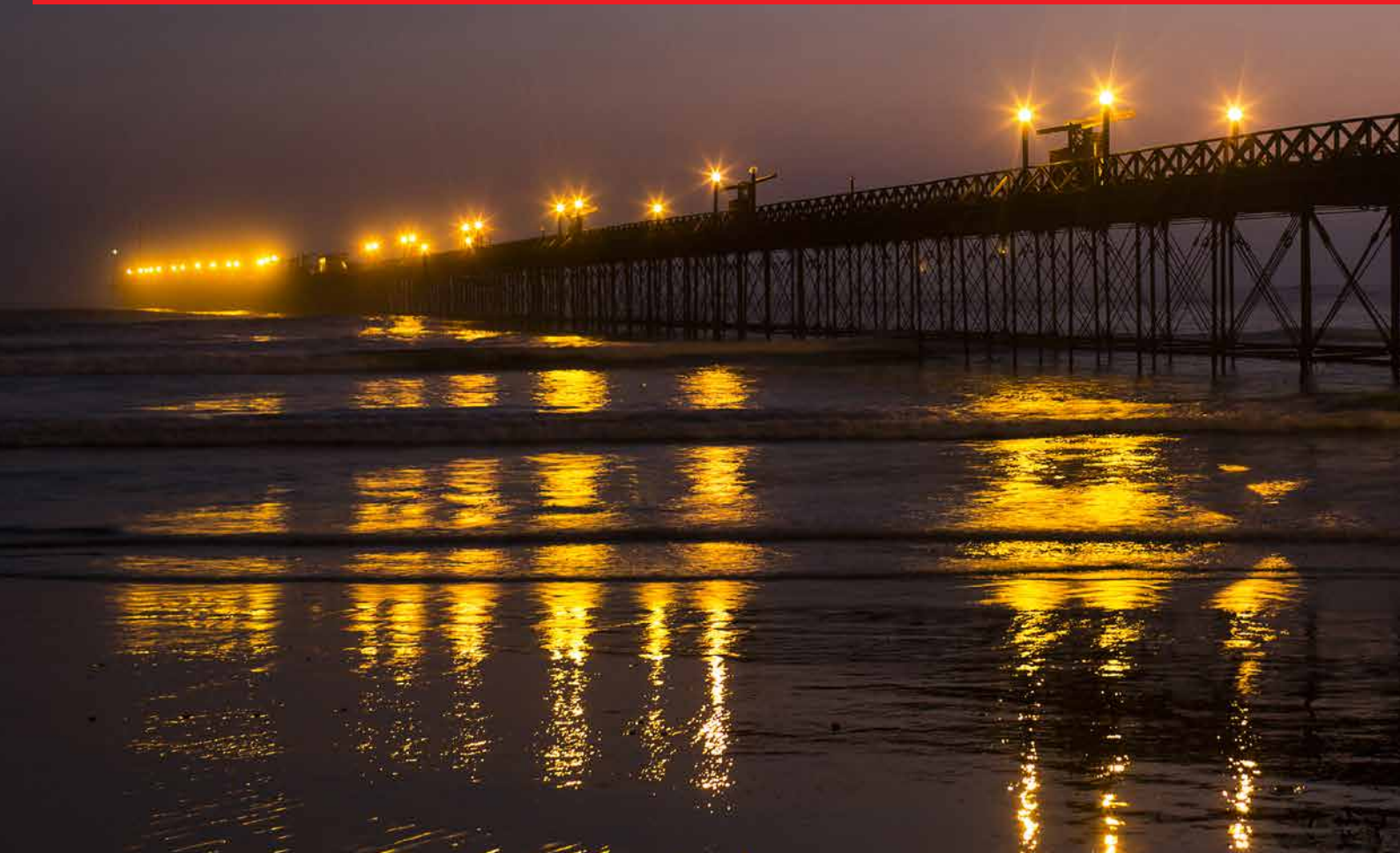


ENSA

MEMORIA ANUAL — 2012

**DISTRIBUIMOS
LA ENERGÍA
DEL PERÚ**





CONTENIDO

2012

ENSA

Presentación

_06



03

Área de influencia y concesión

_18

05

Cifras relevantes

_22

07

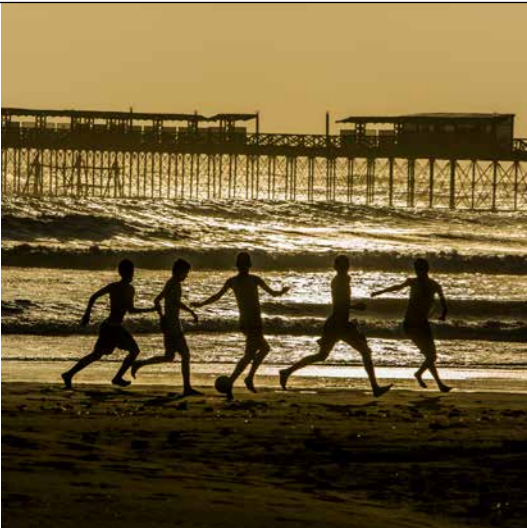
Gestión comercial

_44

08

Gestión administrativa

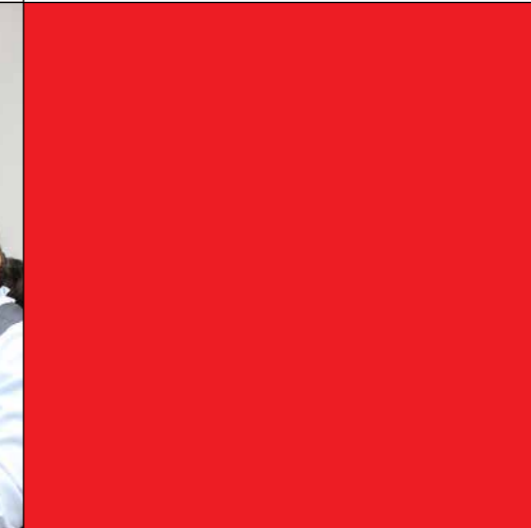
_62



04

Inversiones

_20



01

Mensaje del Presidente del Directorio

_08

02

Descripción de la empresa

_10



06

Gestión técnica

_24



09

Estados financieros

_68

**COMO EMPRESA DE SERVICIO,
LA FILOSOFÍA DE
ELECTRONORTE ES ALCANZAR
Y MANTENER UN ALTO NIVEL
DE SATISFACCIÓN DE SUS
CLIENTES.**



PRESENTACIÓN

W M

Visión

Ser reconocida como modelo de empresa eficiente y responsable.

Misión

Satisfacer las necesidades de energía eléctrica de nuestros clientes contribuyendo a mejorar la calidad de vida y el medio ambiente con un alto sentido de responsabilidad social.

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

Valores

- Calidad de servicio
- Reconocimiento del recurso humano
- Responsabilidad
- Seguridad
- Ética empresarial y personal
- Trabajo en equipo
- Competencia
- Conciencia social
- Orientación al logro
- Lealtad

MENSAJE DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

SEÑORES ACCIONISTAS:

En calidad de Presidente del Directorio de las empresas que conforman el Grupo Distriluz – ELECTRONOROESTE S.A., ELECTRONORTE S.A., HIDRANDINA S.A. Y ELECTROCENTRO S.A. – presentamos a Ustedes la Memoria Anual y los Estados Financieros correspondientes al ejercicio económico finalizado al 31 de diciembre del año 2012, los cuales han sido auditados por la sociedad de auditoría Medina, Zaldivar, Paredes & Asociados S.C.R.L., firma miembro de Ernst & Young.

Durante el año 2012 se ejecutó un importante programa de inversiones, el cual ascendió a S/.143.62 MM (Electronoroeste S/.23.17 MM, Electronorte S/.43.40 MM, Hidrandina S/.31.01 MM y Electrocentro S/.46.04 MM); estas inversiones, así como las desarrolladas en años anteriores, nos permitieron atender la mayor demanda de energía de nuestros clientes, así como establecer las bases para atender, en el futuro, la creciente demanda de energía eléctrica.

Los esfuerzos en la gestión, han conllevado a la mejora de la calidad del servicio que brindamos a los clientes, columna principal del compromiso de nuestras empresas. En este ámbito, alcanzamos niveles que contribuyeron a incrementar la satisfacción y confianza de nuestros clientes y la comunidad.

Más energía es bienestar. El desarrollo del norte y centro del país está estrechamente relacionado con el servicio eléctrico. En este sentido, es de destacar que en el año 2012 llegamos a los 2 millones de clientes, distribuidos en 12 departamentos, casi la mitad de nuestro país, cifra retadora de compromisos y que nos impulsa a seguir ampliando nuestras fronteras eléctricas para llegar a más peruanos.

Desde octubre del 2012 más de 204,985 familias se vienen beneficiando con el programa Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), el cual beneficia a los clientes que registran consumos mensuales promedio de 30 kilovatios/hora como máximo, a quienes se les otorga un vale de descuento mensual por S/.16.00

Nuevos Soles para ser canjeado al momento de comprar un balón de gas en los agentes de distribución autorizados. Este programa se enmarca en la política de inclusión social del Estado y está destinado a expandir la frontera energética en los segmentos vulnerables de la población, mediante la masificación del uso de gas natural, el desarrollo de nuevos suministros de energía eléctrica y la promoción para el acceso del GLP.

También debemos destacar en la gestión los resultados financieros positivos que son el reflejo de un trabajo consolidado por nuestro cuadro ejecutivo. En el 2012 nuestras empresas generaron S/. 336 millones de EBITDA; obtuvimos ventas por S/. 1 441.70MM, superior en 11.57% en relación al año 2011; un Margen Bruto que ascendió a S/.342.89 MM. La Utilidad Operativa fue de S/.191.16 MM y la Utilidad Neta después de Impuestos y Participaciones de S/. 123.34 MM, superando en 7.63% ó S/. 8.746MM a la obtenida en el año 2011 por las cuatro empresas.

Estamos satisfechos de nuestros resultados y de haberlos alcanzado preservando el medio ambiente, ayudando a mejorar las condiciones de vida de los peruanos y sin ningún accidente fatal. Ese desempeño no hubiera sido posible sin el compromiso y esfuerzo del personal de las empresas que conforman el Grupo Distriluz, así como con la confianza que los accionistas depositan en el Directorio.

Para el año 2013, las empresas del Grupo DISTRILUZ continuarán por la senda de la eficiencia, acompañando el crecimiento económico en las regiones a las cuales servimos, asimismo, generando valor para nuestros accionistas.

Atentamente,

JESÚS HUMBERTO MONTES CHÁVEZ

Presidente del Directorio

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

DENOMINACIÓN

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

DIRECCIÓN

Chiclayo

Calle Lora y Cordero 350, Chiclayo
Teléfono: (074) 481-210

Lima

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

DATOS SOBRE 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.

GRUPO ECONÓMICO

Electronorte S.A. es una empresa de servicio público de economía mixta que opera en el rubro electricidad. Pertenece 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).

CAPITAL SOCIAL

Al cierre del ejercicio 2012, el capital social de la empresa, íntegramente suscrito y pagado, fue de S/. 230'753.562 (doscientos treinta millones setecientos cincuenta y tres mil quinientos sesenta y dos nuevos soles).

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 cuales 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, creadas con la finalidad de ser inscritas en el Registro Público del Mercado de Valores.

ESTRUCTURA DEL CAPITAL SOCIAL

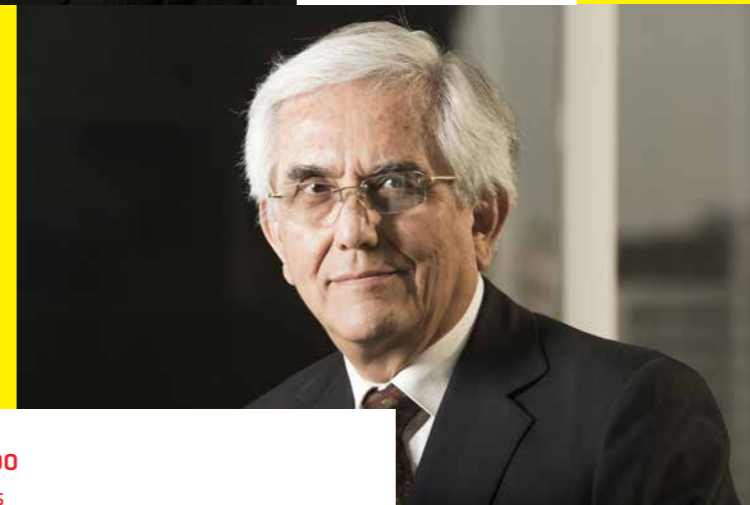
El 99,9948% del capital social es propiedad del Fonafe, en representación del Estado Peruano. El restante 0,0052% es de propiedad de 391 accionistas privados.

COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO AL 31/12/2012

Accionista	Acciones					Participación %
	Clase A	Clase B	Clase C	Clase D	Total	
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%	



JESÚS HUMBERTO
Montes Chávez
Presidente



IVÁN EDUARDO
Castro Morales
Vicepresidente



LUIS ALBERTO
Haro Zavaleta
Director



LEONARDO
Rojas Sánchez
Director

DIRECTORIO

Durante el ejercicio 2012 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	Designado como Presidente del Directorio mediante Acuerdo de Directorio 001-2012/003-Fonafe del 26.01.2012. Vigente. Designado como Director mediante acuerdo de Directorio 006-2011/025-Fonafe del 19.10.2011 hasta el 26.01.2012.
IVÁN EDUARDO Castro Morales	Director Vice Presidente	Designado mediante Acuerdo de Directorio 001-2012/003-Fonafe del 26.01.2012. Vigente.
LUIS ALBERTO Haro Zavaleta	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio 001-2012/003-Fonafe del 26.01.2012. Vigente.
LEONARDO Rojas Sánchez	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio 001-2012/003-Fonafe del 26.01.2012. Vigente.
CÉSAR ANTONIO Aguilar Galarreta	Presidente	Designado mediante Acuerdo de Directorio 006-2011/025-Fonafe del 29.09.2011. Ocupó el cargo hasta el 26.01.2012
HERNÁN JESÚS Yábar Mejía	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio 006-2011/025-Fonafe del 19.10.2011. Ocupó el cargo hasta el 26.01.2012
EDMUNDO BERNABÉ Cuadros Gonzales	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio 006-2011/025-Fonafe del 19.10.2011. Ocupó el cargo hasta el 26.01.2012



ING. ALBERTO
Pérez Morón
Gerente General



CPC. MARIO
Chevarría Izarra
Gerente Corporativo de Administración y Finanzas



ING. JAVIER
Muro Rosado
Gerente Corporativo Comercial



ING. ROBERTO
La Rosa Salas
Gerente Corporativo de Proyectos



ING. PERCY
Cueva Ormeño
Gerente Corporativo Técnico y de Electrificación Rural



DR. MANUEL
Holguín Rojas
Gerente Corporativo Legal y de Regulación



LIC. ENRIQUE
García Guerra
Gerente Regional Electronorte

GERENCIA GENERAL 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 ESTRATÉGICA DE LA EMPRESA SON:

N°	Nombres y apellidos	Cargo	Fecha de designación o encargatura
1	ALBERTO MATÍAS Pérez Morón	Gerente General (e)	Encargado desde el 08.06.2012. Vigente.
2	MARIO FERNANDO Chevarría Izarra	Gerente Corporativo de Administración y Finanzas (e)	Encargado desde el 08.06.2012. Vigente.
3	JAVIER ALEXANDER Muro Rosado	Gerente Corporativo Comercial (e)	Encargado desde el 28.10.2011. Vigente.
4	PERCY AUGUSTO Cueva Ormeño	Gerente Corporativo Técnico y de Electrificación Rural (e)	Encargado desde el 16.10.2012. Vigente.
5	ROBERTO ALFONSO La Rosa Salas	Gerente Corporativo de Proyectos (e)	Encargado desde el 08.06.2012. Vigente.
6	MANUEL ANTONIO Holguín Rojas	Gerente Corporativo Legal y de Regulación (e)	Encargado desde el 07.05.2012. Vigente.

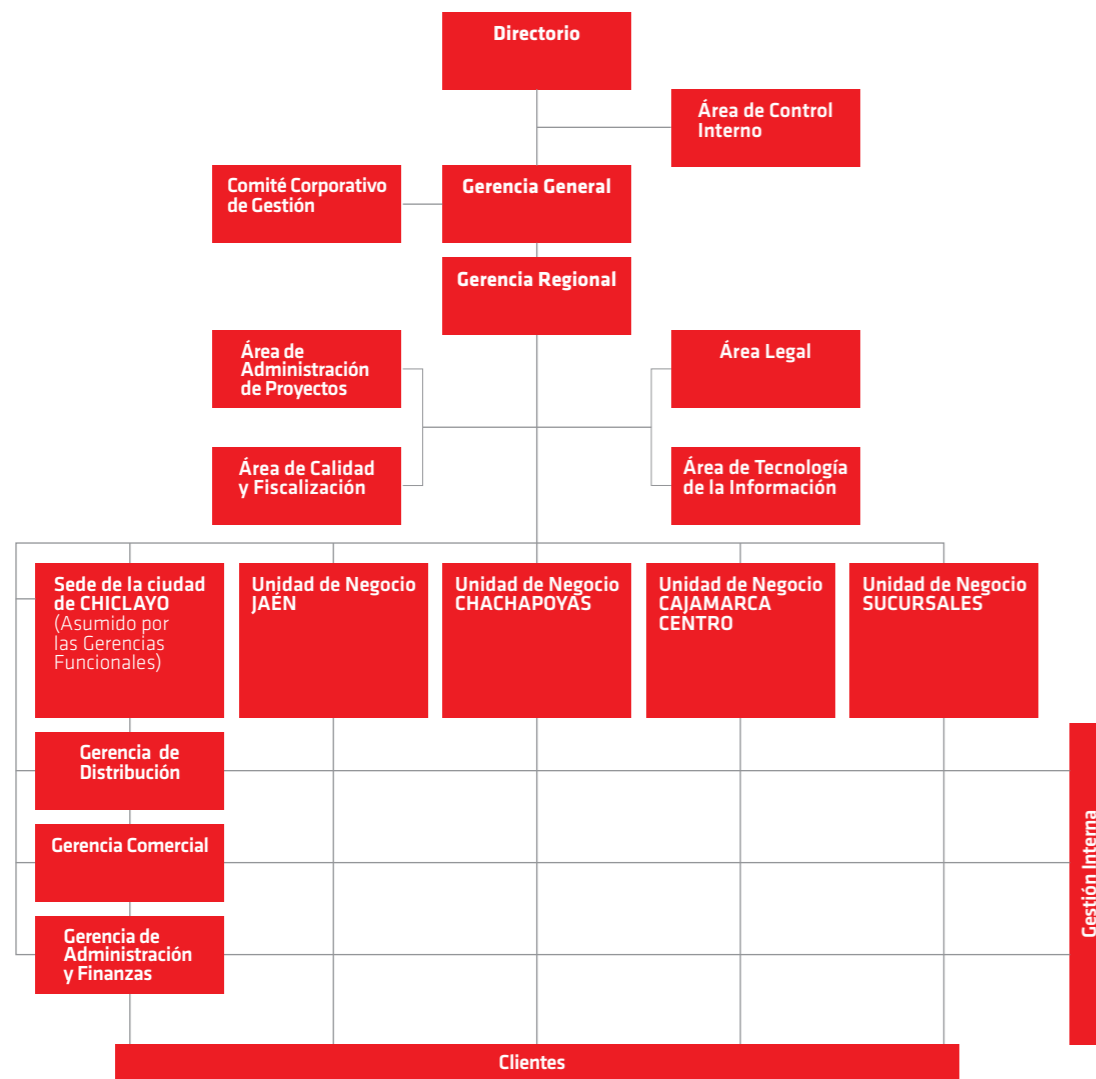
PRINCIPALES EJECUTIVOS DE ELECTRONORTE S.A.

Enrique García Guerra	Gerente Regional (e)	Encargado desde el 17.10.2012 - Vigente al 31.12.2012
Percy Cueva Ormeño	Gerente Regional (e)	Encargado desde el 09.06.2012 - Hasta el 16.10.2012
Justo Estrada León	Gerente Regional (e)	Encargado desde el 28.10.2011 - Hasta el 08.06.2012
Juan Castellano Tataje	Gerente de Administración y Finanzas (e)	Encargado desde el 06.02.2012 - Vigente al 31.12.2012
Eduardo Piscoya Salazar	Gerente Comercial (e)	Encargado desde el 01.04.2011 - Vigente al 31.12.2012
Carlos Ticona Pérez	Gerente Técnico (e)	Encargado desde el 25.11.2011 - Vigente al 31.12.2012
Jorge Ramírez Paz	Contador General (e)	Encargado desde el 15.11.2007 - Vigente al 31.12.2012

ORGANIZACIÓN

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL

(Aprobado por Acuerdo de Directorio, Sesión N° 13 del 29.05.2002)



ÁREA DE INFLUENCIA Y CONCESIÓN

Electronorte S.A. está presente en tres regiones del país: Lambayeque, Amazonas y Cajamarca. Tiene un área de concesión de 7.740,69 km². Su gestión operativa, comercial y administrativa es atendida por cinco Unidades de Negocio.

ELECTRONORTE S.A.

Clientes	373,624
Coef. electrificación	81.7%
Área de concesión (km ²)	7,741
Redes BT (km)	5,809
Redes MT (km)	5,303
SED	5,669

JAÉN

Clientes	60,198
Coef. electrificación	52.4%
Área de concesión (km ²)	1,743
Redes BT (km)	982
Redes MT (km)	1,256
SED	973

SUCURSALES

Clientes	103,929
Coef. electrificación	86.7%
Área de concesión (km ²)	3,963
Redes BT (km)	1,942
Redes MT (km)	1,929
SED	2,010

CHICLAYO

Clientes	141,354
Coef. electrificación	100%
Área de concesión (km ²)	69
Redes BT (km)	1,331
Redes MT (km)	450
SED	1,356

CAJAMARCA CENTRO

Clientes	45,103
Coef. electrificación	69.8%
Área de concesión (km ²)	725
Redes BT (km)	1,059
Redes MT (km)	945
SED	954

CHACHAPOYAS

Clientes	23,040
Coef. electrificación	100%
Área de concesión (km ²)	1,240
Redes BT (km)	496
Redes MT (km)	723
SED	376



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 2012 ejecutó un monto total de S/. 43,40 millones. Fue financiado con recursos propios y préstamos bancarios de corto plazo.

El 29,08% de la inversión (S/. 12,62 millones) se destinó a la ampliación de redes de media y baja tensión, la remodelación de redes de media y baja tensión requirió el 29,03% de la inversión (S/. 12,60 millones) y la ampliación de sistemas de transmisión alcanzó el 11,60% de la inversión (S/. 5,04 millones). También se invirtió en el monitoreo de la calidad del producto y suministro (9,27%, S/. 4,02 millones) y en seguridad y medio ambiente (6,06%, S/. 2.63 millones).

Otros rubros de inversión fueron maquinaria, equipos y otros con 3,93% (S/. 1,71 millones), sistemas de información y comunicaciones con 3,73% (S/. 1,62 millones), rehabilitación de centrales eléctricas con 2,87% (S/. 1,25 millones), ampliación de centrales eléctricas con 1,96% (S/. 0,85 millones), rehabilitación de sistemas de transmisión con 1,36% (S/. 0,59 millones) y electrificación rural con 1,11% (S/. 0,48 millones).

PROYECTOS FINANCIADOS CON RECURSOS DE LA DIRECCIÓN DE FONDOS CONCURSABLES (DFC)

Electronorte S.A. impulsa la electrificación rural para aumentar la cobertura en su área de influencia. Los lineamientos que guían esa tarea son los siguientes:

- ▶ Elaboración del Estudio de planeamiento eléctrico rural que permitirá identificar las localidades que lo necesitan.
- ▶ Obtención del financiamiento o cofinanciamiento para programas nacionales de electrificación administrados por el Estado y orientados a proyectos fuera de la zona de concesión, como el Fondo Nacional de Electrificación Rural (FONER) y el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) del Ministerio de Energía y Minas.
- ▶ Participación constante en los proyectos del Programa de Inversiones del Ministerio de Energía y Minas, desde la fase de estudios y ejecución hasta la puesta en servicio.
- ▶ Suscripción de convenios con empresas mineras y municipios para electrificar localidades cercanas a la zona de concesión.
- ▶ Obtención de financiamiento a mediano y largo plazo para proyectos sostenibles y productivos.

Una de las obras financiadas en coordinación con la Dirección de Fondos Concursables (DFC) se culminó en el año 2012. Se trata de la electrificación rural-sistemas fotovoltaicos en el distrito de Incahuasi (Región Lambayeque). Dicha obra implicó una inversión de S/. 4,54 millones, contará con 1.651 clientes y beneficiará a 8.253 pobladores.

ÍTEM	Líneas de proyecto	Año 2012			Año 2011	
		Presupuesto modificado	Ejecutado	Variac. % Ejecut/PPD	Ejecutado	Variac. % 2012/2011
	Gastos de capital	42,839,037	43,402,167	1.31%	32,042,287	35.45%
I	Remodelación de redes MT y BT	10,571,535	12,600,359	19.19%	3,541,550	255.79%
II	Ampliación de redes MT y BT	10,965,223	12,621,560	15.11%	9,037,406	39.66%
III	Rehabilitación de centrales eléctricas	1,568,322	1,245,197	-20.60%	388,997	220.10%
IV	Ampliación de centrales eléctricas	1,303,636	849,009	-34.87%	14,750	5655.95%
V	Rehabilitación de sistema de transmisión	659,455	589,455	-10.61%	3,012,464	-80.43%
VI	Ampliación de sistemas de transmisión	6,509,823	5,035,772	-22.64%	11,260,978	-55.28%
VII	Sistemas de información y comunicación	1,770,209	1,617,652	-8.62%	953,376	69.68%
VIII	Monitoreo de calidad del producto y suministro	5,382,831	4,024,455	-25.24%	106,696	3671.90%
IX	Seguridad y medio ambiente	2,374,499	2,630,026	10.76%	400,271	557.06%
X	Maquinaria, equipos y otros	1,446,978	1,705,129	17.84%	2,870,387	-40.60%
XI	Electrificación rural	286,527	483,552	68.76%	455,412	6.18%
	Total de programa de inversiones	42,839,037	43,402,167	1.31%	32,042,287	35.45%

