

ELECTROCENTRO S.A.

**PROYECTO
MEMORIA ANUAL 2010**

Febrero de 2011

INDICE

	Pág.
Presentación	02
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	28
8. Gestión Administrativa	40
9. Estados Financieros	46

PRESENTACIÓN

Visión

Crecer distribuyendo valor en cada kwh.

Misión

Somos una empresa de servicio con excelencia en la distribución y comercialización de energía eléctrica, comprometida en generar valor para sus clientes y accionistas, el desarrollo de sus trabajadores y reconocida por su accionar con responsabilidad social corporativa.

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. Responsabilidad
- B. Ética empresarial y personal
- C. Lealtad
- D. Conciencia social

Principios para la Acción

- E. Calidad de servicio
- F. Reconocimiento del recurso humano
- G. Seguridad
- H. Trabajo en equipo
- I. Competencia
- J. Orientación al logro

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 Centro Sociedad Anónima, pudiendo utilizar también la abreviatura ELECTROCENTRO S.A.

b) Dirección

Jr. Amazonas n° 641 Huancayo – **Teléfono:** (064) 481300 - Anexo 84121.

Av. Camino Real n° 348 – Torre El Pilar Piso 13 – San Isidro – Lima – **Teléfono:** 211-5500 Anexos 5521 – 5561 (Fax).

c) Datos relativos a la constitución de la empresa y su inscripción en los Registros Públicos – Reseña histórica

ELECTROCENTRO S.A. fue constituida bajo el marco de la Ley General de Electricidad n.º 23406 y su Reglamento D.S. n.º 031-82-EM/VM del 04.10.82, mediante Resolución Ministerial n.º 319-83-EM/DGE del 21 de diciembre de 1983, iniciando sus operaciones el 1º de julio de 1984.

Su constitución como empresa pública de derecho privado se formalizó mediante Escritura Pública de adecuación de estatutos extendida el 6 de agosto de 1984 por el Notario Público Dr. Francisco S.M. Zevallos Ramírez, inscrita en el Asiento uno, Fojas Ciento noventa y cuatro, del Tomo Veintiséis del Registro de Sociedades Mercantiles de Junín.

d) Grupo Económico

ELECTROCENTRO S.A. es una empresa de servicio público de electricidad de derecho privado, con 100% de accionariado del Estado Peruano y forma parte del Grupo Distriluz, comprendida bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE).

e) Capital Social

El capital social de la empresa al cierre del ejercicio 2010 es de **S/. 673'280,649** (Seiscientos setenta y tres millones doscientos ochenta mil seiscientos cuarenta y nueve Nuevos Soles) íntegramente suscrito y pagado.

En el año 2010 el capital social aumentó en S/. 40'000,000 (de S/. 633'280,649 a S/. 673'280,649) por aportes efectuados por el FONAFE, aprobado en Junta Generale de Accionistas del 20.04.2010.

f) **Clase, número y valor nominal de las Acciones que conforman el Capital suscrito y pagado**

El capital social suscrito y pagado (**S/. 673'280,649**) 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 al siguiente detalle:

- **395'885,537** (Trescientos noventa y cinco millones ochocientos ochenta y cinco mil quinientos treinta y siete) acciones **Clase "A"**, de propiedad del FONAFE, que representan el 58.7995% del capital social y que fueron creadas con la finalidad de ser transferidas en el marco del Proceso de Promoción de la Inversión Privada.
- **208'021,077** (Doscientos ocho millones veintiún mil setenta y siete) acciones **Clase "B"**, que representan el 30.8966% del capital social, de propiedad del FONAFE.
- **25,260** (Veinticinco mil doscientos sesenta) acciones **Clase "C"**, de propiedad del FONAFE, emitidas conforme lo dispone el artículo 1º, inciso b) de la ley n.º 26844, y que representan el 0.0038% del capital social, cuyos titulares tienen los derechos especiales que les consagra la indicada ley y el estatuto social.
- **69'348,775** (Sesenta y nueve millones trescientos cuarenta y ocho mil setecientos setenta y cinco) acciones **Clase "D"**, que representan el 10.3001% del capital social, de propiedad del FONAFE, 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 100% propiedad del FONAFE en representación del Estado Peruano, conforme al siguiente detalle:

COMPOSICIÓN DEL ACCIONARIADO AL 31-12-2010 ⁽¹⁾						
ACCIONISTA	Acciones					Participación %
	Clase A	Clase B	Clase C	Clase D	Total	
FONAFE	395,885,537	208,021,077	25,260	69,348,775	673,280,649	100.0000%
Total	395,885,537	208,021,077	25,260	69,348,775	673,280,649	100.0000%
%	58.7995%	30.8966%	0.0038%	10.3001%	100.0000%	

⁽¹⁾ El 20 de abril de 2010 la JGA acordó aumentar el capital social en S/. 40'000,000 por aporte de capital de FONAFE para el Programa de Inversiones.

Fuente: Gerencia Administración y Finanzas

h) Directorio

Durante el Ejercicio 2010, el Directorio de la empresa estuvo conformado por las siguientes personas:

Nombres y Apellidos	Cargo	Fecha de Designación
Genaro Vélez Castro	Presidente	Designado mediante Acuerdo de Directorio 007-2006/024-FONAFE el 13.09.2006 - Vigente.
Jaime Hanza Sánchez Concha	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio 007-2004/013-FONAFE el 12.08.2004 - Renunció el 07.05.2010
Rolando Celi Rivera	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio 004-2006/023-FONAFE el 23.08.2006 - Vigente.
Fernando Rossinelli Ugarelli	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio 004-2006/023-FONAFE el 23.08.2006 - Vigente.
Eloy Manuel Suárez Mendoza	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio 002-2010/001-FONAFE el 08.01.2010 - Renunció el 09.04.2010
Carlos Centeno Zavala	Director	Designado mediante Acuerdo de Directorio 003-2010/019-FONAFE el 11.12.2010 - Vigente.

i) Gerencia General y Comité Corporativo de Gestión

ELECTROCENTRO 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:

Nombres y Apellidos	Cargo	Fecha de Designación o Encargatura
Elba Rojas Alvarez	Gerente General (e)	Encargada desde el 23.09.2008 Hasta el 09.04.2010.
Segundo Soller Rodríguez	Gerente General (e)	Encargado desde el 09.04.2010 Hasta el 26.04.2010.
Eloy Manuel Suárez Mendoza	Gerente General (e)	Encargado desde el 26.04.2010 - Vigente al 31.12.2010.
COMITÉ CORPORATIVO DE GESTIÓN		
Segundo Soller Rodríguez	Gerente Corporativo de Administración y	Encargado desde el 24.02.2009 - Vigente al 31.12.2010.
Agapito Fernández Valdez	Gerente Corporativo	Designado el 14.02.2008 - Vigente al 31.12.2010.
Elba Rojas Alvarez	Gerente Corporativo Comercial	Designada el 01.09.2002 - Vigente al 31.12.2010.
Fidel Rocha Miranda	Gerente del Área Corporativa Legal y de Regulación	Designado el 01.12.2001 - Vigente al 31.12.2010.
Carlos Ticona Pérez	Gerente Corporativo de Proyectos (e)	Encargado desde el 10.09.2009 - Vigente al 31.12.2010

Principales Ejecutivos de Electrocentro S.A.

Percy Cueva Ormeño ⁽⁴⁾	Gerente Regional (e)
Amancio De la Cruz Mayanga ⁽⁵⁾	Gerente de Administración y Finanzas (e)
Polo Arauzo Gallardo ⁽⁶⁾	Gerente Comercial
Romeo Rojas Bravo ⁽⁷⁾	Gerente de Distribución
Miryam Gago Tello ⁽⁸⁾	Contador General

(1) Hasta el 24.06.2009

(2) Del 25.06.2009 al 09.09.2009

(3) Desde el 10.09.2009

(4) Desde el 02.11.2010

(5) Desde el 01.09.2009

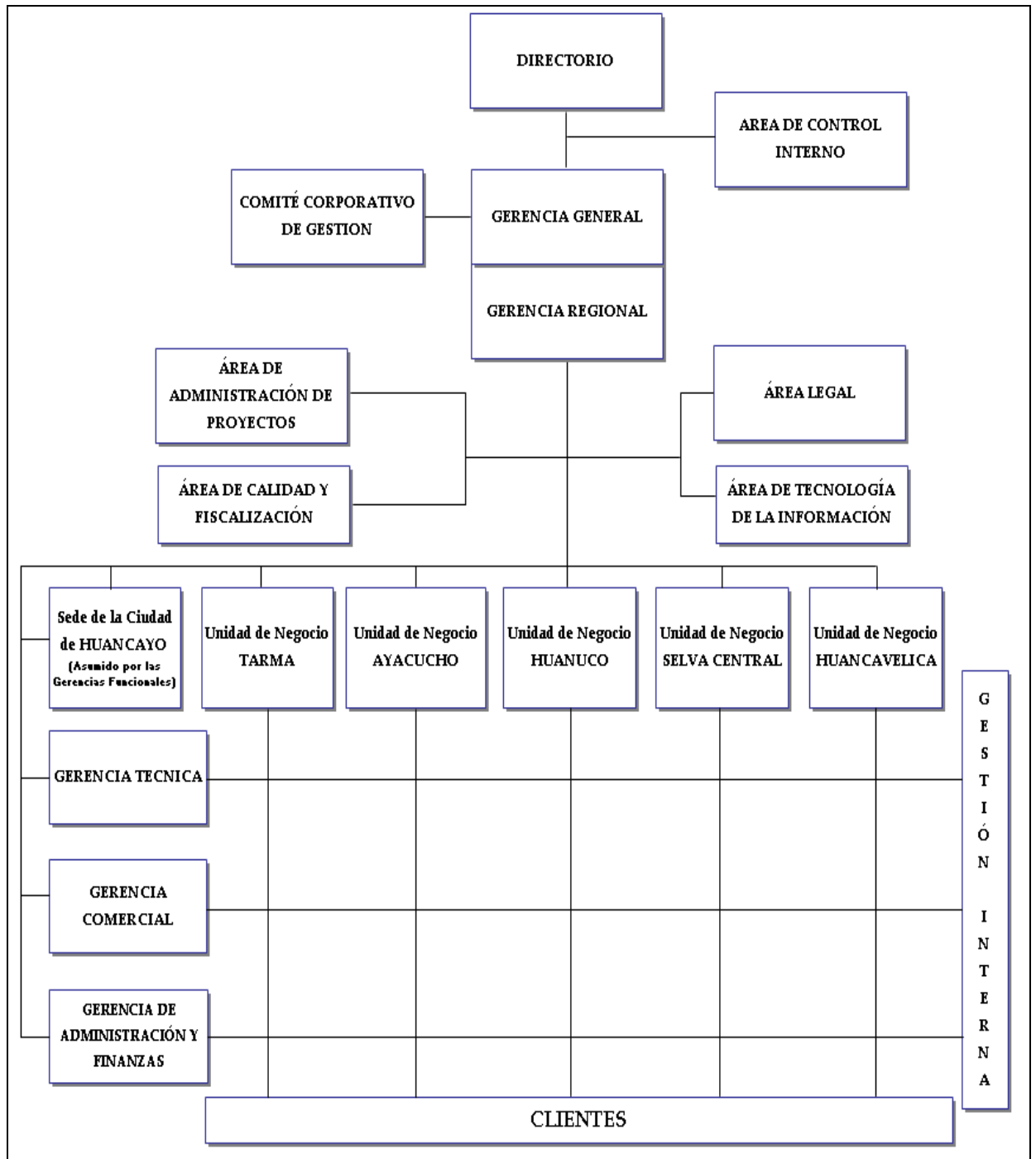
(6) Desde el 11.04.2002

(7) Desde el 14.09.1999

(8) Desde el 09.05.1999

j) **Organización**

ORGANIGRAMA ESTRUCTURAL
 (Aprobado por Acuerdo de Directorio Sesión n.º 13 del 29-05-2002)



3. ÁREA DE INFLUENCIA Y CONCESIÓN

Electrocentro S.A. tiene presencia en 6 regiones del país: Junín, Huánuco, Pasco, Huancavelica y Ayacucho y parte de las provincias de Yauyos y Huarochirí de la Región Lima, organizados en Unidades de Negocios para efectos operativos y administrativos. Tiene un área de concesión de **6,361 km²** que abarca el territorio dentro del cual opera la empresa. La otra zona es conocida como área de influencia, debido a que aunque se ubique fuera del área de concesión, la empresa puede prestar servicios de distribución con zonas aledañas, previo acuerdo con los clientes, ya sean autoridades locales o empresas privadas.

