

MEMORIA
ANUAL

2014



TU TRADICIÓN NOS INSPIRA
A LLENAR DE LUZ Y COLOR A
NUESTRA REGIÓN.



ÍNDICE

PRESENTACIÓN: 6

CAPÍTULO
01.

Mensaje del Presidente
del Directorio: 8

CAPÍTULO
02.

Descripción de la
Empresa: 12

CAPÍTULO
03.

Áreas de concesión e
influencia: 22

CAPÍTULO
04.

Inversiones: 26

CAPÍTULO
05.

Cifras Relevantes: 34

CAPÍTULO
06.

Gestión Técnica: 38

CAPÍTULO
07.

Gestión Comercial: 70

Anochecer en Huancayo.

CAPÍTULO
08.

Gestión
Administrativa: 96

CAPÍTULO
09.

Estados financieros: 110

CAPÍTULO
10.

Cumplimiento del Plan
Estratégico 2013-2017: 120

CAPÍTULO
11.

Cumplimiento de la
Política de Aplicación
de Utilidades: 126

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 generación de valor a nuestros clientes, colaboradores y accionistas.

POLÍTICA DE 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 de las competencias de nuestros colaboradores, para garantizar la eficacia de nuestras operaciones.

VALORES

- › Responsabilidad
- › Ética empresarial y personal
- › Conciencia social
- › Lealtad

PRINCIPIOS PARA LA ACCIÓN

- › Calidad del servicio
- › Reconocimiento del recurso humano
- › Seguridad
- › Trabajo en equipo
- › Competencia
- › Orientación al logro

MENSAJE DEL PRESIDENTE DEL Directorio

Capítulo

01

ESTIMADOS SEÑORES ACCIONISTAS:

En mi calidad de Presidente del Directorio de las empresas que integran el Grupo Distriluz (Electronoroeste S.A., Electronorte S.A., Hidrandina S.A., y Electrocentro S.A.), me es grato presentarles la memoria anual y los estados financieros correspondientes al ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre de 2014, los cuales han sido auditados por la Sociedad de Auditoría Medina, Zaldívar, Paredes & Asociados S.C.R.L., firma miembro de Ernst & Young.



En primer término, me complace informar que los resultados económicos obtenidos durante el Ejercicio 2014 han sido positivos, habiendo alcanzado en las 4 empresas del Grupo utilidades superiores a las previstas, lo que se ha debido a una suma de factores, dentro de los cuales puedo destacar el crecimiento del nivel de ventas, el incremento en el número total de clientes atendidos, el esfuerzo por la disminución de costos y un ajuste tarifario acorde a las necesidades del servicio.

En línea con lo señalado, como resultado del Ejercicio 2014 –a nivel de Grupo Distriluz- se han generado S/. 459.9 millones de EBITDA; la Utilidad Bruta ascendió a S/. 484.0 millones; la Utilidad Operativa fue de S/. 289.9 millones, lo que representa un incremento del 67.4% respecto a lo obtenido el año 2013; la Utilidad Neta después de Impuestos y Participaciones fue de S/. 192.5 millones, cifra superior en 69% a la lograda en el año 2013; los Activos Totales alcanzaron la cifra de S/. 3 680.1 millones, lo que representa un porcentaje de crecimiento de 7.4 % respecto del 2013; y, finalmente, el Patrimonio Consolidado del Grupo alcanzó los S/. 2 585.3 millones, que representa un crecimiento del 7.8 % respecto a lo registrado al cierre del 2013.

En relación al número de Clientes, tenemos que al cierre del año 2014, atendimos a un total de 2 198 915 usuarios, lo que significa haber brindado servicio eléctrico a alrededor de 11 millones de personas, en 12 departamentos del centro y norte del país. Atender los requerimientos de ese total de usuarios significó haber registrado un consumo anual del orden de 4 473.0 GWh.

Otro aspecto a destacar es el nivel de Inversiones realizadas y el porcentaje de ejecución de las mismas, es así que la inversión total ejecutada en las 4 empresas del Grupo Distriluz ascendió a S/. 272.1 millones, con una mayor participación de Hidrandina S.A. con una inversión total de S/. 84.1 millones, seguida por Electrocentro S.A. con S/. 77.2 millones, luego Electronoroeste S.A. con S/. 61.4 millones y, finalmente, Electronorte S.A. con S/. 49.4 millones. Estos montos representaron una ejecución respecto de lo presupuestado del orden de 99.9%.

No obstante la relevancia de las cifras de inversión mencionadas, creo importante referirme a la necesidad de incrementar las mismas, principalmente en

aquellas destinadas a mejorar la calidad de los servicios que ofrecemos. Para ello urge la dación de un marco legal que permita que las empresas de distribución eléctrica del Estado, se gestionen con parámetros de empresas privadas, lo que contribuirá a su fortalecimiento, desarrollo de mayores eficiencias y a su sostenibilidad en el tiempo, lo que finalmente redundará en beneficio de sus usuarios.

También quiero destacar que estos resultados no se hubieran podido alcanzar sin la perseverancia y esfuerzo de los trabajadores de las empresas del Grupo Distriluz, desde el personal operativo, técnico y profesionales hasta la plana de funcionarios, quienes no cesan en su empeño de fortalecer la gestión de estas empresas.

Es por ello, que entendiendo la importancia del desarrollo de sus trabajadores y el dotarlos de mayores fortalezas, el Grupo Distriluz invirtió durante el año 2014 en diversos programas de capacitación, habiendo brindado un total de 110 247 horas de capacitación efectiva, lo que representó un incremento de 29.6% con respecto al total de

horas de capacitación del año 2013. La inversión económica en capacitación fue de S/. 1.9 millones, monto superior en 23.9% al ejecutado durante el 2013.

En este momento de balance y proyección, a nombre de todos los trabajadores del Grupo Distriluz y del Directorio que presido, renuevo nuestro compromiso con el desarrollo del país y nos comprometemos a continuar trabajando para el logro de la excelencia y la satisfacción total de nuestros clientes.

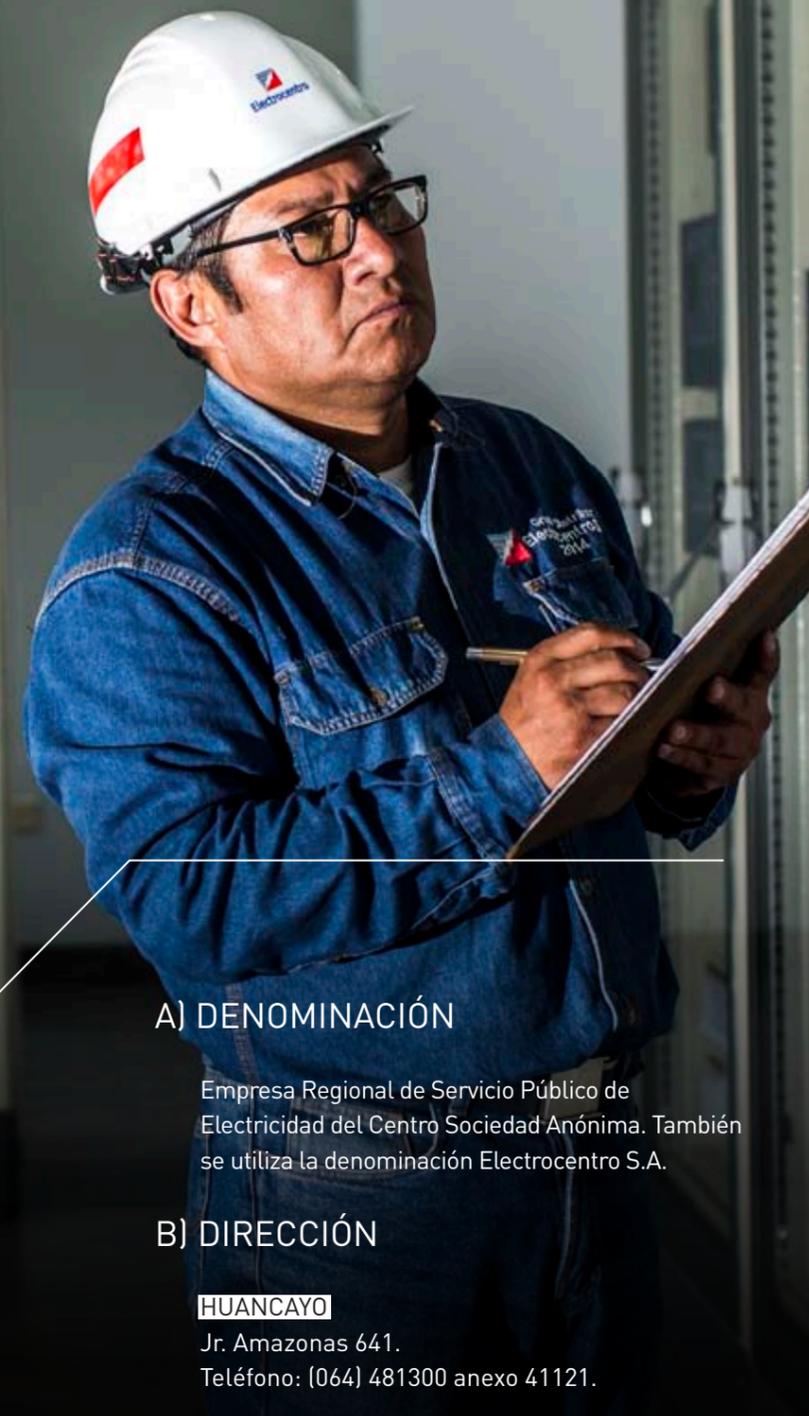
Atentamente,

Humberto Montes Chávez
Presidente del Directorio

DESCRIPCIÓN DE LA Empresa

Capítulo

02



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: 211-5100, anexos 51121 y 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.º 23406 y su Reglamento, el D.S. N.º 031-82-EM/VM, del 4 de octubre de 1982, mediante Resolución Ministerial N.º 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, que fue extendida el 6 de agosto de 1984 por el notario público Dr. Francisco S.M. Zevallos Ramírez, 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 que pertenece al Grupo Distriluz. 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). El 100 % de su accionariado es propiedad del Fonafe en representación del Estado peruano.

E) CAPITAL SOCIAL

Al concluir el ejercicio 2014, el capital social de la empresa asciende a S/.549 791 520 (quinientos cuarenta y nueve millones, setecientos noventa y un mil quinientos veinte nuevos soles), 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:

- A.** 323 274 568 (trescientos veintitrés 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 la finalidad de ser transferidas en el marco del proceso de promoción de la inversión privada.
- B.** 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.

C. 20 627 (veinte mil seiscientos veintisiete) acciones clase C, de propiedad del Fonafe, emitidas conforme al artículo 1º, inciso b) de la Ley N.º 26844, que representa el 0.0038 % del capital social y cuyos titulares tienen los derechos especiales que les consagra la señalada ley y el estatuto social.

D. 56 629 236 (cincuenta y seis millones seiscientos veintinueve mil doscientos 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 listar en la Bolsa de Valores de Lima

G) ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL

El capital de la sociedad pertenece en un 100 % al Fonafe en representación del Estado peruano, conforme el siguiente detalle:

COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO AL 31-12-2014

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%	



**JESÚS HUMBERTO
MONTES CHÁVEZ**
PRESIDENTE

H) DIRECTORIO

Durante el ejercicio 2014, 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	Designados mediante el Acuerdo de Directorio N.º 001-2012/003-Fonafe del 26 de enero de 2012 y se mantienen en funciones al 31 de diciembre de 2014.
Iván Eduardo Castro Morales	Director - Vicepresidente	
Luis Alberto Haro Zavaleta	Director	
Leonardo Rojas Sánchez	Director	

**IVÁN EDUARDO
CASTRO MORALES**
DIRECTOR/VICEPRESIDENTE



**LUIS ALBERTO
HARO ZAVALETA**
DIRECTOR



**LEONARDO
ROJAS SÁNCHEZ**
DIRECTOR





ALBERTO MATÍAS
PÉREZ MORÓN

GERENTE GENERAL



MARIO FERNANDO
CHEVARRÍA IZARRA

GERENTE CORPORATIVO DE
ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS



FELIPE CASASOLA
MARGARITO

GERENTE CORPORATIVO TÉCNICO
Y DE ELECTRIFICACIÓN RURAL



JAVIER ALEXANDER
MURO ROSADO

GERENTE CORPORATIVO
COMERCIAL



MANUEL ANTONIO
HOLGUÍN ROJAS

GERENTE DEL ÁREA CORPORATIVA
LEGAL Y DE REGULACIÓN



ROBERTO ALFONSO LA
ROSA SALAS

GERENTE CORPORATIVO
DE PROYECTOS



ROMEIO GRACIANO
ROJAS BRAVO

GERENTE REGIONAL
ELECTROCENTRO

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 los 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 al 31.12.2014.
Mario Fernando Chevarría Izarra	Gerente Corporativo de Administración y Finanzas (e)	Encargado desde el 08.06.2012 - Vigente al 31.12.2014.
Felipe Casasola Margarito	Gerente Corporativo Técnico y de Electrificación Rural (e)	Encargado desde el 01.07.2014 - Vigente al 31.12.2014.
Javier Alexander Muro Rosado	Gerente Corporativo Comercial (e)	Encargado desde el 28.10.2011 - Vigente al 31.12.2014.
Manuel Antonio Holguín Rojas	Gerente del Área Corporativa Legal y de Regulación (e)	Encargado desde el 07.05.2012 - Vigente al 31.12.2014.
Roberto Alfonso La Rosa Salas	Gerente Corporativo de Proyectos (e)	Encargado desde el 08.06.2012 - Vigente al 31.12.2014.

PRINCIPALES EJECUTIVOS DE ELECTROCENTRO S.A.

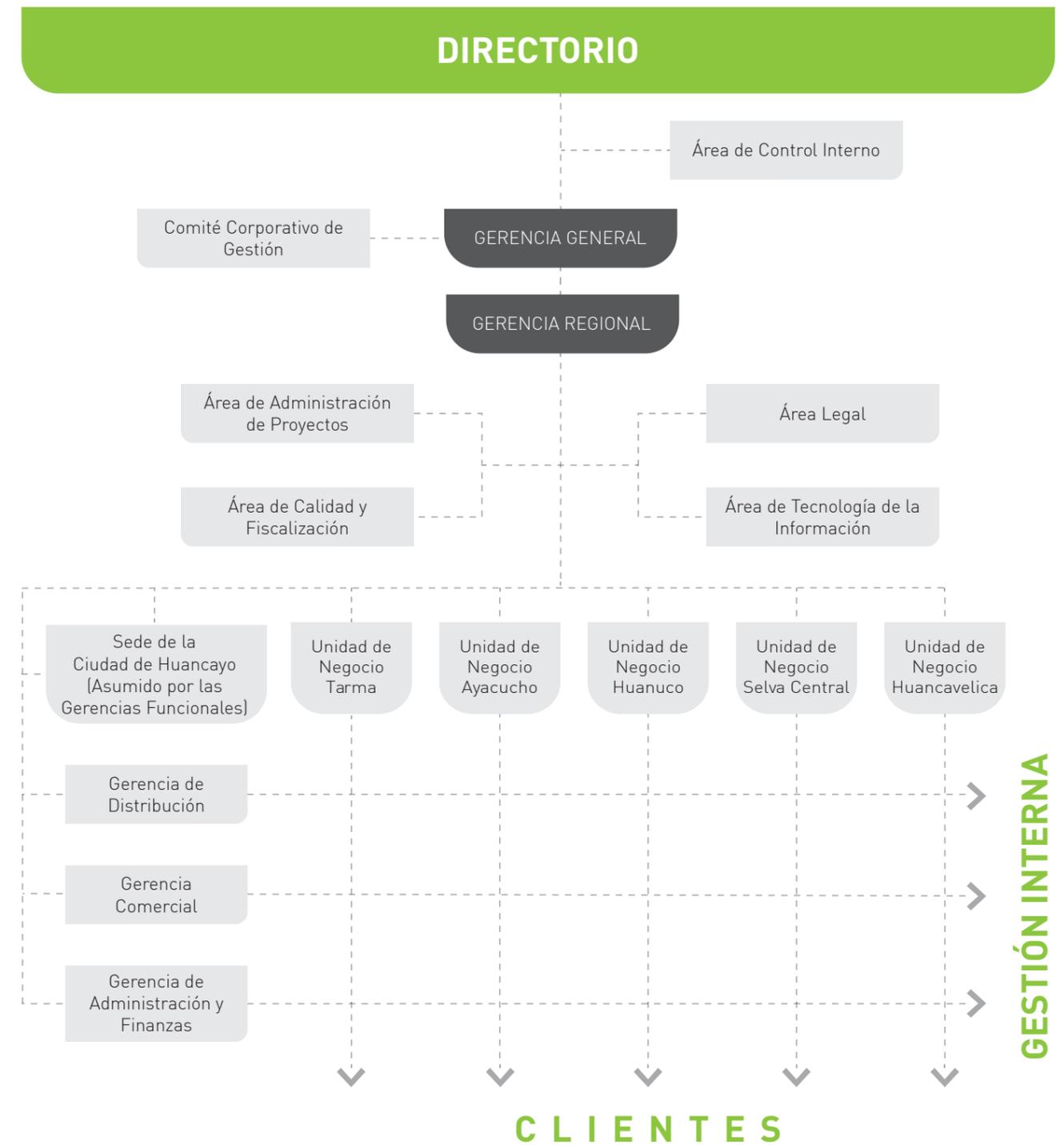
NOMBRES Y APELLIDOS	CARGO	FECHA DE DESIGNACIÓN O ENCARGATURA
Romeo Graciano Rojas Bravo	Gerente Regional (e)	Desde el 08.06.2012 hasta la fecha.
William Anthony Sosa Landeo	Gerente de Administración y Finanzas (e)	Desde el 16.08.2011 hasta la fecha.
Polo Arauzo Gallardo	Gerente Comercial	Desde el 11.04.2002 hasta la fecha.
Luis Enrique Bravo de la Cruz	Gerente Técnico (e)	Desde el 27.06.2012 hasta la fecha.
Miryam Gago Tello	Contador General	Desde el 09.05.1999 hasta la fecha.
José Moisés Miranda Flores	Asesor Legal	Desde el 01.06.1996 hasta la fecha.



J) ORGANIZACIÓN

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL

[Aprobado por Acuerdo de Directorio, sesión N.º 13 del 29.05.2002].



ÁREAS DE CONCESIÓN E Influencia

Capítulo

03

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, LA EMPRESA ESTÁ ORGANIZADA EN UNIDADES DE NEGOCIO. EL ÁREA DE CONCESIÓN DONDE LA EMPRESA LLEVA A CABO SUS OPERACIONES ES DE 6 347 KM².

LA EMPRESA 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.

TOTAL ELECTROCENTRO S.A.