Fuente: Área de Administración de Proyectos

CIFRAS RELEVANTES

	Unidad	2012	2011	Variac. %
BALANCE GENERAL				
Total Activo	Millones S/.	427.8	377.8	13.2%
- Corriente	Millones S/.	50.5	42.9	17.6%
- No Corriente	Millones S/.	377.3	334.9	12.7%
Total Pasivo	Millones S/.	155.2	112.6	37.9%
- Corriente	Millones S/.	104.1	67.0	55.5%
- No Corriente	Millones S/.	51.0	45.6	11.9%
Patrimonio	Millones S/.	272.6	265.3	2.8%
RESULTADOS				
Ingresos por venta de energía	Millones S/.	259.2	232.6	11.4%
Utilidad Bruta	Millones S/.	67.7	60.2	12.4%
Resultado de Explotación	Millones S/.	34.9	28.8	21.0%
Utilidad antes de Impuestos	Millones S/.	34.4	27.8	24.0%
Utilidad Neta	Millones S/.	24.0	18.5	29.6%
FLUJO DE EFECTIVO				
Efectivo neto provisto por actividades de operación	Millones S/.	41.4	32.2	28.5%
Efectivo neto aplicado a inversión	Millones S/.	43.6	42.1	3.5%
Efectivo neto provisto por actividades de financiamiento	Millones S/.	3.8	2.8	36.6%
(Disminución) Aumento de Efectivo Neto	Millones S/.	1.7	-7.0	123.8%
Efectivo al inicio del período	Millones S/.	6.1	13.2	-53.4%
Saldo de Efectivo Final	Millones S/.	7.8	6.1	27.4%
ÍNDICES FINANCIEROS				
Margen de utilidad bruta	(%)	26.12%	25.89%	0.23
Rendimiento sobre activos (ROA)	(%)	9.23%	8.08%	1.15
Rentabilidad patrimonial	(%)	9.03%	7.84%	1.19
Rentabilidad operativa	(%)	13.45%	12.38%	1.07
Rentabilidad neta sobre ingresos por ventas	(%)	9.25%	7.95%	1.30
ÍNDICES DE GESTIÓN				
Clientes	Miles	373.6	351.2	6.4%
Venta de Energía Eléctrica	GWh	723.9	666.3	8.6%
-Clientes Libres	GWh	26.9	26.8	0.6%

	Unidad	2012	2011	Variac. %
-Clientes Regulados	GWh	696.9	639.5	9.0%
Fuerza Laboral permanente	Trabajadores	390	307	27.0%
Inversión Ejecutada	Millones S/.	43.4	40.5	7.1%
Pérdidas de energía en distribución promedio anual	%	8.84%	8.85%	-0.01
MERCADO				
Departamentos	Número	3	3	0.0%
Provincias	Número	16	16	0.0%
Distritos	Número	142	142	0.0%
Población	Millones habitantes	2.4	2.3	2.4%
Coefficiente de Electrificación	%	81.71%	78.09%	3.62
Ventas	GWh	723.9	666.3	8.6%
MAT y AT	GWh	0.0	0.0	
MT	GWh	281.6	252.1	11.7%
BT	GWh	442.2	414.2	6.7%
CALIDAD DEL SERVICIO				
Duración de Interrupciones SAIDI	Horas	48.04	41.80	14.9%
Frecuencia de Interrupciones SAIFI	Veces	18.40	15.19	21.1%
OPERACIONES				
Centrales Eléctricas Propias	Número	15	15	0.0%
Potencia Instalada de Centrales Eléctricas Propias	MW	9	9	0.0%
Líneas de Transmisión y Subtransmisión	Kms.	239	215	11.2%
Subestaciones de Transformación	Número	13	13	0.0%
Potencia Instalada	MVA	255	255	0.0%
Redes de distribución	Kms.	11,112	9,034	23.0%
- Media Tensión	Kms.	5,303	4,503	17.8%
- Baja Tensión	Kms.	5,809	4,531	28.2%
Subestaciones de Distribución	Número	5,669	5,265	7.7%
Potencia de SED	MVA	410	392	4.6%

Cifras Auditadas al 31.12.2012 y 31.12.2011.

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 2012 fue de 139,8 MW, se produjo el 7 de diciembre a las 20:00 horas, y superó en 7,82% a la del año 2011 (129,7 MW).

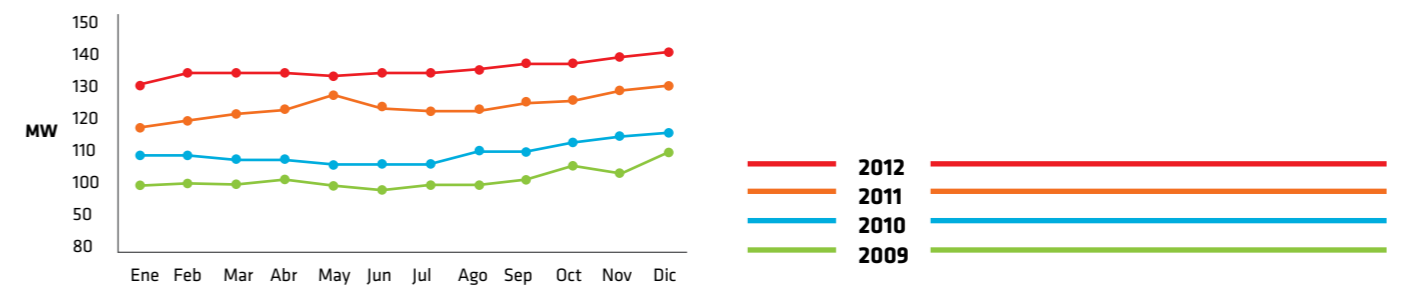
El mayor consumo de energía y potencia se registró durante los meses de octubre, noviembre y diciembre debido al aumento de la demanda por estacionalidad y el factor de contribución a la punta del sistema. Dicho consumo tuvo preponderancia en los sectores residencial y comercial.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA (MW)

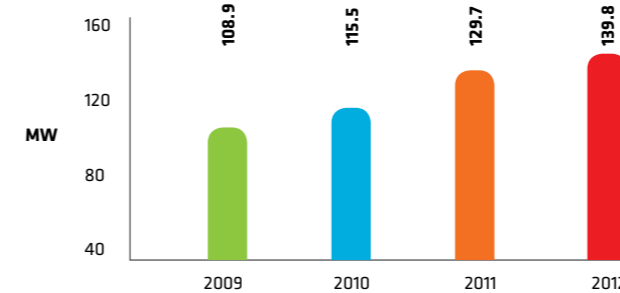
Año	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Max. Dem.
2009	98.7	99.5	99.3	100.1	99.1	98.4	98.9	99.1	100.9	104.9	102.6	108.9	108.9
2010	108.5	107.5	106.6	105.9	105.3	105.3	105.6	109.4	109.5	111.3	113.6	115.5	115.5
2011	116.7	119.2	120.7	122.2	126.5	122.4	122.0	121.8	124.4	124.7	128.2	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

Fuente: Gerencia Técnica

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA 2009 AL 2012



MÁXIMA DEMANDA ANUAL 2009 AL 2012



Fuente: Gerencia Técnica

PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas en el sistema de transmisión representaron el 2,18% del total de la energía movilizada, es decir, 15,49 GWh. Dicha cifra se incrementó en 1,92 GWh respecto al año anterior. Las razones de ese aumento fueron la mayor carga en la línea Secho-Olmos; las cargas agroindustriales en las subestaciones de potencia La Viña, Motupe y Olmos; el incremento de los volúmenes de energía transmitida en la línea Carhuaquero-Cutervo-Jaén y en la SEP Cerro Corona, donde se han sumado proyectos de electrificación rural. Asimismo, ingresó la SEP Lambayeque Sur. En el cálculo de estas pérdidas, la energía adquirida a generadoras corresponde solo a los puntos de entrega de Chiclayo Oeste, Carhuaquero y Cerro Corona; no se considera la energía retirada de los puntos de entrega con Electro Oriente debido a que la inyección se realiza en media tensión, por tanto no corresponde pérdidas en el sistema de transmisión.

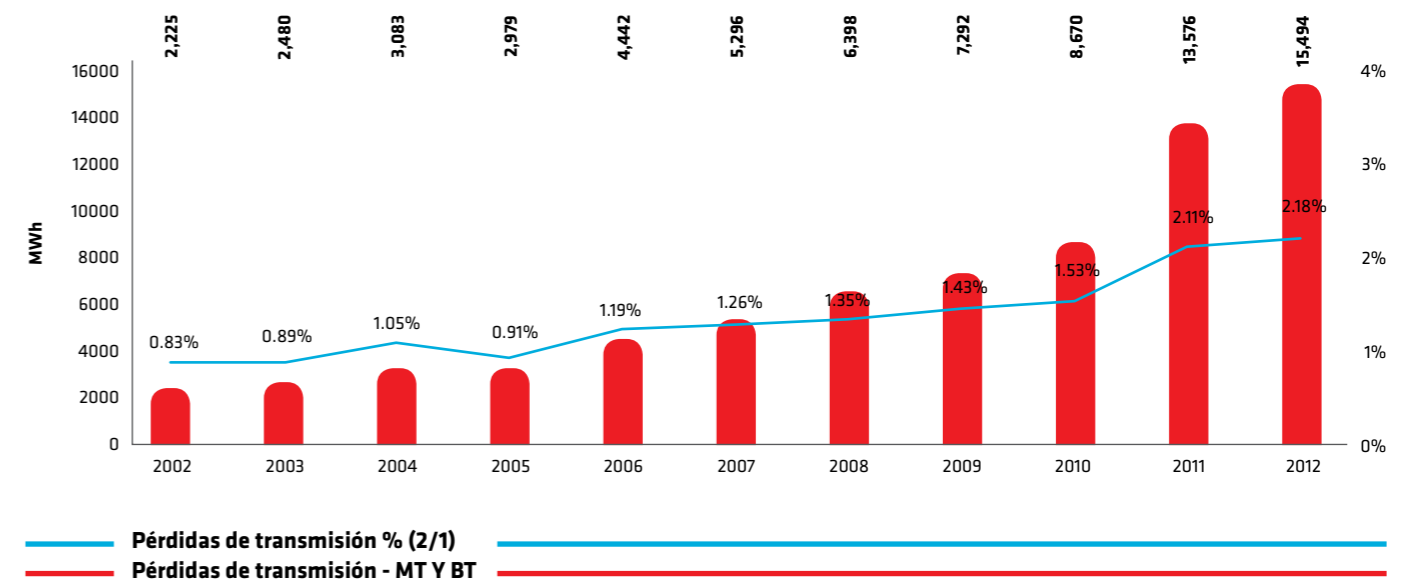
Las pérdidas de energía en el sistema de distribución alcanzaron el 8,84% de la energía distribuida en media y baja tensión, es decir, 70,18 GWh. La disminución fue de 0,01 puntos porcentuales respecto al año 2011 cuando se perdió 8,85%, es decir, 64,71 GWh. Esta tendencia es el resultado de implementar programas de control y reducción de pérdidas de energía. El incremento en el volumen se explica por la mayor venta de energía producto del aumento de la demanda. Los factores de expansión de pérdidas calculados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del Osinergmin, reconocen para Electronorte S.A. un nivel de pérdidas de energía del 7,30% en el sistema de distribución al cierre del año 2012.

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN

Concepto		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1.Energía adquirida a Generadoras	MWh	269,403	279,480	293,241	328,882	372,817	419,949	474,856	511,498	565,151	644,677	711,570
2.Pérdidas de transmisión - MT y BT	MWh	2,225	2,480	3,083	2,979	4,442	5,296	6,398	7,292	8,670	13,576	15,494
3.Pérdidas en transmisión % (2/1)	(%)	0.83%	0.89%	1.05%	0.91%	1.19%	1.26%	1.35%	1.43%	1.53%	2.11%	2.18%

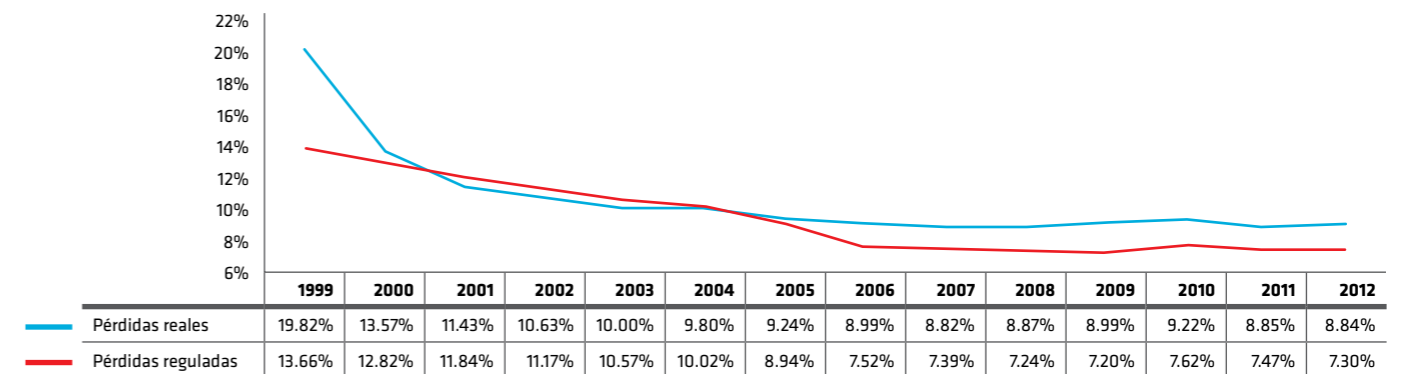
Fuente: Gerencia Técnica

EVOLUCION DE LAS PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN (%)



