

MEMORIA

anual
2013



 **Ensa**

POR ELLOS HACEMOS
QUE NUESTRO TRABAJO HOY
CUIDE SU MUNDO
DE MAÑANA.

CONTENIDO

Presentación

4

CAPÍTULO 3.

Área de influencia
y concesión

20

CAPÍTULO 5.

Cifras relevantes

28

CAPÍTULO 8.

Gestión administrativa

78

CAPÍTULO 1.

Mensaje del Presidente
del Directorio

6

CAPÍTULO 2.

Descripción
de la empresa

10

CAPÍTULO 4.

Inversiones

24

CAPÍTULO 6.

Gestión técnica

32

CAPÍTULO 7.

Gestión comercial

54

CAPÍTULO 9.

Estados financieros

86

PRESENTACIÓN

VISIÓN

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

MISIÓN

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

POLÍTICA DE LA CALIDAD

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

VALORES

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

PRINCIPIOS PARA LA ACCIÓN

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



capítulo 1/

MENSAJE

DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

NO TENEMOS CARTA DEL PRESIDENTE



capítulo2/

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA



A) DENOMINACIÓN

Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte, también se utiliza la denominación ELECTRONORTE S.A.

B) DIRECCIÓN**CHICLAYO**

Calle San Martín 250, Chiclayo.
Teléfono: (074) 481-210.

LIMA

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

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

ELECTRONORTE S.A. fue constituida en el marco de la Ley General de Electricidad N° 23406 y su Reglamento D.S. N°031-82-EM/VM, del 4 de octubre de 1982, mediante Resolución Ministerial N°321-83-EM/DGE del 21 de diciembre de 1983. La escritura pública de adecuación de estatutos fue extendida el 28 de marzo de 1985 por el notario público Dr. Virgilio Alzamora Valdéz e inscrita en el asiento uno, fojas trescientos cuarenta y siete, del tomo treinta y ocho del Registro Mercantil de Lambayeque.

D) GRUPO ECONÓMICO

ELECTRONORTE S.A. es una empresa de servicio público, de economía mixta, que opera en el rubro electricidad. Perteneció al Grupo Distriluz y forma parte de las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (Fonafe).

E) CAPITAL SOCIAL

Al cierre del ejercicio 2013, el capital social de la empresa, íntegramente suscrito y pagado, es de S/.230,753,562 (Doscientos treinta millones setecientos cincuenta y tres mil quinientos sesenta y dos nuevos soles).

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

El capital social suscrito y pagado está compuesto por acciones clase "A", "B", "C" y "D", cuyo valor nominal de S/. 1.00 (un Nuevo Sol) cada una, conforme al siguiente detalle:

> 92,301,425 (noventa y dos millones trescientos un mil cuatrocientos veinticinco) acciones clase A, propiedad del Fonafe, las mismas que fueron creadas con la finalidad de ser transferidas en el marco del proceso de promoción de la inversión privada. Representan el 40% del capital social.

> 92,269,104 (noventa y dos millones doscientos sesenta y nueve mil ciento cuatro) acciones clase B, propiedad del Fonafe, que fueron creadas en el marco del proceso de promoción de la inversión privada. Representan el 39.9860% del capital social.

> 11,979 (once mil novecientos setenta y nueve) acciones clase B, propiedad de accionistas minoritarios, que representan el 0.0052% del capital social.

> 20,342 (veinte mil trescientos cuarenta y dos) acciones clase C, propiedad del Fonafe, emitidas conforme lo dispone el artículo 1°, inciso b) de la ley N°26844 y cuyos titulares tienen los derechos especiales que les consagra la citada ley, o la que haga sus veces, y el estatuto social. Representan el 0.0088% del capital social.

> 46,150,712 (cuarenta y seis millones ciento cincuenta mil setecientos doce) acciones clase D, propiedad del Fonafe, que representan el 20% del capital social y cuya solicitud de inscripción en el Registro Público del Mercado de Valores ya ha sido presentada con la finalidad de listar en la Bolsa de Valores de Lima.

G) ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL

El 99.9948% del capital social es propiedad del Fonafe, en representación del Estado Peruano. El restante 0.0052% es de propiedad de 391 accionistas privados.

**COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO AL 31-12-2013**

Accionista	Acciones				Total	Participación %
	Clase A	Clase B	Clase C	Clase D		
FONAFE	92,301,425	92,269,104	20,342	46,150,712	230,741,583	99.9948%
Accionistas Privados	-	11,979	-	-	11,979	0.0052%
TOTAL	92,301,425	92,281,083	20,342	46,150,712	230,753,562	100.0000%
%	40.0000%	39.9912%	0.0088%	20.0000%	100.0000%	



Ing. Jesús Humberto
Montes Chávez

Presidente

H) DIRECTORIO

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

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



Ing. Iván Eduardo
Castro Morales

Director/Vicepresidente



Ing. Luis Alberto
Haro Zavaleta

Director



Ing. Leonardo
Rojas Sánchez

Director

I) PLANA GERENCIAL Y COMITÉ CORPORATIVO DE GESTIÓN

Si bien ELECTRONORTE S.A. es una empresa independiente, ser parte del Grupo Distriluz le permite compartir gestiones estratégicas con las otras empresas de dicho Grupo. La Gerencia General y el Comité Corporativo de Gestión facilitan la generación de sinergias en la gestión y en las negociaciones con proveedores. Los ejecutivos encargados de la gestión 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 09.06.2012 – vigente al 31.12.2013
Mario Fernando Chevarría Izarra	Gerente Corporativo de Administración y Finanzas (e)	Encargado desde el 09.06.2012 – vigente al 31.12.2013
Percy Augusto Cueva Ormeño	Gerente Corporativo Técnico	Encargado desde el 16.10.2012 – vigente al 31.12.2013
Javier Alexander Muro Rosado	Gerente Corporativo Comercial	Encargado desde el 28.10.2011 – vigente al 31.12.2013
Manuel Antonio Holguín Rojas	Gerente del Área Corporativa Legal y de Regulación	Encargado desde el 15.03.2012 – vigente al 31.12.2013
Roberto Alfonso La Rosa Salas	Gerente Corporativo de Proyectos (e)	Encargado desde el 09.06.2012 – vigente al 31.12.2013



Ing. Alberto Matías
Pérez Morón

Gerente General



CPC. Mario Fernando
Chevarría Izarra

Gerente Corporativo de
Administración y Finanzas



Ing. Percy Augusto
Cueva Ormeño

Gerente Corporativo
Técnico y de
Electrificación Rural



Ing. Javier Alexander
Muro Rosado

Gerente
Corporativo Comercial



Dr. Manuel Antonio
Holguín Rojas

Gerente Corporativo
Legal y de Regulación



Ing. Roberto Alfonso
La Rosa Salas

Gerente Corporativo
de Proyectos

PRINCIPALES EJECUTIVOS DE ELECTRONORTE S.A.

Enrique García Guerra
Juan Castellano Tátaje
Eduardo Piscocoya Salazar
Carlos Ticona Pérez
Jorge Ramírez Paz

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

Encargado desde el 17.10.2012 - Vigente al 31.12.2013.
Encargado desde el 06.02.2012 - Vigente al 31.12.2013
Encargado desde el 01.04.2011 - Vigente al 31.12.2013
Encargado desde el 25.11.2011 - Vigente al 31.12.2013.
Encargado desde el 15.11.2007 - Vigente al 31.12.2013.

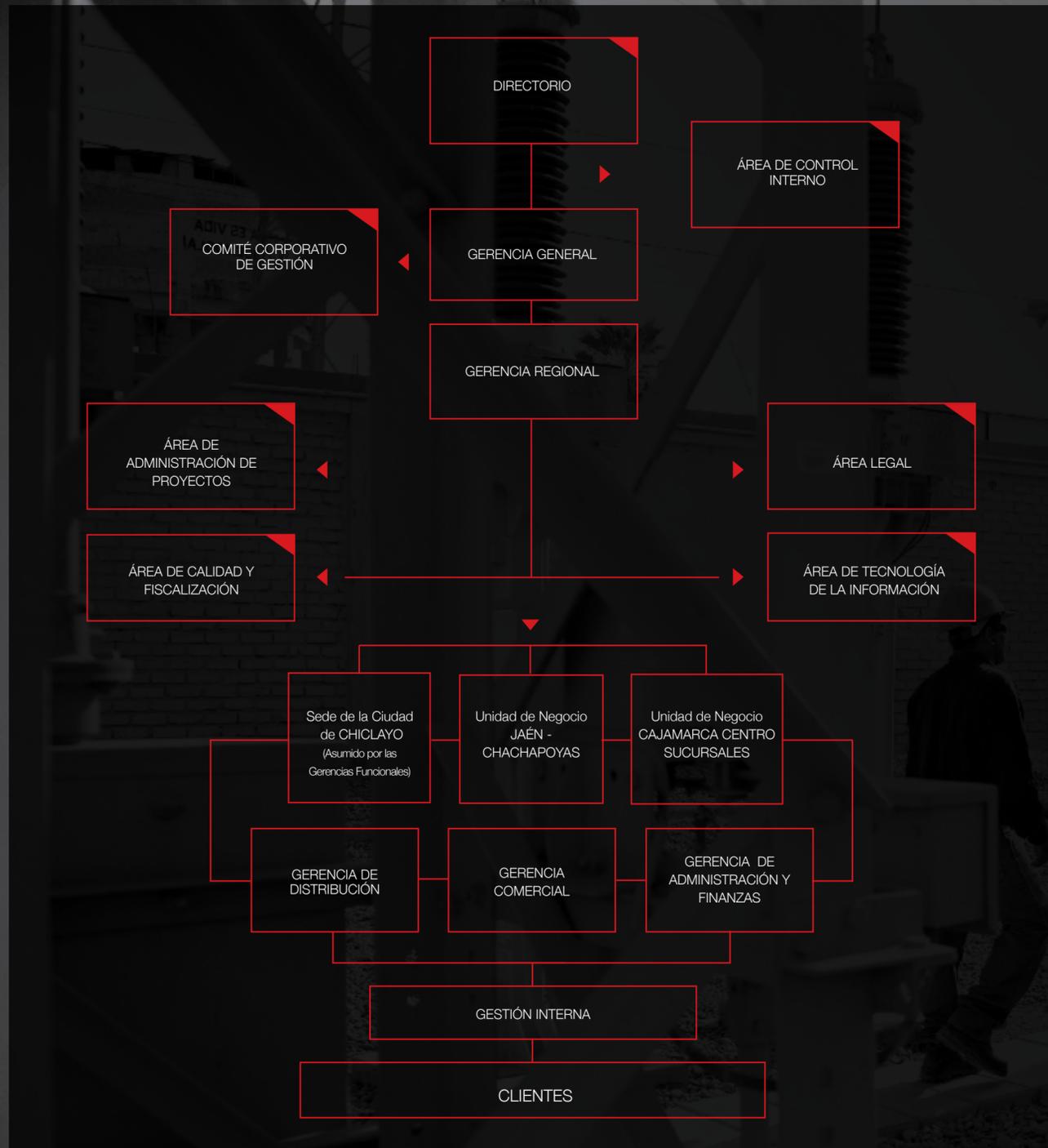
Enrique García Guerra

Gerente Regional
Electronorte



J) ORGANIZACIÓN

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL



capítulo 3/

ÁREAS



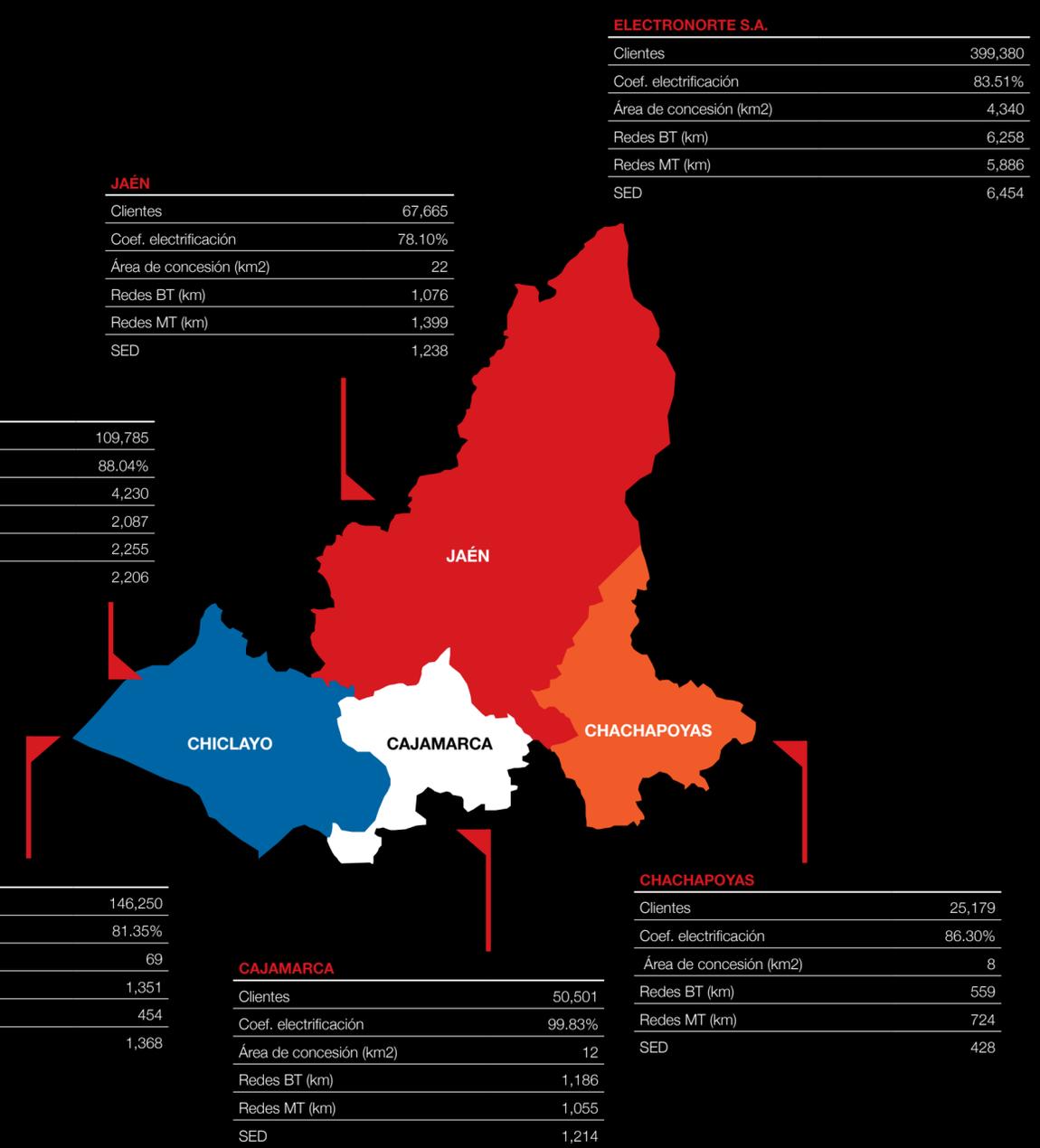
INFLUENCIA Y CONCESIÓN

ELECTRONORTE S.A.
ESTÁ PRESENTE EN TRES
REGIONES DEL PAÍS:
LAMBAYEQUE, AMAZONAS
Y CAJAMARCA. TIENE UN
ÁREA DE CONCESIÓN DE

4 340.46 KM². SU GESTIÓN
OPERATIVA, COMERCIAL
Y ADMINISTRATIVA ES
ATENDIDA POR UNIDADES
DE NEGOCIO.