HUANUCO - TINGO MARIA	
Cientes (Cantidad)	89,376
Area Concesión (Km2)	541.41
Redes de BT (Km)	1896.57
Redes de MT (Km)	1885.53
SED (Cantidad)	1835

SELVA CENTRAL	
Cientes (Cantidad)	53,109
Area Concesión (Km2)	137.65
Redes de BT (Km)	1266.34
Redes de MT (Km)	1987.89
SED (Cantidad)	1484

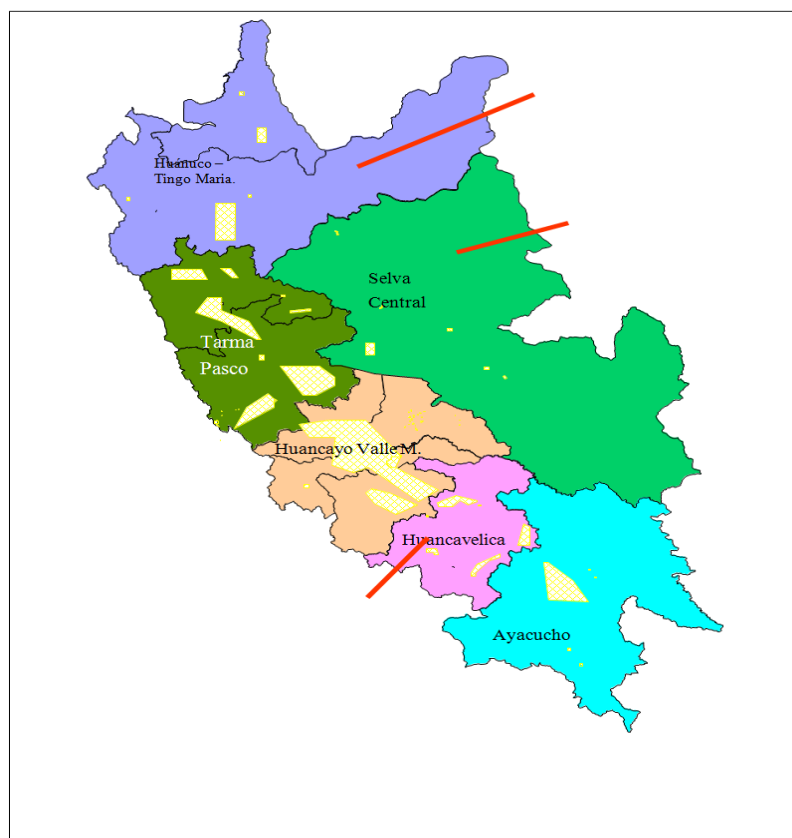
TARMA - PASCO	
Cientes (Cantidad)	79,467
Area Concesión (Km2)	1811.76
Redes de BT (Km)	1630.12
Redes de MT (Km)	1906.25
SED (Cantidad)	1621

HUANCAYO - VALLE MANTARO	
Cientes (Cantidad)	167,335
Area Concesión (Km2)	2892.15
Redes de BT (Km)	3152.46
Redes de MT (Km)	2110.19
SED (Cantidad)	3424

HUANCAVELICA	
Cientes (Cantidad)	50,214
Area Concesión (Km2)	258.19
Redes de BT (Km)	1564.43
Redes de MT (Km)	1749.62
SED (Cantidad)	1361

AYACUCHO	
Cientes (Cantidad)	93,777
Area Concesión (Km2)	719.61
Redes de BT (Km)	1978.22
Redes de MT (Km)	3456.73
SED (Cantidad)	1990

TOTAL ELECTROCENTRO S.A.	
Cientes (Cantidad)	533,278
Area Concesión (Km2)	6,361
Redes de BT (Km)	11,488
Redes de MT (Km)	13,096
SED (Cantidad)	11,715



4. INVERSIONES

ELECTROCENTRO S.A. es una empresa cuya principal actividad es la distribución eléctrica, que además realiza actividades de generación y transmisión dentro de su área de influencia que abarca los departamentos de Pasco, Huánuco, Junín, Huancavelica, Ayacucho y parte de los departamentos de Lima y Cusco.

Las inversiones están orientadas al crecimiento planificado y encaminado al cumplimiento de normas. La estrategia de crecimiento se sustenta en la misión y visión de nuestra empresa, en los lineamientos corporativos y en los retos que viene enfrentando el país en el ámbito energético, acentuando nuestro esfuerzo en la atención de las necesidades de nuestros clientes, en mejorar las condiciones de vida de la población, con la dotación del servicio eléctrico que posibilita otras actividades económicas en la región.

El monto total ejecutado en el Programa de Inversiones 2010 ascendió a **S/. 99.8 millones**, y fue financiado con aportes de capital, recursos propios y préstamos bancarios de corto y largo plazo. El año 2009 se ejecutaron S/. 129.7 millones.

Del monto total invertido S/. 21.3 millones fueron aplicados a obras de remodelaciones de redes, con la finalidad de renovar las antiguas redes de distribución en las distintas ciudades de los departamentos de Junín, Ayacucho, Huánuco, Pasco y Huancavelica, permitió mejorar la calidad del servicio de los suministros, reducir las pérdidas técnicas y comerciales, asimismo, optimizar los costos de operación y mantenimiento.

En el rubro de ampliaciones de redes se ha desarrollado proyectos destinados a la atención de nuevos clientes mediante la ampliación de los sistemas de distribución en los principales poblados dentro de la zona de concesión de ELECTROCENTRO S.A., alcanzando para el año 2010 una inversión de S/. 12.7 millones.

En el rubro de ampliación de sistemas de transmisión se invirtió en el año 2010 S/. 30.01 millones, con la ejecución de proyectos destinados a la ampliación de la capacidad e instalaciones de transmisión y transformación de energía que opera ELECTROCENTRO S.A., esta inversión hizo posible mejorar el estado de las instalaciones, otorgar mayor confiabilidad al servicio, disminuir los niveles de pérdida de energía e incorporar nuevos clientes, es decir, fortalecer el sistema eléctrico para garantizar el crecimiento de la demanda.

Los recursos destinados a obras de electrificación rural suman S/. 30.3 millones, y está orientada a la atención de las necesidades de la población del sector rural, dando prioridad a los proyectos de electrificación rural, con el apoyo del BIRF (Banco Mundial) y con fondos provenientes del MEM-DGER, encaminado al cumplimiento de normas en los lineamientos corporativos.

Entre los principales proyectos financiados con recursos del Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Electrificación Rural (MEM-DGER) tenemos:

- Electrificación rural - Pequeño Sistema Eléctrico (PSE) Huánuco, Ejes Panao – Ambo.
- Electrificación rural - PSE Tarma – Chanchamayo.
- Electrificación rural - Localidades de Huancavelica.
- Electrificación rural - PSE Chungui.
- Obra de electrificación rural del SER Satipo V etapa Cuencas Rio Negro - Pangoa - Contrapartida para proyecto del Banco Mundial.

En el año 2010, la ejecución del Programa de Inversiones por líneas de inversión se concentra en: 33.98% en proyectos de remodelación y ampliación de redes de distribución en media y baja tensión (S/. 33.9 millones), 31.77% en proyectos de rehabilitación y ampliación de sistemas de transmisión (S/. 31.7 millones), 30.37% en proyectos de electrificación rural (S/. 30.3 millones) y otras líneas de inversión que suman 3.88% (S/. 3.9 millones).

N°	LÍNEAS DE INVERSIÓN	AÑO 2010			AÑO 2009	
		PRESUPUESTO	EJECUTADO	Var % Ejecut/PPO	EJECUTADO	Var % 2010/2009
1	PROYECTOS DE INVERSION	105,693,182	95,978,068	-9.19%	127,351,553	-47.26%
I	Remodelación de redes de distribución	19,566,657	21,252,466	8.62%	40,299,873	-47.26%
II	Ampliación de redes de distribución	11,905,903	12,654,229	6.29%	40,729,104	-68.93%
III	Rehabilitación de centrales eléctricas	409,000	0	-100.00%	167,021	-100.00%
IV	Ampliación de centrales eléctricas	6,171,744	57,286	-99.07%	63,954	-10.43%
V	Rehabilitación de sistemas de transmisión	3,281,428	1,616,449	-50.74%	337,989	378.26%
VI	Ampliación de sistemas de transmisión	33,921,921	30,087,336	-11.30%	45,753,614	-34.24%
XI	Electrificación rural (En concesión y DFC/DGER)	30,436,529	30,310,301	-0.41%	0	0.00%
2	GASTOS DE CAPITAL NO VINCULADOS A PROYECTOS	4,806,817	3,814,793	-20.64%	2,349,705	62.35%
VII	Sistemas de información y comunicaciones	1,102,797	803,183	-27.17%	443,641	81.04%
VIII	Monitoreo de calidad del producto y suministro	48,000	0	-100.00%	38,700	-100.00%
IX	Seguridad y medio ambiente	179,607	19,607	-89.08%	38,850	-49.53%
X	Maquinaria, equipo y otros	3,476,414	2,992,004	-13.93%	1,828,514	63.63%
TOTAL PROGRAMA DE INVERSIONES 2010		110,500,000	99,792,862	-9.69%	129,701,258	-23.06%

Fuente: Oficina de Proyectos

5. CIFRAS RELEVANTES

CIFRAS RELEVANTES					
	Unidad	2010	2009	Variac. %	
Balance General					
Total Activo	Millones S/.	795.4	703.0	13.1%	
- Corriente	Millones S/.	89.6	87.3	2.6%	
- No Corriente	Millones S/.	705.9	615.7	14.6%	
Total Pasivo	Millones S/.	206.8	196.1	5.4%	
- Corriente	Millones S/.	124.5	136.2	-8.6%	
- No Corriente	Millones S/.	82.3	60.0	37.3%	
Patrimonio	Millones S/.	588.6	506.9	16.1%	
Resultados					
Ingresos por venta de energía	Millones S/.	247.9	236.3	4.9%	
Utilidad Bruta	Millones S/.	84.6	74.4	13.8%	
Resultado de Explotación	Millones S/.	47.4	42.1	12.6%	
Utilidad antes de Participaciones e Impuestos	Millones S/.	49.6	44.5	11.3%	
Utilidad Neta	Millones S/.	33.2	27.1	22.8%	
Flujo de Efectivo					
Efectivo neto provisto por actividades de operación	Millones S/.	73.4	75.6	-2.8%	
Efectivo neto aplicado a inversión	Millones S/.	117.8	144.5	-18.5%	
Efectivo neto provisto por actividades de financiamiento	Millones S/.	43.7	70.2	-37.8%	
(Disminución) Aumento de Efectivo Neto	Millones S/.	-0.7	1.3	-156.2%	
Efectivo al inicio del período	Millones S/.	2.7	1.5	84.5%	
Saldo de Efectivo Final	Millones S/.	2.0	2.7	-25.7%	
Indices Financieros					
Margen de utilidad bruta	(%)	34.15%	31.47%	2.68%	
Rendimiento sobre activos (ROA)	(%)	5.96%	5.99%	-0.03%	
Rentabilidad patrimonial	(%)	6.55%	6.50%	0.06%	
Rentabilidad operativa	(%)	19.13%	17.83%	1.30%	
Rentabilidad neta sobre ingresos por ventas	(%)	13.40%	11.45%	1.95%	
Indices de Gestion					
Clientes	Miles	533.3	502.3	6.2%	
Venta de Energía Eléctrica	GWh	556.0	624.0	-10.9%	
- Clientes Libres	GWh	0.0	105.3	-100.0%	
- Clientes Regulados	GWh	556.0	518.7	7.2%	
Fuerza Laboral Permanente	Trabajadores	332	322	3.1%	
Inversión Ejecutada	Millones S/.	99.8	129.7	-23.1%	
Pérdidas de energía en distribución promedio anual	%	9.13%	9.25%	-0.12%	
Mercado					
Departamentos	Número	7	7	0.0%	
Provincias	Número	37	37	0.0%	
Distritos	Número	333	333	0.0%	
Población	Millones habitantes	3.5	3.3	4.8%	
Coefficiente de Electrificación	%	78.40%	76.80%	1.60%	
Ventas					
	GWh	556.0	624.0	-10.9%	
MAT y AT	GWh	5.0	106.6	-95.4%	
MT	GWh	102.3	99.6	2.8%	
BT	GWh	448.7	417.8	7.4%	
Calidad del Servicio					
Duración de Interrupciones SAIDI	Horas	72.29	71.09	1.7%	
Frecuencia de Interrupciones SAIFI	Veces	31.28	29.45	6.2%	
Operaciones					
Centrales Eléctricas Propias	Número	16	16	0.0%	
Potencia Instalada de Centrales Eléctricas Propias	MW	18	18	0.0%	
Líneas de Transmisión y Subtransmisión	Kms.	554	554	0.0%	
Subestaciones de Transformación	Número	52	52	0.0%	
Potencia Instalada	MVA	284	274	3.6%	
Redes de distribución	Kms.	24,584	21,256	15.7%	
- Media Tensión	Kms.	13,096	10,896	20.2%	
- Baja Tensión	Kms.	11,488	10,360	10.9%	
Subestaciones de Distribución	Número	11,715	10,565	10.9%	
Potencia de SED	MVA	457	420	8.8%	

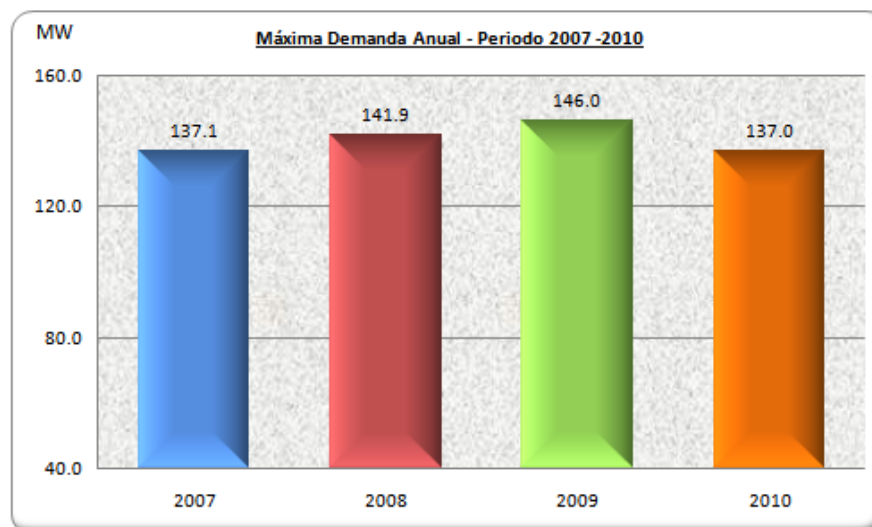
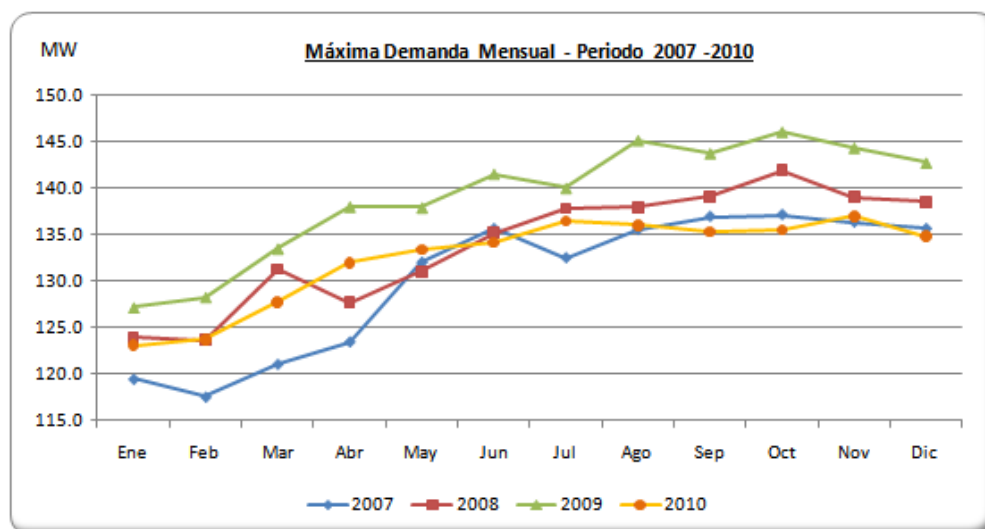
6. GESTIÓN TÉCNICA

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 las horas de punta. La demanda máxima registrada en el año 2010 fue **137.0 MW** y aconteció el 04 de noviembre de 2010 a las 19:45 horas, siendo 6.20% menor a la registrada el año anterior (146.0 MW). El promedio de la demanda máxima para el año 2010 fue 132.4 MW, menor en 4.74% al promedio registrado en el año 2009 (139.0 MW), debido a que el Cliente Cemento Andino se mantuvo sólo hasta el año 2009.