Fuente: Gerencia Técnica

EVOLUCIÓN DE PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

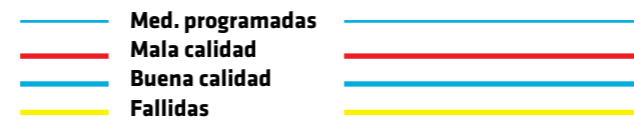


Fuente: Gerencia Técnica

CALIDAD DEL SERVICIO

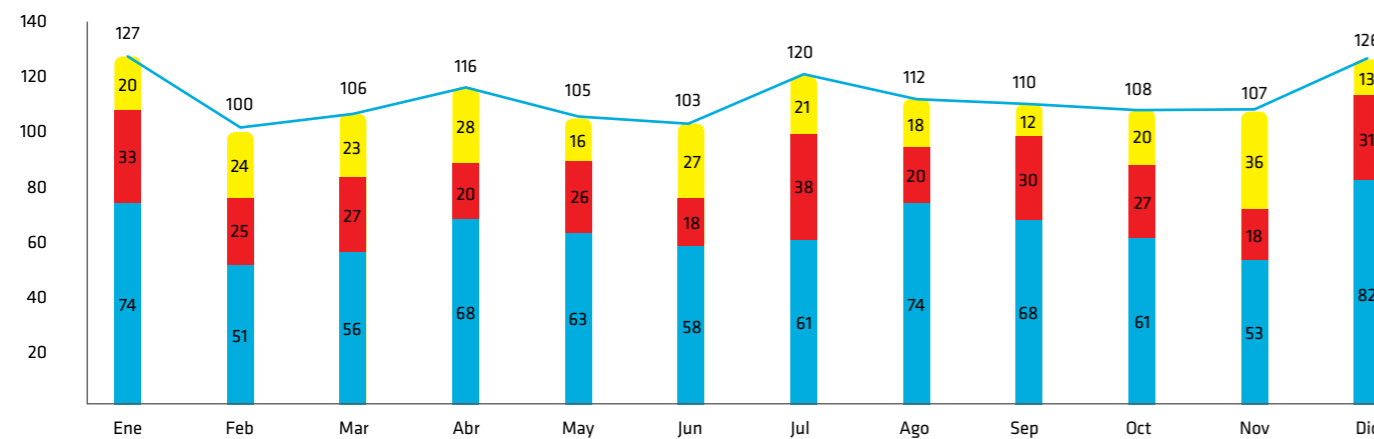
A) PRODUCTO

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:



Tensión BT 2012	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Med. programadas	127	100	106	116	105	103	120	112	110	108	107	126	1,340
Buena calidad	74	51	56	68	63	58	61	74	68	61	53	82	769
Mala calidad	33	25	27	20	26	18	38	20	30	27	18	31	313
Fallidas	20	24	23	28	16	27	21	18	12	20	36	13	258
Mediciones ejecutadas	127	100	106	116	105	103	120	112	110	108	107	126	1,340
% Mala calidad	31	33	33	23	29	24	38	21	31	31	25	27	29

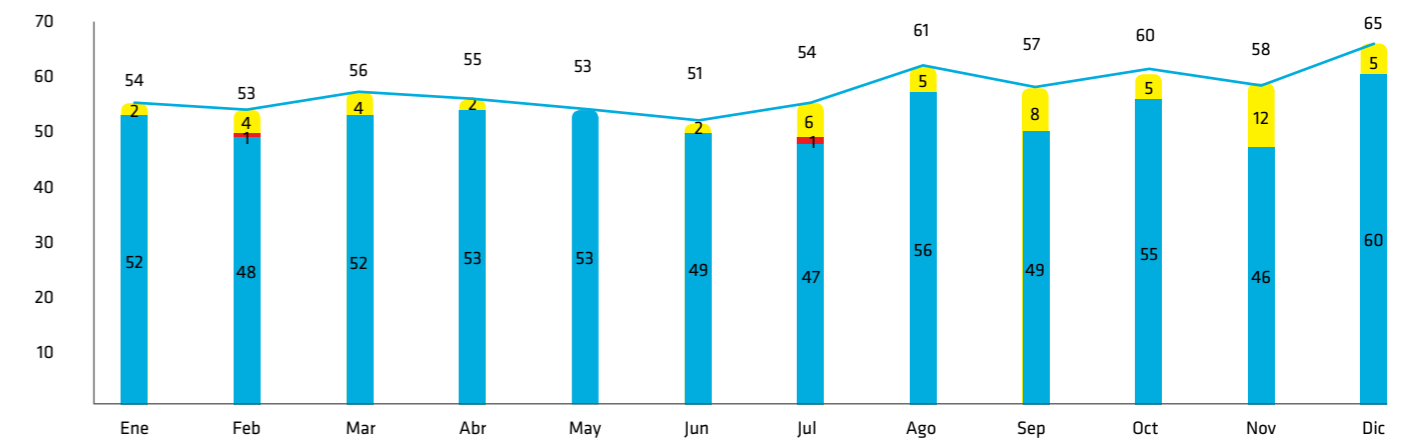
Fuente: Calidad y Fiscalización

En el año 2012 se efectuaron 2.017 mediciones de la calidad de tensión: 1.340 en baja tensión y 677 en media tensión. El 81,51% resultó de buena calidad.

logró disminuir los intervalos de mala calidad en el 27,17%. Igualmente, se atendieron 329 reclamos por mala calidad que originaron modificaciones en la topología de la red y reparaciones menores en la acometida del cliente. El 98,2% de los reclamos se resolvieron satisfactoriamente.

Además, se realizaron 118 remedaciones para el levantamiento de la mala calidad, de las cuales el 72,83% fueron de buena calidad y se

EN MEDIA TENSIÓN:



Tensión MT 2012	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Med. programadas	54	53	56	55	53	51	54	61	57	60	58	65	677
Buena calidad	52	48	52	53	53	49	47	56	49	55	46	60	620
Mala calidad		1					1						2
Fallidas	2	4	4	2		2	6	5	8	5	12	5	55
No medidas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Med. ejecutadas	54	53	56	55	53	51	54	61	57	60	58	65	677
% Mala calidad	-	2	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	0

Fuente: Calidad y Fiscalización

B) SUMINISTRO E INTERRUPCIONES

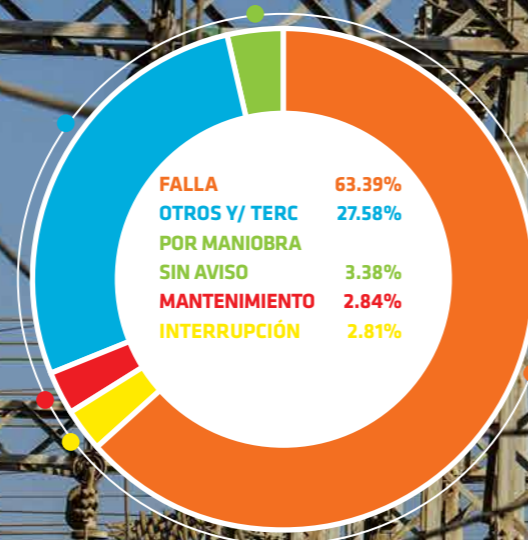
La continuidad del suministro es un factor clave en la calidad del servicio pues las interrupciones afectan las labores comerciales, industriales, domésticas y otras actividades de los consumidores. La medición del promedio de interrupciones al año por cliente se realiza mediante dos indicadores aceptados internacionalmente: SAIDI (duración) y SAIFI (frecuencia). Los resultados se presentan a continuación:

El promedio del SAIFI fue de 18,40 veces en el 2012, el promedio del primer semestre fue de 8,38 veces y el del segundo semestre fue de 10,02 veces. Comparado con el promedio de 2011 (15,19 veces), el aumento fue de 21,13%.

SAIFI

Motivo	SAIFI	%
Falla	11.66	63.39%
Interrupción por Expansión	0.52	2.81%
Mantenimiento preventivo	0.52	2.84%
Otros y/o terceros	5.08	27.58%
Por maniobra sin aviso	0.62	3.38%
Total general	18.4	100.00%

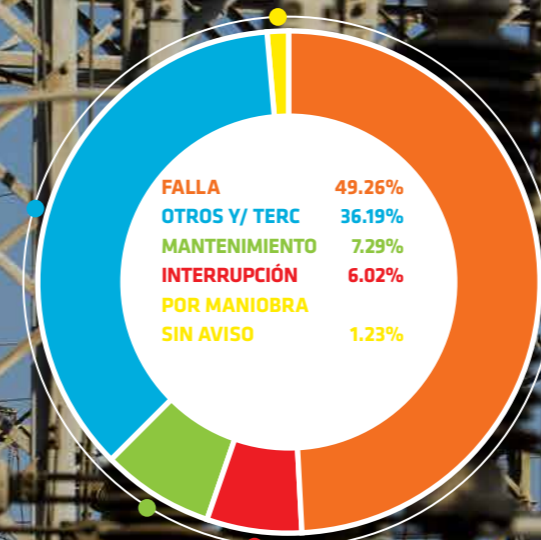
Fuente: Gerencia Técnica



SAIDI

Motivo	SAIDI	%
Falla	23.67	49.26%
Interrupción por Expansión	2.89	6.02%
Mantenimiento preventivo	3.5	7.29%
Otros y/o terceros	17.38	36.19%
Por maniobra sin aviso	0.59	1.23%
Total general	48.04	100.00%

Fuente: Gerencia Técnica

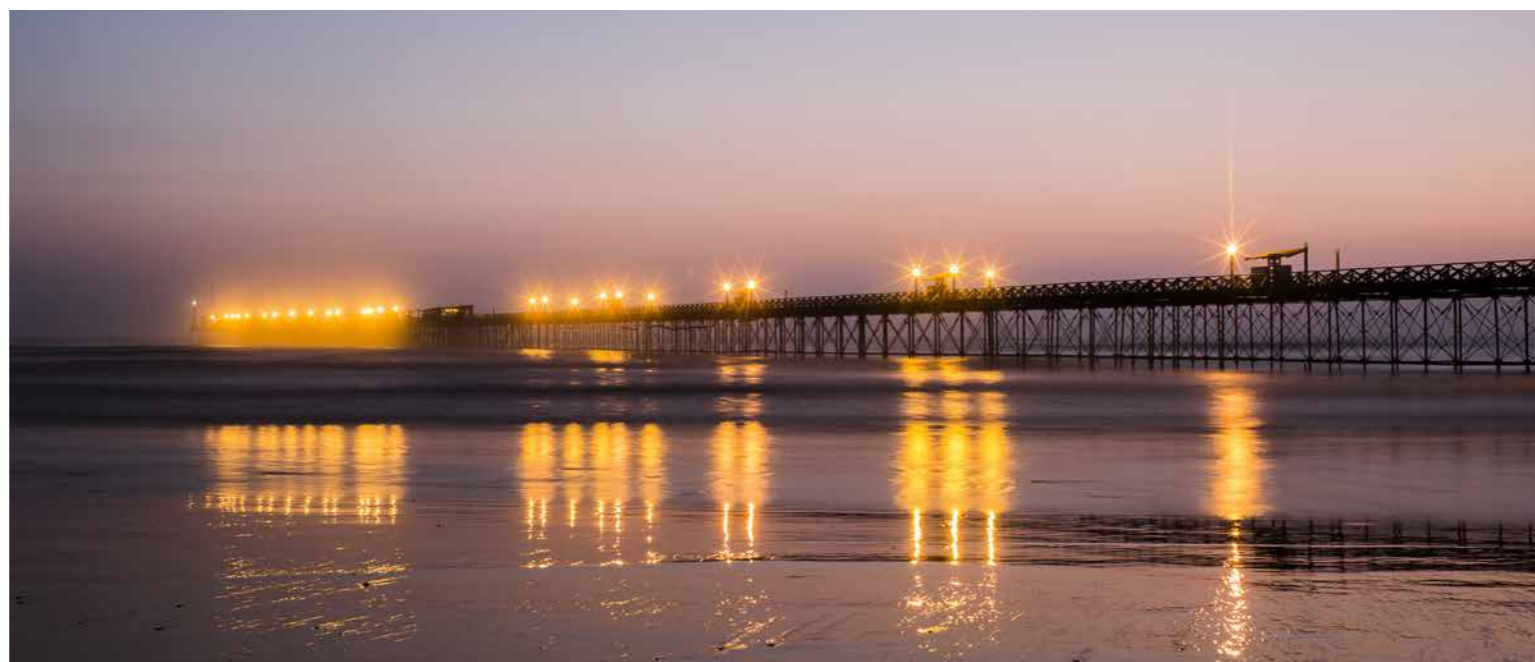


En 2012, el promedio del SAIDI fue de 48,04 horas de interrupción por cliente, 21,04 horas en el primer semestre y 27,00 en el segundo semestre. Los principales motivos fueron fallas (49,26%), mantenimiento y remodelaciones (13,31%), otros y terceros (36,19%), El SAIDI aumentó en 14,92% respecto al año anterior (41,80 horas promedio).

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 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.

Durante el año 2012 se mejoró la iluminación en importantes vías públicas de las diferentes localidades de la concesión. Asimismo, se instaló alumbrado público en zonas rurales de los departamentos de Lambayeque, Amazonas y Cajamarca. También se cumplió con los estándares de iluminación establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), obteniendo niveles de tolerancia por debajo del establecido en el Procedimiento N° 078-2006-OS/CD. A partir del año 2012 se comenzó a evaluar la operatividad del servicio en dos sectores: urbano y urbano rural. Los resultados fueron los siguientes:



Durante el año se atendieron 8.012 denuncias sobre alumbrado público, 84% en la Unidad de Negocio Chiclayo, 13% en la Unidad de Negocio Sucursales y el resto en las demás unidades. 57% de las denuncias fue por lámpara apagada, 32% por hurto de equipos de control automático en los tableros de subestaciones de distribución en todas las UAP.

