

MEMORIA

anual
2013



Electrocentro

POR ELLOS HACEMOS
QUE NUESTRO TRABAJO
CONSERVE INTACTA
SU ALEGRÍA.

CONTENIDO

Presentación

4

CAPÍTULO 3.

Área de influencia y concesión

20

CAPÍTULO 5.

Cifras relevantes

28

CAPÍTULO 8.

Gestión administrativa

80

CAPÍTULO 1.

Mensaje del Presidente del Directorio

6

CAPÍTULO 2.

Descripción de la empresa

10

CAPÍTULO 4.

Inversiones

24

CAPÍTULO 6.

Gestión técnica

32

CAPÍTULO 7.

Gestión comercial

58

CAPÍTULO 9.

Estados financieros

92

PRESENTACIÓN

VISIÓN

Consolidarnos como una empresa modelo, eficiente, moderna y responsable.

MISIÓN

Satisfacer las necesidades de energía con calidad, contribuyendo al desarrollo sostenible en nuestro ámbito de responsabilidad, con tecnología de vanguardia y talento humano comprometido, actuando con transparencia y aprovechando sinergias corporativas para la mejora continua y la generación de valor a nuestros clientes, colaboradores y accionistas.

POLÍTICA DE LA CALIDAD

Atender las necesidades de energía eléctrica de nuestros clientes, cumplir con los estándares de calidad establecidos en la normatividad vigente, trabajar en la mejora continua de nuestros procesos y las competencias de nuestros colaboradores, para garantizar la eficacia operativa.

VALORES

- >> Responsabilidad.
- >> Ética empresarial y personal.
- >> Conciencia social.
- >> Lealtad.

PRINCIPIOS PARA LA ACCIÓN

- >> Calidad de servicio.
- >> Reconocimiento del recurso humano.
- >> Seguridad.
- >> Trabajo en equipo.
- >> Competencia.
- >> Orientación al logro.

capítulo 1/

MENSAJE

DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

SEÑORES ACCIONISTAS:

EN CALIDAD DE PRESIDENTE DEL DIRECTORIO DE LAS EMPRESAS QUE CONFORMAN EL GRUPO DISTRILUZ - ELECTRONOROESTE S.A., ELECTRONORTE S.A., HIDRANDINA S.A. Y ELECTROCENTRO S.A. - PRESENTAMOS A USTEDES LA MEMORIA ANUAL Y LOS ESTADOS FINANCIEROS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO ECONÓMICO FINALIZADO AL 31 DE DICIEMBRE DEL AÑO 2013, LOS CUALES HAN SIDO AUDITADOS POR LA SOCIEDAD DE AUDITORÍA MEDINA, ZALDÍVAR, PAREDES & ASOCIADOS S.C.R.L., FIRMA MIEMBRO DE ERNST & YOUNG.

El año 2013 estuvo marcado por dos eventos importantes en la regulación del sector eléctrico. El primero de ellos, fue la culminación del proceso de fijación tarifaria en las Empresas de Distribución Eléctrica, periodo noviembre 2013 - octubre 2017; y el segundo, fue la culminación del proceso tarifario de transmisión complementaria, el cual define el Plan de Inversiones de las Empresas en Transmisión, cuya ejecución es de carácter obligatorio para el periodo mayo 2013 - abril 2017.



DURANTE EL AÑO 2013 SE EJECUTÓ UN IMPORTANTE PROGRAMA DE INVERSIONES, EL CUAL ASCENDIÓ A S/. 267,91 MM (ELECTRONOROESTE S/. 64,72 MM, ELECTRONORTE S/. 45,91 MM, HIDRANDINA S/. 81,42 MM Y ELECTROCENTRO S/. 75,86 MM); LAS OBRAS QUE DESTACARON POR SU MAGNITUD E IMPORTANCIA FUERON:

- > Remodelación de redes de distribución de las unidades de negocio Piura, Sullana y Paíta por S/. 21.81 MM en Electronoroeste S.A.
- > Construcción de las líneas de transmisión 60 KV SE Illimo - SE La Viña y ampliaciones de las Subestaciones Illimo, La Viña, SE Chiclayo Oeste - SE Lambayeque y nueva SE Lambayeque Sur por S/. 17.54 MM en Electronorte S.A.
- > Construcción de las líneas de transmisión 60 KV S.E. Guadalupe - Nueva S.E. Guadalupe 2 y remodelación de subestaciones de distribución del centro histórico de Trujillo por un total de S/. 36.36 MM en Hidrandina S.A.
- > Implementación de transformadores de potencia en las SET's Ayacucho, Huanta, Cangallo y SET Oxapampa por S/. 34.45 MM.

CRECER PARA ATENDER A MÁS PERUANOS. ESTAS INVERSIONES, ASÍ COMO LAS DESARROLLADAS EN AÑOS ANTERIORES, NOS PERMITIERON ATENDER LA MAYOR DEMANDA DE ENERGÍA DE NUESTROS CLIENTES, ASÍ COMO ESTABLECER LAS BASES PARA CUBRIR EN EL FUTURO, LA CRECIENTE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

MÁS ENERGÍA ES BIENESTAR. EL DESARROLLO DE TODO EL PAÍS ESTÁ ESTRECHAMENTE RELACIONADO CON EL SERVICIO ELÉCTRICO. EN ESTE SENTIDO, ES DE DESTACAR QUE EN EL AÑO 2013 ATENDIMOS A 2.18 MM DE CLIENTES, DISTRIBUIDOS EN 12 DEPARTAMENTOS, CASI LA MITAD DE NUESTRO PAÍS. NUESTRAS REDES SE INTERCONECTARON A LOS DEPARTAMENTOS DE TUMBES, PIURA, LAMBAYEQUE, CAJAMARCA, AMAZONAS, LA LIBERTAD, ANCASH, HUÁNUCO, JUNÍN, PASCO, HUANCVELICA Y AYACUCHO, ABARCANDO PARTE DEL VALLE DE LOS RÍOS APURÍMAC, ENE Y MANTARO (VRAEM). ESTA COBERTURA ES UNA RESPUESTA DE LA INGENIERÍA PERUANA A LA DIVERSIDAD GEOMORFOLÓGICA DEL TERRITORIO NACIONAL.

REAFIRMAMOS NUESTRO FIRME COMPROMISO DE SEGUIR AMPLIANDO NUESTRAS FRONTERAS ELÉCTRICAS Y LLEVAR ENERGÍA A AQUELLOS PERUANOS QUE VIVEN EN LOS RINCONES MÁS ALEJADOS DE NUESTRA ZONA DE CONCESIÓN.

LOS ESFUERZOS EN LA GESTIÓN, HAN CONLLEVADO A LA MEJORA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO QUE BRINDAMOS A LOS CLIENTES, COLUMNA PRINCIPAL DEL COMPROMISO DE NUESTRAS EMPRESAS. EN ESTE ÁMBITO, ALCANZAMOS NIVELES QUE CONTRIBUYERON A INCREMENTAR LA SATISFACCIÓN Y CONFIANZA DE NUESTROS CLIENTES Y LA COMUNIDAD. ATENDIMOS EN EL AÑO 2013, 187 GWH MÁS DE LO QUE NOS DEMANDARON EN EL AÑO 2012, LO QUE SIGNIFICÓ UNA MÁXIMA DEMANDA DE 804 MW, SUPERIOR EN 10% A LA LOGRADA EN EL 2012.

Para mejorar la calidad de suministro en los sistemas eléctricos del Callejón de Huaylas y Ayacucho se contrataron centrales térmicas de emergencia, al amparo del Decreto de Urgencia N° 037-2008, cuyo costo para el año 2013 significó S/. 9.74 MM y S/. 4.69 MM, respectivamente; en el caso del Sistema Eléctrico del Callejón de Huaylas se espera dar solución definitiva en el año 2014 con el ingreso de la SET Derivación Pierina de 138/60/10 kV, 40MVA, y L.T. 60 kV Derivación Pierina - Derivación Huaraz; en el caso del Sistema Eléctrico Ayacucho se continuará con la contratación de la central térmica de emergencia hasta junio del año 2016, fecha estimada de la puesta en servicio de la Línea de Transmisión 220 kV Friaspata - Mollepata, solución definitiva para este sistema eléctrico.

La gestión y trabajo en equipo de nuestro cuadro ejecutivo se vió reflejada en los números que muestran los Estados Financieros. En el 2013 nuestras Empresas generaron S/. 325.53 MM de EBITDA; obtuvimos ventas por S/. 1 537.53 MM, superior en 11.91% en relación al año 2012; un Margen Bruto que ascendió a S/. 646.64 MM. La Utilidad Operativa fue de S/. 173.18 MM y la Utilidad Neta después de Impuestos y Participaciones de S/. 113.95 MM. Los activos alcanzaron un total de S/. 3,427.78 MM incrementando en 13,58% con relación al año

2012, en tanto que el patrimonio consolidado alcanzó a S/. 2,398.13 MM con un crecimiento de 11,32%.

La energía de nuestra propia gente. La visión estratégica de las empresas del Grupo Distriluz, manifiesta relevancia en la gestión de su capital humano, por lo que hemos invertido durante el año 2013 en la optimización del estudio de clima organizacional y en el rediseño de la Gestión del Desempeño de nuestros colaboradores basados en un modelo por competencias; que nos permitió reorientar nuestros esfuerzos de capacitación a todos los grupos ocupacionales de las empresas, logrando impartir a nuestros colaboradores más de 86,000 horas de capacitación efectiva, elevando así los niveles de competitividad de nuestras empresas.

Continuamos en el esfuerzo de fortalecer el Sistema Integrado de Gestión en las empresas del Grupo Distriluz. En ese marco, Hidrandina luego de recertificar el Sistema de Gestión de la Calidad en el año 2012, certificó en enero del 2013 el Sistema de Gestión de la Salud y la Seguridad en el Trabajo (OHSAS 18001:2007) y el Sistema de Gestión Ambiental (ISO 14001:2004), siendo la primera empresa de distribución eléctrica bajo el ámbito del FONAFE en obtener la trinorma. Asimismo, Electrocentro recertificó su Sistema de Gestión

de la Calidad (ISO 9001:2008); Electronoroeste y Electronorte esperan lograr la certificación del Sistema de Gestión de la Calidad (ISO 9001:2008) para el 2014.

Valorando nuestra gente. Estos resultados no se hubieran podido obtener sin el compromiso de nuestros ingenieros, profesionales de las diversas áreas y en especial a los trabajadores cuyo esfuerzo desplegado nos permite ubicarnos como uno de los grupos más importantes del país.

Dejamos expresa constancia y nuestra gratitud a los accionistas por la confianza depositada en el Directorio, renovando nuestro compromiso de continuar por la senda de la eficiencia, acompañando el crecimiento económico en las regiones a las cuales servimos, asimismo, generando valor para nuestros accionistas.

Atentamente,

Humberto Montes Chávez
Presidente del Directorio

capítulo2/

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA



A) DENOMINACIÓN

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro, Sociedad Anónima. También se utiliza la denominación ELECTROCENTRO S.A.

B) DIRECCIÓN**HUANCAYO**

Jr. Amazonas 641.
Teléfono: (064) 481300 anexo 41121.

LIMA

Av. Camino Real 348, Torre El Pilar, piso 13, San Isidro.
Teléfono: 211 5500, anexos 51121, 51124 (Fax)

C) DATOS SOBRE LA CONSTITUCIÓN DE LA EMPRESA Y SU INSCRIPCIÓN EN LOS REGISTROS PÚBLICOS

ELECTROCENTRO S.A. se constituyó bajo el régimen de la Ley General de Electricidad N° 23406 y su Reglamento, el D.S. N°031-82-EM/VM, del 4 de octubre de 1982, mediante Resolución Ministerial N° 319-83-EM/DGE, del 21 de diciembre de 1983. Inició sus operaciones el 1° de julio de 1984.

Su constitución como empresa pública de derecho privado se formalizó mediante la escritura pública de adecuación de estatutos extendida el 6 de agosto de 1984 por el notario público Dr. Francisco S.M. Zevallos Ramirez, e inscrita en el asiento uno, fojas ciento noventa y cuatro, del tomo veintiséis del Registro de Sociedades Mercantiles de Junín.

D) GRUPO ECONÓMICO

ELECTROCENTRO S.A. es una empresa de servicio público del rubro electricidad. El cien por ciento de su accionariado es propiedad del Grupo Distriluz, que, a su vez, pertenece al Estado peruano. ELECTROCENTRO S.A. se rige por el Derecho privado y forma parte de las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe).

E) CAPITAL SOCIAL

Al concluir el ejercicio 2013, el capital social de la empresa asciende a S/. 549,791,520 (quinientos cuarenta y nueve millones, setecientos noventa y un mil, quinientos veinte), íntegramente suscrito y pagado.

F) CLASE, NÚMERO Y VALOR NOMINAL DE LAS ACCIONES QUE CONFORMAN EL CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO

El capital social suscrito y pagado (S/.549,791,520) está compuesto por acciones clase "A", "B", "C" y "D", cuyo valor nominal es de S/.1,00 (un Nuevo Sol) cada una. El detalle de las acciones es el siguiente:

- > 323,274,568 (trescientos veinte y tres millones, doscientos setenta y cuatro mil, quinientos sesenta y ocho) acciones Clase A, de propiedad del Fonafe, que representan el 58.7995% del capital social. Dichas acciones fueron creadas con el propósito de ser transferidas en el marco del proceso de promoción de la inversión privada.
- > 169,867,089 (ciento sesenta y nueve millones, ochocientos sesenta y siete mil, ochenta y nueve) acciones Clase B, de propiedad del Fonafe, que representan el 30.8966% del capital social.
- > 20,627 (veinte mil seiscientos veintisiete) acciones Clase C, de propiedad del Fonafe, emitidas conforme al artículo 1°, inciso b) de la ley N°26844, que representan el 0.0038% del capital social, sus titulares tienen los derechos especiales que les consagran la indicada ley y el estatuto social.
- > 56,629,236 (cincuenta y seis millones, seiscientos veintinueve mil, doscientas treinta y seis) acciones Clase D, de propiedad del Fonafe, que representan el 10,3001% del capital social. Dichas acciones fueron creadas para ser inscritas en el Registro Público del Mercado de Valores y ya han sido presentadas para listar en la Bolsa de Valores de Lima.

G) ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL

El capital de la sociedad es cien por ciento propiedad del Fonafe, en representación del Estado peruano, conforme al siguiente detalle:

COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO AL 31-12-2013

Accionista	Acciones				Total	Participación %
	Clase A	Clase B	Clase C	Clase D		
FONAFE	323,274,568	169,867,089	20,627	56,629,236	549,791,520	100.00%
TOTAL	323,274,568	169,867,089	20,627	56,629,236	549,791,520	100.00%
%	58.7995%	30.8966%	0.0038%	10.3001%	100.0000%	



Ing. Jesús Humberto
Montes Chávez

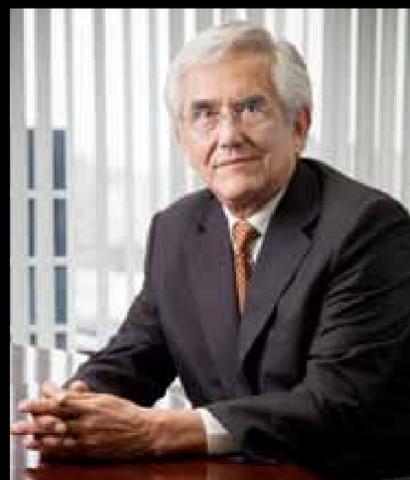
Presidente

H) DIRECTORIO

Durante el ejercicio 2013, el Directorio de la empresa estuvo conformado por las siguientes personas:

Nombres y apellidos	Cargo	Fecha de designación y permanencia en el cargo
Jesús Humberto Montes Chávez	Presidente	
Iván Eduardo Castro Morales	Director -Vice Presidente	
Luis Alberto Haro Zavaleta	Director	
Leonardo Rojas Sánchez	Director	

Designados mediante acuerdo de Directorio N° 001-2012/003-FONAFE del 26 de enero del 2012 y se mantienen en funciones al 31 de diciembre del 2013.



Ing. Iván Eduardo
Castro Morales

Director/Vicepresidente



Ing. Luis Alberto
Haro Zavaleta

Director



Ing. Leonardo
Rojas Sánchez

Director

I) PLANA GERENCIAL Y COMITÉ CORPORATIVO DE GESTIÓN

Si bien ELECTROCENTRO S.A. es una empresa independiente, ser parte del Grupo Distriluz le permite compartir gestiones estratégicas con las otras empresas del Grupo. La Gerencia General y el Comité Corporativo de Gestión facilitan la generación de sinergias en la gestión y en la negociación con proveedores.

Los ejecutivos encargados de la gestión estratégica de la empresa son:

COMITÉ CORPORATIVO DE GESTIÓN

Nombres y Apellidos	Cargo	Fecha de Designación o Encargatura
Alberto Matías Pérez Morón	Gerente General (e)	Encargado desde el 08.06.2012 – vigente.
Mario Fernando Chevarría Izarra	Gerente Corporativo de Administración y Finanzas (e)	Encargado desde el 08.06.2012 – vigente.
Roberto Alfonso La Rosa Salas	Gerente Corporativo de Proyectos (e)	Encargado desde el 08.06.2012 – vigente.
Javier Alexander Muro Rosado	Gerente Corporativo Comercial (e)	Encargado desde el 28.10.2011 – vigente.
Percy Augusto Cueva Ormeño	Gerente Corporativo Técnico y de Electrificación Rural (e)	Encargado desde el 16.10.2012 – vigente.
Manuel Antonio Holguín Rojas	Gerente del Área Corporativa Legal y de Regulación (e)	Encargado desde el 07.05.2012 – vigente.