Clientes (Cantidad)	679,142
Área de Concesión (Km ²)	6347
Redes de BT (Km)	15,715
Redes de MT (Km)	16,788
SED (Cantidad)	15,523

SELVA CENTRAL

Clientes (Cantidad)	70,800
Área de Concesión (Km ²)	138
Redes de BT (Km)	1,808
Redes de MT (Km)	2,712
SED (Cantidad)	2,005

HUÁNUCO - TINGO MARÍA

Clientes (Cantidad)	122,640
Área de Concesión (Km ²)	541
Redes de BT (Km)	3,227
Redes de MT (Km)	3,062
SED (Cantidad)	2,641

TARMA - PASCO

Clientes (Cantidad)	89,471
Área de Concesión (Km ²)	1,810
Redes de BT (Km)	1,946
Redes de MT (Km)	2,381
SED (Cantidad)	1,985

HUANCAYO - VALLE DEL MANTARO

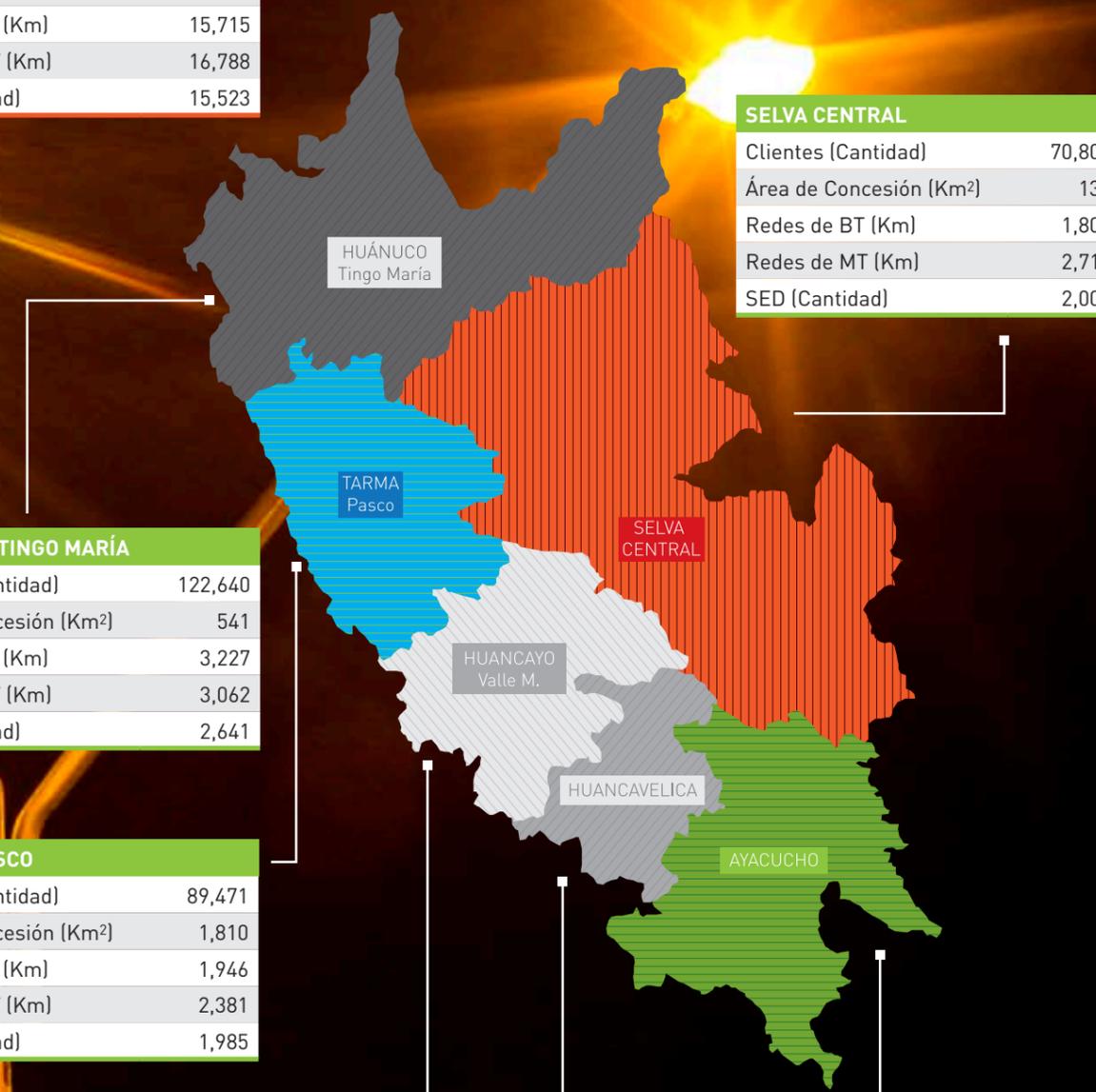
Clientes (Cantidad)	192,593
Área de Concesión (Km ²)	2,893
Redes de BT (Km)	3,410
Redes de MT (Km)	2,243
SED (Cantidad)	3,742

HUANCAMELICA

Clientes (Cantidad)	64,273
Área de Concesión (Km ²)	256
Redes de BT (Km)	2,357
Redes de MT (Km)	2,258
SED (Cantidad)	2,028

AYACUCHO

Clientes (Cantidad)	139,365
Área de Concesión (Km ²)	709
Redes de BT (Km)	2,967
Redes de MT (Km)	4,132
SED (Cantidad)	3,122



INVERSIONES

Capítulo

04



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, HUANCAMELICA, AYACUCHO Y PARTE DE LOS DEPARTAMENTOS DE LIMA Y CUSCO.



Subestación OXAPAMPA 20MVA - 10MVA.

LAS INVERSIONES DE LA EMPRESA SE REALIZAN CUMPLIENDO CON 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 LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS DE LA EMPRESA, CUMPLIENDO CON LOS LINEAMIENTOS CORPORATIVOS Y HACIENDO FRENTE A LOS RETOS QUE PLANTEA LA CRECIENTE DEMANDA ENERGÉTICA DE LOS CLIENTES EN EL PAÍS, COMO PRINCIPAL FUENTE DE APOYO DE LA INDUSTRIA, EL COMERCIO, LA CULTURA Y LA EDUCACIÓN. EL MAYOR CRECIMIENTO ECONÓMICO DEL PERÚ EN GENERAL, Y EN PARTICULAR DE NUESTRA ZONA DE CONCESIÓN, IMPLICA PARA NUESTRA EMPRESA ATENDER COMO OBJETIVO PRINCIPAL LA MAYOR DEMANDA DE ENERGÍA Y DE CALIDAD EN EL SERVICIO.

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 este ámbito de responsabilidad.

El programa de inversiones 2014 se ejecutó en S/.77.21 millones y estuvo financiado por recursos propios y préstamos bancarios de corto plazo. De dicha cantidad, S/.71.39 millones se utilizaron en proyectos de inversión, y S/.5.82 millones en gastos de capital no ligados a proyectos.

En obras de remodelación de redes se invirtió S/.20.02 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 la continuidad del servicio, optimizando costos de operación y mantenimiento. Los principales proyectos ejecutados en esta línea de inversión fueron:

- Rehabilitación por emergencia de la línea primaria 33 kV Santa Rosa Codo del Pozuzo - Electrocentro S.A. (concluido).
- Rehabilitación y ampliación de redes de M.T. y B.T. de los centros poblados de Madre Mía y Alto Azul Sitully, distritos de Nuevo Progreso y Cholón, provincias de Marañón y Tingo María, departamentos de San Martín y Huánuco (concluido).
- Adecuación del alumbrado público al nuevo factor Kalp, ámbito de Electrocentro S.A. II Etapa (concluido).
- Suministro, transporte, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio de la remodelación de redes MT, unidad de negocio Ayacucho - I etapa (en ejecución).
- Suministro, transporte, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio de la rehabilitación de redes MT y SED's de Alimentadores A4502 y A4504 eje Matahuasi - Quebrada Honda (en ejecución).
- Remodelación LP del alimentador A4124, tramo Bellavista-Paucará (en ejecución).



Asimismo, se desarrollaron proyectos de ampliación de redes de distribución de media y baja tensión, invirtiendo S/.18.70 millones con el objetivo de atender a nuevos clientes en los principales poblados de la zona de concesión. Los principales proyectos de esta línea de inversión son:

- Ampliaciones de redes MT y BT en la zona de la concesión Electrocentro (ex DU-116-2009) (concluido).
- Ampliación de redes de MT y BT en el área de concesión de la unidad de negocio Selva Central. Captación de clientes importantes (usos productivos y ejes de desarrollo) (concluido).
- Ampliación de las redes de MT y BT en las unidades de negocio Huancayo, Valle del Mantaro y Tarma-Pasco - XVI (en ejecución).
- Ampliación de las redes MT y BT XVII, unidades de negocio Huancayo, Valle del Mantaro, Ayacucho y Huancavelica, de los departamentos de Junín, Ayacucho y Huancavelica (en ejecución).
- Ampliación de las redes de MT y BT, de las unidades de negocio Huancayo y Valle del Mantaro del departamento de Junín - XVIII, (en ejecución).



Iglesia Matriz de la Merced Chanchamayo.

Con el objetivo de garantizar la cobertura de la creciente demanda y la confiabilidad del servicio, la empresa invirtió S/.22.85 millones en la ampliación y rehabilitación de los sistemas de transmisión para mejorar las instalaciones, y fortalecer el sistema eléctrico. Los proyectos ejecutados que continúan en 2015 son:

- > Seccionadores AT (05 línea, 03 barra): SET Cobriza, SET Huanta, SET Ayacucho, SET Chanchamayo, SET Ninatambo, (concluido).
- > Implementación de dos (2) transformadores, tableros de control y celdas de protección en la C.H. Pichanaki (concluido).
- > Implementación de transformadores de potencia en las SET Ayacucho, Huanta y Cangallo, equipadas con celdas de transformación, celdas de acoplamiento y bancos de capacitores de Ayacucho (en ejecución).
- > Transformador 138/60/22.9 kV, 20 MVA en la SET Oxapampa, con sus respectivas celdas (en ejecución).
- > Transformador de potencia en la SET Pasco 50/22,9 kV 10 MVA con sus respectivas bahías y sistemas de telecomunicaciones, transformador 60/33/10 kV, 25 MVA en la SET Parque Industrial con sus respectivas celdas (en ejecución).

ITEM	LÍNEAS DE PROYECTO	AÑO 2014		
		PRESUPUESTO MODIFICADO	EJECUTADO	VARIAC. % EJECUT/PP0
	Proyectos de inversión	71,682,094	71,390,023	99.59%
I	Remodelación de redes MT Y BT	16,526,568	20,028,216	121.19%
II	Ampliación de redes MT Y BT	15,437,550	18,695,997	121.11%
III	Rehabilitación de centrales eléctricas	5,316,997	5,923,281	111.40%
IV	Ampliación de centrales eléctricas	5,219,741	3,457,323	66.24%
V	Rehabilitación de sistema de transmisión	1,145,944	634,460	55.37%
VI	Ampliación de sistemas de transmisión	27,526,456	22,210,569	80.69%
XI	Electrificación rural	508,838	440,177	86.51%
	Gastos de capital no vinculados a proyectos	6,378,443	5,815,828	91.18%
VII	Sistemas de información y comunicación	224,672	164,772	73.34%
VIII	Monitoreo de calidad del producto y suministro	665,000	578,268	86.96%
IX	Seguridad y medioambiente	2,911,068	2,682,235	92.14%
X	Maquinaria, equipos y otros	2,577,703	2,390,554	92.74%
	Total del programa de inversiones	78,060,538	77,205,852	98.91%

Fuente: Área de Proyectos y Obras.

CIFRAS Relevantes

Capítulo

05

CIFRAS RELEVANTES(1)	UNIDAD	2014	2013	VARIAC. %
Estados de Situación Financiera				
Total Activo	Millones S/.	1,033.1	995.4	3.8%
- Corriente	Millones S/.	109.5	114.7	-4.6%
- No Corriente	Millones S/.	923.6	880.6	4.9%
Total Pasivo	Millones S/.	206.5	226.0	-8.7%
- Corriente	Millones S/.	133.3	153.5	-13.1%
- No Corriente	Millones S/.	73.2	72.6	0.8%
Patrimonio	Millones S/.	826.6	769.3	7.4%
Estado de Resultados				
Ingresos por actividades ordinarias	Millones S/.	429.6	353.9	21.4%
Utilidad bruta	Millones S/.	129.4	87.4	48.1%
Utilidad de operación	Millones S/.	93.2	49.0	90.2%
Utilidad antes de impuestos	Millones S/.	93.4	49.0	90.7%
Utilidad neta	Millones S/.	62.3	34.1	82.7%
Flujo de Efectivo				
Efectivo neto provisto por actividades de operación	Millones S/.	139.1	59.4	134.3%
Efectivo neto aplicado a inversión	Millones S/.	-82.6	-77.9	5.9%
Efectivo neto provisto por actividades de financiamiento	Millones S/.	-51.0	27.0	-288.6%
(Disminución) aumento de efectivo neto	Millones S/.	5.5	8.5	-34.8%
Efectivo al inicio del período	Millones S/.	14.1	5.6	150.7%
Saldo de efectivo final	Millones S/.	19.6	14.1	39.1%
Indices Financieros				
Margen de utilidad bruta	(%)	30.12%	24.70%	5.42
Rendimiento sobre activos (ROA)	(%)	9.36%	5.81%	3.55
Rentabilidad patrimonial	(%)	8.10%	5.18%	2.92
Rentabilidad operativa	(%)	21.69%	13.85%	7.85
Rentabilidad neta sobre ingresos de actividades ordinarias	(%)	14.51%	9.64%	4.87
Indices de Gestión				
Clientes	Miles	679.1	639.7	6.2%
Venta de energía eléctrica	GWh	703.0	685.9	2.5%
- Clientes libres	GWh	0.1	0.0	0.0%
- Clientes regulados	GWh	702.9	685.9	2.5%
Fuerza laboral	Trabajadores	346	323	7.1%
Índice de clientes atendidos por trabajador	Clientes/Trabajador	1,963	1,980	-0.9%
Índice de venta de energía mensual promedio por trabajador	MWh/Trabajador mes	169	177.0	-4.3%
Inversión ejecutada	Millones S/.	77.2	75.9	1.7%
Pérdidas de energía promedio anual	%	8.76%	8.94%	-0.18
Mercado				
Departamentos	Número	10	10	0.0%
Provincias	Número	43	43	0.0%
Distritos	Número	347	345	0.6%
Población	Millones habitantes	3.75	3.70	1.4%
Coficiente de electrificación	%	88.65%	88.49%	0.16
Ventas				
	GWh	703.0	685.9	2.5%
MAT y AT	GWh	3.3	7.3	-54.7%
MT	GWh	127.7	127.2	0.4%
BT	GWh	572.0	551.4	3.7%
Calidad del Servicio				
Duración de interrupciones SAIDI	Horas	63.08	50.92	23.9%
Frecuencia de interrupciones SAIFI	Veces	26.05	24.23	7.5%
Operaciones				
Centrales eléctricas propias	Número	19	17	11.8%
Potencia instalada de centrales eléctricas propias	MW	20	20	-1.3%
Líneas de transmisión y subtransmisión	Km	776	754	2.9%
Subestaciones de transformación	Número	55	53	3.8%
Potencia instalada	MVA	315	308	2.3%
Redes de distribución	Km	32,503	30,429	6.8%
- Media tensión	Km	16,788	15,915	5.5%
- Baja tensión	Km	15,715	14,514	8.3%
Subestaciones de distribución	Número	15,523	14,653	5.9%
Potencia de SED	MVA	592	549	7.8%

(1) Cifras auditadas.

GESTIÓN Técnica

Capítulo

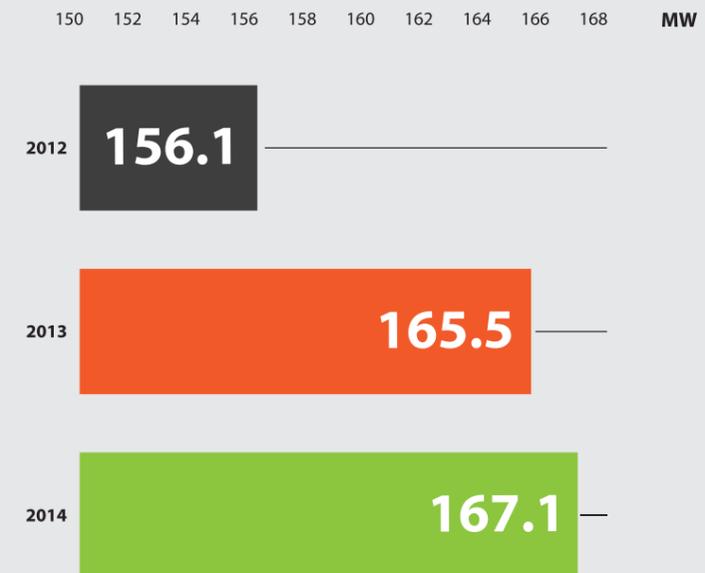
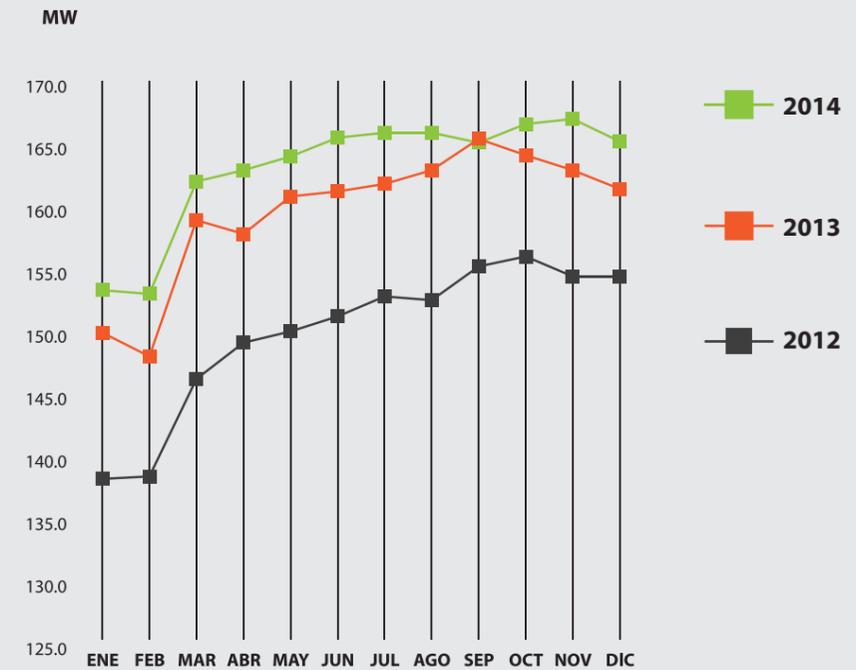
06

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 2014 FUE DE 167.1 MW Y SE PRODUJO EL 26 DE NOVIEMBRE DE 2014 A LAS 19:30 HORAS, ESTA FUE 0.96 % MAYOR A LA CIFRA REGISTRADA EL AÑO ANTERIOR (165.5 MW). EL PROMEDIO DE LA DEMANDA MÁXIMA PARA EL AÑO 2014 FUE DE 163.1 MW, MAYOR EN 2.16 % A LA DEL AÑO 2013 (159.7 MW).

EVOLUCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA (MW)

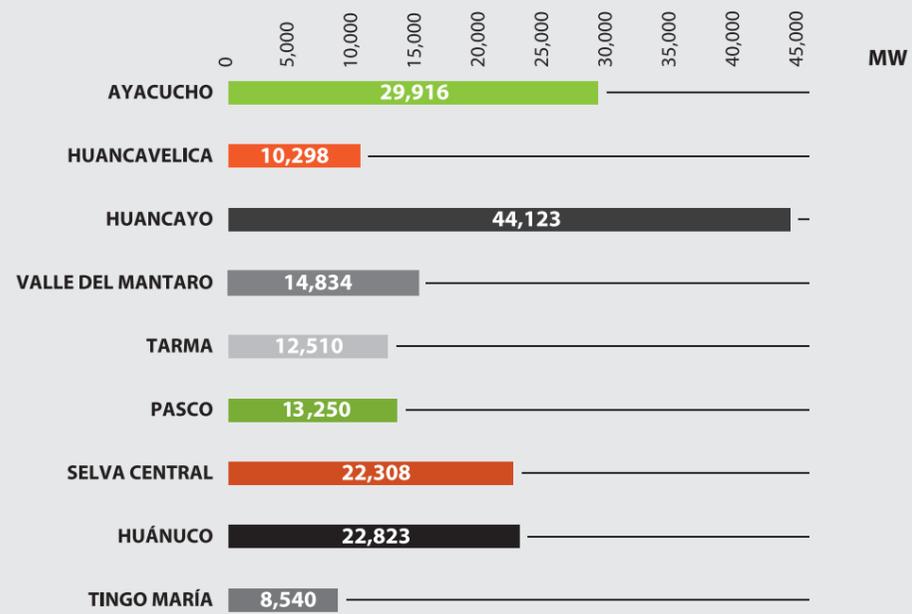
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	MAX. DEM.
2012	138.3	138.5	146.3	149.2	150.1	151.3	152.9	152.6	155.3	156.1	154.5	154.5	156.1
2013	150.0	148.1	159.0	157.9	160.9	161.3	161.9	163.0	165.5	164.2	163.0	161.5	165.5
2014	153.4	153.1	162.1	163.0	164.1	165.6	166.0	166.0	165.2	166.7	167.1	165.3	167.1



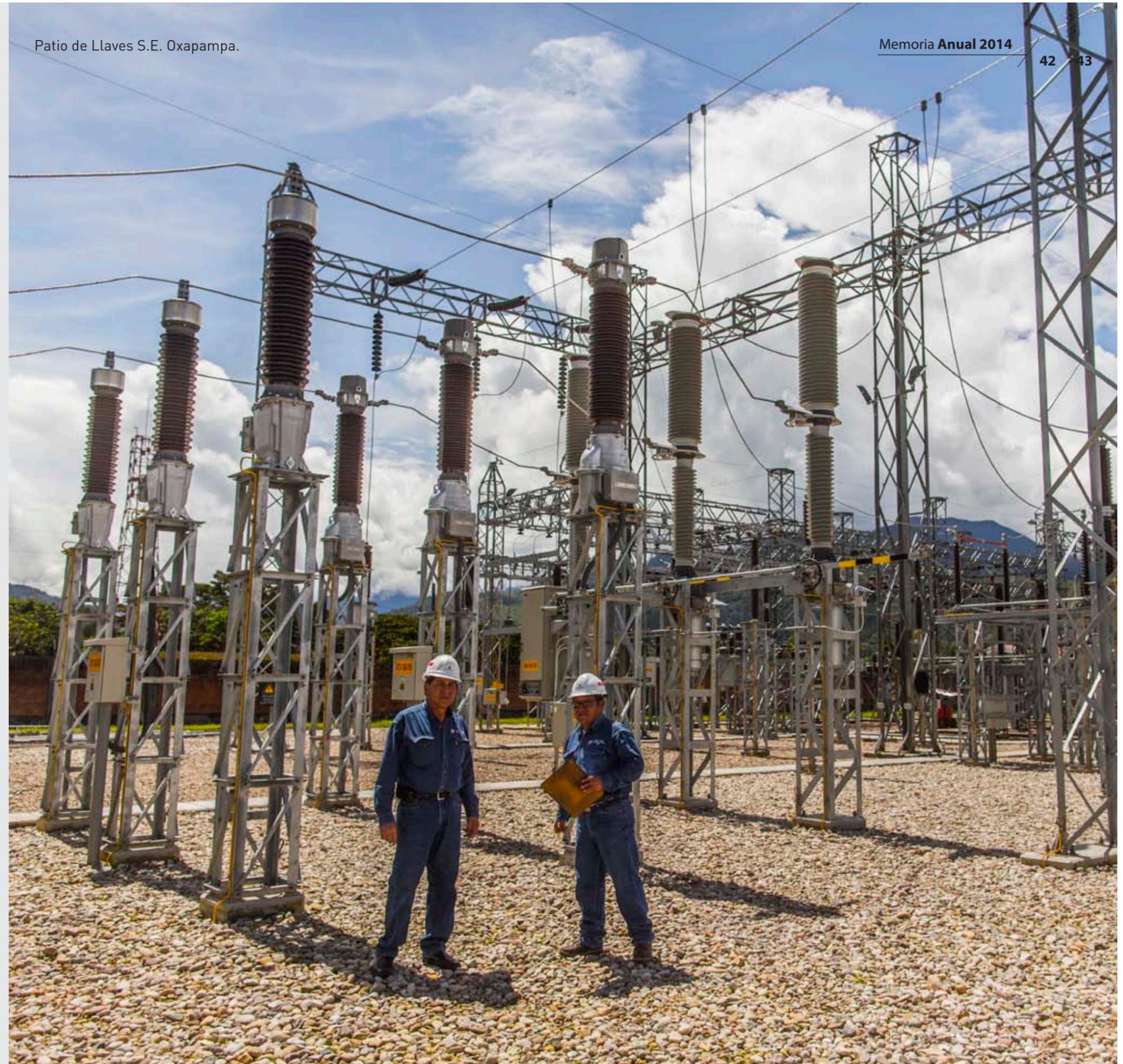
La mayor demanda de potencia y energía se produjo entre los meses de julio y noviembre, debido a la estacionalidad de los procesos productivos de los clientes de Electrocentro S.A.

Las demandas máximas por sistemas eléctricos requeridas en 2014 se muestran en el siguiente gráfico:

DEMANDAS MÁXIMAS
POR SISTEMAS ELÉCTRICOS



Patio de Llaves S.E. Oxapampa.



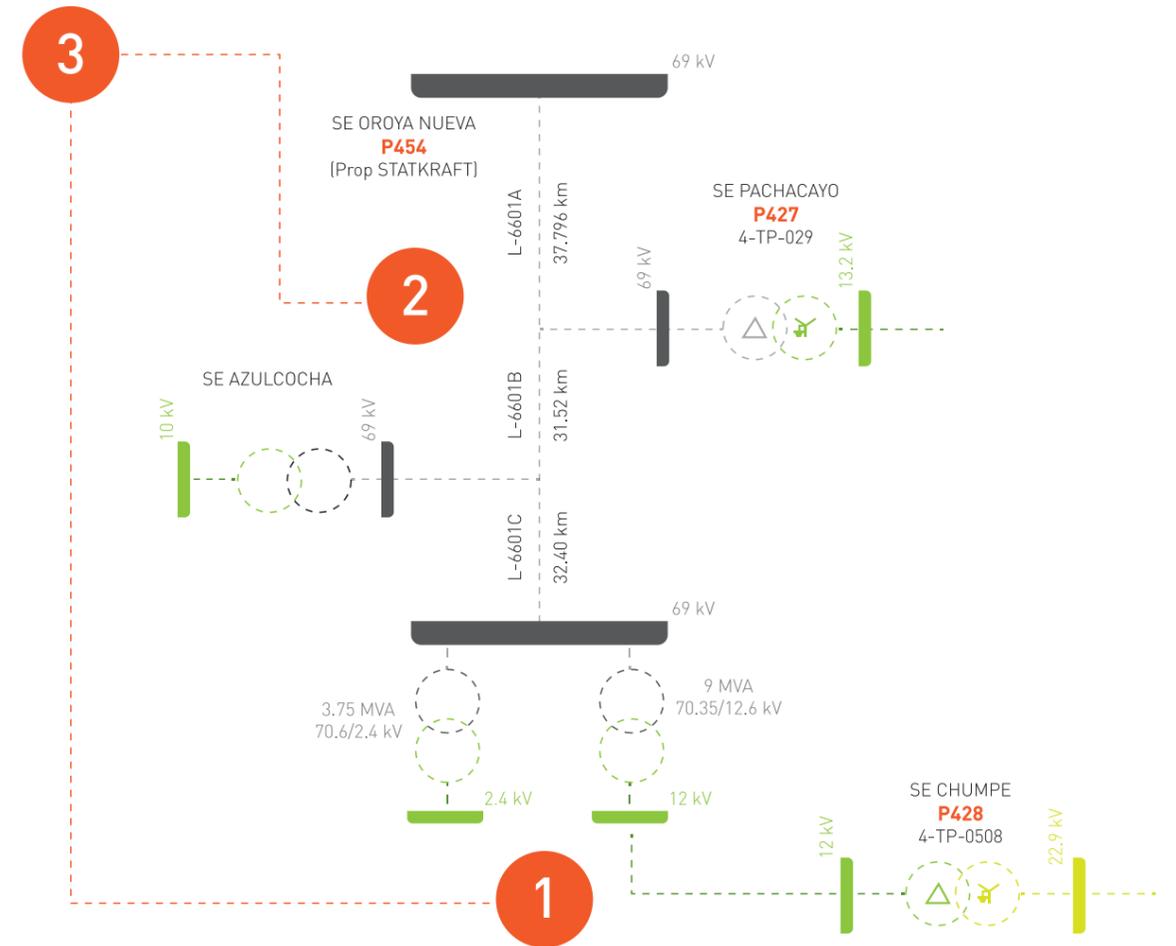
6.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA



LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REPRESENTARON EL 4.02 % DE LA ENERGÍA MOVILIZADA, CIFRA QUE SE INCREMENTÓ EN 0.19 PUNTOS PORCENTUALES RESPECTO AL AÑO 2013.

Entre los factores que incrementaron el nivel de estas pérdidas, estuvo el ingreso de fuentes de generación externa que evacuan a través de la infraestructura de Electrocentro (C.H. Runatullo con 40 MW, interconectado al Sistema Eléctrico de Huancayo - Valle del Mantaro; y C.H. Huasahuasi con 20 MW interconectado al sistema Tarma-Chanchamayo), dado el mayor flujo de carga, el ingreso del cliente es libre en el Sistema Eléctrico de Valle del Mantaro (desde noviembre de 2014).

También se cuenta con pérdidas por factores fijados en los puntos de compra determinados por Osinergmin, que hacen que la energía retirada en un centro de carga (ver puntos 1 y 2 del gráfico) sea trasladada a una barra de compra (ver punto 3 del gráfico). En Electrocentro se cuenta con 23 barras de medición que son trasladadas a solo 3 barras de compra.



BARRAS DE COMPRA	FACTOR DE PÉRDIDA (OSINERGMIN)	PUNTOS DE MEDICIÓN
Oroya Nueva 50	VARÍA ENTRE 3,8% a 5,6%	SE Morococha
		SE Chicla
		A4729 - SE Mahr Tunel
		SE Pachacayo
		SE Chumpe
		SE Pachachaca - Pomacocha
		SE Alto Marcavalle
		SE Curipata
		SE Fundación - Oroya Antigua
		SE Paccha
		CH Pachachaca Tunel Kingsmil
		SE Andaychagua
		SE San José
Carhuamayo 138	VARÍA ENTRE 3,8% a 5,6%	SE Yurajhuanca (San Juan)
		SE Smelter
		SE Shelby
		SE Carhuamayo
Paragsha II 138	VARÍA ENTRE 3,8% a 5,6%	SE Junín
		SE Pasco
		SE Goyllarisquiza
		SE Huariaca
		Paragsha II - Servicios Auxiliares
		SE Patón



EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN

SERVICIO ELÉCTRICO	2010	2011	2012	2013	2014
(+) Energía movilizada (MWh)	640,730	680,206	731,070	784,293	804,187
(-) Pérdidas de transmisión (MWh)	27,633	27,838	31,526	29,970	32,260
(-) Consumos propios (MWh)	1,804	1,876	1,897	1,784	1,738
Pérdidas de transmisión (%)	4.32%	4.10%	4.32%	3.83%	4.02%

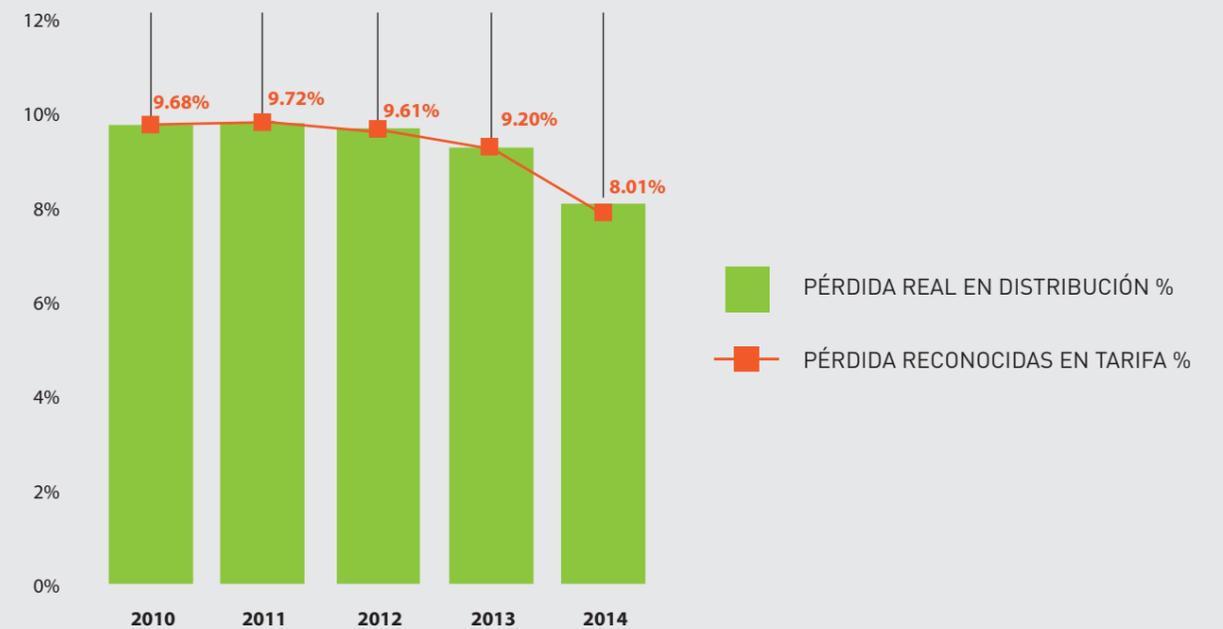


LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ALCANZARON, DURANTE EL AÑO 2014, UN PROMEDIO DE 8.76 % DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN, EQUIVALENTE A 67.14 GWh. DEBIDO AL DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS EN LA EMPRESA, DISMINUYÓ EL PROMEDIO CON RESPECTO DE LA CIFRA ALCANZADA DURANTE EL AÑO ANTERIOR (8.94 %).

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (%)

CONCEPTO	2010	2011	2012	2013	2014
1. Energía entregada al sistema de distribución en MT y BT (MWh)	606,340	643,359	690,050	745,229	766,885
2. Pérdidas en distribución - MT y BT (MWh)	55,334	60,194	63,791	66,642	67,143
3. Pérdidas en distribución % (2/1)	9.13%	9.36%	9.24%	8.94%	8.76%
4. Pérdidas reconocidas en la tarifa (%)	9.68%	9.72%	9.61%	9.20%	8.01%

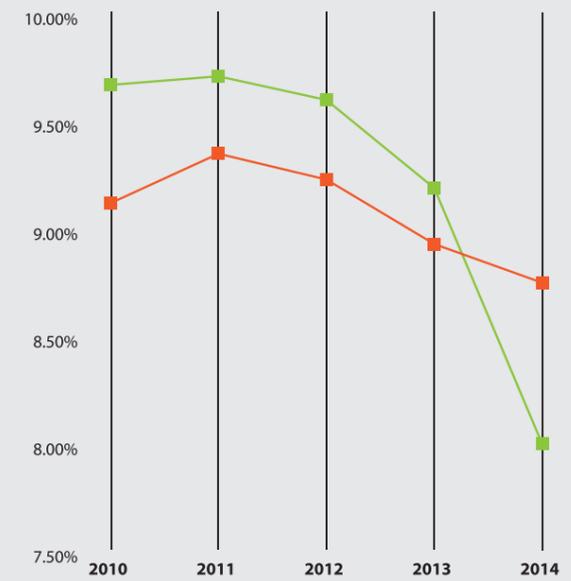
PÉRDIDA DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN %





LOS FACTORES DE EXPANSIÓN DE PÉRDIDAS CALCULADOS POR LA GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA (GART) DE OSINERGMIN, RECONOCEN PARA ELECTROCENTRO S.A. PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN DE 8.01 %. LA DIFERENCIA ENTRE LA PÉRDIDA REAL REGISTRADA EN EL AÑO 2014 EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (8.76 %), Y LA RECONOCIDA POR LA GART (8.01 %), ES DE 0.75 PUNTOS PORCENTUALES.

PÉRDIDA REAL EN DISTRIBUCIÓN VS PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR LA GART



■ PÉRDIDA RECONOCIDAS EN TARIFA %
■ PÉRDIDA REAL EN DISTRIBUCIÓN %

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 con las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), con un total de 3510 mediciones para establecer la calidad de producto tensión, de los cuales 2417 fueron en baja tensión, y 1093 en media tensión, con un resultado de 73.08 % de mediciones de buena calidad.