Evolución de la Máxima Demanda (MW)

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Máx. Dem.
2007	119.5	117.6	121.1	123.5	132.0	135.6	132.5	135.5	136.9	137.1	136.3	135.6	137.1
2008	123.9	123.7	131.3	127.7	131.0	135.2	137.8	137.9	139.1	141.9	139.0	138.5	141.9
2009	127.2	128.3	133.5	138.0	137.9	141.5	140.0	145.1	143.7	146.0	144.3	142.7	146.0
2010	123.1	123.7	127.8	132.0	133.4	134.2	136.5	136.0	135.3	135.5	137.0	134.8	137.0

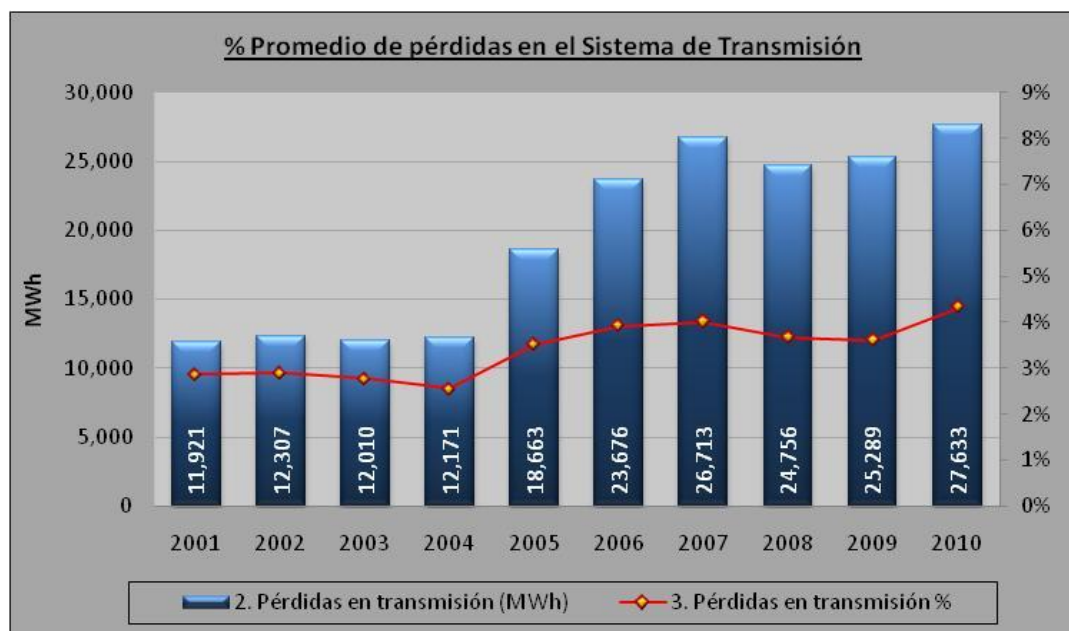


La mayor demanda de potencia y energía ocurrió entre los meses de julio a diciembre, debido a la alta estacionalidad de los procesos productivos de nuestros clientes. Las Unidades de Negocio que tienen máximas demandas altas son: Huancayo, con 47.34 MW en el mes de octubre; Ayacucho, con 22.80 MW en el mes de noviembre y Tarma – Selva Central, con 17.15 MW en el mes de agosto.

6.2 Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía en el sistema de transmisión representaron en el año 2010 el 4.31% de la energía movilizada, incrementándose en 0.72 puntos porcentuales con relación al año 2009 (3.59%) en 0.72 puntos porcentuales, debido al crecimiento de nuestras instalaciones: puesta en operación del transformador de 4 MVA en la SE San Francisco y 80 km de línea de transmisión secundaria en 66 kV Mollepata - San Francisco en la Unidad de Negocio Ayacucho (segundo semestre del 2009); así como la puesta en operación de un transformador de 10 MVA en la SE Huancayo Este y 13.3 km de línea de transmisión secundaria en 60 kV Huayucachi - Huancayo Este en la Unidad de Negocio Huancayo en el primer semestre del 2010.

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1. Energía movilizada (MWh)	415,818	424,575	433,567	475,214	531,012	605,793	670,077	676,579	703,718	640,730
2. Pérdidas en transmisión (MWh)	11,921	12,307	12,010	12,171	18,663	23,676	26,713	24,756	25,289	27,633
3. Pérdidas en transmisión %	2.87%	2.90%	2.77%	2.56%	3.51%	3.91%	3.99%	3.66%	3.59%	4.31%

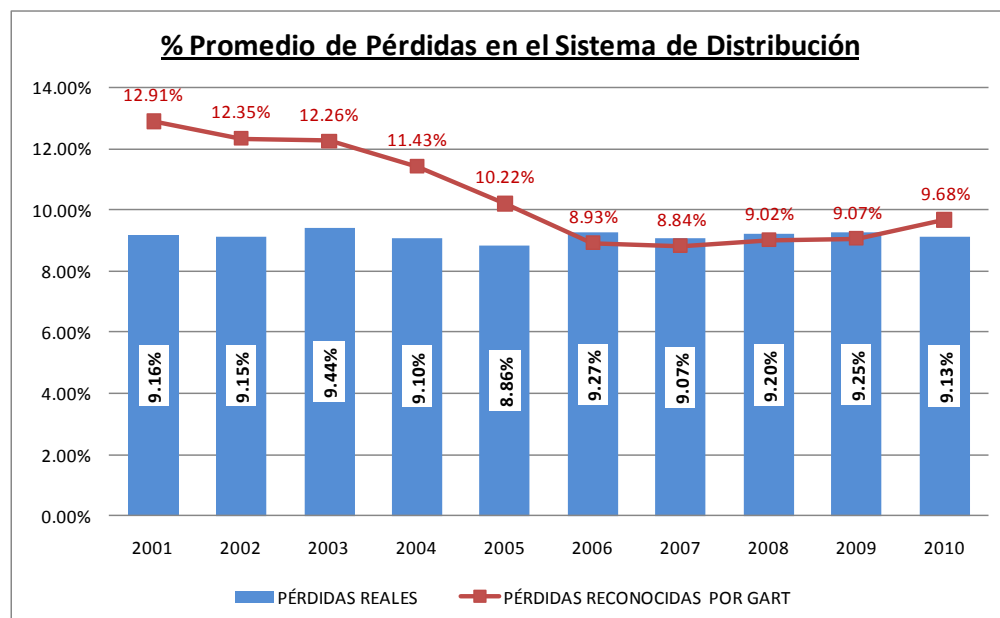


Fuente: Gerencia Técnica

Las pérdidas de energía en el sistema de distribución alcanzaron durante el año 2010 un promedio de **9.13%** de la energía distribuida en media y baja tensión, equivalente a 55.33 GWh; mientras que el año anterior el promedio fue 9.25% (52.74GWh). La disminución del nivel porcentual de pérdidas se debió a la implementación de un sistema de gestión de pérdidas con la ejecución de trabajos de reducción de pérdidas de energía en distribución incidiendo en el control del alumbrado público.

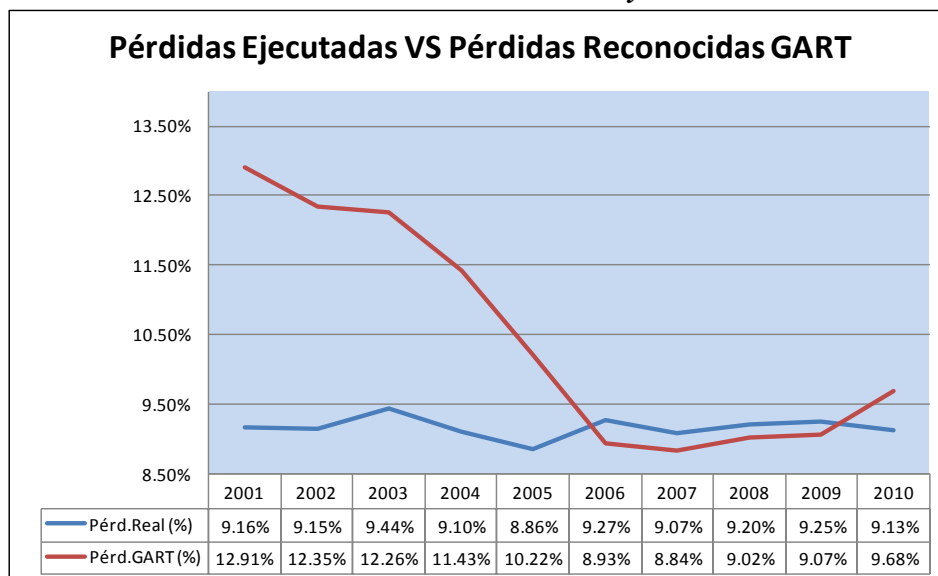
Evolución de las pérdidas en distribución (%)

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



Fuente: Gerencia Comercial

Los factores de expansión de pérdidas calculados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERGMIN, reconocen para ELECTROCENTRO un nivel de pérdidas de energía en distribución de **9.68%**. La diferencia entre las pérdidas reales registradas en el sistema de distribución (9.13%) y la reconocida por la GART (9.68%) es de 0.55 puntos porcentuales.



Fuente: Gerencia Comercial

6.3 Calidad del servicio

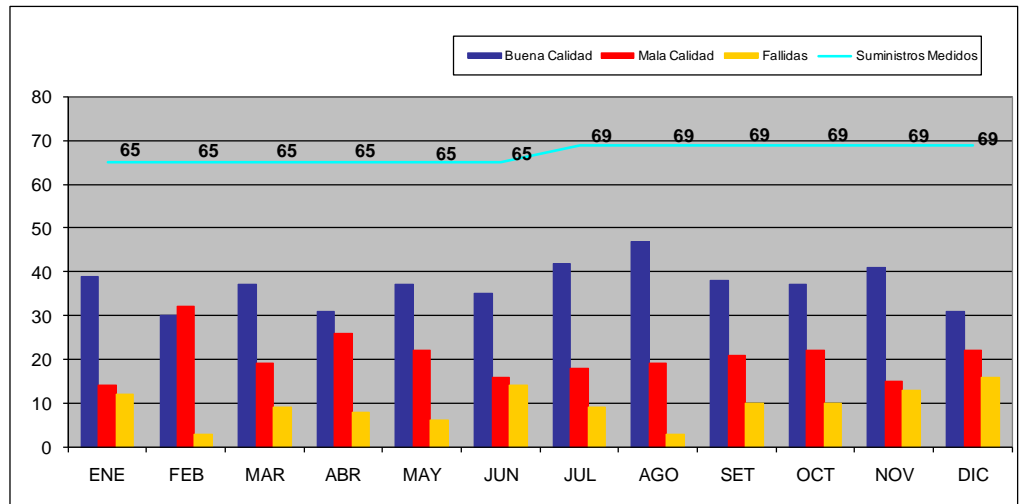
a) Producto

Se efectuaron las evaluaciones de los niveles de tensión en los puntos de entrega a nuestros clientes, conforme a las exigencias de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), con un total de **1,075 mediciones** para medir la calidad de producto tensión, de los cuales 804 fueron en baja tensión y 271 en media tensión, resultando el 72.53% de buena calidad.

Para corregir las deficiencias de calidad de producto, se ejecutaron obras de remodelación integral de redes en baja y media tensión en las localidades que presentaron mayores problemas como: Ayacucho, Huancayo y Tarma. Asimismo, se ejecutaron obras de mejoramiento de calidad de producto, instalando nuevas subestaciones de distribución, y trabajos de mejora de calidad por mantenimiento. En Huancayo se ha puesto en funcionamiento la SEP Huancayo Oeste.

Los resultados mensuales son los siguientes:

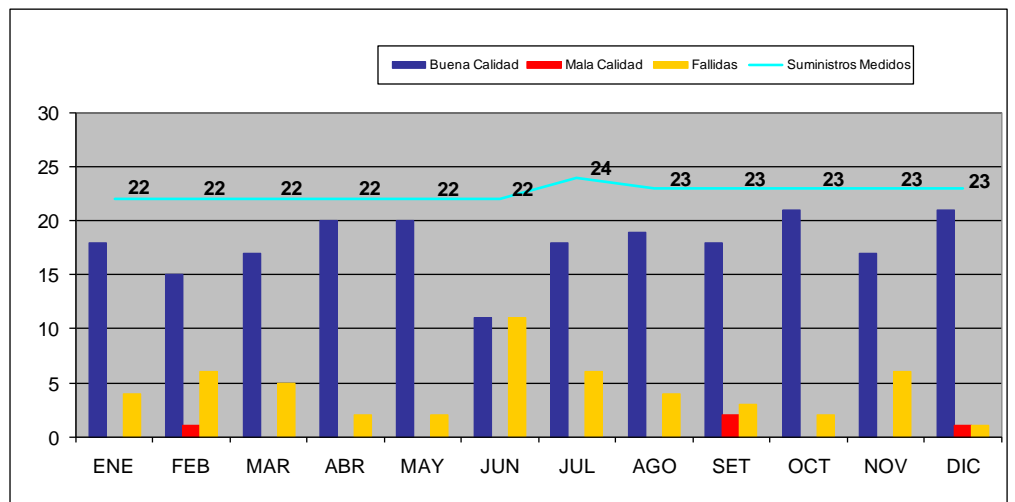
En baja tensión



Tensión BT	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Mediciones programadas	65	65	65	65	65	65	69	69	69	69	69	69
Buena calidad	39	30	37	31	37	35	42	47	38	37	41	31
Mala calidad	14	32	19	26	22	16	18	19	21	22	15	22
Fallidas	12	3	9	8	6	14	9	3	10	10	13	16
Mediciones Ejecutadas	65	65	65	65	65	65	69	69	69	69	69	69
% Mala calidad	21.5	49.2	29.2	40.0	33.8	24.6	26.1	27.5	30.4	31.9	21.7	31.9

Fuente: Calidad y Fiscalización

En media tensión



Tensión MT	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
Mediciones programadas	22	22	22	22	22	22	24	23	23	23	23	23
Buena calidad	18	15	17	20	20	11	18	19	18	21	17	21
Mala calidad	0	1	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1
Fallidas	4	6	5	2	2	11	6	4	3	2	6	1
Mediciones Ejecutadas	22	22	22	22	22	22	24	23	23	23	23	23
% Mala calidad	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.7	0.0	0.0	4.3

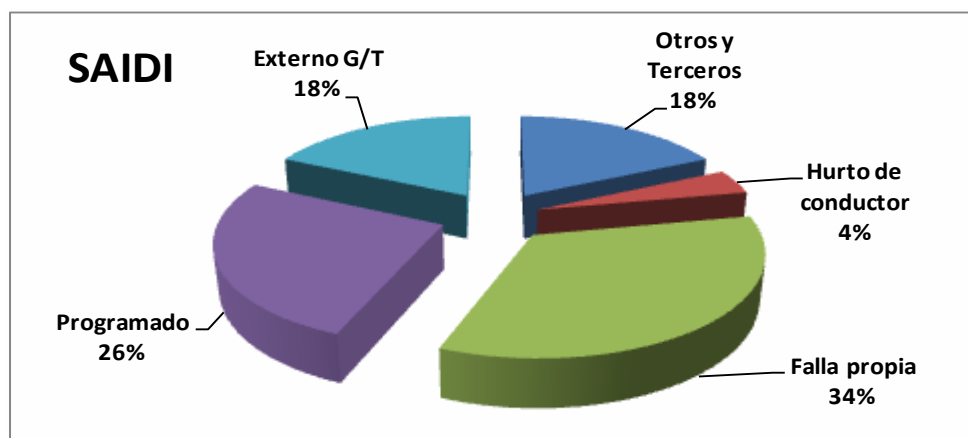
Fuente: Calidad y Fiscalización

a) 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 el cual se pone especial énfasis en mejorar su calidad.

