

ELECTRONORTE S.A.
MEMORIA ANUAL 2011

Febrero del 2012

INDICE

	Pág.
Presentación	03
1. Mensaje del Presidente del Directorio	04
2. Descripción de la Empresa	05
3. Área de Influencia y Concesión	09
4. Inversiones	10
5. Cifras Relevantes	12
6. Gestión Técnica	13
7. Gestión Comercial	24
8. Gestión Administrativa	35
9. Estados Financieros Auditados	39

PRESENTACIÓN

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 con los estándares de calidad establecidos en la normatividad vigente, a través de la mejora continua de los procesos y la competencia de nuestros trabajadores, garantizando la eficacia de nuestras operaciones.

Valores

- A. Calidad de servicio
- B. Reconocimiento del recurso humano
- C. Responsabilidad
- D. Seguridad
- E. Etica empresarial y personal
- F. Trabajo en equipo
- G. Competencia
- H. Conciencia social
- I. Orientación al logro
- J. Lealtad

1. MENSAJE DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

a) Denominación

La sociedad se denomina Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte, pudiendo utilizar también la abreviatura Electronorte S.A.

b) Dirección

Calle Lora y Cordero 350 – Chiclayo – **Teléfono:** (074) 481210.
Av. Camino Real 348 – Torre El Pilar Piso 13 – San Isidro – Lima –
Teléfono: 211-51000 Anexos 51121 – 51201 (Fax).

c) Datos relativos a la constitución de la Empresa y su inscripción en los Registros Públicos

Electronorte S.A. fue constituida bajo el marco de la Ley General de Electricidad N° 23406 y su Reglamento D.S. N° 031-82-EM/VM del 04.10.82, 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 electricidad de economía mixta, que pertenece al Grupo Distriluz y forma parte del Grupo Económico conformado por las empresas bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).

e) Capital Social

El capital social al cierre del ejercicio 2011 es de **S/. 230'753,562** (Doscientos treinta millones setecientos cincuenta y tres mil quinientos sesenta y dos nuevos soles), íntegramente suscrito y pagado. Mediante acuerdo de Junta General de Accionistas realizada el 01.04.2011 se acordó reducir el capital social de ELECTRONORTE S.A. de S/. 293'438,696 a S/. 230'753,562 para compensar pérdidas acumuladas.

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", todas ellas de un Valor Nominal de S/. 1.00 (Un Nuevo Sol) cada una conforme el siguiente detalle:

1. **92'301,425** (Noventa y dos millones trescientos un mil cuatrocientos veinticinco) acciones **Clase "A"**, de propiedad del FONAFE, que representan el 40% del capital social, y que fueron creadas con la finalidad de ser transferidas en el marco del Proceso de Promoción de la Inversión Privada.
2. **92'269,104** (Noventa y dos millones doscientos sesenta y nueve mil ciento cuatro) acciones **Clase "B"**, de propiedad del FONAFE, que representan el 39.9860% del capital social y fueron creadas en el marco del Proceso de Promoción de la Inversión Privada.
3. **11,979** (Once mil novecientos setenta y nueve) acciones **Clase "B"**, que representan el 0.0052% del capital social, de propiedad de accionistas minoritarios.
4. **20,342** (Veinte mil trescientos cuarenta y dos) acciones **Clase "C"**, de propiedad del FONAFE, emitidas conforme lo dispone el artículo 1°, inciso b) de la ley n.° 26844, que representan el 0.0088% del capital social, cuyos titulares tienen los derechos especiales que les consagra la citada ley o la que haga sus veces y el estatuto social.
5. **46'150,712** (cuarenta y seis millones ciento cincuenta mil setecientos doce) acciones **Clase "D"**, de propiedad del FONAFE, que representan el 20% del capital social, cuya solicitud de inscripción en el Registro Público del Mercado de Valores ha sido ya presentada, con la finalidad de listar en la Bolsa de Valores de Lima.

g) **Estructura del Capital Social**

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

COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO AL 31-12-2011 ⁽¹⁾						
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%
%	40.000000%	39.991185%	0.008815%	20.000000%	100.000000%	

⁽¹⁾ En JGA celebrada el 01.04.2011 se adoptó el acuerdo de reducir el Capital Social de S/. 293'438,696 a S/. 230'753,562 para compensar las pérdidas acumuladas.

h) Directorio

Miembros del Directorio

Nombres y Apellidos	Cargo	Fecha de Designación
Genaro Vélez Castro	Presidente	Acuerdo de Directorio 007-2006/024-FONAFE del 13.09.2006 - Se aceptó renuncia el 12.08.2011
Rolando Celi Rivera	Director	Acuerdo de Directorio 004-2006/023-FONAFE del 23.08.2006 - Se aceptó renuncia el 12.08.2011
Fernando Rossinelli Ugarelli	Director	Acuerdo de Directorio 004-2006/023-FONAFE del 23.08.2006 - Se aceptó renuncia el 19.10.2011
Carlos Centeno Zavala	Director	Acuerdo de Directorio 003-2010/019-FONAFE del 11.12.2010 - Se aceptó renuncia el 19.10.2011
Gabriel Peschiera Trujillo	Director	Acuerdo de Directorio 004-2011/007-FONAFE del 26.02.2011 - Se aceptó renuncia el 25.08.2011
César Aguilar Galarreta	Presidente	Acuerdo de Directorio 006-2011/025-FONAFE del 19.10.2011 - Vigente al 31.12.2011.
Jesús Montes Chávez	Director	Acuerdo de Directorio 006-2011/025-FONAFE del 19.10.2011 - Vigente al 31.12.2011.
Edmundo Cuadros Gonzales	Director	Acuerdo de Directorio 006-2011/025-FONAFE del 19.10.2011 - Vigente al 31.12.2011.
Hernán Yábar Mejía	Director	Acuerdo de Directorio 006-2011/025-FONAFE del 19.10.2011 - Vigente al 31.12.2011.

i) Gerencia General y Comité Corporativo de Gestión

ELECTRONORTE S.A. es una empresa independiente que comparte gestiones estratégicas con las empresas que conforman el Grupo Distriluz. La Gerencia General y el Comité Corporativo de Gestión permiten generar sinergias tanto en la gestión como en las negociaciones con proveedores. Los ejecutivos encargados de la gestión estratégica de la empresa son:

Plana Gerencial

Nombres y Apellidos	Cargo	Fecha de Designación o Encargatura
Eloy Manuel Suárez Mendoza	Gerente General (e)	Encargado desde el 26.04.2010 - Hasta el 06.12.2011.
Felipe Repetto Sánchez	Gerente General (e)	Encargado desde el 07.12.2011 - Vigente al 31.12.2011.

COMITÉ CORPORATIVO DE GESTIÓN

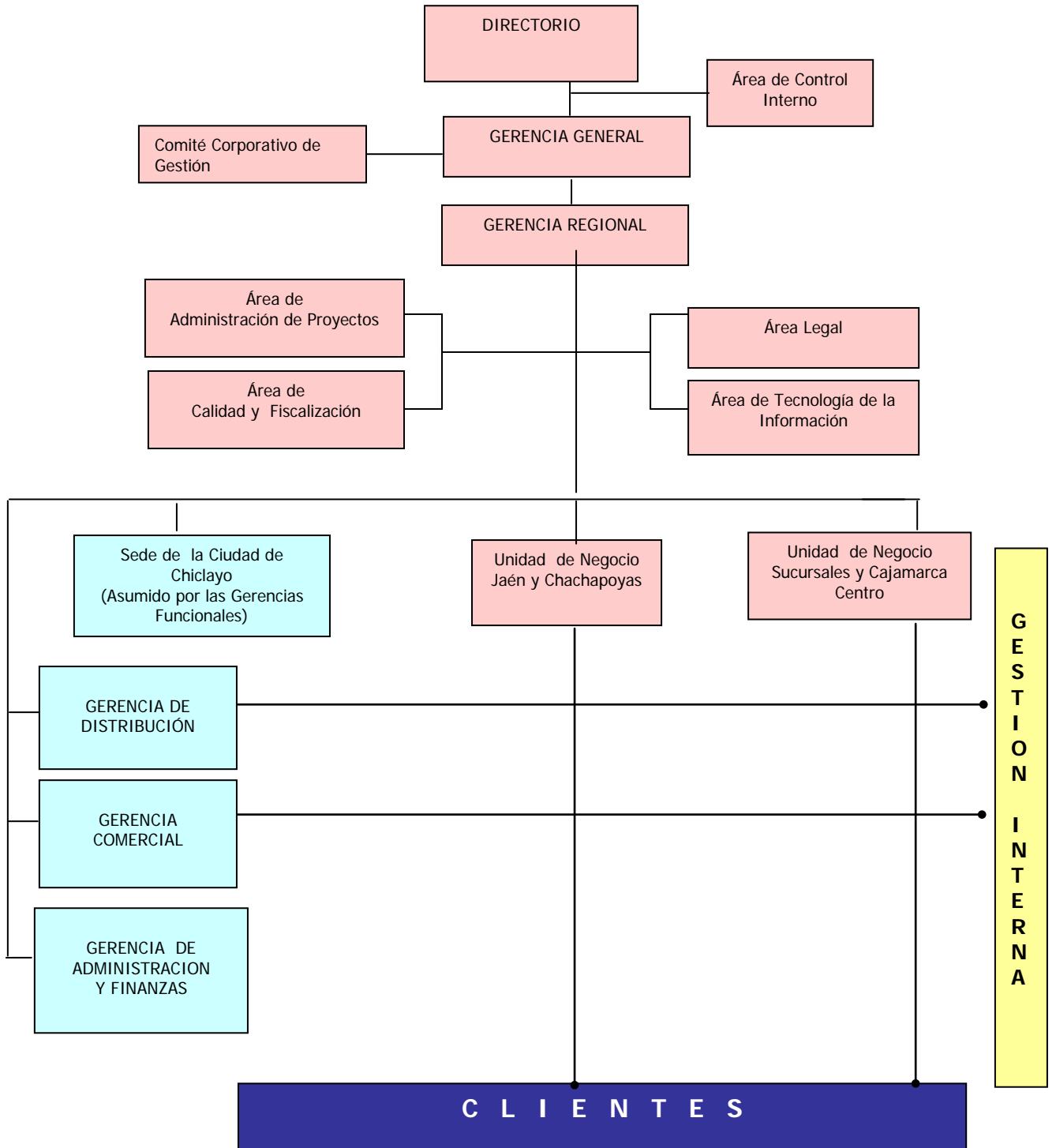
Segundo Soller Rodríguez	Gerente Corporativo de Administración y Finanzas	Encargado desde el 24.02.2009 - Hasta el 27.10.2011.
Fritz Zapata López	Gerente Corporativo de Administración y Finanzas	Encargado desde el 28.10.2011 - Vigente al 31.12.2011.
Agapito Fernández Valdez	Gerente Corporativo Técnico	Designado el 14.02.2008 - Hasta el 27.10.2011.
Manuel Felandro Barrientos	Gerente Corporativo Técnico	Encargado desde el 28.10.2011 - Vigente al 31.12.2011.
Elba Rojas Alvarez	Gerente Corporativo Comercial	Designada el 01.09.2002 - Hasta el 27.10.2011.
Javier Muro Rosado	Gerente Corporativo Comercial	Encargado desde el 28.10.2011 - Vigente al 31.12.2011.
Fidel Rocha Miranda	Gerente del Área Corporativa Legal y de Regulación	Designado el 01.12.2001 - Hasta al 27.10.2011.
Julio Carlos Lozano Hernández	Gerente del Área Corporativa Legal y de Regulación	Encargado desde el 28.10.2011 - Vigente al 31.12.2011.
Carlos Ticona Pérez	Gerente Corporativo de Proyectos (e)	Encargado desde el 10.09.2009 - Hasta al 24.09.2011

Principales ejecutivos de Electronorte S.A.