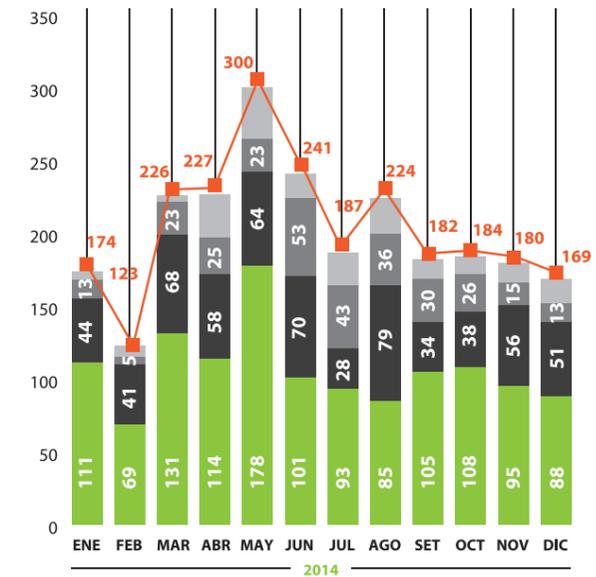
PARA CORREGIR LAS DEFICIENCIAS DE CALIDAD DE PRODUCTO, SE EJECUTARON OBRAS DE REMODELACIÓN INTEGRAL DE LAS REDES DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN EN LAS LOCALIDADES QUE PRESENTARON MAYORES PROBLEMAS, COMO AYACUCHO, HUANCAYO Y LA SELVA CENTRAL. ASIMISMO, SE EJECUTARON OBRAS DE MEJORAMIENTO DE CALIDAD DE PRODUCTO, CON LA INSTALACIÓN DE NUEVAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y LA REALIZACIÓN DE TRABAJOS DE MANTENIMIENTO



Los resultados mensuales fueron los siguientes:

EN BAJA TENSIÓN:

TENSIÓN BT



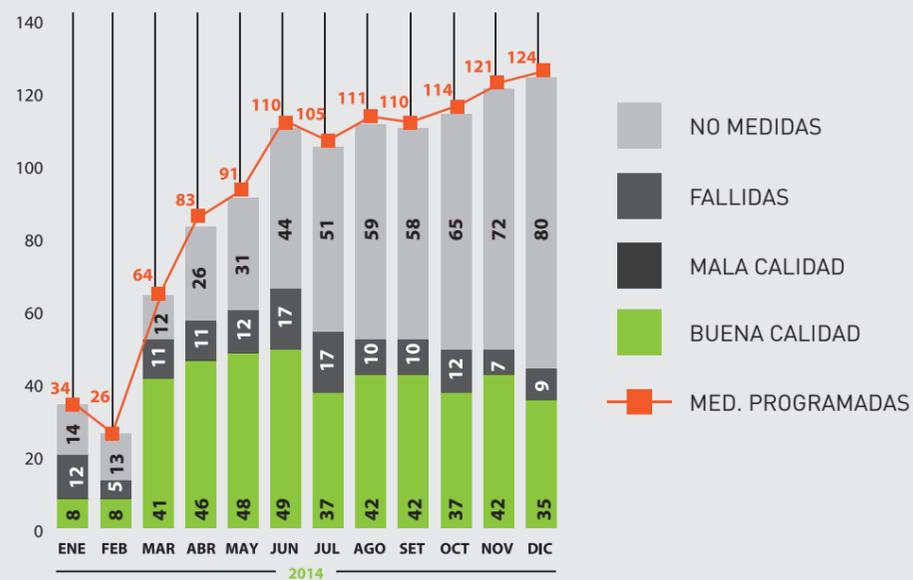
- NO MEDIDAS
- FALLIDAS
- MALA CALIDAD
- BUENA CALIDAD
- MED. PROGRAMADAS

	AÑO 2014													
TENSIÓN BT	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	TOTAL	
Med. programadas	174	123	226	227	300	241	187	224	182	184	180	169	2,417	
Buena calidad	111	69	131	114	178	101	93	85	105	108	95	88	1,278	
Mala calidad	44	41	68	58	64	70	28	79	34	38	56	51	631	
Fallidas	13	5	23	25	23	53	43	36	30	26	15	13	305	
No medidas	6	8	4	30	35	17	23	24	13	12	14	17	203	
Med. ejecutadas	174	115	222	197	265	224	164	200	169	172	166	152	2,214	
% Mala calidad	28.39	37.27	34.17	33.72	26.45	40.94	23.14	48.17	24.46	26.03	37.09	36.69	33.05	



EN MEDIA TENSIÓN:

TENSIÓN MT/AT



TENSIÓN MT/AT	AÑO 2014												TOTAL
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
Med. programadas	34	26	64	83	91	110	105	111	110	114	121	124	1093
Buena calidad	8	8	41	46	48	49	37	42	42	37	42	35	435
Mala calidad	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fallidas	12	5	11	11	12	17	17	10	10	12	7	9	133
No medidas	14	13	12	26	31	44	51	59	58	65	72	80	525
Med. ejecutadas	20	13	52	57	60	66	54	52	52	49	49	44	568
% Mala calidad	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Calidad y Fiscalización.

B) SUMINISTRO E INTERRUPCIONES

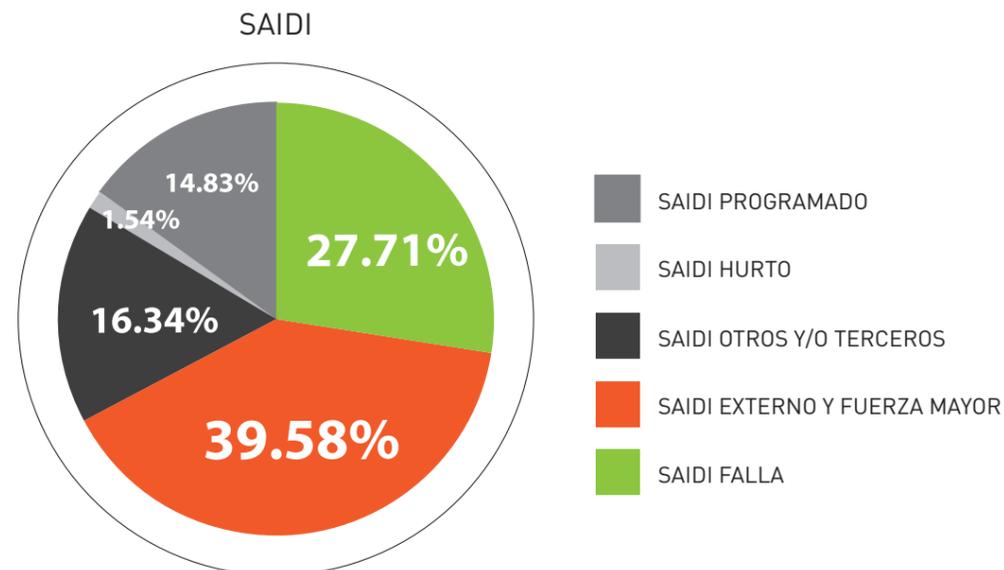
LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ES UN FACTOR IMPORTANTE EN LA CALIDAD DEL SERVICIO. LAS INTERRUPCIONES AFECTAN LOS MÚLTIPLES USOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA E INFLUYEN DIRECTAMENTE EN LAS ACTIVIDADES COMERCIALES, INDUSTRIALES, DOMÉSTICAS Y DE OTRA ÍNDOLE DE LOS CONSUMIDORES FINALES.

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 63.08 horas promedio de interrupciones por cliente durante el año 2014. De este total, 24.96 horas de interrupción que representa 39.58% son responsabilidad de empresas generadoras, transmisoras e interrupciones con causal de fuerza mayor, declaradas fundadas por Osinergmin; 38.12 horas de interrupción que

representa el 60.42% son responsabilidad de Electrocentro S.A. (SAIDI gestionable), de lo cual la mayor incidencia se concentró en fallas de responsabilidad interna con el 27.71 %; cortes programados 14.83 %; hurto de conductores 1.54 %; otros y/o terceros 16.34 %.

En el año 2013, el valor del SAIDI gestionable fue de 39.82 horas, cifra que disminuye en 4.3 % durante el año 2014, lo cual demuestra una mejor gestión en las interrupciones del suministro eléctrico.

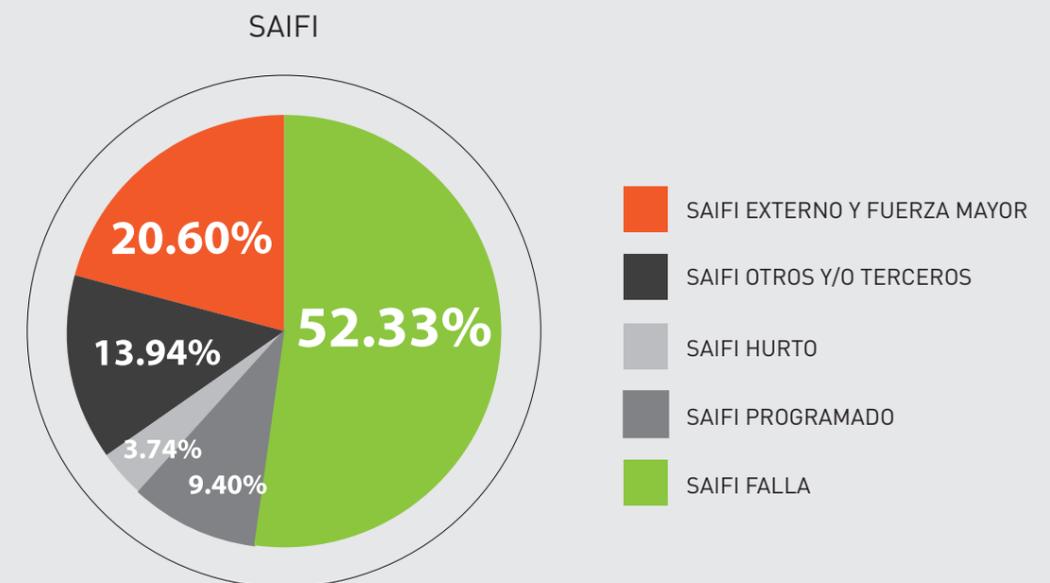


SAIDI				
Externo y fuerza mayor	Falla	Programado	Hurto	Otros y/o terceros
39.58%	27.71%	14.83%	1.54%	16.34%

Fuente: Gerencia Técnica.

Durante el año 2014, el SAIFI alcanzó un valor promedio de 26.05 interrupciones promedio por cliente. De este total, 5.37 interrupciones que representa el 20.60% fueron responsabilidad de las empresas generadoras, transmisoras e interrupciones con causal de fuerza mayor, declaradas fundadas por Osinergmin; 20.68 interrupciones que representa el 79.40% son de responsabilidad de Electrocentro S.A. (SAIFI gestionable), del cual la mayor

incidencia se concentra en las fallas de responsabilidad interna con el 52.33 %; cortes programados 9.40 %; y hurto de conductores 3.74 %, otros y/o terceros, 13.94 %. En el año 2013, el valor del SAIFI gestionable fue de 21.11 horas, registrándose en el año 2014 una disminución del indicador del 2.00%. Dicho resultado muestra una mejor gestión en las interrupciones del suministro eléctrico.



SAIFI				
Externo y fuerza mayor	Falla	Programado	Hurto	Otros y/o terceros
20.60%	52.33%	9.40%	3.74%	13.94%

Fuente: Gerencia Técnica.

Durante el año 2014, se gestionaron 387 solicitudes de interrupciones con causal de fuerza mayor. Se logró una eficiencia del 91 %, con 353 interrupciones (91 %) calificadas como fundadas por Osinergmin. Asimismo, 34 interrupciones (9 %) fueron calificadas como infundadas.

C) ALUMBRADO PÚBLICO

ESTE SERVICIO DE ELECTROCENTRO S.A. CONSISTE EN LA ILUMINACIÓN DE LAS VÍAS PÚBLICAS, 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 VEHICULARES Y PEATONALES QUE INFLUYEN DIRECTAMENTE EN LA VIDA Y BIENESTAR DE LAS PERSONAS.

La calidad del alumbrado público incide de manera tangible en la vida y el bienestar de la población, así como en temas de seguridad ciudadana, desarrollo del comercio, del turismo, el transporte público y privado, entre otras actividades que se ven beneficiadas por la calidad de este servicio.

El alumbrado público se brinda en todo nuestro ámbito de concesión, en zonas urbanas, urbano-rurales y rurales. Atendemos al 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 está garantizada gracias al 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)

PERIODO	LONGITUD EVALUADA (M)	LONGITUD DEFICIENTE (M)	INDICADOR	TOLERANCIA
I SEMESTRE 2014	8653	0	0.0%	10%
II SEMESTRE 2014	8902	0	0.0%	10%

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

PERIODO	UAP INSP.	UAP DEFICIENTE	INDICADOR	TOLERANCIA
I SEMESTRE 2014	720	15	2.1%	2.0%
II SEMESTRE 2014	732	1	0.10%	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 urbano. El resultado de la fiscalización fue inferior a la tolerancia del 1.5 % exigida, como se puede observar en el siguiente resultado de las fiscalizaciones semestrales del Osinergmin:

SUPERVISIÓN OPERATIVO DE ALUMBRADO PÚBLICO

PERIODO	UAP INSP.	UAP DEFICIENTE	INDICADOR	TOLERANCIA
I SEM-URB. 2014	2750	40	1.5%	1.5%
II SEM-URB. 2014	2731	26	0.1%	1.5%

SUPERVISIÓN ATENCIÓN DE DENUNCIAS DE A.P.

PERIODO	DENUNCIAS REGISTRADAS	DENUNCIAS ATENDIDAS FUERA DE PLAZO	INDICADOR	TOLERANCIA
I TRIMESTRE 2014	4072	66	1.62%	2.0%
II TRIMESTRE 2014	3074	11	0.36%	2.0%
III TRIMESTRE 2014	3745	9	0.24%	2.0%
IV TRIMESTRE 2014	4909	10	0.20%	2.0%

Fuente: Gerencia Técnica.

6.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

A) GENERACIÓN

En el año 2014, con las pequeñas centrales de generación eléctrica se produjeron 91.14 GWh, incrementándose esta cifra en 5.31 % con respecto al año 2013, donde se registró una producción de 86.55 GWh.

La producción de las centrales hidráulicas fue de 86.87 GWh, mayor en 2.68 % con respecto al año 2013, debido a la recuperación de potencia y eficiencia a través del desarrollo de las siguientes actividades:



C.H. Pichanaki:

- Renovación y repotenciación de dos (2) transformadores elevadores de 750 kVA – 0,38/13,2-22,9 kV.
- Renovación y modernización de celdas y tableros de medición y control de los dos (2) grupos hidroeléctricos.
- Renovación de dos (2) rodets tipo francis, fabricado en acero inoxidable G-X5 CrNi 13,4/ F6NM. para cada turbina.

C.H. Chamiseria:

- Renovación de los anillos, colector y nuevo rebobinado del rotor de la excitatriz del generador de 252 kW.

En las diferentes instalaciones de generación eléctrica se realizaron ochenta (80) órdenes de mantenimiento preventivo programado, en concordancia con el Programa General de Mantenimiento 2014. De estas órdenes, destacaron las siguientes:

- Mantenimiento integral a máquina abierta de las turbinas de las centrales hidroeléctricas Sicaya - Huarisca, Concepción, Ingenio, Chamiseria, Machu, Chanchamayo, Pichanaki, y Chalhuanayo.
- Rehabilitación preventiva, limpieza y lubricación general de los gobernadores de velocidad de las centrales hidroeléctricas de Chalhuanayo, Machu y Concepción.

- Mantenimiento del transformador, elevador e interruptor BT en las centrales hidroeléctricas de Ingenio, Machu y Quicapata.
- Regulación de los componentes internos de retroalimentación de los inyectores inferior de la turbina peltón y superior del grupo N.º1 de la central hidroeléctrica Chalhuanayo.
- Mantenimiento de la tubería de presión de las centrales hidroeléctricas de Chalhuanayo y Machu.
- Mantenimiento de los barrajes, bocatomas, desarenadores, canal de conducción, cámara de carga, compuertas y descarga de aguas turbinadas, de las centrales hidroeléctricas de Sicaya - Huarisca, Concepción, San Balbín, Machu, Acobamba, Paccha, Chanchamayo, Pichanaki, Chalhuanayo, Quicapata y Llusita.

La producción de las centrales térmicas de diésel fue de 4.27 GWh, mayor en 119.80 % respecto al año 2013, debido al contrato N.º 684/2012, suscrito el 13 de febrero de 2013, con la empresa Power Solutions, que inició sus operaciones en el mes de julio de 2013:

- En la localidad de San Francisco: tres (3) unidades generadoras de 750 kW c/u, con potencia contratada de 2 MW.
- En la localidad de Ayacucho: nueve (9) unidades generadoras de 750 kW. c/u, con potencia contratada de 6 MW.

B) TRANSMISIÓN

LAS ACTIVIDADES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ESTABAN ORIENTADAS A REALIZAR TRABAJOS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO Y PREVENTIVO CON EL OBJETIVO DE MANTENER LA CONFIABILIDAD DE NUESTROS SISTEMAS ELÉCTRICOS, PARA EVITAR INTERRUPCIONES NO PROGRAMADAS EN EL PRODUCTO POR FALLAS DEL EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO DE LAS SUBESTACIONES Y LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.



S.E. Oxapampa.

LAS ACTIVIDADES DE MAYOR RELEVANCIA FUERON:

- En la SET Xauxa, se renovaron los tableros de protección del transformador, el tablero de protección del conmutador bajo carga, y los tableros de protección de las salidas de 13.8 kV.
- En la SET Huancayocasa, se reemplazaron tres (3) pararrayos de 13.2 kV y se mejoraron las bajadas de la malla a tierra.
- En la SET Junín y la SET Pichanaki, se realizaron pruebas a los interruptores de potencia y la calibración de los seccionadores; además de pruebas a las protecciones propias, aislamiento y tangente delta al transformador de potencia.
- En la SET Ninatambo, se instaló el sensor de temperatura RTD 10 Ω para el monitor de temperatura Qualitrol, y se realizó el monitoreo de las temperaturas del aceite y devanados; asimismo se hicieron pruebas eléctricas al transformador de potencia.
- En la SET Xauxa, se instaló un nuevo seccionador de línea 60 de kV, en reemplazo del seccionador que tenía más de 25 años de operación.
- En la SET Mollepata, se realizó la calibración, lubricación y limpieza de los seccionadores de línea y de barra de 60 kV.
- En la SET Pampas Módulo Alto Marcavalle, se reemplazaron los bancos de baterías.
- En las líneas de subtransmisión, se realizó la limpieza de la faja de servidumbre, así como la notificación preventiva de construcciones dentro de esta, y la identificación de las viviendas ubicadas en los vanos deficientes para cumplir con el procedimiento N.º 264-2005-OS/CD de Osinergmin.

C) DISTRIBUCIÓN

LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SE ORIENTARON PRINCIPALMENTE A LO SIGUIENTE:

- La reducción de puntos de riesgo en instalaciones de media tensión según el Procedimiento N.º 228-2009-OS/CD - "Procedimiento para la supervisión de las instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública", interviniendo en las deficiencias prioritarias (casos de incumplimiento de distancias de seguridad) cuya meta establecida por Osinergmin para el año 2014 fue de 1250 deficiencias (correspondientes al sector típico 2).