Los indicadores utilizados para medir el promedio de interrupciones del servicio por cliente en el año son: el SAIDI (duración) y el SAIFI (frecuencia), indicadores reconocidos internacionalmente.

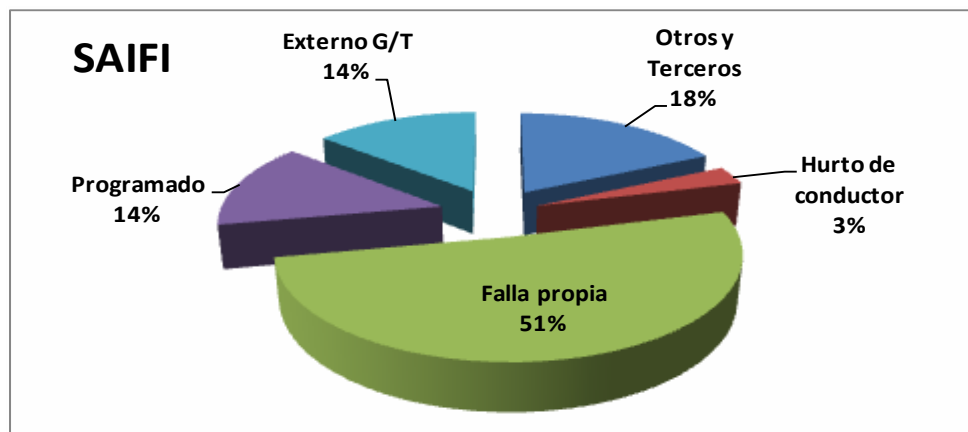
El valor del **SAIDI fue 72.29 horas** promedio de interrupciones por cliente en el año 2010, siendo 35.53 horas en el primer semestre y 36.76 horas en el segundo semestre, registrándose mayor incidencia en fallas de origen propio con 34% y por cortes programados por expansión de redes, reforzamiento y mantenimiento con 26%. El valor de este índice en el año 2009 fue 71.08 horas, el cual indica que en el año 2010 se incrementó en 2% por un mayor requerimiento de interrupciones en nuestros sistemas de transmisión y distribución por nuestros programas de inversión.



SAIDI				
Otros y Terceros	Hurto de conductor	Falla	Programado	Externo G/T
18%	4%	34%	26%	18%

Fuente: Gerencia Técnica

Con respecto al **SAIFI, su valor fue de 31.28 veces** en promedio para el año 2010, siendo 14.65 veces en el primer semestre y 16.63 veces en el segundo semestre, registrándose una mayor incidencia en fallas de responsabilidad interna con 51% y causados por terceros con 18%. El valor de este índice en el año 2009 fue 29.45 veces, lo cual indica que en el año 2010 se incrementó en 6% afectado principalmente respecto al año anterior por causas de terceros y hurto conductores.



SAIFI				
Otros y Terceros	Hurto de conductor	Falla propia	Programado	Externo G/T
18%	3%	51%	14%	14%

Fuente: Gerencia Técnica

Es importante indicar que la duración de interrupciones por fallas de responsabilidad interna disminuyó en 4% respecto al ejecutado 2009.

Los indicadores de calidad de suministro han tenido las siguientes variaciones respecto a los valores obtenidos el año 2009:

INDICADORES SAIFI Y SAIDI ELECTROCENTRO	Real. 2009		Real. 2010		Var. Real10/Real09	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Cortes Programados	15.44	3.13	18.48	4.50	20%	44%
Hurto de conductor	2.73	0.62	3.13	0.83	15%	33%
Fenomenos Naturales y terceros	10.46	5.63	13.34	5.62	28%	0%
Falla de responsabilidad interna	25.34	15.85	24.40	16.04	-4%	1%
Externo de Generador/Transmisor	17.12	4.21	12.94	4.29	-24%	2%
TOTAL	71.08	29.45	72.29	31.28	2%	6%

Fuente: Gerencia Técnica

La duración de interrupciones promedio por cliente (SAIDI) por cortes programados por mantenimiento, remodelación y/o expansión de redes se ha incrementado en 20%, mientras que la frecuencia de interrupciones en este mismo ítem (SAIFI) se ha incrementado en 44% respecto al ejecutado el año 2009.

La duración y frecuencia de interrupciones por hurto de conductores se ha incrementado en 15% y 33% respectivamente a lo ejecutado el año 2009.

La duración de interrupciones causadas por fenómenos naturales y terceros se ha incrementado en 28%, mientras que la frecuencia de interrupciones se ha mantenido igual a lo ejecutado el año 2009.

La duración de interrupciones por fallas de responsabilidad interna ha disminuido en 4%, mientras que la frecuencia de interrupciones se ha incrementado en 1%.

Finalmente, las interrupciones de responsabilidad externa de generadora/transmisora han representado una disminución del 24% en la duración de interrupciones; así mismo, el SAIFI ha registrado un incremento del 2%.

Durante el año 2010 se gestionó un total de 96 solicitudes de interrupciones con causal de fuerza mayor, siendo los casos de hurto de conductores y fenómenos naturales los más relevantes, lográndose una eficiencia del 92% como FUNDADAS.

c) **Alumbrado Público**

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

Su calidad incide de manera tangible en la vida y bienestar de la población, la seguridad ciudadana, desarrollo del comercio, el turismo, transporte público y privado, actividades que se ven impactadas por la calidad de este servicio.

Brindamos este servicio en todo nuestro ámbito de concesión, zona urbana, urbano-rural y rural, considerando que atendemos el 45% del parque nacional de alumbrado público en las zonas urbano-rural y rural (ST4, ST5 y SER).

Garantizamos la eficiencia y eficacia de este servicio mediante el mantenimiento preventivo y correctivo permanente de nuestro parque de alumbrado público. El indicador de calidad exigido por la NTCSE es conforme a los estándares establecidos gracias al sistema de gestión de mantenimiento:

CALIDAD DE AP SEGÚN NTCSE

PERIODO	Long. Eval. (mt.)	Long. Def. (mt.)	Indicador
I SEMESTRE	8,403.41	35.3	0.4%
II SEMESTRE	9,330.19	0	0.0%

Fuente: Calidad y Fiscalización

Asimismo, cumplimos con el Procedimiento 078-2007 OS/CD referido a la atención de denuncias de deficiencias de alumbrado público y a la operatividad de nuestro parque de alumbrado público.

SUPERVISIÓN OPERATIVIDAD DE A. P.

PERIODO	UAP Insp.	UAP Deficiente	Indicador
I SEMESTRE	3,591	23	0.6%
II SEMESTRE	3,459	26	0.7%

Fuente: Calidad y Fiscalización

SUPERVISIÓN ATENCIÓN DE DENUNCIAS DE A. P.

PERIODO	Def. Reg.	Fuera Plazo	Indicador
I TRIMESTRE	3,191	2	0.10%
II TRIMESTRE	2,465	2	0.12%
III TRIMESTRE	2,491	1	0.04%
IV TRIMESTRE	2,688	1	0.04%

Fuente: Calidad y Fiscalización

6.4 Operación y Mantenimiento

a) Generación

Con nuestras centrales de generación eléctrica, se logró producir 77.77 GWh, menor en 4.28% con respecto al año 2009, que registró la producción de 81.24 GWh. La causa fue la escasez de lluvias en la región central del Perú

La producción con centrales hidráulicas fue **76.03 GWh**, menor en 5.20% con respecto al año 2009, debido a la disminución de caudal de agua. La producción de centrales térmicas Diesel, fue **1.74 GWh**, mayor en 65.94% respecto al año pasado.

Se realizó el 94% de las actividades de mantenimiento programado en las instalaciones de generación eléctrica, ejecutando 101 órdenes de mantenimiento de las 107 programadas; también se realizó mantenimiento correctivo, tales como la reparación del canal de conducción de la central hidroeléctrica Pichanaki y reparación del alternador de la central hidroeléctrica Llusita. Las actividades de mantenimiento en el sistema de generación eléctrica, demandó gastos por S/. 1'113,577 que equivalen al 112.5% del presupuesto aprobado (S/. 990,077) para el año 2010.

La empresa Rímac Seguros reembolsó a ELECTROCENTRO S.A. US\$ 90,971.87 por daños al alternador del grupo hidráulico N°2 de la central hidroeléctrica Llusita.

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, disminuir las interrupciones y mantener los niveles de calidad del servicio. Las actividades de mayor relevancia fueron:

- Pruebas eléctricas de los transformadores de potencia de las SET´s La Victoria, Parque Industrial, Salesianos, Chupaca, Concepción, Pampas, Huancayocasa, Tablachaca, Huancavelica Norte, Rumichaca, Huanta, Machahuay, Junín, Carhuamayo, Huariaca, Andaychagua, Satipo, Pichanaki, Yauli, Chanchamayo, Oxapampa, Alto Marcavalle y Curipata.
- Cambio de aceite con termovació a los transformadores de potencia de la SET´s Tablachaca y Chanchamayo.
- Reemplazo de piezas averiadas al Conmutador Bajo Carga del transformador de potencia de la SET Oxapampa.
- Ajuste y pruebas a los relés de rechazo de carga automático de las SET´s Xauxa, Concepción, Parque Industrial, Chupaca, Tingo Maria, Huánuco, Pasco, Alto Marcavalle, Ninatambo, Chanchamayo, Huancavelica, Ayacucho y Huanta.
- Cambio de banco de baterías de las SET´s Condorcocha, Huanta, Mollepata, Pichanaki, Junín, Yaupi, Oxapampa, Chanchamayo y Carhuamayo.
- Regeneración de aceite de los transformadores de potencia de las SET´s Parque Industrial, Salesianos, Concepción, Huarisca, Pichanaki, Yaupi, Chanchamayo, Huariaca, Machahuay y Huanta; los trabajos fueron realizados por la cía. RQF Electro Service SAC.
- Montaje de transformador de potencia 2 MVA. 33/13.2 KV en la SET Pampas Antigua, para reemplazar transformador de 7 MVA 66/22.9/10 KV. que presenta descargas parciales en la SET Pampas.
- Inspección termográfica de los equipos de las subestaciones, para eliminar puntos calientes y evitar cortes de servicio inesperados.
- Instalación de 09 pararrayos óxido de zinc (ZnO) lado 60 KV. como reemplazo de los pararrayos de carburo de silicio (SiC) en las SET´s Parque Industrial, Concepción y Xauxa.

Asimismo, se cumplió con el programa anual de mantenimiento de líneas de transmisión y subestaciones de potencia, ejecutándose 470 órdenes de mantenimiento.

c) **Distribución**

Las actividades de mantenimiento en el sistema de distribución se orientaron principalmente a las siguientes actividades:

- Reducir las interrupciones para cumplir con las tolerancias SAIDI SAIFI 2010.
- Reducción de puntos de riesgo establecidos en el Procedimiento n.º 228-2009-OS/CD - "Procedimiento para la supervisión de las instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública", priorizando aquellas relacionadas con el incumplimiento de distancias de seguridad en media tensión y subestaciones de distribución.
- Cumplir con las exigencias del Procedimiento de Alumbrado Público n.º 078-2007-OS/CD, cuyo resultado de fiscalización fue menor a la tolerancia máxima del **1.9%** exigido, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

PERIODO	UAP INSPECCIONADAS	UAP DEFICIENTES	% DE DEFICIENCIAS
I - SEM 2010	3591	23	0.6%
II - SEM 2010	3459	26	0.7%

Fuente: Gerencia Técnica

Se han reparado y puesto en valor transformadores, tableros, postes y luminarias de condición C2, recuperados de las obras de remodelación.

En el 2010 el mantenimiento y operación de las instalaciones de distribución, se llevó a cabo a través de servicios de terceros en su totalidad, mediante los contratos siguientes:

Item	Nro. Contrato	Zona	Empresa Contratista	Vigencia		Monto anual Contratado S/.
				Inicio	Final	
1	GR-154-2008/ELCTO	ST 2 y 3	EOS S.R.L	05/12/2008	04/12/2010	3,370,981.35
2	GR-089-2009/ELECTROCENTRO	ST 4 y 5	EOS S.R.L	16/09/2009	15/09/2011	3,616,810.82

Fuente: Gerencia Técnica

Los planes de trabajo programados para el año 2010, se han ejecutado en un 99% conforme al siguiente detalle:

UNIDAD DE NEGOCIO	Ene - Dic 2010		
	Interv. Prog.	Interv. Eject.	Icmm
U.N. Ayacucho	144	144	100%
U.N. Huancavelica	594	594	100%
U.N. Huancayo	436	436	100%
S.E.M. Valle Mantaro	108	91	84%
U.N. Tarma	229	229	100%
U.N. Selva Central	513	513	100%
S.E.M. Pasco	334	334	100%
U.N. Huanuco	364	364	100%
S.E.M. Tingo Maria	224	214	96%
Total Electrocentro	2946	2919	99%

Fuente: Gerencia Técnica

6.5 Seguridad y medio ambiente

a) Seguridad

La seguridad es un valor que debe estar incluido en el desarrollo de todas nuestras actividades, la responsabilidad recae en cada uno de los trabajadores que conformamos la organización, por lo tanto, cada uno de nosotros debe interiorizar y comprometerse con la seguridad para el beneficio de nuestra empresa y con la comunidad a la que servimos.