Hasta el año 2012, se consideraban en el informe anual la zona de concesión definitiva más las solicitudes de zona de concesión por medio de informes previos, que no se están considerando en el presente documento.

Como parte resaltante está el incremento de la zona de concesión definitiva en la localidad de Olmos, con 3 760.27 km².



capítulo4/

INVERSIONES



La inversión es uno de los indicadores que muestran el alto grado de compromiso de ELECTRONORTE S.A. con sus clientes. La empresa invierte en el desarrollo de proyectos de generación, transmisión y distribución de energía, para ampliar el servicio y asegurar el mantenimiento de las instalaciones.

El programa de inversiones 2013 ejecutó un monto total de S/.45,91 millones. Fue financiado con recursos propios y préstamos bancarios de corto plazo.

El 33.86% de la inversión (S/.15,54 millones) se destinó a la remodelación de redes de media y baja tensión. La ampliación de redes de media y baja tensión requirió el 23.14% de la inversión (S/.10.62 millones). Maquinaria, equipos y otros requirió el 10.46 % de la inversión (S/. 4,80 millones), y la ampliación de sistemas de transmisión alcanzó el 9.93 % (S/.4,56 millones). También se invirtió en el monitoreo de la calidad del producto y suministro (6.69%, S/.3.07 millones) y en sistemas de información y comunicaciones (5.01%, S/.2.30 millones).



Otros rubros de inversión fueron la ampliación de centrales eléctricas, con 3.51% (S/.1.61 millones); seguridad y medio ambiente, con 3.50% (S/.1.61 millones), rehabilitación de centrales eléctricas con 3,50% (S/. 1.61 millones) y rehabilitación de sistemas de transmisión, con 0.40% (S/.0.18 millones).

ITEM	LÍNEAS DE PROYECTO	2013		Variac. % Ejecut/ PPO	2012	
		PRESUPUESTO MODIFICADO	EJECUTADO		EJECUTADO	Variac. % 2012/2011
GASTOS DE CAPITAL		44,839,037	45,909,869	2.39%	43,402,166	5.78%
I	REMODELACIÓN DE REDES MT Y BT	17,645,444	15,543,191	-11.91%	12,600,359	23.36%
II	AMPLIACIÓN DE REDES MT Y BT	5,592,422	10,621,312	89.92%	12,621,560	-15.85%
III	REHABILITACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS	3,982,097	1,606,839	-59.65%	1,145,197	40.31%
IV	AMPLIACION DE CENTRALES ELÉCTRICAS	1,675,799	1,611,723	-3.82%	849,009	89.84%
V	REHABILITACIÓN DE SISTEMA DE TRANSMISIÓN	729,957	184,452	-74.73%	589,455	-68.71%
VI	AMPLIACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	3,107,389	4,560,418	46.76%	5,035,772	-9.44%
VII	SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN	2,191,329	2,298,997	4.91%	1,617,652	42.12%
VIII	MONITOREO DE CALIDAD DEL PRODUCTO Y SUMINISTRO	3,213,477	3,072,170	-4.40%	4,024,455	-23.66%
IX	SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE	1,517,908	1,607,835	5.92%	2,730,026	-41.11%
X	MAQUINARIA, EQUIPOS Y OTROS	5,183,216	4,802,933	-7.34%	1,705,129	181.68%
XI	ELECTRIFICACIÓN RURAL	0	0	0.00%	483,552	-100.00%
GASTOS NO LIGADOS A GASTOS DE CAPITAL		0	0		0	
TOTAL PROGRAMA DE INVERSIONES		44,839,037	45,909,869	2.39%	43,402,166	5.78%

capítulo5/

CIFRAS

RELEVANTES



ELECTRONORTE

Memoria anual 2013
30 | 31

	UNIDAD	CIFRAS RELEVANTES(1)		
		2013	2012	VARIAC. %
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA				
Total Activo	Millones S/.	547.8	427.8	28.0%
- Corriente	Millones S/.	75.6	50.5	49.8%
- No corriente	Millones S/.	472.2	377.3	25.1%
Total Pasivo	Millones S/.	199.9	155.2	28.8%
- Corriente	Millones S/.	152.1	104.1	46.1%
- No corriente	Millones S/.	47.7	51.0	-6.4%
Patrimonio	Millones S/.	347.9	272.6	27.6%
ESTADO DE RESULTADOS				
Ingresos de actividades ordinarias	Millones S/.	281.7	259.3	8.6%
Utilidad bruta	Millones S/.	73.3	67.8	8.0%
Utilidad de operación	Millones S/.	29.0	34.9	-16.9%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	Millones S/.	29.3	34.4	-14.8%
Utilidad neta	Millones S/.	20.7	24.0	-13.7%
FLUJO DE EFECTIVO				
Efectivo neto provisto por actividades de operación	Millones S/.	23.6	41.4	-42.9%
Efectivo neto aplicado a inversión	Millones S/.	47.1	43.6	8.0%
Efectivo neto provisto por actividades de financiamiento	Millones S/.	32.0	3.8	737.9%
(Disminución) Aumento de Efectivo Neto	Millones S/.	8.6	1.7	-411.7%
Efectivo al inicio del período	Millones S/.	7.8	6.1	27.4%
Saldo de Efectivo Final	Millones S/.	16.4	7.8	109.9%
INDICES FINANCIEROS				
Margen de utilidad bruta	(%)	26.00%	26.16%	-0.16
Rendimiento sobre activos (ROA)	(%)	6.77%	9.23%	-2.46
Rentabilidad patrimonial	(%)	7.59%	9.03%	-1.45
Rentabilidad operativa	(%)	10.28%	13.44%	-3.16
Rentabilidad neta sobre ingresos de actividades ordinarias	(%)	7.34%	9.24%	-1.90
INDICES DE GESTION				
Clientes	Miles	399.4	373.6	6.9%
Venta de energía eléctrica	GWh	761.7	723.9	5.2%
- Clientes libres	GWh	27.5	26.9	2.0%
- Clientes regulados	GWh	734.2	696.9	5.4%
Fuerza laboral permanente	Trabajadores	501	390	28.5%
Inversión ejecutada	Millones S/.	45.9	43.4	5.8%
Pérdidas de energía en distribución promedio anual	%	8.89%	8.84%	0.05
MERCADO				
Departamentos	Número	3	3	0.0%
Provincias	Número	16	16	0.0%
Distritos	Número	142	142	0.0%
Población	Millones habitantes	2.4	2.4	1.9%
Coefficiente de electrificación	%	83.51%	81.71%	1.80
VENTAS				
MAT y AT	GWH	761.7	723.9	5.2%
MT	GWh	0.0	0.0	
BT	GWh	301.0	281.6	6.9%
	GWh	460.7	442.2	4.2%
CALIDAD DEL SERVICIO				
Duración de interrupciones SAIDI	Horas	25.52	48.04	-46.9%
Frecuencia de interrupciones SAIFI	Veces	12.48	18.40	-32.2%
OPERACIONES				
Centrales eléctricas propias	Número	11	15	-26.7%
Potencia instalada de centrales eléctricas propias	MW	7	9	-22.8%
Líneas de transmisión y subtransmisión	Kms.	264	239	10.5%
Subestaciones de transformación	Número	12	13	-7.7%
Potencia Instalada	MVA	253	255	-0.8%
Redes de distribución	Kms.	12,145	11,112	9.3%
- Media Tensión	Kms.	5,886	5,303	11.0%
- Baja Tensión	Kms.	6,258	5,809	7.7%
Subestaciones de Distribución	Número	6,454	5,669	13.8%
Potencia de SED	MVA	443	410	8.0%

(1) Cifras Auditadas.

capítulo 6/

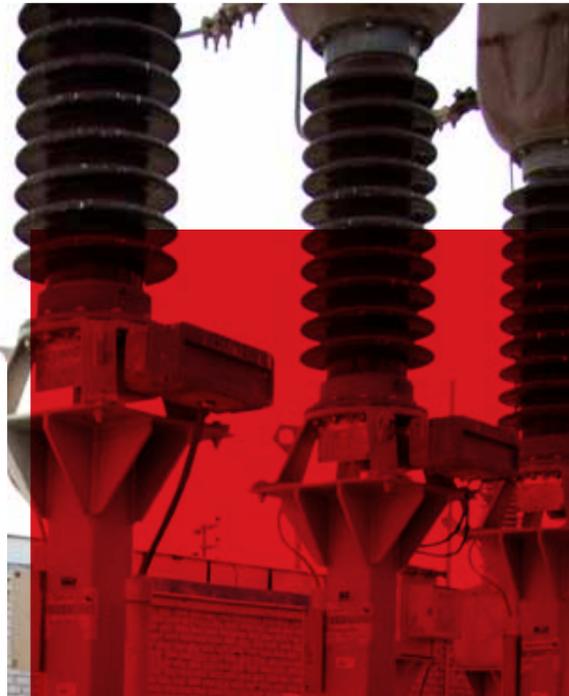
GESTIÓN TÉCNICA



6.1 DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

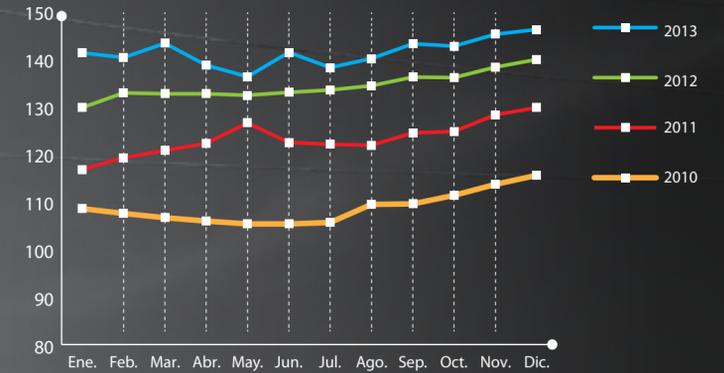


LA DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA INDICA EL VOLUMEN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MÁS ALTO REQUERIDO POR UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA DURANTE LAS HORAS PUNTA.

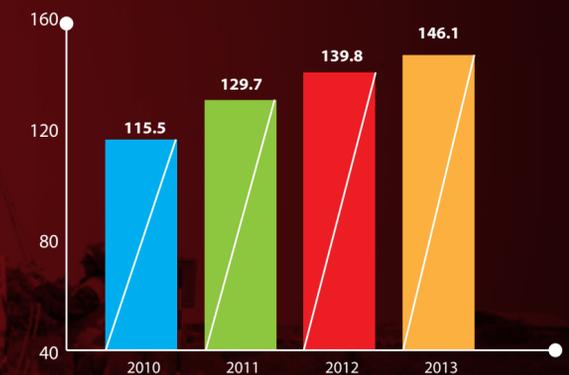


La demanda máxima registrada en el año 2013 fue de 146.8 MW. Se produjo el 18 de diciembre a las 19:45 horas, y superó en 4.49% a la del año 2012 (139.8 MW).

MÁXIMA DEMANDA MENSUAL - PERÍODO 2010-2013



MÁXIMA DEMANDA ANUAL - PERÍODO 2010-2013



El mayor consumo de energía y potencia se registró durante los meses de octubre, noviembre y diciembre, debido al aumento de la demanda por estacionalidad y al factor de contribución a la punta del sistema. Dicho consumo tuvo preponderancia en los sectores residencial y comercial.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA (MW)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Dem Max
2010	108.5	107.5	106.6	105.9	105.3	105.3	105.6	109.4	109.5	111.3	113.6	115.5	115.5
2011	116.7	119.2	120.7	122.2	126.5	122.4	122.0	121.8	124.4	124.7	128.2	129.7	129.7
2012	129.7	132.8	132.6	132.6	132.3	132.9	133.4	134.3	136.1	136.0	138.2	139.8	139.8
2013	141.2	140.2	143.2	138.6	138.2	141.3	138.1	140.0	143.1	142.6	145.1	146.1	146.1

6.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

EN EL AÑO 2013, EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PERDIÓ 2.22% (16.66 GWh) DE LA ENERGÍA ADQUIRIDA A LAS GENERADORAS.

En el año 2012, dichas pérdidas fueron de 2.18% (15.49 GWh). La evolución anual de las pérdidas es la siguiente:



Las pérdidas en el sistema de distribución alcanzaron el 8.89% de la energía distribuida en media y baja tensión. Ese porcentaje equivale a 74.3 GWh; es decir, 0.05 puntos porcentuales más que el 2012 (70.2 GWh de pérdidas, que representaron 8.84% de la energía distribuida).