Ing. Alberto Matías Pérez Morón

Gerente General



CPC. Mario Fernando Chevarría Izarra

Gerente Corporativo de Administración y Finanzas



Ing. Percy Augusto Cueva Ormeño

Gerente Corporativo Técnico y de Electrificación Rural



Ing. Javier Alexander Muro Rosado

Gerente Corporativo Comercial



Dr. Manuel Antonio Holguín Rojas

Gerente del Área Corporativa Legal y de Regulación



Ing. Roberto Alfonso La Rosa Salas

Gerente Corporativo de Proyectos

PRINCIPALES EJECUTIVOS DE ELECTROCENTRO S.A.

Romeo Graciano Rojas Bravo
William Anthony Sosa Landeo
Polo Arauzo Gallardo
Luis Enrique Bravo de la Cruz
Miryam Gago Tello

Gerente Regional (e)
Gerente de Administración y Finanzas (e)
Gerente Comercial
Gerente Técnico (e)
Contadora General

Desde el 08.06.2012 hasta la fecha.
Desde el 16.08.2011 hasta la fecha.
Desde el 11.04.2002 hasta la fecha.
Desde el 27.06.2012 hasta la fecha.
Desde el 09.05.1999 hasta la fecha.

Ing. Romeo Graciano Rojas Bravo

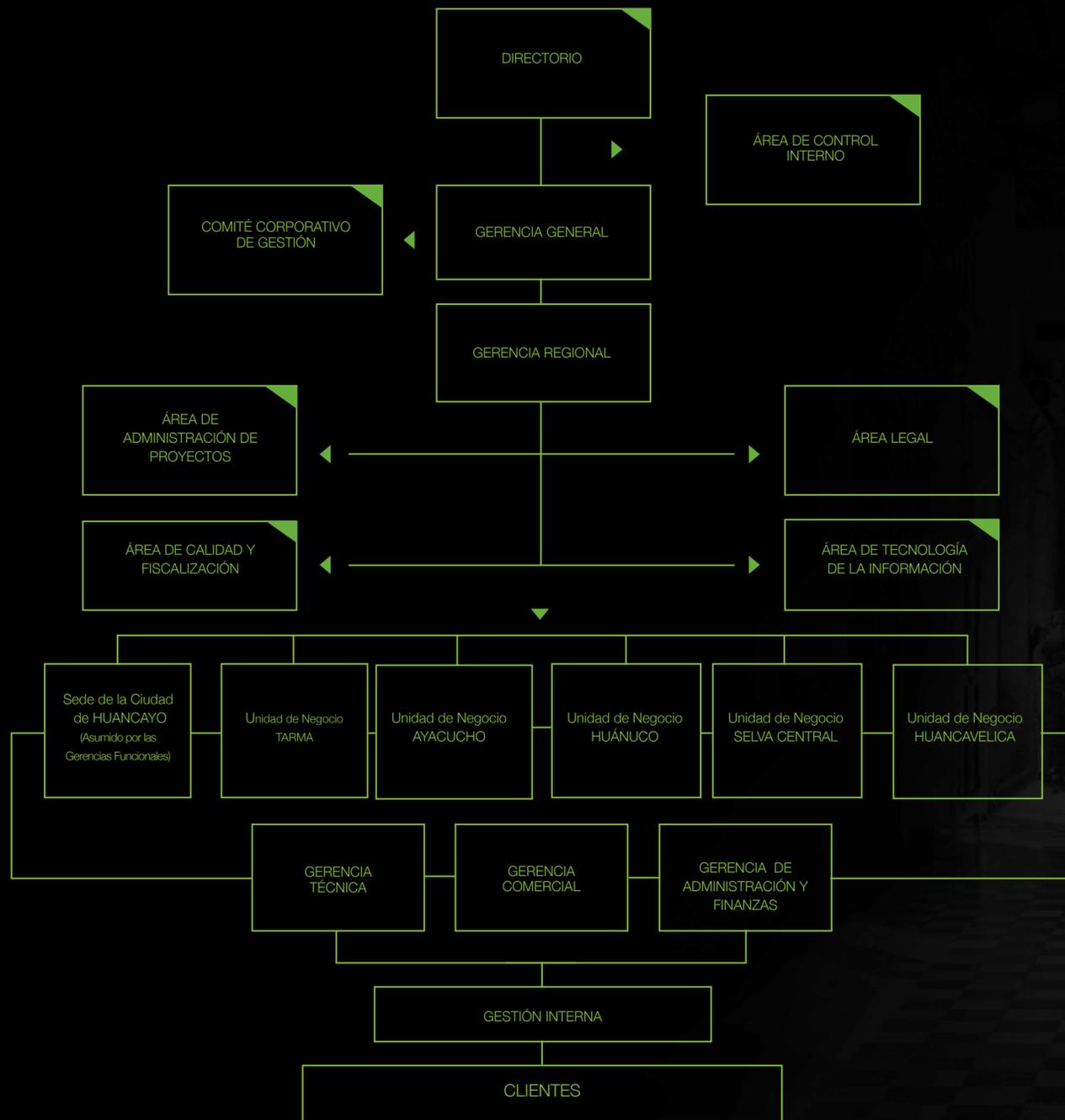
Gerente Regional ELECTROCENTRO



J) ORGANIZACIÓN

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL

(APROBADO POR ACUERDO DE DIRECTORIO, SESIÓN N° 13 DEL 29.05.2002)



capítulo 3/

ÁREAS

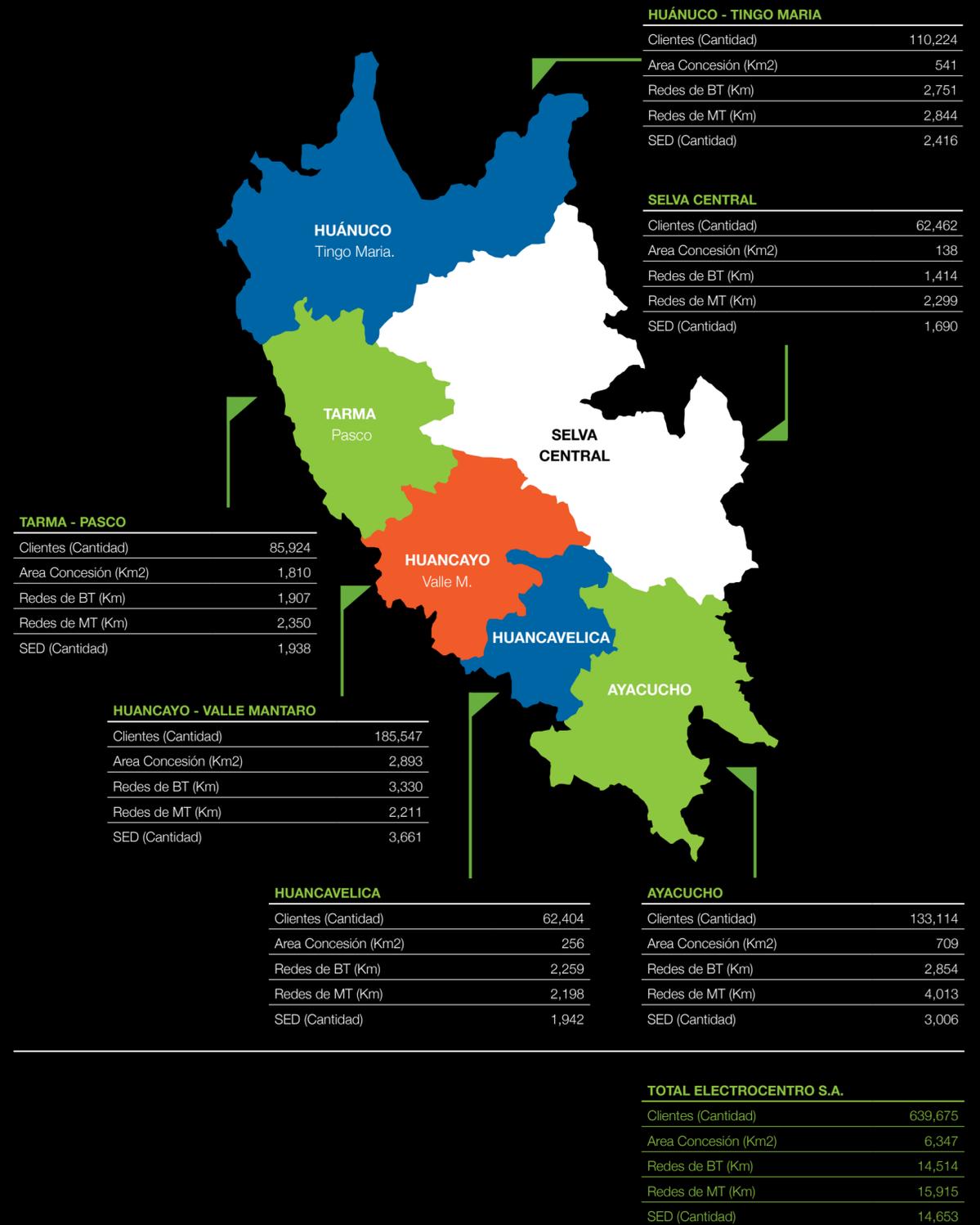


INFLUENCIA Y CONCESIÓN

ELECTROCENTRO S.A. ESTÁ PRESENTE EN SIETE REGIONES DEL PAÍS: JUNÍN, HUÁNUCO, PASCO, HUANCAMELICA, AYACUCHO, LIMA (EN PARTE DE LAS PROVINCIAS DE YAUYOS Y HUAROCHIRÍ) Y CUSCO (EN PARTE DE LA PROVINCIA DE LA CONVENCION).

Para efectos operativos y administrativos, está organizada en Unidades de Negocio (UUNN). El área de concesión en la que la empresa lleva a cabo sus operaciones es de 6,347 km².

ELECTROCENTRO S.A. también puede prestar servicios de distribución en zonas aledañas al área de concesión, previo acuerdo con los clientes (autoridades locales o empresas privadas). Dichas zonas se denominan "áreas de influencia".



INVERSIONES



La principal actividad de ELECTROCENTRO S.A. es la distribución de energía eléctrica. También genera y transmite energía en su área de influencia, que comprende los departamentos de Pasco, Huánuco, Junín, Huancavelica, Ayacucho y parte de los departamentos de Lima y Cusco.

Las inversiones de la empresa se realizan cumpliendo las normas técnicas y legales vigentes, con el fin de mantener un crecimiento planificado de la infraestructura eléctrica, y así contribuir al logro de la misión, visión y de los objetivos estratégicos de la empresa, cumpliendo con los lineamientos corporativos y haciendo frente a los retos que plantea la creciente demanda de los clientes en el país, en cuanto se refiere al ámbito energético como principal fuente de apoyo de la industria, el comercio, la cultura y educación.

El mayor crecimiento económico del país, en general, y en particular de nuestra zona de concesión, significa una mayor demanda en energía y calidad, que nuestra empresa tiene como objetivo principal atender especialmente.

Con ese fin, se han realizado las inversiones orientadas a la atención de las necesidades de los clientes y a mejorar las condiciones de vida de la población a través del servicio eléctrico como una de las principales fuentes de desarrollo para el ámbito de responsabilidad asignado.

El programa de inversiones 2013 se ejecutó en S/. 75.86 millones y estuvo financiado por recursos propios y préstamos bancarios de corto plazo. De dicha cantidad, S/. 68.08 millones se utilizaron en proyectos de inversión y S/. 7.78 millones en gastos de capital no ligados a proyectos.

En obras de remodelación de redes se invirtió S/. 19.50 millones para renovar las redes eléctricas, subsanar Distancias Mínimas de Seguridad (DMS) y cambio de postes en las diversas Unidades de Negocios, con prioridad en Huancayo y el Valle del Mantaro. Con estos proyectos se logra mejorar la calidad y continuidad del servicio, optimizando costos de operación y mantenimiento. Los principales proyectos ejecutados en esta línea de inversión fueron:

- > "Rehabilitación Alimentador ST Huayucachi" y transferencia de carga de la SET Huayucachi a la SET Huancayo Este.
- > Rehabilitación de redes MT y BT en UUNN Huánuco - Tingo María (Mejora de calidad de producto e indicador de pérdidas).
- > Adecuación de alumbrado público al Factor KALP (en ejecución también en el 2014).

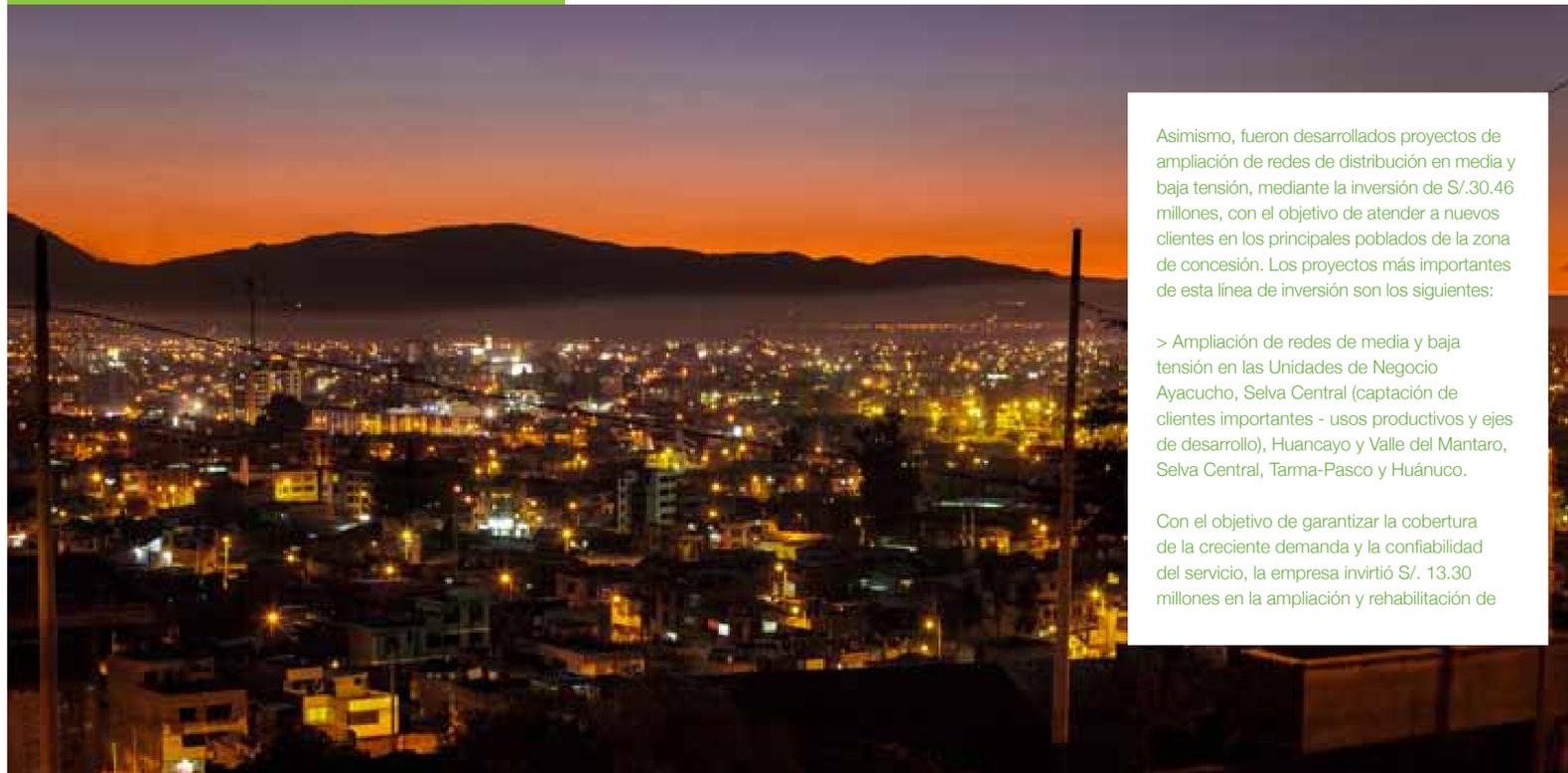
Asimismo, fueron desarrollados proyectos de ampliación de redes de distribución en media y baja tensión, mediante la inversión de S/.30.46 millones, con el objetivo de atender a nuevos clientes en los principales poblados de la zona de concesión. Los proyectos más importantes de esta línea de inversión son los siguientes:

> Ampliación de redes de media y baja tensión en las Unidades de Negocio Ayacucho, Selva Central (captación de clientes importantes - usos productivos y ejes de desarrollo), Huancayo y Valle del Mantaro, Selva Central, Tarma-Pasco y Huánuco.

Con el objetivo de garantizar la cobertura de la creciente demanda y la confiabilidad del servicio, la empresa invirtió S/. 13.30 millones en la ampliación y rehabilitación de

sistemas de transmisión, para mejorar las instalaciones, y fortalecer el sistema eléctrico. Los proyectos ejecutados - que continúan en el año 2014 - fueron:

- > Implementación de dos (02) transformadores, tableros de control y celdas de protección en la CH Pichanaki.
- > Implementación de transformadores de Potencia en las SET's Ayacucho, Huanta y Cangallo, equipadas con celdas de transformación, celdas de acoplamiento y bancos de capacitores en la UN Ayacucho.
- > Implementación y montaje de sistemas de protección (reclosers y seccionalizadores) en las UN Ayacucho y Selva Central.
- > Celdas 10kV en SET Huánuco.
- > Ampliación de la SET Oxapampa.



