-8,57%</b> |



La energía distribuida fue de 1.054.114 MWh, con un incremento del 5,26 % respecto al año anterior. Esta energía está compuesta por el 0,47 % de terceros (ENERMAX: 2.209 MWh, GRAN AKÍ: 448 MWh y COAZUCAR: 2.290) y el 99,53 % de los clientes regulados (1.049.167 MWh).

#### 5.4. COMPORTAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía eléctrica en el año 2017 representaron el 6,25 % de la energía total del sistema (1.124.384 MWh), según se muestra en el cuadro N° 5.4; esto significa 70.270 MWh, desglosados en pérdidas técnicas con 66.320 MWh y no técnicas con 3.950 MWh. Además, en el cuadro se muestra la evolución de este indicador.

Cuadro N° 5.4. Pérdidas de energía [%]

| Concepto               | 2010   | 2011   | 2012   | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | Variac. |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Pérdidas Técnicas      | 44.997 | 47.976 | 51.584 | 54.997 | 62.316 | 64.280 | 66.537 | 66.320 | -0,33%  |
| % Pérdidas Técnicas    | 5,77   | 5,72   | 5,82   | 5,91   | 6,12   | 6,01   | 6,17   | 5,90   | -4,42%  |
| Pérdidas No técnicas   | 11.401 | 8.674  | 8.818  | 4.729  | 18.807 | 15.545 | 10.315 | 3.950  | -61,70% |
| % Pérdidas No Técnicas | 1,46   | 1,03   | 0,99   | 0,51   | 1,85   | 1,45   | 0,96   | 0,35   | -63,28% |
| Pérdidas Totales       | 56.398 | 56.650 | 60.402 | 59.726 | 81.124 | 79.825 | 76.853 | 70.270 | -8,57%  |
| % Pérdidas totales     | 7,23   | 6,75   | 6,81   | 6,42   | 7,96   | 7,46   | 7,13   | 6,25   | -12,32% |

#### 5.5. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

##### 5.5.1. Sistema de Distribución

La evolución de la infraestructura del sistema de distribución se puede evidenciar en el cuadro N° 5.5.1 y en los gráficos N° 5.5.1.1, 5.5.1.2 y 5.5.1.3.

Cuadro N° 5.5.1. Sistema de distribución: M/T y B/T

| Año       | Transformadores |          | Longitud de Líneas [km] |        | Alumbrado Público |          |
|-----------|-----------------|----------|-------------------------|--------|-------------------|----------|
|           | Potencia [MVA]  | Cantidad | M/T                     | B/T    | Potencia [kW]     | Cantidad |
| 2008      | 404             | 13.895   | 6.813                   | 14.119 | 10.902            | 67.444   |
| 2009      | 422             | 14.614   | 7.067                   | 14.485 | 12.035            | 73.552   |
| 2010      | 445             | 15.424   | 7.392                   | 14.920 | 12.951            | 78.537   |
| 2011      | 466             | 16.002   | 7.543                   | 15.330 | 13.663            | 83.190   |
| 2012      | 488             | 16.564   | 7.681                   | 15.529 | 14.272            | 86.645   |
| 2013      | 521             | 17.454   | 7.969                   | 16.062 | 16.086            | 95.798   |
| 2014      | 574             | 19.488   | 8.698                   | 16.823 | 18.182            | 107.227  |
| 2015      | 618             | 20.473   | 8.928                   | 17.145 | 19.225            | 112.315  |
| 2016      | 675             | 21.557   | 9.130                   | 17.447 | 19.822            | 115.560  |
| 2017      | 726             | 22.744   | 9.325                   | 17.887 | 21.797            | 125.165  |
| Variación | 7,62%           | 5,51%    | 2,14%                   | 2,52%  | 9,96%             | 8,31%    |

Esta información evidencia el alto crecimiento del sistema de alumbrado público, tanto en potencia (9,96 %) como en cantidad de luminarias (8,31 %); así como de la potencia de transformación instalada.

Gráfico N° 5.5.1.1. Transformadores de distribución

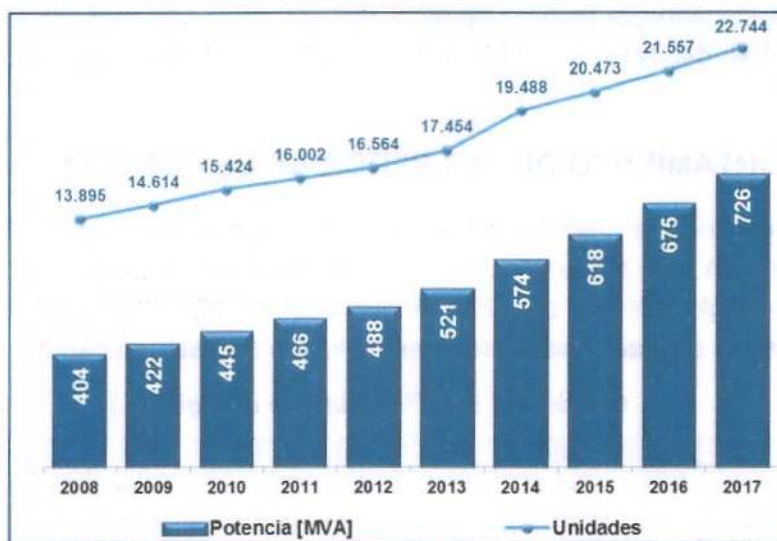


Gráfico N° 5.5.1.2. Líneas de distribución [km]

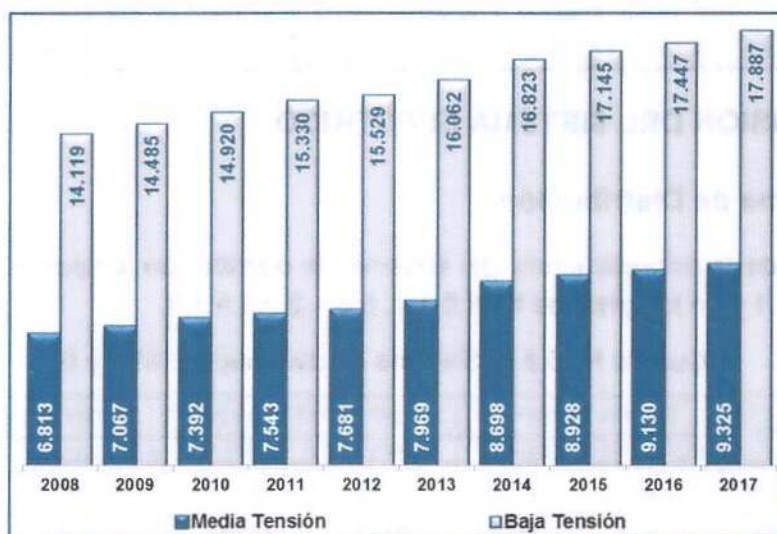
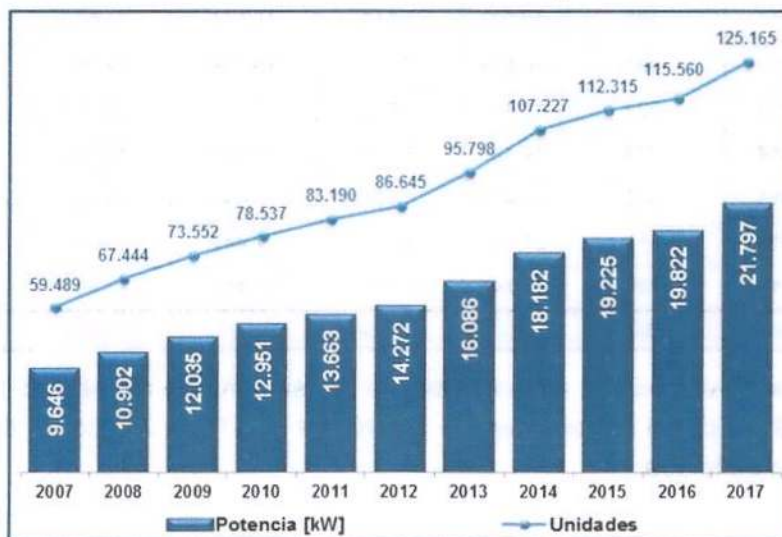


Gráfico N° 5.5.1.3. Alumbrado público



### 5.5.2. Subtransmisión

Al 31 de diciembre de 2017, el sistema eléctrico de potencia contaba con una capacidad instalada en transformadores de 392,50 MVA, habiéndose incrementado en el 3,97 % (15 MVA) con respecto al año anterior (377,50 MVA), crecimiento que incluye la S/E 13 Chaullayacu y la nueva S/E La Troncal.

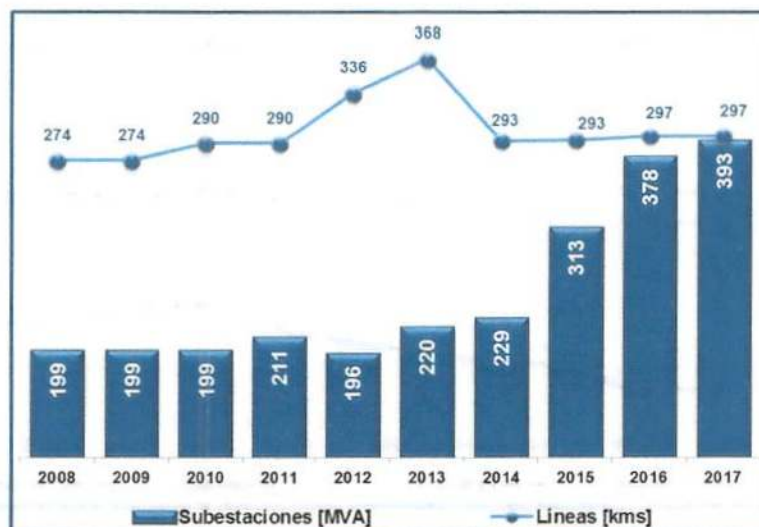
La longitud de líneas de subtransmisión se mantiene en 297,34 km con el detalle que se indica en el cuadro N° 5.5.2. (En el año 2014 se transfiere las líneas del sistema de Morona Santiago a CELEC EP UN Transelectric).

Cuadro N° 5.5.2. Subtransmisión

| Año  | Potencia en Subestaciones |           | Longitud en Líneas |           |
|------|---------------------------|-----------|--------------------|-----------|
|      | MVA                       | Variación | km                 | Variación |
| 2008 | 198,50                    | → 0,00%   | 274,13             | → 0,00%   |
| 2009 | 198,50                    | → 0,00%   | 274,13             | → 0,00%   |
| 2010 | 198,50                    | → 0,00%   | 290,25             | ↑ 5,88%   |
| 2011 | 211,00                    | ↑ 6,30%   | 290,25             | → 0,00%   |
| 2012 | 196,00                    | ↓ -7,11%  | 335,84             | ↑ 15,71%  |
| 2013 | 220,00                    | ↑ 12,24%  | 367,51             | ↑ 9,43%   |
| 2014 | 228,50                    | ↑ 3,86%   | 292,66             | ↓ -20,37% |
| 2015 | 312,50                    | ↑ 36,76%  | 293,35             | ↑ 0,23%   |
| 2016 | 377,50                    | ↑ 20,80%  | 297,34             | ↑ 1,36%   |
| 2017 | 392,50                    | ↑ 3,97%   | 297,34             | → 0,00%   |

Cabe aclarar que la capacidad instalada en subestaciones se refiere a la sumatoria de la capacidad nominal de los transformadores de potencia.

Gráfico N° 5.5.2. Subtransmisión



## 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 Empresa en el contexto nacional: la cantidad de clientes equivale al 7,62 % del total nacional, en tanto que la demanda de potencia el 5,08 %, la energía disponible el 4,93 % y las pérdidas de energía el 2,68 % (la información nacional fue tomada de la ARCONEL, [www.regulacionelectrica.gob.ec](http://www.regulacionelectrica.gob.ec), en marzo de 2018).