Nombres y Apellidos	Cargo	Fecha de Designación o Encargatura
Javier Muro Rosado	Gerente Regional (e)	Encargado desde el 01.11.2010 - Hasta el 27.10.2011
Justo Estrada León	Gerente Regional (e)	Encargado desde el 28.10.2011 - Vigente al 31.12.2011
Raúl Parodi Carranza	Gerente de Administración y Finanzas (e)	Encargado desde el 17.08.2009 - Hasta al 20.11.2011
Juan Guillermo Cometero	Gerente de Administración y Finanzas (e)	Encargado desde el 21.11.2011 - Vigente al 31.12.2011
Orlando Seclén Ico	Gerente Comercial (e)	Encargado desde el 01.09.2009 - Hasta el 31.03.2011
Eduardo Piscoya Salazar	Gerente Comercial (e)	Encargado desde el 01.04.2011 - Vigente al 31.12.2011
Osterman Bravo Valdivia	Gerente Técnico (e)	Encargado desde el 23.09.2010 - Hasta el 24.09.2011
Carlos Ticona Pérez	Gerente Técnico (e)	Encargado desde el 25.11.2011 - Vigente al 31.12.2011
Jorge Ramírez Paz	Contador General (e)	Encargado desde el 15.11.2007 - Vigente al 31.12.2011

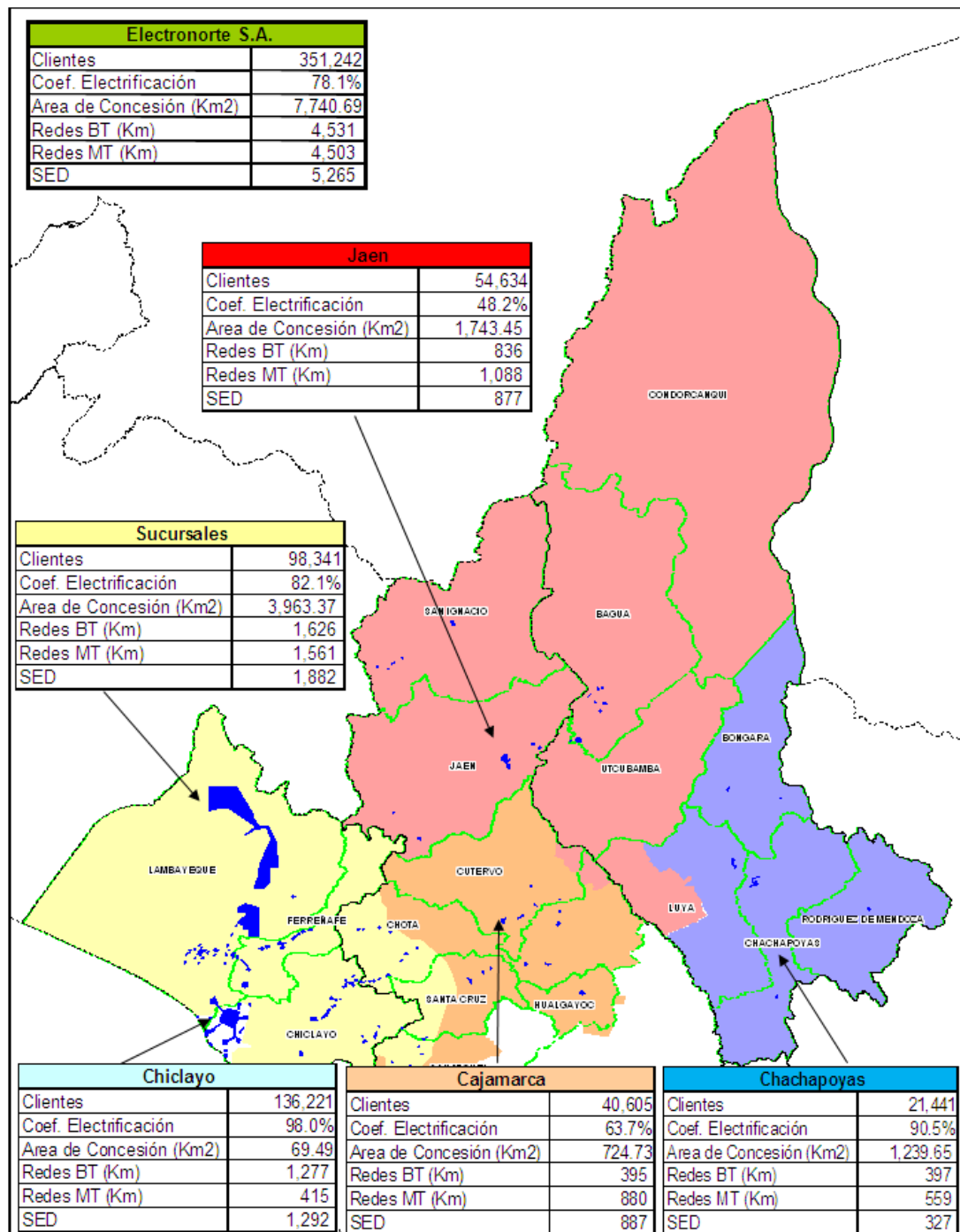
j) Organización

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL DE ELECTRONORTE S.A.



3. ÁREA DE INFLUENCIA Y CONCESIÓN

ELECTRONORTE S.A. tiene presencia en 3 regiones del país en una extensión de 73,799.47 km², de la cual 7,740.69 km², constituyen nuestra área de Concesión, la cual es atendida a través de nuestras Unidades de Negocios para efectos operativos, comerciales y administrativos.



4. INVERSIONES

La inversión anual que realiza la empresa es uno de los indicadores más importantes de nuestro compromiso con los clientes. ELECTRONORTE S.A. invierte en el desarrollo de proyectos de generación, transmisión y distribución de energía, orientados tanto a ampliar el servicio como a asegurar el mantenimiento adecuado de sus instalaciones.

El monto total ejecutado en el Programa de Inversiones del año 2011 ascendió a **S/. 40.51 millones**, monto que fue financiado con recursos propios y financiamiento bancario de corto plazo.

Del monto total ejecutado en el Programa de Inversiones, el mayor porcentaje se aplicó en la línea de inversión "Ampliación de Sistemas de Transmisión" con S/. 17.57 millones, equivalente al 43.37% de lo ejecutado; 24.42% se concentró en la línea de inversión "Ampliación de redes de media y baja tensión" con S/. 9.89 millones; en la "Remodelación de redes de media y baja tensión" se ejecutó S/. 3.54 millones, equivalentes al 8.74% del total. En "Rehabilitación de Sistemas de Transmisión" se ejecutó S/. 3.53 millones, lo que corresponde al 8.71%, y en "Maquinaria, Equipos y Otros" se ejecutó un total de S/. 3.26 millones, equivalente al 8.05%.

Adicionalmente, en "Sistemas de Información y Comunicaciones" se ejecutó S/.1.20 millones (2.95%); "Electrificación Rural" con S/. 0.53 millones (1.31%); "Seguridad y Medio Ambiente" S/. 0.39 millones (0.97%); Rehabilitación de centrales eléctricas S/. 0.47 millones (1.16%); en "Monitoreo de la calidad del producto y suministro" se ejecutó S/. 0.12 millones correspondiente al 0.29%, y en Ampliación de centrales eléctricas se ejecutó S/. 0.01 millones equivalente al 0.03%.

ITEM	LÍNEAS DE PROYECTO	Año 2011			Año 2010	
		PRESUPUESTO MODIFICADO	EJECUTADO	Variac. % Ejecut/PPO	EJECUTADO	Variac. % 2011/2010
	GASTOS DE CAPITAL	55,032,220	40,510,226	-26.39%	45,031,288	-10.04%
I	REMODELACIÓN DE REDES MT Y BT	6,270,000	3,539,824	-43.54%	1,334,888	165.18%
II	AMPLIACIÓN DE REDES MT Y BT	12,026,220	9,892,312	-17.74%	8,482,637	16.62%
III	REHABILITACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS	1,217,000	470,913	-61.31%	44,190	965.66%
IV	AMPLIACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS	2,790,000	12,468	0.00%	0	0.00%
V	REHABILITACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	2,649,000	3,529,560	33.24%	3,651,431	-3.34%
VI	AMPLIACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	14,600,000	17,569,750	20.34%	10,948,046	60.48%
VII	SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	4,085,000	1,196,442	-70.71%	761,765	57.06%
VIII	MONITOREO DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO Y SUMINISTRO	2,140,000	115,862	-94.59%	1,712,774	-93.24%
IX	SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE	877,000	391,524	-55.36%	1,312,417	-70.17%
X	MAQUINARIA, EQUIPOS Y OTROS	7,047,000	3,259,570	-53.75%	2,893,460	12.65%
XI	ELECTRIFICACIÓN RURAL	1,331,000	532,001	-60.03%	13,889,680	-96.17%
	GASTOS NO LIGADOS A GASTOS DE CAPITAL	0	0		0	
	TOTAL PROGRAMA DE INVERSIONES	55,032,220	40,510,226	-26.39%	45,031,288	-10.04%

Proyectos financiados con recursos de la Dirección de Fondos Concursables – DFC

Electronorte S.A. viene impulsando la electrificación rural, incrementando la cobertura eléctrica en nuestra área de influencia, bajo los lineamientos siguientes:

- Elaboración del Estudio de planeamiento eléctrico rural que permitirá identificar las localidades a electrificar.
- Obtener financiamiento o cofinanciamiento para los programas nacionales de electrificación administrados por el Estado, como FONER y PNER del Ministerio de Energía y Minas, orientados a proyectos fuera de la zona de concesión.
- Participación activa y permanente desde los estudios, ejecución hasta la puesta en servicio de las electrificaciones ejecutadas dentro del Programa de Inversiones del Ministerio de Energía y Minas.
- Suscripción de convenios con los Empresas Mineras y Municipios, para electrificar localidades aledañas a éstos, orientados a proyectos fuera de la zona de concesión.
- Obtener financiamiento a mediano y largo plazo que permita ejecutar proyectos sostenibles promoviendo los usos productivos.

En coordinación con la Dirección de Fondos Concursables (DFC), se culminó las siguientes obras en el año 2011:

- Pequeño Sistema Eléctrico del eje de desarrollo Jayanca – Motupe – Olmos – II Etapa. Obra que incorpora un total de 1,418 clientes, con una inversión total de S/. 3.98 millones, beneficiando a 5,559 pobladores.
- Pequeño Sistema Eléctrico en el eje de desarrollo Chiclayo – Ferreñafe – San Miguel. Obra que incorpora un total de 1,511 clientes, con una inversión total de S/. 4.11 millones, beneficiando a 6,324 pobladores.

Así mismo, se efectuó el proceso de concurso para el inicio de la obra Electrificación Rural – Sistemas Fotovoltaicos (Contrapartida Electronorte S.A.) en zonas rurales, del Distrito de Incahuasi en la Región Lambayeque.

5. CIFRAS RELEVANTES

CIFRAS RELEVANTES ⁽¹⁾					
	Unidad	2011	2010	Variac.%	
Balance General					
Total Activo	Millones S/.	372.7	356.6	4.5%	
- Corriente	Millones S/.	45.0	50.4	-10.7%	
- No Corriente	Millones S/.	327.7	306.2	7.0%	
Total Pasivo	Millones S/.	103.9	112.0	-7.3%	
- Corriente	Millones S/.	64.5	67.0	-3.8%	
- No Corriente	Millones S/.	39.4	45.0	-12.5%	
Patrimonio	Millones S/.	268.8	244.6	9.9%	
Resultados					
Ingresos por venta de energía	Millones S/.	223.2	190.1	17.4%	
Utilidad Bruta	Millones S/.	60.2	54.3	10.9%	
Resultado de Explotación	Millones S/.	29.8	25.9	15.0%	
Utilidad antes de Impuestos	Millones S/.	28.8	24.9	15.7%	
Utilidad Neta	Millones S/.	18.3	14.6	25.0%	
Flujo de Efectivo					
Efectivo neto provisto por actividades de operación	Millones S/.	32.6	24.1	35.1%	
Efectivo neto aplicado a inversión	Millones S/.	42.4	39.5	7.2%	
Efectivo neto provisto por actividades de financiamiento	Millones S/.	2.8	25.9	-89.2%	
(Disminución) Aumento de Efectivo Neto	Millones S/.	-7.0	10.4	167.5%	
Efectivo al inicio del período	Millones S/.	13.2	2.8	379.0%	
Saldo de Efectivo Final	Millones S/.	6.1	13.2	-53.4%	
Indicadores Financieros					
Margen de utilidad bruta	(%)	26.97%	28.54%	-1.57	
Rendimiento sobre activos (ROA)	(%)	8.00%	7.27%	0.73	
Rentabilidad patrimonial	(%)	7.49%	6.93%	0.55	
Rentabilidad operativa	(%)	13.37%	13.64%	-0.27	
Rentabilidad neta sobre ingresos por ventas	(%)	8.20%	7.70%	0.50	
Indicadores de Gestión					
Clientes	Miles	351.2	319.9	9.8%	
Venta de Energía Eléctrica	GWh	666.3	585.6	13.8%	
- Clientes Libres	GWh	26.8	25.7	4.4%	
- Clientes Regulados	GWh	639.5	560.0	14.2%	
Fuerza Laboral Permanente	Trabajadores	307	301	2.0%	
Inversión Ejecutada	Millones S/.	40.5	45.0	-10.0%	
Pérdidas de energía en distribución promedio anual	%	8.85%	9.22%	-0.37	
Mercado					
Departamentos	Número	3	3	0.0%	
Provincias	Número	16	16	0.0%	
Distritos	Número	142	142	0.0%	
Población	Millones habitantes	2.3	2.2	5.3%	
Coefficiente de Electrificación	%	78.09%	71.02%	7.07	
Ventas					
	GWh	666.3	585.6	13.8%	
MAT y AT	GWh	0.0	0.0		
MT	GWh	252.1	214.8	17.3%	
BT	GWh	414.2	370.8	11.7%	
Calidad del Servicio					
Duración de Interrupciones SAIDI	Horas	41.80	32.84	27.3%	
Frecuencia de Interrupciones SAIFI	Veces	15.19	13.23	14.8%	
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.	215	207	3.9%	
Subestaciones de Transformación	Número	13	10	30.0%	
Potencia Instalada	MVA	255	163	56.4%	
Redes de distribución	Kms.	9,034	8,438	7.1%	
- Media Tensión	Kms.	4,503	4,329	4.0%	
- Baja Tensión	Kms.	4,531	4,109	10.3%	
Subestaciones de Distribución	Número	5,265	4,610	14.2%	
Potencia de SED	MVA	392	367	6.8%	
⁽¹⁾ Cifras Auditadas.					