2013

ITEM	LÍNEAS DE PROYECTO	PRESUPUESTO MODIFICADO	EJECUTADO	Variac. % Ejecut/ PPO
PROYECTOS DE INVERSIÓN		65,036,103	68,084,837	104.69%
I	REMEDIACIÓN DE REDES MT Y BT	19,187,715	19,500,798	101.63%
II	AMPLIACIÓN DE REDES MT Y BT	31,999,384	30,460,946	95.19%
III	REHABILITACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS	3,495,380	2,708,274	77.48%
IV	AMPLIACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS	2,554,934	1,692,891	66.26%
V	REHABILITACIÓN DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN	554,905	554,905	100.00%
VI	AMPLIACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	6,854,277	12,745,173	185.94%
VII	ELECTRIFICACIÓN RURAL	389,508	421,850	108.30%
GASTOS DE CAPITAL NO VINCULADOS A PROYECTOS		8,324,643	7,779,372	93.45%
VIII	SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN	3,683,949	3,527,044	95.74%
IX	MONITOREO DE CALIDAD DEL PRODUCTO Y SUMINISTRO	260,431	258,796	99.37%
X	SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE	551,306	15,678	2.84%
XI	MAQUINARIA, EQUIPOS Y OTROS	3,828,957	3,977,854	103.89%
TOTAL PROGRAMA DE INVERSIONES		73,360,746	75,864,209	103.41%

Fuente: Área de Proyectos y Obras

capítulo 5 /

OPERACIONES RELEVANTES





	CIFRAS RELEVANTES(1)			
	Unidad	2013	2012	Variac. %
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA				
Total Activo	Millones S/.	995.4	842.9	18.1%
- Corriente	Millones S/.	114.8	76.4	50.3%
- No corriente	Millones S/.	880.6	766.5	14.9%
Total Pasivo	Millones S/.	226.0	184.8	22.3%
- Corriente	Millones S/.	153.5	97.2	57.8%
- No corriente	Millones S/.	72.6	87.6	-17.2%
Patrimonio	Millones S/.	769.3	658.1	16.9%
ESTADO DE RESULTADO				
Ingresos por actividades ordinarias	Millones S/.	353.9	311.5	13.6%
Utilidad bruta	Millones S/.	87.4	86.9	0.6%
Utilidad de operación	Millones S/.	49.0	59.6	-17.8%
Utilidad antes de impuestos	Millones S/.	49.0	59.0	-17.0%
Utilidad neta	Millones S/.	34.1	40.4	-15.4%
FLUJO DE EFECTIVO				
Efectivo neto provisto por actividades de operación	Millones S/.	59.4	94.6	-37.3%
Efectivo neto aplicado a inversión	Millones S/.	-77.9	-55.6	40.1%
Efectivo neto provisto por actividades de financiamiento	Millones S/.	27.0	-37.5	-172.2%
(Disminución) Aumento de efectivo neto	Millones S/.	8.5	1.5	461.1%
Efectivo al inicio del período	Millones S/.	5.6	4.1	36.8%
Saldo de efectivo final	Millones S/.	14.1	5.6	150.7%
ÍNDICES FINANCIEROS				
Margen de utilidad bruta	(%)	26.11%	28.97%	-2.86
Rendimiento sobre activos (ROA)	(%)	5.81%	7.14%	-1.33
Rentabilidad patrimonial	(%)	5.18%	6.44%	-1.26
Rentabilidad operativa	(%)	14.64%	19.87%	-5.23
Rentabilidad neta sobre ingresos de actividades ordinarias	(%)	10.20%	13.45%	-3.26
ÍNDICES DE GESTIÓN				
Clientes	Miles	639.7	602.8	6.1%
Venta de energía eléctrica	GWh	685.9	633.9	8.2%
- Clientes libres	GWh	0.0	0.0	0.0%
- Clientes regulados	GWh	685.9	633.9	8.2%
Fuerza laboral	Trabajadores	323	318	1.6%
Índice de clientes atendidos por trabajador	Cientes/Trabajador	1,980	1,896	4.5%
Índice venta de energía mensual promedio trabajador	MWh/trabajador mes	177.0	145.7	21.5%
Inversión ejecutada	Millones S/.	75.9	46.0	64.9%
Pérdidas de energía promedio anual	%	8.94%	9.24%	-0.30
MERCADO				
Departamentos	Número	10	10	0.0%
Provincias	Número	43	43	0.0%
Distritos	Número	345	345	0.0%
Población	Millones habitantes	3.7	3.7	0.0%
Coefficiente de electrificación	%	88.49%	88.31%	0.18
Ventas	GWh	685.9	633.9	8.2%
MAT y AT	GWh	7.3	7.6	-3.9%
MT	GWh	127.2	111.7	13.8%
BT	GWh	551.4	514.5	7.2%
CALIDAD DEL SERVICIO				
Duración de interrupciones SAIDI	Horas	60.86	63.52	-19.8%
Frecuencia de interrupciones SAIFI	Veces	30.99	29.92	-19.0%
OPERACIONES				
Centrales eléctricas propias	Número	17	18	-5.6%
Potencia instalada de centrales eléctricas propias	MW	20	21	-1.6%
Líneas de transmisión y subtransmisión	Kms.	754	754	0.0%
Subestaciones de transformación	Número	53	53	0.0%
Potencia instalada	MVA	308	308	0.0%
Redes de distribución	Kms.	30,429	28,455	6.9%
- Media tensión	Kms.	15,915	15,023	5.9%
- Baja tensión	Kms.	14,514	13,432	8.1%
Subestaciones de distribución	Número	14,653	13,922	5.3%
Potencia de SED	MVA	549	515	6.6%

(1) Cifras Auditadas.

155E11
ERS02



capítulo 6 /

GESTIÓN TECNICA



ElectroCentro

6.1 DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

LA DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA INDICA EL CONSUMO DE ENERGÍA MÁS ALTO REQUERIDO POR UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA (DE ENERGÍA ELÉCTRICA) DURANTE LAS HORAS PUNTA.



La demanda máxima registrada en el año 2013 fue de 165.5 MW y se produjo el 17 de setiembre de 2013, a las 19:00 horas. Fue 6,02% mayor a la registrada el año anterior (156.1 MW). El promedio de la demanda máxima para el año 2013 fue de 159.7 MW, mayor en 6.49% a la del año 2012 (150 MW).

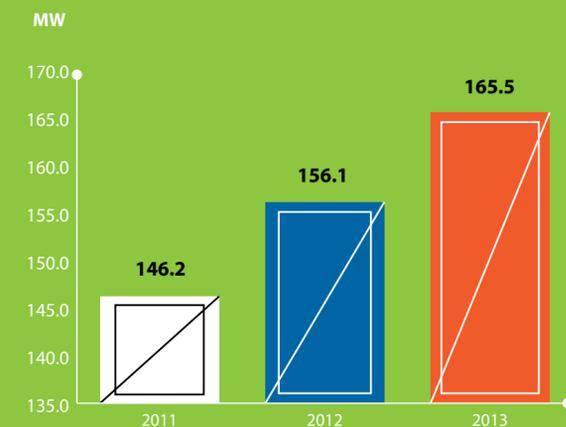
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA (MW)

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Dem Max
2011	130.5	130.1	135.2	138.4	140.8	142.5	145.9	144.2	146.2	144.3	146.2	145.6	146.2
2012	138.3	138.5	146.3	149.2	150.1	151.3	152.9	152.6	155.3	156.1	154.5	154.5	156.1
2013	150.0	148.1	159.0	157.9	160.9	161.3	161.9	163.0	165.5	164.2	163.0	161.5	165.5

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA 2011 al 2013



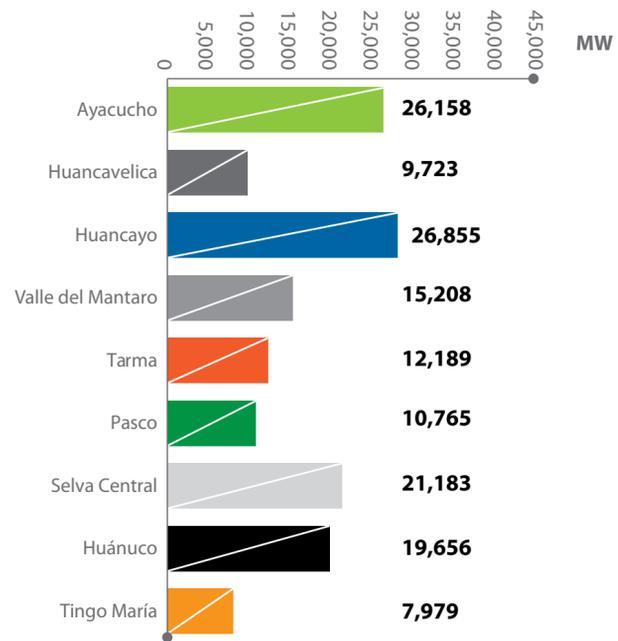
DEMANDAS MÁXIMAS 2011 - 2013



La mayor demanda de potencia y energía se produjo entre julio y noviembre, debido a la estacionalidad de los procesos productivos de los clientes de ELECTROCENTRO S.A.

Las demandas máximas por sistemas eléctricos requeridas en 2013 se muestran en el siguiente gráfico:

**DEMANDAS MÁXIMAS
POR SISTEMAS ELÉCTRICOS**



6.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

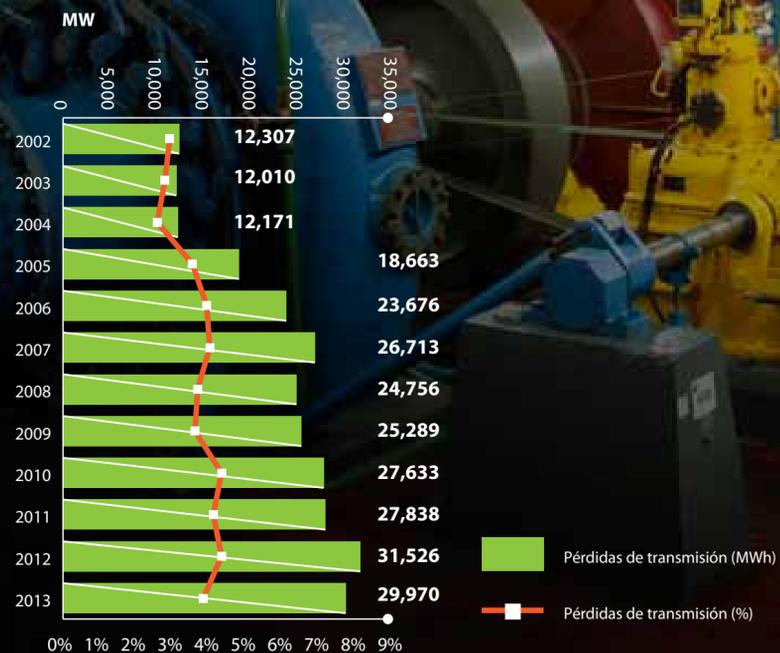
LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REPRESENTARON EL 3.83% DE LA ENERGÍA MOVILIZADA, CIFRA QUE DISMINUYÓ EN 0.49% CON RESPECTO AL AÑO 2012 (4.32%).

Un factor importante en la disminución de las pérdidas en transmisión es el incremento en la producción hidráulica (de enero a diciembre de 2013 se ha generado 8.61% más respecto al mismo período de 2012). Asimismo, para reducir el impacto de la caída de tensión en la UN Ayacucho, se ha optado por la generación térmica. Entonces, el incremento total de producción propia (hidráulica más térmica) es 9.97% mayor al 2012.

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN

Servicio Eléctrico	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Energía movilizada (MWh)	424,575	433,567	475,214	531,012	605,793	670,077	676,579	703,718	640,730	680,206	731,070	784,293
Pérdidas de transmisión (MWh)	12,307	12,010	12,171	18,663	23,676	26,713	24,756	25,289	27,633	27,838	31,526	29,970
Pérdidas de transmisión (%)	2.91%	2.78%	2.57%	3.53%	3.92%	4.00%	3.67%	3.60%	4.32%	4.10%	4.32%	3.83%

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN



Las pérdidas de energía en el sistema de distribución alcanzaron durante el año 2013 un promedio de 8.94% de la energía distribuida en media y baja tensión, equivalente a 66.64 GWh, mientras que el año anterior el promedio fue 9.24% (63.79 GWh). La disminución del nivel porcentual de pérdidas se debió a los trabajos de reducción de pérdidas a nivel empresa.

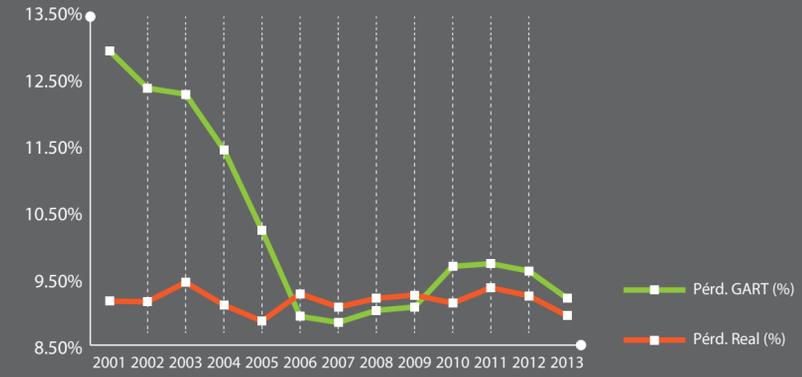
Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1. Energía entregada al sistema de distribución en MT y BT (MWh)	336,216	346,083	377,805	414,019	458,559	505,318	533,399	570,159	606,340	643,359	690,050	745,229
2. Pérdidas en distribución - MT y BT (MWh)	30,768	32,657	34,374	36,669	42,531	45,846	49,097	52,742	55,334	60,194	63,791	66,642
3. Pérdidas en distribución % (2/1)	9.15%	9.44%	9.10%	8.86%	9.27%	9.07%	9.20%	9.25%	9.13%	9.36%	9.24%	8.94%
4. Pérdidas reconocidas en la tarifa (%)	12.35%	12.26%	11.43%	10.22%	8.93%	8.84%	9.02%	9.07%	9.68%	9.72%	9.61%	9.20%

% DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN



Fuente: Gerencia Comercial

PÉRDIDAS EJECUTADAS VS PÉRDIDAS RECONOCIDAS GART



	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Pérd. Real (%)	9.16%	9.15%	9.44%	9.10%	8.86%	9.27%	9.07%	9.20%	9.25%	9.13%	9.36%	9.24%	8.94%
Pérd. GART (%)	12.91%	12.35%	12.26%	11.43%	10.22%	8.93%	8.84%	9.02%	9.07%	9.68%	9.72%	9.61%	9.20%

Los factores de expansión de pérdidas calculados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del Osinergmin, reconocen para ELECTROCENTRO un nivel de pérdidas de energía en distribución de 9.20%.

La diferencia entre las pérdidas reales registradas en el sistema de distribución (8.94%) y la reconocida por la GART (9.20%) es de 0.26 puntos porcentuales .



6.3 CALIDAD DEL SERVICIO

A) PRODUCTO

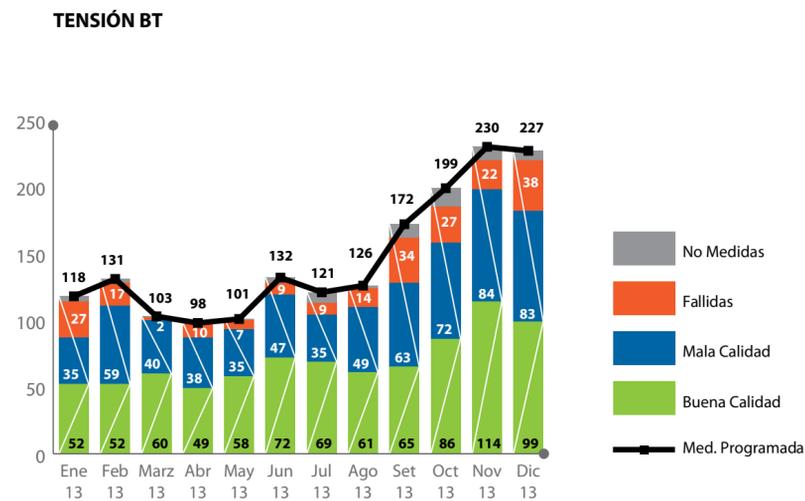
Se efectuaron las evaluaciones de los niveles de tensión en los puntos de entrega a nuestros clientes, conforme a las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), con un total de 2,150 mediciones para establecer la calidad de producto tensión, de los cuales 1,693 fueron en baja tensión y 457 en media tensión, resultando el 65.37% de buena calidad.

Para corregir las deficiencias de calidad de producto, se ejecutaron obras de remodelación integral de redes en baja y media tensión en las localidades que presentaron mayores problemas, como Ayacucho, Huancayo y Tarma. Asimismo, se ejecutaron obras que contribuyen a la calidad del producto, instalando

nuevas subestaciones de distribución, y trabajos de mejora de calidad por mantenimiento. En Huancayo se ha puesto en funcionamiento la SEP Huancayo Oeste.