También se remodelaron instalaciones de alumbrado público y se ejecutó el mantenimiento preventivo por zonas. Dicho mantenimiento logró resultados que están por debajo de los indicadores máximos que exige el procedimiento. Solo en la Unidad de Negocios Chiclayo se efectuó 5.213 cambios de lámparas y limpieza en 112 subestaciones de distribución.

Además, se realizaron mediciones de calidad de alumbrado en 23,35 km de vías. El resultado fue de buena calidad de alumbrado público en el 99,3% de esas vías.

CALIDAD DE ALUMBRADO PÚBLICO SEGÚN NTCSE (URBANA)

Operatividad de AP 078-2007-OS/CD				
Semestre	UAP	UAP Def	% Def	Tolerancia
I Semestre	2,800	36	1.29%	1.70%
II Semestre	2,584	20	0.77%	1.70%

Fuente: Calidad y Fiscalización

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

Operatividad de AP 078-2007-OS/CD				
Semestre	UAP	UAP Def	% Def	Tolerancia
I Semestre	1,248	4	0.32%	2.0%
II Semestre	1,055	2	0.19%	2.0%

Fuente: Calidad y Fiscalización

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

A) GENERACIÓN

Durante el año 2012 la producción de las centrales de generación de la empresa fue de 13,97 GWh, de los cuales 13,39 GWh correspondieron a producción hidráulica y 0,58 GWh a producción térmica.

Respecto a la producción hidráulica, 58% correspondió a centrales conectadas al SEIN, lo que reduce la compra de energía, y 42% a sistemas aislados.

En cuanto a la producción térmica, 50% se destinó a cubrir la demanda en sistemas aislados y 50%, para evitar el racionamiento de electricidad. Las compensaciones generan resultados beneficiosos para la empresa porque reducen los costos por compra de energía al Sistema Interconectado y permiten destinar recursos para lograr los objetivos empresariales.

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.

Durante el año 2012 destacaron las siguientes acciones:

En enero comenzó a operar la línea 60 kV subestación Chiclayo Oeste-Subestación Lambayeque Sur con una capacidad de 25/16/20 MVA, 60/22.9/10 kV.

Se continuó la ejecución de la línea 60 kV Illimo-La Viña y la ampliación de las subestaciones Illimo y la Viña.

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 las pruebas eléctricas a los transformadores de potencia.

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE TRANSMISIÓN EN 2012



El mantenimiento ejecutado en el año 2012 se desplegó de la siguiente manera: 107 actividades de mantenimiento predictivo, 278 actividades de mantenimiento preventivo y 24 actividades de mantenimiento correctivo en las subestaciones y líneas de transmisión.

Los mantenimientos mayores fueron el mantenimiento integral al transformador de potencia TP-6004 de la subestación Chiclayo Norte de 14 -17.5 MVA, 60/10 kV, que incluyó la inspección visual del conmutador.

El conmutador de marca MR, tipo VIII, 200 y el transformador





de potencia de la subestación Pomalca se encuentran operando dentro de los estándares recomendados por el fabricante.

El crecimiento de las instalaciones de transmisión está relacionado con el crecimiento del Producto Bruto Interno Regional y Nacional. Esa evolución contribuye al desarrollo de la infraestructura y la economía del país.

C) DISTRIBUCIÓN

Se priorizó el mantenimiento preventivo y correctivo de las líneas de media tensión de la Unidad de Negocio Chiclayo y Sucursales, mediante cuadrillas de líneas energizadas que disminuyeron las interrupciones por mantenimiento. El hurto del conductor en el alimentador C-246 generó una situación crítica.

Cabe destacar que el mantenimiento predictivo realizado con termografía permitió evaluar posibles escenarios, prever fallas y establecer acciones de respuesta. Dicho mantenimiento contó con la intervención de cuadrillas de línea energizada.

La cuadrilla de hidrolavado tuvo a su cargo el programa de mantenimiento de partes aislantes por lavado en caliente (aisladores, seccionamiento cut out, terminaciones en media tensión, bushings de transformadores y transformix).

MANTENIMIENTO PREVENTIVO M.T. - LAVADO EN CALIENTE: POR ESTRUCTURAS 2012

Estructuras	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
Cantidad	913	606	1,211	1,097	1,388	1,011	1,449	1,859	1,381	1,122	2,049	1,107	15,193

MANTENIMIENTO PREVENTIVO M.T. - LAVADO EN CALIENTE: POR PARTES 2012

Partes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Total
Cantidad	3,230	3,315	7,572	6,402	8,301	7,444	8,392	10,592	8,667	6,275	12,376	6,963	89,529

SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

A) SEGURIDAD

La seguridad es fundamental en las actividades de Electronorte S.A. Por eso, en el año 2012 se continuó desarrollando el Programa Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST), que incluyó reuniones de comités, análisis de seguridad, inspecciones, así como capacitaciones sobre prevención de riesgos, protección del medio ambiente y salud ocupacional.

INDICADORES DE GESTIÓN EN SEGURIDAD - AÑO 2012

Descripción	Indicador Anual	Unid.
Número de accidentes con días perdidos	1	Unidades
Índice de Frecuencia (IF)	6.624	Accidentes con días perdidos*
Índice de Severidad (IS)	92.732	Días perdidos*
Índice de Accidentabilidad (IA)	0.614	%

Durante noviembre de 2012 el personal de la empresa se sometió a exámenes médicos ocupacionales.

En 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 incendios. Esa capacitación contó con el apoyo de personal de la empresa Fire Stop en la instrucción sobre el uso y manejo de extintores.

En mayo, junio, octubre y diciembre se realizó el XI Foro regional de seguridad en las localidades de Chota, Tuman, Mochumi, Jaén Chiclayo y Chachapoyas.

La empresa también impartió capacitaciones externas. Los docentes y niños del Inabif Chiclayo fueron instruidos en prevención de riesgos eléctricos; los estudiantes de Construcción Civil del Colegio 4 de Junio de la ciudad de Jaén recibieron la charla Prevención de accidentes eléctricos; los estudiantes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo tuvieron la capacitación Seguridad industrial y prevención de riesgos eléctricos; y maestros de obras, albañiles, pintores, gasfiteros y otros trabajadores de la construcción de Sodimac recibieron una capacitación sobre protección eléctrica.

Otras actividades organizadas por la empresa fueron la Convención de profesionales electricistas y la Feria tecnológica de seguridad y medio ambiente. También se premió a los colaboradores más destacados por su actitud proactiva en la seguridad durante 2012.

B) MEDIO AMBIENTE

Durante el año 2012 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 recibió charlas sobre el manejo y almacenamiento de residuos sólidos.

También se brindaron capacitaciones sobre protección del medio ambiente a las empresas Herzab y C&M Engineering, ambas del rubro electricidad.

Otras iniciativas destacadas durante 2012 fueron:

- ▶ La instalación de biodigestores en las centrales hidroeléctricas de Buenos Aires y Pucará.
- ▶ El inicio de la construcción del almacén de residuos sólidos y materiales peligrosos en la localidad de Mórrope.
- ▶ El cumplimiento del 100% de los análisis y monitoreos ambientales programados en las diferentes instalaciones de la concesión.



EVOLUCIÓN DE LA TARIFA

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 Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del Osinergmin, ente regulador del sector eléctrico. 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

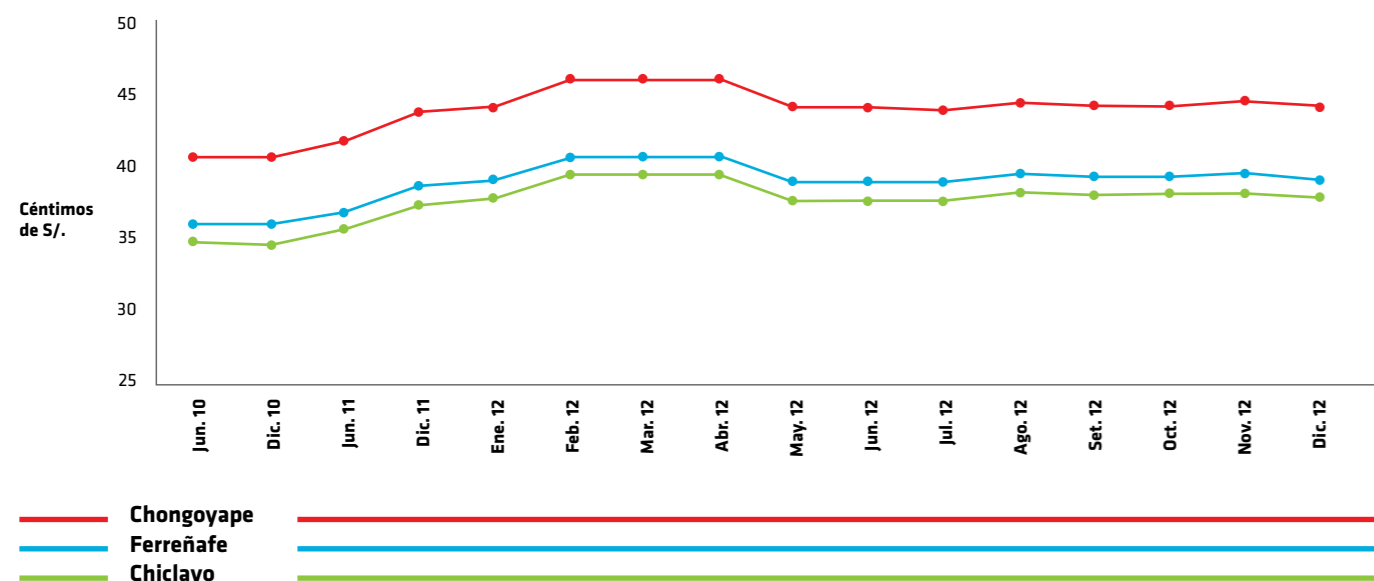
determinación tarifaria también se incluye el costo de reposición de los activos utilizados para prestar el servicio.

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

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA - SECTOR BT5B (CTMS.S./KWH)

Sistema eléctrico	Jun. 10	Dic. 10	Jun. 11	Dic. 11	Ene. 12	Feb. 12	Mar. 12	Abr. 12	May. 12	Jun. 12	Jul. 12	Ago. 12	Set. 12	Oct. 12	Nov. 12	Dic. 12
Chiclayo	34.83	34.71	35.69	37.29	37.72	39.41	39.39	39.39	37.70	37.70	37.64	38.23	38.06	38.05	38.24	37.87
Ferreñafe	36.02	35.87	36.83	38.51	38.96	40.75	40.72	40.72	38.94	38.94	38.87	39.48	39.30	39.29	39.50	39.11
Chongoyape	40.64	40.46	41.72	43.53	43.99	45.95	45.92	45.92	43.89	43.89	43.81	44.40	44.18	44.17	44.38	43.98

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA DE VENTA - SECTOR BT5B SISTEMAS ELÉCTRICOS



Fuente: Gerencia Comercial

La composición de la tarifa de cada actividad en el mes de diciembre de 2012-2011 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
Diciembre/2012	cS./ kWh	20.02	3.30	1.42	2.75	10.39	37.87
	%	52.9%	8.7%	3.7%	7.3%	27.4%	100.0%
Diciembre/2011	cS./ kWh	19.35	3.20	1.68	2.74	10.33	37.29
	%	51.9%	8.6%	4.5%	7.4%	27.7%	100.0%

Fuente: Gerencia Comercial

El crecimiento observado a inicios de 2012 se debe a la variación de precios a nivel generación y al incremento del peaje principal de transmisión. Dichas modificaciones produjeron un aumento del precio para el cliente final, que se mantuvo en los últimos meses (julio-diciembre de 2012).



MECANISMOS DE COMPENSACIÓN

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 clientes 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. En el año 2012 percibió S/. 5,12 millones de las empresas distribuidoras Luz del Sur y Edelnor. El detalle es el siguiente:

DEPÓSITOS - FOSE LEY (MILES DE S/.)

Año 2012	Luz del Sur	Edelnor	Total
Enero	207	135	341
Febrero	246	171	417
Marzo	247	172	419
Abril	248	173	421
Mayo	300	193	493
Junio	305	195	500
Julio	310	197	508
Agosto	229	170	398
Septiembre	234	172	405
Octubre	239	174	413
Noviembre	239	152	392
Diciembre	248	159	407
Total	3,052	2,063	5,116

Fuente: Gerencia Comercial



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 29° se establece el precio a nivel de generación aplicable a los clientes finales de electricidad, los cuales están sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

El precio a nivel de generación es calculado 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 de 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, el cual 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, con Resolución Osinergmin N° 180-2007-OS/CD y sus modificatorias.

El saldo de ingresos recibidos y aportes realizados en el año 2012 resultó desfavorable en S/. 9,07 millones para Electronorte S.A. El detalle mensual es el siguiente:

MCSI (SISTEMAS INTERCONECTADOS) - MILES S/.

Año 2012	Electronorte S.A.		
	Receptora	Aportante	Saldo
Enero	-	812	(812)
Febrero	-	982	(982)
Marzo	-	994	(994)
Abril	-	1,298	(1,298)
Mayo	-	156	(156)
Junio	-	158	(158)
Julio	-	1,795	(1,795)
Agosto	-	552	(552)
Septiembre	-	557	(557)
Octubre	-	585	(585)
Noviembre	-	588	(588)
Diciembre	-	593	(593)
Total (miles S/.)	-	9,070	(9,070)

Fuente: Gerencia Comercial

3. MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS (MCSA)

El artículo 30 de la Ley N° 28832 creó el Mecanismo de compensación para sistemas aislados, cuyo objetivo es favorecer el acceso y utilización de energía eléctrica a los usuarios regulados atendidos a través de dichos sistemas.