6. GESTIÓN TÉCNICA

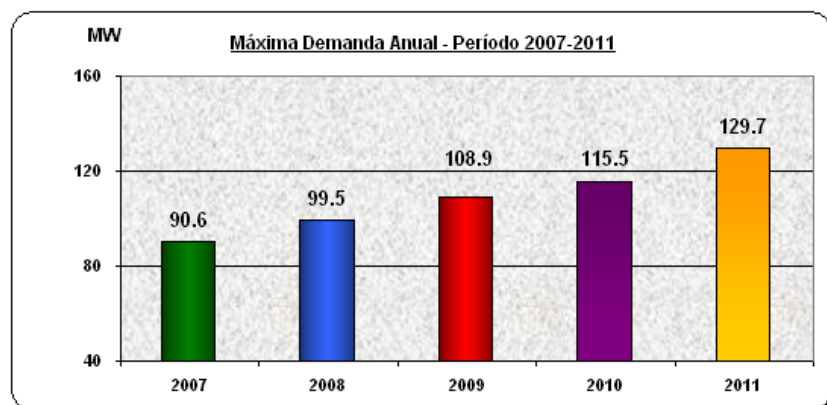
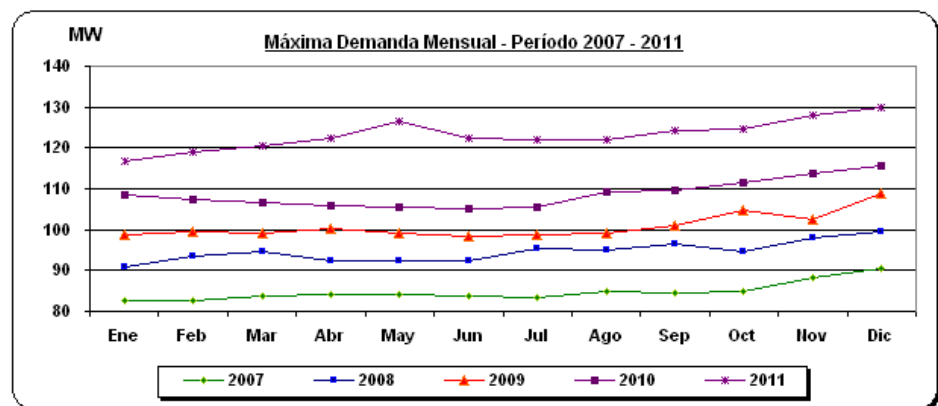
6.1 Demanda máxima de potencia

La demanda máxima de potencia de distribución eléctrica refleja el mayor consumo de energía que puede requerir una empresa en sus horas de punta. La demanda máxima registrada en el año 2011 fue de **129.7 MW** y se registró el día 16 de diciembre a las 19:45 horas, resultando 12.26% mayor a la registrada en el año 2010, donde alcanzó a 115.5 MW en el mismo mes.

El promedio de la demanda máxima para el año 2011 fue de 123.20 MW, mayor en 13.38% al registrado en el año 2010 que fue de 108.66 MW.

Evolución de la Máxima Demanda (MW)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Máx.Dem.
2007	82.8	82.5	83.8	84.2	84.0	83.9	83.2	84.8	84.5	85.0	88.2	90.6	90.6
2008	91.1	93.6	94.7	92.5	92.4	92.4	95.5	94.9	96.5	94.8	98.1	99.5	99.5
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



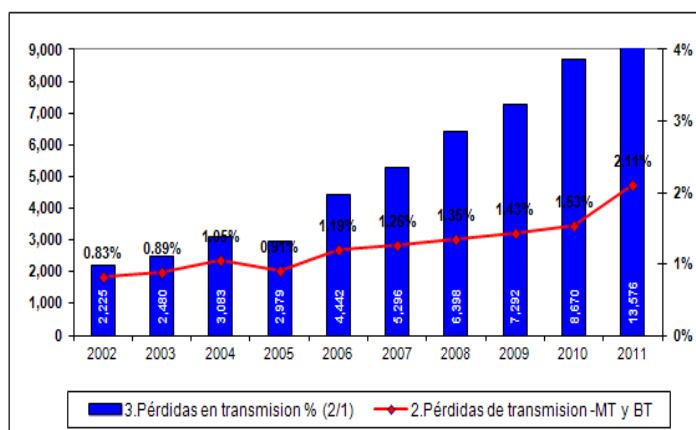
En los meses de octubre, noviembre y diciembre se presentó la mayor demanda de potencia y energía, debido a la estacionalidad y al factor de contribución a la punta del sistema, en los sectores residencial y comercial con mayor preponderancia.

6.2 Pérdidas de energía

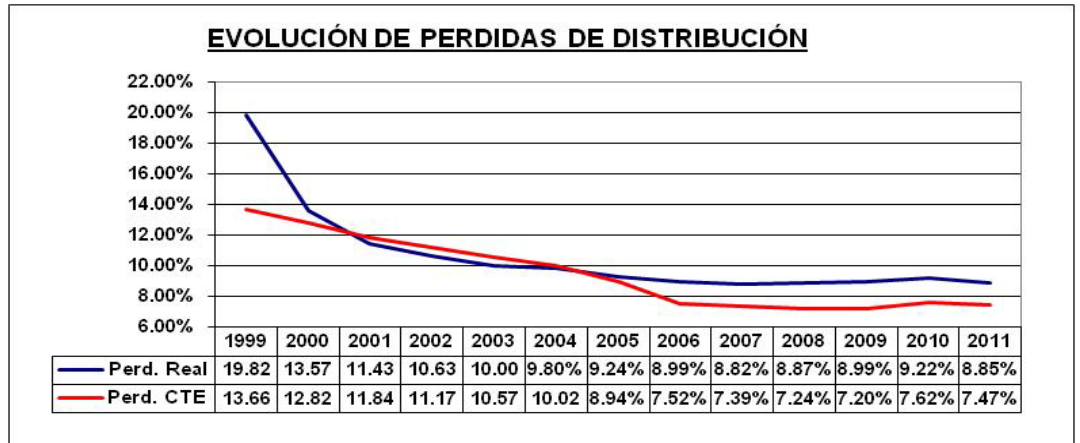
Las **pérdidas de energía en el sistema de transmisión** representaron el 2.11% del total de la energía movilizada, lo cual equivale a 13.57 GWh, incrementándose en 4.91 GWh respecto al año anterior. La tendencia creciente de los volúmenes de pérdidas en transmisión es debido a que además del incremento de la carga en la línea SECHO – OCCIDENTE, por las cargas agro-industriales en las subestaciones de potencia La Viña, Motupe y Olmos, se han acrecentado también los volúmenes de energía transmitida en la línea Carhuaquero – Cutervo - Jaén, donde han ingresado proyectos de Electrificación Rural. En el cálculo de estas pérdidas, la energía adquirida a generadoras corresponde sólo 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 no les corresponde pérdidas en el sistema de transmisión.

Evolucion de las Pérdidas en Transmisión (%)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
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
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
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%



Las **pérdidas de energía en el sistema de distribución** representaron en promedio el **8.85%** de la energía distribuida en media y baja tensión en el año 2011, lo que equivale a 64.71GWh, registrando una reducción de 0.37 puntos porcentuales respecto al año 2010 donde alcanzó a 9.22% equivalentes a 59.5GWh. Esto es resultado de una adecuada implementación de los programas de control y reducción de pérdidas de energía. El incremento en el volumen se explica por la mayor venta de energía y por consiguiente mayor energía disponible en el sistema de distribución, debido al crecimiento de la demanda. Los factores de expansión de pérdidas calculados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERGMIN, reconocen para ELECTRONORTE un nivel de pérdidas de energía del 7.47% en el sistema de distribución al cierre del año 2011.

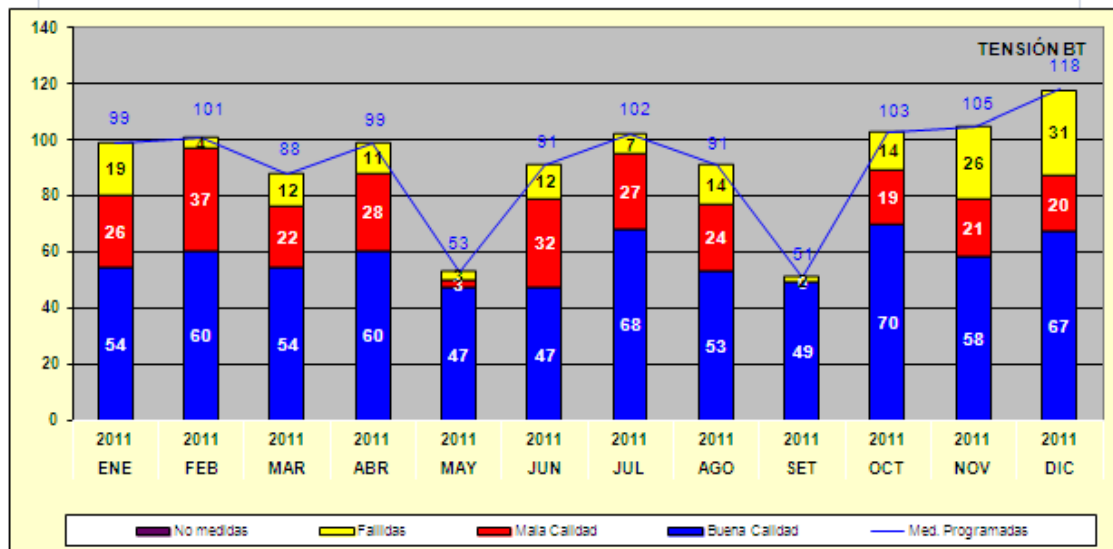


6.3 Calidad del servicio

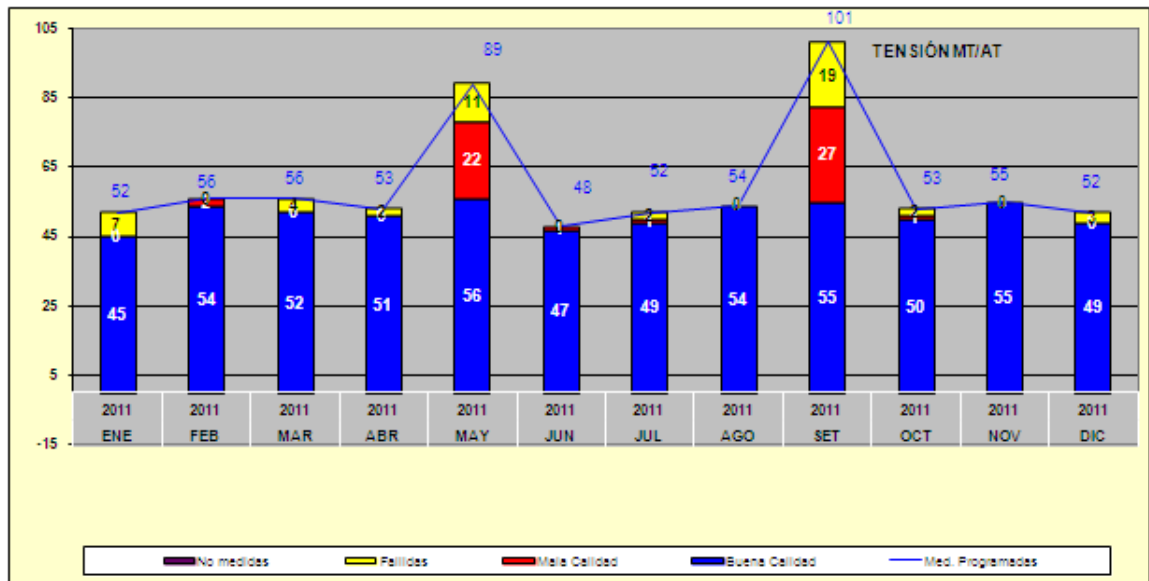
a) Producto

Se efectuó las evaluaciones de los niveles de tensión en los puntos de entrega de energía de nuestros clientes, conforme las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), obteniéndose los siguientes resultados:

En baja tensión



TENSIÓN BT	ENE 2011	FEB 2011	MAR 2011	ABR 2011	MAY 2011	JUN 2011	JUL 2011	AGO 2011	SET 2011	OCT 2011	NOV 2011	DIC 2011	TOTAL
Med. Programada	99	101	88	99	53	91	102	91	51	103	105	118	1101
Buena Calidad	54	60	54	60	47	47	68	53	49	70	58	67	687
Mala Calidad	26	37	22	28	3	32	27	24	0	19	21	20	259
Fallidas	19	4	12	11	3	12	7	14	2	14	26	31	155
No medidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Med. Ejecutadas	99	101	88	99	53	91	102	91	51	103	105	118	1101
% Mala Calidad	32.50	38.14	28.95	31.82	6.00	40.51	28.42	31.17	0.00	21.35	26.58	22.99	27.38

En Media Tensión:

TENSIÓN MT/AT	ENE 2011	FEB 2011	MAR 2011	ABR 2011	MAY 2011	JUN 2011	JUL 2011	AGO 2011	SET 2011	OCT 2011	NOV 2011	DIC 2011	TOTAL
Med. Programa	52	56	56	53	89	48	52	54	101	53	55	52	721
Buena Calidad	45	54	52	51	56	47	49	54	55	50	55	49	617
Mala Calidad	0	2	0	0	22	1	1	0	27	1	0	0	54
Fallidas	7	0	4	2	11	0	2	0	19	2	0	3	50
No medidas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Med. Ejecutada	52	56	56	53	89	48	52	54	101	53	55	52	721
% Mala Calidad	0.00	3.57	0.00	0.00	28.21	2.08	2.00	0.00	32.93	1.96	0.00	0.00	8.05

En el año 2011 se efectuó 1,822 mediciones en lo correspondiente a calidad de producto tensión, de las cuales 1101 fueron en baja tensión y 721 en media tensión, resultando el 71.56% de buena calidad.