UN/SEM	META 2014	EJECUTADO
Ayacucho[*]	582	419
Huancayo	224	224
Huánuco	124	124
Pasco	108	108
Selva	9	9
Tarma	12	12
Tingo María	191	191
Total	1,250	1,087

[*] Se solicitó al OSINERGMIN la ampliación de plazo hasta el 30/03/2015 para la culminación de las 163 deficiencias de la U.N. Ayacucho, que fue aceptado por estar en ejecución la obra "Remodelación de redes en media tensión U.N. Ayacucho - I Etapa", que considera las 163 deficiencias.

- A través del servicio especializado de mantenimiento de redes aéreas energizadas de media tensión, en las unidades de negocio Huancayo y Ayacucho, S.E.M. Pasco y Tingo María, se efectuaron trabajos de eliminación de deficiencias de incumplimiento de distancias de seguridad, a través de la contratista Cam Perú, que ejecutó 481 actividades.

UN/SEM	EJECUTADO
Huancayo	31
Pasco	70
Ayacucho	247
Tingo María	133
Total	481

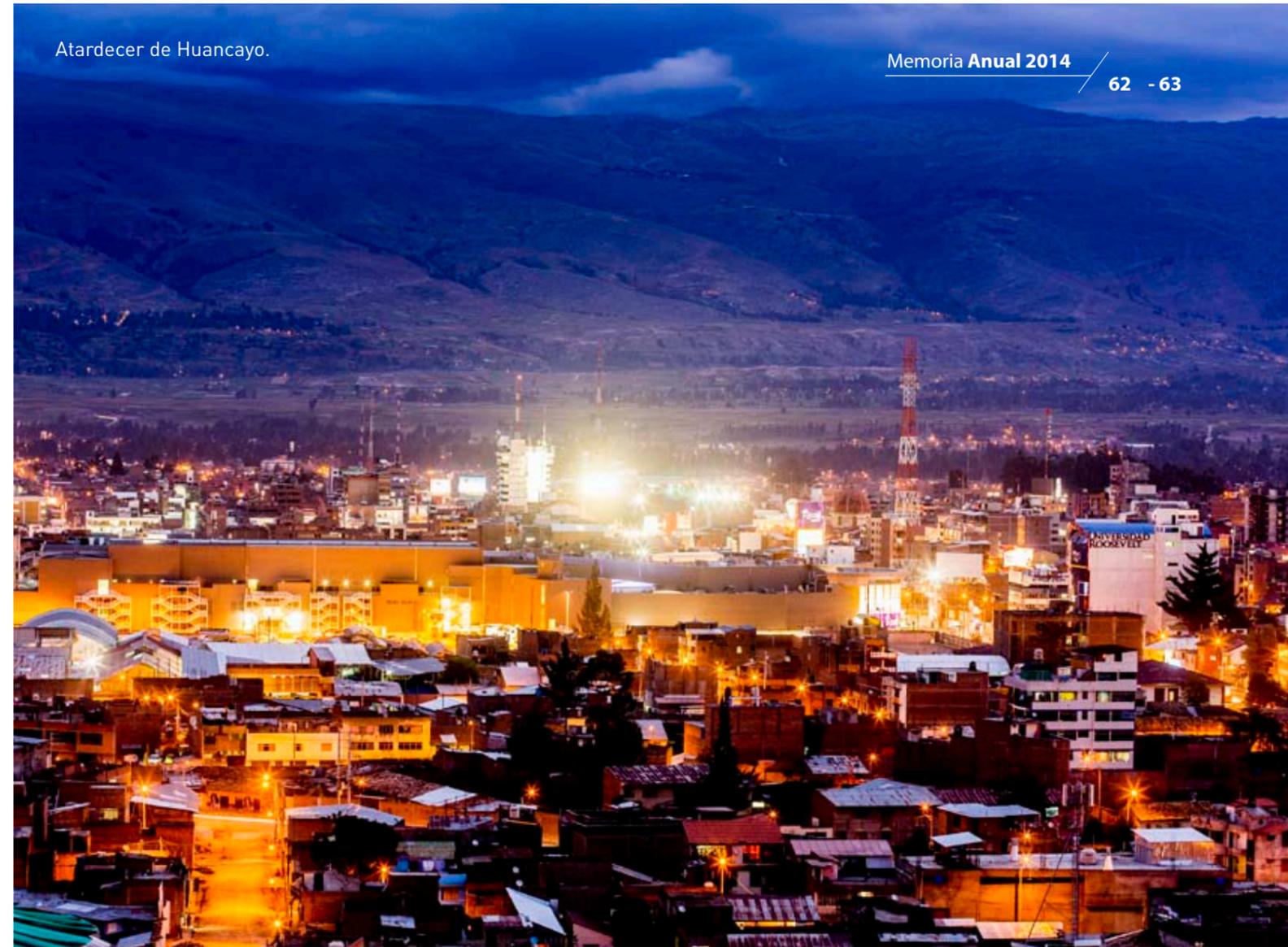
Fuente: Gerencia Técnica.

- Priorización del mantenimiento preventivo y correctivo de instalaciones de media tensión, especialmente en las zonas urbano rural y rural, permitiendo disminuir las interrupciones del suministro eléctrico.

Los planes de trabajo programados en 2014 se han ejecutado en un 100 % conforme al siguiente detalle:

UNIDAD DE NEGOCIO	AÑO 2014		
	INTERV. PROG.	INTERV. EJECT.	ICMM
U.N. Ayacucho	212	212	100%
U.N. Huancavelica	559	559	100%
U.N. Huancayo	270	270	100%
S.E.M. Valle de Mantaro	96	84	88%
U.N. Tarma	253	253	100%
U.N. Selva Central	602	602	100%
S.E.M. Pasco	175	175	100%
U.N. Huánuco	163	163	100%
S.E.M. Tingo María	228	201	88%
Total Electrocentro S.A.	2,558	2,519	98%

Fuente: Gerencia Técnica.



En el servicio de alumbrado público, se cumplieron las exigencias del Procedimiento N.º 078-2007-OS/CD, cuyo resultado de fiscalización fue inferior a la tolerancia exigida. A continuación, adjuntamos los resultados de las fiscalizaciones de Osinergmin:

FISCALIZACIÓN PROC. 078-OS/CD-2007 - ELECTROCENTRO S.A				
	PERIODO DE FISCALIZACIÓN	UAP INSPECCIONADAS	UAP DEFICIENTES	% DE DEFICIENCIAS
2014	I - semestre 2014	2,700	24	0.89%
	*I - semestre 2014	1,101	14	1.27%
2014	II - semestre 2014	2,731	26	0.95%
	*II - semestre 2014	732	1	0.14%

* Zona urbano-rural, rural y SER.

Fuente: Gerencia Técnica.

6.5 SEGURIDAD Y MEDIOAMBIENTE

A) SEGURIDAD

LA SEGURIDAD ES COMPETENCIA DE TODA LA ORGANIZACIÓN, DEBIDO A QUE ES UN RUBRO QUE DEBE ESTAR INCLUIDO EN TODAS LAS ACTIVIDADES, Y QUE ES RESPONSABILIDAD DE CADA UNO DE SUS INTEGRANTES Y UN COMPROMISO QUE BENEFICIA A LA EMPRESA Y A LA COMUNIDAD EN GENERAL.

Para la gestión 2014, se ha implementado el Programa Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST), basado en el modelo del Programa de Control de Pérdidas, mediante el cual se cumplió con la realización de actividades de gestión preventiva, labores encaminadas a la prevención y control de riesgos potenciales en las tareas críticas, como lo establece el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo en las actividades con electricidad. Por ello, se desarrollaron acciones relevantes como:

- Reuniones del Comité Central de Seguridad y Salud en el Trabajo en la Sede Huancayo y los Subcomités de Seguridad y Salud en el Trabajo en las unidades de negocio y S.E.M.
- Reuniones del Comité Regional de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- Capacitaciones y entrenamiento mensual en temas de prevención.
- Inspecciones de implementos, equipos, herramientas y vehículos con la finalidad de controlar alguna anomalía.
- Supervisiones planeadas e inopinadas en trabajos de campo.
- Charlas de 5 minutos, con la finalidad de la identificación y evaluación de los riesgos potenciales del trabajo de campo.
- Gestión de incidentes, mediante las cuales se evaluaron y controlaron las posibles causas de accidentes en la etapa de prevención.

INDICADORES DE GESTIÓN DE SEGURIDAD 2014

- La fuerza laboral promedio anual para el año 2014 fue de 1315 trabajadores, y las horas hombre trabajadas para este mismo periodo fue igual a 3 379 559.
- Se han registrado 2 accidentes leves, 6 accidentes incapacitantes y 3 accidentes mortales.

DESCRIPCIÓN	INDICADORES	
	INDICADOR ANUAL	UNIDAD
Nº Trabajadores	1315	Trabajadores
Hrs Hombre	3379559	HH
Acc. Leves	2	Unidades
Acc. Incapac	6	Unidades
Acc. Mortales	3	Unidades
Indice Frec.	2.66	Nº acc x millón de horas trabajadas
Indice Severidad	179.31	Nº horas hombre x millón de horas trabajadas
Indice Accid	0.48	Unidad

- El índice de severidad es elevado debido a los accidentes mortales ocurridos a comienzos del año.



Línea de Transmisión S.E. Oxapampa.



B) MEDIOAMBIENTE

SE REMITIÓ AL ORGANISMO DE EVALUACIÓN Y FISCALIZACIÓN AMBIENTAL (OEFA) EL INFORME DE MONITOREO AMBIENTAL, CON LA MEDICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CALIDAD DE EFLUENTES LÍQUIDOS, DE CUERPO RECEPTOR, DEL AIRE Y RUIDOS EN LAS CENTRALES DE GENERACIÓN. ASIMISMO, SE REALIZARON MEDICIONES DE ELECTROMAGNETISMO Y RUIDOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN.



TAMBIÉN SE CUMPLIÓ CON PRESENTAR EN LA PLATAFORMA DEL OEFA, EL AUDITOR AMBIENTAL, EL PLAN DE MANEJO DE RESIDUOS 2014, 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 y el Ministerio de Energía y Minas – DGAA/MEM y Osinergmin), en el que se señalan, entre otras, las medidas adoptadas para la protección del medioambiente.

Se reformularon los planes de cierre de las centrales térmicas, que serán presentados dentro de los plazos establecidos.

C) FISCALIZACIÓN ELÉCTRICA

Durante el año 2014, realizamos importantes inversiones y trabajos operativos que permitieron mejorar nuestra infraestructura eléctrica, atendiendo también a los diversos programas de fiscalización del Osinergmin, tanto regulares como especiales, en las áreas de distribución, transmisión y seguridad, con los siguientes resultados:

En el Procedimiento N.º 228-2009 OS/CD – Supervisión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública, se registraron 45 341 deficiencias en la base de datos del Máximus. De estas, 36 173 están pendientes de subsanar y 4287 son de alto riesgo eléctrico (874 deficiencias deben subsanarse en el año 2015, y 3413 deficiencias están ubicadas en los sectores típicos 4, 5, 6 y SER).

UUNN	DEFICIENCIAS				% DE DEFICIENCIAS A NIVEL EMPRESA
	POR SUBSANAR	SUBSANACION PREVENTIVA	SUBSANACION DEFINITIVA	TOTAL INGRESADAS AL MAXIMUS	
Ayacucho	6144	62	700	6906	15.23%
Huancavelica	4815	41	979	5835	12.87%
Huancayo	3904	552	2303	6759	14.91%
Huanuco	3148	133	2237	5518	12.17%
Pasco	1274	100	109	1483	3.27%
Selva central	3059	24	150	3233	7.13%
Tarma	2359	75	601	3035	6.69%
Tingo maria	311	35	198	544	1.20%
Valle mantaro	11159	441	428	12028	26.53%
Total general	36173	1463	7705	45341	100.00%

Con relación al Procedimiento N.º 078-2007-OS/CD de supervisión del parque de alumbrado público, se obtuvo el siguiente resultado:

PERIODO	UAP INSP.	UAP DEFICIENTE	INDICADOR	TOLERANCIA
I SEM-URB. 2014	2750	40	1.5%	1.5%
II SEM-URB. 2014	2731	26	0.1%	1.5%

Adicionalmente, con el cumplimiento de este procedimiento se mejoraron los indicadores de calidad de la precisión de la medida, que son evaluados en cumplimiento de la NTCSE. Los resultados se detallan a continuación:

ELECTROCENTRO	PRECISIÓN DE LA MEDIDA NTCSE				TOLERANCIA %
	NÚMERO DE MUESTRA SEMESTRAL	MEDIDORES QUE NO SUPERAN LÍMITES	MEDIDORES QUE SUPERAN LÍMITES	% MEDIDORES QUE SUPERAN LÍMITES	
I-2014	2952	2900	52	1.76%	5%
II-2014	2952	2891	61	2.07%	5%

Fuente: Calidad y Fiscalización

Los resultados fueron inferiores al 5 % establecido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

D) SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD

DURANTE EL AÑO 2014, ELECTROCENTRO S.A. CONFIRMÓ LA CERTIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD BAJO LOS ESTÁNDARES DE LA NORMA ISO 9001:2008, POR EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE MAYO DE 2013 Y MAYO DE 2017. CON DOS AUDITORÍAS REALIZADAS EN LOS MESES DE ABRIL Y OCTUBRE DEL AÑO 2014, DICHA CERTIFICACIÓN SE ENCUENTRA VIGENTE Y TIENE ALCANCE EN LOS SIGUIENTES PROCESOS:

- Operación y mantenimiento en la generación y transmisión de energía eléctrica a todo el ámbito de Electrocentro S.A.
- Operación y mantenimiento en la distribución de la energía eléctrica en las zonas urbanas, atendidas por la oficina central de cada una de las unidades de negocio de Electrocentro S.A.
- Comercialización de la energía eléctrica en las zonas urbanas atendidas por las oficinas centrales de cada una de las unidades de negocio de Electrocentro S.A.
- Gestión de proyectos en todo el ámbito de Electrocentro S.A.



GESTIÓN Comercial



Capítulo

07

Nuestro compromiso es con los clientes.
La Merced Chanchamayo.

7.1 EVOLUCIÓN DE LA TARIFA

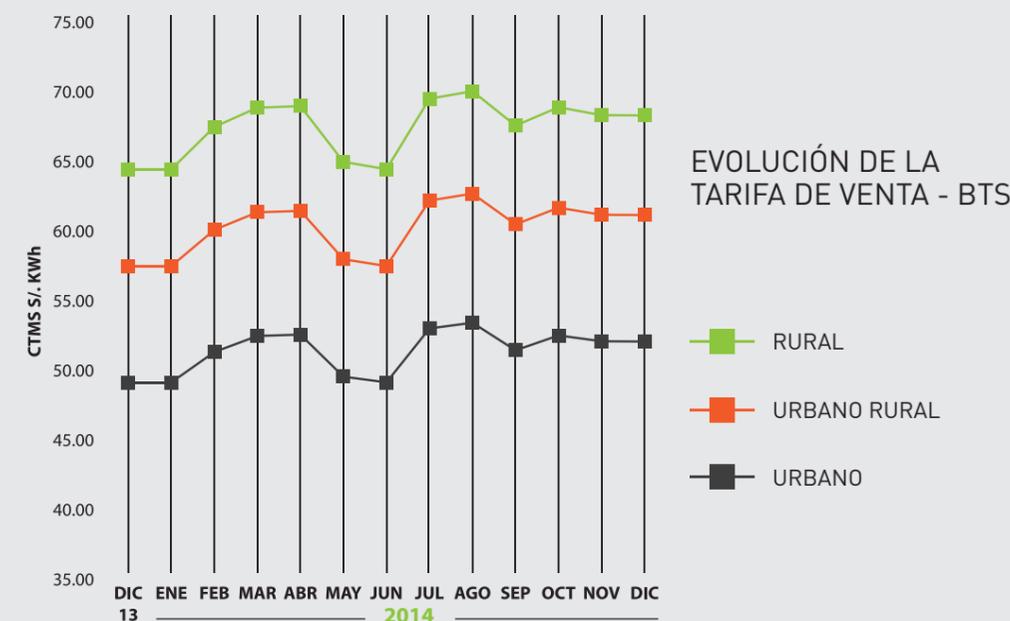
LAS TARIFAS DE VENTA DE ENERGÍA DEL SECTOR REGULADO SON FIJADAS CADA CUATRO AÑOS POR LA GERENCIA DE REGULACIÓN TARIFARIA (GART) DEL OSINERGMIN, ENTE REGULADOR DEL SECTOR ENERGÉTICO. PARA EL AÑO 2014, SE MANTUVIERON LOS COSTOS DETERMINADOS EN EL PROCEDIMIENTO DE FIJACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN Y COSTO FIJO, VIGENTES DESDE EL 1 DE NOVIEMBRE DE 2013, APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN OSINERGMIN N.º 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 PÉRDIDAS 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 eléctricas de venta al cliente final tienen tres componentes principales siendo su participación la siguiente:

- Precios a nivel de generación, que representan alrededor del 41 %.
- Cargos y peajes por transmisión, que representan alrededor del 15 %.
- El valor agregado de distribución, que representa el 44 % restante.

La tarifa de venta de energía más representativa para Electrocentro S.A. es la BT5 (baja tensión). La evolución de esta tarifa en ctms S/. kWh para los principales sistemas eléctricos se muestra en el siguiente cuadro:

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2013						AÑO 2014						
	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Urbano	48.87	48.87	51.05	52.20	52.30	49.28	48.87	52.74	53.15	51.17	52.24	51.82	51.80
Urbano - rural	57.22	57.22	59.82	61.08	61.18	57.71	57.22	61.92	62.42	60.21	61.41	60.90	60.88
Rural	64.17	64.17	67.21	68.59	68.70	64.70	64.17	69.23	69.77	67.30	68.62	68.05	68.03



La participación (céntimos de S/. por kWh) para los periodos 2013/2014 por cada componente de la tarifa BT5, se detalla en el siguiente cuadro:

PARTICIPACIÓN DE COMPONENTES TARIFARIOS (2013/2014)

AÑO	UNID.	GEN	SPT	SST	VAD MT	VAD BT	TOTAL
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%	
2014	cS/./kwh	21.03	5.56	2.47	5.90	16.89	51.85
	%	40.6%	10.7%	4.8%	11.4%	32.6%	
Diferencia	cS/./kwh	1.61	1.56	0.34	1.03	3.20	7.73
	%	8.3%	39.0%	15.9%	21.1%	23.4%	17.5%

Fuente: Gerencia Comercial

7.2 MECANISMO DE COMPENSACIÓN

7.2.1 FONDO DE COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA (FOSE)

La Ley N.º 27510, de creación del 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 kWh al mes. Estos clientes reciben transferencias de otros clientes y de empresas distribuidoras, que se originan de una sobretasa destinada a generar este subsidio.