En el año 2010 se cumplió con el desarrollo del Programa Anual de Seguridad (PASST), de acuerdo al requerimiento del ente fiscalizador como son: las inspecciones, observaciones de seguridad, capacitaciones y entrenamientos relacionados a la prevención de riesgos, protección del medio ambiente y de salud ocupacional. De acuerdo al Plan de Contingencias, se efectuaron simulacros de sismos y conraincendios en nuestras Unidades de Negocios.

Indicadores de Gestión en Seguridad – Año 2010

DESCRIPCION	INDICADOR ANUAL	UNIDAD
Número de accidentes con días perdidos	7	Unidades
Índice de frecuencia	1.2	Accidentes con días perdidos
Índice de severidad	85.81	Días perdidos
Índice de accidentabilidad	0.1	%

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

Fuente: Seguridad

Los días 03, 04 y 05 del mes de noviembre, se desarrolló en forma exitosa la "Semana de la Seguridad y del Medio Ambiente", con participación de representantes del Ministerio de Energía y Minas, Ministerio del Ambiente, Osinergmin, Logytec, Estinsa, Promelsa, Indeco, Tyco Electronic, Universidades, Institutos Técnicos y público en general, demostrando el compromiso de seguridad de los distintos niveles de la empresa.

b) Medio ambiente

En cumplimiento al Procedimiento n.º 245-2007-OS/CD sobre Supervisión Ambiental de las Empresas Eléctricas, en el ejercicio 2010 se ha elaborado y entregado a los organismos competentes (OSINERGMIN/MEM), el informe conteniendo el monitoreo de calidad de efluentes líquidos y calidad de cuerpo receptor, calidad de aire y ruidos, en nuestras centrales de generación, mediciones de electromagnetismo de nuestras líneas de transmisión y declaración de manejo de residuos sólidos. Asimismo, se elaboró el Informe Anual de Gestión Ambiental, presentado a la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas (DGAA/MEM), donde se señala entre otros, las medidas adoptadas para la protección del Medio Ambiente.

c) Fiscalización Eléctrica

Durante el año 2010 realizamos importantes inversiones y trabajos operativos que permitieron mejorar nuestra infraestructura eléctrica, atendiendo también los diversos Programas de Fiscalización del OSINERGMIN, tanto regulares como especiales en las áreas de distribución, transmisión y seguridad, teniendo como resultado:

Subsanación de Deficiencias al Procedimiento n.º 228-2009 OS/CD – Supervisión de las instalaciones de distribución eléctrica por seguridad pública, habiendo subsanado un total de 1005 deficiencias, 224 en subestaciones (SED), 274 en estructuras de media tensión (EMT) y 507 en tramos de media tensión (TMT).

I y II Semestre 2010	SED	EMT	TMT	No. de Deficiencias Subsanadas
	224	274	507	1005

Fuente: Calidad y Fiscalización

Con relación al Procedimiento n.º 078-2007-OS/CD - Supervisión del Parque de alumbrado público se obtuvo el siguiente resultado:

PERIODO	MUESTRA	DEFICIENCIA	% DEF.
I - Semestre	3476	34	0.98%
II - Semestre	3397	28	0.82%

Fuente: Calidad y Fiscalización

Con relación al Procedimiento n.º 680-2008-OS/CD - Medidores Contrastados durante el 2010, se obtuvo el siguiente resultado:

UUNN/SEM	Desaprobado	Aprobado	Total	%
I - Sem. 2010	1452	20909	22361	6.49%
II - Sem. 2010	1558	19335	20893	7.46%

Fuente: Calidad y Fiscalización

El Procedimiento N° 680-2008-OS/CD obliga a efectuar el control en nuestra concesión los errores de medición fuera de las tolerancias establecidos en la R.M. n.º 496-2005-MEM/DM, reduciendo los reclamos por cobros en exceso, permitiendo disminuir el tiempo de atención de reclamos de aquellos suministros cuyos medidores fueron contrastados, al tener elementos de juicio con valor oficial para resolver reclamos por exceso de consumo. Teniendo en cuenta que, los contrastes o verificaciones son realizados por una entidad contrastadora autorizada por el INDECOPI y supervisadas por Osinergrin.

Adicionalmente con el cumplimiento de este Procedimiento, se ha mejorado los indicadores de calidad de la precisión de la medida, los cuales son evaluados en cumplimiento de la NTCSE. Cuyos resultados se detallan:

Precisión de la Medida

UUNN/SEM	Muestras	Aprobado	Desaprobado	%
I - Sem. 2010	1992	1944	48	2.41%
II - Sem. 2010	2046	2010	36	1.76%

Fuente: Calidad y Fiscalización

Resultados inferiores al 5% establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

d) Sistema de Gestión de la Calidad

La empresa certificadora SGS del Perú SAC recertificó el Sistema de Gestión de la Calidad de ELECTROCENTRO S.A. bajo los estándares de la norma ISO 9001:2008, en los meses de marzo y abril del 2010. Dicha recertificación está vigente desde el día 17 de mayo 2010 al 17 de mayo del 2013 y abarca los siguientes procesos:

- Operación y Mantenimiento en Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en todo el ámbito de ELECTROCENTRO S.A.

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

Dicha empresa realizó la auditoría externa de seguimiento al desempeño del Sistema de Gestión de la Calidad en setiembre 2010, no siendo objeto de ninguna no conformidad mayor ni menor por parte de la certificadora SGS del Perú.

El 29 de noviembre y el 07 de diciembre 2010, se realizó la segunda auditoría interna al Sistema de Gestión de la Calidad correspondiente al año 2010, en la Sede Regional y Unidades de Negocio.

7. **GESTIÓN COMERCIAL**

7.1 **Evolución de la Tarifa**

Las tarifas de venta de energía del sector regulado son fijadas cada cuatro años por la Gerencia de Regulación Tarifaria (GART) del OSINERGMIN, ente regulador del sector energético, tomando en cuenta una serie de factores como: costos de operación y mantenimiento, demanda máxima de energía y niveles de pérdidas de energía aceptados. También se incorpora dentro de la fórmula de determinación tarifaria el costo de reposición de los activos utilizados para prestar el servicio.

Las tarifas mencionadas tienen tres componentes principales: los precios a nivel de generación, que representan alrededor del 48% del valor de la tarifa eléctrica final; los cargos y peajes por transmisión representan alrededor del 10%; y el valor agregado de distribución explican el 42 % restante.

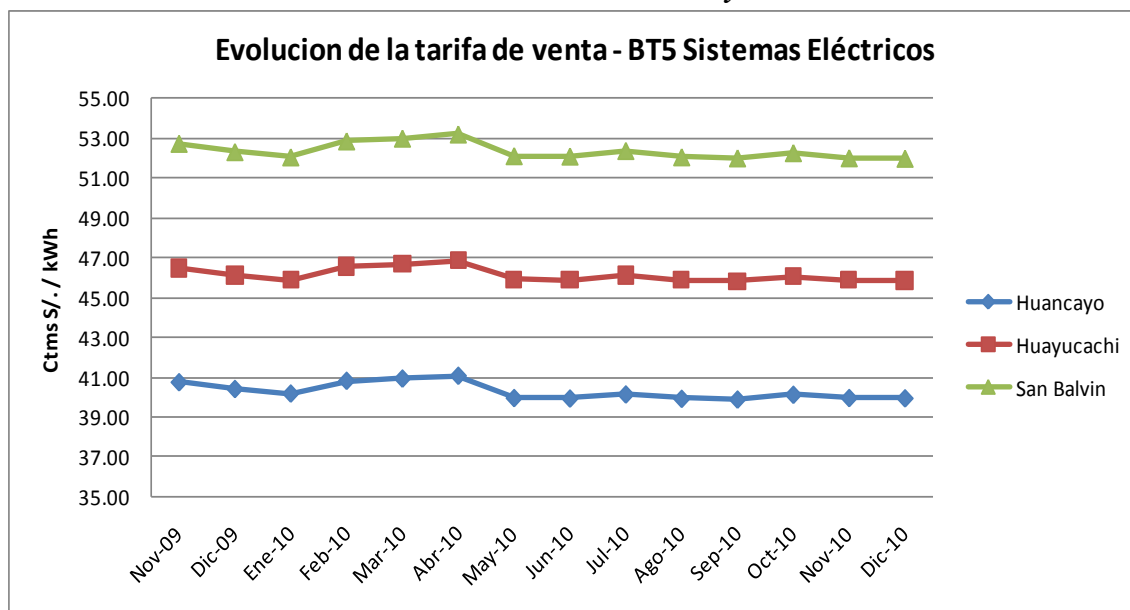
Los precios de generación, transmisión y distribución son reguladas por el Osinergmin, cuyas variaciones o reajustes que se producen se debe principalmente a la variación de los indicadores macroeconómicos y precios de los combustibles: índice del precio al por mayor, tipo de cambio del dólar, precios del diesel, etc., los mismos que se evalúan cada mes (primeros días del mes), los precios de los componentes mencionados son reajustados cuando se producen variaciones superiores a +/- 5.0% para el caso de los precios de generación y transmisión y +/- 1.5% para los precios de distribución. Además los precios a nivel de generación PNG son revisadas y calculadas de manera trimestral por el Osinergmin, siendo este último quien fija los precios para el trimestre posterior.

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

Evolución de la tarifa Sistemas Eléctricos

Sistema Eléctrico	Nov-09	Dic-09	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10
Huancayo	40.75	40.42	40.20	40.82	40.93	41.07	39.97	39.95	40.15	39.94	39.90	40.14	39.98	39.96
Huayucachi	46.48	46.11	45.88	46.58	46.70	46.87	45.91	45.89	46.13	45.87	45.83	46.07	45.88	45.86
San Balvín	52.75	52.33	52.07	52.87	53.01	53.22	52.13	52.11	52.39	52.07	52.02	52.28	52.02	52.00

Fuente: Gerencia Comercial



Fuente: Gerencia Comercial

El decrecimiento que se observa a partir del mes de mayo de 2010, se debe que a partir del 1° de mayo de 2010 mediante resoluciones del OSINERGMIN n.º 079, 093, 094, 095 y 099-2010-OS/CD, entró en vigencia un reajuste en las tarifas reguladas de electricidad, debido a la variación de precios a nivel generación, los factores de ponderación del valor agregado de distribución para los sectores rurales, los factores de ponderación del precio de la energía, el balance de potencia coincidente a nivel de empresa y el cargo por peaje de transmisión principal.

Estas modificaciones originaron una disminución en el precio final al cliente, con una tendencia negativa durante los últimos siete meses del año (junio-diciembre 2010).

La participación (en ctmo. S/. por kWh), en el mes de diciembre de 2010/2009, de cada segmento del mercado se detalla en el siguiente cuadro:

Participación de componentes tarifarios en la tarifa mes de diciembre (2010/2009)

Mes – Año	Unid.	Gen	SPT	SST	VAD MT	VAD BT	TOTAL
Dic-09	cS./kWh	20.494	1.967	1.87	4.684	10.331	39.35
	%	52.09%	5.00%	4.75%	11.90%	26.26%	100.00%
Dic-10	cS./kWh	18.2	1.747	1.963	5.066	11.934	38.91
	%	46.77%	4.49%	5.05%	13.02%	30.67%	100.00%
Diferencia	cS./kWh	-2.294	-0.220	0.093	0.382	1.603	-0.436
	%	-11.19%	-11.18%	4.97%	8.16%	15.52%	

Fuente: Gerencia Comercial

7.2 Mecanismos de Compensación

7.2.1 Fondo de Compensación Social Eléctrica – FOSE

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

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

Este beneficio inicialmente se fijó por un período de 30 meses (a partir del 01.11.2001). Posteriormente, mediante Ley n.º 28307 se dispuso su vigencia indefinida. A partir de noviembre del 2001 se efectúan transferencias de fondos entre empresas aportantes y receptoras.

ELECTROCENTRO S.A. por la naturaleza de su mercado, es una empresa receptora; debido a esta característica, en el año 2010 recibió de parte de las empresas EDELNOR, Luz del Sur, Electro Ucayali y COELVISAC, la suma de **S/. 13'475,769**.

7.2.2 Mecanismo de Compensación para usuarios Regulados del SEIN

Mediante el Artículo 29º de la Ley n.º 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 con licitaciones. Asimismo, se dispone el establecimiento de un Mecanismo de Compensación entre usuarios regulados del SEIN, con la finalidad que el precio a nivel generación sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

Mediante Decreto Supremo n.º 019-2007-EM se aprobó el "Reglamento del Mecanismo de Compensación entre los Usuarios Regulados del SEIN", que dispone que OSINERGMIN

apruebe los procedimientos necesarios para calcular el precio a nivel 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.º 180-2007-OS/CD y sus modificatorias.

El saldo neto de aportes realizados en el año 2010 por este mecanismo fue **S/. 1'416,039** a favor, Electrocentro para el período 2010 fue considerado receptor.

7.2.3 Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados (MCSA)

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

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

El saldo neto de aportes realizados en el año 2010 resultó favorable en **S/. 646,300**.

7.3 Servicio Comercial

En el año 2010 logramos mejorar sustancialmente el servicio de atención a nuestros clientes. Los periodos de atención de solicitudes de nuevos suministros así como de reconexiones del servicio derivados de cortes por morosidad, fueron inferiores a los límites fijados por la NTCSE.

MES	TOTAL RECLAMOS	RECLAMOS FUNDADOS	No. CLIENTES	INDICE RECLAMOS x CADA 10 000 CLIENTES	INDICE RECLAMOS FUNDADOS x CADA 10 000 CLIENTES
ENERO	530	230	504,930	10.50	4.56
FEBRERO	512	219	507,449	10.09	4.32
MARZO	479	228	509,195	9.41	4.48
ABRIL	487	192	510,062	9.55	3.76
MAYO	526	222	512,106	10.27	4.34
JUNIO	521	193	513,605	10.14	3.76
JULIO	416	193	515,436	8.07	3.74
AGOSTO	396	192	519,951	7.62	3.69
SETIEMBRE	458	205	523,479	8.75	3.92
OCTUBRE	428	210	525,415	8.15	4.00
NOVIEMBRE	564	270	528,190	10.68	5.11
DICIEMBRE	422	195	533,278	7.91	3.66
TOTAL	5739	2549			
PROMEDIO	478	212	516,925	9.26	4.11

Se registró un total de **5,739 reclamos** obteniendo un índice de reclamos de **9.26** por cada 10,000 clientes. Como resultado de la mejora continua derivada del Sistema de Gestión de la Calidad, en el año 2010 el índice de reclamos fundados por cada 10 mil clientes fue **4.11** resultando relativamente bajo en proporción al grado de crecimiento de nuestros clientes. Disminuir este indicador ha sido nuestro mayor reto, las cifras nos respaldan.