Los resultados mensuales fueron los siguientes:

EN BAJA TENSIÓN:



TENSIÓN BT	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Med. Programadas	118	131	103	98	101	132	121	126	172	199	230	227	1758
Buena Calidad	52	52	60	49	58	72	69	61	65	86	114	99	837
Mala Calidad	35	59	40	38	35	47	35	49	63	72	84	83	640
Fallidas	27	17	2	10	7	9	9	14	34	27	22	38	216
No medidas	4	3	1	1	1	4	8	2	10	14	10	7	65
Med. Ejecutadas	118	128	102	97	100	128	113	124	162	185	220	220	1693
% MALA CALIDAD	40.23	53.15	40.00	43.68	37.63	39.50	33.65	44.55	49.22	45.57	42.42	45.60	43.33

EN MEDIA TENSIÓN:

TENSIÓN MT/AT



TENSIÓN MT/AT	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
Med. Programadas	42	30	35	32	33	35	47	49	54	53	56	60	526
Buena Calidad	36	21	28	25	24	26	36	35	41	35	35	31	373
Mala Calidad	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Fallidas	5	7	4	4	4	6	7	9	6	10	5	16	83
No medidas	1	2	2	3	5	3	4	5	7	8	16	13	69
Med. Ejecutadas	41	28	33	29	28	32	43	44	47	45	40	47	457
% MALA CALIDAD	0.00	0.00	3.45	0.00	0.27								

Fuente: Calidad y Fiscalización

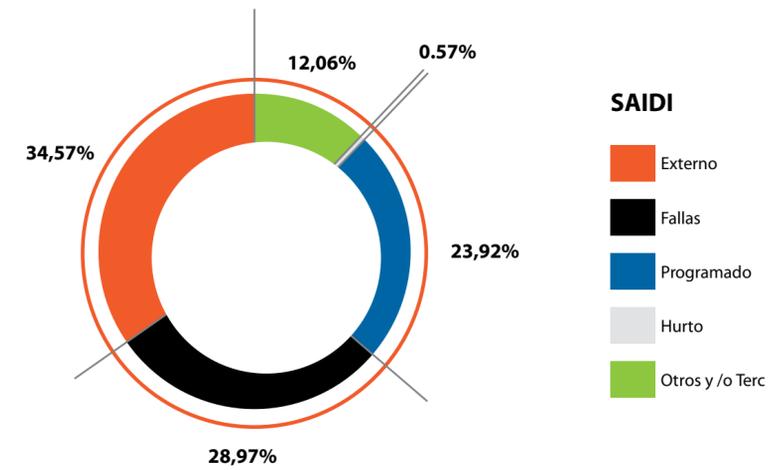


B) SUMINISTRO E INTERRUPTONES

La continuidad del suministro es un factor importante en la calidad del servicio. Las interrupciones afectan los múltiples usos de la energía eléctrica e influyen directamente en las actividades comerciales, industriales, domésticas y de otra índole de los consumidores finales.

La medición del promedio ponderado de interrupciones al año en el caso de cada cliente se realiza mediante los indicadores SAIDI (duración) y SAIFI (frecuencia).

El SAIDI alcanzó un valor de 60,86 horas promedio de interrupciones por cliente en el año 2013 (21,04 horas de interrupción es responsabilidad de los generadores y transmisores e interrupciones con causal de fuerza mayor declarados fundados por la autoridad y 39,82 horas de interrupción corresponde a la responsabilidad de ELECTROCENTRO S.A.), registrándose una mayor incidencia en las fallas de responsabilidad interna con 28,97% y por cortes programados con 23,92%. Con relación al año 2012, donde el indicador alcanzó a 63.52 horas de interrupción promedio por cliente, se ha logrado una disminución del 4.19%, lo que representa una mejor gestión en las interrupciones del suministro eléctrico.

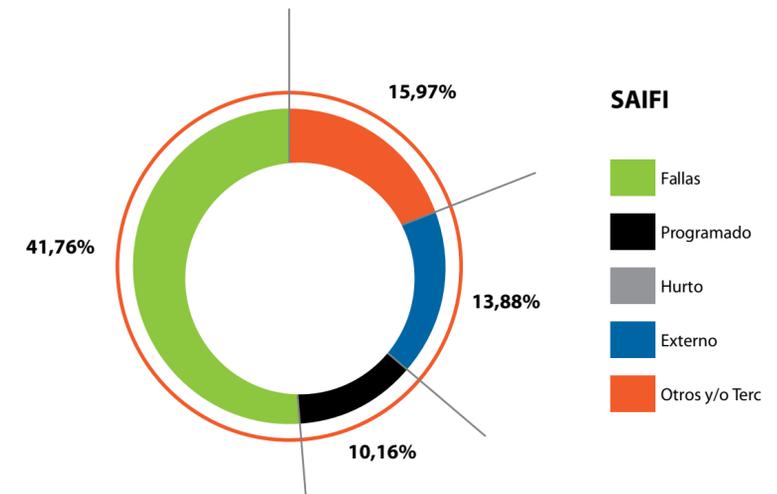


SAIDI

Externo	Falla	Programado	Hurto	Otros y/o Terceros
34.57%	28.97%	23.92%	0.48%	12.06%

Fuente: Gerencia Técnica

El SAIFI alcanzó un valor de 30,99 interrupciones en promedio por suministro para el año 2013 (9,88 interrupciones es responsabilidad de los generadores y transmisores e interrupciones con causal de fuerza mayor declarados fundados por la autoridad y 21,11 interrupciones corresponde a la responsabilidad de ELECTROCENTRO S.A.). Las fallas propias representaron el 41,76% y las causadas por Otros y/o terceros alcanzaron el 15,97%. Con relación al año 2012, donde el indicador alcanzó a 29.92 interrupciones promedio por cliente, se observa un incremento de 3.58%.



SAIFI

SAIFI

Externo	Falla	Programado	Hurto	Otros y/o Terceros
31.88%	41.76%	10.16%	0.23%	15.97%

Fuente: Gerencia Técnica

Durante el año 2013 fueron gestionadas 213 solicitudes de interrupciones con causal de fuerza mayor, de las que 85% (181 solicitudes) fueron declaradas fundadas. Las solicitudes de fuerza mayor por fenómenos naturales y por tala de árboles fueron las más recurrentes.

C) ALUMBRADO PÚBLICO

Este servicio público que brinda ELECTROCENTRO S.A. consiste en la iluminación de las vías públicas, los parques públicos y demás espacios de libre circulación que se encuentran bajo nuestra responsabilidad. El objetivo es proporcionar la visibilidad adecuada para el normal desarrollo de las actividades, tanto vehiculares como peatonales.

Su calidad incide de manera tangible en la vida y el bienestar de la población, en la seguridad ciudadana, en el desarrollo del comercio y el turismo, así como en el transporte público y privado.

Este servicio se brinda en todo nuestro ámbito de concesión; es decir, en zonas urbanas, urbano-rurales y rurales. Atendemos el 45% del parque nacional de alumbrado público en las zonas urbano-rural y rural (ST4, ST5 y SER).

La eficiencia y eficacia de este servicio están garantizadas por el permanente mantenimiento preventivo y correctivo del parque de alumbrado público. El sistema de gestión de mantenimiento también permite que el indicador de calidad exigido por la normatividad se encuentre dentro de los estándares establecidos:

CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO SEGÚN NTCSE (URBANA)

Período	Longitud Evaluada (m)	Longitud Deficiente (m)	Indicador	Tolerancia
I SEMESTRE	9,365	0	0.0%	10%
II SEMESTRE	10,580	0	0.0%	10%

Fuente: Calidad y Fiscalización

CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO SEGÚN PROC. 078-2007 OS/CD (URBANO-RURAL, RURAL)

PERIODO	UAP Insp.	UAP Deficiente	Indicador	Tolerancia
I SEMESTRE	947	1	0.1%	2.0%
II SEMESTRE	1,091	24	2.10%	2.0%

Fuente: Calidad y Fiscalización

Asimismo, cumplimos con las exigencias del Procedimiento 078-2007 OS/CD, referido a la operatividad y atención de denuncias de deficiencias de nuestro parque de alumbrado público, cuyo resultado de fiscalización fue inferior a la tolerancia del 1.6% exigido, como se puede observar en el siguiente resultado de las fiscalizaciones semestrales de Osinergmin.

SUPERVISIÓN OPERATIVIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO

PERIODO	UAP Insp.	UAP Deficiente	Indicador	Tolerancia
I SEM-URB.	2,901	19	0.6%	1.6%
II SEM-URB.	2,770	37	1.3%	1.6%

SUPERVISIÓN ATENCIÓN DE DENUNCIAS DE ALUMBRADO PÚBLICO

PERIODO	Denuncias registradas	Denuncias atendidas fuera de plazo	Indicador	Tolerancia
I TRIMESTRE	3,047	20	0.30%	2.0%
II TRIMESTRE	3,156	14	0.20%	2.0%
III TRIMESTRE	3,239	44	0.70%	2.0%
IV TRIMESTRE	3,747	32	0.40%	2.0%

Fuente: Gerencia Técnica

6.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

A) GENERACIÓN

CON LAS PEQUEÑAS CENTRALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SE HA PRODUCIDO 86.55 GWH, CANTIDAD QUE REPRESENTA UN INCREMENTO DE 8.86% CON RESPECTO AL AÑO 2012, PERIODO DURANTE EL CUAL SE REGISTRÓ UNA PRODUCCIÓN DE 78.70 GWH.

La producción de las centrales hidráulicas fue de 84.60 GWh, mayor en 8.60% con respecto al año 2012, debido a la recuperación de potencia y a la eficiencia a través del desarrollo de las siguientes acciones:

- > Rehabilitación de un tramo del canal de conducción de la central hidroeléctrica Ingenio.
- > Mantenimiento preventivo a máquina abierta de las turbinas de las centrales hidroeléctricas de Quicapata y Pichanaki.
- > La empresa ADINELSA, en la central hidroeléctrica San Francisco, ha reemplazado dos turbinas tipo Francis de 700 kW.

La producción de las centrales térmicas diesel fue de 1.94 GWh, mayor en 143.27% respecto al año pasado, debido fundamentalmente, al contrato N°684/2012, suscrito el 13 de febrero del 2013 con la empresa

POWER SOLUTIONS, que inició sus operaciones en el mes de Julio de 2013:

- > En la localidad de San Francisco: tres (03) unidades generadoras de 750 kW cada una, con potencia contratada de 2 MW.
- > En la localidad de Ayacucho: nueve (09) unidades generadoras de 750 kW cada una, con potencia contratada de 6 MW.

En las instalaciones de generación eléctrica se concretaron 89 órdenes de mantenimiento preventivo programado:

- > Mantenimiento integral a máquina abierta de las turbinas de las centrales hidroeléctricas Ingenio, Quicapata, Llusita, Pichanaki, Chanchamayo, Sicaya - Huarisca, Ingenio, El Machu y Chahuamayo.
- > Rehabilitación preventiva de dos gobernadores de velocidad de la central hidroeléctrica Chanchamayo.
- > Reemplazo de un (01) interruptor BT en la central hidroeléctrica Pichanaki.
- > Instalación de dos (02) nuevos transformadores elevadores de 750 KVA, 22.9/0.23 kV, en la central hidroeléctrica Chanchamayo.
- > Rehabilitación preventiva de cuatro actuadores lineales, con cilindro de doble efecto del sistema de inyección (inyectores) de las turbinas peltón de la central hidroeléctrica Chahuamayo.
- > Reconstrucción del muro de contención de la plataforma del desarenador y canal de demasías de la central hidroeléctrica El Machu.
- > Reemplazo de tubería de presión en la central hidroeléctrica Chamisería I.

B) TRANSMISIÓN

Las actividades de mantenimiento en el sistema de transmisión están orientadas a realizar trabajos de mantenimiento predictivo, preventivo, con la finalidad de mantener la confiabilidad del sistema, evitando las interrupciones no programadas producto de fallas del equipamiento electromecánico de nuestras subestaciones y líneas de subtransmisión.



Las actividades de mayor relevancia fueron:

- > Retrofit de interruptores MT en SETs Parque Industrial, Salesianos, Xauxa y Huayucachi. Según contrato N°GR/L-079-2012/C/ELCTO "Suministro, Transporte, Montaje, Pruebas y Puesta en Servicio de Interruptores y Retrofit en Celdas de MT".
- > Cambio de cable de energía 22.9 kV, SET Chanchamayo.
- > Instalación de nueve (09) pararrayos lado 44kV, SET Ninatambo.
- > Montaje de interruptores en las SETs Huayucachi, Chanchamayo, Ninatambo, Huanta.
- > Actualización de planos funcionales, levantamiento de observaciones para la puesta en servicio de las nuevas RTU y la instalación de los nuevos relés de protección en la SET Pasco, Alto Marcavalle, Junín, Carhuamayo, Chanchamayo y Pampas.
- > Instalación de nuevo cargador de baterías y de nuevo panel de alarmas RTK, SET Concepción.
- > Instalación de interruptor 33kV en la CH Huarisca.
- > Instalación de nuevos relés de protección, Celda Cobriza I.
- > Puesta en servicio salida 4 (trafo 9 MVA), cambio de la salida 1 (trafo 9 MVA) a la salida de reserva (trafo 14 MVA).

Por otro lado, se cumplió con el programa anual de mantenimiento de líneas de transmisión y subestaciones de potencia, ejecutándose 377 órdenes de mantenimiento.

C) DISTRIBUCIÓN

Las actividades de mantenimiento en el sistema de distribución se orientaron principalmente a lo siguiente:

- > Reducción de puntos de riesgo en instalaciones de media tensión, según Procedimiento N°228-2009-OS/CD, "Procedimiento para la supervisión de las instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública", interviniendo las deficiencias priorizadas (casos de incumplimiento de distancias de seguridad), cuya meta establecida por el Osinergrmin para el 2013 fue de 1,155 deficiencias (correspondientes al sector típico 2):

UUNN	Subsanado
Ayacucho	7
Huancayo	538
Huancavelica	11
Tarma	170
Selva	58
Pasco	16
Huánuco	355
TOTAL	1,155

Fuente: Gerencia Técnica

- > Asimismo, a través del servicio especializado en redes aéreas energizadas de media tensión, en las UUNN Huancayo, Huánuco y Tarma, se efectuó la instalación de cubiertas dieléctricas, a través de la contratista CAM PERU, mediante contrato N°GR-201-2013/ELCTO, donde se subsanaron 935 deficiencias:

UUNN/SEM	Cantidad (*)
Huancayo	261
Huánuco	219
Tarma	118
Valle Mantaro	337
TOTAL	935

Fuente: Gerencia Técnica

- > Priorización del mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones de media tensión, medida que permitió disminuir las interrupciones de suministro eléctrico.

El mantenimiento predictivo se efectuó mediante inspecciones termográficas en horas punta, en las ciudades de mayor consumo de energía, como Huancayo, Huánuco y Huamanga (Ayacucho). Estas revisiones hicieron posible la identificación de puntos calientes, propensos a colapso, y la intervención oportuna a través de actividades de mantenimiento preventivo en forma oportuna.

Los planes de trabajo programados en el 2013 se han ejecutado en un 100%, conforme al siguiente detalle:

UNIDAD DE NEGOCIO	Ene - Dic 2013		
	Interv. Prog.	Interv. Eject.	Icmm
U.N. Ayacucho	192	192	100%
U.N. Huancavelica	564	564	100%
U.N. Huancayo	309	309	100%
S.E.M. Valle Mantaro	96	92	96%
U.N. Tarma	248	248	100%
U.N. Selva Central	450	450	100%
S.E.M. Pasco	180	180	100%
U.N. Huanuco	159	159	100%
S.E.M. Tingo María	228	230	101%
TOTAL ELECTROCENTRO	2426	2424	100%

Fuente: Gerencia Técnica

En el servicio de alumbrado público, se ha cumplido con las exigencias del Procedimiento N°078-2007-OS/CD, cuyo resultado de fiscalización fue inferior a la tolerancia exigida. Se adjunta resultados de las fiscalizaciones del Osinergrmin:

PERIODO	UAP INSP.	UAP DEFICIENTE	INDICADOR	TOLERANCIA
I SEM-URB.	2,901	19	0.6%	1.6%
II SEM-URB.	2,770	37	1.3%	1.6%

Fuente: Gerencia Técnica



6.5 SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

A) SEGURIDAD

La seguridad es un valor que está incluido en el desarrollo de todas nuestras actividades. La responsabilidad de la prevención recae en cada uno de los trabajadores que conforman la organización. Por lo tanto, cada trabajador debe sentirse comprometido con la seguridad, para el beneficio de nuestra empresa y de la comunidad a la que servimos.

Durante la gestión 2013 se ha continuado implementando el Programa Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST), el mismo que está basado en el programa de Control de Pérdidas, un modelo estandarizado por la OSHA (Occupational Safety and Health Administration). Gracias a esta herramienta, se ha podido realizar actividades de gestión preventiva y también satisfacer las exigencias del ente fiscalizador, encaminadas a la prevención y el control de los riesgos potenciales en las tareas críticas. De esta manera, se ha podido garantizar la seguridad y la protección de la salud de los trabajadores, como lo establece el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo en las actividades eléctricas. Así pues, se desarrollaron acciones relevantes, como:

- > Reuniones mensuales de Comité Central de Seguridad y Salud en el Trabajo, en la Sede Huancayo y los Sub Comités de Seguridad y Salud en el Trabajo en las UUNN y SEM.
- > Reuniones trimestrales del Comité Regional de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- > Dos capacitaciones y un entrenamiento mensual en temas de prevención, para que el personal logre controlar los riesgos potenciales existentes en sus actividades.
- > Los Check Lists. Inspección de implementos, equipos, herramientas y vehículos, con la finalidad de controlar eventuales anomalías.
- > Supervisión de trabajos en campo, actividad que se ejecuta durante el cumplimiento de las labores técnico operativos, con la finalidad de evidenciar el cumplimiento de los procedimientos de trabajo y estándares de seguridad.
- > Charla de cinco minutos, con el propósito de identificar y evaluar los riesgos potenciales del trabajo en campo.
- > Gestión de incidentes, mediante la que fue posible evaluar y controlar, en la etapa de prevención, las posibles causas de los eventuales accidentes.