Cuadro N° 5.6.1. CENTROSUR a nivel nacional

| Concepto                               | 2008      | 2009      | 2010      | 2011      | 2012      | 2013      | 2014      | 2015      | 2016      | 2017      |
|----------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Clientes [Cantidad]</b>             |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| CENTROSUR                              | 277.092   | 288.888   | 300.480   | 312.603   | 325.370   | 334.954   | 362.406   | 369.758   | 375.538   | 386.304   |
| Nacional                               | 3.553.493 | 3.746.649 | 3.951.934 | 4.189.478 | 4.398.510 | 4.574.361 | 4.694.673 | 4.811.045 | 4.924.852 | 5.071.690 |
| Participación                          | 7,80%     | 7,71%     | 7,60%     | 7,46%     | 7,40%     | 7,32%     | 7,72%     | 7,69%     | 7,63%     | 7,62%     |
| <b>Demanda Máxima de Potencia [MW]</b> |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| CENTROSUR                              | 133       | 135       | 141       | 149       | 156       | 162       | 180       | 183       | 183       | 190       |
| Nacional                               | 2.613     | 2.584     | 2.899     | 3.075     | 3.166     | 3.308     | 3.484     | 3.646     | 3.603     | 3.746     |
| Participación                          | 5,07%     | 5,21%     | 4,85%     | 4,83%     | 4,93%     | 4,90%     | 5,15%     | 5,01%     | 5,09%     | 5,08%     |
| <b>Energía Disponible [GWh]</b>        |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| CENTROSUR                              | 693       | 727       | 778       | 837       | 885       | 934       | 1.019     | 1.069     | 1.078     | 1.125     |
| Nacional                               | 15.260    | 15.979    | 16.824    | 17.883    | 18.721    | 19.538    | 20.927    | 21.995    | 22.042    | 22.829    |
| Participación                          | 4,54%     | 4,55%     | 4,62%     | 4,68%     | 4,73%     | 4,78%     | 4,87%     | 4,86%     | 4,89%     | 4,93%     |
| <b>Pérdidas de Energía [MWh]</b>       |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| CENTROSUR                              | 48.598    | 43.861    | 56.398    | 56.650    | 60.402    | 63.109    | 81.124    | 79.825    | 76.853    | 70.270    |
| Nacional                               | 2.993.076 | 2.765.265 | 2.747.426 | 2.634.080 | 2.546.056 | 2.465.261 | 2.590.093 | 2.664.370 | 2.690.941 | 2.625.190 |
| Participación                          | 1,62%     | 1,59%     | 2,05%     | 2,15%     | 2,37%     | 2,56%     | 3,13%     | 3,00%     | 2,86%     | 2,68%     |
| <b>Pérdidas de Energía [%]</b>         |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| CENTROSUR                              | 6,75      | 6,02      | 7,23      | 6,75      | 6,81      | 6,76      | 7,96      | 7,46      | 7,13      | 6,25      |
| Nacional                               | 19,61     | 17,31     | 16,33     | 14,73     | 13,60     | 12,62     | 12,38     | 12,11     | 12,21     | 11,52     |

Gráfico N° 5.6.1. CENTROSUR a nivel nacional



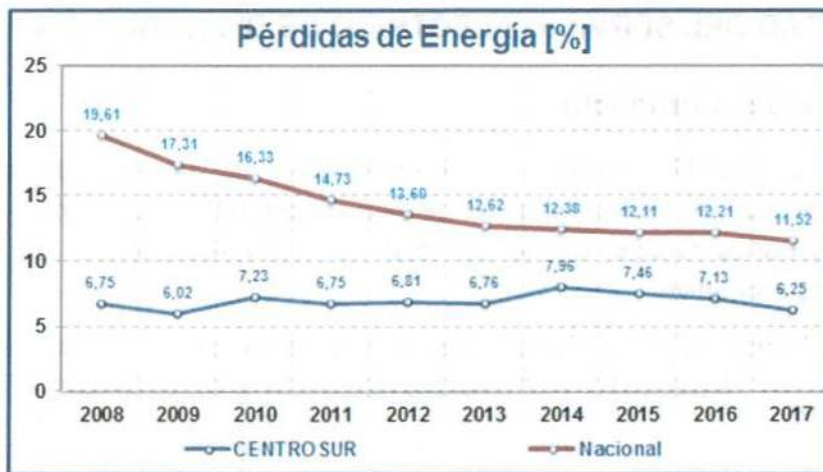
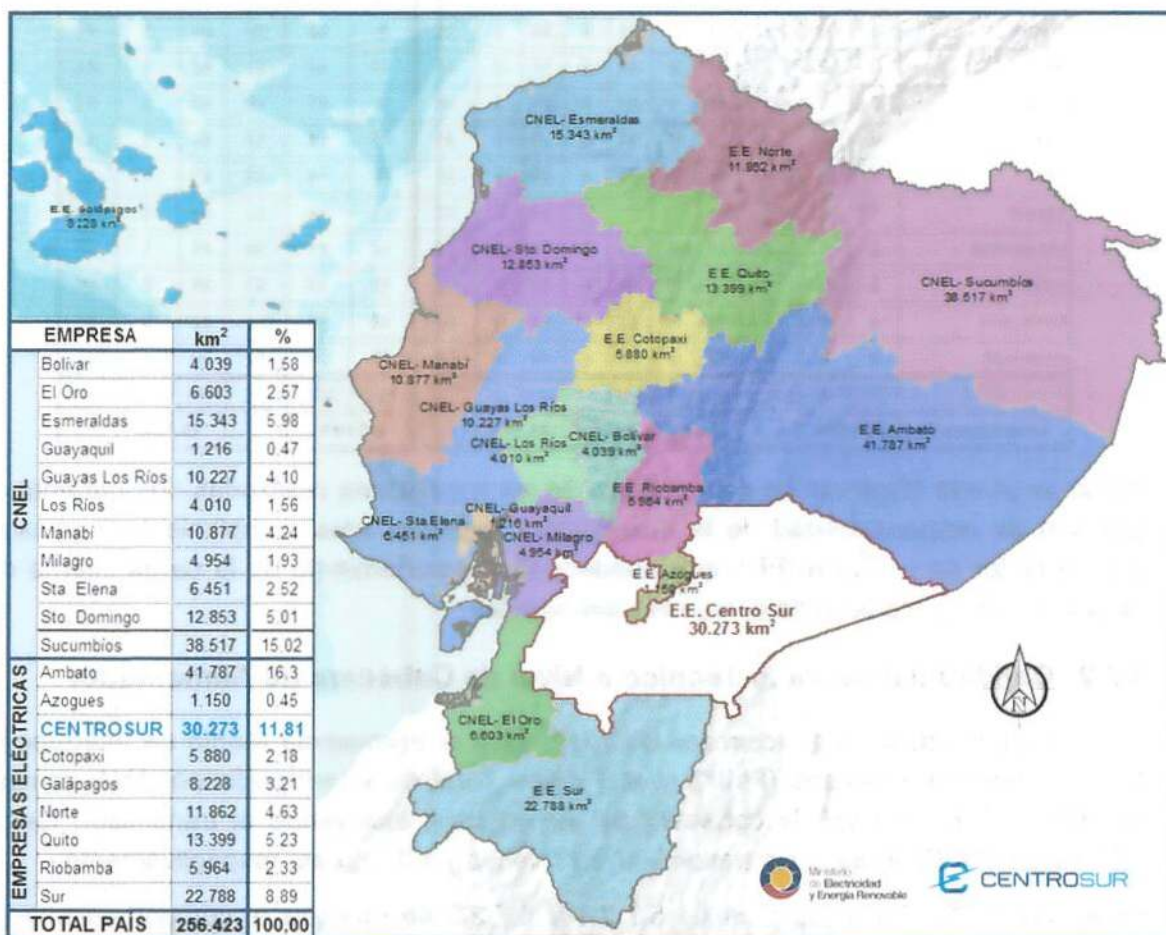


Gráfico N° 5.6.1. Áreas de concesión de las empresas distribuidoras.



El área de concesión abarca el 11,81 % (30.273 km<sup>2</sup>) del territorio nacional ecuatoriano (256.423 km<sup>2</sup>), de acuerdo a la información proporcionada por la ARCONEL (gráfico N° 5.6.1). Está conformada por las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, con excepción de los cantones Azogues y Déleg en la provincia del Cañar; Huamboy, Pablo Sexto y Gualaquiza en la provincia de Morona Santiago, en los cuales brinda el servicio de forma parcial. Además, atiende en parte de las provincias: El Oro (El Guabo), Loja (Saraguro), Guayas (Naranjal) y una zona no delimitada denominada El Piedrero.

## 5.7. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN

### 5.7.1. Calidad del Producto

Durante el año 2017 se efectuó 36 mediciones de la calidad del producto en subestaciones, 421 en transformadores de distribución, 682 en usuarios de media tensión y 480 en usuarios finales, dando un total de 1.619 mediciones, cumpliendo así el requerimiento normativo.

Cuadro N° 5.7.1. Reporte de mediciones de calidad del producto

| ITEM                  | Subestaciones  |          |           | Transformadores |          |               |           |               |          |            | Usuarios MT y AT |            |            | 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         | 31              | 0        | 29            | 2         | 31            | 0        | 31         | 19               | 43         | 62         | 30               | 2        | 32         |
| febrero               | 3              | 0        | 3         | 33              | 0        | 30            | 3         | 31            | 2        | 33         | 15               | 36         | 51         | 42               | 0        | 42         |
| marzo                 | 3              | 0        | 3         | 38              | 1        | 33            | 6         | 38            | 1        | 39         | 8                | 52         | 60         | 43               | 0        | 43         |
| abril                 | 3              | 0        | 3         | 37              | 0        | 35            | 2         | 37            | 0        | 37         | 17               | 43         | 60         | 42               | 1        | 43         |
| mayo                  | 3              | 0        | 3         | 36              | 1        | 33            | 4         | 36            | 1        | 37         | 9                | 47         | 56         | 40               | 2        | 42         |
| junio                 | 3              | 0        | 3         | 33              | 0        | 33            | 0         | 33            | 0        | 33         | 12               | 44         | 56         | 43               | 0        | 43         |
| julio                 | 3              | 0        | 3         | 37              | 0        | 33            | 4         | 36            | 1        | 37         | 22               | 34         | 56         | 47               | 0        | 47         |
| agosto                | 3              | 0        | 3         | 36              | 1        | 37            | 0         | 35            | 2        | 37         | 13               | 44         | 57         | 46               | 0        | 46         |
| septiembre            | 3              | 0        | 3         | 31              | 1        | 30            | 2         | 32            | 0        | 32         | 12               | 44         | 56         | 35               | 1        | 36         |
| octubre               | 3              | 0        | 3         | 35              | 0        | 35            | 0         | 35            | 0        | 35         | 18               | 39         | 57         | 35               | 0        | 35         |
| noviembre             | 3              | 0        | 3         | 32              | 0        | 32            | 0         | 32            | 0        | 32         | 18               | 36         | 54         | 32               | 0        | 32         |
| diciembre             | 3              | 0        | 3         | 38              | 0        | 36            | 2         | 38            | 0        | 38         | 19               | 38         | 57         | 39               | 0        | 39         |
| <b>Total</b>          | <b>36</b>      | <b>0</b> | <b>36</b> | <b>417</b>      | <b>4</b> | <b>396</b>    | <b>25</b> | <b>414</b>    | <b>7</b> | <b>421</b> | <b>182</b>       | <b>500</b> | <b>682</b> | <b>474</b>       | <b>6</b> | <b>480</b> |
| <b>% Cumplimiento</b> | <b>100,00%</b> |          |           | <b>99,05%</b>   |          | <b>94,06%</b> |           | <b>98,34%</b> |          |            | <b>26,69%</b>    |            |            | <b>98,75%</b>    |          |            |

Como se puede observar en este cuadro, de las mediciones realizadas, los parámetros que son de responsabilidad de la distribuidora registran altos cumplimientos; en tanto que, el factor de potencia (FP), que obedece al comportamiento de la carga interna del usuario de alto y medio voltaje, muestra deficiencias.