Este beneficio inicialmente se fijó por un período de 30 meses (a partir del 1 de noviembre de 2001). Posteriormente, mediante la Ley N.º 28307 se dispuso su vigencia indefinida. Desde noviembre de 2001, se efectúan transferencias de fondos entre las empresas aportantes y receptoras.

Por la naturaleza de su mercado, Electrocentro S.A. es una empresa receptora, por ello, en el año 2014 recibió de Edelnor, Luz del Sur, Electro Ucayali, Coelvisac, Electro dunas, Edecañete y SEAL, la suma de S/.19 589 448.

DEPÓSITOS – FOSE LEY (NUEVOS SOLES)

AÑO 2014	EDELNOR	LUZ DEL SUR	ELECTROUCAYALI	COELVICSAC	ELECTRODUNAS	EDECAÑETE	SEAL	TOTAL
Enero	318,978	613,927	80,993	77,023	223,784	-	31,939	1,346,644
Febrero	518,135	682,314	77,406	56,163	91,138	1,026	-	1,426,182
Marzo	487,644	647,671	71,075	54,699	78,328	1,431	-	1,340,848
Abril	454,113	608,419	64,692	53,205	65,396	1,773	-	1,247,598
Mayo	632,804	950,119	66,424	56,583	148,083	6,376	-	1,860,389
Junio	600,721	913,661	66,340	52,750	124,095	4,049	-	1,761,616
Julio	565,239	872,386	65,543	48,991	98,840	1,536	-	1,652,535
Agosto	633,134	842,066	87,551	67,373	173,743	-	106,175	1,910,042
Setiembre	600,419	804,076	90,503	65,584	160,103	-	109,424	1,830,109
Octubre	568,980	767,376	93,529	63,845	146,282	-	112,796	1,752,808
Noviembre	623,267	806,776	62,021	72,229	134,109	-	-	1,698,402
Diciembre	655,224	822,502	58,955	76,918	148,676	-	-	1,762,275
Total	6,658,658	9,331,293	885,032	745,363	1,592,577	16,191	360,334	19,589,448

7.2.2 MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA USUARIOS REGULADOS DEL SEIN

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

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

Mediante Decreto Supremo N.º 019-2007-EM se aprobó el "Reglamento del mecanismo de compensación entre los usuarios regulados del SEIN", que dispone que Osinergmin apruebe los procedimientos necesarios para calcular el precio a nivel de generación, y determinar el programa de transferencias entre las 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 la resolución de Osinergmin N.º 180-2007-OS/CD y sus modificatorias.

En el año 2014, Electrocentro S.A. recibió como aporte un total de S/.1 810 100 a través de este mecanismo, de acuerdo con el siguiente detalle mensual:

MCSEIN (SISTEMAS INTERCONECTADOS) - EN S/.

PERIODO 2014	ELECTROCENTRO S.A. (EN S/.)		
	RECEPTORA	APORTANTE	SALDO
Enero	105,845	0	105,845
Febrero	106,483	0	106,483
Marzo	47,211	59,973	-12,762
Abril	46,527	0	46,527
Mayo	45,852	0	45,852
Junio	398,113	0	398,113
Julio	298,052	0	298,052
Agosto	301,548	0	301,548
Setiembre	388,557	0	388,557
Octubre	18,963	0	18,963
Noviembre	19,292	0	19,292
Diciembre	93,630	0	93,630
Total	1,870,073	59,973	1,810,100



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 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 2014, Electrocentro S.A. APORTÓ UN TOTAL DE S/.2 180 512 a otras empresas distribuidoras a través de este mecanismo.

MCSA (SISTEMAS AISLADOS) - EN S/.

PERIODO	ELECTROCENTRO S.A. (En S/.)		
	RECEPTORA	APORTANTE	SALDO
Enero	-	184,643	184,643
Febrero	-	185,616	185,616
Marzo	-	157,158	157,158
Abril	-	153,236	153,236
Mayo	-	142,727	142,727
Junio	-	189,407	189,407
Julio	-	188,851	188,851
Agosto	-	191,263	191,263
Setiembre	-	190,401	190,401
Octubre	-	193,946	193,946
Noviembre	-	208,391	208,391
Diciembre	-	194,873	194,873
Total	0	2,180,512	2,180,512



7.3 SERVICIO COMERCIAL

EN EL AÑO 2014, EL PORCENTAJE DE RECLAMOS DECLARADOS FUNDADOS FUE DEL 14.22 %, REDUCIÉNDOSE CON RELACIÓN AL 25.32 % OBTENIDO EN EL AÑO 2013.

Se registró un total de 22 460 reclamos, los que representan un índice promedio mensual de 27.56 por cada 10 000 clientes. Este índice se incrementó debido a la mayor información que disponen los clientes sobre sus derechos a través de las campañas del organismo regulador.

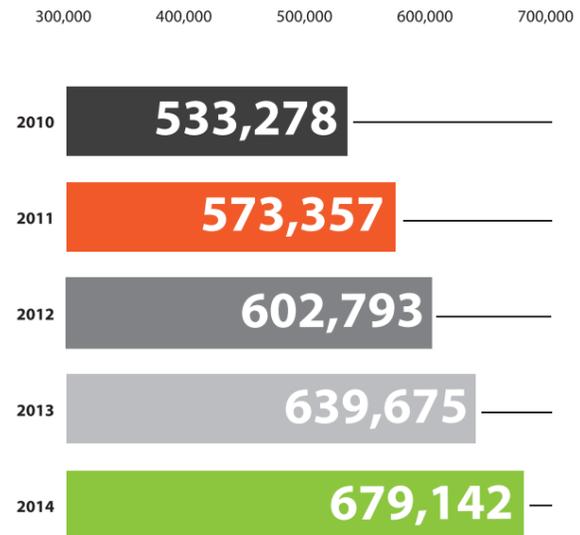
El índice de reclamos fundados alcanzó un promedio mensual de 3.92 por cada 10 000 clientes, resultado relativamente bajo en proporción al nivel de incremento de nuestros clientes. Disminuir este indicador es un gran desafío.

Con las facilidades de la comunicación telefónica y la integración de nuestro sistema comercial, el servicio de call center Serviluz 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 del área técnica y comercial permite resolver de manera rápida los requerimientos y necesidades de los clientes.

MES	2014				
	RECLAMOS	RECLAMOS FUNDADOS	NÚMERO DE CLIENTES	ÍNDICE DE RECLAMOS POR CADA 10 000 CLIENTES	ÍNDICE DE RECLAMOS FUNDADOS POR CADA 10 000 CLIENTES
Enero	3,101	548	641,099	48.37	8.55
Febrero	2,114	350	643,006	32.88	5.44
Marzo	1,633	331	645,097	25.31	5.13
Abril	1,801	208	647,220	27.83	3.21
Mayo	2,298	278	650,136	35.35	4.28
Junio	2,179	239	652,170	33.41	3.66
Julio	1,871	289	655,055	28.56	4.41
Agosto	1,726	208	659,409	26.17	3.15
Setiembre	1,646	230	664,688	24.76	3.46
Octubre	1,453	210	668,388	21.74	3.14
Noviembre	1,342	182	671,887	19.97	2.71
Diciembre	1,296	121	679,142	19.08	1.78
Total	22,460	3,194	679,142		
Promedio	1,872	266		27.56	3.92



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 (2014/2013)

Ayacucho	4.7 %
Huancayo-V.M.	3.8 %
Huancavelica	3.0 %
Huánuco-Tingo María	11.3 %
Tarma-Pasco	4.1 %
Selva Central	13.3 %
Total empresa	6.20 %

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES

UNIDAD DE NEGOCIO	2010	2011	2012	2013	2014	CRECIMIENTO 2014/2013
Ayacucho	93,777	103,722	117,859	133,114	139,365	6,251
Huancayo - Valle Mantaro	167,335	173,247	178,925	185,547	192,593	7,046
Huancavelica	50,214	53,707	55,449	62,404	64,273	1,869
Huánuco-Tingo María	89,376	104,545	106,877	110,224	122,640	12,416
Tarma - Pasco	79,467	81,495	84,264	85,924	89,471	3,547
Selva Central	53,109	56,641	59,419	62,462	70,800	8,338
Total	533,278	573,357	602,793	639,675	679,142	39,467

Fuente: Gerencia Comercial.



Orfebre en plata del distrito San Jeronimo de Tunan Huancayo.

Se han experimentado variaciones significativas según el área geográfica. Hay zonas, sobre todo en la sierra y la 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, es llevar energía eléctrica al mayor número de peruanos dentro de nuestra concesión.

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN 2011 - 2014

UNIDADES DE NEGOCIO	2011	2012	2013	2014
Huancayo - Valle	98.85%	99.99%	100.00%	100.00%
Ayacucho	72.03%	99.04%	99.10%	99.26%
Selva Central	99.93%	70.97%	71.34%	71.93%
Huánuco - Tingo Maria	71.26%	71.81%	72.14%	75.33%
Tarma - Pasco	70.53%	86.30%	86.50%	87.07%
Huancavelica	86.01%	72.44%	72.77%	73.33%
Total	88.05%	88.31%	88.49%	88.65%

Para elevar el coeficiente de electrificación, la empresa ejecutó proyectos de ampliación de redes, y como complemento se captó clientes provenientes de proyectos de terceros (ejecutados por el Minem, gobiernos regionales y gobiernos locales).

Otros factores que contribuyen en el aumento de este indicador son: la aplicación de políticas de facilidades de pago para nuevos clientes y la respuesta al programa de independización eléctrica de predios de clientes colectivos.

7.5 COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN

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 88.65 % AL CONCLUIR EL AÑO 2014, LO QUE SIGNIFICÓ UN INCREMENTO DE 0.16 PUNTOS PORCENTUALES RESPECTO AL AÑO ANTERIOR, DONDE SE REGISTRÓ UN COEFICIENTE DE 88.49 %.



7.6 VENTA DE ENERGÍA

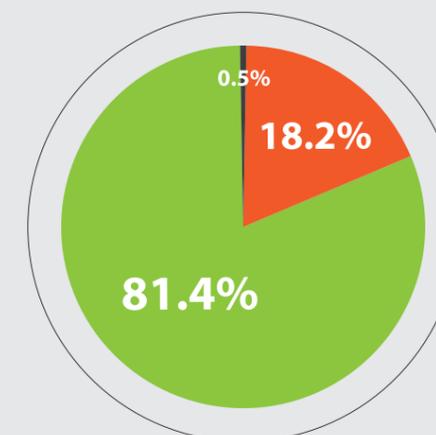
POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

EL VOLUMEN DE ENERGÍA VENDIDA DURANTE EL AÑO 2014 FUE DE 703.0 GWh, CON UN INCREMENTO DE 2.5 % RESPECTO DEL AÑO 2013, CONCENTRÁNDOSE EN EL MERCADO REGULADO.

MERCADO / SEGMENTO	2010	2011	2012	2013	2014	VARIACIÓN 2014/2013
Mercado libre	0	0	0	0	139	100.00%
Mercado regulado	555,960	590,298	633,855	685,897	702,908	2.48%
- Alta tensión	4,953	7,133	7,598	7,310	3,166	-56.68%
- Media tensión	102,348	100,943	111,750	127,199	127,718	0.41%
- Baja tensión	448,659	482,222	514,508	551,389	572,024	3.74%
* Domiciliario	279,235	299,277	318,663	338,716	348,834	2.99%
* No domiciliario	121,767	132,291	143,279	154,389	160,786	4.14%
* Alumbrado público	47,657	50,654	52,566	58,284	62,404	7.07%
Total	555,960	590,298	633,855	685,897	703,047	2.50%

Fuente: Gerencia Comercial.

El consumo del mercado regulado en baja tensión (572.0 GWh) representa el 81.4 % del volumen de energía vendida en la empresa.

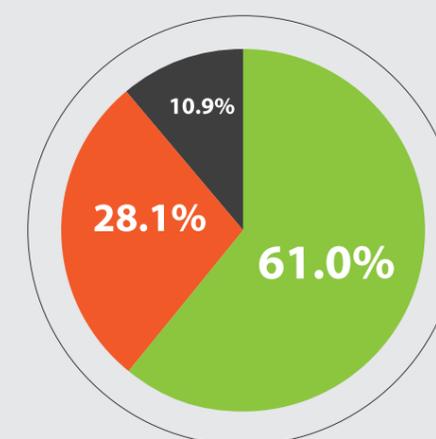


VENTA DE ENERGÍA DEL MERCADO REGULADO AÑO 2014 POR NIVEL DE TENSIÓN (MWh)



POR SECTORES ECONÓMICOS

La venta de energía por sectores económicos se concentra en el sector doméstico, con un 61.0 % del volumen. El sector industrial concentró el 28.1 %.



VENTA DE ENERGÍA - MERCADO REGULADO EN BT AÑO 2014 - POR SECTORES ECONÓMICO



7.7 PRODUCCIÓN Y COMPRA DE ENERGÍA

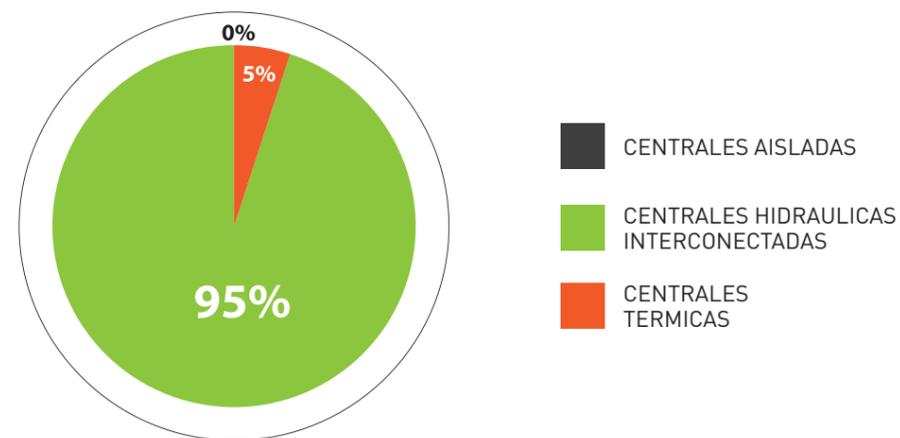
A) PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

En el año 2014, la producción de nuestras pequeñas centrales hidráulicas y termoeléctricas diésel alcanzó los 91.14 GWh, representando el 11.33 % del total de la energía movilizada en Electrocentro S.A.

La generación hidráulica representa el 95.31 % (86.87 GWh) de esta producción total, y la generación térmica representa el 4.69 % (4.27 GWh).

La producción hidroeléctrica provino en un 100 % de centrales interconectadas. No se cuenta a la fecha con centrales aisladas.

PRODUCCIÓN PROPIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2014



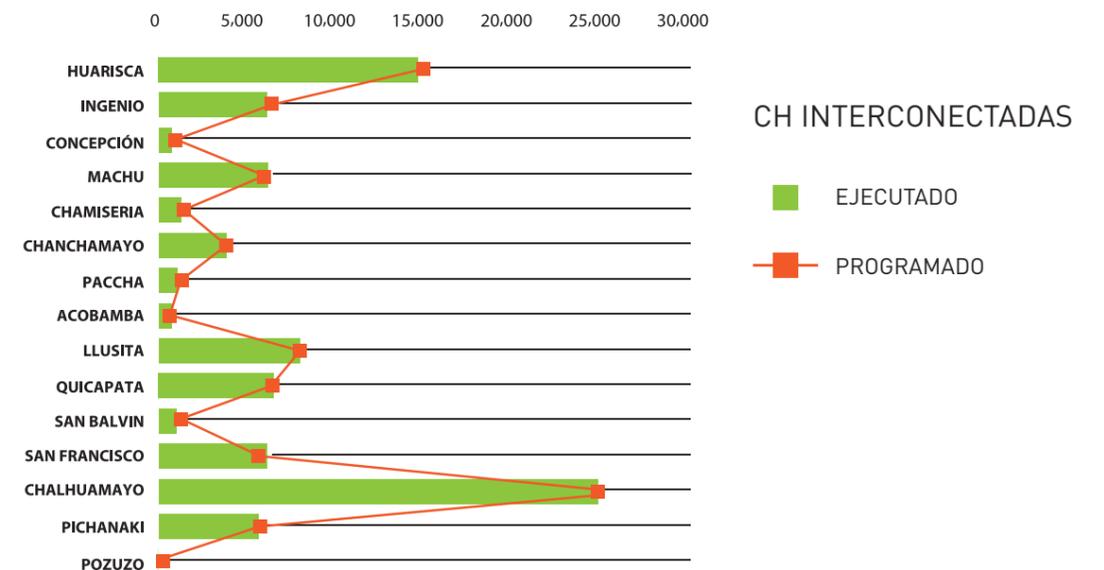
C.H Ingeniero Concepción.

PRODUCCIÓN (MWH) EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS INTERCONECTADAS AL SEIN

Producción	Huarisca	Ingenio	Concepción	Machu	Chamisería	Chanchamyo	Paccha	Acobamba
Ejecutado	14,708	6,148	738	6,190	1,253	3,842	1,035	731
Programado	15,302	8,491	300	6,176	1,308	2,917	1,000	601

PRODUCCIÓN (MWH) EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS INTERCONECTADAS AL SEIN

Producción	Llusita	Quicapata	San Balvin	San Francisco	Chalhuamayo	Pichanaki	Pozuzo	TOTAL
Ejecutado	8,020	6,525	995	6,132	24,915	5,639	0	86,869
Programado	8,080	5,615	1,860	7,020	24,000	5,000	0	87,671



Anochecer en Huancayo.

B) COMPRA DE ENERGÍA

En el año 2014, la energía comprada a empresas generadoras alcanzó los 713.0 GWh, lo que representa un incremento de 2.2 % o 15.3 GWh con respecto al volumen comprado el año anterior (697.8 GWh).