Su finalidad es 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 2012, el saldo neto de ingresos recibidos y aportes realizados por este mecanismo resultó favorable en S/. 0,43 millones, (aportes: S/. 2,17 millones, ingresos: S/. 2,61 millones). El detalle es el siguiente:

MCSA (SISTEMAS AISLADOS) - MILES S/.

Año 2012	Electronorte S.A.		
	Receptora	Aportante	Saldo
Enero	183	162	21
Febrero	149	155	(6)
Marzo	179	160	20
Abril	177	174	3
Mayo	233	198	35
Junio	232	164	68
Julio	236	186	50
Agosto	238	198	41
Septiembre	239	188	51
Octubre	246	198	48
Noviembre	244	209	35
Diciembre	251	181	70
Total (miles S/.)	2,607	2,173	434

Fuente: Gerencia Comercial

SERVICIO COMERCIAL

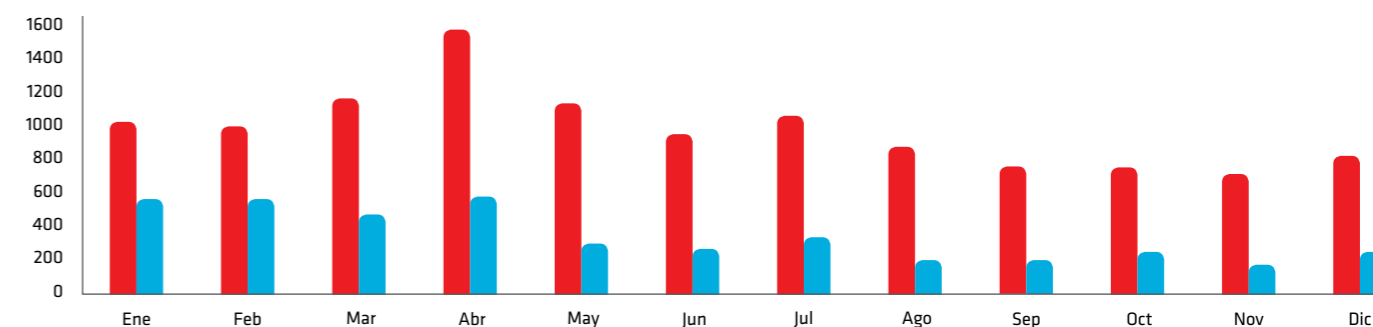
Durante el año 2012, Electronorte S.A. continuó mejorando la atención a sus clientes. Algunas de las disposiciones que se tomaron fueron la optimización de los tiempos en la atención de reclamos y el lanzamiento del proyecto piloto Trato Directo Telefónico de Reclamos, el cual entró en funcionamiento desde el 5 de noviembre de 2012.

También se logró una mejora sustancial en el cumplimiento de los indicadores CER, NIU, AGA que Osinergmin supervisa mensualmente, eso redujo la cantidad de multas recibidas e impulsó a que la meta para el año 2013 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 11.145, que equivalen a un promedio mensual de 929 reclamos y representa un índice de 25,63 reclamos por cada 10 mil clientes. El número de reclamos registró un pico en marzo, abril y mayo debido a problemas técnicos comerciales que fueron superados.

RECLAMOS TOTALES Y FUNDADOS 2012



Reclamos
Reclamos Fundados

Mes	Reclamos	Reclamos Fundados	Número de Clientes	Índice de Reclamos x cada 10 000 clientes	Índice de reclamos Fundados x cada 10 000 clientes
Enero	968	489	352,986	27.42	13.85
Febrero	939	492	356,178	26.36	13.81
Marzo	1,115	407	358,979	31.06	11.34
Abril	1,516	507	359,965	42.12	14.08
Mayo	1,061	226	360,496	29.43	6.27
Junio	902	197	361,666	24.94	5.45
Julio	1,007	265	363,602	27.70	7.29
Agosto	820	134	365,535	22.43	3.67
Setiembre	705	127	367,814	19.17	3.45
Octubre	689	178	368,460	18.70	4.83
Noviembre	656	98	370,652	17.70	2.64
Diciembre	767	185	373,624	20.53	4.95
Total	11,145	3,305	373,624		
Promedio	929	275		25.63	7.64

Fuente: Gerencia Comercial

CLIENTES

Como empresa de servicio público la filosofía de Electronorte S.A. es lograr y mantener 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.

Al concluir el año 2012 Electronorte S.A. cuenta con 373.624 clientes atendidos, 6,4% más respecto al 2011, año en el que se alcanzaron los 351.242 clientes.

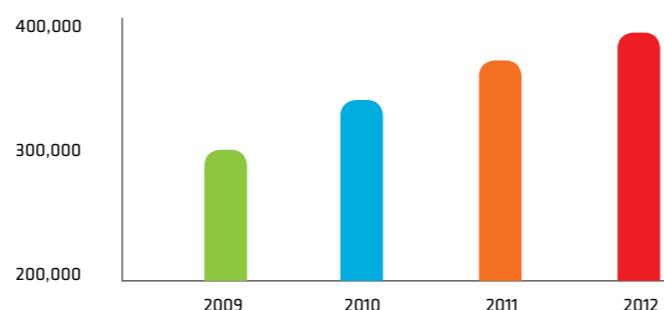
Los clientes libres son aquellos que demandan una potencia superior a 2.500 kW y cuyas condiciones de precio para la energía contratada se negocian directamente entre cliente y proveedor.

Los clientes regulados son aquellos cuya demanda de potencia es menor a 2.500 kW. El precio que pagan por la energía y las condiciones del servicio 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 2012 se presentó en el nivel de baja tensión (residencial) con 20.729 nuevos clientes. En dicho sector se encuentra el 92,6% de los clientes. La evolución de clientes por sectores de consumo en los últimos años es la siguiente:

EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES



EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES

Concepto	2008	2009	2010	2011	2012	Crecimiento 2012/2011
Mercado regulado	259,716	278,773	319,876	351,236	373,619	22,383
- Baja tensión	258,915	277,869	318,918	350,186	372,002	21,816
* Residencial	238,225	256,352	297,147	326,662	347,391	20,729
* No residencial	20,690	21,517	21,771	23,524	24,611	1,087
- Media tensión	801	904	958	1,050	1,617	567
- Alta tensión						0
Mercado libre	18	16	14	6	5	-1
- Media tensión	18	16	14	6	5	-1
- Alta tensión						0
Total	259,734	278,789	319,890	351,242	373,624	22,382
						6.37%

Fuente: Gerencia Comercial



EVOLUCIÓN DE CLIENTES POR UNIDADES DE NEGOCIO

El porcentaje de clientes atendidos por las Unidades de Negocio respecto al año 2011 es el siguiente:

	% de crecimiento (2012/2011)
Chiclayo	3,8%
Jaén	10,2%
Chachapoyas	7,5%
Cajamarca Centro	11,1%
Sucursales	5,7%
Total empresa	6,4%

Unidad de Negocio	2008	2009	2010	2011	2012	Crecimiento 2012/2011
Chiclayo	118,842	123,144	131,014	136,221	141,354	5,133
Jaén	38,938	42,554	49,786	54,634	60,198	5,564
Chachapoyas	16,744	17,356	18,341	21,441	23,040	1,599
Cajamarca centro	15,306	16,639	34,030	40,605	45,103	4,498
Sucursales	69,904	79,096	86,719	98,341	103,929	5,588
Total	259,734	278,789	319,890	351,242	373,624	22,382

Fuente: Gerencia Comercial

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN

El coeficiente de electrificación es la medida que indica el porcentaje de habitantes que tienen acceso regular a la energía eléctrica dentro del área de concesión.

Al concluir el año 2012, las poblaciones atendidas por Electronorte S.A. alcanzaron un coeficiente promedio de 81,71%, es decir, 3,62 puntos porcentuales más que el obtenido el año anterior (78,09%). Dicho incremento se debe a la ejecución de obras de electrificación rural.

Uno de los mayores retos de Electronorte S.A. sigue siendo llevar energía eléctrica al mayor número de peruanos dentro de su área

de concesión (en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales y Municipios).

Algunos de los factores que contribuyeron a elevar el coeficiente de electrificación fueron la captación de clientes por proyectos ejecutados en coordinación con el MEM, así como los proyectos de electrificación y ampliación de redes ejecutados por la empresa. También colaboraron con el aumento de dicho indicador la aplicación de las políticas de facilidades de pago para los nuevos clientes y la respuesta al programa de independización eléctrica de predios en el último trimestre del año.

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN 2009-2012

Unidades de Negocio	2009	2010	2011	2012
Chiclayo	90,81%	97,00%	98,94%	100,00%
Jaén	37,55%	44,39%	48,10%	52,37%
Chachapoyas	84,48%	89,66%	94,99%	100,00%
Cajamarca	24,51%	53,18%	63,98%	69,85%
Sucursales	66,93%	73,50%	83,61%	86,74%
Promedio	61,40%	71,02%	78,09%	81,71%

Fuente: Gerencia Comercial

VENTA DE ENERGÍA

POR MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN

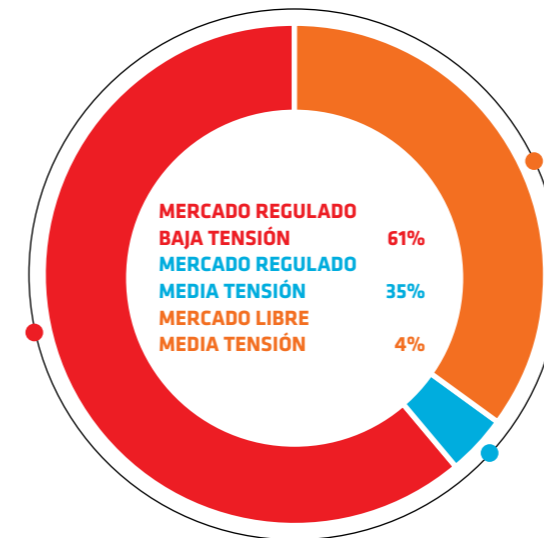
La energía vendida por la empresa en el año 2012 fue de 723,86 GWh, de los cuales 696,91 GWh (96,3%) se vendieron en el mercado regulado y 26,95 GWh (3,7%), en el mercado libre. La venta resultó 8,6% mayor a la del año 2011 (666,3 GWh) y se explica por el incremento del consumo de los clientes en media tensión (13,1%) y baja tensión (6,7%).

VENTA DE ENERGÍA POR MERCADOS (EN MWH)

Mercado / Segmento	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variación 2012/2011
Mercado libre	28,542	30,677	31,026	25,659	26,784	26,949	0.6%
Mercado regulado	418,890	473,569	509,649	559,960	639,533	696,906	9.0%
- Alta tensión	0	0	0	0	0	0	0.0%
- Media tensión	123,830	150,151	167,364	189,155	225,286	254,698	13.1%
- Baja tensión	295,060	323,418	342,285	370,805	414,247	442,208	6.7%
* Domiciliario	196,679	219,057	231,370	247,914	273,694	287,657	5.1%
* No domiciliario	74,170	80,152	85,440	96,544	110,604	123,548	11.7%
* Alumbrado público	24,211	24,209	25,475	26,346	29,949	31,003	3.5%
Total	447,432	504,246	540,675	585,619	666,317	723,855	8.6%

Fuente: Gerencia Comercial

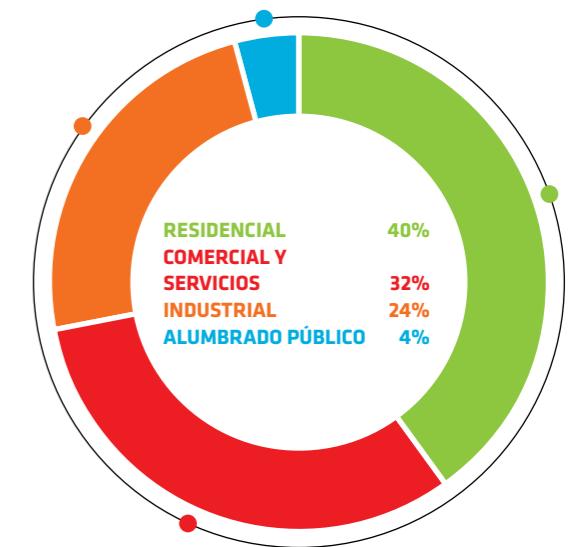
**VENTA DE ENERGÍA - AÑO 2012 - EN MWH
POR TIPO DE MERCADO Y NIVEL DE TENSIÓN**



Fuente: Gerencia Comercial

POR SECTORES ECONÓMICOS

**VENTA DE ENERGÍA 2012 EN MWH
POR SECTORES ECONÓMICOS**



PRODUCCIÓN Y COMPRA DE ENERGÍA

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 2012 fue de 13,8 GWh, cifra 33,4% menor que la del año 2011 (20,7 GWh). Esa reducción se debió, principalmente, a problemas geológicos en las centrales hidroeléctricas de Chiriconga y Guineamayo. Del volumen total de energía, 97,8% se obtuvo por generación hidráulica y 2,2% por generación térmica. El detalle de la producción fue el siguiente:

PRODUCCIÓN PROPIA DE ENERGÍA (MWH) - AÑO 2012/2011

Central eléctrica	Tipo	2010 (MWh)	2011 (MWh)	2012 (MWh)	Var % (2012/2011)
Pucará	Térmica	90	142	180	26.8%
Pucará	Hidráulica	1,166	1,393	1,575	13.1%
Pomahuaca	Hidráulica	226	226	232	2.8%
Tabaconas	Térmica	-	-	33	100.0%
Chota	Térmica	197	87	95	9.3%
Bambamarca	Térmica	254	38	-	-
Cuervo	Térmica	524	102	2	-98.3%
Guineamayo	Hidráulica	4,307	3,461	2,820	-18.5%
Chiriconga	Hidráulica	8,382	9,210	2,640	-71.3%
Niepos	Hidráulica	3,755	3,824	3,909	2.2%
Querocoto	Hidráulica	1,420	2,180	2,317	6.3%
Motupe Móvil	Térmica	-	73	-	-
Total empresa		20,321	20,735	13,804	-33.4%

Fuente: Gerencia Comercial



COMPRA DE ENERGÍA

Durante el año 2012, Electronorte S.A. compró 795,85 GWh a empresas generadoras, es decir, 9,91% (71,7 GWh) más que en el año 2011 (724,1 GWh). Dicho incremento fue consecuencia, principalmente, del mayor consumo en el sector regulado.