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

Los índices registrados a diciembre de 2017, 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, incluyendo el transmisor, fueron 2,20 veces y 1,80 horas, y sin transmisor 1,77 veces y 1,37 horas, respectivamente.

En el cuadro 5.7.2.1 y 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.

Cuadro N° 5.7.2.1. FMIK y TTIK en cabecera de alimentador (año móvil).

| Año 2017   | Frecuencia Media de Interrupción [FMIK] |                |           | Tiempo Total de Interrupción [TTIK] |                |           |
|------------|-----------------------------------------|----------------|-----------|-------------------------------------|----------------|-----------|
|            | Con Transmisor                          | Sin Transmisor | Meta MEER | Con Transmisor                      | Sin Transmisor | Meta MEER |
| Enero      | 4,38                                    | 2,84           | 4,00      | 3,14                                | 2,05           | 3,50      |
| Febrero    | 4,43                                    | 2,94           | 4,00      | 3,14                                | 2,09           | 3,50      |
| Marzo      | 4,63                                    | 3,08           | 4,00      | 3,30                                | 2,12           | 3,50      |
| Abril      | 4,29                                    | 3,18           | 4,00      | 3,10                                | 2,23           | 3,50      |
| Mayo       | 4,12                                    | 3,13           | 4,00      | 2,90                                | 2,04           | 3,50      |
| Junio      | 3,86                                    | 3,11           | 4,00      | 2,47                                | 1,96           | 3,50      |
| Julio      | 3,40                                    | 2,70           | 4,00      | 2,15                                | 1,65           | 3,50      |
| Agosto     | 3,31                                    | 2,62           | 4,00      | 2,13                                | 1,64           | 3,50      |
| Septiembre | 3,05                                    | 2,42           | 4,00      | 2,14                                | 1,67           | 3,50      |
| Octubre    | 2,52                                    | 2,04           | 4,00      | 1,91                                | 1,47           | 3,50      |
| Noviembre  | 2,37                                    | 1,94           | 4,00      | 1,89                                | 1,46           | 3,50      |
| Diciembre  | 2,20                                    | 1,77           | 4,00      | 1,80                                | 1,37           | 3,50      |

Gráfico N° 5.7.2.1. FMIK en cabecera de alimentador [Año móvil].

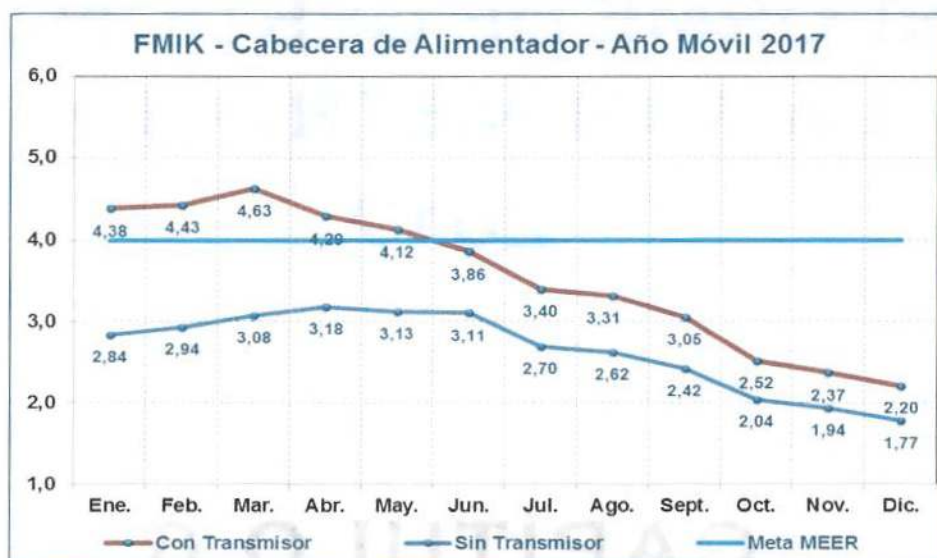


Gráfico N° 5.7.2.2. TTIK en cabecera de alimentador (año móvil).



# **INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2017**

## **CAPÍTULO 6**

### **SITUACIÓN ECONÓMICA FINANCIERA**

## SITUACIÓN ECONÓMICA - FINANCIERA

### 6.1. INGRESOS

Para fines de análisis, los ingresos (cuadro N° 6.1.1) se han dividido en ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos.

Dentro de los ingresos por actividades ordinarias se consideran:

- Facturación por venta de energía: resultan de la aplicación de los cargos tarifarios para los diferentes segmentos de consumo y alumbrado público general.
- Ingresos por no venta de energía, tales como: déficit tarifario, peajes de distribución, venta de materiales, arriendo de postes, liquidaciones del mercado ocasional, honorarios, entre otros.
- Los provenientes de la comercialización de servicios de telecomunicaciones: internet, transmisión de datos y alquiler de infraestructura.

Los otros ingresos corresponden a aquellos ajenos a la operación, tales como: multas a contratistas, seguros por indemnizaciones, proporcional IVA en compras, diferencia en inventarios recuperados, entre otros.

Cuadro N° 6.1.1. Ingresos [\$]

| AÑO           | ACTIVIDADES ORDINARIAS |                  |                    | TOTAL       | OTROS INGRESOS | TOTALES     |
|---------------|------------------------|------------------|--------------------|-------------|----------------|-------------|
|               | Venta Energía          | No Venta Energía | Telecomunicaciones |             |                |             |
| 2013          | 73.577.427             | 18.233.753       | 1.571.584          | 93.382.763  | 1.334.708      | 94.717.472  |
| 2014          | 86.413.756             | 8.647.875        | 903.218            | 95.964.849  | 1.488.381      | 97.453.230  |
| 2015          | 97.246.142             | 7.248.257        | 677.246            | 105.171.645 | 927.551        | 106.099.196 |
| 2016          | 102.918.701            | 6.240.749        | 856.311            | 110.015.761 | 1.605.283      | 111.621.045 |
| 2017          | 111.390.511            | 5.438.704        | 378.450            | 117.207.665 | 1.186.006      | 118.393.671 |
| Variación     | 8,23%                  | -12,85%          | -55,80%            | 6,54%       | -26,12%        | 6,07%       |
| Participación | 95,04%                 | 4,64%            | 0,32%              | 99,00%      | 1,00%          | 100,00%     |



Los ingresos sumaron \$ 118.393.671, con un incremento del 6,07 % respecto del año 2016, de éstos, el 99,00 % (\$ 117.207.665) corresponde a ingresos por actividades ordinarias y el 1,00 % (\$ 1.186.006) a otros ingresos.

Los ingresos por actividades ordinarias comparados con los obtenidos en el año anterior llevan a las siguientes conclusiones:

- El rubro venta de energía (\$ 111.390.511) se incrementó en un 8,23 %, tasa que supera el crecimiento de consumo (4,33 %), debido principalmente a la incidencia generada en la gestión comercial, por la adopción del nuevo modelo de facturación "Lectura al cobro", que en lo trascendental realiza ajustes a los tiempos necesarios entre la toma de lectura y la emisión de la factura al cliente.
- Los que no corresponden a venta de energía (\$ 5.438.704) se redujeron en el 12,85 %, debido a la reducción significativa de ingresos por déficit tarifario.
- Los asociados a servicios de transporte de datos e internet (\$ 378.450) disminuyeron en el 55,80 %, como consecuencia de la disminución de clientes y la terminación del proyecto FODETEL.

Los otros ingresos (\$ 1.186.006) se redujeron en el orden del 26,12 %.

El déficit tarifario del año 2017 fue \$ 133.567, el cual fue determinado sobre la base de la información reportada a la ARCONEL referente a: costo de energía (liquidación de transacciones dentro del mercado eléctrico), ingresos por venta de energía a consumidores finales (excluye el ingreso por servicio de alumbrado público general) y el costo de distribución.

Producto de la compensación realizada entre el Ministerio de Finanzas, empresas de distribución, empresas de generación de capital estatal y Petroecuador, en el mes de octubre de 2017, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable dispuso el registro de \$ 502.964, por pago del déficit tarifario del año 2015.

Cuadro N° 6.1.2. Déficit tarifario [\$]

| AÑO                                              | DÉFICIT<br>TARIFARIO | ASIGNACIONES MEER |               | TOTAL             |
|--------------------------------------------------|----------------------|-------------------|---------------|-------------------|
|                                                  |                      | [\$]              | [%]           |                   |
| 2011                                             | 14.278.346           | 7.966.875         | 55,80%        | 6.311.471         |
| 2012                                             | 6.481.519            | -                 | -             | 6.481.519         |
| 2013                                             | 13.968.992           | 1.244.189         | 8,91%         | 12.724.804        |
| 2014                                             | 6.414.539            | 3.112.769         | 48,53%        | 3.301.769         |
| 2015                                             | 1.966.169            | 1.332.162         | 67,75%        | 634.007           |
| 2016                                             | 38.143               |                   |               | 38.143            |
| 2017                                             | 133.567              |                   |               | 133.567           |
| <b>SUBTOTAL</b>                                  | <b>43.281.275</b>    | <b>13.655.995</b> | <b>31,55%</b> | <b>29.625.280</b> |
| COMPENSACIÓN MINFIN-STN-2015-4578-O (30/10/2015) |                      |                   |               | 14.276.592        |
| COMPENSACIÓN MINFIN-STN-2017-3118-O (30/09/2017) |                      |                   |               | 502.964           |
| <b>DEUDA</b>                                     |                      |                   |               | <b>14.845.724</b> |

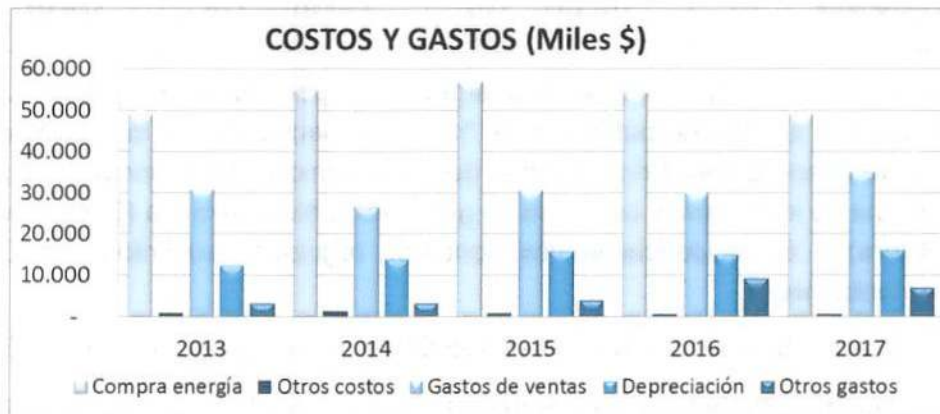
## 6.2. COSTOS Y GASTOS

Los costos y gastos sumaron \$ 108.202.583 (cuadro N° 6.2.1), con una disminución del 1,30 % respecto a los del año 2016, con el siguiente desglose:

- Costos: representan el 46,02% (\$ 49.791.982), incluyen la compra de energía, servicios de telecomunicaciones y materiales; en conjunto registran una disminución del 9,47 % respecto del año anterior.
- Gastos: representan el 53,98 % (\$ 58.410.601) y registran un crecimiento del 6,93 % respecto del 2016.