GENERADOR	2008	2010	2010	2011	2012	2013	2014	PART. %
Electroperú (Bilateral)	104.7	105.3	3.1	280.6	369.4	148.4	4.2	0.6%
Egenor (Regulado)	-	129.8	121.2	119.3	116.8	0.0	0.0	0.0%
Eepsa (Regulado)	-	4.5	26.3	25.9	25.4	0.0	0.0	0.0%
Kallpa (Bilateral)	-	96.4	401.0	150.5	-	0.0	6.6	0.9%
Egesur (Regulado)	-	-	-	-	27.9	0.0	0.0	0.0%
Celepsa (Bilateral)	-	-	-	-	76.5	0.0	21.0	2.9%
Edegel (Bilateral)	-	-	-	-	13.1	40.5	188.2	26.4%
Enersur (Bilateral)	-	-	-	-	-	20.5	0.0	0.0%
Celepsa Lic. Largo Plazo	-	-	-	-	-	9.2	8.9	1.2%
Egema Lic. Largo Plazo	-	-	-	-	-	18.5	17.7	2.5%
Egenor Lic. Largo Plazo	-	-	-	-	-	68.4	65.5	9.2%
Electroperu Lic. Largo Plazo	-	-	-	-	-	232.8	223.1	31.3%
Fenix Lic. Largo Plazo	-	-	-	-	-	28.7	27.5	3.9%
SDF Energía Lic. Largo Plazo	-	-	-	-	-	12.0	11.5	1.6%
SN Power Lic. Largo Plazo	-	-	-	-	-	57.3	54.9	7.7%
Termoselva Lic. Largo Plazo	-	-	-	-	-	41.6	39.8	5.6%
Enersur Lic. Largo Plazo	-	-	-	-	-	-	7.9	1.1%
Muller (Regulado)	2.7	3.1	3.0	3.2	3.1	3.5	3.6	0.5%
Simsa (Regulado)	0.0	0.1	0.4	11.6	8.2	8.7	23.9	3.4%
Brocal (Regulado)	7.2	7.3	7.1	6.6	6.9	6.3	7.1	1.0%
COES Sin Contrato (Regulado)	489.2	273.5	0.8	5.9	3.9	0.2	0.1	0.0%
Contrato Otros	0.4	2.6	0.0	0.2	0.7	1.3	1.4	0.2%
Total compra (gwh)	604.2	622.5	563.0	604.0	651.7	697.8	713.0	100.0%

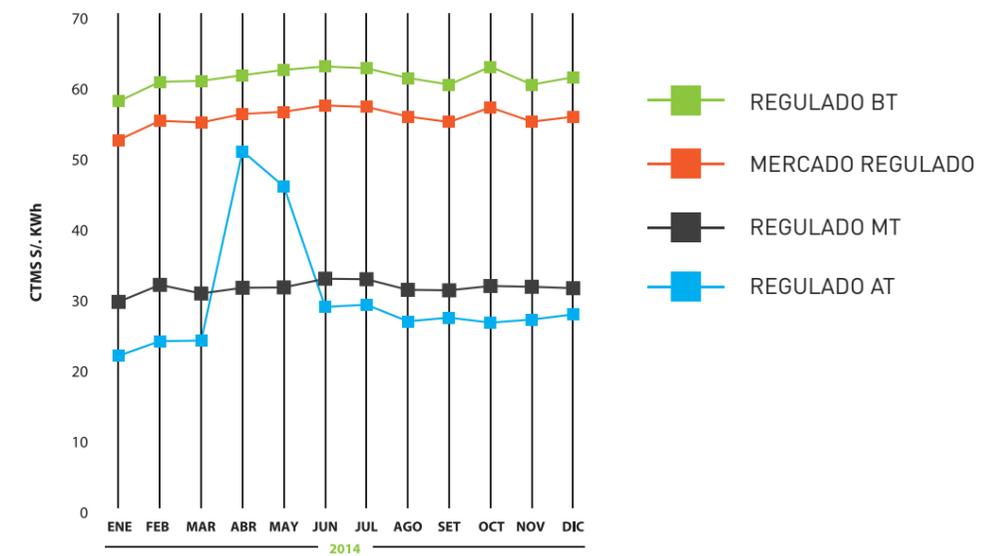


7.8 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS

PRECIO MEDIO DE VENTA

CONCEPTO	AÑO 2014												AÑO 2013	
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	P.M.	P.M.
Mercado regulado	52.32	55.03	54.80	56.00	56.31	57.21	57.00	55.64	54.86	56.93	54.91	55.62	55.55	46.78
Regulado BT	57.79	60.56	60.69	61.50	62.24	62.73	62.47	61.10	60.17	62.70	60.16	61.20	61.11	51.77
Regulado MT	29.38	31.79	30.57	31.38	31.43	32.66	32.59	31.09	31.02	31.63	31.52	31.32	31.36	26.60
Regulado AT	21.74	23.81	23.89	50.72	45.72	28.67	28.97	26.63	27.15	26.44	26.88	27.60	29.85	20.85

PRECIO MEDIO DE VENTA DE ENERGÍA AÑO 2014



EL PRECIO MEDIO DE VENTA EN EL MERCADO REGULADO FUE DE 55.55 CÉNTIMOS DE NUEVO SOL POR KWh, CON UN INCREMENTO DE 18.76 % RESPECTO AL AÑO 2013 (46.78 CÉNTIMOS DE NUEVO SOL POR KWh), DEBIDO AL AUMENTO DE LOS PRECIOS DE GENERACIÓN (8.3 %), CARGO POR PEAJE DE TRANSMISIÓN PRINCIPAL Y SECUNDARIA (30.9 %) Y VAD (22.8 %), COMPONENTES DE LA TARIFA DE VENTA DE ENERGÍA AL CLIENTE FINAL.

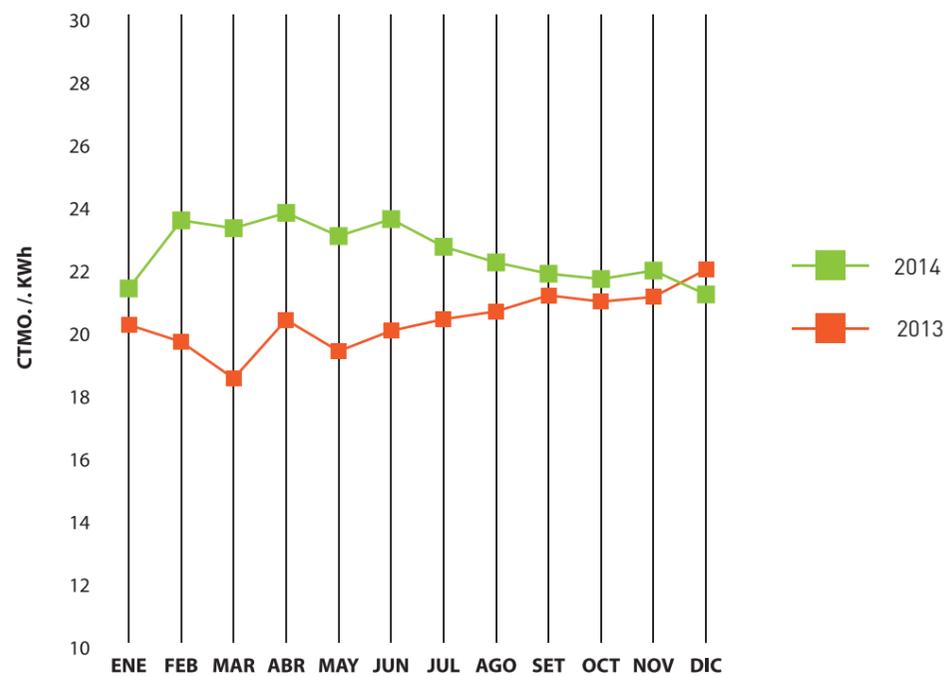
EL PRECIO MEDIO DE VENTA EN BAJA TENSIÓN AUMENTÓ EN 18.0 % (DE 51.77 A 61.11 CÉNTIMOS DE NUEVO SOL POR KWh); MIENTRAS QUE EN MEDIA TENSIÓN AUMENTÓ EN 17.9 % (DE 26.60 A 31.36 CÉNTIMOS DE NUEVO SOL POR KWh).

La evolución del precio medio de compra en los dos últimos años tiene una tendencia creciente, incrementándose en 9.9 % en el mercado regulado (de 20.41 céntimos de nuevo sol por kWh en promedio en 2013, a 22.43 céntimos de nuevo sol por kWh en promedio en 2014), como consecuencia del aumento de los cargos del peaje principal en un 31.8 % y de los cargos de generación en 7.5 % por los diversos factores de actualización, así como los cargos por seguridad energética y generación adicional, entre otros, que son fijados por el Osinergmin.

PRECIO MEDIO DE COMPRA

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	PROMEDIO
2014	21.31	23.48	23.23	23.72	22.98	23.52	22.64	22.14	21.78	21.61	21.88	21.12	22.43
2013	20.15	19.61	19.44	20.31	19.31	19.96	20.33	20.58	21.09	20.89	21.04	21.91	20.41

EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA



GESTIÓN Administrativa



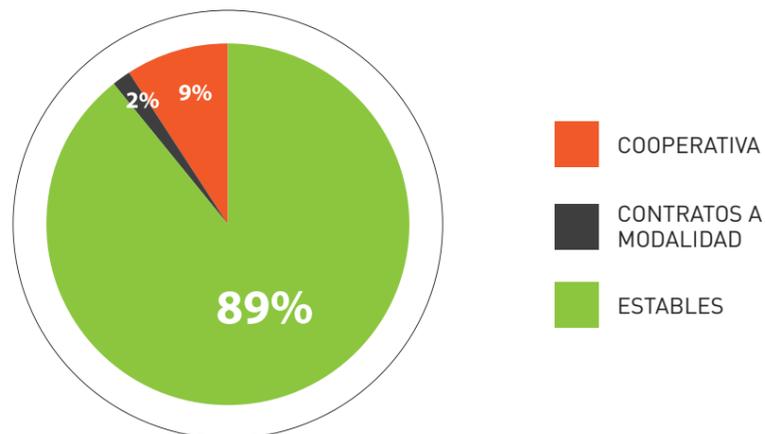
8.1 RECURSOS HUMANOS

A) FUERZA LABORAL

Al término del ejercicio 2014, el personal de Electrocentro S.A. estaba conformado por 380 colaboradores con labores y responsabilidades de carácter permanente. La evolución del personal para los periodos 2013 y 2014 fue la siguiente:

CONCEPTO	2013	2014
Estables	319	339
Contratos a modalidad	4	7
Cooperativa	59	34
Total	382	380

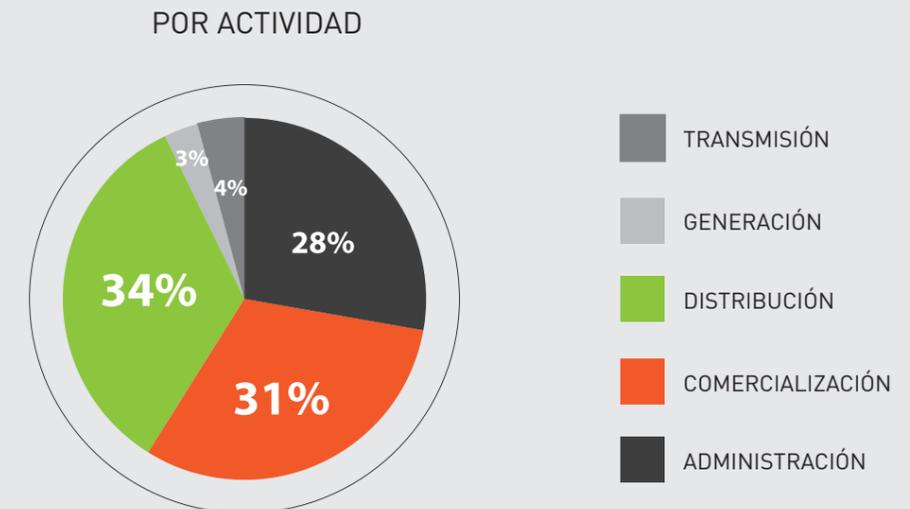
FUERZA LABORAL 2014



B) COMPOSICIÓN DE LA FUERZA LABORAL

La composición de la fuerza laboral por actividades es la siguiente:

POR ACTIVIDAD	2013	2014	%
Administración	106	107	28%
Comercialización	123	118	31%
Distribución	128	130	34%
Generación	11	11	3%
Transmisión	14	14	4%
Total	382	380	100%



La gestión del área 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 para lograr una mejora sustancial en el clima laboral. Esa tarea permitió mantener la integración, identificación y compromiso de los colaboradores con la misión y 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, funcionarios, personal técnico operativo y de apoyo. También se programaron cursos generales y específicos sobre seguridad e higiene ocupacional, sistema de gestión de calidad, formación de auditores, entre otros temas.

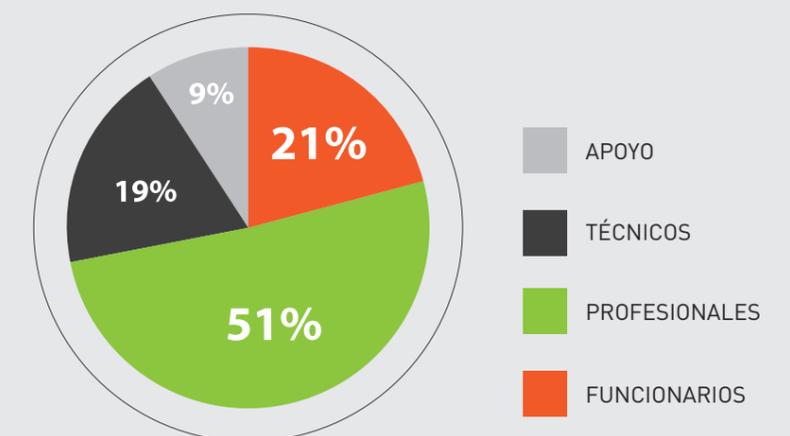
El personal recibió un total de 19 905 horas de capacitación, distribuidas de la siguiente manera:

HORAS/HOMBRES CAPACITACIÓN 2014

GRUPO OCUPACIONAL	HORAS/HOMBRE	PARTIC. %
Funcionarios	4,231	21%
Profesionales	10,144	51%
Técnicos	3,834	19%
Apoyo	1,696	9%
Total	19,905	100%

El índice per cápita de capacitación fue de 52 horas por trabajador.

CAPACITACIÓN POR GRUPOS OCUPACIONALES



D) SERVICIO MÉDICO

Electrocentro S.A. desarrolló diversos programas de salud ocupacional y asistencia médico familiar en beneficio de los colaboradores de la empresa y sus familiares directos. Estos programas son:

- Descarte de diabetes mellitus, hipertensión arterial, síndrome metabólico, evaluación médica y consulta nutricional en las unidades de negocio, así como en las actividades promocionales de carácter preventivo.
- Examen médico ocupacional de ingreso, retiro, rotación y por descansos médicos prolongados del personal, de acuerdo a la Ley N.º 29783, Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- Examen médico ocupacional anual en la sede y en las unidades de negocio de Ayacucho, Huancavelica, Tarma, Selva Central, Huánuco y S.E.M. Valle Mantaro, Pasco y Tingo María. Fueron evaluados 332 colaboradores, que equivale al 96 % del personal.
- Campaña médica de despistaje de diabetes e hipertensión arterial dirigida al personal de la sede (Jr. Amazonas, Parque Industrial y Tres Esquinas) y del S.E.M. Valle Mantaro.
- Sensibilización y campaña de vacunación contra la hepatitis B, la influenza y antitetánica, dirigida al personal y a sus familiares. Para ello, se contó con el apoyo de la Microred La Libertad, perteneciente al Ministerio de Salud (Minsa).
- Charla informativa sobre la pensión de jubilación SPP (AFP), para el personal mayor de 60 años. Se contó con el apoyo de la Compañía de Seguros Protecta – Grupo ACP.
- Elaboración de boletines informativos sobre temas de interés para los colaboradores como: el consumo de ensaladas para la prevención del estreñimiento, cómo desintoxicar el hígado por el consumo de alcohol, la hepatitis B (síntomas, complicaciones y prevención), la tuberculosis, el dengue, entre otros.
- Campaña de despistaje de colesterol, triglicéridos, glucosa e hipertensión arterial, con el apoyo del Policlínico Mantaro de Essalud Junín.
- Campaña odontológica dirigida al personal y sus familiares a través de Libre Clínicas Odontológicas.
- Visitas de apoyo a los colaboradores afectados por accidentes, enfermedades y/o problemas familiares, en centros de salud y en sus domicilios.
- En proceso: ampliación de convenios PAMF con clínicas de la ciudad de Lima.



EJ) RESPONSABILIDAD SOCIAL

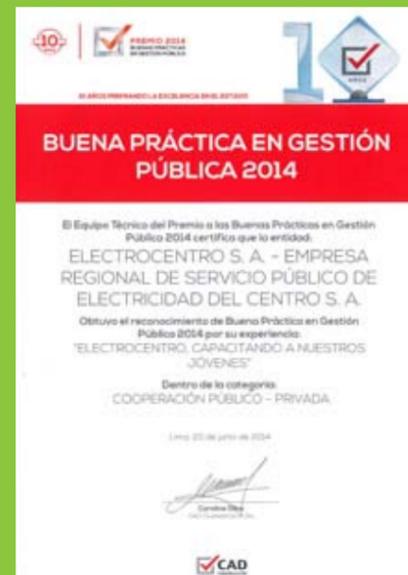
Electrocentro S.A. desarrolla actividades de responsabilidad social orientadas a contribuir con el desarrollo de sus colaboradores y de la comunidad en general. El nivel de cumplimiento del programa de responsabilidad social, desarrollado en el ejercicio 2014, estuvo 100 % de acuerdo con cada uno de los siguientes tres ámbitos:

En el ámbito del capital humano, se desarrollaron capacitaciones programadas por el área de Recursos Humanos y se colaboró con la realización de la olimpiada deportiva en ENSA Chiclayo.

En el ámbito de la gestión medioambiental, que busca contribuir con la mitigación del cambio climático, se desarrolló el programa de monitoreo ambiental de los efluentes líquidos producto de las actividades de generación eléctrica. Además, se alcanzó el 100 % de la meta del programa "Adopta un árbol", con 1196 plantaciones efectuadas a nivel de la empresa, en cumplimiento del D.S.N.º 029-94-EM.

En el ámbito del entorno social, se conformaron cinco comisiones multisectoriales de seguridad en las cinco unidades de negocio de la empresa. El programa "Electrocentro, capacitando a nuestros jóvenes" alcanzó un 100 % de efectividad al capacitar a 148 alumnos a nivel

empresa. En el año 2014, este programa fue designado como una buena práctica de gestión pública por CAD Ciudadanos al día, en la categoría de Cooperación Público-Privada. Asimismo, este programa obtuvo el reconocimiento del Instituto Peruano de Administración de Empresas (IPAE), por su participación en el Premio Luis Hochschild Plaut 2014.