Gracias a la integración de nuestro Sistema Comercial, contamos con un servicio Call Center Serviluz, nexo permanente con nuestros clientes en todas nuestras Unidades de Negocio. El accionar coordinado y oportuno de los equipos técnicos y comerciales permite resolver de manera rápida los diferentes requerimientos y necesidades de nuestros clientes.

7.4 Clientes

Como empresa de servicio, nuestra filosofía es lograr y mantener un alto nivel de satisfacción para nuestros clientes, por ello nuestra estrategia empresarial no se orienta exclusivamente en maximizar nuestra rentabilidad, sino en brindar un servicio de excelencia al mayor número de personas, teniendo en cuenta la importancia de la electricidad en la calidad de vida de nuestros clientes,

Al concluir el año 2010 ELECTROCENTRO S.A. cuenta con un total de **533,278** clientes atendidos, con un crecimiento de 6.16% ó 30,950 clientes respecto al año anterior, en el que se atendió a 502,328 clientes.

Los **clientes libres** son aquellos que demandan una potencia superior a 1000kW, y cuyas condiciones de precio para la energía contratada se negocian directamente entre cliente y proveedor.

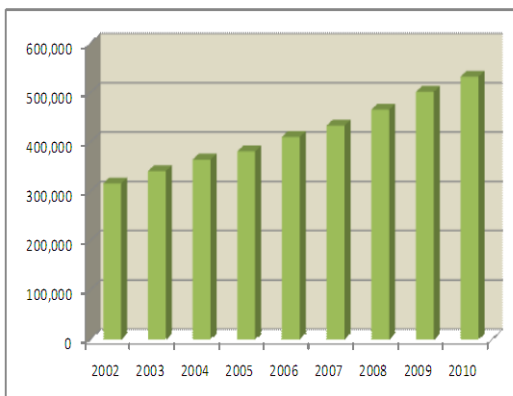
Los **clientes regulados**, denominados así porque su demanda de potencia es menor a los 1000kW, pagan un precio por la energía consumida en base a la tarifa aprobada por la GART del OSINERGMIN.

Evolución de clientes por mercado y nivel de tensión

El mayor crecimiento se dio en el nivel de baja tensión (residencial), sector que representa el 91.0% del total de clientes y que incorporó en el año 2010 en un total de 30,950 nuevos clientes.

La evolución del número de clientes por sectores de consumo es como sigue:

EVOLUCIÓN DEL NUMERO DE CLIENTES POR MERCADO Y NIVEL DE TENSION										
CONCEPTO	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Crecimiento 2010/2009
Mercado Regulado	316,703	341,594	364,955	381,512	411,025	433,883	466,185	502,327	533,278	30,951
Baja Tensión	316,340	341,198	364,516	381,030	410,496	433,308	465,557	501,642	532,530	30,888
* Residencial	284,706	307,078	328,064	342,927	368,938	390,541	421,189	455,345	484,706	29,361
* No Residencial	31,634	34,120	36,452	38,103	41,558	42,767	44,368	46,297	47,824	1,527
Media Tensión	363	396	439	481	525	569	625	683	746	63
Alta Tensión	0	0	0	1	4	6	3	2	2	0
Mercado Libre	2	3	2	1	1	1	1	1	0	0
Muy Alta Tensión	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Alta Tensión	1	2	1	0	0	0	0	0	0	0
Mercado Total	316,705	341,597	364,957	381,513	411,026	433,884	466,186	502,328	533,278	30,950
										6.16%



Fuente: Gerencia Comercial

Evolución de clientes por Unidades de Negocio

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

	<u>% de Variación (2010/2009)</u>
Ayacucho	11.69%
Huancayo	3.96%
Huancavelica	4.13%
Huánuco-Tingo María	9.88%
Tarma-Pasco	2.78%
Selva Central	5.11%
Total Empresa	6.16%

EVOLUCIÓN DEL NUMERO DE CLIENTES POR UNIDADES DE NEGOCIO

UU.NN	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Crecimiento 2010/2009
Ayacucho	50,779	52,643	57,564	59,129	67,419	71,119	79,642	83,960	93,777	9,817
Huancayo - Valle Mantaro	113,265	130,049	133,963	137,624	142,878	148,854	155,055	160,962	167,335	6,373
Huancavelica	29,834	28,729	35,813	37,411	39,370	41,648	44,352	48,223	50,214	1,991
Huánuco-Tingo María	45,458	48,734	51,050	53,861	57,254	63,468	72,334	81,336	89,376	8,040
Tarma - Pasco	53,101	56,894	60,120	65,343	71,456	74,020	75,715	77,319	79,467	2,148
Selva central	24,268	24,548	26,447	28,145	32,649	34,775	39,088	50,528	53,109	2,581
TOTAL	316,705	341,597	364,957	381,513	411,026	433,884	466,186	502,328	533,278	30,950

Fuente: Gerencia Comercial

7.4 Coeficiente de electrificación

El coeficiente de electrificación es una medida que determina el porcentaje de habitantes que tienen acceso regular a la energía eléctrica dentro de una determinada área. En el caso de las poblaciones atendidas por ELECTROCENTRO S.A., dicho coeficiente alcanzó en promedio el **78.4%** al concluir el año 2010, lo que significó un incremento de 1.6 puntos porcentuales respecto al año anterior, donde se registró un coeficiente de 76.8%.

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

Los índices por Unidades de Negocio son:

COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION				
UU. NN.	2007	2008	2009	2010
Ayacucho	88.60%	95.00%	95.70%	97.90%
Huancavelica	70.40%	73.00%	75.40%	77.00%
Huancayo - Valle Mantaro	68.70%	70.50%	70.80%	71.60%
Huanuco - Tingo María	64.90%	66.30%	67.80%	71.00%
Selva Central	60.20%	63.20%	68.70%	69.30%
Tarma - Pasco	99.60%	99.70%	94.60%	95.20%
TOTAL	74.00%	75.70%	76.80%	78.40%

Fuente: Gerencia Comercial

Han contribuido a elevar este importante indicador: la captación de clientes por proyectos de terceros, ejecutados por el MEM, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales y los Proyectos de electrificación, y ampliación de redes ejecutados por la empresa. Así mismo la aplicación de las políticas de facilidades de pago para los nuevos clientes; la respuesta al programa de independización eléctrica de predios de clientes colectivos.

7.6 Venta de Energía

Por mercado y nivel de tensión

El volumen de energía vendida durante el año 2010 fue de **556 GWh** en el mercado regulado, dado que en el año 2010 ya no se contó con el cliente libre Cemento Andino S.A., cliente con quien se culminó el contrato de suministro de energía.

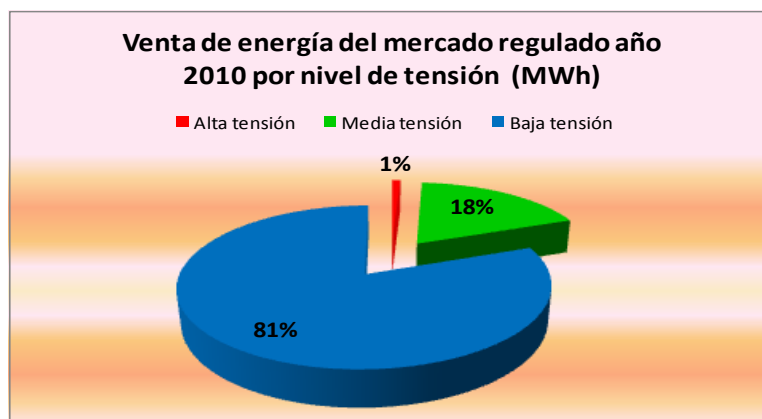
La energía vendida resultó -10.9 % menor a la registrada en el año 2009 (624 GWh) debido al retiro del cliente libre, pero en el mercado regulado se presentó un incremento de 7.2%, influenciado directamente por los clientes en baja tensión, quienes incrementaron su consumo en 30.8 GWh, correspondiendo al sector domiciliario 20.8 GWh.

Evolución de la venta de energía en MWh

Mercado / Segmento	2006	2007	2008	2009	2010	Var. 2010/2009
Mercado libre	106,383	111,292	101,839	105,251	0	-100.0%
Mercado regulado	434,147	484,541	499,140	518,727	555,960	7.2%
- Alta tensión	18,118	25,069	14,838	1,310	4,953	278.1%
- Media tensión	80,043	93,074	88,268	99,590	102,348	2.8%
- Baja tensión	335,986	366,398	396,034	417,827	448,659	7.4%
* Domiciliario	175,070	220,910	241,642	258,443	279,235	8.0%
* No domiciliario	119,502	101,228	109,976	114,663	121,767	6.2%
* Alumbrado público	41,414	44,260	44,416	44,721	47,657	6.6%
TOTAL	540,530	595,833	600,979	623,978	555,960	-10.9%

Fuente: Gerencia Comercial

Participación de la venta de energía por nivel de tensión

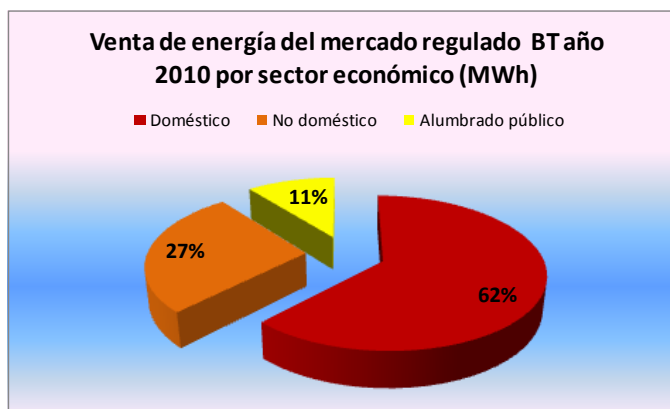


Fuente: Gerencia Comercial

Por Sectores Económicos

La venta de energía por sectores económicos se concentra en el sector doméstico con el 62% del volumen de energía vendida. El sector industrial concentró el 28%.

Participación de la venta de energía por sector económico



Fuente: Gerencia Comercial

7.7 Producción y compra de energía

a) Producción de energía

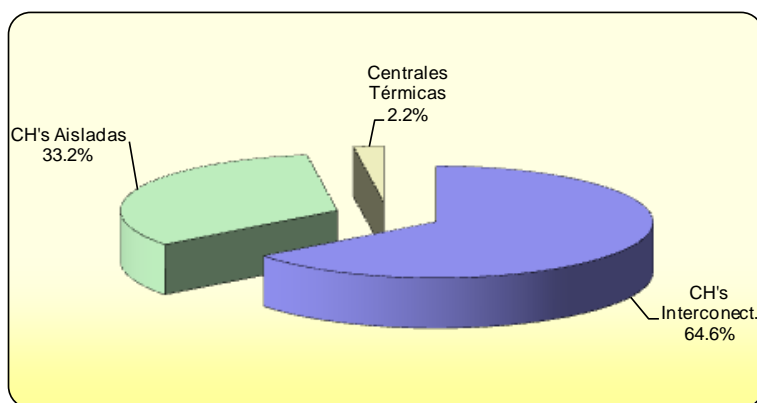
La generación con nuestras pequeñas centrales hidráulicas y termoeléctricas diesel, participó con el **12.14%** del total de la energía movilizada en ELECTROCENTRO S.A. durante el año 2010, equivalente al **77.77 GWh**; cifra menor en 4.28% a lo producido el año pasado, que registró 81.24 GWh.

Incide en este resultado, la escasez de lluvias en la región central del país, que afectó directamente en la producción con las pequeñas centrales de generación hidroeléctrica de ELECTROCENTRO S.A.

Del volumen total de energía producida, la **generación hidráulica** representó el **97.8%**, equivalente al **76.03 GWh**; y la **generación térmica** el **2.2%** equivalente al **1.74 GWh**.

Del total de la producción hidroeléctrica, el 64.6% corresponde a centrales interconectadas, y el 33.2% a centrales aisladas.

Producción propia de energía eléctrica año 2010



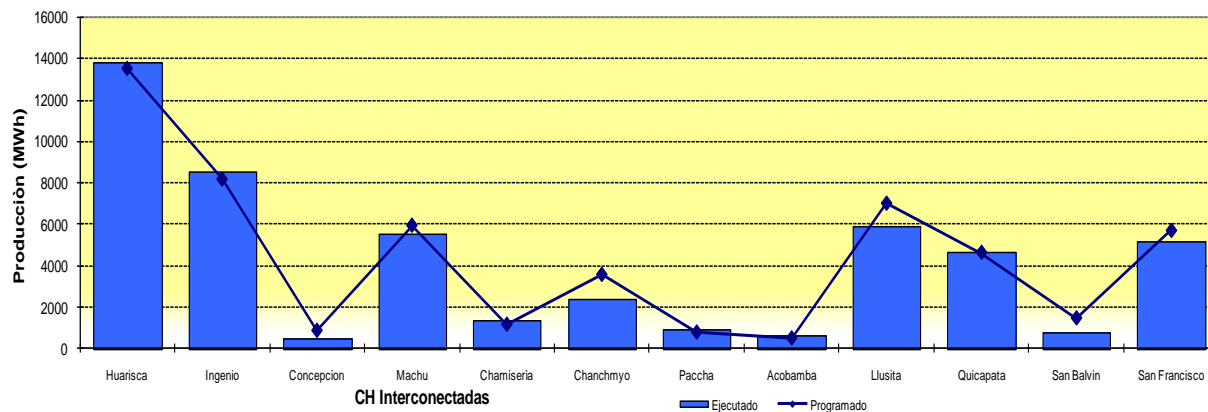
Fuente: Gerencia Técnica

Producción Energía (MWh)	CH's Interconect.	CH's Aisladas	Centrales Térmicas	Total
Ejecutado	50,233 MWh	25,791 MWh	1743 MWh	77,768 MWh

Fuente: Gerencia Técnica

PRODUCCIÓN EN CENTRALES INTERCONECTADAS AL SEIN AÑO 2010

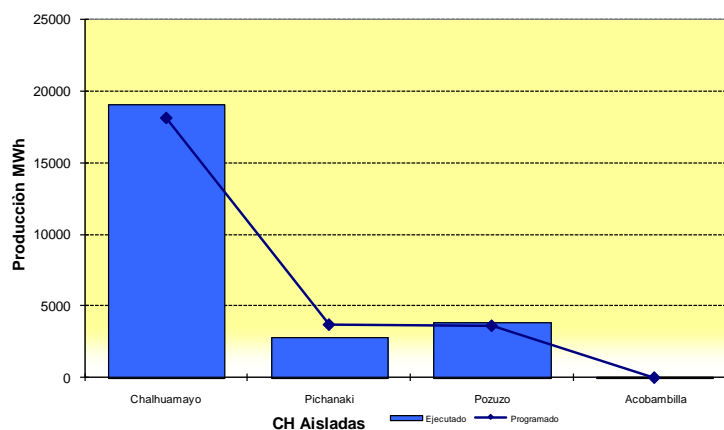
Producción	PRODUCCIÓN (MWh) EN CENTRALES HIDROELECTRICAS INTERCONECTADAS AL SEIN												CH'S Interconectados
	Huarisca	Ingenio	Concepción	Machu	Chamisería	Chanchamayo	Paccha	Acobamba	Lluisita	Quicapata	San Balvin	San Francisco	
Ejecutado	13807	8540	487	5527	1354	2412	902	628	5941	4658	771	5207	50,233
Programado	13506	8165	867	5938	1160	3565	783	498	7000	4632	1466	5687	53,267



Fuente: Gerencia Técnica

PRODUCCIÓN EN CENTRALES AISLADAS AÑO 2010

PRODUCCIÓN (MWh) EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS AISLADAS					
Producción	Chalhuamayo	Pichanaki	Pozuzo	Acobambilla	CH's Aislados
Ejecutado	19110	2818	3858	5	25,791
Programado	18102	3705	3625	12	25,444



Fuente: Gerencia Técnica

b) Compra de energía

La energía comprada a empresas generadoras en el año 2010 alcanzó a **562,9 GWh**, lo que equivale a -9.6% ó -59.5 GWh de energía adquirida respecto al año anterior (622.5 GWh), debido al retiro del cliente libre Cemento Andino S.A.