Cuadro N° 6.2.1. Costos y gastos [\$]

| AÑO           | COSTOS         |          |            |            | GASTOS           |            |                     |                    |            | TOTAL       |
|---------------|----------------|----------|------------|------------|------------------|------------|---------------------|--------------------|------------|-------------|
|               | Compra Energía | Telecom. | Materiales | SUBTOTAL   | Gastos de Ventas | Deprec.    | Gastos Administrat. | Gastos Financieros | SUBTOTAL   |             |
| 2013          | 49.372.970     | 444.825  | 430.751    | 50.248.546 | 30.831.949       | 12.381.388 | 3.396.496           | 35.040             | 46.644.873 | 96.893.419  |
| 2014          | 54.769.362     | 613.485  | 699.132    | 56.081.979 | 26.553.665       | 13.835.402 | 3.312.224           | 24.977             | 43.726.268 | 99.808.246  |
| 2015          | 57.001.792     | 399.140  | 386.610    | 57.787.542 | 30.651.335       | 15.833.649 | 3.417.548           | 733.048            | 50.635.580 | 108.423.121 |
| 2016          | 54.366.040     | 258.056  | 376.659    | 55.000.755 | 30.134.110       | 15.192.060 | 5.717.387           | 3.581.835          | 54.625.392 | 109.626.147 |
| 2017          | 49.174.799     | 363.679  | 253.504    | 49.791.982 | 35.210.163       | 16.147.766 | 5.506.719           | 1.545.953          | 58.410.601 | 108.202.583 |
| Variación     | -9,55%         | 40,93%   | -32,70%    | -9,47%     | 16,84%           | 6,29%      | -3,68%              | -56,84%            | 6,93%      | -1,30%      |
| Participación | 98,76%         | 0,73%    | 0,51%      | 46,02%     | 60,28%           | 27,65%     | 9,43%               | 2,65%              | 53,98%     | 100,00%     |



Dentro de los costos, a la compra de energía le corresponde el 98,76 % (\$ 49.174.799) con una disminución del 9,55 %; los asociados al servicio de telecomunicaciones, representan el 0,73 % (\$ 363.679) con un incremento del 40,93 %; y, materiales con una participación del 0,51 % (\$ 253.504) y una disminución del 32,70 %.

Del total de gastos, los correspondientes a ventas representan el 60,28 % (\$ 35.210.163) con un incremento en el orden del 16,84 %; la depreciación, con un peso del 27,65 % (\$ 16.147.766) se incrementó en el 6,29 %.

Los gastos administrativos, con una participación del 9,43 % (\$ 5.506.719) disminuyeron en el orden del 3,68 %; y, finalmente, los gastos financieros, con un peso del 2,65 % (\$ 1.545.953), muestran una disminución del 56,84 % como consecuencia de una reducción en la provisión por desmantelamiento y remediación ambiental, por aplicación de la metodología de cálculo.

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:

Cuadro N° 6.2.2. Composición de los costos y gastos [\$]

| CONCEPTO                            | 2016               |               | 2017               |               | Variación         |                |
|-------------------------------------|--------------------|---------------|--------------------|---------------|-------------------|----------------|
|                                     | (\$)               | (%)           | (\$)               | (%)           | (\$)              | (%)            |
| <b>COSTOS TOTALES</b>               | <b>55.000.755</b>  | <b>50,17%</b> | <b>49.791.982</b>  | <b>46,02%</b> | <b>-5.208.773</b> | <b>-9,47%</b>  |
| Compra de energía (SE)              | 49.560.134         | 90,11%        | 44.685.137         | 89,74%        | -4.874.997        | -9,84%         |
| Compra de energía (SAPG)            | 4.805.906          | 8,74%         | 4.489.662          | 9,02%         | -316.244          | -6,58%         |
| Costos por telecomunicaciones       | 258.056            | 0,47%         | 363.679            | 0,73%         | 105.623           | 40,93%         |
| Costos de materiales                | 376.659            | 0,68%         | 253.504            | 0,51%         | -123.156          | -32,70%        |
| <b>GASTOS DEVENTAS</b>              | <b>45.326.170</b>  | <b>41,35%</b> | <b>51.357.929</b>  | <b>47,46%</b> | <b>6.031.759</b>  | <b>13,31%</b>  |
| Mano de obra                        | 20.436.490         | 45,09%        | 26.826.888         | 52,24%        | 6.390.398         | 31,27%         |
| Servicios                           | 3.505.403          | 7,73%         | 3.157.398          | 6,15%         | -348.005          | -9,93%         |
| Materiales                          | 2.888.448          | 6,37%         | 3.036.741          | 5,91%         | 148.293           | 5,13%          |
| Gasto servicios de comercialización | 3.033.561          | 6,69%         | 1.987.603          | 3,87%         | -1.045.958        | -34,48%        |
| Gasto depreciación planta y equipo  | 15.192.060         | 33,52%        | 16.147.766         | 31,44%        | 955.706           | 6,29%          |
| Otros gastos                        | 270.208            | 0,60%         | 201.533            | 0,39%         | -68.675           | -25,42%        |
| <b>GASTOS ADMINISTRATIVOS</b>       | <b>5.717.387</b>   | <b>5,22%</b>  | <b>5.506.719</b>   | <b>5,09%</b>  | <b>-210.668</b>   | <b>-3,68%</b>  |
| <b>GASTOS FINANCIEROS</b>           | <b>3.581.835</b>   | <b>3,27%</b>  | <b>1.545.953</b>   | <b>1,43%</b>  | <b>-2.035.882</b> | <b>-56,84%</b> |
| <b>Total de Costos y Gastos</b>     | <b>109.626.147</b> | <b>100,0%</b> | <b>108.202.583</b> | <b>100,0%</b> | <b>-1.423.564</b> | <b>-1,3%</b>   |

- La reducción del rubro compra de energía, tanto para el servicio eléctrico (9,84 %), como para el alumbrado público (6,58 %) es consecuencia de la disminución de los costos de la energía eléctrica internos del país, como consecuencia de la producción de energía de importantes centrales de generación hidroeléctrica (Coca Codo Sinclair, Sopladora) y su incidencia en los contratos regulados suscritos con CELEC EP fundamentalmente.
- Los costos por telecomunicaciones (\$ 105.623) se incrementaron en el 40,93 %.
- La disminución del rubro costos de materiales en el 32,70 % (\$ 123.156) obedece a la reducción de la demanda de terceros para la construcción de obras de particulares.
- La mano de obra, incluyendo las obligaciones de ley y las provisiones por jubilación patronal, desahucio y bono de retiro, registra un incremento del 31,27 % (\$ 6.390.398), debido principalmente al aumento del rubro provisión por "jubilación patronal".
- Los gastos de servicios registran una disminución del 9,93 % (\$ 348.005), debido a la reducción de las cuentas de mantenimiento de: redes, acometidas instaladas, internet, entre las principales.
- Los gastos de materiales registran un crecimiento del 5,13 % (\$ 148.293), debido principalmente al impacto del plan de mantenimiento de subestaciones que originó un incremento del gasto en la cuenta de "materiales mantenimiento de subestaciones" y que va en beneficio de la calidad del servicio.
- Los gastos relacionados con los servicios de comercialización registran una disminución del 34,48 % (\$ 1.045.958), debido principalmente a la disminución de la cuenta "servicio de recaudación", en razón de que los procesos de gestión de cartera no se ha podido ejecutar normalmente debido a dificultades con el nuevo sistema comercial.

- Los gastos por depreciación registran un incremento del 6,29 % (\$ 955.706), debido a la cuenta "Instalaciones".

### 6.3. RESULTADOS DEL PERÍODO

Al hacer la diferencia entre los ingresos y el total de costos y gastos se tiene un resultado positivo del ejercicio económico del año 2017 por un monto de \$ 10.191.089, luego del registro de depreciación y provisiones.

Al respecto corresponde indicar que el Estudio de Costos, aprobado anualmente por la ARCONEL, prevé ingresos para financiar: a) los costos y gastos de administración, operación y mantenimiento (AO&M), b) proyectos asociados a la mejora de la calidad del servicio y c) proyectos de expansión de la infraestructura. En este contexto, desde el punto de vista de registro contable, todas las empresas de distribución, al final de su ejercicio económico, en su Estado de Resultados, deberían reflejar un resultado positivo cercano a la diferencia entre la suma de los valores asignados para los programas de calidad y expansión (b+c), menos el valor del rubro de depreciación anual de "propiedad, planta y equipo".

Sobre esta base, en el año 2017 se registra un saldo positivo redondeado de 10 millones de dólares, el cual, en función del Estudio de Costos debió destinarse al financiamiento y ejecución del programa de expansión, en consecuencia, el excedente que contablemente se registra, en la práctica ya fue o está siendo invertido en la expansión del sistema.

Cuadro N° 6.3.1. Estado de resultados [\$]

| CONCEPTO                                      | 2016        | 2017        | Variación  |         |
|-----------------------------------------------|-------------|-------------|------------|---------|
|                                               | (\$)        | (\$)        | (\$)       | (%)     |
| Ingresos ordinarios                           | 110.015.761 | 117.207.665 | 7.191.904  | 6,54%   |
| Costo de ventas                               | 55.000.755  | 49.791.982  | -5.208.773 | -9,47%  |
| Margen Bruto                                  | 55.015.006  | 67.415.683  | 12.400.677 | 22,54%  |
| Mano de obra (no considera provisiones)       | 18.796.721  | 18.710.740  | -85.981    | -0,46%  |
| Materiales                                    | 2.888.448   | 3.036.741   | 148.293    | 5,13%   |
| Otros gastos                                  | 12.563.963  | 10.955.562  | -1.608.402 | -12,80% |
| Resultado operacional                         | 20.765.873  | 34.712.640  | 13.946.767 | 67,16%  |
| Otros ingresos                                | 1.605.283   | 1.186.006   | -419.277   | -26,12% |
| Resultado antes de depreciación y provisiones | 22.371.156  | 35.898.647  | 13.527.491 | 60,47%  |
| Depreciación                                  | 15.192.060  | 16.147.766  | 955.706    | 6,29%   |
| Resultado antes de provisiones                | 7.179.096   | 19.750.881  | 12.571.784 | 175,12% |
| Provisiones                                   | 5.184.199   | 9.559.792   | 4.375.593  | 84,40%  |
| Resultado del Ejercicio                       | 1.994.898   | 10.191.089  | 8.196.191  | 410,86% |

### 6.4. EJECUCIÓN PRESUPUESTARIA DE INGRESOS Y GASTOS

El cuadro N° 6.4.1.1 relaciona los ingresos y gastos efectivamente ejecutados (estado de resultados) con los presupuestados para el año 2017.

#### 6.4.1. Ingresos, costos y gastos

- Los ingresos ordinarios fueron superiores en \$ 7.278.581 a lo presupuestado, con un nivel de cumplimiento del 106,62 %; resultado que para este año incide, por única

vez, la adopción del nuevo modelo de facturación "lectura al cobro" aplicada desde el mes de noviembre.

- El costo de ventas, cuyo rubro principal es la compra de energía, tanto para el servicio eléctrico como para el servicio de alumbrado público general, tuvo una ejecución inferior a lo presupuestado en \$ 4.335.895, con un cumplimiento del 91,99 %, debido a la reducción de los costos medios de compra de energía, por la incidencia de la alta componente de generación hidroeléctrica en el abastecimiento energético.
- El margen bruto o diferencia entre los ingresos ordinarios y el costo de ventas resultó el 120,81 % del valor presupuestado.
- El costo de mano de obra, sin incluir provisiones, se ejecutó al 92,00 %, esto es una diferencia de \$ 1.625.988.
- El rubro de materiales se ejecutó en un 81,89 % del presupuestado.
- Los otros gastos muestran un nivel de cumplimiento del 78,73 % respecto del presupuesto.
- El resultado antes de depreciación y provisiones asciende a \$ 35.898.647, esto es, 190,23 % respecto del presupuesto.
- Al incluir el valor de depreciación se obtiene un resultado positivo de \$ 19.750.881, del cual, al retirar el monto correspondiente a provisiones, se obtiene un superávit de \$ 10.191.089.