- > Revisión de los extintores a fin de tenerlos actualizados y operativos, listos para afrontar cualquier contingencia en las instalaciones.
- > Revisión de los PETS para su actualización, de modo que el personal pueda cumplir con mayor eficiencia los trabajos.

Estas actividades están permitiendo un mayor control y la reducción de la accidentabilidad.

INDICADORES DE GESTIÓN DE SEGURIDAD 2013.

- > La fuerza laboral promedio anual para el 2013 fue de 1,316 trabajadores y las horas hombre trabajadas para este mismo periodo fueron iguales a 3,032,344.
- > Se han registrado seis (06) accidentes incapacitantes y tres (03) mortales. De estos últimos, dos (02) fueron a consecuencia de un desastre natural en la CH de Pozuzo.

Se resume en el siguiente cuadro, los índices de frecuencia, severidad y accidentabilidad:

INDICADORES SST 2013

DESCRIPCIÓN	INDICADOR ANUAL	UNIDAD
Nº DE TRABAJADORES	1,316	Trabajadores
HORAS HOMBRE TRABAJADAS	3,032,344	HH
ACCIDENTES INCAPACITANTES	6	Unidades
ACCIDENTES MORTALES	3	Unidades
DÍAS PERDIDOS	553	Días
ÍNDICE DE FRECUENCIA	2.97	Nº de accidentes por millón de horas trabajadas
ÍNDICE DE SEVERIDAD	182.37	Nº de días perdidos por millón de horas trabajadas
ÍNDICE DE ACCIDENTABILIDAD	0.54	Unidad

- > Del cuadro se resume que el índice de severidad se encuentra elevado debido a los accidentes mortales ocurridos a comienzo del año.



B) MEDIO AMBIENTE

En cumplimiento con la normatividad vigente, se elaboró y remitió semestralmente al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), el Informe de Monitoreo Ambiental, que incluye la medición de los parámetros de calidad de efluentes líquidos, de cuerpo receptor, de aire y ruidos, en las centrales de generación. Asimismo, el documento contempla mediciones de electromagnetismo y ruidos de las líneas de transmisión y subestaciones de transformación.

Se presentó ante la plataforma del OEFA, el nombre del auditor ambiental, el Plan de Manejo de Residuos 2013, el Plan de Manejo de Materiales Peligrosos, los planes de contingencia de las centrales hidráulicas y el Plan de Manejo Ambiental.

Se elaboró el Informe Anual de Gestión Ambiental (para el OEFA, el Ministerio de Energía y Minas – DGAA/MEM y el Osinergmin), en el que se señala, entre otras, las medidas adoptadas para la protección del medio ambiente, evidenciando que todas las actividades de la empresa son adecuadas para tal fin.

Se han reformulado los planes de cierre de las centrales térmicas, cuyas resoluciones aprobadas obran en poder de la UN Huánuco.

C) FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA

Durante el año 2013 realizamos importantes inversiones y trabajos operativos que permitieron mejorar nuestra infraestructura eléctrica. También fueron atendidos los diversos programas de fiscalización del Osinergmin, tanto regulares como especiales, en las áreas de distribución, transmisión y seguridad, teniendo como resultado:

En el Procedimiento N°228-2009 OS/CD – Supervisión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública, ELECTROCENTRO S.A. cumplió al 100% la meta de subsanación de deficiencias de alto riesgo en MT, establecida para el año 2013, y en subsanación de deficiencias de las metas del año 2012, se logró atender el 97.54%.

I y II Semestre 2013	Subsanación Preventiva	Subsanación Definitiva
	1,447	7,661

Con relación al Procedimiento N° 078-2007-OS/CD - Supervisión del Parque de alumbrado público, se obtuvo el siguiente resultado:

Periodo	UAP Insp.	UAP Deficiente	Indicador
I SEM - URB.	2,901	19	0.6%
II SEM - URB.	2,770	37	1.3%

Adicionalmente al cumplimiento de este procedimiento, se han mejorado los indicadores de calidad de la precisión de la medida, que son evaluados en cumplimiento de la NTCSE y cuyos resultados se detallan:

CALIDAD COMERCIAL - PRECISIÓN DE LA MEDIDA

ELECTROCENTRO	Número de muestra semestral	Medidores que no superan	Medidores que superan límites	% Medidores que superan límites	Tolerancia %
I Sem. 2013	2,292	2,257	35	1.53%	5%
II Sem. 2013	2,856	2,821	35	1.23%	5%

Fuente: Calidad y Fiscalización

Los resultados han sido inferiores al 5% establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

D) SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD

Durante el año 2013, ELECTROCENTRO S.A. recertificó el Sistema de Gestión de la Calidad, bajo los estándares de la norma ISO 9001:2008, por el periodo comprendido entre mayo del 2013 y mayo 2017. Dicha certificación está vigente desde marzo 2007 y alcanza a los siguientes procesos:

- > Operación y Mantenimiento en Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en todo el ámbito de ELECTROCENTRO S.A.
- > Operación y Mantenimiento en Distribución de Energía Eléctrica en las zonas urbanas atendidas por la Oficina Central de cada una de las Unidades de Negocios de ELECTROCENTRO S.A.
- > Comercialización de Energía Eléctrica en las zonas urbanas atendidas por la Oficina Central de cada una de las Unidades de Negocio de ELECTROCENTRO S.A.
- > Gestión de Proyectos en todo el ámbito de ELECTROCENTRO S.A.



capítulo 7/

GESTIÓN

COMERCIAL



7.1 EVOLUCIÓN DE LA TARIFA

Las tarifas de venta de energía del sector regulado son fijadas cada cuatro años por la Gerencia de Regulación Tarifaria (GART) del Osinergmin, ente regulador del sector energético. Para el año 2013 se realizó el procedimiento de fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y el Costo Fijo, que entró en vigencia el 01 de noviembre de 2013, luego de ser aprobado mediante la Resolución del Osinergmin N°203-2013-OS/CD. Estos procedimientos toman en cuenta una serie de factores como: costos de operación y mantenimiento, demanda máxima de energía y niveles de pérdida de energía aceptados. También se incorpora dentro de la fórmula de determinación tarifaria el costo de reposición de los activos utilizados para prestar el servicio.

Las tarifas mencionadas tienen tres componentes principales: los precios a nivel de generación, que representan alrededor del 44% del valor de la tarifa eléctrica final; los cargos y peajes por transmisión, que equivalen a cerca del 14%; y el Valor Agregado de Distribución, que explica el 42% restante.

La tarifa de venta de energía más representativa para ELECTROCENTRO S.A. es la BT5 (baja tensión). La evolución de las tarifas de los principales sistemas eléctricos se muestra en el siguiente cuadro:

Sistema Eléctrico	nov-11	dic-11	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	nov-12
Urbano	42.35	42.36	42.72	44.21	44.36	44.36	42.01	42.01	41.94	42.46	42.31	42.28	42.43
Urbano - rural	48.39	48.40	48.79	50.53	50.71	50.70	48.39	48.39	48.29	48.82	48.62	48.58	48.76
Rural	54.67	54.68	55.11	57.15	57.34	57.34	54.65	54.65	54.53	55.09	54.85	54.81	55.02

Sistema Eléctrico	dic-12	ene-13	feb-13	mar-13	abr-13	may-13	jun-13	jul-13	ago-13	sep-13	oct-13	nov-13	dic-13
Urbano	42.14	42.21	43.10	43.43	43.46	41.21	42.18	43.09	44.01	44.23	44.27	48.81	48.87
Urbano - rural	48.46	48.51	49.54	49.94	49.97	47.88	48.93	49.97	51.02	51.27	51.34	57.14	57.22
Rural	54.71	54.75	55.96	56.44	56.48	54.17	55.33	56.53	57.79	58.09	58.16	64.07	64.17

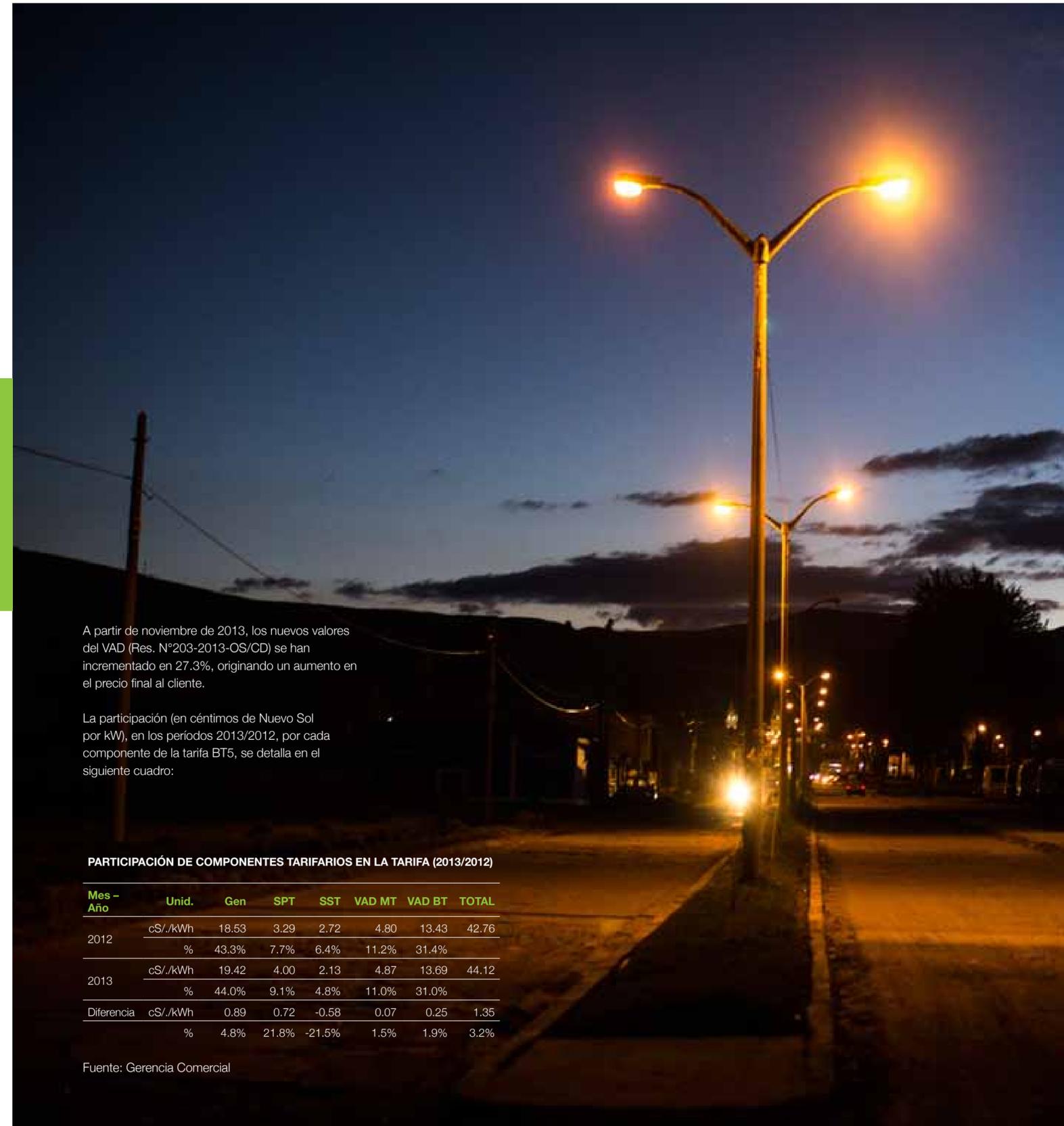
A partir de noviembre de 2013, los nuevos valores del VAD (Res. N°203-2013-OS/CD) se han incrementado en 27.3%, originando un aumento en el precio final al cliente.

La participación (en céntimos de Nuevo Sol por kWh), en los periodos 2013/2012, por cada componente de la tarifa BT5, se detalla en el siguiente cuadro:

PARTICIPACIÓN DE COMPONENTES TARIFARIOS EN LA TARIFA (2013/2012)

Mes - Año	Unid.	Gen	SPT	SST	VAD MT	VAD BT	TOTAL
2012	cS./kWh	18.53	3.29	2.72	4.80	13.43	42.76
	%	43.3%	7.7%	6.4%	11.2%	31.4%	
2013	cS./kWh	19.42	4.00	2.13	4.87	13.69	44.12
	%	44.0%	9.1%	4.8%	11.0%	31.0%	
Diferencia	cS./kWh	0.89	0.72	-0.58	0.07	0.25	1.35
	%	4.8%	21.8%	-21.5%	1.5%	1.9%	3.2%

Fuente: Gerencia Comercial



7.2 MECANISMOS DE COMPENSACIÓN

7.2.1 FONDO DE COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA (FOSE)

La Ley N°27510, que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrico (FOSE), permite subsidios cruzados dentro del subsector eléctrico, destinados a favorecer a clientes de menores recursos, quienes de otro modo no podrían acceder al servicio.

Los beneficiarios son clientes residenciales que se determinan tomando como base los consumos menores a 100 kW al mes. A estos clientes se les destina transferencias de otros clientes y empresas distribuidoras, que se originan de una sobretasa orientada a generar este subsidio.

Este beneficio inicialmente se fijó por un período de 30 meses (a partir del 01.11.2001). Posteriormente, mediante

la Ley N°28307, se dispuso su vigencia indefinida. A partir de noviembre del 2001, se efectúan transferencias de fondos entre empresas aportantes y receptoras.

ELECTROCENTRO S.A., por la naturaleza de su mercado, es una empresa receptora. Debido a esta característica, en el año 2013 recibió de parte de Edelnor, Luz del Sur, Electrocuayali, Coelvisac, Electrodonas y SEAL, la suma de S/. 16,116,648.

DEPÓSITOS – FOSE LEY (NUEVOS SOLES) 2013

Año 2013	Edelnor	Luz del Sur	Electrocuayali	Coelvisac	Electrodonas	SEAL	Total
Enero	421,165	655,283	31,207	78,032	175,552	-	1,361,239
Febrero	482,088	667,560	50,778	38,311	111,182	-	1,349,919
Marzo	483,648	666,562	45,267	37,348	132,378	-	1,365,203
Abril	484,665	665,046	39,780	36,379	154,159	-	1,380,029
Mayo	540,513	773,866	42,424	32,570	-	-	1,389,373
Junio	546,305	774,908	42,338	30,081	-	-	1,393,632
Julio	552,080	775,792	42,240	27,697	-	-	1,397,809
Agosto	550,741	774,769	50,064	42,936	-	-	1,418,510
Setiembre	570,714	795,545	50,132	40,525	-	-	1,456,916
Octubre	591,254	816,551	50,243	38,237	-	-	1,496,285
Noviembre	320,441	609,593	79,861	67,352	204,988	45,196	1,327,431
Diciembre	319,704	611,641	80,491	72,046	214,448	38,640	1,336,970
TOTAL	5,720,871	8,473,080	407,136	607,174	902,309	6,077	16,116,648

7.2.2 MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA USUARIOS REGULADOS DEL SEIN

Mediante el artículo 29° de la Ley N°28832, que busca asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, y que fue publicada en el diario oficial "El Peruano" el 23 de julio de 2006, se creó el precio a nivel generación para los consumidores finales de electricidad localizados en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que son sujetos a regulación tarifaria por la energía o potencia que consumen.

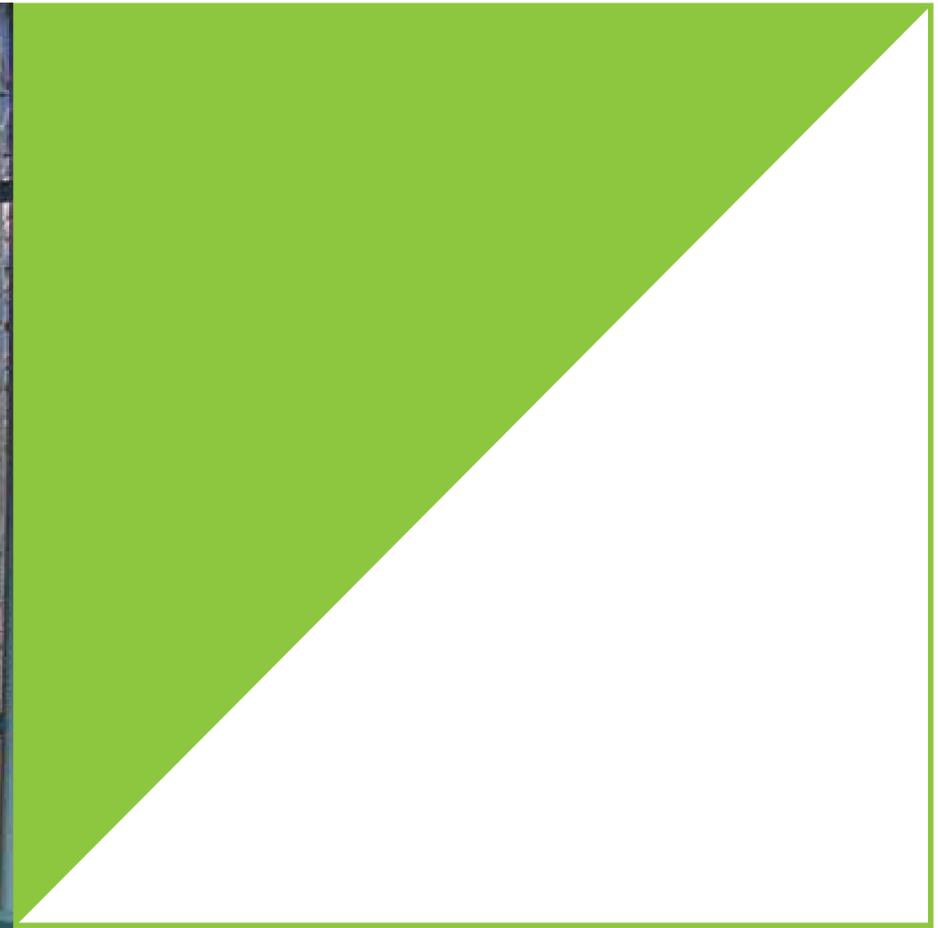
Dicho precio es calculado como el promedio ponderado de los contratos sin licitación y los contratos con licitaciones. Asimismo, se dispone el establecimiento de un mecanismo de compensación entre usuarios regulados del SEIN, con la finalidad que el precio a nivel generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

Mediante Decreto Supremo N°019-2007-EM, se aprobó el "Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN", que dispone que Osinermin apruebe los procedimientos necesarios para calcular el precio a nivel generación y determinar el programa de transferencias entre empresas aportantes y receptoras del mecanismo de compensación. En cumplimiento de dicha disposición, se aprobó la norma "Precios a Nivel Generación y Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados", mediante resolución OSINERGMIN N°180-2007-OS/CD y sus modificatorias.