ENERGÍA ADQUIRIDA A GENERADORAS

Generador	2008	2009	2010	2011	2012	% Variac.
Electroperú	361,389	394,667	417,047	467,242	706,010	51.10%
Duke Energy	16,061	17,542	18,534	-	-	-
Enersur	28,911	31,573	33,363	-	-	-
Edegel	49,792	54,375	57,460	-	-	-
Termoselva	6,696	7,314	7,730	-	-	-
Eepsa	5,462	5,963	6,301	-	-	-
Kallpa	-	64	21,006	174,369	-	-
COES	-	-	3,708	3,067	5,560	81.28%
Electrooriente	63,407	67,821	68,234	79,126	84,283	6.52%
Gob. Regional Amazonas	633	296	344	324	-	-
Total (MWh)	532,351	579,615	633,729	724,128	795,853	9.91%

Fuente: Gerencia Comercial

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS MEDIOS

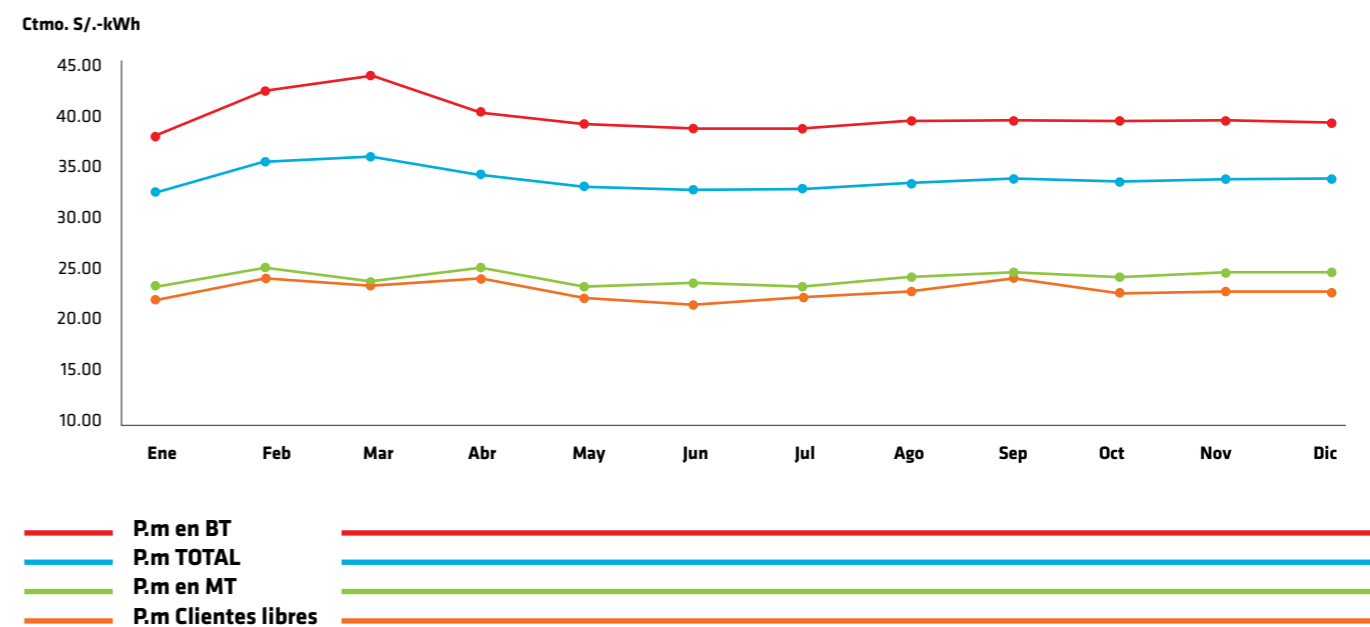
El precio medio de venta fue de 33,39 céntimos de Sol por kWh, lo que significa que se incrementó en 1,12 céntimos de Sol respecto al precio medio del año 2011 (32,27 céntimos de Sol por kWh), debido al aumento de los precios de generación y del peaje principal de transmisión.

PRECIO MEDIO DE VENTA POR SECTORES

Venta	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	2012
Venta MT (MWh) - 2012	21,160	19,790	21,807	20,220	20,796	20,780	21,527	22,357	21,284	22,242	21,514	21,222	254,698
Venta MT (MilesS/.) - 2012	4,847	4,902	5,112	4,904	4,815	4,841	5,002	5,331	5,129	5,325	5,230	5,144	60,582
Precio medio MT (ctmo.S/.-kWh)	22.91	24.77	23.44	24.25	23.15	23.30	23.24	23.84	24.10	23.94	24.31	24.24	23.79
Venta BT (MWh) - 2012	36,074	34,283	37,391	36,217	37,852	36,142	37,120	36,922	36,308	37,571	37,180	39,146	442,208
Venta BT (MilesS/.) - 2012	13,755	14,331	16,207	14,451	14,731	13,846	14,309	14,528	14,268	14,739	14,683	15,248	175,096
Precio medio BT (ctmo.S/.-kWh)	38.13	41.80	43.34	39.90	38.92	38.31	38.55	39.35	39.30	39.23	39.49	38.95	39.60
Venta CLibres (MWh) - 2012	2,264	2,021	2,181	2,030	2,268	2,200	2,261	2,354	2,247	2,463	2,313	2,347	26,949
Venta CLibres (MilesS/.) - 2012	486	474	502	474	495	467	493	525	532	548	523	521	6,040
Precio medio libres (ctmo.S/.-kWh)	21.48	23.45	23.04	23.36	21.81	21.22	21.80	22.29	23.66	22.25	22.61	22.21	22.41
Venta Total (MWh) - 2012	59,498	56,094	61,379	58,468	60,917	59,122	60,908	61,633	59,838	62,276	61,007	62,715	723,855
Venta Total (MilesS/.) - 2012	19,088	19,707	21,821	19,829	20,041	19,154	19,804	20,384	19,929	20,612	20,436	20,913	241,717
Precio medio (ctmo.S/.-kWh)	32.08	35.13	35.55	33.91	32.90	32.40	32.51	33.07	33.30	33.10	33.50	33.35	33.39

Fuente: Gerencia Comercial

PRECIO MEDIO DE VENTA 2012



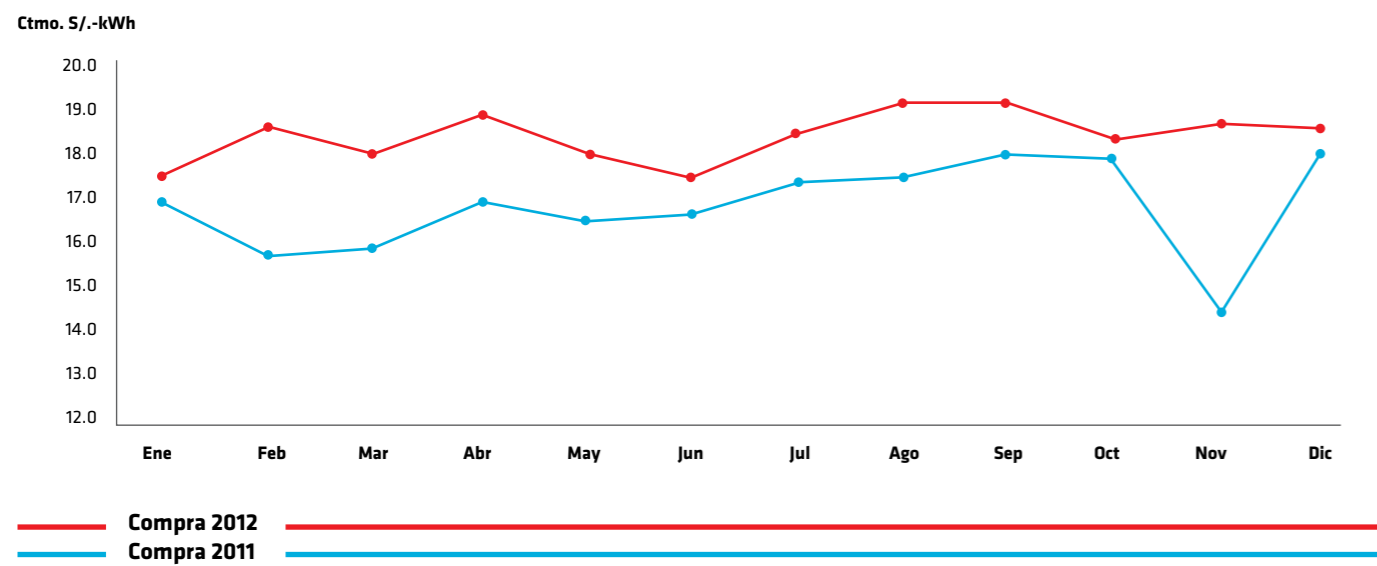
Fuente: Gerencia Comercial

El precio medio de compra mostró un incremento de 9,01% con respecto al año 2011, su valor final fue de 18,38 céntimos de Sol por kWh, mientras que el precio medio registrado en el 2011 fue de 16,86 céntimos de Sol por kWh. La evolución mensual fue la siguiente:

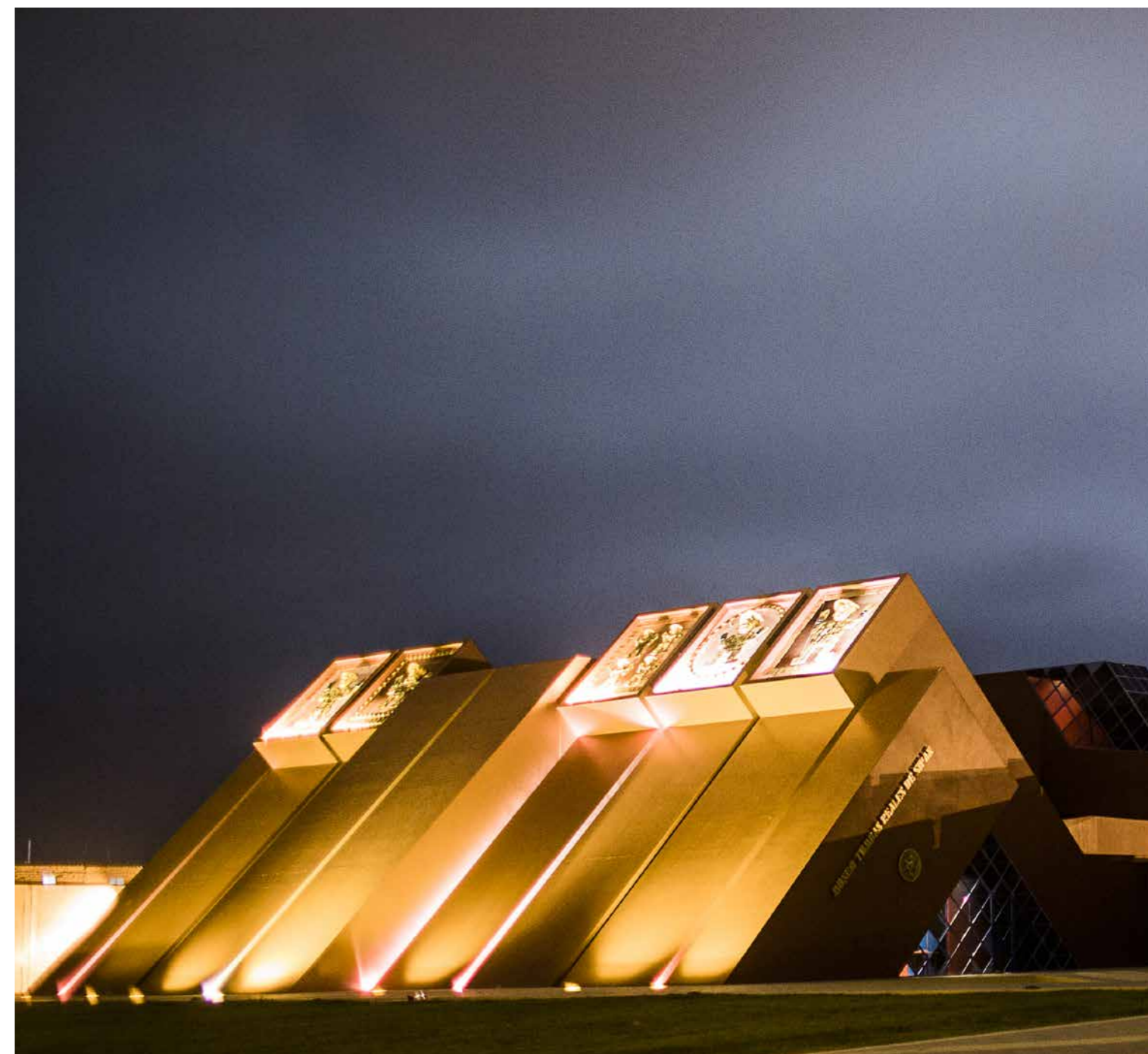
ÍNDICES POR UNIDADES DE NEGOCIO

Compra 2012 / 2011	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
Compra (MWh) - 2011	57,827	54,850	60,752	57,318	60,583	59,308	60,785	62,047	60,136	63,096	63,030	64,396	724,127
Compra (Miles S/.) - 2011	9,764	8,661	9,704	9,753	10,002	9,915	10,566	10,856	10,808	11,252	9,145	11,642	122,067
Precio medio 2011 (ctmo.S/.-kWh)	16.88	15.79	15.97	17.01	16.51	16.72	17.38	17.50	17.97	17.83	14.51	18.08	16.86
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 2012 (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

PRECIO MEDIO DE COMPRA 2011 - 2012



Fuente: Gerencia Comercial



PROGRAMA FISE

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 que podrán usarlo como descuento al comprar un balón de gas.