Cuadro N° 6.4.1.1. Comparación presupuesto con estado de resultados [\$]

| CONCEPTO                                             | PRESUPUESTO       | ESTADO DE RESULTADOS | Variación         |                |
|------------------------------------------------------|-------------------|----------------------|-------------------|----------------|
|                                                      | (\$)              | (\$)                 | (\$)              | (%)            |
| Ingresos ordinarios                                  | 109.929.084       | 117.207.665          | 7.278.581         | 106,62%        |
| Costo de ventas                                      | 54.127.877        | 49.791.982           | -4.335.895        | 91,99%         |
| <b>Margen Bruto</b>                                  | <b>55.801.207</b> | <b>67.415.683</b>    | <b>11.614.476</b> | <b>120,81%</b> |
| Mano de obra (no considera provisiones)              | 20.336.728        | 18.710.740           | -1.625.988        | 92,00%         |
| Materiales                                           | 3.708.297         | 3.036.741            | -671.556          | 81,89%         |
| Otros gastos                                         | 13.916.016        | 10.955.562           | -2.960.454        | 78,73%         |
| <b>Resultado operacional</b>                         | <b>17.840.166</b> | <b>34.712.640</b>    | <b>16.872.474</b> | <b>194,58%</b> |
| Otros ingresos                                       | 1.030.600         | 1.186.006            | 155.406           | 115,08%        |
| <b>Resultado antes de depreciación y provisiones</b> | <b>18.870.766</b> | <b>35.898.647</b>    | <b>17.027.880</b> | <b>190,23%</b> |
| Depreciación                                         | 15.500.000        | 16.147.766           | 647.766           | 104,18%        |
| <b>Resultado antes de provisiones</b>                | <b>3.370.766</b>  | <b>19.750.881</b>    | <b>16.380.115</b> | <b>585,95%</b> |
| Provisiones                                          | 2.130.000         | 9.559.792            | 7.429.792         | 448,82%        |
| <b>Resultado del ejercicio</b>                       | <b>1.240.766</b>  | <b>10.191.089</b>    | <b>8.950.322</b>  | <b>821,35%</b> |

## 6.5. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

### 6.5.1. Activo

El activo total a diciembre 2017 sumó \$ 396.559.365, con un incremento del 7,28 % con respecto al 2016 (cuadro N° 6.5.1).

Cuadro N° 6.5.1. Estado de situación financiera – Detalle de activos [\$]

| AÑO           | ACTIVOS                    |             |             |                                |                     |                                                             | TOTAL<br>ACTIVOS |
|---------------|----------------------------|-------------|-------------|--------------------------------|---------------------|-------------------------------------------------------------|------------------|
|               | CORRIENTES                 |             |             |                                |                     | NO CORRIENTES                                               |                  |
|               | Efectivo y<br>equivalentes | Financieros | Inventarios | Otros<br>activos<br>corrientes | Total<br>Corrientes | Propiedad,<br>planta y equipo;<br>y, otros no<br>corrientes |                  |
| 2013          | 10.482.656                 | 24.024.026  | 23.587.743  | 486.548                        | 58.580.972          | 194.395.955                                                 | 252.976.927      |
| 2014          | 14.460.305                 | 13.288.928  | 21.016.957  | 95.675                         | 48.861.866          | 228.038.457                                                 | 276.900.322      |
| 2015          | 12.609.789                 | 12.485.940  | 24.096.397  | 295.916                        | 49.488.043          | 249.348.006                                                 | 298.836.048      |
| 2016          | 20.713.161                 | 18.198.861  | 26.951.390  | 210.449                        | 66.073.861          | 303.576.781                                                 | 369.650.642      |
| 2017          | 37.920.896                 | 23.489.418  | 26.292.884  | 220.635                        | 87.923.833          | 308.635.532                                                 | 396.559.365      |
| Variación     | 83,08%                     | 29,07%      | -2,44%      | 4,84%                          | 33,07%              | 1,67%                                                       | 7,28%            |
| Participación | 43,13%                     | 26,72%      | 29,90%      | 0,25%                          | 22,17%              | 77,83%                                                      | 100,00%          |

### 6.5.2. Activo Corriente

El activo corriente representa el 22,17 % de los activos (\$ 87.923.833), con un crecimiento del 33,07 %, de éste:

- El efectivo y equivalentes (disponible) representa el 43,13 % (\$ 37.920.896), con un incremento del 83,08 %.
- Los activos financieros (cuentas por cobrar por servicio eléctrico, entidades oficiales, entre otros) contribuyen con el 26,72 % (\$ 23.489.418), con un incremento anual del 29,07 %.
- Los inventarios (bodegas), representan el 29,90 % (\$ 26.292.884), con una disminución del 2,44 %.
- Los otros activos corrientes representan el 0,25 % (\$ 220.635) y registran un incremento del 4,84 %.

### 6.5.3. Activo no Corriente

El activo fijo neto representó el 77,83 % de los activos (\$ 308.635.532), con un crecimiento del 1,67 %.

### 6.5.4. Pasivo y Patrimonio

El pasivo sumó \$ 95.854.012, con un incremento del 14,08 % con respecto al 2016 (cuadro N° 6.5.4), dentro de éste:

- Las deudas de corto plazo (pasivo corriente) representan el 34,65 % (\$ 33.210.966). Los rubros por concepto de compra de energía, valores de terceros por recaudar y recaudados (por transferir a la institución beneficiaria) y pasivos diferidos son los de mayor representatividad dentro del pasivo corriente.
- El pasivo no corriente y otros representa el 65,35 % (\$ 62.643.046), mostrando un incremento del 10,20 % (\$ 5.797.019); está conformado por las provisiones (por desahucio, jubilación patronal, bono por retiro voluntario, remoción y remediación),

4/4

51

documentos y cuentas por pagar de largo plazo, depósitos en garantía, entre los principales.

- El patrimonio de los accionistas, al 31 de diciembre de 2017, alcanzó la suma de \$ 300.705.353, superior en el 5,28 % al de diciembre de 2016.

Con estos resultados, la posición financiera de la Empresa indica que el 75,83 % de sus activos ha sido financiado por los accionistas y el 24,17 % por terceros.

Cuadro N° 6.5.4. Estado de situación financiera – Detalle de pasivo y patrimonio [\$]

| AÑO           | PASIVO     |                      |            | PATRIMONIO  | TOTAL PASIVO + PATRIMONIO |
|---------------|------------|----------------------|------------|-------------|---------------------------|
|               | Corriente  | No Corriente y Otros | TOTAL      |             |                           |
| 2013          | 17.117.958 | 30.770.794           | 47.888.752 | 205.088.175 | 252.976.927               |
| 2014          | 26.919.186 | 36.002.404           | 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               |
| 2016          | 27.180.514 | 56.846.027           | 84.026.541 | 285.624.101 | 369.650.642               |
| 2017          | 33.210.966 | 62.643.046           | 95.854.012 | 300.705.353 | 396.559.365               |
| Variación     | 22,19%     | 10,20%               | 14,08%     | 5,28%       | 7,28%                     |
| Participación | 34,65%     | 65,35%               | 24,17%     | 75,83%      | 100,00%                   |

## 6.6. LIQUIDACIÓN DEL PRESUPUESTO DE INVERSIONES

Mediante resolución N° 259-805, tomada en la sesión efectuada el 24 de octubre de 2017, la Junta General de Accionistas aprobó la Proforma del Presupuesto de Inversiones para el año 2017, por un monto de \$ 56.713.250.

Cuadro N° 6.6.1. Liquidación presupuestaria [\$]

| GRUPO PRESUPUESTARIO                 | PRESUPUESTO 2017  | EJECUCIÓN A DICIEMBRE 2017 |               | SALDO             |               |
|--------------------------------------|-------------------|----------------------------|---------------|-------------------|---------------|
|                                      | [\$]              | [\$]                       | [%]           | [\$]              | [%]           |
| Acometidas y medidores               | 4.446.283         | 2.731.384                  | 61,43%        | 1.714.899         | 38,57%        |
| Alimenta, redes y trafos de distrib. | 27.852.216        | 9.677.998                  | 34,75%        | 18.174.218        | 65,25%        |
| Alumbrado público                    | 8.240.805         | 2.602.572                  | 31,58%        | 5.638.233         | 68,42%        |
| Equipo de comunicaciones             | 1.385.384         | 125.869                    | 9,09%         | 1.259.515         | 90,91%        |
| Equipo de laboratorio e ingeniería   | 517.401           | 20.958                     | 4,05%         | 496.443           | 95,95%        |
| Estudios y proyectos                 | 4.031.294         | 1.388.553                  | 34,44%        | 2.642.740         | 65,56%        |
| Instalaciones generales              | 3.979.492         | 796.764                    | 20,02%        | 3.182.728         | 79,98%        |
| Líneas y subest. de subtransmisión   | 4.032.376         | 1.503.991                  | 37,30%        | 2.528.385         | 62,70%        |
| Mobiliario y equipo de oficina       | 1.017.200         | 119.605                    | 11,76%        | 897.595           | 88,24%        |
| Programa PEC - C. Expreso            | 750.000           | 159.577                    | 21,28%        | 590.423           | 78,72%        |
| Terrenos, edificios y servidumbres   | 110.800           | 602                        | 0,54%         | 110.198           | 99,46%        |
| Vehículos                            | 350.000           | -                          | 0,00%         | 350.000           | 100,00%       |
| <b>TOTAL</b>                         | <b>56.713.250</b> | <b>19.127.873</b>          | <b>33,73%</b> | <b>37.585.377</b> | <b>66,27%</b> |

Al final del año se registró una ejecución de \$ 19.127.873 (cuadro N° 6.6.1), valor que no corresponde a las metas esperadas por la Administración, pero cabe recordar que el año 2017 fue un año electoral y la disposición legal de utilizar, gran parte del año, el

"Presupuesto Prorrogado 2016" tuvo incidencia significativa en el cumplimiento de este importante indicador. No obstante, una vez aprobado el presupuesto se dispuso que todas las áreas dediquen sus mayores esfuerzos a ejecutar los proyectos de inversión previstos, lo que implica que una buena parte de la gestión haya sido realizada, esperándose que los resultados se concreten en el año 2018.

## 6.7. INDICADORES FINANCIEROS

En el Cuadro N° 6.7.1 se presenta los resultados de los índices de gestión financiera para el período 2013 - 2017 y la variación del año 2017 con respecto al año anterior.

- Razón circulante.- Indica que la Empresa cuenta con \$ 2,65 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo; presentando un incremento del 8,91 % con respecto al registrado en el 2016.