En el año 2013, ELECTROCENTRO S.A. recibió como aporte, un total de S/.4.98 millones, a través de este mecanismo, de acuerdo al siguiente detalle:

Periodo 2013	ELECTROCENTRO S.A		
	Receptora	Aportante	Total
Enero	665.6	0.0	665.6
Febrero	666.8	240.6	426.3
Marzo	258.2	0.0	258.2
Abril	254.7	0.0	254.7
Mayo	251.3	0.0	251.3
Junio	1,349.2	0.0	1,349.2
Julio	49.6	0.0	49.6
Agosto	50.1	0.0	50.1
Setiembre	1,183.3	0.0	1,183.3
Octubre	300.1	0.0	300.1
Noviembre	302.6	0.0	302.6
Diciembre	105.2	220.6	(115.4)
TOTAL (S./)	5,436.6	461.2	4,975.4





7.2.3 MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA USUARIOS DEL SISTEMA INTERCONECTADO (MCSEIN)

Mediante el artículo 30° de la citada Ley N°28832, se creó el "Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", destinado a favorecer el acceso y la utilización de energía eléctrica a los usuarios regulados, que son atendidos a través de estos sistemas.

Este mecanismo tiene por finalidad compensar una parte del diferencial entre los precios en barra de los sistemas aislados y los precios en barra del sistema eléctrico interconectado nacional. En el año 2013 se aportó S/2.03 millones a otras empresas distribuidoras a través de este mecanismo.

Periodo 2013	ELECTROCENTRO S.A		Total
	Receptora	Aportante	
Enero		162.80	162.8 0
Febrero		135.90	135.90
Marzo		135.10	135.10
Abril		163.70	163.70
Mayo		162.40	162.40
Junio		174.10	174.10
Julio		163.00	163.00
Agosto		171.80	171.80
Setiembre		187.50	187.50
Octubre		194.60	194.60
Noviembre		188.70	188.70
Diciembre		191.00	191.00
TOTAL (S/.)	0.0	2,030.6	2,030.6

7.3 SERVICIO COMERCIAL

2013						
MES	RECLAMOS	RECLAMOS FUNDADOS	NÚMERO DE CLIENTES	ÍNDICE DE RECLAMOS por cada 10 000 clientes	ÍNDICE DE RECLAMOS FUNDADOS por cada 10 000 clientes	
Enero	902	455	607,941	14.84	7.48	
Febrero	978	313	610,140	16.03	5.13	
Marzo	962	485	610,913	15.75	7.94	
Abril	1,153	459	611,654	18.85	7.50	
Mayo	1,243	503	613,610	20.26	8.20	
Junio	1,224	254	617,593	19.82	4.11	
Julio	1,267	329	623,893	20.31	5.27	
Agosto	1,343	315	627,194	21.41	5.02	
Setiembre	1,808	368	629,672	28.71	5.84	
Octubre	1,846	357	632,245	29.20	5.65	
Noviembre	1,764	300	636,064	27.73	4.72	
Diciembre	2,321	203	639,675	36.28	3.17	
TOTAL	16,811	4,341	639,675			
PROMEDIO	1,401	362		21.90	5.66	

EN EL AÑO 2013 SE HA REDUCIDO EL PORCENTAJE DE RECLAMOS FUNDADOS, DE 35.35% DEL AÑO 2012, A 25.85%. LOS PERIODOS DE ATENCIÓN DE SOLICITUDES DE NUEVOS SUMINISTROS Y LAS RECONEXIONES DEL SERVICIO DERIVADAS DE CORTES POR MOROSIDAD FUERON INFERIORES A LOS LÍMITES FIJADOS POR LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS (NTCSE).



Se registraron 16,811 reclamos, que representan un índice de 21.90 por cada 10,000 clientes. Los fundados representan 5.66%, resultado relativamente bajo en proporción al grado de crecimiento de la cantidad de nuestros clientes. Disminuir este indicador es un gran desafío.

Gracias a la integración de nuestro sistema comercial, contamos con el servicio Call Center Serviluz, que constituye un enlace permanente con los clientes de todas las Unidades de Negocio de ELECTROCENTRO S.A. El accionar coordinado y oportuno de los equipos técnicos y comerciales permite resolver de manera rápida los requerimientos y las necesidades de los clientes.

7.4 CLIENTES

COMO EMPRESA DE SERVICIO, NUESTRA FILOSOFÍA ES LOGRAR Y MANTENER UN ALTO NIVEL DE SATISFACCIÓN PARA NUESTROS CLIENTES.

Por ello, nuestra estrategia empresarial no se orienta exclusivamente a maximizar nuestra rentabilidad, sino a brindar un servicio de excelencia al mayor número de personas, teniendo en cuenta la importancia de la electricidad en su calidad de vida.



Al concluir el año 2013, ELECTROCENTRO S.A. cuenta con un total de 639,675 clientes atendidos, con un crecimiento de 6.12% ó 36,882 clientes respecto al año anterior, en el que se atendió a 602,793 usuarios.

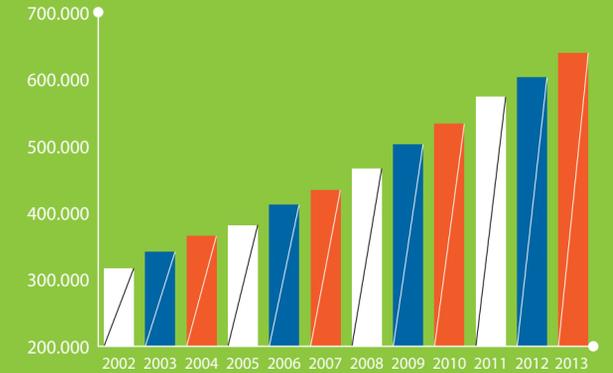
Los clientes libres son aquellos que demandan una potencia superior a 1000 kW, y que negocian directamente con el proveedor, el precio para la energía contratada.

Los clientes regulados, denominados así porque su demanda de potencia es menor a los 1000 kW, pagan un precio por la energía consumida, en base a la tarifa aprobada por la GART del Osinergmin.

EVOLUCIÓN DE CLIENTES POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

El mayor crecimiento se dio en el nivel de baja tensión (residencial), sector que representa el 91.44% del total de clientes y que incorporó en el año 2013 un total de 33,726 nuevos clientes. La evolución del número de clientes por sectores de consumo es como sigue:

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES



EVOLUCIÓN DE CLIENTES POR UNIDADES DE NEGOCIO

El crecimiento alcanzado en nuestras Unidades de Negocio en el número de clientes respecto al año anterior, es como sigue:

	% de Variación (2013/2012)
Ayacucho	12.9%
Huancayo	3.7%
Huancavelica	12.5%
Huánuco-Tingo María	3.1%
Tarma-Pasco	2.0%
Selva Central	6.1%
TOTAL EMPRESA	6.12%

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Crecimiento 2013
MERCADO REGULADO	316,703	341,594	364,955	381,512	411,025	433,883	466,185	502,326	533,278	573,357	602,793	639,675	36,882
- Baja tensión	316,340	341,198	364,516	381,030	410,496	433,308	465,557	501,641	532,530	572,507	601,843	638,643	36,800
* Residencial	284,706	307,078	328,064	342,927	368,938	390,541	421,189	455,344	484,706	522,588	550,071	583,797	33,726
* No residencial	31,634	34,120	36,452	38,103	41,558	42,767	44,368	46,297	47,824	49,919	51,772	54,846	3,074
- Media tensión	363	396	439	481	525	569	625	683	746	848	948	1,030	82
- Alta tensión	0	0	0	1	4	6	3	2	2	2	2	2	0
MERCADO LIBRE	2	3	2	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
- Media tensión	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
- Alta tensión	1	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	316,705	341,597	364,957	381,513	411,026	433,884	466,186	502,327	533,278	573,357	602,793	639,675	36,882
													6.1%

Fuente: Gerencia Comercial

7.5 COEFICIENTE COMERCIAL

Índices por Unidades de Negocio:

Unidades de Negocio	Grado de electrificación 2011 - 2013		
	2011	2012	2013
Huancayo - Valle	98.85%	99.99%	100.00%
Ayacucho	72.03%	99.04%	99.10%
Selva Central	99.93%	70.97%	71.34%
Huánuco-Tingo María	71.26%	71.81%	72.14%
Tarma-Pasco	70.53%	86.30%	86.50%
Huancavelica	86.01%	72.44%	72.77%
TOTAL	88.05%	88.31%	88.49%

Fuente: Gerencia Comercial

EL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN ES UNA MEDIDA QUE DETERMINA EL PORCENTAJE DE HABITANTES QUE TIENEN ACCESO REGULAR A LA ENERGÍA ELÉCTRICA DENTRO DE UNA DETERMINADA ÁREA, PARA EL PRESENTE CASO EL ÁREA DE CONCESIÓN.

En el caso de las poblaciones atendidas por ELECTROCENTRO S.A., dicho coeficiente alcanzó en promedio el 88.49% al concluir el año 2013, lo que significó un incremento de 0.18 puntos porcentuales respecto al año anterior, cuando se registró un coeficiente de 88.31%.

Se ha experimentado variaciones significativas según el área geográfica. Hay zonas, sobre todo en la sierra y selva, que no gozan de acceso a la energía eléctrica. Uno de nuestros mayores retos como empresa, en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas, los gobiernos regionales y municipios, sigue siendo el llevar energía eléctrica al mayor número de peruanos, dentro de nuestra concesión.

Algunos de los factores que contribuyeron a elevar el coeficiente de electrificación fueron la captación de clientes por proyectos de terceros (ejecutados por el MEM, los gobiernos regionales y locales, y los proyectos de electrificación), así como la ampliación de redes efectuada por la empresa. También colaboraron con el aumento de dicho indicador la aplicación de las políticas de facilidades de pago para los nuevos clientes y la respuesta al programa de independización eléctrica de predios de clientes colectivos.

7.6 VENTA DE ENERGÍA

POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

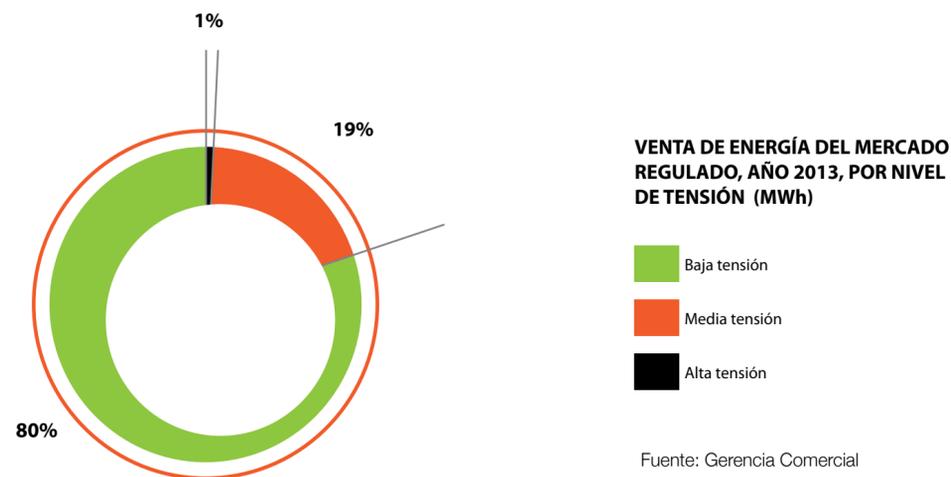
El volumen de energía vendida durante el año 2013 fue de 685.9 GWh , íntegramente al mercado regulado.

Mercado / Segmento	2007	2008	2010	2010	2011	2012	2013	Var. 2013/2012
Mercado libre	111,292	101,839	105,251	0	0	0	0	0.00%
Mercado regulado	484,541	499,140	518,727	555,960	590,298	633,855	685,897	8.21%
- Alta tensión	25,069	14,838	1,310	4,953	7,133	7,598	7,310	-3.79%
- Media tensión	93,074	88,268	99,590	102,348	100,943	111,750	127,199	13.82%
- Baja tensión	366,398	396,034	417,827	448,659	482,222	514,508	551,389	7.17%
* Domiciliario	220,910	241,642	258,443	279,235	299,277	318,663	338,716	6.29%
* No domiciliario	101,228	109,976	114,663	121,767	132,291	143,279	154,389	7.75%
* Alumbrado público	44,260	44,416	44,721	47,657	50,654	52,566	58,284	10.88%
TOTAL	595,833	600,979	623,978	555,960	590,298	633,855	685,897	7.38%

La venta de energía por nivel de tensión se concentra en el sector de baja tensión, con el 80% del volumen de energía vendida.

Fuente: Gerencia Comercial

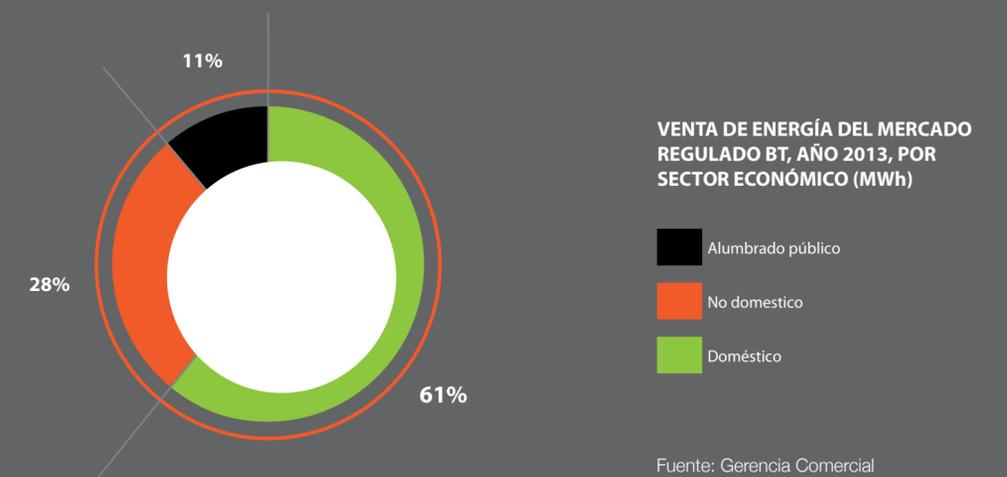
PARTICIPACIÓN EN LA VENTA DE ENERGÍA POR NIVEL DE TENSIÓN



POR SECTORES ECONÓMICOS

La venta de energía por sectores económicos se concentra en el sector doméstico, con el 61% del volumen de energía vendida. El sector industrial concentró el 28%.

PARTICIPACIÓN DE LA VENTA DE ENERGÍA POR SECTOR ECONÓMICO



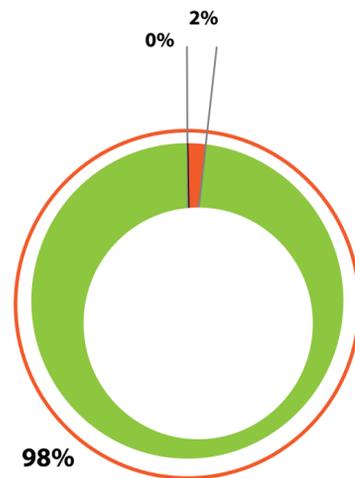
7.7 PRODUCCIÓN Y COMPRA DE ENERGÍA

A) PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En el año 2013, la producción de nuestras pequeñas centrales hidráulicas y termoeléctricas diesel, participó con el 11.03% del total de la energía movilizada en ELECTROCENTRO S.A; equivalente a 86.54 GWh.

De la producción total, la generación hidráulica aportó el 97.76% (84.60 GWh); y la generación térmica, el 2.24% (1.94 GWh).

En la producción hidroeléctrica, el 100% corresponde a las centrales interconectadas, pues ya no tenemos centrales aisladas.