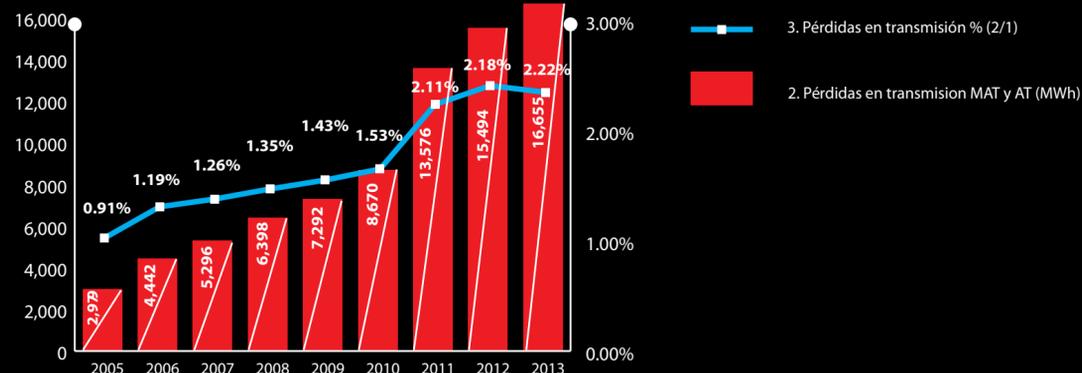
EVOLUCION DE LAS PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (%)

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1. Energía adquirida a Generadoras (MWh)	328,882	372,817	419,949	474,856	511,498	565,151	644,677	711,570	750,587
2. Pérdidas de transmisión MAT y AT (MWh)	2,979	4,442	5,296	6,398	7,292	8,670	13,576	15,494	16,655
3. Pérdidas en transmisión % (2 / 1)	0.91%	1.19%	1.26%	1.35%	1.43%	1.53%	2.11%	2.18%	2.22%

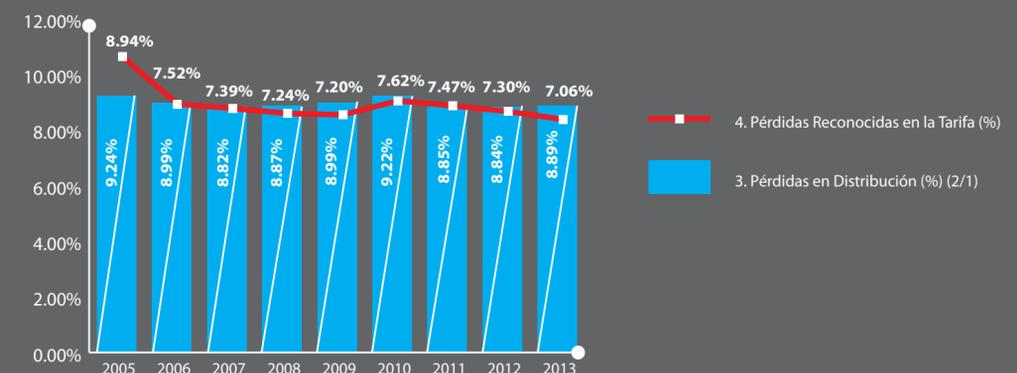
EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (%)

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
1. Energía entregada al sistema de distribución en MT y BT (MWh)	388,328	439,062	490,691	553,328	594,092	645,117	731,023	794,032	836,030
2. Pérdidas en distribución en MT y BT (MWh)	35,884	39,469	43,259	49,070	53,417	59,497	64,707	70,176	74,341
3. Pérdidas en distribución (2/1)	9.24%	8.99%	8.82%	8.87%	8.99%	9.22%	8.85%	8.84%	8.89%
4. Pérdidas reconocidas en la tarifa (%)	8.94%	7.52%	7.39%	7.24%	7.20%	7.62%	7.47%	7.30%	7.06%

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (%)



EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN (%)



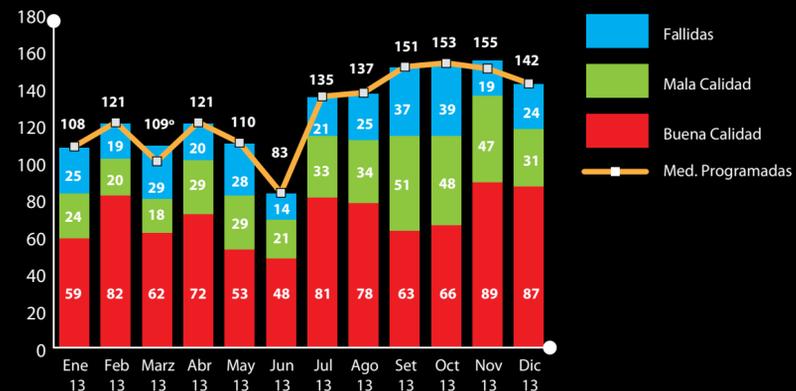
6.3 CALIDAD DEL SERVICIO

TENSIÓN BT	ENE 2013	FEB 2013	MAR 2013	ABR 2013	MAY 2013	JUN 2013	JUL 2013	AGO 2013	SET 2013	OCT 2013	NOV 2013	DIC 2013	TOTAL
Mediciones programadas	108	121	109	121	110	83	135	137	151	153	155	142	1,525
Buena calidad	59	82	62	72	53	48	81	78	63	66	89	87	840
Mala calidad	24	20	18	29	29	21	33	34	51	48	47	31	385
Fallidas	25	19	29	20	28	14	21	25	37	39	19	24	300
Med. ejecutadas	108	121	109	121	110	83	135	137	151	153	155	142	1,525
% MALA CALIDAD	29	20	23	29	35	30	29	30	45	42	35	26	31

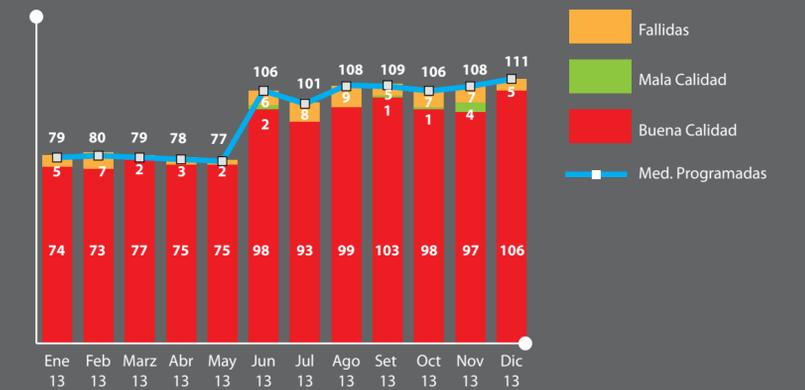
A) PRODUCTO

La empresa evaluó los niveles de tensión en los puntos de entrega de energía a los clientes, siguiendo las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Los resultados mensuales fueron los siguientes:

EN BAJA TENSIÓN:



EN MEDIA TENSIÓN:



TENSIÓN MT/AT	ENE 2013	FEB 2013	MAR 2013	ABR 2013	MAY 2013	JUN 2013	JUL 2013	AGO 2013	SET 2013	OCT 2013	NOV 2013	DIC 2013	TOTAL
Med. programadas	79	80	79	78	77	106	101	108	109	106	108	111	1,142
Buena calidad	74	73	77	75	75	98	93	99	103	98	97	106	1,068
Mala calidad	-	-	-	-	-	2	-	-	1	1	4	-	8
Fallidas	5	7	2	3	2	6	8	9	5	7	7	5	66
Med. ejecutadas	79	80	79	78	77	106	101	108	109	106	108	111	1,142
% Mala calidad	-	-	-	-	-	2	-	-	1	1	4	-	1

En el año 2013 se efectuaron 2,667 mediciones de la calidad de tensión: 1,525 en baja tensión y 1,142 en media tensión. El 82.9% resultó de buena calidad.

Además, se realizaron 53 remediciones para el levantamiento de la mala calidad, de las cuales el 55.81% fueron de buena calidad y se logró disminuir los intervalos de mala calidad en 44.19%.

Igualmente, se atendieron, por mala calidad, 231 reclamos, que originaron modificaciones en la topología de la red y reparaciones menores en la acometida del cliente. El 98.3% de los reclamos se resolvió satisfactoriamente.

B) SUMINISTRO E INTERRUPTIONES

La continuidad del suministro es un factor clave en la calidad del servicio, pues las interrupciones afectan las labores comerciales, industriales, domésticas y otras actividades de los consumidores.

La medición del promedio de interrupciones al año por cliente se realiza mediante dos indicadores aceptados internacionalmente: SAIDI (duración) y SAIFI (frecuencia). Los resultados se presentan a continuación:

Motivo	SAIFI	%
Falla	7.83	63%
Interrupción por expansión	0.41	3%
Mantenimiento preventivo	0.53	4%
Otros y/o terceros	3.22	26%
Por maniobra sin aviso, corta	0.48	4%
Por obras y remodelaciones	0.01	0%
TOTAL GENERAL	12.48	100%

Motivo	SAIDI	%
Falla	12.56	49%
Interrupción por expansión	1.85	7%
Mantenimiento preventivo	2.98	12%
Otros y/o terceros	7.48	29%
Por maniobra sin aviso, corta	0.58	2%
Por obras y remodelaciones	0.07	0%
TOTAL GENERAL	25.52	100%

En 2013, el SAIDI fue de 25.52 horas promedio de interrupciones. Los principales motivos fueron fallas (49%), mantenimiento preventivo (12%), así como otros y terceros (29%). El SAIDI se redujo sustancialmente respecto al año anterior (48.04 horas promedio).

El promedio del SAIFI fue de 12.48 veces en el 2013. Comparado con el promedio de 2012 (18.40 veces), la disminución fue de 47.4%.

C) ALUMBRADO PÚBLICO

El alumbrado público es la parte más visible del servicio de ELECTRONORTE S.A. porque influye de manera concreta en la vida y el bienestar de la población. La calidad de ese servicio, por ejemplo, tiene un gran impacto en la seguridad ciudadana, el transporte público y privado, el comercio y el turismo.

Hasta el año 2013 se tiene reportado 79,683 unidades de alumbrado público, 97,90% de las cuales eran de vapor de sodio de alta presión, en potencias de 50w, 70w, 150w y 250w.

Durante el año 2013 se mejoró la iluminación en importantes vías públicas de las diferentes localidades de la concesión, gracias a la remodelación de redes de baja tensión y alumbrado público. Asimismo, se instaló alumbrado público en zonas rurales de los departamentos de Lambayeque, Amazonas y Cajamarca, mediante la ejecución de los proyectos de electrificación rural.

También se cumplió con los estándares de iluminación establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), y se obtuvo niveles de tolerancia por debajo del establecido en el Procedimiento N°078-2006-OS/CD. A partir del año 2013 se continuó la supervisión de la operatividad del servicio en dos sectores: urbano y urbano rural. Los resultados fueron los siguientes:

CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO SEGÚN NTCSE (URBANA)

Operatividad de AP 078-2007-OS/CD				
Semestre	UAPI	UAP Def	% Def	Tolerancia
I Semestre	2,462	32	1.30%	1.70%
II Semestre	2,617	32	1.22%	1.70%

CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO SEGÚN NTCSE (URBANA-RURAL, RURAL)

Operatividad de AP 078-2007-OS/CD				
Semestre	UAPI	UAP Def	% Def	Tolerancia
I Semestre	1,277	0	0.00%	1.9%
II Semestre	989	0	0.00%	1.9%

Durante el año fueron atendidas 12,360 denuncias en el servicio de alumbrado público. De todas ellas, el 62% correspondió a la Unidad de Negocio Chiclayo, 26% a la Unidad de Negocio Sucursales, y el resto a las demás unidades. Asimismo, el 90% de las denuncias corresponde a casos por lámpara apagada (DT1). De este porcentaje, el 36% se refiere a casos de "todas las UAP apagadas", lo que implica el hurto de equipos de control automático del sistema. Estos están ubicados en los tableros de subestaciones de distribución de las SEDs. A la tipificación DT3 (falta de pastoral y luminaria), corresponde un 8.6%.

6.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

A) GENERACIÓN

LAS CENTRALES DE GENERACIÓN PROPIAS PRODUJERON 20.84 GWH, SUPERANDO EN 49.2% A LA PRODUCCIÓN DEL AÑO ANTERIOR (13.97 GWH), DEBIDO A QUE LA ACTIVIDAD DE CENTRALES HIDRÁULICAS FUE DE 20.28 GWH (51.5% MÁS QUE LA PRODUCIDA EN EL 2012).

El incremento se debió a que en este ejercicio la producción de la Central Hidroeléctrica Chiriconga fue de 59.3% mayor a la del año pasado, en que fue afectada por el colapso del talud.