Se efectuó también 126 remediciones para el levantamiento de la mala calidad, obteniéndose el 52.38% de las mediciones de buena calidad y en el 47.62% se logró disminuir los intervalos de mala calidad, mejorándose de ésta manera la calidad de servicio a nuestros clientes.

Se atendió 248 reclamos por mala calidad de producto, efectuándose la atención del 98.2% satisfactoriamente, con modificaciones en la topología de la red y reparaciones menores en la acometida del cliente.

b) Suministro – Interrupciones

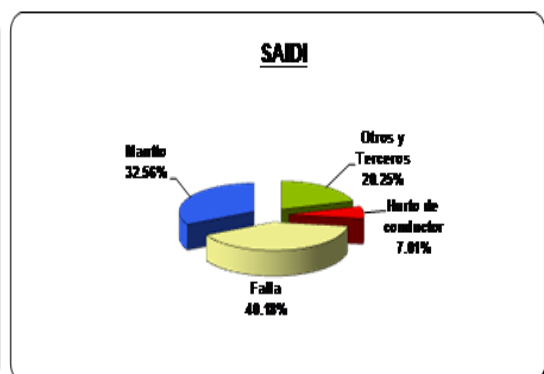
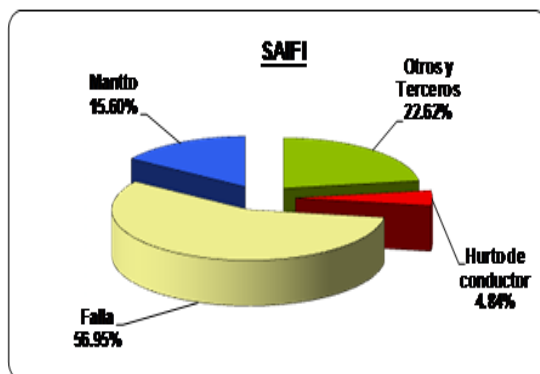
La continuidad del suministro es un factor importante en la calidad de servicio debido a que las interrupciones afectan la disponibilidad de la energía eléctrica para los múltiples usos que tienen los consumidores finales, incidiendo directamente en las actividades comerciales, industriales, domésticas y de diversa índole, motivo por la cual se pone especial énfasis en mejorar su calidad.

Los indicadores utilizados para medir el promedio de interrupciones del servicio por cliente al año son el **SAIDI** (duración) y **SAIFI** (frecuencia).

SAIFI			
Otros y Terceros	Hurto de conductor	Falla	Mantto
22.62%	4.84%	56.95%	15.60%
SAIDI			
Otros y Terceros	Hurto de conductor	Falla	Mantto
20.25%	7.01%	40.18%	32.56%

El valor del **SAIDI** fue de **41.8 horas promedio** de interrupciones por cliente en el año 2011, siendo en el primer semestre de 20.86 horas y en el segundo semestre de 20.94, con una mayor incidencia de cortes de energía por fallas (40.18%), mantenimiento y remodelaciones (35.56%), otros y terceros (20.25%), y hurto de conductores (7.01%). Este índice se ha incrementado en 27.29% respecto al valor alcanzado el año anterior (32.84 horas promedio).

Con respecto al **SAIFI**, su valor fue de **15.19 veces en promedio** para el año 2011, siendo de 7.17 veces el promedio del primer semestre y 8.02 veces en el segundo semestre. Respecto al año anterior, donde se alcanzó un valor de 13.23 veces, el aumento fue del 14.8%.



c) Alumbrado Público

El alumbrado público es la parte visible del servicio que brinda Electronorte, su calidad incide de manera tangible en la vida y bienestar de la población. La seguridad ciudadana, el transporte público y privado, el desarrollo del comercio y el turismo son algunas de las actividades que se ven impactadas en función de la calidad del alumbrado público.

A lo largo del año 2011 hemos logrado cumplir con los estándares de iluminación establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) para la prestación de este servicio, obteniéndose niveles de tolerancia por debajo de los valores establecidos en el Procedimiento N° 078-2006-OS/CD; a partir del 2011 se ha evaluado la operatividad del servicio en 02 sectores: urbano y urbano rural, cuyo resultado se muestran:

<i>Fiscalización Semestral</i>				<i>Fiscalización Trimestral</i>				
<i>Semestre - Tipo</i>		<i>% Obtenido</i>	<i>% Tolerancia</i>	<i>Exceso</i>	<i>Trimes tre</i>	<i>% Obtenido</i>	<i>% Tolerancia</i>	<i>Exceso</i>
2011-I	Urbano	0.64	1.8	-----	2011-I	0.10	2.0	-----
	Urbano - rural	0.64	2.0	-----	2011-II	0.10	2.0	-----
2011-II	Urbano	1.1	1.8	-----	2011-III	0.20	2.0	-----
	Urbano - rural	0.4	2.0	-----	2011-IV	0.00	2.0	-----

En lo que ha correspondido a atención de denuncias de alumbrado público, se han atendido 9,402 denuncias, de las cuales el 81% se concentra en la Unidad de Negocios Chiclayo y el 11% en la Unidad de Negocios Sucursales, el resto se distribuye en las demás unidades.

De acuerdo a la tipificación de denuncias, las más representativas son: denuncias por lámpara apagada (57%); el 30% corresponde a todas las UAP, en esta tipificación se incluye aquellas derivadas por el hurto de equipos de control automático en los tableros de las subestaciones de distribución, por lo que se ha incrementado su porcentaje.

En el año 2011 no se han realizado proyectos de remodelación de instalaciones de alumbrado público, el mantenimiento preventivo por zonas definidas contenidas en el programa 2011 ha contribuido a obtener indicadores por debajo de las tolerancias que exige el procedimiento. Sólo en la Unidad de Negocios Chiclayo se ha realizado el cambio de lámparas (4,957) y la limpieza masiva en 96 subestaciones de distribución, labores que se realizan paralelamente a la atención de denuncias por el servicio alumbrado público.

Se ha efectuado mediciones de iluminancia en 18.35 kms. de vías, obteniéndose buena calidad de alumbrado público en un 99.7% del total medido.

6.4 Operación y Mantenimiento

a) Generación

La producción de nuestras centrales de generación durante el año 2011 fue de **20.90 GWh**, registrando un incremento respecto al año anterior del 2.1%.

La producción de nuestras centrales de generación hidráulica fue de **20.45 GWh**, con un incremento respecto al año anterior de 5.55% debido principalmente a la mayor producción registrada en nuestras centrales conectadas al SEIN.

La producción de nuestras centrales de generación térmica fue de **0.45 GWh**, disminuyendo respecto al año anterior en un -58.19%. Esta producción permitió evitar el racionamiento del servicio eléctrico con las correspondientes compensaciones asociadas.

Estos resultados beneficiaron a la empresa al reducir los costos por compra de energía al Sistema Interconectado, orientándose los recursos en forma eficiente para lograr los objetivos empresariales.

b) Transmisión

Las actividades de mantenimiento en el sistema de transmisión se orientaron a conservar de manera efectiva las instalaciones (subestaciones de potencia y líneas de transmisión), con la finalidad de mejorar la confiabilidad del sistema y disminuir el nivel de interrupciones. Los aspectos más relevantes fueron:

El 13 de mayo del 2011 se interconectó el Pequeño Sistema Eléctrico Querocoto–Huambos a la subestación Cutervo y al Sistema Interconectado Nacional (SEIN) en el nivel de tensión de 22.9kV.

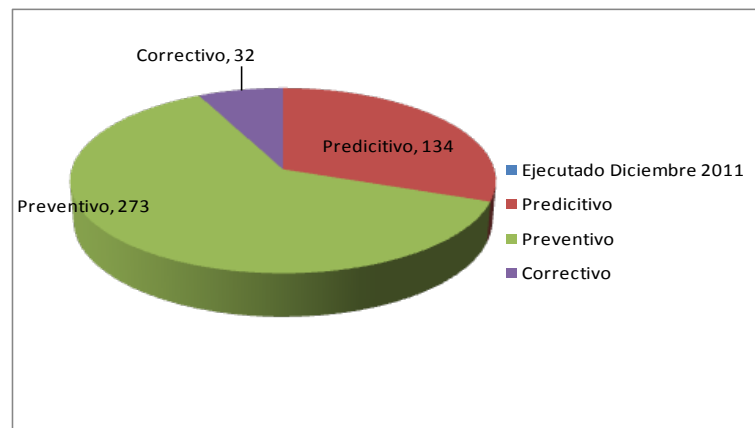
El 2 de octubre del 2011 se puso en servicio la rehabilitación de la línea 60kV SECHO – SECHNOR; línea que interconecta las principales subestaciones del sistema eléctrico Chiclayo. En esta línea se ha reemplazado los postes tubulares de acero por

torres de celosía de mayor altura, y el conductor de aleación de aluminio de 120 mm² por 240 mm².

Al 31 de diciembre del 2011, la subestación Lambayeque Sur se encuentra culminada, lista para ser puesta en servicio, a la espera de la culminación de la línea 60kV SECHO – SE Lambayeque, obra que al 31 de diciembre del 2011 se encuentra en un 70% de avance físico.

En el año 2011 la Unidad de Mantenimiento de Transmisión mediante la implementación de la estrategia “Liderazgo en Costo y Eficiencia de Mantenimiento”; ha logrado una reducción de sus gastos en las actividades de mantenimiento en el orden S/. 250 miles.

Las actividades de mantenimiento ejecutadas se han centrado en actividades de mantenimiento predictivo y preventivo. La técnica utilizada con mayor frecuencia es la de ultrasonido, con el objetivo de medir el grado de contaminación de las partes aislantes de las líneas y subestaciones de potencia en el ámbito de concesión de Electronorte S.A.



En el año 2011 se ejecutó 134 actividades de mantenimiento predictivo, 273 de mantenimiento preventivo y 32 de mantenimiento correctivo.

Dentro de los mantenimientos mayores efectuados en subestaciones de potencia, se realizó la regeneración de aceite y cambio de empaques del transformador TP-6009, TP-6010, 7-9 MVA, 60/22.9/10kV de las subestaciones Tumán y Cayaltí.

Dentro del programa de mantenimiento aprobado por el COES se han ejecutado 439 actividades de 364 actividades planificadas, ejecutando un 21% más del plan de mantenimiento aprobado por el COES.

c) **Distribución**

Durante el año 2011, se dio prioridad al mantenimiento preventivo y correctivo en las líneas de media tensión de la Unidad de Negocios Chiclayo y Sucursales, con intervención de cuadrillas de líneas energizadas, lo que permitió disminuir las interrupciones por mantenimiento. Un aspecto crítico fue el hurto de conductor en los alimentadores C-216 y C-214.

Cabe destacar que el mantenimiento predictivo, que se efectúa mediante termografía de los componentes eléctricos de las instalaciones de media tensión, permitió evaluar y prever acciones inmediatas antes de ocurrir falla en dichos componentes con la intervención de las cuadrillas de líneas energizadas, evaluaciones que permitieron detectar en las festividades de fin de año puntos críticos que fueron superados.

Igual participación tuvo la cuadrilla de hidrolavado en 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 2011

Estructura	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Set	Oct	Nov	Dic	Acumulado Diciembre
Año 2011	1619	1422	163	1934	2057	2044	1874	1101	1661	1612	712	427	16626

MANTENIMIENTO PREVENTIVO M.T. - LAVADO EN CALIENTE: POR PARTES 2011

Estructura	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Agos	Set	Oct	Nov	Dic	Acumulado Diciembre
Año 2011	10310	9215	962	10968	12023	12908	11138	6386	10904	9412	4443	2684	101353

En la Unidad de Negocios Chiclayo se ha realizado con mayor frecuencia labores de hidro lavado en los circuitos C-212 (Puerto Eten, Ciudad Eten, Monsefú) y C-216 (San José), y en el circuito C-214 (Pimentel); en lo que corresponde a la Unidad de Negocios Sucursales, en los alimentadores LAM-101 y LAM-102 se ha realizado esta actividad con mayor frecuencia.