PRODUCCIÓN PROPIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, AÑO 2013

- CH interconectadas
- Centrales térmicas
- CH aisladas

Fuente: Gerencia Técnica

Producción energía (MWh)	CH			Total
	interconectadas	CH aisladas	Centrales térmicas	
Ejecutado	84,603	0	1,943	86,546

Fuentes: Gerencia Técnica

PRODUCCIÓN (MWH) EN CENTRALES INTERCONECTADAS AL SEIN, AÑO 2013

Producción	Huarisca	Ingenio	Concepción	Machu	Chamisería	Chanchamayo	Paccha	Acobamba
Ejecutado	15168.7682	8648.294	45.9264	5887.3066	996.6361	131.9801	1099.9676	613.1307
Programado	14855.9472	8319.6465	142.6644	5678.0265	970.3892	131.9801	1038.2258	641.1047

Producción (MWh) en centrales hidroeléctricas interconectadas al Sein

Producción	Llusita	Quicapata	San Balvin	San Francisco	Chalhuamayo	Pichanaki	Pozuzo	CH Interconectadas
Ejecutado	7432.92	6214.9946	1417.1	7759.9244	22934.2667	5901.793	350.259	84603.2674
Programado	7403.8658	5832.1684	1780.091	6982.1651	23873.2667	5751.6666	350.259	83751.467

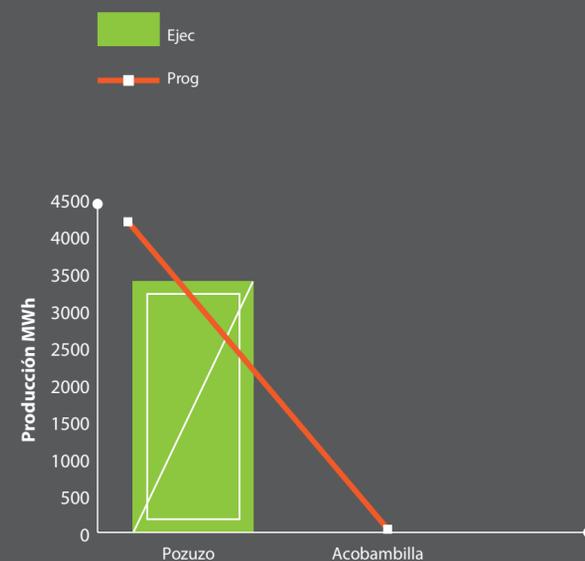
Fuente: Gerencia Técnica



PRODUCCIÓN EN CENTRALES AISLADAS, AÑO 2013

Producción (MWh) en centrales hidroeléctricas aisladas			
Producción	Pozuzo	Acobambilla	Centrales hidroeléctricas aisladas
Ejecutado	3,389	0	3,389
Programado	4,198	0	4,198

CH Interconectadas



B) COMPRA DE ENERGÍA

La energía comprada a empresas generadoras alcanzó, en el año 2013, 697.8 GWh, lo que equivale a un incremento de 7.1% ó 46.0 GWh respecto al año anterior (651.7 GWh), por el mayor volumen de venta de energía.

COMPRA DE ENERGÍA A EMPRESAS GENERADORAS

Generador	2007	2008	2010	2010	2011	2012	2013	Part. %
Electroperú (Bilateral)	203.4	104.7	105.3	3.1	280.6	369.4	148.4	21.3%
Egasa (Regulado)			0.0	0.0	0.0	0.0		0.0%
Egenor (Regulado)			129.8	121.2	119.3	116.8	0.0	0.0%
Eepsa (Regulado)			4.5	26.3	25.9	25.4	0.0	0.0%
Kallpa (Regulado)			96.4	401.0	150.5		0.0	0.0%
Egesur (Regulado)						27.9	0.0	0.0%
Celepasa (Regulado)						76.5	0.0	0.0%
Edegel (Bilateral)						13.1	40.5	5.8%
Enersur (Bilateral)							20.5	2.9%
Celepasa Lic. Largo Plazo							9.2	1.3%
Egamsa Lic. Largo Plazo							18.5	2.6%
Egenor Lic. Largo Plazo							68.4	9.8%
Electroperu Lic. Largo Plazo							232.8	33.4%
Fenix Lic. Largo Plazo							28.7	4.1%
SDF Energía Lic. Largo Plazo							12.0	1.7%
SN Power Lic. Largo Plazo							57.3	8.2%
Termoselva Lic. Largo Plazo							41.6	6.0%
Muller (Regulado)	2.9	2.7	3.1	3.0	3.2	3.1	3.5	0.5%
Simsa (Regulado)	0.1	0.0	0.1	0.4	11.6	8.2	8.7	1.2%
Brocal (Regulado)	7.4	7.2	7.3	7.1	6.6	6.9	6.3	0.9%
COES Sin Contrato (Regulado)	346.5	489.2	273.5	0.8	5.9	3.9	0.2	0.0%
Contrato Otros	34.8	0.4	2.6	0.0	0.2	0.7	1.3	0.2%
TOTAL GWH	595.2	604.2	622.5	563.0	604.0	651.7	697.8	100%

Fuente: Gerencia Comercial



7.8 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS

PRECIO MEDIO

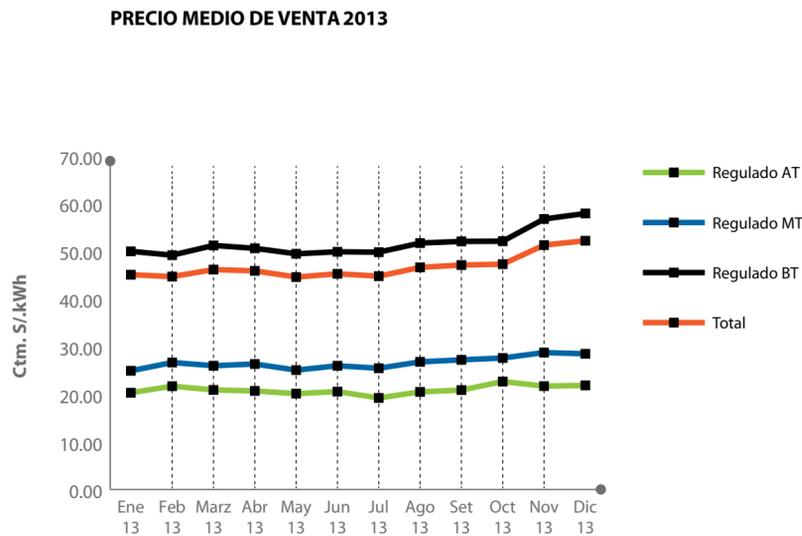
Concepto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL	2012
Mercado regulado	45.05	44.66	46.12	45.86	44.56	45.24	44.75	46.59	47.08	47.26	51.27	52.18	46.78	45.11
Regulado BT	49.96	49.15	51.19	50.59	49.44	49.86	49.78	51.69	52.04	52.08	56.74	57.90	51.77	49.69
Regulado MT	24.89	26.63	25.96	26.32	25.04	25.95	25.43	26.77	27.19	27.58	28.72	28.46	26.60	25.73
Regulado AT	20.29	21.67	20.88	20.67	20.11	20.53	19.20	20.47	20.85	22.64	21.68	21.84	20.85	19.86
TOTAL	45.05	44.66	46.12	45.86	44.56	45.24	44.75	46.59	47.08	47.26	51.27	52.18	46.78	45.11

La evolución del precio medio de compra en los dos últimos años tiene una tendencia creciente. Se incrementó en 11.9% en el mercado regulado (de 17.46 céntimos de Nuevo Sol por kWh, promedio 2012, a 19.54 céntimos de Nuevo Sol por kWh, promedio en el año 2013), a consecuencia del ingreso, a partir del 1° de enero de 2013, de los contratos de licitación de largo plazo, con diversos generadores, lo que representa el 69.1% de la demanda total de ELECTROCENTRO, cuyos precios de compra son mayores a los del periodo anterior.

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2013	18.45	19.75	19.49	19.66	19.25	19.59	20.32	20.57	21.03	20.50	20.95	20.65
2012	16.52	17.80	16.93	17.27	17.99	17.73	17.52	17.59	17.52	17.38	17.65	17.82

El precio medio de venta para el año 2013 en el mercado regulado es de 46.78 céntimos de Nuevo Sol por kWh, y presenta un incremento del 3.7% con respecto al año 2012 (45.11 céntimos de Nuevo Sol por kWh), debido al aumento de los precios de generación y al cargo por peaje de transmisión secundaria y VAD, componentes de la tarifa eléctrica de venta al cliente final.

El precio medio de venta en baja tensión aumentó en 4.2% respecto al año 2012 (de 49.69 a 51.77 céntimos de Nuevo Sol por kWh). En media tensión subió en 3.39% (de 25.73 a 26.60 céntimos de Nuevo Sol por kWh). Su evolución mensual para el año 2013 fue como sigue:



capítulo 8/

GESTIÓN

ADMINISTRATIVA

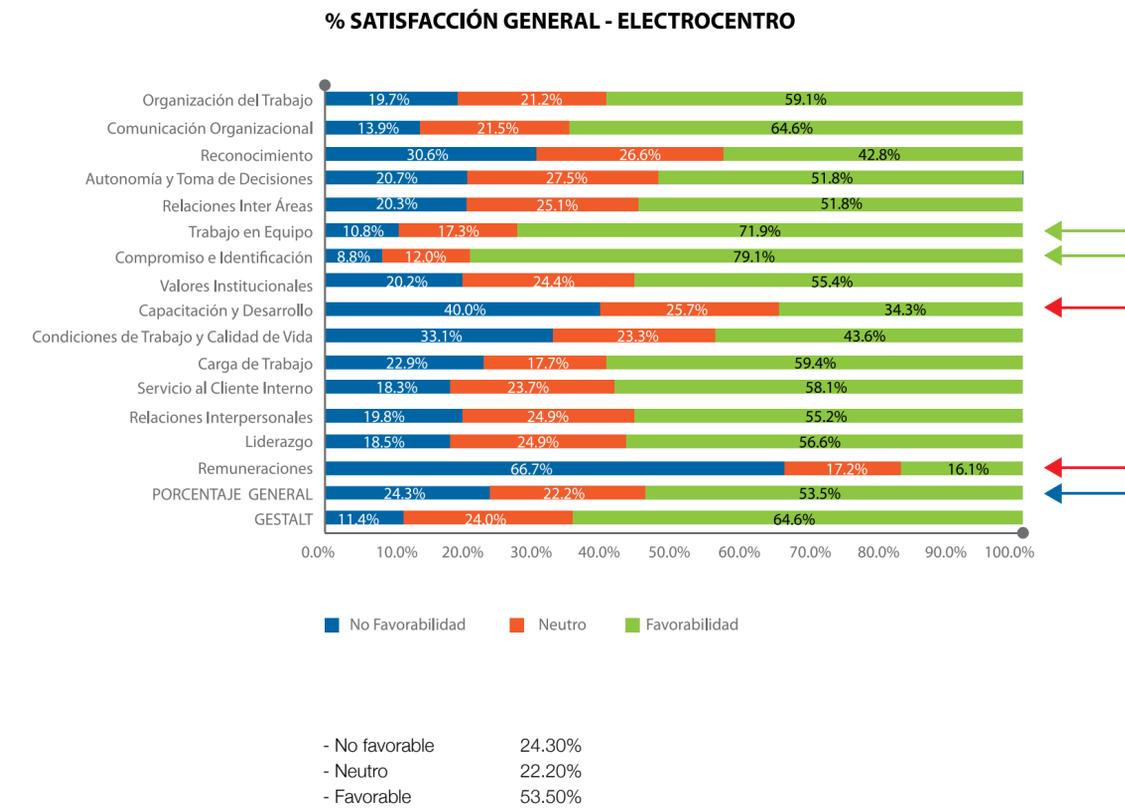


8.1 RECURSOS HUMANOS

En el año 2013, se fortaleció el proceso de desarrollo organizacional de la empresa al mantener con nuestros colaboradores, relaciones laborales orientadas a un alto rendimiento. El marco para esas relaciones estuvo conformado por las normas legales vigentes, el Reglamento Interno de Trabajo, el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo y el Reglamento Interno de Seguridad y Salud en el Trabajo. Las acciones efectuadas y las disposiciones adoptadas tuvieron como finalidad contribuir con la mejora del clima organizacional y la gestión empresarial.

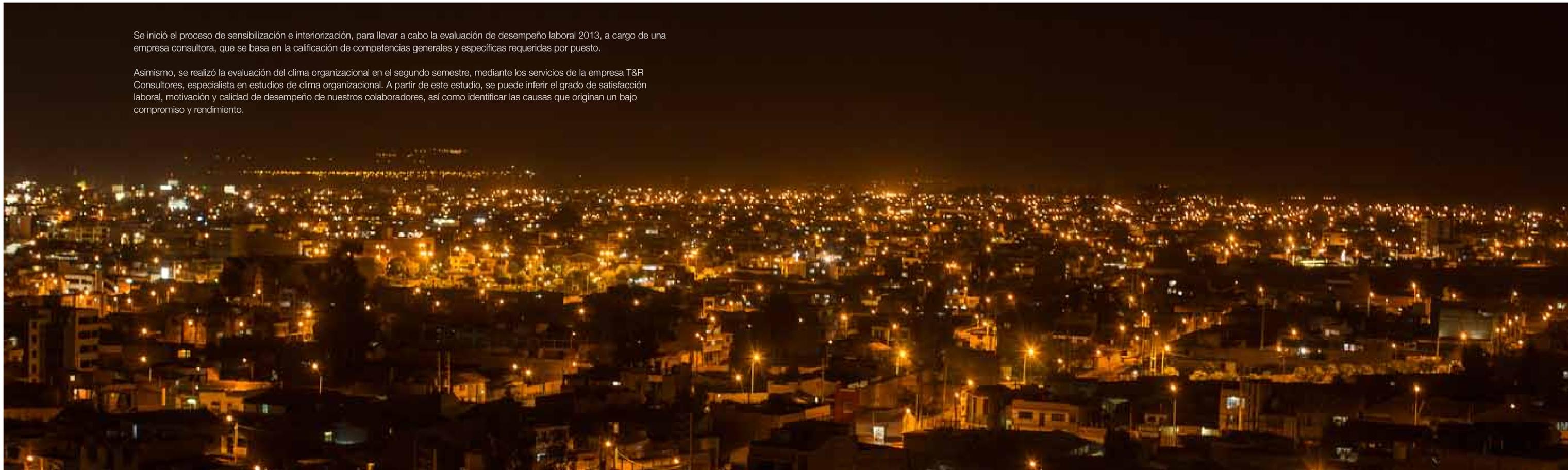
Del universo esperado de 324 colaboradores, se contó con la participación de 265, quienes completaron encuestas válidas, representando el 81.8% del total, por lo que se puede afirmar que el estudio alcanzó un grado de participación que asegura la validez y confiabilidad de la data.

El resultado general en porcentajes de satisfacción es el siguiente:



Se inició el proceso de sensibilización e interiorización, para llevar a cabo la evaluación de desempeño laboral 2013, a cargo de una empresa consultora, que se basa en la calificación de competencias generales y específicas requeridas por puesto.

Asimismo, se realizó la evaluación del clima organizacional en el segundo semestre, mediante los servicios de la empresa T&R Consultores, especialista en estudios de clima organizacional. A partir de este estudio, se puede inferir el grado de satisfacción laboral, motivación y calidad de desempeño de nuestros colaboradores, así como identificar las causas que originan un bajo compromiso y rendimiento.



Una vez conocidos los resultados se ha efectuado el Plan de Acción de Mejoras para su implementación.

Además, conjuntamente con el consultor externo especializado, se elaboró el proyecto de propuesta de modificación y actualización del CAP 2014, MOF, ROF, para su aprobación por el Directorio y el FONAFE.

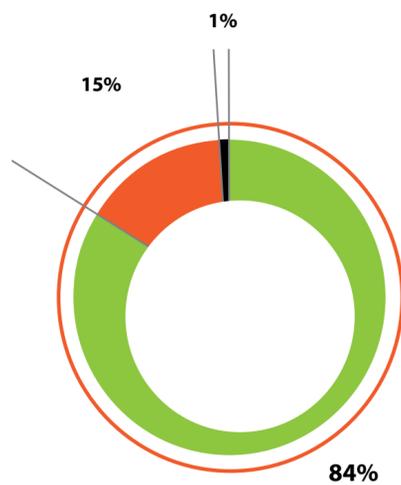
Se ha puesto en marcha la Directiva del Programa de Desvinculación Voluntaria, cuyo objetivo es establecer los lineamientos básicos y las políticas de incentivos para su aplicación. Es aplicable a todo el personal con contrato de trabajo a plazo indeterminado, comprendido en los alcances del Decreto Legislativo N°728, Ley de Productividad y Competitividad Laboral, y con vínculo laboral vigente a la fecha de la renuncia. Se exceptúa al personal directivo y de confianza.

Se tuvo seis (06) desvinculaciones voluntarias.

A) FUERZA LABORAL

Al término del ejercicio 2013, el personal de ELECTROCENTRO S.A. estaba conformado por 382 colaboradores con labores y responsabilidades de carácter permanente. La evolución del personal para los periodos 2012 y 2013 fue la siguiente:

Concepto	2012	2013
Estables	310	319
Contrados a modalidad	8	4
Cooperativa	64	59
TOTAL	382	382

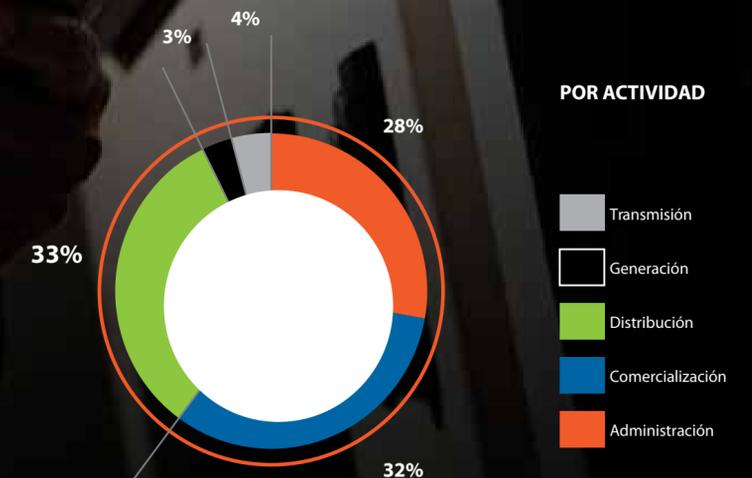


Fuente: Gerencia Administración y Finanzas

B) COMPOSICIÓN DE LA FUERZA LABORAL

Los 382 colaboradores que conforman la fuerza laboral están dispuestos de la siguiente manera: 128 colaboradores (34%) en actividades de distribución, 120 (31%) en actividades comerciales, 109 trabajadores (29%) en labores administrativas y 25 (6%) en actividades de generación y transmisión eléctrica.