PRODUCCIÓN EN MWH DE CENTRALES HIDRÁULICAS Y TÉRMICAS

TIPO	A DIC REAL 2012	A DIC REAL 2013	DESVIACIÓN 2013/2012	
			MWH	%
Hidráulica	13,392.00	20,285.05	6,893.05	51.47%
Térmica	577.25	557.71	-19.55	-3.4%
Totales	13,969.25	20,842.76	6,873.50	49.2%

B) TRANSMISIÓN

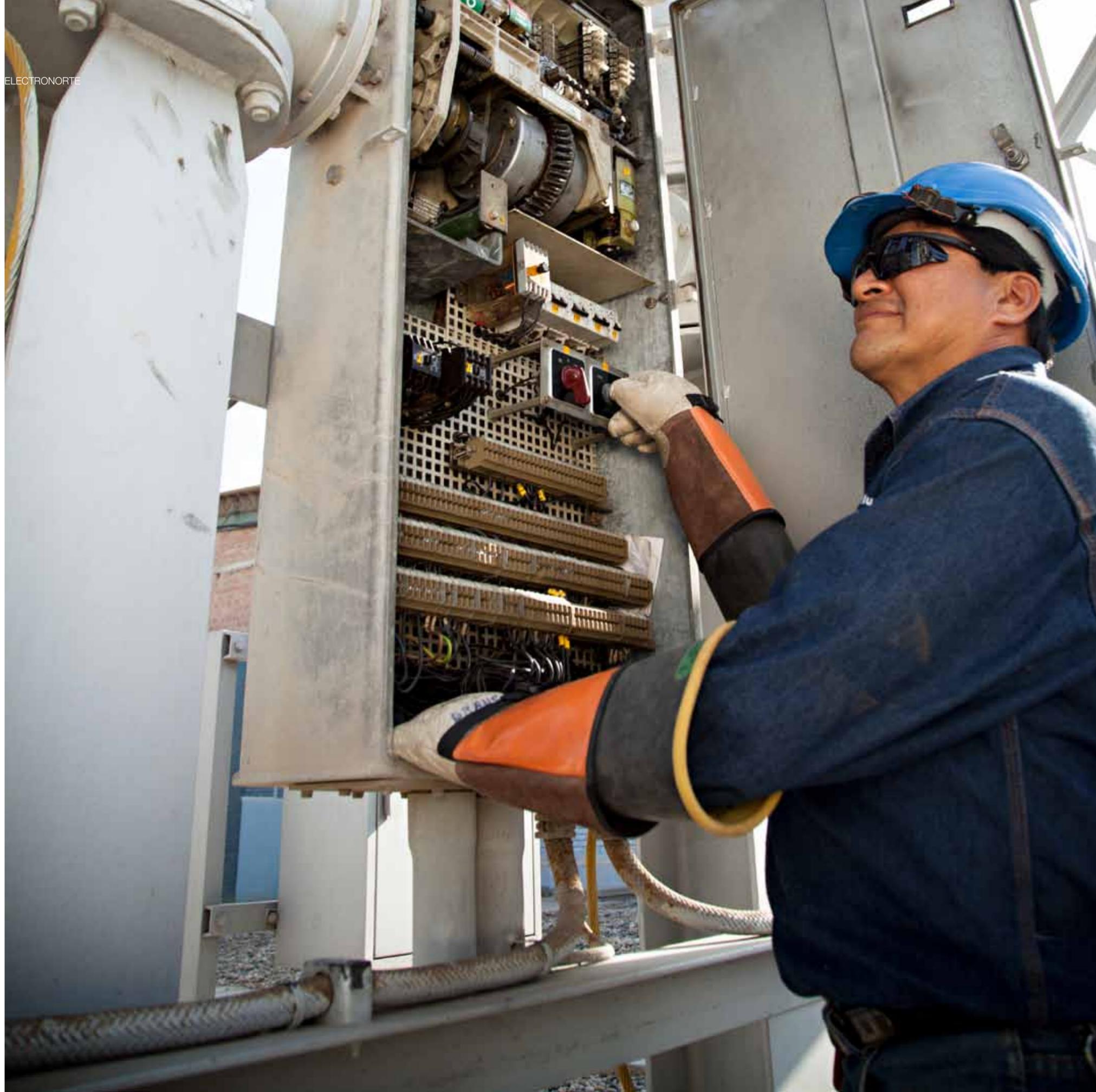
El mantenimiento del sistema de transmisión permitió conservar la operación de las instalaciones (subestaciones de potencia y líneas de transmisión), lo que ayudó a mejorar la confiabilidad del sistema y disminuir las interrupciones.

ELECTRONORTE S.A. aplica la estrategia de mantenimiento productivo total (TPM) para sus activos. Dicha estrategia, compuesta por una serie de actividades ordenadas, ayuda a elevar la competitividad de la empresa.

Durante el año 2013 destacaron las siguientes acciones:

MANTENIMIENTO PREDICTIVO:

- > Termografía de las subestaciones de transmisión en 60 kV Chiclayo Oeste, Chiclayo Norte, Motupe, Olmos, Pomalca, Tumbán, Cayaltí. También de las subestaciones 138 kV Cutervo, Nueva Jaén, y de las subestaciones en 220 kV y 138 kV Carhuaquero.
- > Termografía a: Línea 60 kV Chiclayo Oeste – Chiclayo Norte, Línea 60 kV Chiclayo Norte - Pomalca – Tumbán – Cayaltí, Línea 60 kV Chiclayo Oeste – Lambayeque Sur – Lambayeque, Línea 60 kV Ilimo – La Viña y a la línea 138 kV Carhuaquero – Espina Colorada – Cutervo – Nueva Jaén.
- > Medición de parámetros eléctricos a interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de tensión, transformadores de corriente.
- > Medición de puestas a tierra de líneas de transmisión en 60 kV y 138 kV.
- > Análisis de aceite a transformadores de potencia.
- > Pruebas eléctricas a transformadores de potencia.
- > Pruebas a equipo de protección.



MANTENIMIENTO PREVENTIVO:

- > Hidrolavado de partes aislantes de líneas de 60 kV y subestaciones de transmisión en 60 y 22,9 kV.
- > Limpieza en frío de partes aislantes sin tensión de la línea 60 kV Tuman – Cayaltí.
- > Limpieza en frío de partes aislantes sin tensión de la línea 138 kV Carhuaquero – Cutervo.
- > Limpieza en frío de equipos de subestaciones 138 kV, 60 kV, 22,9 kV y 10 kV.
- > Siliconado de partes aislantes de equipos de subestaciones de transmisión en 138 kV, 60 kV, 22,9 kV, 10 kV.
- > Limpieza de la franja de servidumbre de las líneas en 60 kV y 138 kV.
- > Ajustes de borneras de subestaciones de transmisión en 60 kV, 138 kV y conexionado de tablero de control.
- > Mantenimiento a conmutadores bajo carga de transformadores de potencia de la marca MR y ABB.
- > Mantenimiento al sistema de corriente continua.

El mantenimiento se centró en medidas predictivas y acciones preventivas. Las técnicas más utilizadas fueron el ultrasonido (que mide el grado de contaminación de las partes aislantes de las líneas y subestaciones de potencia), la termografía, el análisis de aceite dieléctrico y pruebas eléctricas a los transformadores de potencia.

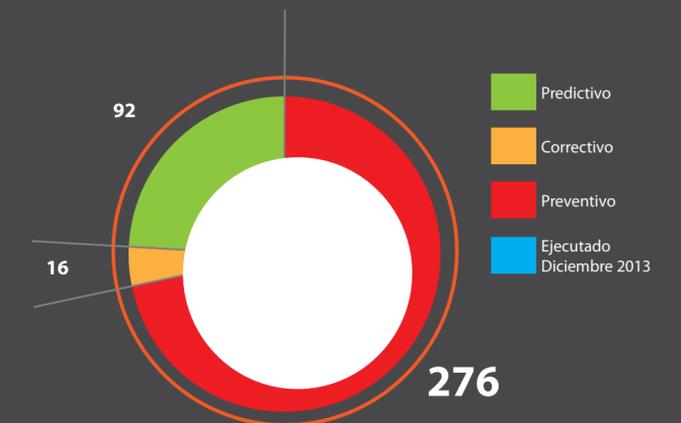


Fig. Actividades de mantenimiento de transmisión en 2013

El mantenimiento ejecutado en el año 2013 se desplegó de la siguiente manera: 92 actividades de mantenimiento predictivo, 276 actividades de mantenimiento preventivo y 16 actividades de mantenimiento correctivo en subestaciones y líneas de transmisión.

El mayor mantenimiento fue el integral que se hizo al transformador de potencia TP-6009, de la subestación Tuman, 9/9/2.5 MVA, 60/22.9/10 kV, que incluyó la inspección visual del conmutador.

El conmutador de marca MR, tipo VIII, 200, y el transformador de potencia de la subestación Tuman se encuentran operando dentro de los estándares recomendados por el fabricante.

En el presente año, también se puso en servicio la línea 60 kV Illimo-La Viña; la línea 60 kV Lambayeque Sur - Lambayeque.

Del mismo modo, se instaló la ventilación forzada a los transformadores de potencia de las subestaciones de Pomalca, Tuman y Cayaltí, incrementando la potencia ONAN a ONAF en 9/9/2.5 MVA, 60/22.9/10 kV, en cada transformador de potencia de cada subestación de transmisión.

C) DISTRIBUCIÓN

Se continuó afianzando el mantenimiento predictivo y preventivo de los alimentadores en media tensión de las Unidades de Negocio, con mayor énfasis en Chiclayo y Sucursales. Las actividades de termografía, hidrolavado de partes aislantes, limpieza de servidumbre, así como las inspecciones, permiten detectar posibles puntos de falla, que son atendidos con las cuadrillas de líneas energizadas. De esta manera, se contribuye a la disminución de las interrupciones por mantenimiento.

Los hurtos del conductor en MT, y en los alimentadores C-246 (Radial Chosica), C-212 (Radiales Callanca, Reque y Las Delicias), C-216 (Radiales Huaca Blanca, El Gallito) han generado una situación crítica, por el deterioro de estructuras y realización de empalmes.

Cabe destacar que el mantenimiento predictivo, realizado con mediciones de carga y termografía, permitió evaluar posibles escenarios para prever fallas y establecer acciones de respuesta. Dicha labor contó con la intervención de las cuadrillas de líneas energizadas.

Las cuadrillas de hidrolavado tuvieron a su cargo el programa de mantenimiento de partes aislantes por lavado en caliente (aisladores, seccionamiento cutout, terminaciones en media tensión, bushings de transformadores y transformix), en la Unidad de Negocios Chiclayo, y lograron el hidrolavado de 88 alimentadores en media tensión, 16 más que los 72 que habían sido proyectados en el año 2013. Se alcanzó, pues, un 122% de ejecución.

En el año 2013 se cumplió el mantenimiento programado en los alimentadores en media tensión, actividades de mantenimiento. La cantidad de intervenciones (819) corresponde al 102% de las previstas para este año (805), y tuvieron lugar en los alimentadores de las distintas Unidades de Negocios, lo que ha contribuido a disminuir los indicadores SAIDI y SAIFI a nivel de empresa.



MANTENIMIENTO PREVENTIVO M.T. - LAVADO EN CALIENTE: POR ESTRUCTURAS 2013

Estructuras	Enero	Feb	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Set	Oct	Nov	Dic	Acumulado a Diciembre
Cantidad	1,936	2,039	1,660	2,076	4,335	3,111	1,783	3,486	4,071	2,892	4,098	2,969	34,456

MANTENIMIENTO PREVENTIVO M.T. - LAVADO EN CALIENTE: POR PARTES 2013

Partes	Enero	Feb	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Set	Oct	Nov	Dic	Acumulado a Diciembre
Cantidad	10,310	12,908	10,393	12,376	23,329	17,270	9,165	19,876	21,388	20,697	23,986	18,032	199,730

ACTIVIDADES EN MT (CON CORTE Y SIN CORTE)

Partes	Jan 2013	Feb 2013	Mar 2013	Apr 2013	May 2013	Jun 2013	Jul 2013	Aug 2013	Sep 2013	Oct 2013	Nov 2013	Dec 2013	
EJECUTADO	110	83	44	68	66	54	76	70	57	70	76	45	819
PROGRAMADO	73	82	77	41	56	68	90	48	86	63	72	49	805
% Avance	151%	101%	57%	166%	118%	79%	84%	146%	66%	111%	106%	92%	102%

6.5 SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

A) SEGURIDAD

La seguridad es fundamental en las actividades de ELECTRONORTE S.A. Por eso, en el año 2013 se continuó desarrollando el Programa Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST), que incluyó reuniones de comités, análisis de seguridad, inspecciones y capacitaciones sobre prevención de riesgos, protección del medio ambiente y salud ocupacional.

INDICADORES DE GESTIÓN EN SEGURIDAD - AÑO 2013

Descripción	Indicador Anual	Unid.
Número de accidentes con días perdidos	1	Unidades
Índice de Frecuencia (IF)	4.684	Accidentes con días perdidos*
Índice de Severidad (IS)	9.369	Días perdidos*
Índice de Accidentabilidad (IA)	0.044	%

* por cada millón de horas hombre trabajadas durante el año

Y en el mes de mayo se llevó a cabo la capacitación del personal que conforma las Brigadas de Emergencia. Dichos colaboradores recibieron conocimientos básicos para actuar con celeridad y eficiencia ante la ocurrencia de algún evento de emergencia. Para esta actividad se contó con el apoyo de la empresa Taurus Consulting Group.

Cumpliendo con el Programa de Prevención de Riesgos Eléctricos para la población, ELECTRONORTE S.A. realizó, con gran éxito, en el año 2013, diversos foros regionales de seguridad en cada una de sus cinco Unidades de Negocios (Chiclayo, Sucursales, Jaén, Chachapoyas y Cajamarca Centro). Llegó así a capacitar a más de mil pobladores que hacen uso de la energía eléctrica. Para ello contó con el apoyo de diversas empresas de los rubros electricidad y prevención de riesgos, como Osinergmín, Schneider Electric Perú y el Ministerio de Energía y Minas, y profesionales de las áreas de Urbanismo de las municipalidades de Chiclayo, Jaén, Bagua, Cutervo y Chachapoyas; y de los centros de salud de Bagua, Cutervo y Chachapoyas.

En cumplimiento de la Ley de Seguridad 29783, y a fin de dar a conocer a nuestros trabajadores el nuevo Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad, RESESATE 2013, se concretaron, en el año 2013, talleres de capacitación. Las empresas Taurus Consulting Group (setiembre 2013) y Redher (noviembre 2013) y el ingeniero en seguridad Hernán Barboza Alarcon (agosto y octubre 2013) brindaron un gran apoyo para la realización de estas actividades.

La charla sobre Motivación y Desarrollo Personal que también se ofreció a los trabajadores, contó con el respaldo de la empresa Rimac Seguros y del Dr. Armando Perleche Reaño.