Cuadro N° 6.7.1. Indicadores financieros

| INDICADOR                                                         | Unidad    | 2013   | 2014   | 2015   | 2016   | 2017   | Variación |
|-------------------------------------------------------------------|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|
| <b>LIQUIDEZ</b>                                                   |           |        |        |        |        |        |           |
| Razón circulante                                                  |           |        |        |        |        |        |           |
| $LI = (Disponible + Exigible + Realizable) / Pasivo Corriente$    | Veces     | 3,42   | 1,82   | 2,11   | 2,43   | 2,65   | 8,91%     |
| Prueba Ácida (Solvencia Financiera)                               |           |        |        |        |        |        |           |
| $SF = (Disponible + Exigible) / Pasivo Corriente$                 | Veces     | 2,04   | 1,03   | 1,08   | 1,44   | 1,86   | 28,93%    |
| Liquidez Financiera Inmediata                                     |           |        |        |        |        |        |           |
| $LF = Disponibilidades / Pasivo Corriente$                        | Veces     | 0,61   | 0,54   | 0,54   | 0,76   | 1,14   | 49,83%    |
| Capital de Trabajo                                                |           |        |        |        |        |        |           |
| $CT = (Disponible + Exigible + Realizable) - Pasivo Corriente$    | Millón \$ | 41,46  | 21,94  | 26,08  | 38,89  | 54,71  | 40,67%    |
| Capital Promedio Invertido                                        |           |        |        |        |        |        |           |
| $CMI = [(Ac.Fijo + CT) + (Ac.Fijo + CT)_{i-1}] / 2$               | Millón \$ | 196,24 | 219,60 | 235,07 | 282,23 | 321,99 | 14,09%    |
| <b>ENDEUDAMIENTO Y PROPIEDAD</b>                                  |           |        |        |        |        |        |           |
| Factor de Endeudamiento                                           |           |        |        |        |        |        |           |
| $FE = Pasivo Total / Activo Total$                                | %         | 18,93% | 22,72% | 24,90% | 22,73% | 24,17% | 6,34%     |
| Concentración del Endeudamiento                                   |           |        |        |        |        |        |           |
| $CE = Pasivo Corriente / Pasivo Total$                            | %         | 35,75% | 42,78% | 31,46% | 32,35% | 34,65% | 7,11%     |
| Propiedad de los Accionistas                                      |           |        |        |        |        |        |           |
| $PA = Patrimonio / Activo Total$                                  | %         | 81,07% | 77,28% | 75,10% | 77,27% | 75,83% | -1,86%    |
| Capacidad de Pago de los Accionistas                              |           |        |        |        |        |        |           |
| $PA = Patrimonio / Pasivo Total$                                  | Veces     | 4,28   | 3,40   | 3,02   | 3,40   | 3,14   | -7,71%    |
| <b>RENTABILIDAD</b>                                               |           |        |        |        |        |        |           |
| Rentabilidad de la Explotación                                    |           |        |        |        |        |        |           |
| $RE = Superávit Total del Ejercicio / Capital Promedio Invertido$ | %         | -1,11% | -1,07% | -0,99% | 0,71%  | 3,17%  | 347,77%   |
| Margen de Beneficio                                               |           |        |        |        |        |        |           |
| $MB = Superávit Total del Ejercicio / Ingresos de Explotación$    | %         | -2,33% | -2,45% | -2,21% | 1,81%  | 8,69%  | 379,51%   |
| Rentabilidad de Patrimonio                                        |           |        |        |        |        |        |           |
| $RP = Superávit Total del Ejercicio / Patrimonio$                 | %         | -1,06% | -1,10% | -1,04% | 0,70%  | 3,39%  | 385,24%   |
| Rentabilidad sobre Activos                                        |           |        |        |        |        |        |           |
| $RA = Superávit Total del Ejercicio / Activo Fijo Neto$           | %         | -1,42% | -1,19% | -1,03% | 0,73%  | 3,30%  | 354,34%   |

- Prueba ácida.- Refleja la capacidad financiera para hacer frente a las obligaciones de corto plazo; observándose que se cuenta con \$ 1,86 en activos disponibles y exigibles (sin recurrir a los inventarios) para cubrir cada dólar adeudado a corto plazo.
- Liquidez financiera inmediata.- La Empresa cuenta con \$ 1,14 en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago de cada dólar de sus obligaciones de corto plazo, indicador que muestra una variación significativa respecto al 2016 (49,83 %).
- Capital de trabajo.- Cuantifica los recursos con los que cuenta la Empresa para operar luego de pagarse todos los pasivos a corto plazo.

- Capital promedio invertido.- En el 2017 llegó a 321,99 millones de dólares; superior en un 14,09 % al del año 2016, situación que obedece principalmente al incremento en el activo fijo.
- Factor de endeudamiento.- Indica que el 24,17 % de los activos de la Empresa son financiados por terceros.
- Concentración del endeudamiento.- De la deuda total, el 34,65 % es de obligación de pago en el corto plazo. Este índice muestra un incremento del 7,11 %, debido al aumento del pasivo corriente.
- Propiedad de los accionistas.- El resultado indica que del total de activos el 24,17 % corresponde a compromisos con terceros. Este índice muestra una disminución del 1,86 %, con respecto al año 2016.
- 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 3,14 veces el total de obligaciones adquiridas con terceros. El indicador registra una disminución del 7,71 %.

# **INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2017**

## **CAPÍTULO 7**



### **LOS RECURSOS HUMANOS**

## RECURSOS HUMANOS

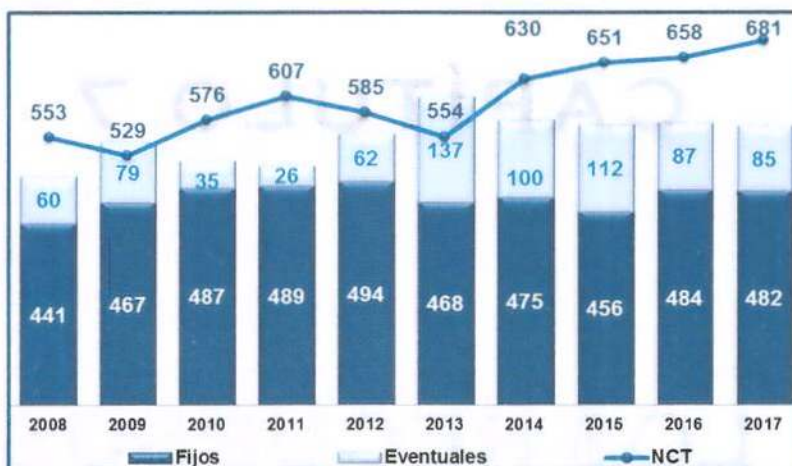
### 7.1. NÚMERO DE TRABAJADORES

La estructura organizacional, a diciembre de 2017, registró 567 trabajadores, lo que refleja una disminución del 0,70 % (4 trabajadores menos) con respecto al total del año 2016.

Al relacionar el número de clientes con la cantidad de trabajadores se obtiene el índice número de clientes por trabajador (NCT), 681 clientes/trabajador, con un incremento del 3,59 % (cuadro N° 7.1.1).

Cuadro N° 7.1.1. Número de trabajadores e índice NCT

| Año  | Trabajadores |       |            |       |       |           | Clientes / Trabajador |           |
|------|--------------|-------|------------|-------|-------|-----------|-----------------------|-----------|
|      | Fijos        |       | Eventuales |       | Total | Variación | NCT                   | Variación |
|      | Cantidad     | %     | Cantidad   | %     |       |           |                       |           |
| 2008 | 441          | 88,02 | 60         | 11,98 | 501   | 3,30%     | 553                   | 0,73%     |
| 2009 | 467          | 85,53 | 79         | 14,47 | 546   | 8,98%     | 529                   | -4,32%    |
| 2010 | 487          | 93,30 | 35         | 6,70  | 522   | -4,40%    | 576                   | 8,79%     |
| 2011 | 489          | 94,95 | 26         | 5,05  | 515   | -1,34%    | 607                   | 5,45%     |
| 2012 | 494          | 88,85 | 62         | 11,15 | 556   | 7,96%     | 585                   | -3,59%    |
| 2013 | 468          | 77,36 | 137        | 22,64 | 605   | 8,81%     | 554                   | -5,39%    |
| 2014 | 475          | 82,61 | 100        | 17,39 | 575   | -4,96%    | 630                   | 13,84%    |
| 2015 | 456          | 80,28 | 112        | 19,72 | 568   | -1,22%    | 651                   | 3,29%     |
| 2016 | 484          | 84,76 | 87         | 15,24 | 571   | 0,53%     | 658                   | 1,03%     |
| 2017 | 482          | 85,01 | 85         | 14,99 | 567   | -0,70%    | 681                   | 3,59%     |



Adicionalmente, a diciembre 2017, se cuenta con 27 trabajadores, 14 fijos y 13 eventuales, dedicados a ejecutar proyectos específicos: CIS-CRM (homologación del sistema comercial a nivel nacional), SLA-SICO (soporte para el antiguo sistema comercial); Gestión Ambiental (financiado a través de Costos de Calidad); programa de cocción eficiente y calentamiento de agua, implantación del sistema SAF, proyecto de gestión de cartera. Finalmente, se debe indicar que 8 trabajadores están en comisión de servicios.

## 7.2. SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

En el 2017, el Ministerio de Trabajo estableció mediante acuerdos que se desarrollen programas referentes a riesgos psicosociales, prevención del uso y consumo de drogas, de VIH y de salud reproductiva, así mismo se actualiza y sube al Sistema Único de Trabajo (SUT) el Reglamento interno de Higiene y de Seguridad del Trabajo.

De acuerdo a los registros de accidentabilidad, por cada 200.000 horas hombre trabajadas (IESS – Resolución N° 513) se registró un índice de frecuencia de 1,42 accidentes con baja (uno o más días de reposo), con un índice de gravedad de 45,6 (días perdidos por accidentes) y una tasa de riesgo de 32,13; si bien los dos índices disminuyen la tasa de riesgo crece. (Cuadro N° 7.2.1).

Cuadro N° 7.2.1. Indicadores reactivos de seguridad y salud en el trabajo

| AÑO  | Lesiones | Días Perdidos | Horas Hombre Trabajadas | Índice de Frecuencia (IF) | Índice de Gravedad (IG) | Tasa de Riesgo (TR) |
|------|----------|---------------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|---------------------|
| 2013 | 20       | 1.047         | 1.115.961               | 3,58                      | 187,64                  | 52,35               |
| 2014 | 6        | 203           | 1.160.737               | 1,03                      | 34,98                   | 33,83               |
| 2015 | 14       | 325           | 1.136.664               | 2,46                      | 57,18                   | 23,21               |
| 2016 | 15       | 347           | 1.137.567               | 2,64                      | 61,01                   | 23,13               |
| 2017 | 8        | 257           | 1.127.261               | 1,42                      | 45,6                    | 32,13               |

Cuadro N° 7.2.2. Cantidad de accidentes por Dirección

| Dirección    | 2006      | 2007      | 2008      | 2009      | 2010      | 2011      | 2012      | 2013      | 2014     | 2015      | 2016      | 2017     |
|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|-----------|-----------|----------|
| DAF          | 1         | 1         | 2         |           | 1         |           |           | 1         | 1        |           |           |          |
| DICO         | 1         |           | 4         |           | 1         | 3         | 3         | 4         |          |           | 1         |          |
| DIDIS        | 19        | 14        | 9         | 14        | 13        | 7         | 7         | 14        | 3        | 7         | 13        | 6        |
| DIMS         | 2         | 1         | 1         |           | 2         | 1         | 1         |           | 1        | 4         | 1         |          |
| DITEL        |           |           |           |           | 1         |           |           |           |          | 2         |           |          |
| DIPLA        |           |           |           |           |           |           |           |           |          | 1         |           |          |
| PREEJE       |           |           | 1         | 1         |           |           |           | 1         |          |           |           |          |
| SIGDE        |           |           |           |           |           |           |           |           | 1        |           |           |          |
| DITIC        |           |           |           |           |           |           |           |           |          |           |           | 1        |
| DTH          |           |           |           |           |           |           |           |           |          |           |           | 1        |
| <b>Total</b> | <b>23</b> | <b>16</b> | <b>17</b> | <b>15</b> | <b>18</b> | <b>11</b> | <b>11</b> | <b>20</b> | <b>6</b> | <b>14</b> | <b>15</b> | <b>8</b> |

Se registraron 8 lesiones (accidentes de trabajo); de éstos, 2 fueron por contacto eléctrico directo, 1 por contacto eléctrico indirecto, 2 por caídas al mismo nivel, 1 por golpe con vehículo, 1 por trabajos en altura más de 1,80m y 1 por exposición a animales peligrosos (salvajes o domésticos). (Cuadro N° 7.2.2).

En el año 2017, se ha reportado 18 incidentes, de los cuales 8 corresponden a incidentes de trabajo, 4 a incidentes de tránsito y 6 a incidentes de daños y pérdidas de equipos y herramientas.