En la primera semana de diciembre del 2011, se ha realizado el reciclaje al personal que realiza labores en líneas energizadas, evento eminentemente práctico, el cual ha comprendido dos jornadas y permite afianzar las habilidades adquiridas en el trabajo.

6.5 Seguridad y medio ambiente

a) Seguridad

La seguridad es parte fundamental en el desarrollo de nuestras actividades. Nuestra responsabilidad con ella se ve reflejada diariamente en nuestras actividades al interior de nuestra empresa así como con nuestra comunidad.

En el año 2011 se cumplió con el desarrollo del Programa Anual de Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST), realizándose diversas reuniones de Comités y de análisis de seguridad, inspecciones y observaciones de seguridad, capacitaciones para prevención de riesgos, protección del medio ambiente y de salud ocupacional.

Indicadores de Gestión en Seguridad – Año 2011

Descripción	Indicador Anual	Unid.
Número de accidentes con días perdidos	0	Unidades
Índice de Frecuencia (IF)	0	Accidentes con días perdidos*
Índices de Severidad (IS)	0	Días perdidos*
Índice de Accidentabilidad (IA)	0	%

*por cada millón de horas hombre trabajadas durante el año.

En los meses de mayo y junio se efectuaron los exámenes médicos ocupacionales a todo el personal de la empresa, y en el mes de junio se efectuó el entrenamiento y capacitación al personal que conforma las brigadas de emergencia.

En los meses de abril, junio, julio, y octubre se desarrolló el "X Foro Regional de Seguridad" en las localidades de Chachapoyas, Rodríguez de Mendoza, Jaén, Chiclayo, Lambayeque y Ferreñafe respectivamente.

En el mes de junio nuestra empresa impartió una capacitación en Prevención de Riesgos Eléctricos a los trabajadores que laboran en la empresa de comunicaciones Telefónica del Perú. Así mismo en el mes de octubre se brindó capacitación sobre Seguridad con la electricidad a los alumnos que cursan el II Semestre de la carrera Profesional de Electrotecnia Industrial del Instituto de Educación Superior Tecnológico Público "Republica Federal Alemana"; y en el mes de noviembre se impartió una charla de capacitación sobre Instalaciones Eléctricas Seguras a los estudiantes de los últimos ciclos de la Facultad de Ingeniería Civil de la Universidad Nacional de Cajamarca, en la localidad de Jaén.

En el mes de noviembre se desarrolló actividades de capacitación por la "Semana de la Seguridad, Salud en el Trabajo y Medio Ambiente". Y el 21 de diciembre del 2011 se realizó la premiación a los trabajadores que obtuvieron los mejores calificativos por su actitud proactiva con la Seguridad durante el ejercicio 2011.

b) Medio Ambiente

Durante el año 2011, siguiendo con nuestro programa de concientización y cuidado del medio ambiente, se realizaron diferentes charlas informativas a los trabajadores de las diferentes Unidades de Negocios (Chiclayo, Cutervo, Jaén y Chota), tratándose temas importantes como Manejo y Almacenamiento de Residuos Sólidos.

De esta manera, se tiene al personal debidamente entrenado y capacitado con la filosofía de la prevención y participación, en un proceso de mejora continua. De la misma forma la empresa participó, en diferentes actividades realizadas por el Colegio de Ingenieros del Perú y Municipalidad Provincial de Chiclayo, con el desarrollo de la Conferencia: "Las Empresas Eléctricas y El Medio Ambiente"

Entre las actividades más importantes desarrolladas durante el año 2011, se pueden citar: 650 análisis de PCB en transformadores de distribución, esto, con la finalidad de detectar aceites contaminados de esta nociva sustancia.

Durante el año 2011, Electronorte cumplió con el 100% de análisis y monitoreos ambientales programados en las diferentes instalaciones que conforman la concesión. Lográndose con ello cero observaciones por parte de las autoridades respectivas.

Finalmente, los residuos generados en las diferentes actividades de generación, mantenimiento y obras son gestionados, como lo establece la normativa ambiental y procedimientos internos, por empresas prestadoras de servicios de residuos sólidos (EPS-RS) y/o empresas comercializadoras de residuos sólidos (EC-RS) autorizadas por la Dirección General de Salud Ambiental (DIGESA). La gestión de residuos se encuentra en pleno proceso de mejora continua.

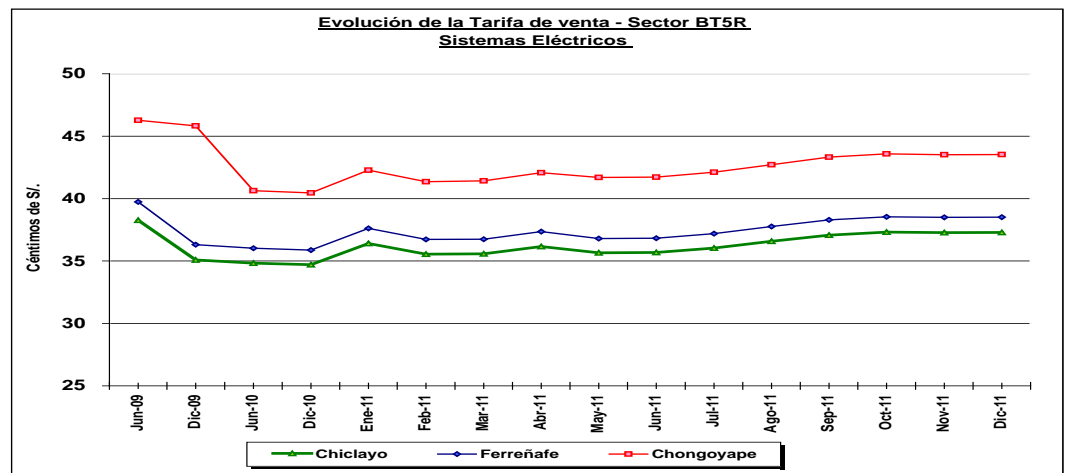
7. GESTIÓN COMERCIAL

7.1 Evolución de la Tarifa

El valor agregado de distribución (VAD) que forma parte de las tarifas de venta de energía a clientes del sector regulado son fijadas cada cuatro años por la Gerencia de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERGMIN, ente regulador del sector eléctrico, tomando en cuenta una serie de factores como: costos de operación y mantenimiento, demanda máxima de energía y niveles de pérdidas aceptados. También se incorpora dentro de la fórmula de determinación tarifaria 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:

Sistema Eléctrico	Jun-09	Dic-09	Jun-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11	Nov-11	Dic-11
Chiclayo	38.27	35.09	34.83	34.71	36.40	35.55	35.57	36.16	35.66	35.69	36.04	36.58	37.07	37.31	37.28	37.29
Ferreñafe	39.73	36.31	36.02	35.87	37.61	36.73	36.75	37.36	36.80	36.83	37.20	37.77	38.29	38.54	38.50	38.51
Chongoyape	46.27	45.83	40.64	40.46	42.28	41.36	41.42	42.07	41.69	41.72	42.11	42.71	43.32	43.58	43.52	43.53



La composición tarifaria (en céntimos de S/. por kWh) en el mes de diciembre de 2011/2010, por actividad del mercado es como sigue:

Mes - Año	Unidad - participación %	Generación	Transmisión Principal	Transmisión Secundaria	VAD_Media Tensión	VAD_Baja Tensión	BT5B
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%
Diciembre/2010	cS/./kWh	17.29	3.19	1.74	2.57	9.93	34.71
	%	49.8%	9.2%	5.0%	7.4%	28.6%	100.0%

El crecimiento que se observa a inicios del año 2011, se debe a la variación de precios a nivel generación, el incremento del peaje principal de transmisión, además de los factores de ponderación del Valor Agregado de Distribución por sector. Estas modificaciones originaron un incremento en el precio al cliente final, la cual se ha mantenido durante los últimos meses del año (julio-diciembre 2011).

7.2 Mecanismos de Compensación:

7.2.1 Fondo de Compensación Social Eléctrica – FOSE

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

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

Este beneficio inicialmente se fijó por un período de 30 meses (a partir del 01.11.2001). Posteriormente, mediante Ley N° 28307 se dispuso su vigencia indefinida. A partir de noviembre del 2001 se efectúan transferencias de fondos entre empresas aportantes y receptoras. Electronorte S.A. por la naturaleza de su mercado es una empresa receptora, por lo que en cumplimiento de esta ley en el año 2011 se recibió un total de **S/. 4.75 millones** de las empresas distribuidoras de Lima: Luz del Sur y Edelnor conforme al siguiente detalle:

Depósitos - FOSE Ley (Miles de S/.)

Año 2011	Luz del Sur	Edelnor	Total
Ene-11	257	159	417
Feb-11	224	141	365
Mar-11	225	140	365
Abr-11	225	139	364
May-11	271	168	439
Jun-11	278	169	447
Jul-11	285	171	456
Ago-11	225	178	403
Sep-11	230	178	408
Oct-11	234	179	413
Nov-11	205	130	335
Dic-11	206	132	338
Total	2,866	1,884	4,750

7.2.2 Mecanismo de Compensación para usuarios Regulados del SEIN

Mediante el Artículo 29° de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, publicada en el diario oficial "El Peruano" el 23 de julio de 2006, se creó el precio a nivel generación para los consumidores finales de electricidad localizados en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que son sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen. Dicho precio es calculado como el promedio ponderado de los contratos sin licitación y los contratos resultantes de licitaciones. Asimismo, se dispone el establecimiento de un Mecanismo de Compensación entre usuarios regulados del SEIN, con la finalidad que el precio a nivel generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

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

El saldo neto de ingresos recibidos y aportes realizados en el año 2011 resultó desfavorable en **S/. 5.53 millones** conforme al siguiente detalle:

PERIODO	ELECTRONORTE S.A.		
	RECEPTORA	APORTANTE	SALDO
Ene-11	-	908	(908)
Feb-11	-	310	(310)
Mar-11	-	313	(313)
Abr-11	-	430	(430)
May-11	-	330	(330)
Jun-11	-	329	(329)
Jul-11	-	1,612	(1,612)
Ago-11	-	474	(474)
Sep-11	-	477	(477)
Oct-11	1,232	479	753
Nov-11	-	538	(538)
Dic-11	-	564	(564)
Total (Miles S/.)	1,232	6,764	(5,532)

7.2.3 Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados (MCSA)

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

Este mecanismo tiene como finalidad compensar una parte del diferencial entre los precios en barra de los sistemas aislados y los precios en barra del sistema eléctrico interconectado nacional.

El saldo neto de ingresos recibidos y aportes realizados en el año 2011 resultó favorable en **S/. 0.32 millones**, al haberse efectuado aportes por S/. 1.84 millones y recibido aportes por S/. 2.15 millones, conforme al siguiente detalle:

PERIODO	ELECTRONORTE S.A.		
	RECEPTORA	APORTANTE	SALDO
Ene-11	204	149	55
Feb-11	180	134	26
Mar-11	186	149	38
Abr-11	185	143	42
May-11	174	155	19
Jun-11	173	148	26
Jul-11	177	145	32
Ago-11	170	161	9
Sep-11	172	155	18
Oct-11	174	152	23
Nov-11	189	185	4
Dic-11	189	164	25
Total (Miles S/.)	2,155	1,838	317

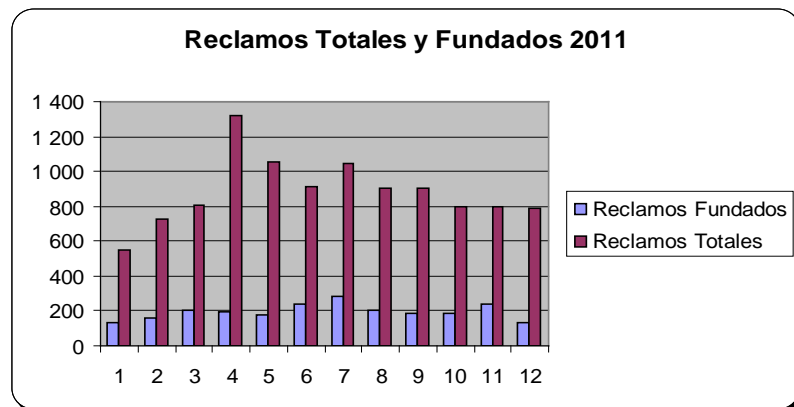
7.3. Servicio Comercial

Siendo nuestro firme propósito la mejora continua en la atención a nuestros clientes, en el año 2011 se logró mejorar el proceso de atención de reclamos, optimizando con ello los tiempos de atención; asimismo, se ha logrado una mejora sustancial en el cumplimiento de los indicadores CER, NIU, AGA que supervisa OSINERGMIN mensualmente, logrando reducir sustancialmente la imposición de multas, asimismo, nuestra meta para el año 2012 es llegar a cero multas.

Se logró mejorar la calidad de información que diariamente se proporciona a nuestros clientes, reduciendo con ello tiempo de espera en sala de atención.