B) MEDIO AMBIENTE

Durante el año 2013 se continuó con el programa de concientización y cuidado del medio ambiente. Como parte de ese esfuerzo, el personal de la empresa en Chiclayo, Jaén, Sucursales y Chota, brindó charlas sobre instrumentos ambientales y acerca del manejo y almacenamiento de residuos sólidos.

También se capacitó en protección del medio ambiente a las empresas contratistas que prestan servicios para Electronorte en las áreas de Distribución, Transmisión y Generación.

Otras iniciativas destacadas durante 2013 fueron:

- > Culminación de la construcción de los almacenes de residuos sólidos y materiales peligrosos en las localidades de Mórrope, Jaén, Cutervo y Chota.
- > El cumplimiento del 100% de los análisis y monitoreos ambientales programados en las diferentes instalaciones de la concesión.
- > Muestreos de detección de PCBs, en coordinación con el Proyecto ONUDI, con el que venimos trabajando intensamente.

capítulo 7 /

GESTIÓN

COMERCIAL

7.1 EVOLUCIÓN DE LA TARIFA

La composición de la tarifa de cada actividad en el mes de diciembre de 2012-2013 fue la siguiente (se expresa en céntimos de Sol por kWh):

Mes - Año	Unidad - participación %	Generación	Transmisión Principal	Transmisión Secundaria	VAD Media Tensión	VAD_Baja Tensión	BT5B
	cS/./kWh	20.24	4.29	0.87	3.78	12.61	41.79
Diciembre/2013	%	48.4%	10.3%	2.1%	9.0%	30.2%	100.0%
	cS/./kWh	20.02	3.30	1.42	2.75	10.39	37.87
Diciembre/2012	%	52.9%	8.7%	3.7%	7.3%	27.4%	100.0%

Fuente: Gerencia Comercial

El crecimiento observado a inicios de 2013 se debe a la variación de precios a nivel generación, al incremento del peaje principal de transmisión y a la variación del VAD a partir de noviembre 2013, debido a la nueva fijación tarifaria vigente hasta octubre 2017. Dichas modificaciones produjeron un aumento del precio para el cliente final.

El valor agregado de distribución (VAD), incluido en las tarifas de venta de energía a clientes del sector regulado, es fijado cada cuatro años por la Gerencia de Regulación Tarifaria (GART) del Osinergmin, ente regulador del sector energético. Para establecerlo se toma en cuenta factores como costos de operación y mantenimiento, demanda máxima de energía y niveles de pérdidas aceptados. En la fórmula de determinación tarifaria también se incluye el costo de reposición de los activos utilizados para prestar el servicio.

La tarifa de venta de energía en baja tensión-BT5B (c S/./kWh) mostró la siguiente evolución en los principales sistemas eléctricos de la empresa:

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA - SECTOR BT5R (CTMS.S/./KWH)

Sistema eléctrico	Nov-11	Dic-11	Nov-12	Dic-12	Ene-13	Feb-13	Mar-13	Abr-13	May-13	Jun-13	Jul-13	Ago-13	Sep-13	Oct-13	Nov-13	Dic-13
Chiclayo	35.69	37.29	37.70	37.87	38.02	39.08	39.33	37.64	35.94	37.00	37.90	38.65	38.75	38.78	41.79	41.79
Ferreñafe	36.83	38.51	38.94	39.11	39.27	40.39	40.66	38.91	37.16	38.26	39.21	39.98	40.08	40.12	42.78	42.78
Chongoyape	41.72	43.53	43.89	43.98	44.12	45.34	45.64	44.00	42.37	43.51	44.53	42.05	42.19	42.23	46.33	46.33



7.2 MECANISMOS DE COMPENSACIÓN

7.2.1 FONDO DE COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA (FOSE)

El FOSE fue creado por la Ley N°27510 para permitir el subsidio cruzado dentro del sector eléctrico. Este mecanismo busca favorecer a los clientes de menores recursos económicos, quienes no podrían acceder al servicio de electricidad de otra manera.

Los beneficiarios son clientes residenciales, cuyo consumo es menor a 100 kWh al mes. Este subsidio se financia gracias a una sobretasa que se aplica a otros usuarios y empresas distribuidoras.

Inicialmente, el beneficio se fijó por un periodo de treinta meses (desde el 1° de noviembre de 2001). Luego, por Ley N°28307, se dispuso su vigencia indefinida. Por la naturaleza de su mercado, ELECTRONORTE S.A. es una

empresa receptora, por lo que en el año 2013 percibió S/. 5.19 millones de las empresas distribuidoras Luz del Sur y Edelnor. El detalle es el siguiente:

DEPÓSITOS - LEY FOSE (S/.)

Año 2013	Luz del Sur	Edelnor	Total
ene	257	165	423
feb	222	161	383
mar	225	163	389
abr	228	166	394
may	212	148	360
jun	206	145	350
jul	199	142	341
ago	297	211	508
sep	290	208	498
oct	283	205	488
nov	344	181	524
dic	347	181	528
TOTAL	3,111	2,077	5,187

7.2.2 MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA USUARIOS REGULADOS DEL SEIN

El 23 de julio de 2006 se publicó en el diario oficial El Peruano, la Ley N°28832, cuyo objetivo es asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

En el artículo 29º se establece el precio a nivel de generación, aplicable a los clientes finales de electricidad, quienes están sujetos a regulación de tarifas, por la energía o potencia que consumen. Estas son calculadas como el promedio ponderado de los contratos, con licitación o sin ella. Asimismo, se dispone el establecimiento de un mecanismo de compensación entre usuarios regulados del SEIN, que permita que el precio a nivel generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

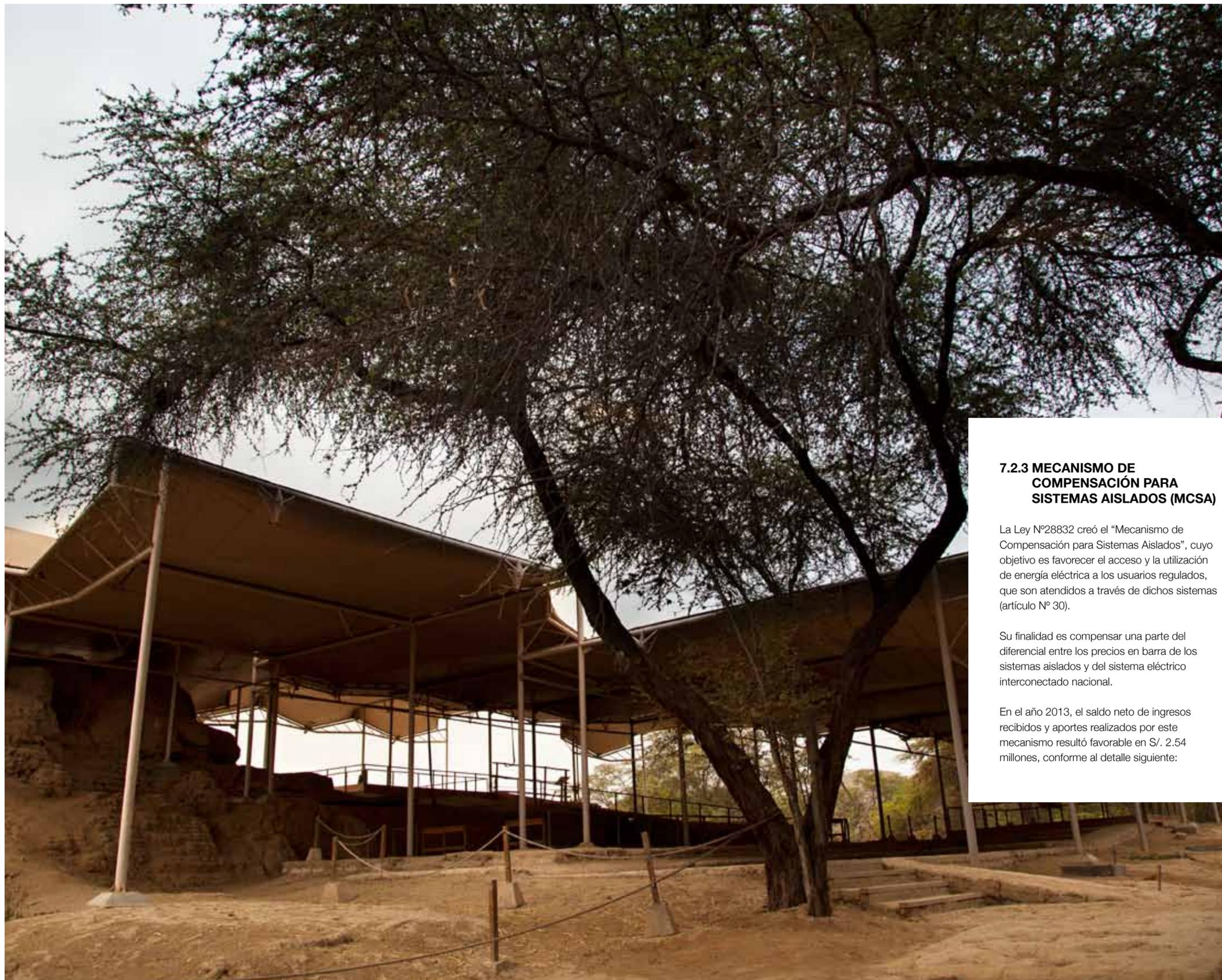
Mediante Decreto Supremo N°019-2007-EM, se aprobó el "Reglamento de Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN", que dispone que el Osinergmin apruebe los procedimientos necesarios para calcular el precio a nivel de generación, y determina el programa de transferencia entre empresas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

El resultado del balance de ingresos recibidos y aportes realizados en el año 2013 fue negativo en S/. 5.67 millones para Electronorte S.A. El detalle mensual es el siguiente:

MCSI (SISTEMAS INTERCONECTADOS) - MILES S/.

Periodo	ELECTRONORTE S.A.		Saldo
	Receptora	Aportante	
Ene-2013	-	464	(464)
Feb-2013	-	406	(406)
Mar-2013	-	394	(394)
Abr-2013	-	447	(447)
May-2013	-	428	(428)
Jun-2013	-	453	(453)
Jul-2013	-	483	(483)
Ago-2013	-	658	(658)
Sep-2013	-	464	(464)
Oct-2013	-	463	(463)
Nov-2013	-	502	(502)
Dic-2013	-	514	(514)
TOTAL (MILES S/.)	-	5,676	(5,676)





7.2.3 MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS (MCSA)

La Ley N°28832 creó el "Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", cuyo objetivo es favorecer el acceso y la utilización de energía eléctrica a los usuarios regulados, que son atendidos a través de dichos sistemas (artículo N° 30).

Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los precios en barra de los sistemas aislados y del sistema eléctrico interconectado nacional.

En el año 2013, el saldo neto de ingresos recibidos y aportes realizados por este mecanismo resultó favorable en S/. 2.54 millones, conforme al detalle siguiente:

MCSA (SISTEMAS AISLADOS) - MILES S/.

Periodo	Electronorte S.A.		Saldo
	Receptora	Aportante	
ene	230	156	75
feb	214	160	53
mar	245	194	51
abr	242	176	66
may	446	198	249
jun	462	185	277
jul	456	188	269
ago	516	206	310
sep	516	209	307
oct	505	209	296
nov	518	215	303
dic	485	196	289
TOTAL (S/.)	4,834	2,290	2,543

7.3 SERVICIO COMERCIAL

EN EL AÑO 2013, ELECTRONORTE S.A. LOGRÓ REDUCIR LA CANTIDAD DE RECLAMOS CON RESPECTO AL AÑO ANTERIOR EN 14.71%, AL REGISTRARSE UN TOTAL DE 1,643 RECLAMOS MENOS; ASIMISMO, CONTINUÓ LA MEJORA EN LA ATENCIÓN A SUS CLIENTES, GRACIAS A LA OPTIMIZACIÓN DE LOS TIEMPOS EN LA RECEPCIÓN DE RECLAMOS Y AL LANZAMIENTO DEL PROYECTO PILOTO TRATO DIRECTO TELEFÓNICO DE RECLAMOS”, QUE TUVO UN NIVEL DE SATISFACCIÓN DE 85%.

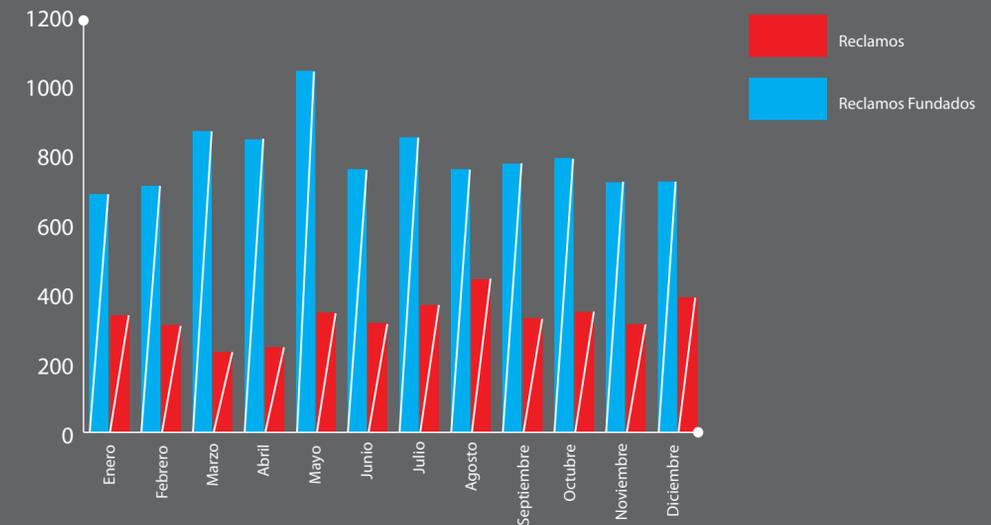
Asimismo, en el mes de setiembre de 2013, empezamos a atender en nuestra nueva oficina, dando mayor comodidad a nuestros clientes.