Cuadro N° 7.2.3. Cantidad de incidentes por Dirección

| Dirección    | 2006      | 2007      | 2008      | 2009      | 2010      | 2011      | 2012      | 2013      | 2014      | 2015      | 2016      | 2017      |
|--------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| DAF          |           | 5         | 5         | 5         | 4         | 2         | 2         | 2         |           | 1         | 3         | 1         |
| DICO         |           | 6         | 3         | 3         | 6         | 7         | 7         | 6         | 2         | 4         | 6         | 4         |
| DIDIS        | 21        | 21        | 33        | 20        | 18        | 10        | 11        | 18        | 7         | 26        | 26        | 13        |
| DIMS         | 2         | 2         | 3         | 1         | 4         | 3         | 3         | 2         | 1         | 3         | 3         | 1         |
| DISI         | 1         |           | 2         |           |           | 2         | 2         |           |           |           |           |           |
| DITEL        |           |           |           | 1         | 3         | 1         | 1         | 1         | 3         |           |           |           |
| DIPLA        |           |           |           |           |           |           |           | 1         |           |           |           |           |
| PREEJE       |           |           | 1         | 3         |           |           |           | 2         |           |           |           |           |
| DTH          |           |           |           |           |           |           | 1         |           | 2         | 1         |           |           |
| DITIC        |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |           |
| <b>Total</b> | <b>24</b> | <b>34</b> | <b>47</b> | <b>33</b> | <b>35</b> | <b>25</b> | <b>27</b> | <b>32</b> | <b>15</b> | <b>35</b> | <b>38</b> | <b>19</b> |

### 7.3. CAPACITACIÓN

Aplicando las disposiciones de Austeridad y Control del Gasto Público, se dio especial atención e impulso a eventos con capacitadores propios. En total se registraron 13.983 horas hombre de capacitación distribuidas entre 533 personas, con una inversión de \$ 89.047,91.

El eje “Seguridad y Salud en el Trabajo” tuvo especial atención, ya que se obtuvo la Licencia de Prevención de Riesgos en la Construcción y en Riesgos Eléctricos, certificado en Prevención de Riesgos de Trabajo Seguro en Alturas. También se capacitó a todo el personal en: primeros auxilios, síndrome metabólico, ejercicios de calentamiento y estiramiento, manejo de equipos y herramientas y formación de brigadistas para casos de emergencia.

La Subsecretaria de Distribución invitó a participar en eventos de capacitación orientados a: gestión del mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución, evaluación económica financiera de proyectos eléctricos de distribución, mantenimiento operativo de sistemas eléctricos de distribución, calidad de la energía, entre otros.

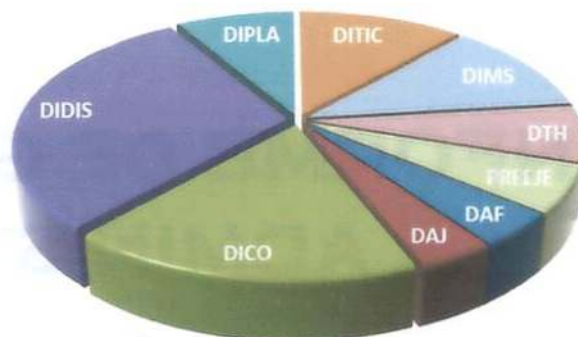
Se participó en seminarios de alto nivel, tales como: II Seminario Internacional Smarts Cities y III Seminario Smart Grid Ecuador, XXXII Seminario Nacional del Sector Eléctrico Ecuatoriano, Innovative Smart Grid Technologies 2017, lo cual forma parte importante del eje de capacitación y formación específica.

En nuestras instalaciones se realizaron los eventos: Subestaciones eléctricas - Análisis constructivo, en el aspecto técnico y Dirección y Liderazgo para Mandos Medios, referente a los aspectos administrativos.

Finalmente, es importante destacar la gestión realizada respecto del proceso BID II-RSND-EECS-RI-SNC-006 “Capacitación en Seguridad Industrial”, en el que se registró la participación de 282 personas a nivel nacional, entre quienes se entregaron 199 Licencias de Prevención de Riesgos Eléctricos.

Cuadro 7.3.1. Eventos de capacitación por áreas

| Dirección | Participantes | Eventos |
|-----------|---------------|---------|
| DAF       | 43            | 10      |
| DAJ       | 12            | 9       |
| DICO      | 256           | 42      |
| DIDIS     | 792           | 72      |
| DIPLA     | 41            | 20      |
| DITIC     | 107           | 28      |
| DIMS      | 104           | 28      |
| DTH       | 59            | 17      |
| PREEJE    | 27            | 14      |



#### 7.4. SALUD OCUPACIONAL Y BIENESTAR SOCIAL

En lo referente a salud se desarrollaron los programas de control médico anual a trabajadores, control anual a jubilados y exámenes pre y post ocupacionales. Al haberse desarrollado estos en la segunda mitad del 2017 y comienzos del 2018 se tendrán las estadísticas a finales del primer trimestre de 2018.

Se desarrollaron los talleres: "Redescubriendo nuestra identidad cultural" para el personal de la empresa, y de "Prevención del uso de drogas" para los hijos de los trabajadores.

# **INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2017**

## **CAPÍTULO 8**

### **SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO**

## SISTEMA DE EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO

A partir del año 2003, la Empresa mantiene un sistema de gestión empresarial y evaluación del desempeño basado en el 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 disciplinas que la conforman.

### 8.1. OBJETIVO INSTITUCIONAL

Sobre la base del Manual Operativo del Sistema de Evaluación de Desempeño, aprobado por la comisión bipartita que se encarga de su monitoreo continuo, 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

| TIPO                                                    | Ene    | Feb    | Mar    | Abr    | May    | Jun    | Jul    | Ago    | Sept   | Oct    | Nov    | Dic    |
|---------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Porcentaje anual de pérdidas de energía                 | 98,14  | 95,29  | 95,29  | 91,71  | 96,43  | 97,57  | 98,43  | 100,14 | 100,14 | 99,71  | 101,00 | 104,43 |
| Índice de eficiencia en la recaudación mensual          | 110,16 | 92,23  | 92,23  | 125,94 | 99,91  | 108,13 | 115,05 | 118,87 | 109,80 | 108,89 | 64,71  | 102,98 |
| Porcentaje de recaudación efectiva por venta de energía | 97,92  | 97,92  | 97,92  | 97,92  | 97,92  | 97,92  | 97,92  | 97,92  | 97,92  | 96,64  | 98,01  | 61,10  |
| Gestión del tiempo interrupción del sistema             | 97,03  | 103,64 | 101,44 | 95,88  | 94,92  | 95,40  | 100,29 | 105,27 | 105,46 | 104,60 | 106,70 | 110,34 |
| Gestión de la frecuencia de interrupción                | 87,68  | 92,77  | 90,90  | 85,01  | 87,55  | 88,89  | 92,50  | 98,80  | 98,53  | 104,02 | 113,25 | 117,00 |
| Tiempo de interrupción cabecera de alimentador          | 89,05  | 93,43  | 92,21  | 85,89  | 94,16  | 98,30  | 104,62 | 115,82 | 117,52 | 125,79 | 131,00 | 131,00 |
| Frecuencia de interrupción cabecera de alimentador      | 106,95 | 117,37 | 117,37 | 111,58 | 116,84 | 122,11 | 131,00 | 131,00 | 131,00 | 131,00 | 131,00 | 131,00 |
| Valor del Indicador                                     | 100,67 | 99,02  | 98,69  | 101,70 | 100,83 | 103,56 | 107,31 | 110,06 | 108,91 | 109,82 | 103,88 | 104,54 |

De acuerdo a esta información se concluye que los resultados de los indicadores mantienen su tendencia.

### 8.2. SATISFACCIÓN DEL CLIENTE EXTERNO

Es el nivel de satisfacción que percibe el cliente externo, 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

| Concepto              | Ene    | Feb    | Mar    | Abr   | May   | Jun   | Jul   | Ago   | Sept  | Oct   | Nov   | Dic   |
|-----------------------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 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 |
| Nivel de Satisfacción | 84,06  | 84,74  | 84,74  | 80,97 | 80,97 | 82,05 | 82,05 | 79,73 | 79,73 | 80,14 | 80,14 | 82,23 |
| Calificación          | 100,47 | 101,28 | 101,28 | 96,77 | 96,77 | 98,06 | 98,06 | 95,29 | 95,29 | 95,78 | 95,78 | 98,28 |

Se evidencia que este indicador superó la meta en el primer trimestre, no así, durante el resto del año 2017.

### 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, es transferida al proveedor interno.

De igual manera que el cliente externo se convierte en evaluador, 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; los resultados se resumen en el cuadro N° 8.3.

Cuadro N° 8.3. Indicador promedio de cliente interno

| Dirección | Ene    | Feb    | Mar    | Abr    | May    | Jun    | Jul    | Ago    | Sept   | Oct    | Nov    | Dic    |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| DAF       | 97,18  | 99,36  | 99,93  | 99,93  | 99,90  | 99,93  | 99,90  | 98,24  | 96,91  | 97,50  | 99,06  | 99,97  |
| DIDIS     | 100,00 | 100,00 | 98,33  | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 98,33  | 98,67  | 97,67  | 94,33  | 95,67  |
| DIPLA     | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 87,50  |
| DICO      | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 82,00  | 33,00  |
| DIMS      | 98,00  | 98,00  | 98,00  | 98,00  | 98,00  | 98,00  | 98,00  | 98,00  | 98,00  | 98,00  | 98,00  | 98,00  |
| DTH       | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 86,00  | 100,00 | 100,00 |
| DITIC     | 98,19  | 97,76  | 95,81  | 88,38  | 99,62  | 93,78  | 98,01  | 98,21  | 94,49  | 87,45  | 96,46  | 92,64  |
| PEC       | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |

Los resultados obtenidos en la III disciplina cliente interno muestran que las tendencias, en la mayoría de las direcciones, se mantienen, no así para la DICO, que en los meses de noviembre y diciembre presentan un decrecimiento, debido a que no se ha cumplido a tiempo actividades que son calificadas dentro del contrato de servicio.

#### 8.4. PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD

Mide la cantidad y calidad de lo que cada colaborador y área producen y entregan a la Empresa, de manera que la suma de los esfuerzos individuales y de equipos de trabajo se refleja en los resultados globales. Se considera una gestión positiva, cuando se obtiene un cien por ciento de cumplimiento (cuadro N° 8.4).

Cuadro N° 8.4. Indicador de productividad promedio

| Dirección | 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 |
| DICO      | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 72,67  | 59,19  | 65,32  | 56,07  | 55,62  | 65,55  | 73,94  | 65,20  |
| DIDIS     | 108,28 | 110,40 | 103,16 | 105,21 | 105,02 | 106,69 | 110,29 | 109,39 | 111,76 | 110,38 | 109,69 | 114,27 |
| DIMS      | 91,44  | 85,33  | 82,28  | 91,51  | 92,10  | 107,28 | 109,92 | 111,05 | 112,83 | 111,97 | 114,48 | 113,80 |
| DIPLA     | 97,85  | 97,52  | 99,38  | 99,40  | 99,31  | 97,77  | 99,23  | 99,20  | 99,07  | 98,42  | 97,92  | 99,52  |
| DTH       | 108,58 | 108,44 | 108,48 | 107,96 | 107,82 | 105,91 | 105,67 | 104,47 | 105,24 | 89,09  | 88,59  | 100,34 |
| DITIC     | 100,03 | 99,97  | 100,06 | 99,81  | 99,69  | 100,06 | 99,82  | 99,99  | 98,36  | 100,05 | 99,75  | 99,56  |

De acuerdo a los resultados obtenidos en la IV Disciplina Productividad, se puede evidenciar que la tendencia se mantiene en el último trimestre del 2017.