En setiembre de 2012 se inició la identificación de las personas favorecidas y estableció que en la zona de concesión de la empresa se encuentra una importante cantidad de potenciales beneficiarios.

La primera etapa de implementación del FISE abarcó hasta el 31 de diciembre de 2012. En ese periodo se suscribieron 94 convenios con agentes autorizados de venta de gas licuado de petróleo (GLP) y se entregó vales del FISE a los clientes favorecidos.



GESTIÓN ADMINISTRATIVA



RECURSOS HUMANOS

Durante el año 2012 se fortaleció el proceso de desarrollo organizacional de la empresa al mantener con los colaboradores relaciones laborales orientadas a un alto rendimiento. El marco para esas relaciones estuvo conformado por las normas legales vigentes, el Reglamento interno de trabajo y el Reglamento de seguridad e higiene industrial. Las acciones efectuadas y disposiciones adoptadas tuvieron como finalidad contribuir con la mejora del clima laboral y la gestión empresarial.

En junio de 2012 se realizó una evaluación de desempeño del personal que sirvió, junto con la escala remunerativa vigente, para determinar la retribución salarial de los colaboradores.

A) FUERZA LABORAL

FUERZA LABORAL POR TIPO DE PLANILLA

Estuvo conformada por 390 trabajadores, 244 con labores permanentes en la concesión, 17 trabajadores contratados por intermediación y 129 trabajadores con contratos a modalidad, que incluyen a 85 trabajadores reincorporados (7 con proceso definitivo y 78 con proceso de medida cautelar).

Fuerza laboral	2009	2010	2011	2012
Estables	206	216	216	244
Contratos a modalidad	40	61	92	129(*)
Intermediación Laboral	29	43	49	17
Total	275	301	307	390

(*) Incluye 85 trabajadores incorporados por medida cautelar y 2 sin plaza CAP.

B) COMPOSICIÓN DE LA FUERZA LABORAL

La fuerza laboral de la empresa se distribuyó de la siguiente manera: 110 trabajadores (29%) se desempeñan en actividades de distribución de energía eléctrica, 139 (37%) realizan actividades comerciales, 102 (27%) están a cargo de las labores administrativas y 22 trabajadores (6%) laboran en las áreas de generación y transmisión eléctrica.

DISTRIBUCIÓN DE PERSONAL POR GRUPO OCUPACIONAL

Por actividad	2011	%	2012	%
Administración	90	29%	102	27%
Comercialización	99	32%	139	37%
Distribución	100	32%	110	29%
Generación	16	5%	19	5%
Transmisión	3	1%	3	1%
Total	308	100%	373	100%

C) CAPACITACIÓN

La política de formación y desarrollo del personal de la empresa busca elevar permanentemente la competitividad de los colaboradores. Durante el año 2012 el personal de Electronorte S.A. recibió un total de 12,777 horas de capacitación, distribuidas de la siguiente manera:

Funcionarios	2,300
Profesionales	4,457
Técnicos	3,220
Administrativos	2,800

El índice per cápita de capacitación fue de 48.75 horas / trabajador.



D) SERVICIO MÉDICO

Durante el año 2012 se desarrolló el programa de chequeo médico ocupacional para personal administrativo y operativo.

También se llevaron a cabo diagnósticos pormenorizados de la salud de cada colaborador, con énfasis en las enfermedades ocupacionales. Esa tarea estuvo a cargo de la Clínica Sinaí, institución que ganó la convocatoria pública en la que participaron las clínicas más reconocidas de la región.

La organización de campañas médicas preventivas fue otra muestra del compromiso de la empresa con la salud de su personal.

E) 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 los niños entre tres y quince años en la sede de Chiclayo y Unidades de Negocio Sucursales Lambayeque, Jaén, Chachapoyas y Cajamarca Centro.

F) RESPONSABILIDAD SOCIAL

Electronorte S.A. desarrolla actividades de responsabilidad social orientadas a contribuir con el desarrollo de la comunidad en general. En el año 2012, las iniciativas más destacadas fueron:



a. Gestión participativa

La gestión participativa de funcionarios y colaboradores a través de un comité reactivó el Club Ensa y mejoró su infraestructura.

b. 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.

c. Desarrollo personal y familiar

En este campo se desarrollaron iniciativas como: espectáculos infantiles en Navidad, vacaciones útiles, charlas sobre seguros, talleres de dinámica de grupo, celebraciones diversas y se otorgaron becas estudiantiles. Asimismo, se participó en la Olimpiada del grupo Distriluz.

d. Proyección social

Mediante convenios con instituciones locales se desarrollaron iniciativas sociales y culturales para favorecer el desarrollo de la comunidad.

Asimismo, se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- * VII 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 Chachapoyas, Chota y Bambamarca.

e. Participación ciudadana

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

f. Creatividad y mejora continua

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

G) TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN

a. Sistemas de información

- La empresa implementó el sistema comercial Optimus NGC, el cual brinda soporte a la gestión de procesos y actividades técnicas y comerciales. Sus funcionalidades son:
 - Centralización de servicios y recursos a nivel Distriluz, bajo un esquema de hosting de alta disponibilidad.
 - Gestionar información centralizada en las empresas de Distriluz.
 - Opera con tecnología vigente, lo que permite interactuar con los sistemas administrativos y georeferencial de forma transparente y prestar servicios de intercambio de información a organismos fiscalizadores y entidades financieras para operaciones de recaudación en línea.
 - Estandarizar procesos técnico comerciales y cumplir con las normas y procedimientos de los organismos supervisores.
- La empresa; se integró al Centro de Datos Corporativos de FONAFE. Como parte de este proceso se migró los principales servicios de infraestructura, comunicaciones y aplicaciones para optimizar recursos y servicios de tecnologías de información y comunicaciones.

b. Equipamiento

- Renovación de servidores. Las características y funcionalidades de dichos equipos son:
 - Permite proveer de mejores niveles de rendimiento a los servicios, almacenamiento, procesamiento de última generación y capacidades de alta disponibilidad.
 - Utilización de menor espacio físico y equipos de formato rack.

c. Comunicaciones

- Se adquirieron equipos de comunicación para los servicios de red del nuevo local institucional.
- Se culminó el proyecto integral de comunicaciones, el cual integra voz y datos, telefonía IP gestionada y telefonía fija.



Medina, Zaldívar, Pereda & Asociados
Sociedad Civil de R.L.

0003

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 2012, y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, 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.



0004

Dictamen de los auditores independientes (continuación)

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 2012, así como su desempeño financiero y flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Párrafo de Énfasis

Los estados financieros al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2011, antes de los ajustes descritos en la nota 4, fueron examinados por otros auditores independientes, cuyo dictamen de fecha 24 de febrero de 2012, no contuvo salvedades. Hemos auditado los ajustes que fueron realizados por la Gerencia para modificar los estados financieros del año 2011, según se detalla en la nota 4 y, en nuestra opinión, dichos ajustes son apropiados y han sido adecuadamente determinados. No fuimos contratados para auditar, revisar o para aplicar algún procedimiento de auditoría a los estados financieros del año 2011 de la Compañía distintos de aquellos a los que se refieren a los ajustes expuestos en la nota 4 y, en consecuencia, no expresamos ningún tipo de opinión de auditoría sobre los estados financieros del año 2011 tomados en conjunto.

Lima, Perú
10 de setiembre de 2013

Refrendado por:

Wilfredo Rubiños
C.P.C.C. Matrícula No. 9943

*Medina, Zaldívar, Pereda
& Asociados*

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y DE 2011 (EN NUEVOS SOLES)

	Nota	2012 S/.000	2011 S/.000
Activo			
Activo corriente			
Efectivo y equivalentes de efectivo	7	7,816	6,137
Cuentas por cobrar comerciales, neto	8	33,835	28,249
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	29(b)	468	274
Otras cuentas por cobrar, neto	9	3,126	1,649
Inventarios, neto	10	4,449	5,994
Otros activos no financieros		763	614
Total activo corriente		50,457	42,917
Activo no corriente			
Cuentas por cobrar comerciales, neto	8	70	82
Otros activos		-	211
Propiedades, planta y equipo, neto	11	374,617	330,966
Activos intangibles, neto	12	2,660	3,636
Total activo no corriente		377,347	334,895
Total activo		427,804	377,812

	Nota	2012 S/.000	2011 S/.000
Pasivo y patrimonio neto			
Pasivo corriente			
Otros pasivos financieros	16	44,352	11,077
Cuentas por pagar comerciales	13	18,181	14,741
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	28	23,267	23,212
Otras cuentas por pagar	14	9,698	9,277
Otras provisiones	15	4,212	5,422
Pasivo por beneficios a los empleados	17	3,867	3,105
Pasivo por impuesto a las ganancias		563	116
Total pasivo corriente		104,140	66,950
Pasivo no corriente			
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	29(b)	14,197	11,671
Pasivo por impuesto a las ganancias diferido, neto	19(b)	9,481	10,682
Pasivo por beneficios a los empleados	17	5,094	5,020
Ingresos diferidos	18	22,250	18,231
Total pasivo no corriente		51,022	45,604
Total pasivo		155,162	112,554
Patrimonio neto			
Capital emitido	20	230,754	230,754
Capital adicional		19,664	19,664
Resultados acumulados		20,382	14,840
Otras reservas de capital		1,842	-
Total patrimonio neto		272,642	265,258
Total pasivo y patrimonio neto		427,804	377,812

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y DE 2011

	Nota	2012 S/.000	2011 S/.000
Ingresos operativos			
Ingresos por actividades ordinarias	21	259,175	232,582
Costo del servicio de actividades ordinarias	22	(191,487)	(172,364)
Utilidad bruta		67,688	60,218
Gastos operativos			
Gastos de administración	23	(17,638)	(18,142)
Gastos de ventas	24	(30,984)	(19,989)
Otros ingresos	28	15,794	6,716
		(32,828)	(31,415)
Utilidad operativa		34,860	28,803
Ingresos financieros	26	1,047	952
Gastos financieros	27	(1,526)	(2,040)
Diferencia en cambio, neta		59	64
Utilidad antes del impuesto a las ganancias		34,440	27,779
Impuesto a las ganancias	19(a)	(10,479)	(9,297)
Utilidad neta		23,961	18,482
Otros resultados integrales		-	-
Total resultados integrales		23,961	18,482

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y DE 2011

	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 2011	279,439	28,609	-	(66,327)	241,721
Aporte de FONAFE	-	5,055	-	-	5,055
Emisión de acciones por capitalización	14,000	(14,000)	-	-	-
Reducción de capital	(62,685)	-	-	62,685	-
Utilidad neta	-	-	-	18,482	18,482
Saldos al 31 de diciembre de 2011	230,754	19,664	-	14,840	265,258
Distribución de dividendos	-	-	-	(16,577)	(16,577)
Transferencia a reserva legal	-	-	1,842	(1,842)	-
Utilidad neta	-	-	-	23,961	23,961
Saldos al 31 de diciembre de 2012	230,754	19,664	1,842	20,382	272,642

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012 Y DE 2011

	2012	2011
	S/.000	S/.000
Actividades de operación		
Cobranzas a clientes	285,448	257,188
Otros cobros relativos a la actividad	19,508	15,794
Intereses cobrados	1,013	1,083
Pagos a proveedores	(206,253)	(183,983)
Pagos de remuneraciones	(19,065)	(14,400)
Pago de impuesto a las ganancias	(10,033)	(15,656)
Pago de otros tributos	(17,967)	(15,209)
Intereses pagados	(1,580)	(2,125)
Otros pagos relativos a la actividad	(9,653)	(10,453)
Flujo de efectivo y equivalente de efectivo proveniente de las actividades de operación	41,418	32,239
Actividades de inversión		
Compra de propiedades, planta y equipo	(43,559)	(42,078)
Efectivo y equivalentes de efectivo utilizados en las actividades de inversión	(43,559)	(42,078)
Actividades de financiamiento		
Amortización de préstamos de entidades relacionadas	(6,902)	-
Obtención de pasivos financieros	58,949	21,700
Amortización de pasivos financieros	(31,651)	(23,958)
Aporte de Capital	-	5,055
Dividendos pagados	(16,576)	-
Efectivo y equivalentes de efectivo utilizados en las actividades de financiamiento	3,820	2,797
Aumento (disminución) neto de efectivo y equivalente de efectivo	1,679	(7,042)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio	6,137	13,179
Efectivo y equivalente de efectivo al final del ejercicio	7,816	6,137



SEDE PRINCIPAL

AV. CAMINO REAL N° 348

EDIFICIO TORRE EL PILAR - PISO 13

SAN ISIDRO LIMA 27 PERU.

CENTRAL TELEFÓNICA: (511) 211 - 5500