También se logró una mejora sustancial en el cumplimiento de los indicadores CER, NIU y AGA, que Osinergmin supervisa mensualmente. Eso redujo la cantidad de multas recibidas e impulsó a que la meta para el año 2014 sea cero sanciones.

Además, se mejoró la calidad de información que diariamente se proporciona a los clientes, lo que favoreció la reducción del tiempo de espera en las salas de atención.

Los reclamos registrados durante el año sumaron 9,502, que equivalen a un promedio mensual de 792 y representa un índice de 20.43 por cada 10 mil clientes.

2013					
MES	RECLAMOS	RECLAMOS FUNDADOS	NÚMERO DE CLIENTES	ÍNDICE DE RECLAMOS por cada 10 000 clientes	ÍNDICE DE RECLAMOS FUNDADOS por cada 10 000 clientes
Enero	685	336	375,510	18.24	8.95
Febrero	709	307	378,312	18.74	8.11
Marzo	865	230	381,993	22.64	6.02
Abril	842	245	383,013	21.98	6.40
Mayo	1,039	344	385,172	26.97	8.93
Junio	756	313	386,691	19.55	8.09
Julio	848	365	388,691	21.82	9.39
Agosto	757	440	390,074	19.41	11.28
Setiembre	773	328	392,130	19.71	8.36
Octubre	788	346	394,545	19.97	8.77
Noviembre	719	309	396,869	18.12	7.79
Diciembre	721	387	399,380	18.05	9.69
TOTAL	9,502	3,950	399,380		
PROMEDIO	792	329		20.43	8.48



7.4 CLIENTES

Al concluir el año 2013, ELECTRONORTE S.A. ha atendido a un total de 399,380 clientes, lo que representa un crecimiento de 6.89% respecto al año 2012, cuando se alcanzó atender a 373,624 clientes.

Los clientes libres son aquellos que demandan una potencia superior a 2.500 kW y que negocian directamente con el proveedor, las condiciones de precio para la energía que contratan.

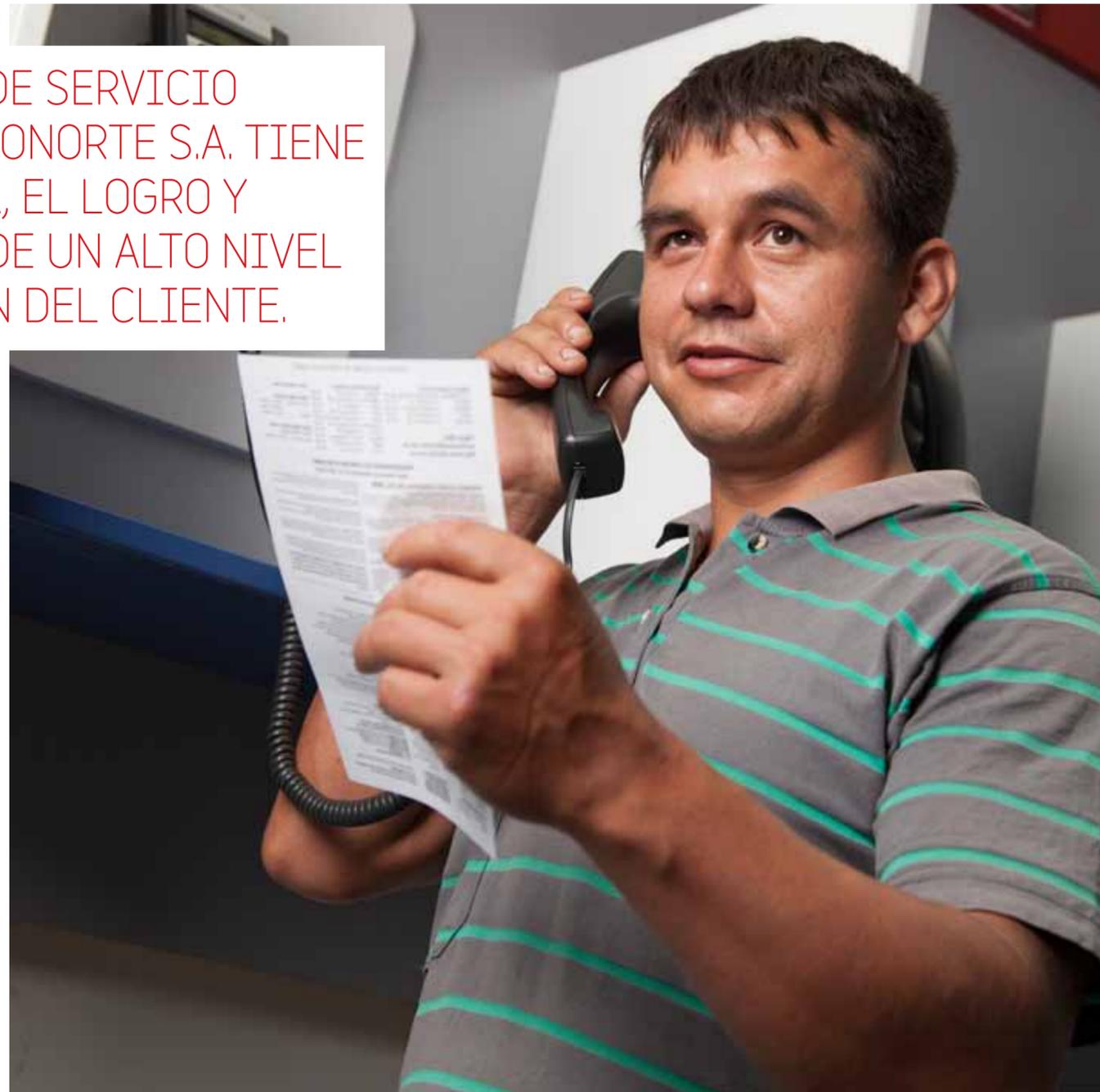
a 2.500 kW. El precio que pagan por la energía y las condiciones del servicio que reciben están establecidas en las normas regulatorias dadas por el Osinergmin y el Ministerio de Energía y Minas.

EVOLUCIÓN DE CLIENTES POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

El mayor crecimiento de clientes en el año 2013 se presentó en el nivel de baja tensión (residencial), con 25,680 nuevos usuarios. En dicho sector se encuentra el 96.35% de los clientes. La evolución por sectores de consumo en los últimos años es la siguiente:

COMO EMPRESA DE SERVICIO PÚBLICO, ELECTRONORTE S.A. TIENE COMO FILOSOFÍA, EL LOGRO Y MATENIMIENTO DE UN ALTO NIVEL DE SATISFACCIÓN DEL CLIENTE.

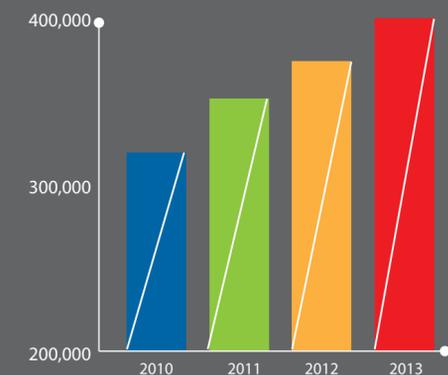
En consecuencia, su estrategia empresarial no solo busca maximizar la rentabilidad, sino también brindar un servicio de excelencia al mayor número de usuarios, teniendo en cuenta la importancia de la electricidad en la calidad de vida de las personas.



EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES

Concepto	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Crecimiento 2013/2012
MERCADO REGULADO	259,716	278,773	319,876	351,236	373,619	399,377	25,758
- Baja tensión	258,915	277,869	318,918	350,186	372,002	397,682	25,680
* Residencial	238,225	256,352	297,147	326,662	347,391	372,208	24,817
* No residencial	20,690	21,517	21,771	23,524	24,611	25,474	863
- Media tensión	801	904	958	1,050	1,617	1,695	78
- Alta tensión							0
MERCADO LIBRE	18	16	14	6	5	3	-2
- Media tensión	18	16	14	6	5	3	-2
- Alta tensión							0
TOTAL	259,734	278,789	319,890	351,242	373,624	399,380	25,756
							6.89%

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES





EVOLUCIÓN DE CLIENTES POR UNIDADES DE NEGOCIO

El porcentaje de crecimiento de clientes por Unidades de Negocio respecto al año anterior es el siguiente:

	% de crecimiento (2013/2012)
Chiclayo	3.46%
Jaén	12.40%
Chachapoyas	9.28%
Cajamarca Centro	11.97%
Sucursales	5.63%
TOTAL EMPRESA	6,89%

Unidad Negocio	2009	2010	2011	2012	2013	Crecimiento 2013/2012
Chiclayo	123,144	131,014	136,221	141,354	145,250	4,896
Jaén	42,554	49,786	54,654	60,198	67,665	7,467
Chachapoyas	17,356	18,341	21,441	23,040	25,179	2,139
Cajamarca	16,639	34,030	40,605	45,103	50,501	5,398
Sucursales	79,096	86,719	98,341	103,929	109,785	5,856
TOTAL	278,789	319,890	351,242	373,624	399,380	25,756

7.5 COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN 2010-2013

Unidades de Negocio	2010	2011	2012	2013
Chilayo	97,00%	98,94%	100,00%	81,35%
Jaén	44,39%	48,10%	52,37%	78,10%
Chachapoyas	89,66%	94,99%	100,00%	86,38%
Cajamarca	53,18%	63,98%	69,85%	99,83%
Sucursales	73,50%	83,61%	86,74%	88,04%
TOTAL	71,02%	78,09%	81,71%	83,51%

Nota: Los porcentajes obtenidos hasta el año 2012, consideró sólo clientes con respecto a la población en concesión. A partir del año 2013 se está considerando total de clientes captados con respecto a la población total.

EL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN ES LA MEDIDA QUE INDICA EL PORCENTAJE DE HABITANTES QUE TIENEN ACCESO REGULAR A LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA DETERMINADA ÁREA.

Al concluir el año 2013, las poblaciones atendidas por ELECTRONORTE S.A. alcanzaron un coeficiente promedio de 83.51%; es decir, 1.8 puntos porcentuales más que el año anterior (81.71%), debido principalmente a la ejecución de obras de electrificación rural.



Los principales factores que contribuyeron a elevar el coeficiente de electrificación fueron la captación de clientes por proyectos ejecutados en coordinación con el MEM; los proyectos de electrificación y ampliación de redes, ejecutados por la empresa; la aplicación de políticas de facilidades de pago para los nuevos clientes, y la respuesta al programa de independización eléctrica de predios, en el último trimestre del año.

7.6 VENTA DE ENERGÍA

POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

La energía vendida por la empresa durante el año 2013 ascendió a 761.69 GWh, de los cuales 734.21 GWh (96.4%) fueron colocados en el mercado regulado y 27.48 GWh (3.6%) en el mercado libre.

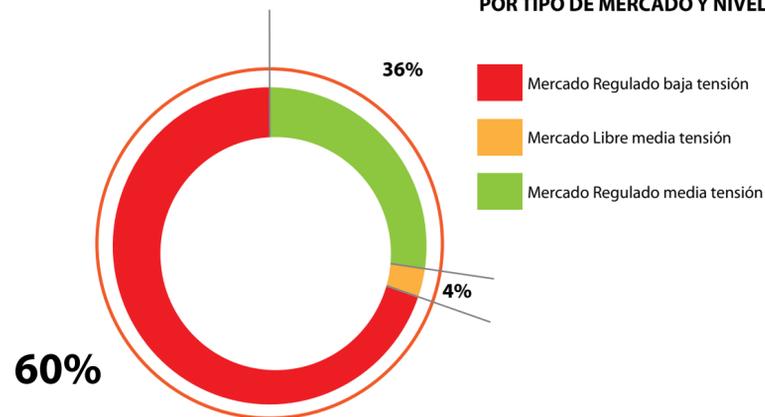
VENTA DE ENERGÍA POR MERCADOS (EN MWH)

Mercado / Segmento	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Variación 2013/2012
Mercado libre	30,677	31,026	25,659	26,784	26,949	27,483	2.0%
Mercado regulado	473,569	509,649	559,960	639,533	696,906	734,207	5.4%
- Alta tensión	0	0	0	0	0	0	0.0%
- Media tensión	150,151	167,364	189,155	225,286	254,698	273,539	7.4%
- Baja tensión	323,418	342,285	370,805	414,247	442,208	460,668	4.2%
* Domiciliario	219,057	231,370	247,914	273,694	287,657	297,566	3.4%
* No domiciliario	80,152	85,440	96,544	110,604	123,548	130,514	5.6%
* Alumbrado público	24,209	25,475	26,346	29,949	31,003	32,589	5.1%
TOTAL	504,246	540,675	585,619	666,317	723,855	761,690	5.2%

El volumen de ventas fue 5.2% superior al registrado en el año 2012 (723.86 GWh), hecho que se explica por el incremento alcanzado en el consumo de los clientes regulados en media tensión (7.4% más) y clientes regulados en baja tensión (4.2% más).