En el año 2011 se registró un total de **10,606 reclamos**, con un promedio mensual de 884 reclamos, obteniendo un índice de reclamos de **5,84** por cada 10,000 clientes. La evolución del número de reclamos registró un pico en los meses de abril, mayo, y julio debido a problemas técnico comerciales que fueron superados oportunamente.

Mes	2011				
	Reclamos	Reclamos Fundados	Número de Clientes	Índice de Reclamos x cada 10 000 clientes	Índice de reclamos Fundados x cada 10 000 clientes
Enero	551	137	321 485	17,14	4,26
Febrero	723	157	323 191	22,37	4,86
Marzo	809	208	324 941	24,90	6,40
Abril	1321	196	328 033	40,27	5,98
Mayo	1055	181	330 001	31,97	5,48
Junio	913	236	332 063	27,49	7,11
Julio	1045	286	336 934	31,01	8,49
Agosto	901	201	339 382	26,55	5,92
Setiembre	903	189	343 151	26,31	5,51
Octubre	798	184	346 018	23,06	5,32
Noviembre	798	240	348 159	22,92	6,89
Diciembre	789	137	351 242	22,46	3,90
TOTAL	10 606	2 352	351 242		
Promedio	884	196		26,37	5,84



7.4 Clientes

Son nuestros clientes hacia quienes orientamos todas nuestras estrategias de mercado y de servicios. Como empresa de servicio público, nuestra filosofía es lograr y mantener un alto nivel de satisfacción para nuestros clientes. Teniendo en cuenta la importancia de la electricidad en la calidad de vida de las personas, nuestra estrategia empresarial no se orienta exclusivamente en maximizar nuestra rentabilidad, sino en brindar un servicio de excelencia al mayor número de personas, contribuyendo de esta manera al desarrollo de nuestro país.

Al concluir el año 2011 Electronorte S.A. cuenta con un total de **351,242** clientes atendidos, lo que representa un crecimiento de **9.80%** ó 31,352 clientes respecto al año anterior donde se atendió a 319,890 clientes.

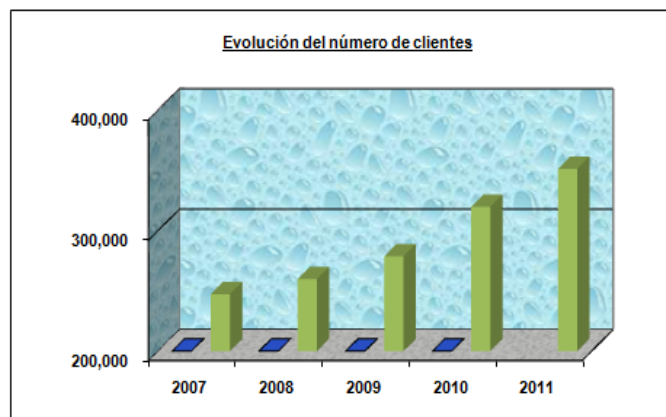
Los **clientes libres** son aquellos que demandan una potencia superior a 2500 kW, y cuyas condiciones de precio se negocian directamente entre cliente y proveedor.

Los **clientes regulados**, denominados así porque su demanda de potencia es menor a los 2500 kW, y cuyas condiciones y precios están establecidos en las normas regulatorias dadas por OSINERGMIN y el Ministerio de Energía y Minas.

Evolución de clientes por mercado y nivel de tensión

El mayor crecimiento de clientes se dio en el nivel de baja tensión (residencial), sector que representa el 94.1% del total y que incorporó en el año 2011 un total de 29,515 nuevos clientes. La evolución del número de clientes por sectores de consumo es como sigue:

CONCEPTO	2007	2008	2009	2010	2011	Crecimiento 2011/2010
Mercado Regulado	247,374	259,716	278,773	319,876	351,236	31,360
- Baja Tensión	246,826	258,915	277,869	318,918	350,186	31,268
* Residencial	227,077	238,225	256,352	297,147	326,662	29,515
* No Residencial	19,749	20,690	21,517	21,771	23,524	1,753
- Media Tensión	548	801	904	958	1,050	92
- Alta Tensión						0
Mercado Libre	20	18	16	14	6	-8
- Media Tensión	20	18	16	14	6	-8
- Alta Tensión						0
TOTAL	247,394	259,734	278,789	319,890	351,242	31,352
						9.80%



Evolución de clientes por Unidades de Negocio

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

	<u>% de Crecimiento (2011/2010)</u>
Chiclayo	4.0%
Jaén	9.7%
Chachapoyas	16.9%
Cajamarca Centro	19.3%
Sucursales	13.4%
Total empresa	9.8%

Unidad de Negocio	2007	2008	2009	2010	2011	Crecimiento 2011/2010
UUNN CHICLAYO	115,172	118,842	123,144	131,014	136,221	5,207
UUNN JAEN	36,959	38,938	42,554	49,786	54,634	4,848
UUNN CHACHAPOYAS	16,292	16,744	17,356	18,341	21,441	3,100
UUNN CAJAMARCA CENTRO	14,640	15,306	16,639	34,030	40,605	6,575
UUNN SUCURSALES	64,331	69,904	79,096	86,719	98,341	11,622
TOTAL	247,394	259,734	278,789	319,890	351,242	31,352

7.5 Coeficiente de electrificación

El coeficiente de electrificación es una medida que se aplica para determinar el porcentaje de habitantes que tienen acceso regular a la energía eléctrica dentro de nuestra área de concesión.

En las poblaciones atendidas por Electronorte S.A., al concluir el año 2011 este índice alcanzó a **78.09%**, el mismo que tuvo un incremento de 7.07 puntos respecto al obtenido al concluir el año 2010 (71.02%), este crecimiento se debe básicamente a la ejecución de obras por Electrificación Rural, desarrollado principalmente en el 2011, en las zonas andinas.

Este sigue siendo uno de nuestros mayores retos como empresa de servicio público, en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales y Municipios: llevar la energía eléctrica al mayor número de peruanos dentro de nuestra área de concesión.

Coeficiente de Electrificación 2008 - 2009 - 2010 - 2011				
Unidades de Negocio	2008	2009	2010	2011
UE1 - Chiclayo	87.72%	90.81%	97.00%	98.94%
UE2 - Jaén	34.15%	37.55%	44.39%	48.10%
UE3 - Chachapoyas	81.27%	84.48%	89.66%	94.99%
UE4 - Ccentro	22.44%	24.51%	53.18%	63.98%
UE5 - Sucursales	59.09%	66.93%	73.50%	83.61%
Total	57.09%	61.40%	71.02%	78.09%

Los factores que contribuyen a mejorar este indicador son: (i) La aplicación de las políticas de facilidades de pago para los nuevos suministros, (ii) la respuesta al programa de independización eléctrica de predios ejecutado en el último trimestre del año; (iii) la captación de clientes provenientes de proyectos del MEM y Proyectos de electrificación y ampliación de redes ejecutados por la empresa.

Adicionalmente, la puesta en marcha de los proyectos de electrificación rural con fondos provenientes del FONCUR ayudará a seguir incrementando este coeficiente en los próximos años.

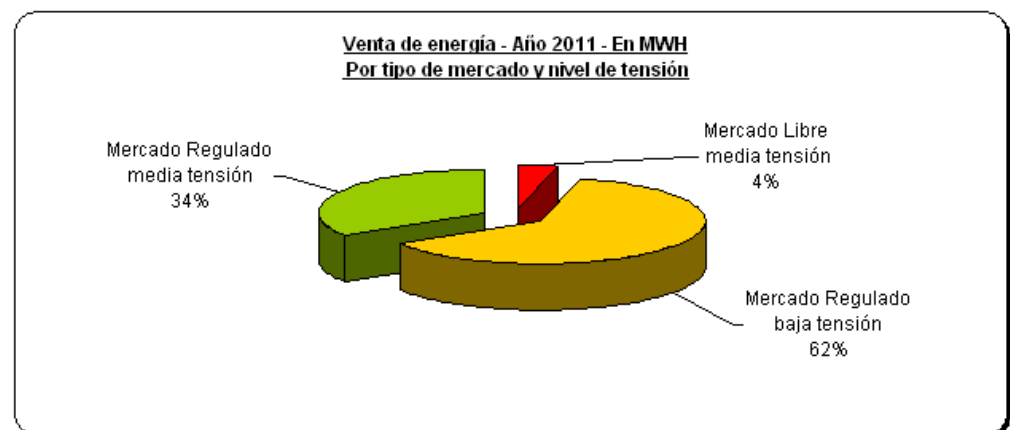
7.6 Venta de energía

Por mercado y nivel de tensión

El volumen de energía vendida durante el año 2011 fue de 666.3 GWh; destinándose 639.5GWh (96%) al mercado regulado y 26.8GWh (4%) al mercado libre.

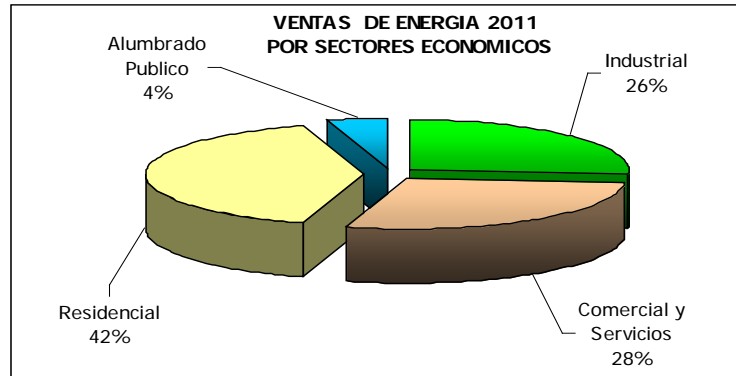
La energía vendida resultó 13.8% mayor a la registrada en el año 2010 (585.6 GWh), debido al mayor consumo de los clientes en media tensión y baja tensión, que incrementaron su consumo en 19.1% y 11.7% respectivamente.

Mercado / Segmento	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Variación 2011/2010
Mercado Libre	23,502	28,542	30,677	31,026	25,659	26,784	4.4%
Mercado Regulado	376,091	418,890	473,569	509,649	559,960	639,533	14.2%
- Alta Tensión	0	0	0	0	0	0	0.0%
- Media Tensión	105,722	123,830	150,151	167,364	189,155	225,286	19.1%
- Baja Tensión	270,369	295,060	323,418	342,285	370,805	414,247	11.7%
* Domiciliario	179,152	196,679	219,057	231,370	247,914	273,694	10.4%
* No Domiciliario	66,886	74,170	80,152	85,440	96,544	110,604	14.6%
* Alumbrado Público	24,331	24,211	24,209	25,475	26,346	29,949	13.7%
TOTAL	399,593	447,432	504,246	540,675	585,619	666,317	13.8%



Por sectores económicos

La venta de energía por sectores económicos se concentra en el sector residencial con el 42% del volumen vendido. El sector comercial concentró el 28% y el sector industrial el 26% de la energía vendida.



7.7 Producción y compra de energía

a) Producción de energía

Como empresa distribuidora de energía eléctrica, Electronorte S.A. adquiere la mayor parte de la misma a las empresas generadoras, y cuenta con pequeñas centrales de generación hidráulica y térmica que producen energía principalmente para atender la demanda de los Sistemas Aislados, aquellos donde no llegan las líneas de transmisión.

La producción propia de energía en el año 2011 alcanzó a **20.9 GWh**, incrementando en 2.1% respecto a la registrada el año anterior (20.5 GWh). Del volumen total de energía generada, la generación hidráulica representó el 97.9% y la térmica el 2.1%, conforme al siguiente detalle:

Central Eléctrica	Tipo	2010 (MWh)	2011 (MWh)	Var % (2011/2010)
Pucará	Térmica	90	142	57.3%
Pucará	Hidráulica	1,166	1,393	19.5%
Namballe	Hidráulica	-	-	0.0%
Tabaconas	Hidráulica	124	161	29.8%
Pomahuaca	Hidráulica	226	226	0.1%
San Antonio	Térmica	0	-	-100.0%
Tialango	Térmica	22	7	-70.0%
Chota	Térmica	197	87	-55.8%
Bambamarca	Térmica	254	38	-85.1%
Cutervo	Térmica	524	102	-80.5%
Guineamayo	Hidráulica	4,307	3,461	-19.6%
Chiriconga	Hidráulica	8,382	9,210	9.9%
Niepos	Hidráulica	3,755	3,824	1.8%
Querocoto	Hidráulica	1,420	2,180	53.5%
Motupe Movil	Térmica	-	73	-
Total Empresa		20,467	20,902	2.1%

b) Compra de energía

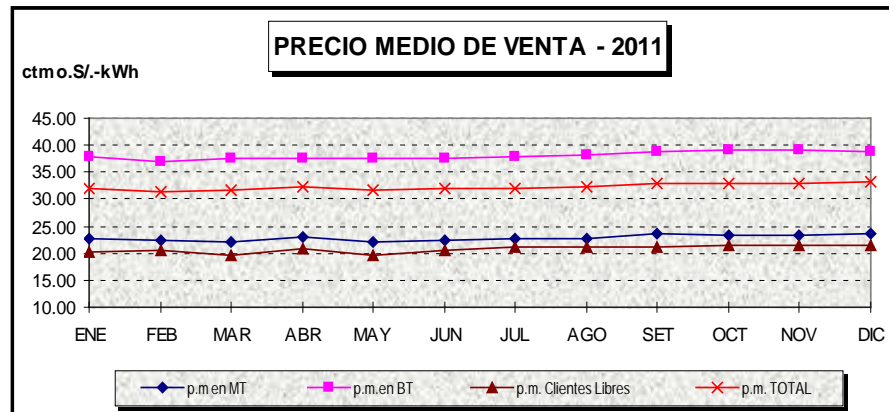
La energía comprada a empresas generadoras alcanzó los **724.1 GWh**, lo que equivale a 14.26% ó 90.4GWh de incremento respecto a la adquirida el año 2010 (633.7GWh), debido al incremento en el consumo del sector regulado principalmente.