#### 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 (cuadro N° 8.5).

Cuadro N° 8.5. Control del gasto

| Dirección | 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 | 108,00 | 108,00 | 108,00 | 108,00 | 108,00 | 108,00 |
| DAJ       | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 108,00 | 108,00 | 108,00 | 108,00 | 108,00 | 108,00 |
| DICO      | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 95,73  | 95,73  | 95,73  | 95,73  | 95,73  | 95,73  |
| DIDIS     | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 104,00 | 108,00 | 108,00 | 108,00 | 108,00 | 108,00 | 108,00 |
| DIMS      | 96,00  | 96,00  | 96,00  | 96,00  | 96,00  | 96,00  | 91,85  | 91,85  | 91,85  | 91,85  | 91,85  | 91,85  |
| 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  |
| PREEJE    | 88,00  | 88,00  | 88,00  | 88,00  | 88,00  | 88,00  | 88,00  | 88,00  | 88,00  | 88,00  | 88,00  | 88,00  |
| DTH       | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| DITIC     | 80,00  | 80,00  | 80,00  | 80,00  | 80,00  | 80,00  | 84,00  | 84,00  | 84,00  | 84,00  | 84,00  | 84,00  |

Como se puede evidenciar, los resultados obtenidos a lo largo del año la tendencia se mantiene. Cada una de las direcciones, supera el 80 % del gasto.

## 8.6. 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 8.6).

Cuadro N° 8.6. Indicadores de liderazgo

| Dirección | Ene    | Feb    | Mar    | Abr   | May   | Jun   | Jul    | Ago    | Sept   | Oct    | Nov    | Dic    |
|-----------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| DAF       | 95,00  | 90,00  | 95,00  | 96,70 | 97,50 | 98,00 | 98,00  | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| DAJ       | 98,00  | 95,50  | 98,00  | 96,00 | 99,50 | 99,50 | 99,70  | 99,50  | 99,70  | 99,67  | 100,00 | 99,70  |
| DICO      | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 99,30 | 99,50 | 99,60 | 99,80  | 98,60  | 98,90  | 98,72  | 97,80  | 98,40  |
| DIDIS     | 99,00  | 97,50  | 96,72  | 95,30 | 95,30 | 97,60 | 98,20  | 97,10  | 96,30  | 97,48  | 97,50  | 98,50  |
| DIMS      | 94,60  | 94,00  | 94,40  | 94,60 | 95,00 | 94,10 | 94,40  | 95,20  | 92,80  | 91,63  | 91,90  | 96,00  |
| DIPLA     | 97,25  | 94,00  | 97,60  | 96,80 | 97,20 | 97,40 | 93,50  | 95,20  | 94,40  | 94,40  | 93,00  | 95,60  |
| DITIC     | 95,57  | 93,96  | 94,67  | 94,10 | 94,30 | 93,40 | 94,70  | 93,30  | 96,50  | 93,84  | 94,20  | 94,10  |
| DTH       | 90,00  | 100,00 | 99,50  | 99,50 | 99,50 | 99,50 | 100,00 | 100,00 | 98,00  | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| PE        | 97,88  | 98,13  | 96,75  | 96,90 | 97,20 | 98,50 | 99,20  | 98,30  | 98,50  | 98,30  | 98,30  | 97,40  |

Del cuadro, se evidencia que los resultados del indicador de liderazgo se mantienen su tendencia, resaltando que todas las direcciones superan el 90 %.

# **INFORME DE GESTIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN 2017**

## **CAPÍTULO 9**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 9.1. CONCLUSIONES

De la gestión realizada durante el año 2017, se destaca los siguientes aspectos:

1. La Junta General de Accionistas sesionó dos veces, tomando ocho resoluciones.
2. El Directorio mantuvo cinco reuniones, adoptando cuarenta y un resoluciones.
3. El Plan Estratégico constituye una herramienta directriz de la gestión institucional, en él 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, aprobándose 201 documentos en el Manual de Procesos y Procedimientos.
5. Se ejecutó un programa de auditoría a 20 procesos internos, fruto de lo cual se identificaron 12 no conformidades y 17 oportunidades de mejora.
6. Se formaliza la nueva política ambiental a través del Consejo de Gestión Ambiental.
7. El proyecto "Gestión Integral y Ambientalmente Adecuada de Bifenilos Policlorados (PCBs)", registra un avance del 79,15 %, esto es 14.411 equipos (transformadores de distribución) analizados, de los cuales 68 están confirmados con PCBs.
8. Se obtiene la regularización ambiental de 98 proyectos, que corresponde a 20 estaciones de telecomunicaciones con Registro Ambiental y 78 obras de distribución eléctrica con Certificados Ambientales.
9. El Ministerio del Ambiente otorga a la Empresa el incentivo ambiental "Distintivo Iniciativa Verde".
10. Elaboración de la revista socio-educativa, que incluyó la campaña de educación ambiental y eficiencia energética.
11. Con el financiamiento del BID, CAF y AFD se ha ejecutado proyectos enmarcados en los programas impulsados por el MEER, tales como cocción eficiente, modernización del sector eléctrico, FERUM, entre otros.
12. De igual manera, se han ejecutado proyectos que se financian con recursos provenientes de la tarifa, tanto para mejorar la calidad del servicio, como para la expansión de sistema.
13. Entre las actividades y resultados obtenidos, que han merecido especial atención, se encuentran:
  - Conclusión de la primera etapa de la S/E 50 La Troncal, la cual está operando desde agosto de 2018.
  - Se coordina las actividades para la integración de los sistemas de subtransmisión de las empresas CENTROSUR y Eléctrica Azogues.
  - De manera similar, se prestaron las facilidades para que GRAIMAN construya una subestación que le permita abastecerse a nivel de 69kV.

- Se habilitó una posición de alimentador en la S/E 04 y otra en la S/E 05, para brindar el servicio eléctrico al proyecto TRANVIA de la ciudad de Cuenca.
  - Se instaló 9.605 luminarias nuevas, lo que representa un crecimiento del 8,31 %.
  - A diciembre de 2017 se cuenta con 3.327 clientes servidos por Sistemas Fotovoltaicos. Durante este año se adquirieron 2.000 reguladores y 1800 inversores para garantizar la continuidad del servicio.
  - Se instalaron 27.332 sistemas de medición comercial, tanto a clientes nuevos como en reemplazo de aquellos que cumplieron su vida útil.
14. El tiempo para inspecciones de nuevos servicios fue de 3,16 días (meta 1,74 días) y para instalaciones 5,27 días (meta 4,59 días).
  15. Se realizó 5.412 revisiones en sitio de sistemas de medición, dando como resultado la incorporación a la facturación de 824,35 MWh, por \$ 112.248.
  16. Como parte del programa PEC, se comercializó 353 cocinas de inducción; además se realizaron 56 canjes a beneficiarios del Bono de Desarrollo Humano.
  17. Durante el 2017 el sistema comercial CIS/CRM ha superado la etapa de estabilización, por lo que en noviembre comenzó a operar en la Empresa Eléctrica Quito.
  18. La energía recibida del mercado (1.118.665 MWh) creció en un 4,44 %, con respecto al año 2016 (1.071.099 MWh). Esta energía provino, en un 95,54 % de contratos y en 4,46 % del mercado ocasional.
  19. El costo de la energía alcanzó la suma de \$ 48.909.522, inferior en 10,11 % al del año 2016 (\$ 53.856.144). El costo unitario de compra se situó en 4,37 ¢kWh, valor que es 13,12 % menor al del año anterior (5,03 ¢kWh).
  20. El número de clientes, a diciembre de 2017, fue de 386.304, con un incremento del 2,87 % respecto a los que constaban en el mes de diciembre de 2016 (375.538). El 88,26 % son residenciales, 8,65 % comerciales, 1,53 % industriales y 1,57 % corresponden a la categoría otros.
  21. La energía consumida fue de 1.049.167 MWh, esto es, 5,27 % más que en el 2016 (996.606 MWh). El sector residencial consumió el 38,63 %; el comercial el 14,68 %; y el industrial el 31,17 %.
  22. Se facturó por venta de energía \$ 111.955.398, con un crecimiento del 8,17 %.
  23. La deuda de los clientes, a diciembre de 2017, fue de \$ 7.511.035, mientras que a finales del año 2016 registró \$ 10.006.608, es decir, se redujo en 24,94 %.
  24. La cartera vencida, deuda mayor a 30 días, fue \$ 6.260.456, en tanto que al mismo mes de 2016 se tenía \$ 5.107.219, lo que implica un incremento del 22,58 %.
  25. La potencia máxima coincidente de clientes regulados y terceros fue de 190,88 MW, mientras que en el 2016 fue 183,76 MW, con un incremento del 3,80 %.
  26. La energía disponible fue de 1.124.384 MWh, esto es 4,28 % mayor que la del 2016 (1.078.266 MWh).

27. Del balance de energía, se concluye que las pérdidas fueron 70.270 MWh, las que, referidas a la energía total disponible del sistema, representan el 6,25 %; se dividen en técnicas 5,90 % y no técnicas 0,35 %.
28. A nivel de cabecera de alimentador e incluyendo al transmisor, el valor registrado al cierre del año 2017 para el indicador FMIK fue 2,20 veces, en consecuencia, estuvo dentro de la meta (4,0 veces) y, para el TTIK, 1,80 horas, también dentro de la meta (3,50 horas).
29. Los ingresos sumaron \$ 118.393.671, con un incremento del 6,07 % respecto del año 2016. Dentro de éstos, el rubro más representativo fue el de venta de energía, con \$ 111.390.511 y un incremento del 8,23 %.
30. Los costos y gastos sumaron \$ 108.202.583, con una disminución del 1,30 %, con relación al 2016.
31. El resultado de año 2017 refleja un saldo positivo de \$ 10.191.089, valor muy por encima del obtenido en el año anterior.
32. El activo totalizó \$ 396.559.365, con un incremento del 7,28 % con respecto al 2016; mientras que el pasivo sumó \$ 95.854.012, con un incremento del 14,08 %.
33. El patrimonio de los accionistas alcanzó la suma de \$ 300.705.353, superior en el 5,28 % al registrado el año anterior.
34. La posición financiera de la Empresa indica que el 75,83 % de sus activos ha sido financiado por los accionistas y el 24,17 % por terceros.
35. Analizando la razón circulante se puede concluir que, al 31 de diciembre de 2017, la Empresa contaba con \$ 2,65 para cubrir cada dólar de sus obligaciones a corto plazo.
36. El indicador de prueba ácida muestra que la Empresa cuenta con \$ 1,86 en activos de fácil liquidez (sin recurrir a los inventarios), para cubrir cada dólar adeudado a corto plazo.
37. El indicador de liquidez financiera inmediata demuestra que la Empresa cuenta con \$ 1,14, en recursos en efectivo (caja y bancos), para el pago de cada dólar de sus obligaciones de corto plazo.
38. El capital promedio invertido llegó a 321,99 millones de dólares; superior en un 14,09 % al del año 2016.
39. La razón financiera, concentración del endeudamiento, indica que de la deuda total, el 34,65 % es de obligación de pago en el corto plazo.
40. El indicador "clientes atendidos por trabajador" fue de 681, manteniendo la tendencia de crecimiento.
41. El control médico anual para los trabajadores se cumplió de acuerdo al cronograma previsto.

## 9.2. RECOMENDACIONES

1. Continuar trabajando para superar los inconvenientes que aún se presentan en el nuevo sistema comercial CIS.

2. Hacer seguimiento al comportamiento y cumplimiento de las metas de los índices de desempeño establecidos, y los que se adicionen, para la evaluación y obtención de la mejora continua en las actividades técnicas y administrativas.
3. Impulsar la mejora continua en los procesos de ejecución de proyectos, la operación y mantenimiento de la red eléctrica y el servicio al cliente.
4. Continuar con la política de racionalidad en el uso de los recursos financieros, a través de la elaboración de un presupuesto de explotación que garantice la óptima operación y prestación de servicios de la Empresa.
5. Impulsar la ejecución de los proyectos contemplados en el presupuesto de inversiones, de manera que al final del año su avance registre un nivel alto.

  
**Francisco Carrasco Astudillo**  
PRESIDENTE EJECUTIVO

*Handwritten initials 'y' and 'H' are visible to the left of the signature.*