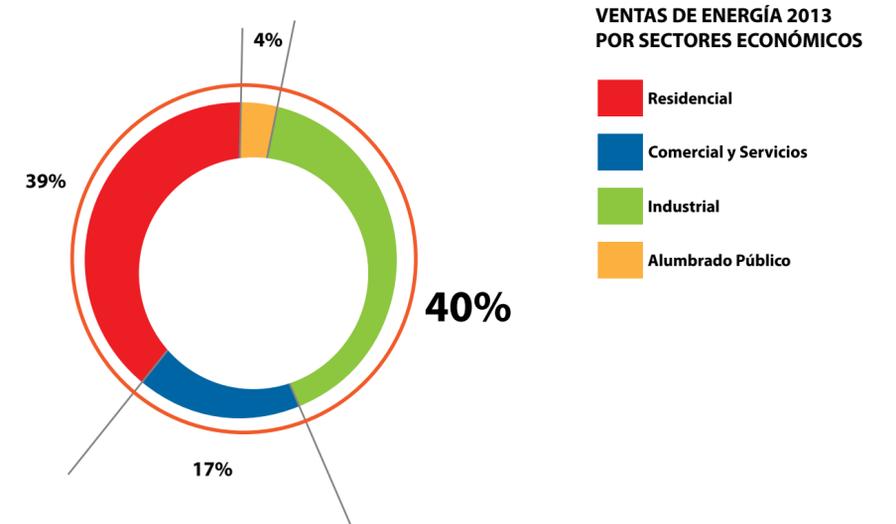


VENTAS DE ENERGÍA - AÑO 2013 - EN MW POR TIPO DE MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN



POR SECTORES ECONÓMICOS

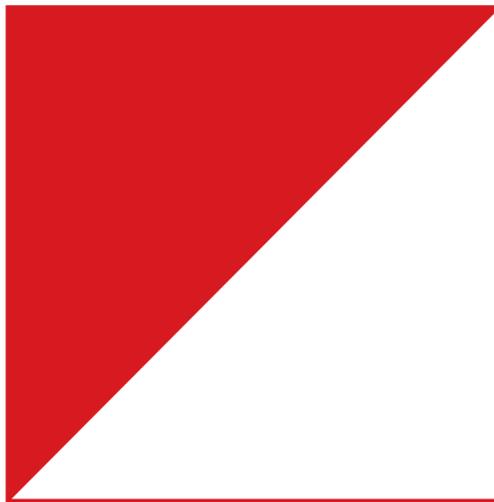
El mayor volumen de energía vendida se concentra en el sector industrial (media tensión), con el 40% de las ventas, y el sector residencial (regulados en baja tensión), que representa el 39% de las ventas. Adicionalmente, el 17% de las ventas fue para el sector comercial y de servicios y un 4% se destinó al servicio de alumbrado público.



7.7 PRODUCCIÓN Y COMPRA DE ENERGÍA

A) PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

Como empresa distribuidora, ELECTRONORTE S.A. adquiere la mayor parte de la energía eléctrica a empresas generadoras, aunque también produce una parte en sus pequeñas centrales de generación hidráulica y térmica, especialmente en los servicios aislados, donde no llegan las líneas de transmisión del sistema interconectado.



La producción propia de energía en el 2013 fue de 20.9 GWh, cifra 51.0% mayor a la del año 2012 (13.8 GWh).

Este incremento se debió, principalmente, a que durante el año 2013, la central de Chiriconga, que representa el 40% de las centrales propias que aportan al SEIN, generó, sin problema alguno, a diferencia de lo que ocurrió en el año 2012, cuando sus instalaciones se vieron afectadas por problemas geológicos. Del volumen total de energía, el 97.3% se obtuvo por generación hidráulica y el 2.7% restante por térmica. El detalle de la producción fue el siguiente:

CENTRAL ELÉCTRICA	TIPO	2011 (MWH)	2012 (MWH)	2013 (MWH)	VAR % (2013/2012)
Pucará	Térmica	142	180	192	6.5%
Pucará	Hidráulica	1,393	1,575	1,675	6.3%
Pomahuaca	Hidráulica	226	232	110	-52.5%
Pomahuaca	Térmica	-	-	48	0.0%
Tabaconas	Térmica	-	33	33	100.0%
Tabaconas	Hidráulica	-	-	193	100.0%
Chota	Térmica	87	95	21	-77.7%
Bambamarca	Térmica	38	-	151	0.0%
Cuervo	Térmica	102	2	-	-100.0%
Guineamayo	Hidráulica	3,461	2,820	768	-72.8%
Chiriconga	Hidráulica	9,210	2,640	10,581	300.8%
Niepos	Hidráulica	3,824	3,909	4,704	20.3%
Queroquito	Hidráulica	2,180	2,317	2,263	-2.3%
Motupe Móvil	Térmica	73	-	108	0%
TOTAL EMPRESA		20,736	13,803	20,849	51.0%

B) COMPRA DE ENERGÍA

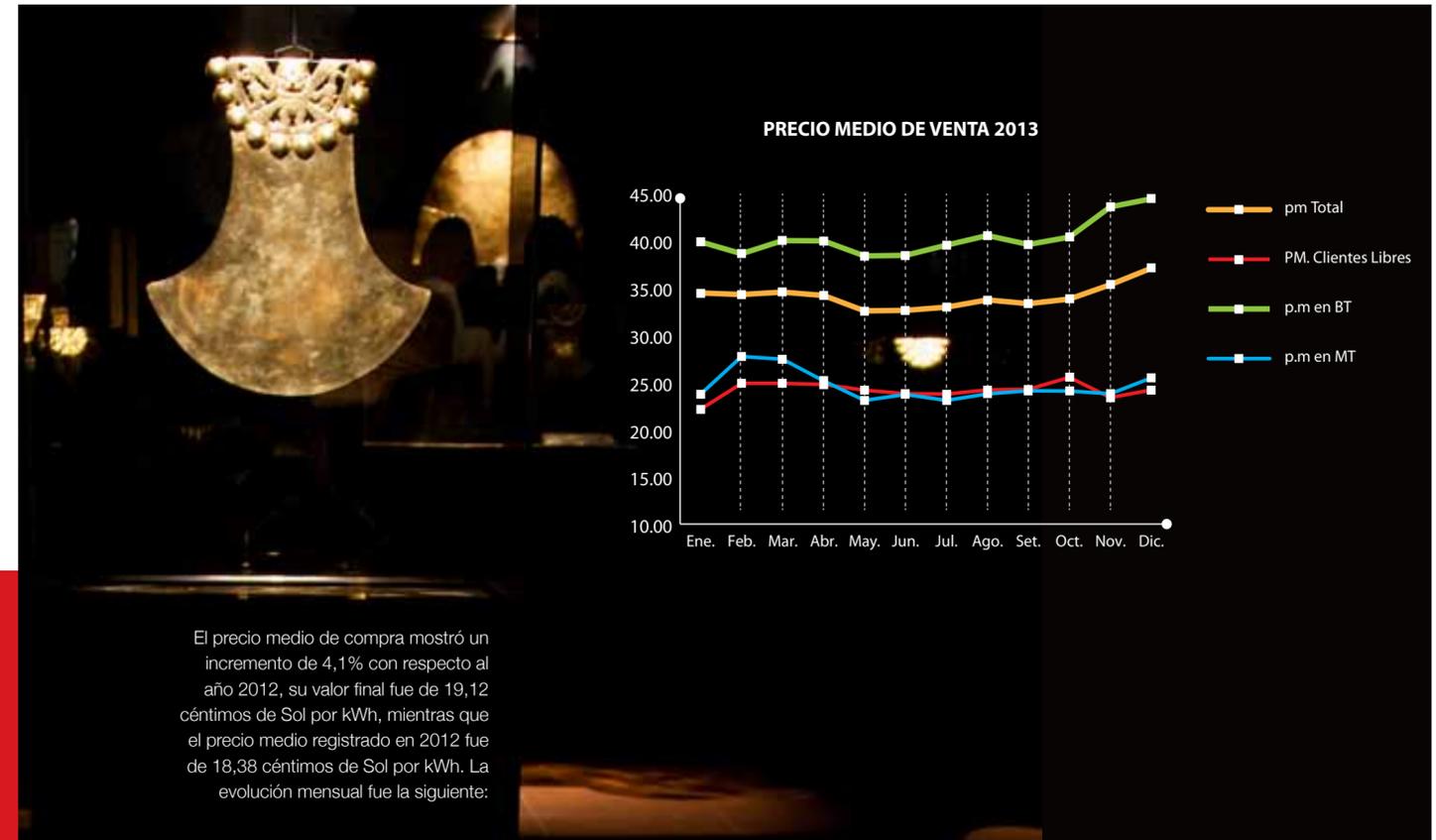
Durante el año 2013, ELECTRONORTE S.A. compró 832.29 GWh a empresas generadoras; es decir, 4.58% ó 36.4 GWh más que en el año 2012 (795.8 GWh). Dicho incremento fue consecuencia, principalmente, del mayor consumo en el sector regulado.

Generador	2009	2010	2011	2012	2013	% Variac.
Empresas del COES - Regulado	511,498	561,151	644,678	711,570	750,587	5.48%
Electrooriente	67,821	68,234	79,126	84,283	81,701	-3.06%
Gob. Regional Amazonas	296	344	324	-	-	-
TOTAL (MWH)	579,615	633,729	724,128	795,853	832,288	4.58%

7.8 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS

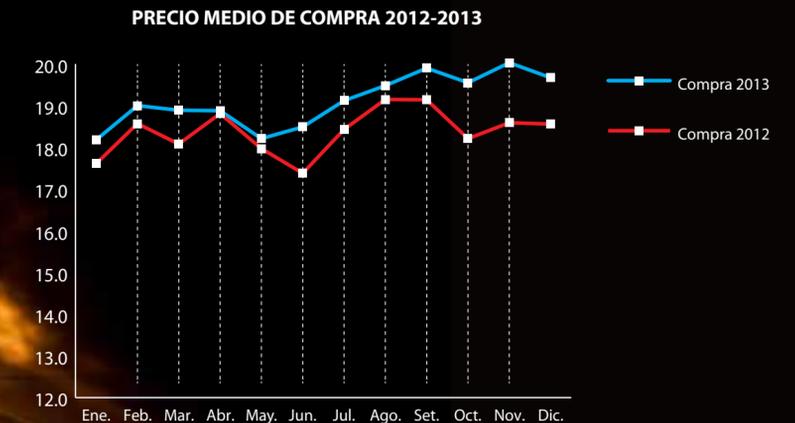
El precio medio de venta fue de 33.39 céntimos de Sol por kWh, lo que significa que se incrementó en 0.60 céntimos de Sol respecto a la tarifa media del año 2012 (33.39 céntimos de Sol por kWh), debido al aumento de los precios de generación y del peaje principal de transmisión, así como al incremento en el VAD a partir del mes de noviembre 2013.

Venta	ene.	feb.	mar.	abr.	may.	jun.	jul.	ago.	set.	oct.	nov.	dic.	2013
Venta MT (MWh)	23,438	21,136	22,021	21,732	21,926	22,232	23,152	23,712	23,420	23,337	24,136	23,298	273,539
Venta MT (MilesS/.)	5,563	5,859	6,042	5,466	5,061	5,271	5,345	5,637	5,645	5,617	5,740	5,930	67,177
Tarifa media (ctmo.S/-kWh)	23.74	27.72	27.44	25.15	23.08	23.71	23.08	23.77	24.10	24.07	23.78	25.46	24.56
Venta BT (MWh)	39,550	37,007	40,165	37,889	38,611	37,180	37,813	37,794	37,660	38,526	37,563	40,910	460,668
Venta BT (MilesS/.)	15,761	14,280	15,658	15,136	14,813	14,285	14,938	15,316	14,904	15,547	16,359	18,164	185,161
Tarifa baja (ctmo.S/-kWh)	39.85	38.59	38.98	39.95	38.36	38.42	39.50	40.52	39.57	40.35	43.55	44.40	40.19
Venta CLibres (MWh)	2,300	2,222	2,343	2,363	2,004	2,130	2,213	2,282	2,246	2,457	2,587	2,336	27,483
Venta CLibres (MilesS/.)	509	553	583	585	484	507	525	552	545	578	605	565	6,591
Tarifa libres (ctmo.S/-kWh)	22.14	24.88	24.88	24.77	24.16	23.79	23.75	24.19	24.25	23.52	23.38	24.18	23.98
Venta Total (MWh)	65,288	60,365	64,529	61,984	62,541	61,542	63,177	63,787	63,327	64,320	64,285	66,544	761,690
Venta Total (MilesS/.)	21,834	20,692	22,283	21,188	20,359	20,063	20,808	21,505	21,093	21,742	22,704	24,659	258,930
Tarifa media (ctmo.S/-kWh)	33.44	34.28	34.53	34.18	32.55	32.60	32.94	33.71	33.31	33.80	35.32	37.06	33.99



El precio medio de compra mostró un incremento de 4,1% con respecto al año 2012, su valor final fue de 19,12 céntimos de Sol por kWh, mientras que el precio medio registrado en 2012 fue de 18,38 céntimos de Sol por kWh. La evolución mensual fue la siguiente:

Compra 2013 / 2012	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Compra (MWh) - 2012	64,760	61,737	67,547	64,308	66,823	65,272	66,930	67,778	66,246	68,734	66,968	68,750	795,853
Compra (Miles S/.) - 2012	11,402	11,463	12,214	12,097	12,011	11,342	12,333	12,979	12,681	12,516	12,450	12,763	146,252
Precio medio (ctmo.S/- kWh)	17.61	18.57	18.08	18.81	17.97	17.38	18.43	19.15	19.14	18.21	18.59	18.56	18.38
Compra (MWh) - 2013	70,957	65,594	70,481	67,402	68,413	66,909	69,117	70,822	69,396	70,976	69,408	72,813	832,288
Compra (Miles S/.) - 2013	12,897	12,465	13,313	12,728	12,458	12,374	13,214	13,794	13,811	13,879	13,901	14,320	159,153
Precio Medio (ctmo.S/- kWh)	18.18	19.00	18.89	18.88	18.21	18.49	19.12	19.48	19.90	19.55	20.03	19.67	19.12



7.9 PROGRAMA FISE

En setiembre de 2012, ELECTRONORTE S.A. inició la identificación de las personas favorecidas y estableció que en la zona de concesión de la empresa se encuentran 144,324 potenciales beneficiarios.

La primera etapa de implementación del FISE en ELECTRONORTE S.A. abarcó hasta el 31 de diciembre de 2012. En ese periodo fueron suscritos 94 convenios con agentes autorizados de venta de gas licuado de petróleo (GLP) y fueron entregados 35,628 vales de descuento.

En el año 2013, el programa FISE ha sido desarrollado en el 95% de los distritos de la concesión y se han repartido 573,240 vales de descuento a beneficiarios. Por otro lado, se cuenta con 258 agentes autorizados, cuyos convenios suscritos les permiten efectuar el canje de los vales.