Generador	2007	2008	2009	2010	2011	% Variac.
Electroperu - M. Regulado	324,069	361,389	394,667	417,047	467,242	12.04%
Duke Energy - M. Regulado	14,403	16,061	17,542	18,534	-	-
Enersur - M. Regulado	25,926	28,911	31,573	33,363	-	-
Edegel - M. Regulado	44,649	49,792	54,375	57,460	-	-
Termoselva - M. Regulado	6,006	6,696	7,314	7,730	-	-
EEPSA - M. Regulado	4,897	5,462	5,963	6,301	-	-
Kallpa - M. Regulado			64	21,006	174,369	730.07%
COES - M. Regulado				3,708	3,067	-17.29%
Electrooriente	56,275	63,407	67,821	68,234	79,126	15.96%
Gob. Regional Amazonas	1,693	633	296	344	324	-5.97%
Total (MWh)	477,917	532,351	579,615	633,729	724,128	14.26%

7.8 Evolución de los Precios Medios

El **precio medio de venta** fue de 32.27 ctmos. S/. por KWh, con un incremento de 1.07 ctmos. S/. respecto al registrado el año 2010 (31.20 ctmos. S/. por KWh), debido al incremento del precio de generación y el peaje principal de transmisión.

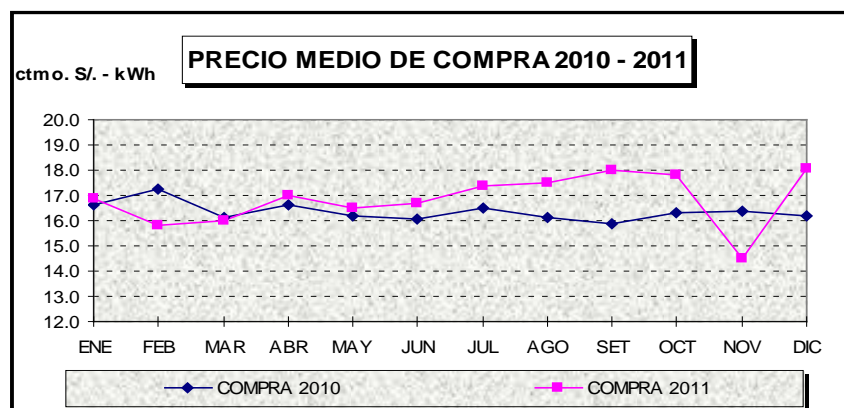
VENTA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	2011
VENTA MT (MWh) - 2011	17,345	16,986	17,991	16,951	18,632	18,528	19,388	20,246	19,074	20,191	20,094	19,861	225,286
VENTA MT (MilesS/) - 2011	3,923	3,793	3,983	3,899	4,141	4,165	4,379	4,618	4,496	4,703	4,694	4,711	51,505
Tarifa Media (ctmo.S/-kWh)	22.62	22.33	22.14	23.00	22.23	22.48	22.59	22.81	23.57	23.29	23.36	23.72	22.86
VENTA BT (MWh) - 2011	33,758	31,509	35,525	33,913	34,843	34,432	34,552	34,632	33,918	35,441	35,441	36,282	414,247
VENTA BT (MilesS/) - 2011	12,765	11,688	13,327	12,765	13,039	12,973	13,135	13,251	13,158	13,905	13,846	14,130	157,983
Tarifa Baja (ctmo.S/-kWh)	37.81	37.09	37.51	37.64	37.42	37.68	38.02	38.26	38.79	39.23	39.07	38.94	38.14
VENTA CLibres (MWh) - 2011	2,248	2,224	2,492	2,200	2,456	2,218	2,096	2,043	2,213	2,206	2,212	2,175	26,784
VENTA CLibres (MilesS/) - 2011	452	455	489	457	483	458	442	431	467	472	478	469	5,555
Tarifa Libres (ctmo.S/-kWh)	20.11	20.46	19.63	20.77	19.67	20.66	21.10	21.09	21.10	21.42	21.61	21.58	20.74
VENTA Total (MWh) - 2011	53,351	50,718	56,008	53,064	55,931	55,178	56,036	56,921	55,205	57,838	57,748	58,318	666,317
VENTA Total (MilesS/) - 2011	17,140	15,935	17,800	17,121	17,664	17,596	17,957	18,300	18,121	19,080	19,019	19,310	215,042
Tarifa Media (ctmo.S/-kWh)	32.13	31.42	31.78	32.27	31.58	31.89	32.04	32.15	32.82	32.99	32.93	33.11	32.27



La evolución mensual del **precio medio de compra** muestra su principal variación en el mes de noviembre con respecto a todo el año 2011, siendo su valor final de **16.86 ctmos. S/.** por KWh, superior al precio medio registrado en el año 2010 (16.34 ctmos. S/. por KWh).

Este aumento se sustenta básicamente en el incremento del precio promedio en barra de 13.88 ctmos. S/. por KWh a 15.84 ctmos. S/. por KWh, lo que equivale a 14.10%. Su evolución mensual es como sigue:

COMPRA 2011 / 2010	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	Total
COMPRA (MWh) - 2010	52,771	47,543	54,011	51,062	52,500	51,246	52,534	53,760	53,361	54,717	54,039	56,184	633,729
COMPRA (Miles S/.) - 2010	8,783	8,195	8,722	8,476	8,491	8,223	8,660	8,658	8,473	8,938	8,846	9,081	103,546
Precio Medio (ctmo.S/.-kWh)	16.64	17.24	16.15	16.60	16.17	16.05	16.48	16.10	15.88	16.33	16.37	16.16	16.34
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 (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



8. GESTIÓN ADMINISTRATIVA

8.1 Recursos Humanos

En el año 2011 se fortaleció el proceso de desarrollo organizacional de la empresa, manteniendo un nivel de relaciones laborales orientadas al rendimiento y la conducta de los trabajadores en el marco de las normas legales vigentes, complementadas con lo establecido en el "Reglamento Interno de Trabajo" y "Reglamento de Seguridad e Higiene Industrial", a fin de aportar en la mejora del clima laboral.

Se otorgó una retribución salarial a los trabajadores en correspondencia al buen desempeño alcanzado en el ejercicio de sus funciones, sustentado en el resultado de la evaluación aplicada durante el mes de junio y la escala remunerativa vigente.

Fuerza laboral

Al término del año 2011 nuestra fuerza laboral es de **307 trabajadores**, de los cuales 258 tienen labores y responsabilidades de carácter permanente y 49 trabajadores son contratados por intermediación.

CONCEPTO	2008	2009	2010	2011
Estables	202	206	216	216
Contratos a modalidad	22	40	42	42
Subtotal	224	246	258	258
Empresa de Intermediación	46	29	43	49
Total	270	275	301	307

Composición de la Fuerza Laboral

La fuerza laboral de carácter permanente (258 trabajadores) se concentra en un 33% en actividades de distribución de energía eléctrica (84 trabajadores); el 32% (82 trabajadores) en actividades comerciales; el 29% (76 trabajadores) en actividades administrativas y el 6% restante (16 trabajadores) labora en actividades de generación y transmisión eléctrica.

Por Actividad	2009	%	2010	%	2011	%
Administración	68	27%	76	29%	76	29%
Comercialización	79	32%	82	32%	82	32%
Distribución	83	34%	84	33%	84	33%
Generación	14	6%	14	5%	14	5%
Transmisión	2	1%	2	1%	2	1%
Total	246	100%	258	100%	258	100%

Capacitación

A través de la política de formación y desarrollo del personal, la capacitación busca elevar permanentemente los niveles de competitividad de la organización, siendo una de las mayores preocupaciones de la Alta Dirección de la empresa.

El índice per-cápita de capacitación fue de **68.6 horas/trabajador**, superior al obtenido en el año 2010, donde se alcanzó 67.4 horas/hombre. La meta programada para el año 2011 fue de 66.9 horas/hombre.

Índice de capacitación	2010	2011	Var (10/09)
Real	67.4	68.6	102%
Meta	64.7	66.9	103%
Variación (Real / Meta)	4.2%	2.5%	

Servicio médico

Se desarrolló el programa del chequeo médico ocupacional, dirigido tanto al personal administrativo como personal operativo, en cumplimiento a lo normado y en beneficio de nuestros trabajadores.

Los exámenes médicos fueron realizados por Clínicas reconocidas en la región, las mismas que finalizado el programa de chequeos, hicieron entrega de un diagnóstico pormenorizado sobre el estado de salud de cada trabajador, destacando las enfermedades ocupacionales y el tratamiento que requerían.

Complementariamente, se desarrolló talleres y charlas sobre primeros auxilios y actividades de proyección social.

Tenemos un gran compromiso de contribuir con el cuidado de la salud de nuestros trabajadores, para preservar y prevenir cualquier contingencia, es por ello que se llevan a cabo campañas médicas preventivas, con la finalidad de conservar un estado de salud estable, que permita cumplir con sus actividades diarias.

Vacaciones Útiles

Durante los meses de enero y febrero se llevó a cabo el Taller de Vacaciones Útiles, dirigido a hijos de los trabajadores en edades desde los 04 años hasta los 15 años desarrollándose en nuestra Sede y Unidades de Negocio de Jaén, Chachapoyas y Cajamarca Centro.

Nuestra empresa contribuye con la formación integral del estudiante, teniendo como base la educación de los valores, siempre en coordinación con los padres de familia.

Responsabilidad Social

Estar constantemente de la mano con la población es crear conciencia social y forma parte de los valores que profesa la política empresarial de Electronorte S.A., razón por la cual desarrollamos actividades de responsabilidad social orientadas a contribuir con el desarrollo de sus trabajadores y la comunidad en general. Destacamos las siguientes actividades:

a. Gestión participativa

Funcionarios y trabajadores han unido esfuerzos para reactivar el Club Ensa, considerando que se cuenta con un local propio, con infraestructura que está siendo mejorada en beneficio de los trabajadores y familiares.

b. Salud, seguridad y condiciones de trabajo

Constituido por los programas de prevención y control de enfermedades, campañas médicas y vacunación para el núcleo familiar (Antitetánica, Hepatitis B y contra la Influenza AH1N1).

c. Desarrollo personal y familia

Orientado a los programas interactivos como eventos deportivos y show infantil en navidad, becas estudiantiles, vacaciones útiles, trámites de DNI para hijos y trabajadores, charlas de seguros y celebraciones diversas.

Otros programas están orientados a la creatividad y participación empresarial, promoviendo en el trabajador el espíritu innovador y de mejora continua.

d. Proyección social

Programas orientados a contribuir con el desarrollo de la comunidad en el aspecto cultural, social, ornamental y arquitectónico, ejecutándose proyectos de iluminación ornamental en la Catedral de Chachapoyas, el Trébol de la autopista Chiclayo a Pimentel, VI Festival de Luces y Colores y programa de acción social por Navidad.

e. Participación ciudadana

Orientada a contribuir con las campañas de limpieza pública y foros de seguridad.

8.2 Tecnología de la Información

a. Sistemas de información

- Ejecución de Proyecto de Mejoras SAP, para satisfacer las siguientes necesidades :
 - Optimizar la interrelación entre los Sistemas de Información.
 - Eliminar la redundancia operativa y reproceso de la información.
 - Disminuir el tiempo para la obtención de la información del negocio.
 - Mejorar los procesos del negocio mediante la incorporación de las mejores prácticas del sector, con la implementación de un sistema integrado que lo soporte.
 - Capturar y mantener la información valiosa del negocio que apoye el proceso de toma de decisiones.
- Adecuación de la página web de Distriluz con la normatividad vigente, incluyendo reportes en línea de seguimiento de reclamos, anexos para OSINERGMIN y consultas de clientes.

b. Equipamiento

- Adquisición, instalación y puesta en funcionamiento de equipos de protección UPS en sistema paralelo redundante para la Sala de Servidores (DATA CENTER); con la finalidad de proteger el equipamiento y mantener los servicios operativos y sin interrupciones.

c. Comunicaciones

- Implementación del Servicio Integral de Comunicaciones; que integra Voz y Datos, Internet, Telefonía IP gestionada y Telefonía Fija.
- Implementación de solución en comunicaciones; como una alternativa redundante, basada en Radio Enlaces, para mejorar la disponibilidad y operatividad del sistema SCADA.