Otras iniciativas destacadas fueron:

1. "Capacitación sobre ahorro y uso eficiente de la energía en universidades, institutos tecnológicos y juntas vecinales", acción que benefició a 336 alumnos a nivel empresa.
2. Charlas sobre actualización de la normativa del sector eléctrico en siete (7) municipalidades distribuidas en las unidades de negocio.
3. Se brindó capacitación sobre tarifas eléctricas a 170 empresarios, socios de las cámaras de comercio de la sede regional y de las unidades de negocio.
4. En el marco de la cooperación interinstitucional con la Policía Nacional del Perú (PNP), 100 oficiales y suboficiales de la región Junín recibieron una capacitación sobre temas relevantes del sector eléctrico. La capacitación, que estuvo a cargo de los gerentes de línea de Electrocentro S.A., tuvo una duración efectiva de 24 horas que fueron divididas en tres días.
5. Para cerrar el año, se realizó el Primer Concurso de Dibujo y Pintura "Iluminando tu Navidad", en el que participaron niños y jóvenes de los centros de educación básica especial (CEBE) ubicados en nuestras unidades de negocio Ayacucho, Huancavelica, Pasco, Huánuco, Selva Central y Tarma. Por fomentar el desarrollo de la espiritualidad en más de 150 niños y jóvenes, este evento recibió elogios especiales de los padres de familia, las autoridades educativas y la prensa.



También nos preocupamos en llevar alegría a niños de educación inicial en barrio Ocopilla de Huancayo.

8.2 TECNOLOGÍA

DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES

LAS TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES SON UNO DE LOS FACTORES QUE FACILITAN LA MEJORA DE LA GESTIÓN DE LA EMPRESA. EN ESTE RUBRO RESALTARON LAS SIGUIENTES ACTIVIDADES:

A. SISTEMAS DE INFORMACIÓN

- Electrocentro S.A. inició el desarrollo de las mejoras al módulo del procedimiento para la supervisión de las instalaciones de distribución eléctrica para la seguridad pública y del ámbito corporativo.
- Se iniciaron los proyectos de implementación de la nueva plataforma GIS y SCADA para las empresas del Grupo Distriluz, que permitirá la actualización tecnológica de las actuales plataformas.
- Se efectuó el soporte para la creación de una nueva sociedad ERP/SAP de Electroriente.

B) INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA

- Se implementó la mesa de ayuda corporativa para una mejor gestión de los incidentes y requerimientos de usuarios en cuestión de tecnología, con las mejores prácticas ITIL.
- Se ejecutó satisfactoriamente el reemplazo de 142 impresoras destinadas a las labores administrativas bajo la modalidad de arrendamiento y servicio all in.
- Se adquirió 5 servidores de última tecnología asignados a igual cantidad de servicios eléctricos mayores, con el fin de optimizar el flujo de la información en las oficinas donde no se cuenta con un sistema de comunicaciones suficiente.
- Se ejecutó la adquisición de 12 proyectores multimedia de reemplazo que fueron asignados a las unidades de negocio.

Centro de Control Operaciones Huancayo.





S.E. Oxapampa.

C) COMUNICACIONES

- Se implementó una infraestructura de comunicaciones para telemando de reconfiguradores que fue instalada en las redes de distribución. Este proceso se llevó a cabo con la finalidad de obtener información para elaborar análisis de falla ante las interrupciones y reducir la duración y frecuencia de las mismas en zonas rurales.
- Se implementó el sistema de comunicación de datos para acceder a los equipos instalados en las subestaciones de Huánuco, Cangallo, San Francisco y Cobriza II mediante GPRS (general packet radio service), desde el centro de control de operaciones. Este proceso se llevó a cabo con la finalidad de obtener información para elaborar un análisis de fallas ante las interrupciones, y contribuir con la gestión de los indicadores SAIFI y SAIDI de estas localidades así como también soportar las transacciones de los sistemas de telemando y telecontrol.
- Integración al sistema SCADA del equipamiento instalado en las ampliaciones realizadas en las subestaciones de Concepción y Oxapampa, con la finalidad de obtener información en tiempo real, reducir los tiempos de interrupción del servicio eléctrico, y que las maniobras de reconexión se realicen desde el centro de control de operaciones.

ESTADOS FINANCIEROS Auditados

Capítulo

09

9.1 CARTA

DICTAMEN DE LOS AUDITORES EXTERNOS

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 2014 y de 2013, 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 el 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 estos estados financieros de acuerdo con 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 Internacionales de Auditoría aprobadas para su aplicación en Perú por la Junta de Decanos de Colegios de Contadores Públicos del Perú. Tales 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.

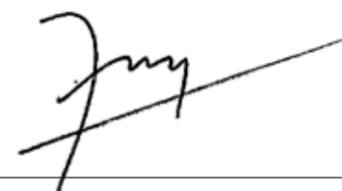
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar las bases para nuestra opinión de auditoría.

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 2014 y 2013, 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
23 de febrero de 2015

Refrendado por:



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

9.2 ESTADO

DE SITUACIÓN FINANCIERA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y DE 2013

	NOTAS	2014 S/.(000)	2013 S/.(000)
Activo			
Activo corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo	4	19,616	14,093
Cuentas por cobrar comerciales, neto	5	53,470	49,841
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	29(b)	6,190	7,108
Otras cuentas por cobrar, neto	6	12,659	24,507
Existencias, neto	7	14,727	16,769
Gastos contratados por anticipado	8	2,796	2,428
Total activo corriente		109,458	114,746
Activo no corriente			
Inversión en subsidiaria	11	1	1
Otras cuentas por cobrar	6	131	155
Propiedades, planta y equipos, neto	9	921,850	878,325
Activos intangibles, neto	10	1,644	2,124
Total activo no corriente		923,626	880,605
Total activo		1,033,084	995,351

	NOTAS	2014 S/.(000)	2013 S/.(000)
Pasivo y Patrimonio Neto			
Pasivo corriente			
Obligaciones financieras	12	5,430	38,773
Cuentas por pagar comerciales	13	60,378	52,140
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	29(b)	8,831	20,613
Otras cuentas por pagar	14	33,366	19,063
Otras provisiones	15	13,790	14,150
Provisión por beneficios a los empleados	16	9,205	5,725
Ingresos diferidos	17	2,309	3,008
Total pasivo corriente		133,309	153,472
Pasivo no corriente			
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	29(b)	13,842	10,176
Otras cuentas por pagar	14	232	1,625
Pasivo por impuesto a las ganancias diferidas, neto	28(a)	4,617	4,282
Provisión por beneficios a los empleados	16	6,154	7,721
Ingresos diferidos	17	48,313	48,764
Total pasivo no corriente		73,158	72,568
Total pasivo		206,467	226,040
Patrimonio neto			
	18		
Capital emitido		549,792	549,792
Capital adicional		207,871	183,184
Reserva legal		6,895	3,624
Resultados acumulados		62,059	32,711
Total patrimonio neto		826,617	769,311
Total pasivo y patrimonio neto		1,033,084	995,351

9.3 ESTADO

DE RESULTADOS INTEGRALES

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y DE 2013

	NOTAS	2014 S/.(000)	2013 S/.(000)
Ingresos Operativos			
Ingresos de actividades ordinarias	19	429,598	353,863
Costo del servicio de actividades ordinarias	20	(300,204)	(266,475)
Utilidad bruta		129,394	87,388
Gastos operativos			
Gastos de administración	21	(30,042)	(25,398)
Gastos de venta	22	(21,080)	(20,016)
Otros ingresos	24	15,834	10,856
Otros gastos	25	(911)	(3,827)
Utilidad operativa		93,195	49,003
Ingresos financieros			
Ingresos financieros	26	2,837	1,809
Gastos financieros			
Gastos financieros	27	(2,465)	(1,495)
Diferencia en cambio, neta			
Diferencia en cambio, neta	34	(179)	(344)
Utilidad previa al impuesto a las ganancias		93,388	48,973
Gasto por impuesto a las ganancias			
Gasto por impuesto a las ganancias	28(c)	(31,045)	(14,851)
Utilidad neta		62,343	34,122
Otros resultados integrales			
Otros resultados integrales		-	-
Total resultados integrales		62,343	34,122

9.4 ESTADO

DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y DE 2013

	CAPITAL EMITIDO S/.(000)	CAPITAL ADICIONAL S/.(000)	RESERVA LEGAL S/.(000)	RESULTADOS ACUMULADOS S/.(000)	TOTAL PATRIMONIO NETO S/.(000)
Saldos al 1 de enero del 2013	549,792	90,028	1,994	16,297	658,111
Utilidad neta	-	-	-	34,122	34,122
Total resultados integrales	-	-	-	34,122	34,122
Aportes de FONAFE en obras del Ministerio de Energía y Minas y en efectivo, nota 18(b)					
Aportes de FONAFE en obras del Ministerio de Energía y Minas y en efectivo, nota 18(b)	-	93,156	-	-	93,156
Transferencia a reserva legal, nota 18(c)					
Transferencia a reserva legal, nota 18(c)	-	-	1,630	(1,630)	-
Distribución de dividendos en efectivo, nota 18(d)					
Distribución de dividendos en efectivo, nota 18(d)	-	-	-	(14,668)	(14,668)
Otros					
Otros	-	-	-	(1,410)	(1,410)
Saldo al 31 de diciembre del 2013	549,792	183,184	3,624	32,711	769,311
Utilidad neta	-	-	-	62,343	62,343
Total resultados integrales	-	-	-	62,343	62,343
Aportes de FONAFE en obras del Ministerio de Energía y Minas y en efectivo, nota 18(b)					
Aportes de FONAFE en obras del Ministerio de Energía y Minas y en efectivo, nota 18(b)	-	24,687	-	-	24,687
Transferencia a reserva legal, nota 18(c)					
Transferencia a reserva legal, nota 18(c)	-	-	3,271	(3,271)	-
Distribución de dividendos en efectivo, nota 18(d)					
Distribución de dividendos en efectivo, nota 18(d)	-	-	-	(29,440)	(29,440)
Otros					
Otros	-	-	-	(284)	(284)
Saldo al 31 de diciembre del 2014	549,792	207,871	6,895	62,059	826,617

9.5 ESTADO

DE FLUJOS DE EFECTIVO

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y DE 2013

	2014 S/.(000)	2013 S/.(000)
Actividades de operación		
Cobranza a clientes	423,243	339,355
Intereses cobrados	2,784	1,809
Otros cobros de efectivo relativos a la actividad	27,860	7,973
Pago a proveedores	(258,990)	(231,081)
Pago de remuneraciones y beneficios sociales	(27,469)	(26,902)
Pago de impuesto a las ganancias	(21,427)	(24,038)
Pago de otros tributos	(4,450)	(6,258)
Intereses pagados	(2,465)	(1,495)
Efectivo y equivalentes de efectivo neto proveniente de las actividades de operación	139,086	59,363
Actividades de inversión		
Compra de propiedad, planta y equipo	(82,551)	(77,891)
Compra de activos intangibles	-	(44)
Efectivo y equivalentes de efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	(82,551)	(77,935)
Actividades de financiamiento		
Ingreso por préstamos	13,550	64,560
Aporte de capital	19,887	10,133
Pago de dividendos	(29,440)	(14,668)
Pago de préstamos	(55,009)	(32,981)
Efectivo y equivalentes de efectivo neto (utilizado en) proveniente de las actividades de financiamiento	(51,012)	27,044
Aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	5,523	8,472

	2014 S/.(000)	2013 S/.(000)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	14,093	5,621
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del ejercicio	19,616	14,093
Transacciones que no representan flujos de efectivo		
Propiedades, planta y equipos recibidos como aporte capital	4,800	83,023

CUMPLIMIENTO DEL PLAN Estratégico 2013-2017

Capítulo

10

Grupo Distribución
Electrocentro
2014

AL CIERRE DEL AÑO 2014,
ELECTROCENTRO S.A. MUESTRA
UN GRADO DE CUMPLIMIENTO
DEL 96.4 % DE LOS OBJETIVOS
ESTRATÉGICOS DEL PLAN
ESTRATÉGICO INSTITUCIONAL
2013-2017, CONFORME SE
MUESTRA EN EL CUADRO N.º 1.

OBJETIVOS ESTRATEGICOS	CUMPLIMIENTO AL 31. 12. 2014 %
F1. MAXIMIZAR LA CREACIÓN DE VALOR ECONÓMICO	81.86
F1.1 LOGRAR UNA RENTABILIDAD SOSTENIDA	100.00
F1.2 INCREMENTAR LOS INGRESOS Y OPTIMIZAR LOS COSTOS	63.72
C1: CREAR VALOR SOCIAL	100.00
C1.1 FORTALECER LAS RELACIONES CON LOS GRUPOS DE INTERÉS Y EL MEDIO AMBIENTE	100.00
C1.2 PROMOVER LA ELECTRIFICACIÓN RURAL, USO PRODUCTIVO DE LA ELECTRICIDAD Y ENERGIAS RENOVABLES	100.00
C2: MEJORAR LA IMAGEN EMPRESARIAL	100.00
C2.1 GARANTIZAR LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO Y MEJORAR EL SERVICIO DE ATENCIÓN AL CLIENTE	100.00
C2.2 PROMOVER LA PRESERVACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE	100.00
P1 MEJORAR LOS PROCESOS DE GESTIÓN INTERNA Y GOBIERNO CORPORATIVO	100.00
P1.1 INCORPORAR BUENAS PRÁCTICAS DE GESTIÓN CORPORATIVA	100.00
P1.2 FORTALECER EL CONTROL DE LA GESTIÓN EMPRESARIAL	100.00
P1.3 AMPLIAR Y MEJORAR LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	100.00
A1: FORTALECER LA GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO	100.00
A1.1 LOGRAR UN AMBIENTE DE TRABAJO QUE FOMENTE LA PRODUCTIVIDAD LABORAL	100.00
A1.2 FORTALECER EL DESARROLLO DEL PERSONAL	100.00
	96.4%

Fuente: Documentación técnica, económica de la empresa.

Cada objetivo estratégico está compuesto por objetivos específicos, los cuales son monitoreados por indicadores de gestión.



EL CUADRO N.º 2 PRESENTA UN ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE LOS LOGROS ALCANZADOS EN EL PLAN ESTRATÉGICO INSTITUCIONAL PARA CADA UNO DE LOS OBJETIVOS ESTRATÉGICOS Y ESPECÍFICOS AL CIERRE DEL AÑO 2014.

OBJETIVO ESTRATEGICO	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	TIPO DE INDICADOR	META AL 31 DIC. 2014	EJECUTADO AL 31 DIC. 2014	CUMPLIMIENTO AL 31 DICIEMBRE 2014 %
MAXIMIZAR LA CREACIÓN DE VALOR	F1.1 LOGRAR UNA RENTABILIDAD SOSTENIDA					
	Rentabilidad patrimonial - ROE	%	CI	4.79	8.10	100.00
	Rentabilidad operativa - ROA	%	CI	5.73	9.36	100.00
	Margen de ventas	%	CI	9.44	14.51	100.00
	F1.2 INCREMENTAR INGRESOS Y OPTIMIZAR COSTOS					
	Rotación de activos	%	CI	35.13	41.58	100.00
	Incremento venta de energía a clientes	%	CI	7.69	2.50	32.51
	Pérdidas de energía	%	CR	8.90	12.58	58.65
	C1.1 FORTALECER RELACIONES CON GRUPOS DE INTERÉS					
CREAR VALOR SOCIAL	Implementación del Programa de responsabilidad social	%	CI	100	100	100.00
	Percepción del alcance de la misión social	%	CI	26	26	100.00
	C1.2 PROMOVER LA ELECTRIFICACIÓN RURAL					
	Número de usuarios incorporado por electrif. Rural	número	CI	7561	10403	100.00
MEJORAR LA IMAGEN EMPRESARIAL	C2.1 GARANTIZAR LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO					
	Índice de satisfacción de los usuarios	%	CI	32.00	32.00	100.00
	C2.2 PROMOVER LA PRESERVACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE					
	Descarte de bifenilos policlorados	%	CI	100.00	100.00	100.00
MEJORAR LOS PROCESOS DE GESTIÓN INTERNA Y GOBIERNO CORPORATIVO	P1.1 INCORPORACIÓN DE BUENAS PRÁCTICAS					
	Implementación del Código de Buen Gobierno Corporativo - CBGC	%	CI	100.00	100.00	100.00
	P1.2 FORTALECER EL CONTROL DE LA GESTIÓN EMPRESARIAL					
	Implementación del Sistema de Control Interno - COSO	%	CI	100.00	100.00	100.00
	P1.3 AMPLIAR Y MEJORAR LA INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA					
	Duración promedio de interrupciones del sistema - SAIDI	Horas	CR	42.11	38.12	100.00
Frecuencia promedio de interrupciones del sistema - SAIFI	Veces	CR	21.34	20.68	100.00	
FORTALECER LA GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO	A1.1 LOGRAR UN AMBIENTE TRABAJO FOMENTE PRODUCTIVIDAD LABORAL					
	Clima laboral	%	CI	53.50	53.50	100.00
	A1.2 FORTALECER EL DESARROLLO DEL PERSONAL					
	Cumplimiento del plan de capacitación	%	CI	100.00	100.00	100.00

CI CONTINUO DE INCREMENTO
CR CONTINUO DE REDUCCION

CUMPLIMIENTO DE LA POLÍTICA DE Aplicación DE UTILIDADES

Capítulo

11

ELECTROCENTRO S.A. CUENTA CON UNA POLÍTICA DE APLICACIÓN DE UTILIDADES ESTABLECIDA Y DIFUNDIR POR EL ESTADO, QUE FUE APROBADA MEDIANTE EL ACUERDO DE DIRECTORIO N.º 006-2011/006-FONAFE CON FECHA 18 DE FEBRERO DE 2011, ESTABLECIÉNDOSE QUE LA EMPRESA TRASLADARÁ COMO DIVIDENDOS EL 100 % DE SUS UTILIDADES DISTRIBUIBLES CALCULADAS SOBRE LA BASE DE SUS ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS, COMO MÁXIMO HASTA EL 30 DE ABRIL DE CADA AÑO, SALVO DISPOSICIONES CONTRARIAS EN NORMAS LEGALES O ACUERDOS DE DIRECTORIO DEL FONAFE.

En cumplimiento con la mencionada política de aplicación de utilidades, en el mes de abril del año 2014, Electrocentro S.A. efectuó el pago de dividendos al Fonafe, propietario del 100 % de las acciones que conforman su capital social, por un monto total de S/.29 440 253.36 que corresponde a la utilidad distributable generada en el ejercicio 2013.

Asimismo, antes del 30 de abril de 2015, Electrocentro S.A. proyecta efectuar el pago de dividendos al Fonafe por S/.55 853 247.82 monto que corresponde a la utilidad distributable generada en el ejercicio 2014.



Trabajando en equipo para lograr las metas.

ANUALMENTE,
LA JUNTA OBLIGATORIA
ANUAL DE ACCIONISTAS
RATIFICA Y/O APRUEBA
LAS CONDICIONES
ESPECÍFICAS APLICABLES
A LA DISTRIBUCIÓN
DE UTILIDADES DEL
EJERCICIO CONCLUIDO.



Danza Huaylarsh típica del Valle del Mantaro.



SEDE PRINCIPAL

Av . Camino Real N° 348
Edificio Torre el Pilar - Piso 13
San Isidro Lima 27 PERU .
Central telefónica: (511) 211 - 5500

www.distriluz.com.pe



Distriluz