A finales del año 2013, se dio inicio al canje a través del Vale Digital, a partir de convenios con los agentes para su conexión directa con el Banco de la Nación. Este sistema permite un mejor control del empleo del vale de descuento

por parte del beneficiario. Además, facilita la validación y liquidación de los vales digitales en tiempo real, haciendo innecesario el uso de formularios físicos, entre otras ventajas.

EL SISTEMA DE SEGURIDAD ENERGÉTICA DE HIDROCARBUROS (SISE) Y EL FONDO DE INCLUSIÓN SOCIAL ENERGÉTICA (FISE) FUERON CREADOS POR LA LEY N°29852.

Dichas iniciativas permiten que los usuarios del servicio eléctrico residencial, que se encuentran en una situación de pobreza o vulnerabilidad, reciban mensualmente un vale de S/.16.00 que pueden usar como descuento al comprar un balón de gas.





capítulo 8/

GESTIÓN

ADMINISTRATIVA



8.1 RECURSOS HUMANOS

DURANTE EL AÑO 2013 SE FORTALECIÓ EL PROCESO DE DESARROLLO ORGANIZACIONAL DE LA EMPRESA AL MANTENER CON LOS COLABORADORES RELACIONES LABORALES ORIENTADAS A UN ALTO RENDIMIENTO.

A) FUERZA LABORAL

Está conformada por 501 colaboradores, 244 con labores permanentes en la concesión y 257 trabajadores con otra modalidad de servicio, que incluyen a 204 reincorporados (186 con proceso de medida cautelar).

FUERZA LABORAL POR TIPO DE PLANILLA

FUERZA LABORAL	2009	2010	2011	2012	2013
Estables	206	216	216	244	244
Otros a modalidad	40	61	92	129(*)	257(**)
Empresa de Intermediación	29	43	49	17	
TOTAL	275	301	307	390	501

(*) Incluye 85 colaboradores por medida cautelar.

(**) Incluye 204 reincorporados (186 con proceso de medida cautelar)

B) COMPOSICIÓN DE LA FUERZA LABORAL

La fuerza laboral de la empresa se distribuyó de la siguiente manera: un 36% se desempeña en tareas de distribución de energía eléctrica; 32% realiza actividades comerciales; 26% está a cargo de las labores administrativas, y un 6% se encarga de la generación y transmisión eléctrica.

C) CAPACITACIÓN

La política de formación y desarrollo del personal de la empresa busca elevar permanentemente la competitividad de los colaboradores.

El programa de capacitación estuvo dirigido a todos los grupos ocupacionales. Durante el 2013, el personal de la empresa recibió un total de 27,085 horas de capacitación, cuyo valor está distribuido de la siguiente manera:

Funcionarios	4,587
Profesionales	7,135
Técnicos	7,539
Administrativos	7,825

El índice per cápita de capacitación fue de 104.98 horas/colaborador.

El marco para esas relaciones estuvo conformado por las normas legales vigentes: el Reglamento Interno de Trabajo, el Código de Ética y Conducta y el Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional. Las acciones efectuadas y disposiciones adoptadas tuvieron como finalidad contribuir con la mejora del clima laboral y la gestión empresarial.

En julio de 2013 se realizó una encuesta de clima laboral, que sirvió para afianzar mecanismos de comunicación e integración con el personal.



D) VACACIONES ÚTILES

Como una manera de colaborar con la formación integral de los hijos de los colaboradores, durante enero y febrero, se llevó a cabo el Taller de Vacaciones Útiles, para niños de entre tres y quince años. La actividad tuvo lugar en la sede de Chiclayo y en las Unidades de Negocio Sucursales Lambayeque, Jaén, Chachapoyas y Cajamarca Centro.

E) RESPONSABILIDAD SOCIAL

ELECTRONORTE S.A. desarrolla actividades de responsabilidad social orientadas a contribuir con el desarrollo de la comunidad en general. En el año 2013, las iniciativas más destacadas fueron:

> GESTIÓN PARTICIPATIVA

A través de la gestión participativa de funcionarios y colaboradores, mediante el Comité de Apoyo Social se ha adoptado al IE 10904 "Señor de Huamantanga", con quienes se afianzará la calidad de la educación.

> SALUD, SEGURIDAD Y CONDICIONES DE TRABAJO

Los colaboradores y sus familias se beneficiaron con programas de prevención y control de enfermedades (tétano, hepatitis B, influenza AH1N1 y despistaje de VIH), que incluyeron campañas médicas y de vacunación.

> DESARROLLO PERSONAL Y FAMILIAR

En este campo se desarrollaron iniciativas como la Olimpiada Distrital, espectáculos infantiles en Navidad, charlas sobre seguros, talleres de dinámica de grupo, celebraciones diversas y se otorgaron becas estudiantiles.

> PROYECCIÓN SOCIAL

Mediante convenios con instituciones, se desarrollaron iniciativas sociales y culturales, con miras a favorecer el desarrollo de la comunidad.

Asimismo, se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- * VIII Festival de Luces y Colores en Chiclayo. Este festival se replicó en las Unidades de Negocio de Chachapoyas, Jaén, Chota y Lambayeque.
- * Programa de acción social por Navidad.
- * Navidad del niño en Chiclayo, Chachapoyas, Jaén y Cajamarca.

> PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Mediante comités multisectoriales, se organizaron foros regionales y locales, en los que participaron profesionales, técnicos y población en general.

> CREATIVIDAD Y MEJORA CONTINUA

Se promovió entre los colaboradores, el espíritu innovador y la noción de mejora continua, orientados a la creatividad empresarial.



8.2 TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN

A) SISTEMAS DE INFORMACIÓN

> Mejoras e implementación de módulos complementarios para el sistema comercial Optimus NGC, que brinda soporte a la gestión de procesos y actividades técnico comerciales.

B) EQUIPAMIENTO

- > Instalación de UPS, para Sede de Unidades de Negocios y Centros de Servicios. Se ha dotado así de protección y seguridad eléctrica al equipamiento informático.
- > Implementación de un sistema de video vigilancia, que permite mejorar la seguridad interna y perimetral en Sede y almacén central.
- > Renovación tecnológica de equipos de cómputo vía adquisición corporativa de FONAFE.

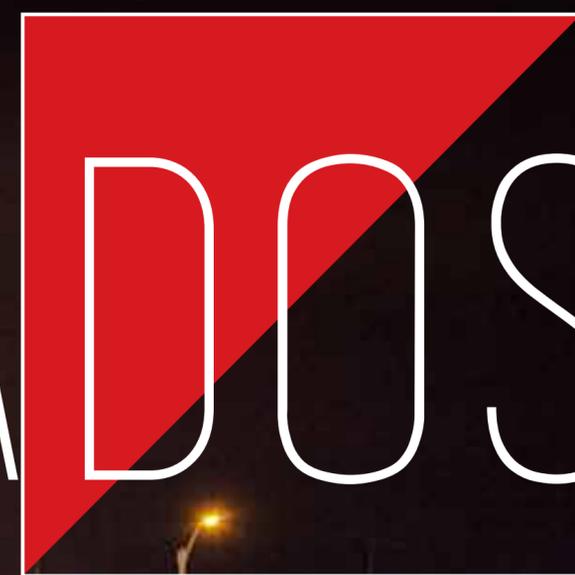
C) COMUNICACIONES

- > Adquisición de equipos aceleradores y optimizadores de ancho de banda, mejorando así la repuesta de los servicios de tecnologías.
- > Se adquirieron equipos de comunicación para los servicios de red del nuevo local institucional.
- > Implementación de cableado estructurado CAT 6A, capaz de brindar un servicio diferencial, generador de valor agregado a través de los servicios web, videoconferencia, telefonía IP, seguridad IP y soluciones que demanden gran ancho de banda, y que al mismo tiempo permitan aumentar las capacidades técnicas, no sólo en comunicaciones, sino en equipamiento de red a toda la empresa.



capítulo9/

ESTADOS FINANCIEROS



DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los Accionistas de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - Electronorte S.A.

Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - Electronorte 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 de 2013 y 2012, y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y un resumen de las políticas contables significativas y otras notas explicativas.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera y del control interno que la Gerencia determina que es necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de errores materiales, ya sea

debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basada en nuestra auditoría. Nuestra auditoría fue realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en el Perú. Dichas normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y planifiquemos y realicemos la auditoría para tener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores materiales.

Una auditoría implica realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y las 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 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 proporcionarnos una base para nuestra opinión.

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 Norte S.A. - Electronorte S.A. al 31 de diciembre de 2013 y 2012, así como su desempeño financiero y flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Lima, Perú

28 de febrero de 2014

Refrendado por:

Ricardo del Águila
C.P.C.C. Matrícula No.37948

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

	Nota	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)
Activo			
Activo corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo	6	16,407	7,816
Cuentas por cobrar comerciales, neto	7	40,032	33,835
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	28(b)	907	468
Otras cuentas por cobrar, neto	8	8,154	3,126
Inventarios, neto	9	8,963	4,449
Otros activos no financieros		1,131	763
Total activo corriente		75,594	50,457
Activo no corriente			
Cuentas por cobrar comerciales, neto	7	111	70
Propiedades, planta y equipo, neto	10	469,867	374,617
Activos intangibles, neto	11	2,197	2,660
Total activo no corriente		472,175	377,347
Total activo		547,769	427,804
	Nota	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y DE 2012

Pasivo y patrimonio neto			
Pasivo corriente			
Otros pasivos financieros	16	76,689	44,352
Cuentas por pagar comerciales	12	24,277	18,181
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	28	34,555	21,956
Otras cuentas por pagar	13	10,493	11,009
Otras provisiones	15	2,198	4,212
Pasivo por beneficios a los empleados	14	3,911	3,867
Pasivo por impuesto a las ganancias		-	563
Total pasivo corriente		152,123	104,140
Pasivo no corriente			
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	28(b)	14,396	14,197
Pasivo por impuesto diferido, neto	18(b)	9,319	9,481
Pasivo por beneficios a los empleados	14	2,612	5,094
Ingresos diferidos	17	21,421	22,250
Total pasivo no corriente		47,748	51,022
Total pasivo		199,871	155,162
Patrimonio neto			
	19		
Capital emitido		230,754	230,754
Capital adicional		92,581	19,664
Resultados acumulados		20,683	20,382
Otras reservas de capital		3,880	1,842
Total patrimonio neto		347,898	272,642
Total pasivo y patrimonio neto		547,769	427,804

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

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

	Nota	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)
Ingresos operativos			
Ingresos por actividades ordinarias	20	281,729	259,175
Costo del servicio de actividades ordinarias	21	(208,475)	(191,487)
Utilidad bruta		73,254	67,688
Gastos operativos			
Gastos de administración	22	(17,837)	(17,638)
Gastos de ventas	23	(34,768)	(30,984)
Otros ingresos	27	8,318	15,794
		(44,286)	(32,828)
Utilidad operativa		28,967	34,860
Ingresos financieros	25	1,155	1,047
Gastos financieros	26	(459)	(1,526)
Diferencia en cambio, neta	32	(327)	59
Utilidad antes del impuesto a las ganancias		29,336	34,440
Impuesto a las ganancias	18(a)	(8,653)	(10,479)
Utilidad neta		20,683	23,961
Otros resultados integrales		-	-
Total resultados integrales		20,683	23,961

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

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

	Capital emitido S/.(000)	Capital adicional S/.(000)	Otras reservas de capital S/.(000)	Resultados acumulados S/.(000)	Total S/.(000)
Saldos al 1 de enero de 2012	230,754	19,664	-	14,840	265,258
Utilidad neta	-	-	-	23,961	23,961
Resultado integral total del ejercicio	-	-	-	23,961	23,961
Distribución de dividendos, nota 19(b)	-	-	-	(16,577)	(16,577)
Constitución de reserva legal	-	-	1,842	(1,842)	-
Saldos al 31 de diciembre de 2012	230,754	19,664	1,842	20,382	272,642
Utilidad neta	-	-	-	20,683	20,683
Resultados integral total del ejercicio	-	-	-	20,683	20,683
Distribución de dividendos, nota 19(b)	-	-	-	(18,344)	(18,344)
Constitución de reserva legal	-	-	2,038	(2,038)	-
Aporte de activos fijos del Ministerio de Energía y Minas(MEM)	-	65,238	-	-	65,238
Aporte en efectivo del Ministerio de Energía y Minas (MEM)	-	7,679	-	-	7,679
Saldos al 31 de diciembre de 2013	230,754	92,581	3,880	20,683	347,898

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

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

	2013 S/.(000)	2012 S/.(000)
Actividades de operación		
Cobranzas a clientes	308,333	285,448
Otros cobros relativos a la actividad	21,338	19,508
Intereses cobrados	1,113	1,013
Pagos a proveedores	(245,434)	(206,253)
Pagos de remuneraciones	(21,506)	(19,065)
Pago de impuesto a las ganancias	(11,576)	(10,033)
Pago de otros tributos	(17,646)	(17,967)
Intereses pagados	(881)	(1,580)
Otros pagos relativos a la actividad	(10,092)	(9,653)
Flujo de efectivo y equivalente de efectivo proveniente de las actividades de operación	23,649	41,418
Actividades de inversión		
Compra de propiedades, planta y equipo	(47,065)	(43,559)
Efectivo y equivalentes de efectivo utilizados en las actividades de inversión	(47,065)	(43,559)
Actividades de financiamiento		
Ingreso de préstamos de entidades relacionadas	28,334	
Amortización de préstamos de entidades relacionadas	(14,440)	(6,902)
Obtención de pasivos financieros	112,175	58,949
Otros aportes de capital de los propietarios	7,679	
Amortización de pasivos financieros	(83,407)	(31,651)
Dividendos pagados	(18,334)	(16,576)
Efectivo y equivalentes de efectivo utilizados en las actividades de financiamiento	32,007	3,820
Aumento (disminución) neto de efectivo y equivalente de efectivo	8,591	1,679
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	7,816	6,137
Efectivo y equivalente de efectivo al final del ejercicio	16,407	7,816



Distriluz

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