COMPRA DE ENERGIA A EMPRESAS GENERADORAS

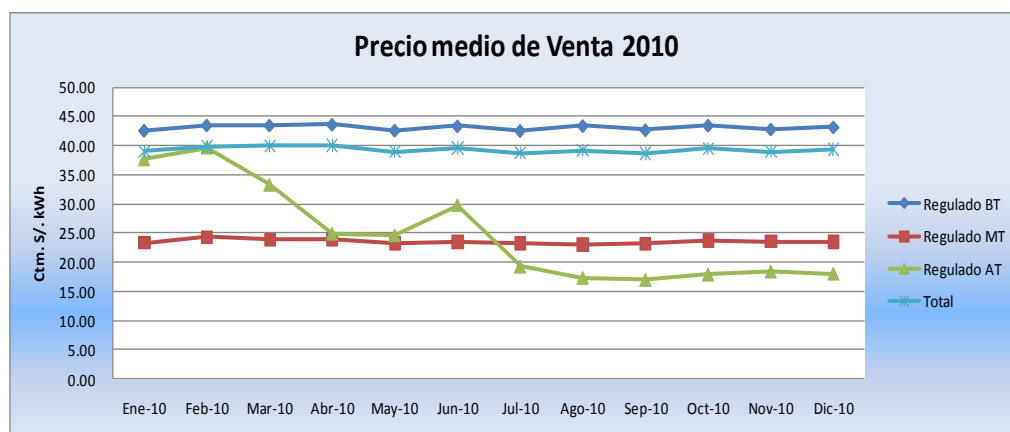
Generador	2006	2007	2008	2009	2010	Part. %
Electroperú (Regulado-Libre)	198.52	203.44	104.66	105.25	3.08	0.5%
Egasa (Regulado)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0%
Egenor (Regulado)	0.00	0.00	0.00	129.77	121.19	21.5%
Eepsa (Regulado)	0.00	0.00	0.00	4.47	26.35	4.7%
Kallpa (Regulado)	0.00	0.00	0.00	96.41	401.05	71.2%
Muller (Regulado)	2.89	2.85	2.72	3.11	2.96	0.5%
Simsa (Regulado)	1.46	0.07	0.00	0.14	0.40	0.1%
Brocal (Regulado)	7.43	7.42	7.19	7.26	7.09	1.3%
COES Sin Contrato (Regulado)	312.53	346.53	489.21	273.46	0.84	0.1%
Sin Contrato Otros (Regulado)	11.61	34.83	0.44	2.63	0.00	0.0%
Total GWh	534.44	595.15	604.22	622.51	562.97	100.0%

Fuente: Gerencia Comercial

7.8 Evolución de los Precios Medios

El precio medio de venta para el año 2010 en el mercado regulado es de **39.31 ctmo. S/. por KWh**, presentándose una reducción de 2.5% con respecto al año 2009 donde se registró un precio medio de venta de 40.30 ctmo. S/. por KWh, como resultado de la disminución de los precios de generación y cargo por peaje de transmisión principal, componentes de la tarifa eléctrica de venta al cliente final.

El precio medio de venta en baja tensión disminuyó en 2.6% respecto al año 2009 (de 44.25 a 43.12 ctmo. S/. por kWh); en media tensión disminuyó en 1.5% (de 23.88 a 23.52 ctmo. S/. por kWh). Su evolución mensual para el año 2010 es como sigue:



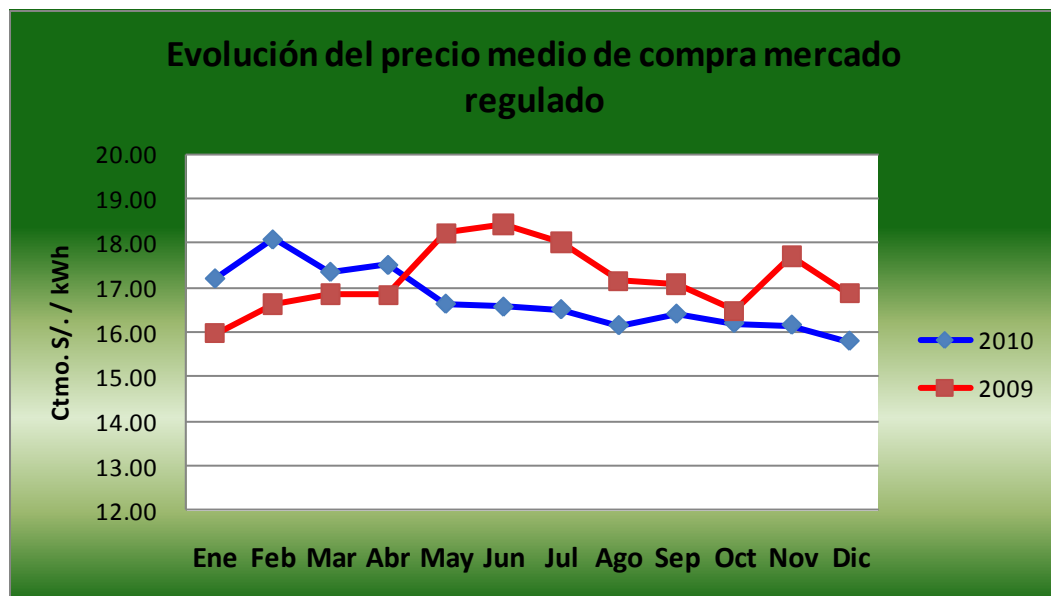
CONCEPTO	Ene-10	Feb-10	Mar-10	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	TOTAL
Regulado BT	42.62	43.52	43.49	43.62	42.64	43.36	42.58	43.42	42.70	43.47	42.83	43.19	43.12
Regulado MT	23.32	24.30	23.84	23.91	23.25	23.51	23.29	23.02	23.18	23.69	23.59	23.50	23.52
Regulado AT	37.62	39.64	33.26	24.89	24.62	29.80	19.25	17.33	16.98	17.87	18.40	18.04	20.79
Total	39.02	39.82	39.95	40.02	38.99	39.60	38.75	39.19	38.68	39.51	38.98	39.33	39.31

Fuente: Gerencia Comercial

La evolución del precio medio de compra en los dos últimos años tiene una tendencia decreciente, disminuyendo en **2.8%** en el

mercado regulado, de 17.19 ctms. S/. por kWh promedio en el año 2009 a 16.72 ctms S/. por kWh promedio en el año 2010.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2010	17.21	18.10	17.36	17.52	16.63	16.57	16.51	16.15	16.41	16.20	16.16	15.79
2009	15.98	16.64	16.86	16.84	18.23	18.43	18.02	17.15	17.08	16.49	17.70	16.88



Fuente: Gerencia Comercial

8. GESTION ADMINISTRATIVA

8.1 Recursos Humanos

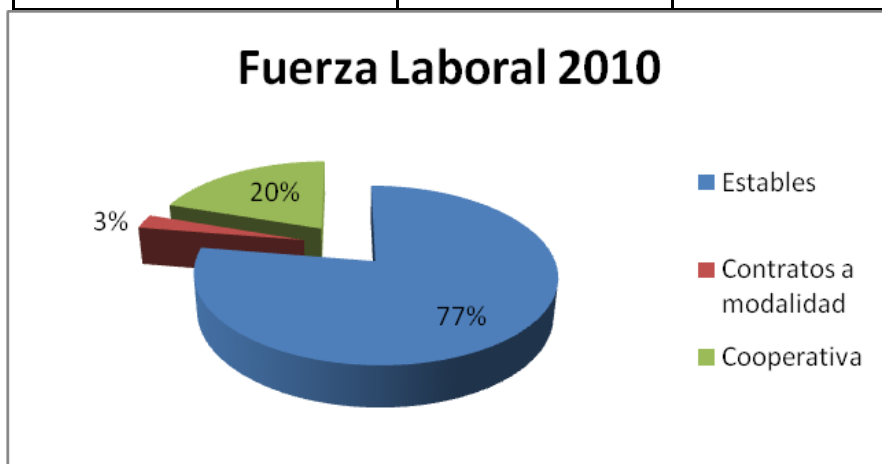
En el año 2010 se fortaleció el proceso de desarrollo organizacional de la empresa, manteniendo un nivel de relaciones laborales orientadas al rendimiento y la conducta de los trabajadores en el marco de las normas legales vigentes, complementadas con lo establecido en el "Reglamento Interno de Trabajo" y "Reglamento de Seguridad e Higiene Industrial", a fin de aportar en la mejora del Clima Laboral y la Gestión Empresarial.

Se reconoció a los trabajadores de buen desempeño alcanzado en el ejercicio de sus funciones, sustentado en el resultado de la evaluación aplicada durante el ejercicio.

a) Fuerza Laboral

Al término del Ejercicio 2010 el personal de ELECTROCENTRO S.A. estuvo conformado por 414 trabajadores con labores y responsabilidades de carácter permanente. La evolución de nuestro personal para los períodos 2009 y 2010 es como sigue:

CONCEPTO	2009	2010
Estables	314	321
Contratos a modalidad	8	11
Cooperativa	82	82
Total	404	414



Fuente:

Gerencia Administración y Finanzas

b) Composición de la fuerza laboral

La fuerza laboral (414 trabajadores) se concentra en un 31% (130 trabajadores) en actividades comerciales; el 32% en actividades de distribución (132 trabajadores); el 32% (131 trabajadores) en labores administrativas y el 5 % restante (21 trabajadores) en actividades de generación y transmisión eléctrica.

Por Actividad	2009	2010
Administración	124	131
Comercialización	113	130
Distribución	100	132
Generación	9	10
Transmisión	58	11
Total	404	414



Fuente: Gerencia Administración y Finanzas

La gestión de la Unidad de Recursos Humanos se orientó a intensificar el Programa de Capacitación y Desarrollo de Personal, con la finalidad de optimizar los niveles de competencia de los colaboradores, propiciándose el desarrollo de métodos y procedimientos de trabajo, **lográndose una mejora sustancial en la medición del clima laboral**, lo cual ha permitido mantener la integración, identificación y compromiso de los trabajadores con la misión y objetivos de la empresa.

c) Capacitación

La capacitación del personal fue una de las mayores preocupaciones de la administración, habiéndose desarrollado un programa intensivo, con mayor incidencia en los grupos: Profesional y Técnico Operativo; así como la programación de cursos Generales, Específicos, Seguridad e Higiene Ocupacional, Gestión de Calidad y Cursos de Formación de Auditores. El total de horas de capacitación para el personal propio fue de aproximadamente **15,448 horas** distribuidas como sigue:

Grupo Ocupacional	Horas/Hombres
Funcionarios	1,923
Profesionales	9,747
Técnicos	2,688
Apoyo	1,090
Total	15,448

El índice per-cápita de capacitación fue **42.1 horas/trabajador**.



Fuente: Gerencia Administración y Finanzas

d) Servicio Médico

Se aplicaron diversos programas de salud ocupacional y asistencia médico familiar en beneficio de nuestros trabajadores y familiares directos. Complementariamente se desarrolló talleres y charlas sobre primeros auxilios y actividades de carácter preventivo promocional.

Se llevó a cabo el examen médico ocupacional anual a nivel de Sede Central y Unidades de Negocio, para un total de 330 trabajadores.

Se realizó la campaña médica de despistaje de diabetes, control de presión arterial, campaña nutricional dirigida al personal y familia, en las instalaciones de la empresa. También se realizó la campaña de vacunación Antitetánica, con apoyo de ESSALUD, en las instalaciones de ELECTROCENTRO S.A.

Se elaboró boletines informativos con temas de sumo interés para los trabajadores tales como: Influenza AH1N1, Reglamento del PAMF, comer rápido y dormir poco produce alteraciones genéticas, signos de alarma que usted debería conocer, cómo saber que tengo gripe o resfrío, etc.

Asistencia y apoyo a los trabajadores, con visitas a sus domicilios y clínicas por diversas dolencias, descanso médicos y accidentes diversos.

Suscripción del Convenio de Servicios Médicos PAMF con las Clínicas Cayetano Heredia S.R.L., Ortega S.R.Ltda y Boticas BTL.

Solicitud de compra de medicamentos para implementación de los botiquines a nivel de ELECTROCENTRO S.A.

Apoyo médico en el desarrollo de las Olimpiadas Internas y del Grupo Distriluz.

e) 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 ELECTROCENTRO 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:

Cursos de capacitación dirigido a Clubes de Madres, Municipalidades, Colegios e Instituciones Públicas sobre riesgo eléctrico en las instalaciones eléctricas, ahorro de la energía, uso seguro y adecuado de la electricidad, distancias mínimas de seguridad.