9. ESTADOS FINANCIEROS AUDITADOS

CARTA DICTAMEN DE LOS AUDITORES EXTERNOS


**ESPINOZA &
ASOCIADOS**
 AUDITORES - CONSULTORES

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Av. Olavegoya 1898
 Lima 11, Perú
 Telfs: (51-1) 4725593
 4718088 - 4727630
 Fax: (51-1) 4701461
 www.espinozagmn.com
 e-mail: espasoc@espinozagmn.com

A los señores accionistas y directores Empresa Regional de
Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - Electronorte S.A.

Inscrita en la Ficha 3259 del
Registro de Personas
Jurídicas de Lima
Capital pagado S/. 107,000.00

1. Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - Electronorte S.A., que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre del 2011, y los estados de resultados, 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.

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros

2. La Administración 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 administración determina que sea necesario para permitir que la preparación de los estados financieros estén libres de errores significativos, ya sea como resultado de fraude o de error.

Responsabilidad del auditor

3. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre dichos estados financieros basada en nuestra auditoría. Conducimos nuestra auditoría de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en el Perú. Tales normas requieren que cumplamos con los requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable de que los estados financieros están libres de errores materiales.
4. Una auditoría implica realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre las cantidades y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de riesgos de que los estados financieros contengan representaciones erróneas de importancia relativa, ya sea como resultado de fraude o de error. Al efectuar estas evaluaciones de riesgos de errores, el auditor toma en consideración el control interno pertinente de la Empresa en la preparación y presentación razonable de los estados financieros, para diseñar los procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Empresa. Una auditoría también incluye evaluar la idoneidad de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros.
5. Consideramos que la evidencia de la auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar las bases para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

6. En nuestra opinión, los estados financieros presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. - Electronorte S.A. al 31 de diciembre del 2011, y su desempeño financiero y sus flujos de efectivo para el año terminado en esa fecha, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Audidores

Asesores

3

Consultores

Contadores


 PARTNERING FOR SUCCESS
gmn International is an association of
legally independent accounting firms



ESPIÑOZA & ASOCIADOS

AUDITORES - CONSULTORES

Otros Asuntos

7. Los estados financieros al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 y el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2009 (1 de enero de 2010), antes de los ajustes de conversión a Normas Internacionales de Información Financiera, que se presentan en la Nota 34 adjunta, fueron auditados por otros auditores independientes cuyos dictámenes de fechas 18 de febrero de 2011 y 10 de agosto de 2010, respectivamente, no contienen salvedades.
8. Como parte de nuestra auditoría de los estados financieros del año 2011, también hemos auditado los ajustes de conversión a las Normas Internacionales de Información Financiera que han sido incluidos en los estados financieros al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2010 y en el estado de situación financiera al 1 de enero de 2010, que se presentan en la Nota 34 adjunta. En nuestra opinión tales ajustes son razonables y se han reconocido apropiadamente. No fuimos contratados para auditar, revisar o para aplicar algún procedimiento de auditoría a los estados financieros de la Empresa por los ejercicios 2010 y 2009, distintos de aquellos a los que se refieren a los ajustes de conversión y, en consecuencia, no expresamos ningún tipo de opinión de auditoría sobre dichos estados financieros tomados en su conjunto.
9. Como se describe en la Nota 2h) y Nota 9 a los estados financieros adjuntos, el rubro de Propiedades, Planta y Equipo es el activo más significativo de la Empresa, cuyo rendimiento económico y su operatividad de servicio eficiente, se debe sustentar en apropiados planes de mantenimiento técnico, que permita a dichos activos generar suficientes flujos de recursos que satisfagan los costos y gastos operacionales, en un mercado con tarifas reguladas para la compra y venta de energía, así como supervisado para un adecuado cumplimiento de servicio público de suministro de electricidad.
10. Como se describe en las Notas 2c), 15 y 35 a los estados financieros adjuntos, la Empresa ha adoptado políticas de reconocimiento para las principales áreas de incertidumbre vinculadas a las estimaciones y juicios críticos de los componentes de la información financiera que se reporta. La acentuada pretensión de personas que plantean demandas laborales, así como los resultados de las constantes fiscalizaciones efectuados por los entes supervisores (OSINERGMIN-SUNAT) y otros reclamos de carácter civil surgidos en el proceso operacional, ha motivado que la Empresa efectúe una medición más estricta de las provisiones y revelaciones necesarias, que permite dar a conocer que existen situaciones de incertidumbre actual, que se resolverán con sucesos futuros.

Lima, Perú
24 de febrero de 2012

Refrendado por:

(Socio)
Virgilio Espinoza Herrera
Contador Público Colegiado Certificado
Matrícula OCPL No.5237



EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD DEL NORTE S.A. – ELECTRONORTE S.A.

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA

AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011 Y DE 2010 Y 1 DE ENERO 2010 (Notas 1 y 2)

(En Nuevos Soles)

	<u>Notas</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2010</u>	<u>01.01.2010</u>
		S/.	S/.	S/.
ACTIVOS				
Activos Corrientes				
Efectivo y Equivalente de Efectivo	3	6,137,014	13,179,039	2,751,618
Cuentas por Cobrar Comerciales (neto)	4	28,990,783	24,314,304	25,332,874
Otras Cuentas por Cobrar (neto)	5	3,006,444	4,562,589	2,880,852
Cuentas por Cobrar a Entidades relacionadas	6	274,234	282,825	81,139
Inventarios	7	5,993,863	7,693,787	5,526,455
Gastos Pagados por Anticipado	8	613,723	393,682	1,259,007
Total Activos Corrientes		<u>45,016,061</u>	<u>50,426,226</u>	<u>37,831,945</u>
Activos No Corrientes				
Cuentas por Cobrar Comerciales	4	82,451	112,162	145,292
Propiedades, Planta y Equipo (neto)	9	321,914,532	301,337,661	260,868,380
Activos Intangibles (neto)	10	2,450,380	1,525,396	686,832
Activos por Impuestos a las Ganancias Diferidos	30	3,039,376	2,902,792	3,072,425
Otros Activos		211,397	313,143	209,625
Total Activos no Corrientes		<u>327,698,136</u>	<u>306,191,154</u>	<u>264,982,554</u>
TOTAL DE ACTIVOS		<u>372,714,197</u>	<u>356,617,380</u>	<u>302,814,499</u>
Pasivos Corrientes				
Otros Pasivos Financieros	11	11,161,878	5,500,586	12,083,186
Cuentas por Pagar Comerciales	12	21,413,572	31,246,692	24,152,869
Otras Cuentas por Pagar	13	6,740,772	6,236,758	5,754,561
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	6	15,210,922	15,178,995	10,031,440
Provisiones	14	6,750,553	5,761,721	5,157,612
Pasivos por Impuestos a las Ganancias	30	116,279	325,506	-
Provisión por Beneficios a los Empleados	15	3,104,856	2,779,565	2,305,086
Total Pasivos Corrientes		<u>64,498,832</u>	<u>67,029,823</u>	<u>59,484,754</u>
Pasivos No Corrientes				
Otros Pasivos Financieros	11	2,451,124	3,172,569	6,010,658
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas	6	11,670,628	17,284,505	3,787,992
Pasivos por Impuestos a las Ganancias Diferidos	30	5,515,841	5,351,070	5,184,130
Provisión Beneficios a Empleados	15	4,633,996	4,576,301	5,090,680
Ingresos Diferidos	16	15,106,767	14,624,627	8,493,428
Total Pasivos No Corrientes		<u>39,378,356</u>	<u>45,009,072</u>	<u>28,566,888</u>
TOTAL PASIVOS		<u>103,877,188</u>	<u>112,038,895</u>	<u>88,051,642</u>
Patrimonio				
Capital Emitido	17	230,753,562	279,438,696	252,174,087
Capital Adicional	18	19,664,414	28,609,002	40,703,514
Resultados Acumulados	20	18,419,033	(63,469,213)	(78,114,744)
TOTAL PATRIMONIO		<u>268,837,009</u>	<u>244,578,485</u>	<u>214,762,857</u>
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		<u>372,714,197</u>	<u>356,617,380</u>	<u>302,814,499</u>

Las notas adjuntas forman parte de los estados financieros.

**EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD DEL
NORTE S.A. – ELECTRONORTE S.A.**

**ESTADO DE RESULTADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y DE 2010
(Notas 1 y 2)
(En Nuevos Soles)**

	<u>Notas</u>	<u>2011</u> S/.	<u>2010</u> S/.
Resultados por función			
Ingresos de Actividades Ordinarias	21	233,074,367	199,941,389
Costo de Ventas	22	<u>(172,876,664)</u>	<u>(145,672,124)</u>
Ganancia Bruta		<u>60,197,703</u>	<u>54,269,265</u>
Gastos de Ventas	23	(19,005,116)	(13,237,380)
Gastos de Administración	24	(18,076,868)	(11,765,323)
Otros Ingresos Operativos	25	6,716,190	2,655,821
Otros Gastos Operativos	26	<u>-</u>	<u>(5,990,524)</u>
Ganancia de Operación		29,831,909	25,931,859
Ingresos Financieros	27	951,828	986,292
Gastos Financieros	28	(2,040,001)	(2,056,591)
Diferencia de Cambio	29	<u>63,556</u>	<u>30,139</u>
Ganancia antes de Impuestos a las Ganancias		28,807,292	24,891,699
Gastos por Impuesto a las Ganancias	30	<u>(10,496,401)</u>	<u>(10,246,168)</u>
Ganancia Neta		<u>18,310,891</u>	<u>14,645,531</u>

Las notas adjuntas forman parte de los estados financieros.

EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD DEL NORTE S.A. – ELECTRONORTE S.A.

**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y DE 2010
(Notas 1, 2, 17, 18, 19 y 20)
(En Nuevos Soles)**

	<u>Capital Emitido</u> S/.	<u>Capital Adicional</u> S/.	<u>Resultados Acumulados</u> S/.	<u>Total Patrimonio</u> S/.
Saldos al 1 de enero de 2010	252,174,087	40,703,514	(78,114,744)	214,762,857
Utilidad del Ejercicio	-	-	14,645,531	14,645,531
Emisión de Acciones por capitalización	27,264,609	(27,264,609)	-	-
Aumento por otras aportaciones de los propietarios	-	15,170,497	-	15,170,497
Otros cambios	-	(400)	-	(400)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	279,438,696	28,609,002	(63,469,213)	244,578,485
Utilidad del Ejercicio	-	-	18,310,891	18,310,891
Emisión de Acciones por capitalización	14,000,000	(14,000,000)	-	-
Aportaciones de accionistas	-	5,055,412	-	5,055,412
Otros cambios	-	-	892,221	892,221
Reducción de Capital	(62,685,134)	-	62,685,134	-
Saldo al 31 de diciembre de 2011	230,753,562	19,664,414	18,419,033	268,837,009

Las notas adjuntas forman parte de los estados financieros.

**EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD DEL NORTE
S.A. – ELECTRONORTE S.A.**

**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO
POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y DE 2010**

(Notas 1, 2 y 3)

(En nuevos soles)

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
	S/.	S/.
ACTIVIDADES DE OPERACION		
Cobranza a Clientes	257,300,706	230,558,756
Otro Cobros Relativos a la Actividad	14,356,757	18,070,259
Intereses Cobrados	1,100,078	1,075,314
Pago a Proveedores	(190,156,669)	(131,437,705)
Pago de Otros Tributos	(15,208,868)	(13,526,287)
Pago de Impuesto a las Ganancias	(10,322,808)	(8,836,460)
Pago de Remuneraciones y Beneficios Sociales	(15,031,814)	(13,526,287)
Intereses Pagados	(2,124,695)	(2,115,474)
Otros Pagos Relativos a la Actividad	<u>(7,356,120)</u>	<u>(56,169,660)</u>
Efectivo neto provisto por las actividades de Operación	<u>32,556,567</u>	<u>24,092,456</u>
ACTIVIDADES DE INVERSION		
Compra de Propiedades, Planta y Equipo	<u>(42,396,346)</u>	<u>(39,539,762)</u>
Efectivo neto aplicado a las actividades de Inversión	<u>(42,396,346)</u>	<u>(39,539,762)</u>
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		
Aportes de accionistas	5,055,412	15,170,497
Préstamos Bancarios recibidos	21,700,000	17,600,000
Ingreso por préstamos de entidades relacionadas	-	20,000,000
Pago de Préstamos a Entidades Relacionadas	(7,321,654)	(2,709,970)
Pago de Préstamos Bancarios	<u>(16,636,004)</u>	<u>(24,185,800)</u>
Efectivo neto provisto en actividades de financiamiento	<u>2,797,754</u>	<u>25,874,727</u>
AUMENTO (DISMINUCION) NETO DEL EFECTIVO	(7,042,025)	10,427,421
SALDO EFECTIVO AL INICIO DEL PERIODO	<u>13,179,039</u>	<u>2,751,618</u>
SALDO DE EFECTIVO AL FINALIZAR EL PERIODO	<u>6,137,014</u>	<u>13,179,039</u>

Las notas adjuntas forman parte de los estados financieros.