Por Actividad	2012	2013
Administración	109	106
Comercialización	120	123
Distribución	128	128
Generación	12	11
Transmisión	13	14
TOTAL	382	382



Fuente: Gerencia Administración y Finanzas

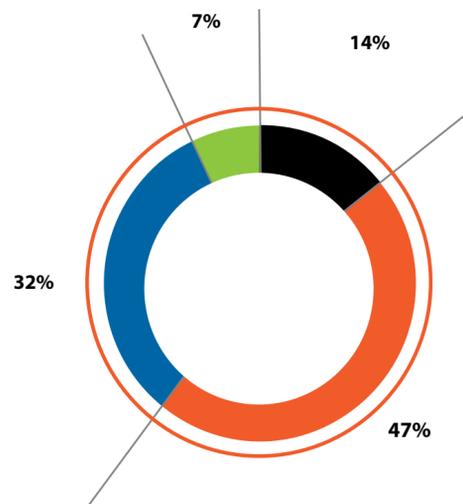
La gestión de la Unidad de Recursos Humanos se orientó a intensificar el Programa de Capacitación y Desarrollo de Personal, para optimizar los niveles de competencia de los colaboradores, y propiciar el desarrollo de métodos y procedimientos de trabajo, con el fin de lograr una mejora sustancial en el clima laboral. Esa tarea permitió mantener la integración, la identificación y el compromiso de los colaboradores con la misión y los objetivos de la empresa.

C) CAPACITACIÓN

La capacitación del personal fue una de las mayores preocupaciones de la administración. Se desplegó un programa intensivo, orientado principalmente a los profesionales y técnicos operativos. También se programaron cursos generales y específicos sobre seguridad e higiene ocupacional, sistemas de gestión de calidad y formación de auditores, entre otros temas. El personal recibió 17,596 horas de capacitación, distribuidas como se aprecia en el siguiente cuadro:

HORAS/ HOMBRE - CAPACITACIÓN 2013		
Grupo Ocupacional	Horas/Hombre	Porcentajes
Funcionarios	2,536	14%
Profesionales	8,274	47%
Técnicos	5,538	31%
Apoyo	1,249	7%
TOTAL	17,596	100%

El índice per cápita de capacitación fue de 47.09 horas/trabajador.



GRUPO OCUPACIONAL

- Apoyo
- Técnicos
- Profesionales
- Funcionarios

Fuente: Gerencia Administración y Finanzas



D) SERVICIO MÉDICO

ELECTROCENTRO S.A. desarrolló diversos programas de salud ocupacional y asistencia médica familiar, en beneficio de los colaboradores de la empresa y sus familiares directos:

- > Charlas de sensibilización sobre el dengue y talleres sobre primeros auxilios y reanimación cardiopulmonar básica, así como actividades de carácter preventivo promocional.
- > Examen médico ocupacional de ingreso, retiro, rotación y por descansos médicos prolongados del personal, de acuerdo a la Ley N° 29783, Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- > Examen médico ocupacional anual en la sede, en las Unidades de Negocio Ayacucho, Huancavelica, Tarma, Selva Central, Huánuco y en los/las SEM Valle Mantaro, Pasco y Tingo María. Fueron evaluados 322 colaboradores, cantidad que equivale al 99 % del personal.
- > Campaña médica de despistaje de diabetes e hipertensión arterial, dirigida al personal de la sede (Jirón Amazonas, Parque Industrial y Tres Esquinas) y del SEM Valle Mantaro.

- > Campaña de vacunación contra hepatitis B, influenza y tétanos, dirigida al personal y sus familiares. Se contó con el apoyo del MINSA, en los centros de salud de Chupaca y La Libertad.
- > Campaña de masajes anti-estrés, que contó con el apoyo de la Compañía de Seguros Rímac, a través de su dependencia de Seguro de Vida.
- > Charla de sensibilización sobre los beneficios de ONCOSALUD.

- > Elaboración de boletines informativos sobre la gripe estacional AH1N1, la gastritis, el cáncer de estómago, cáncer de cuello uterino, cefaleas y migraña. También se sacaron a circulación las publicaciones "¿Qué pasa en el organismo cuando tomamos gaseosa?", "¿Qué es el cáncer de próstata?" y otros que abordan temas de interés para los colaboradores.
- > Campaña de Despistaje de VIH, con el apoyo del centro de salud de MINSA.
- > Visitas de apoyo a los colaboradores afectados por accidentes, enfermedades o problemas familiares, tanto en centros de salud como en sus domicilios.



E) RESPONSABILIDAD SOCIAL

ELECTROCENTRO desarrolla un programa de responsabilidad social empresarial orientado a contribuir con el desarrollo de sus colaboradores y la comunidad en general. En el año 2013 las iniciativas más destacadas fueron:

- > Campañas de seguridad sobre riesgos eléctricos, a través de diferentes medios de comunicación, durante las fiestas de carnavales, Semana Santa, Fiestas Patrias y de fin de año, especialmente las orientadas a los riesgos por trasgresión de las distancias mínimas de seguridad.
- > En Huancavelica, Huánuco y Huancayo se dictaron conferencias y charlas sobre riesgos de accidentes por contacto eléctrico en construcciones y edificaciones. Estas convocaron a trabajadores municipales, de construcción civil, estudiantes, técnicos de contratistas, autoridades y periodistas.
- > Igualmente, se llevó a cabo el evento anual "Semana de la Seguridad, Salud en el Trabajo y Medio Ambiente, dirigido a estudiantes de ingeniería eléctrica, industrial, química, estudiantes de institutos tecnológicos, así como a docentes, profesionales y público en general.
- > Se ha dado inicio a la actividad: "ELECTROCENTRO, capacitando a nuestros jóvenes" que es desarrollado en el ámbito de concesión de ELECTROCENTRO, la que mediante convenios suscritos con SENCICO, SENATI y el Instituto Superior de Educación Técnica Andrés Avelino Cáceres de Cajal, nuestros profesionales vienen capacitando a los estudiantes de las Regiones de Junín, Huánuco y Ayacucho en temas relacionados a las actividades técnicas y comerciales que se desarrolla en el Sector eléctrico. En el año 2014 estas capacitaciones llegarán a los Departamentos de Huancavelica y Pasco.
- > Las actividades de proyección social realizadas durante las fiestas navideñas contaron con el apoyo de los colaboradores de la empresa. En las Unidades de Negocio de Huancayo y Huánuco y se repartieron regalos y se organizaron fiestas para los niños de zonas vulnerables, como Muña y Pumacoria. En Huancayo, se visitó el "Hogar Taller para Madres Adolescentes", de la Beneficencia Pública. En él se acogió a 17 madres de entre 12 y 17 años de edad, con sus respectivos hijos. Se les llevó mobiliario, electrodomésticos y juguetes. También se organizó una chocolatada navideña.

8.2 TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES

La tecnología de la información y comunicación es uno de los factores que facilita la mejora de la gestión de la empresa. En este rubro resaltaron las siguientes actividades:

A) SISTEMAS DE INFORMACIÓN

- > Se efectuó el proceso de migración e implementación del nuevo sistema comercial Optimus NGC en todo el ámbito de la empresa, permitiendo la centralización de servicios y recursos a nivel Distriluz, bajo un esquema de hosting de alta disponibilidad y plataforma de última tecnología (Microsoft .Net 2010-C# y administrador de base de datos Microsoft SQL 2008), permitiendo la integración de los procesos comerciales bajo estándares corporativos, además de mejorar la integración con el sistema georeferencial Maximus (sistema técnico) y el ERP SAP.
- > Se implementó en el ERP/SAP módulo FI los nuevos formatos de los libros electrónicos dispuestos por SUNAT.
- > Inicio de la implementación del Nuevo Libro Mayor en el ERP/SAP módulo FI/AM, con el objetivo de adaptar SAP a las NIFF y generar libros bajo normativas IFRS y Perú GAAP.

B) INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA

- > Se ejecutó satisfactoriamente el reemplazo de doscientas posiciones de trabajo con equipos de tecnología actual en todo el ámbito de la empresa mediante tercerización del servicio; asimismo se adquirió quince equipos portátiles y veinticinco computadoras desktop a través de convenio FONAFE.
- > Se ejecutó el reemplazo de nuevos servidores en Unidades de Negocio y Sede aplicando la tecnología de virtualización, destinados para almacenamiento de archivos, aplicaciones locales y servidores del directorio activo.



B) COMUNICACIONES

- > Se implementó equipos de optimización de red WAN con equipos CISCO WAS en todas las unidades de negocio a fin de garantizar la fiabilidad de las comunicaciones como soporte a la entrada en producción del nuevo sistema comercial.
- > Implementación de una nueva infraestructura de comunicaciones que garantiza una plataforma física de red de cableado estructurado en Categoría 6A siendo robusta, flexible, y perdurable en el tiempo (mínimo 10 años) bajo los estándares ANSI/TIA/EIA-568 - ISO/IEC IS11801, con la finalidad de soportar eficientemente los

sistemas de información: Optimus, Maximus, SAP, correo electrónico, internet, SCADA, Telefonía IP.

- > Se efectuó ampliaciones de anchos de banda de hasta 1 Mbps para las oficinas en Ayacucho, Huánuco, Tarma, Tingo María, Huancavelica, y Cerro de Pasco permitiendo mejorar el performance de las transacciones de los sistemas de información que la empresa.
- > Implementación del sistema de comunicación de datos para las subestaciones de Ingenio, Junín y Carhuamayo mediante tendidos de fibra óptica desde las oficinas comerciales

de Concepción, Junín y Carhuamayo, respectivamente; permitiendo soportar las transacciones de los sistemas de Telemando y Telecontrol.

- > Integración de las subestaciones de Salesianos, Huarisca, Ingenio, Alto Marcavalle, Pasco, Junín, Carhuamayo, Pampas y Chanchamayo al sistema SCADA permitiendo reducir la duración de las interrupciones del servicio eléctrico ya que las maniobras de reconexión se realizarán desde el Centro de Control de Operaciones. Con esta implementación ya se cuentan con 22 subestaciones gestionadas desde el Centro de Control de Operaciones.

capítulo 9 /

ESTADOS

FINANCIEROS



DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al accionista y directores de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – ELECTROCENTRO S.A.

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. - ELECTROCENTRO S.A. (una compañía peruana, subsidiaria del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE), que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre del 2013 y de 2012, y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y un resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas (incluidas en las notas 1 a la 35 adjuntas).

Responsabilidades de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, y del control interno que la Gerencia determina

que es necesario para permitir que la preparación de los estados financieros estén libres de errores materiales, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre dichos estados financieros basada en nuestras auditorías. Nuestras auditorías fueron realizadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en el Perú. Dichas normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para tener una seguridad razonable de que los estados financieros estén libres de errores materiales.

Una auditoría implica realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y divulgaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de que existan errores materiales en los estados financieros, ya sea debido a fraude o de error. Al realizar esta evaluación de riesgos, el auditor toma en consideración el control interno pertinente de la Compañía para la preparación y presentación razonable de los

estados financieros, a fin de diseñar procedimientos de auditoría de acuerdo con las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía. Una auditoría también comprende la evaluación de si los principios de contabilidad aplicados son apropiados y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar las bases para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. - ELECTROCENTRO S.A. al 31 de diciembre de 2013 y 2012, así como su desempeño financiero y flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Lima, Perú
28 de febrero de 2014

Refrendado por:


Antonio Sánchez
C.P.C.C. Matrícula N°26604

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

	Notas	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)
Activo			
Activo corriente			
Efectivo y equivalente de efectivo	4	14,093	5,621
Cuentas por cobrar comerciales, neto	5	49,841	39,206
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	29(b)	7,108	4,017
Otras cuentas por cobrar, neto	6	24,507	10,126
Inventarios, neto	7	16,769	15,750
Gastos contratados por anticipado	8	2,428	1,664
Total activo corriente		114,746	76,384
Activo no corriente			
Inversión en subsidiaria	11	1	1
Otras cuentas por cobrar	6	155	178
Propiedades, planta y equipo, neto	9	878,325	763,177
Activos intangibles, neto	10	2,124	3,192
Total activo no corriente		880,605	766,548
Total activo		995,351	842,932

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

	Notas	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)
Pasivo corriente			
Obligaciones financieras	12	38,773	8,039
Cuentas por pagar comerciales	13	52,140	38,019
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	29(b)	20,613	9,423
Otras cuentas por pagar	14	19,063	15,230
Otras provisiones	15	14,150	13,350
Pasivo por impuesto a las ganancias		-	3,613
Provisión por beneficios a los empleados	16	5,725	6,285
Ingresos diferidos	17	3,008	3,269
Total pasivo corriente		153,472	97,228
Pasivo no corriente			
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	29(b)	10,176	17,518
Otras cuentas por pagar	14	1,625	3,038
Pasivo por impuesto a las ganancias diferido, neto	28(a)	4,282	7,484
Provisión por beneficios a los empleados	16	7,721	8,317
Ingresos diferidos	17	48,764	51,236
Total pasivo no corriente		72,568	87,593
Total pasivo		226,040	184,821
Patrimonio neto			
	18		
Capital emitido		549,792	549,792
Capital adicional		183,184	90,028
Reservas legales		3,624	1,994
Resultados acumulados		32,711	16,297
Total patrimonio neto		769,311	658,111
Total pasivo y patrimonio neto		995,351	842,932

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

	Notas	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)
Ingresos de actividades ordinarias	19	353,863	311,523
Costo del servicio de actividades ordinarias	20	(266,475)	(224,620)
Utilidad bruta		87,388	86,903
Gastos operativos			
Gastos de administración	21	(25,398)	(24,775)
Gastos de ventas	22	(20,016)	(18,596)
Otros ingresos	24	10,856	16,441
Otros gastos	25	(3,827)	(354)
Utilidad operativa		49,003	59,619
Ingresos financieros	26	1,809	1,344
Gastos financieros	27	(1,495)	(2,367)
Diferencia en cambio, neta		(344)	411
Utilidad antes de impuesto a las ganancias		48,973	59,007
Impuesto a las ganancias	28(b)	(14,851)	(18,650)
Utilidad neta		34,122	40,357
Otros resultados integrales		-	-
Total resultados integrales		34,122	40,357

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

	Capital emitido S/.(000)	Capital adicional S/.(000)	Reserva legal S/.(000)	Resultados acumulados S/.(000)	Total patrimonio S/.(000)
Saldos al 1 de enero del 2012	541,554	65,060	-	(4,118)	602,496
Utilidad neta	-	-	-	40,357	40,357
Aporte de FONAFE, nota 18(a)	8,238	-	-	-	8,238
Aportes de FONAFE en obras del Ministerio de Energía y Minas y efectivo, nota 18(b)	-	24,968	-	-	24,968
Transferencia a reserva legal, nota 18(c)	-	-	1,994	(1,994)	-
Distribución de dividendos en efectivo, nota 18(d)	-	-	-	(17,948)	(17,948)
Saldo al 31 de diciembre del 2012	549,792	90,028	1,994	16,297	658,111
Utilidad neta	-	-	-	34,122	34,122
Aportes de FONAFE en obras del Ministerio de Energía y Minas y efectivo, nota 18(b)	-	93,156	-	-	93,156
Transferencia a reserva legal, nota 18(c)	-	-	1,630	(1,630)	-
Distribución de dividendos en efectivo, nota 18(d)	-	-	-	(14,668)	(14,668)
Otros	-	-	-	(1,410)	(1,410)
Saldo al 31 de diciembre del 2013	549,792	183,184	3,624	32,711	769,311

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)
Actividades de operación		
Cobranza a clientes	339,355	307,740
Intereses cobrados	1,809	1,344
Otros cobros de efectivo relativos a la actividad	7,973	21,921
Pago a proveedores	(231,081)	(187,142)
Pago de remuneraciones y beneficios sociales	(26,902)	(25,436)
Pago de impuesto a las ganancias	(24,038)	(18,499)
Pago de otros tributos	(6,258)	(2,927)
Intereses pagados	(1,495)	(2,367)
Efectivo y equivalente de efectivo neto proveniente de las actividades de operación	59,363	94,634
Actividades de inversión		
Compra de propiedad, planta y equipo	(77,891)	(53,481)
Compra de activos intangibles	(44)	(2,159)
Efectivo y equivalente de efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(77,935)	(55,640)
Actividades de financiamiento		
Ingreso por préstamos	64,560	16,400
Aporte de capital	10,133	14,151
Pago de dividendos	(14,668)	(17,948)
Pago de préstamos	(32,981)	(50,086)
Efectivo y equivalente de efectivo neto (utilizado en) generado por las actividades de financiamiento	27,044	(37,483)
Aumento neto de efectivo y equivalente de efectivo	8,472	1,511
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	5,621	4,110
Efectivo y equivalente de efectivo al final del ejercicio	14,093	5,621
Transacciones que no representan flujos de efectivo		
Propiedades, planta y equipo recibidos como aporte capital	83,023	19,055
Propiedades, planta y equipo recibidos como donaciones	-	8,857





Distriluz

SEDE
PRINCIPAL

Av . Camino Real Nº 348
Edificio Torre el Pilar - Piso 13
San Isidro Lima 27 PERU .
Central telefónica: (511) 211 - 5500

www.distriluz.com.pe