Actividades de proyección social en épocas de fiesta de fin de año y Navidad, proyectándose a las zonas más lejanas como: Anexo de Andamarca, Ninanya del distrito de Ahuac y Tinyari del distrito de San Juan de Iscos - Provincia de Chupaca; Comunidad de Puruhuaracra-Palcamayo, Provincia de Tarma; Comunidad Nativa de Panga - Mazamari, Provincia de Satipo; Asentamientos Humanos Villa Progreso y San Félix del distrito de San Ramón -La Merced; Centro Poblado menor Nauyan Rondos – Huánuco.

8.2 Tecnología de la Información y Comunicaciones

Uno de los pilares que permite mejorar la gestión de la empresa es la Tecnología de la Información y Comunicación, resaltamos las siguientes actividades:

a) Sistemas de Información

- Configuración plataforma SAP para implementación del nuevo Plan Contable.
- Modificación del sistema técnico georeferenciado "Maximus" de acuerdo a requerimientos para cumplimiento de la Res. 228 Seguridad Pública.
- Implementación de mejoras en el sistema técnico Maximus para la gestión de Unidad de Alumbrado Público.
- Implementación del Sistema de Trámite Documentario.
- Implementación del Datamart Comercial para la obtención de información de datos comerciales como apoyo a la gestión.
- Planificación de sistemas con visión de largo plazo para la gestión operativa y gerencial.

b) Infraestructura Tecnológica

- Se implementó el servicio FTP (Fail Transfer Protocol) para transferencia interna de archivos de gran capacidad.
- Implementación de dominio y correo para personal de empresas terceras.
- Implementación de 38 computadoras de la segunda adenda del contrato de equipamiento, a personal que aún mantenían equipos de bajo performance.
- Implementación de dos servidores File Server para el almacenamiento de la información de los usuarios.

c) Comunicaciones

- Se ha integrado al sistema SCADA de ELECTROCENTRO S.A. la subestación de Huancayo Este mediante tendidos de Fibra Óptica del tipo OPGW, que nos permite realizar telemando y telecontrol de esta subestación.
- Se ha mejorado el sistema de comunicación de datos con las Unidades de Negocio ampliando los anchos de banda de los circuitos IP/VPN, para soportar las transacciones de los sistemas de información que la empresa tiene implementado (Optimus, SAP, Correo electrónico, Maximus, SGC).
- Se ha mejorado la seguridad del sistema de comunicación remota (VPN), realizando trabajos de segmentación de redes mediante VLAN, que permite proteger la información que se comparte entre las distintas áreas de ELECTROCENTRO S.A.

8. ESTADOS FINANCIEROS

DICTAMEN DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A LOS SEÑORES ACCIONISTAS Y DIRECTORES EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD DEL CENTRO – ELECTROCENTRO S.A.

Hemos auditado los Estados Financieros adjuntos de la EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD DEL CENTRO S.A. – ELECTROCENTRO S.A., que comprenden el Balance General al 31 de diciembre de 2010, y los Estados de Ganancias y Pérdidas, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, así como el resumen de políticas contables significativas y otras notas explicativas. Los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2009, que se presentan para fines comparativos, fueron auditados por otros auditores independientes quienes en su dictamen de fecha 10.08.2010, emitieron una opinión sin salvedades.

Responsabilidad de la Gerencia sobre los Estados Financieros

La Gerencia de la Empresa es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en el Perú. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implantar y mantener el control interno pertinente en la preparación y presentación razonable de los estados financieros para que estén libres de representaciones erróneas de importancia relativa, ya sea como resultado de fraude o error; seleccionar y aplicar las políticas contables apropiadas; y realizar las estimaciones contables razonables de acuerdo con las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en 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 y normas legales gubernamentales aplicables a la entidad. Tales normas requieren que cumplamos con requerimientos éticos y que planifiquemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable que los estados financieros no contienen representaciones erróneas de importancia relativa.

Una auditoría comprende la ejecución de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los saldos y las divulgaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, que incluye la evaluación del riesgo de que los estados financieros contengan representaciones erróneas de importancia relativa, ya sea como resultado de fraude o error. Al efectuar esta evaluación de riesgo, el auditor toma en consideración el control interno pertinente de la Empresa en 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 Empresa. Una auditoría también comprende la evaluación de si los principios de contabilidad aplicados son apropiados y si las estimaciones contables realizadas por la Gerencia de la Empresa son razonables, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de la EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD DEL CENTRO S.A. – ELECTROCENTRO S.A. al 31 de diciembre de 2010, el resultado de sus operaciones y los flujos de efectivo, por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados.

24 de Febrero de 2011
Lima - Perú

Refrendado por:

Socio
ADRIANO WENCIS VIGO SILVA
CONTADOR PÚBLICO COLEGIADO
MATRICULA N° 12680

**EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE
ELECTRICIDAD DEL CENTRO S.A.**

- ELECTROCENTRO S.A. -

BALANCE GENERAL

Al 31 de Diciembre de 2010 y de 2009
(Expresado en Nuevos Soles)

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Efectivo y equivalente de efectivo. Nota 3	2,039,455	2,746,148
Cuentas por cobrar comerciales. Nota 4	33,973,702	34,537,722
Empresas relacionadas. Nota 5	4,054,855	6,199,404
Otras cuentas por cobrar. Nota 6	17,194,191	18,940,568
Existencias. Nota 7	10,156,193	5,827,032
Otros activos. Nota 8	378,532	1,019,573
Gastos pagados por anticipado. Nota 9	21,757,260	18,019,252
	-----	-----
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	89,554,188	87,289,699
	-----	-----
ACTIVO NO CORRIENTE		
Otras cuentas por cobrar Nota 6	44,760	109,772
Inmuebles, maquinaria y equipo, neto. Nota 10	700,048,126	608,912,607
Impuesto a la renta diferido. Nota 11	3,798,624	4,318,650
Intangibles, neto. Nota 12	1,978,674	2,388,122
	-----	-----
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	705,870,184	615,729,151
	-----	-----
TOTAL ACTIVO	795,424,372	703,018,850
	=====	=====
PASIVO Y PATRIMONIO NETO		
PASIVO CORRIENTE		
Obligaciones Financieras Nota 13	38,745,832	43,200,351
Cuentas por pagar comerciales. Nota 14	52,457,759	61,571,689
Empresas relacionadas. Nota 5	15,658,747	13,114,561
Impuesto a la Renta y participaciones por pagar Nota 15	6,398,078	5,637,340
Otras cuentas por pagar. Nota 16	6,476,868	8,358,815
Provisiones Nota 17	4,770,942	4,312,250
	-----	-----
	-	-
TOTAL PASIVO CORRIENTE	124,508,226	136,195,006
	-----	-----

Continuación...

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
PASIVO NO CORRIENTE		
Cuentas por pagar comerciales Nota 14		
Otras cuentas por pagar Nota 16	2,149,645	2,282,405
Empresas relacionadas. Nota 5	16,362,910	96,248
Ingresos diferidos. Nota 18	49,267,282	38,831,812
Provisiones Nota 17	4,801,648	5,819,929
Impuesto a la renta y participaciones diferido Nota 11	9,706,098	12,919,867
	-----	-----
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	82,287,583	59,950,262
	-----	-----
	-	
TOTAL PASIVO	206,795,809	196,145,268
	=====	=====
PATRIMONIO NETO. Nota 19		
Capital social.	673,280,649	633,280,649
Capital adicional.	47,074,431	38,964,606
Reserva legal.		
Resultados acumulados.	(164,948,968)	(192,427,736)
Resultado del ejercicio.	33,222,452	27,056,063
	-----	-----
TOTAL PATRIMONIO NETO	588,628,563	506,873,582
	-----	-----
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	795,424,372	703,018,850
	=====	=====
Cuentas de orden	205'386,828	202'901,045
	=====	=====

**EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD DEL
CENTRO S.A.**

- ELECTROCENTRO S.A. -

ESTADO DE GANANCIAS Y PÉRDIDAS

Por el periodo terminado al 31 de Diciembre de 2010 y de 2009

(Expresado en Nuevos Soles)

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
INGRESOS		
Venta de energía. Nota 21	247,875,914	236,310,351
Ingresos servicios complementarios. Nota 22	12,387,203	11,002,730
	-----	-----
	260,263,117	247,313,081
	-----	-----
COSTOS		
Compra de energía. Nota 23	(100,525,501)	(110,168,080)
Gastos de generación. Nota 24	(7,884,581)	(6,378,631)
Gastos de transmisión. Nota 24	(10,018,549)	(10,762,179)
Costo de distribución y generación. Nota 24	(57,187,169)	(45,634,051)
	-----	-----
	(175,615,800)	(172,942,941)
	-----	-----
UTILIDAD BRUTA	84,647,317	74,370,140
	-----	-----
GASTOS OPERATIVOS		
Gastos de administración. Nota 25	(16,931,620)	(14,817,816)
Gastos de ventas. Nota 26	(20,299,777)	(17,421,008)
	-----	-----
	(37,231,397)	(32,238,824)
	-----	-----
UTILIDAD OPERATIVA	47,415,920	42,131,316
	-----	-----
OTROS INGRESOS (GASTOS)		
Financieros, neto. Nota 27	(358,965)	600,570
Varios, neto. Nota 28 y Nota 29	2,500,950	1,801,572
	-----	-----
	2,141,985	2,402,142
	-----	-----
	-	-
UTILIDAD ANTES DE PARTICIPACIONES E IMPUESTO A LA RENTA	49,557,905	44,533,458
	-----	-----
Participaciones. Nota 20	(2,705,997)	(2,608,566)
Impuesto a la renta. Nota 20	(13,629,457)	(14,868,829)
	-----	-----
UTILIDAD NETA DEL EJERCICIO	33,222,452	27,056,063
	=====	=====

EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE

ELECTRICIDAD DEL CENTRO S.A.

- ELECTROCENTRO S.A. -

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

Por el periodo terminado al 31 de Diciembre de 2010 y de 2009

(Expresado en Nuevos Soles)

<u>CONCEPTOS</u>	<u>Capital</u>	<u>Capital Adicional</u>	<u>Reserva Legal</u>	<u>Resultados Acumulados</u>	<u>Total</u>
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008	576,410,927	32,778,691	357,337	(193,105,090)	416,441,865
Otras transferencias netas	- . -	6,185,915	- . -	- . -	6,185,915
Aporte de Capital	56,869,722	- . -	- . -	- . -	56,869,722
Utilidad (pérdida)Neta del ejercicio	- . -	- . -	- . -	27,056,063	27,056,063
Capitalización partidas patrimoniales	- . -	- . -	(357,337)	357,337	- . -
Otros incrementos o disminuciones de las partidas patrimoniales	- . -	- . -	- . -	320,017	320,017
	-----	-----	-----	-----	-----
		-			
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	633,280,649	38,964,606	0	(165,371,673)	506,873,582
Adopción NIC 12	- . -	- . -	- . -	899,016	899,016
Nuevos aportes de accionistas	40,000,000	1,874,103	- . -	- . -	41,874,103
Utilidad (pérdida)Neta del ejercicio	- . -	- . -	- . -	33,222,452	33,222,452
Otros incrementos o disminuciones de las partidas patrimoniales	- . -	6,235,722	- . -	-476,311	5,759411
	-----	-----	-----	-----	-----
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2010	673,280,649	47,074,431	0	(131,726,517)	588,,628,563
	=====	=====	=====	=====	=====

EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE**ELECTRICIDAD DEL CENTRO S.A.****- ELECTROCENTRO S.A. -****ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO**

Por el periodo terminado al 31 de Diciembre de 2010 y de 2009
(Expresado en Nuevos Soles)

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		
Venta de bienes o servicios (Ingresos Operacionales)	307,857,494	293,711,900
Intereses y dividendos recibidos	1,101,540	1,234,365
Otros cobros relativos a la actividad	9,383,822	13,455,370
Pagos a proveedores y otros	(184,005,559)	(168,981,255)
Pago de Tributos	(38,282,071)	(30,604,730)
Pagos de remuneraciones y beneficios sociales	(22,321,959)	(20,789,389)
Pagos de intereses	(1,718,532)	(2,636,725)
Otros pagos relativos a la actividad de operación	1,403,320	(9,820,287)
	-----	-----
EFFECTIVO NETO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	73,418,056	75,569,249
	-----	-----
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Compra de inmuebles, maquinaria y equipo	-	(1,801,356)
Otros activos, Compra y desarrollo de activos intangibles	22,441	(395,489)
Desembolsos obras en curso	(117,802,497)	(142,340,223)
	-----	-----
EFFECTIVO NETO APLICADO A LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(117,780,056)	(144,537,068)
	-----	-----
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		
Emisión de acciones o nuevos aportes	48,109,825	56,575,000
Ingreso por Préstamos bancarios recibidos, neto	97,512,698	68,245,000
Amortización de préstamos	(101,967,216)	(54,593,744)
	-----	-----
EFFECTIVO NETO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO.	43,655,306	70,226,256
	-----	-----
AUMENTO (DISMINUCIÓN) NETA DEL EFECTIVO EN EL EJERCICIO	(706,693)	1,258,437
EFECTIVO AL INICIO DEL EJERCICIO	2,746,148	1,487,711
	-----	-----
SALDO DE EFECTIVO AL FINAL DEL EJERCICIO	2,039,455	2,746,148
	=====	=====

Continuación...

CONCILIACIÓN DEL RESULTADO NETO DEL PERIODO CON EL EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE ACTIVIDADES DE OPERACIÓN

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Utilidad neta del período	33,222,452	27,056,063
Ajuste al resultado neto que no afectan a los flujos de efectivo provistos por las actividades de operación:		
Depreciación del ejercicio	26,759,681	23,578,878
Beneficios sociales	1,257,988	1,179,057
Desvalorización de existencias	- . -	- . -
Provisiones Diversas	32,288	138,393
Activos y Pasivos:		
Aumento (Disminución) de cuentas por cobrar comerciales	2,708,569	293,053
Aumento(Disminución) de Otras cuentas por cobrar	2,141,388	(1,062,958)
Aumento(Disminución) de existencias	(4,361,450)	1,797,030
Aumento(Disminución) de impuestos y gastos pagados por anticipado	(3,738,008)	(15,407,089)
Disminución (aumento) de cuentas por pagar comerciales	9,696,919	32,148,495
Disminución de otras cuentas por pagar	5,698,229	5,848,328
	-----	-----
EFECTIVO NETO PROVENIENTE DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	73,418,056	75,569,249
	=====	=====