

## Indicadores Clave:

### País:

- La inflación acumulada en el 2014 fue de 3.22%, fuera del rango meta del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP), que oscila entre el 1.0% y el 3.0%. El BCRP redujo en el 2014 la tasa de interés de referencia de la política monetaria de 4.00% a 3.75% en julio, y posteriormente, en el mes de septiembre un 0.25% adicional, hasta llegar a una tasa de 3.50%; todo ello en concordancia con la menor actividad económica.
- La economía peruana en el 2014 registró un crecimiento de 2.5%, tasa inferior a la del 2013, que fue del 5.02%.
- Al cierre del 2014, el nuevo sol se depreció frente al dólar un 6.9%, y se apreció frente al euro un 4.5%, cerrando el ejercicio con un tipo de cambio de 2.99 y 3.77, respectivamente.

### Sector:

- La demanda de energía del SEIN al 31 de diciembre de 2014 alcanzó 41,796 GWh (39,669 GWh al 31 de diciembre de 2013), lo que significó un incremento de 5.4%.
- La máxima demanda de potencia en el sistema durante el cuarto trimestre 2014 ascendió a 5,737 MW, incrementándose en 2.9% con respecto a la registrada durante el cuarto trimestre del año 2013 (5,575 MW).

### Acontecimientos Relevantes del trimestre:

- El 27 de noviembre de 2014 Edegel pagó el segundo dividendo a cuenta de la utilidad del ejercicio 2014, ascendente a S/. 74.5 millones.

## Análisis de Resultados

### 1. Ingresos Operacionales

Millones de Soles S/.	A dic. 2014	A dic. 2013	Var. S/.
Energía	1,036.4	871.5	164.9
Potencia y Peaje	485.5	392.5	93.0
Otros Ingresos Operacionales	22.0	20.2	1.8
<b>Ingresos Totales Operacionales</b>	<b>1,543.9</b>	<b>1,284.3</b>	<b>259.7</b>

Al cierre de 2014 los ingresos operacionales acumulados ascendieron a S/. 1,543.9 millones, un incremento de 20.2% con relación al cierre a diciembre del año 2013, principalmente explicado por: los mayores ingresos por venta de energía, que alcanzaron S/. 1,036.4 millones, un aumento de 18.9% respecto al acumulado a diciembre del año anterior. Este incremento fue generado por las mayores ventas de energía en el mercado regulado por los contratos licitados de largo plazo con Edelnor y Luz del Sur principalmente, y otros contratos bilaterales suscritos, los cuales entraron en vigencia en enero de este año.

## 2. Estadística de la producción y venta de energía

<b>Producción de Energía (GWh)</b>	<b>A dic. 2014</b>	<b>A dic. 2013</b>	<b>Var. %</b>
Generación Hidráulica	2,736	3,545	-23%
Generación Térmica a Gas	3,285	4,014	-18%
Generación Térmica a Diesel	0	6	-100%
<b>Producción Total</b>	<b>6,021</b>	<b>7,566</b>	<b>-20%</b>

<b>Venta de Energía (en GWh)</b>	<b>A dic. 2014</b>	<b>A dic. 2013</b>	<b>Var. %</b>
Clientes Libres	3,589	3,301	9%
Clientes regulados	4,409	3,810	16%
Venta al mercado spot	324	616	-47%
<b>Total de Ventas</b>	<b>8,322</b>	<b>7,728</b>	<b>8%</b>

## 3. Costo de Ventas (Operacionales)

<b>Millones de Soles S/.</b>	<b>A dic. 2014</b>	<b>A dic. 2013</b>	<b>Var. S/.</b>
Consumo de gas natural	327.8	276.2	51.6
Depreciación y amortización	194.1	192.5	1.6
Deterioro de maquinaria y equipo	0.0	36.0	(36.0)
Compra de energía, potencia y peaje	197.1	117.0	80.1
Servicios prestados por terceros	42.9	47.8	(4.8)
Canon y tributos eléctricos	19.9	18.6	1.3
Cargas diversas de gestión	58.2	40.9	17.3
Compensación por generación adicional y otros	51.3	41.8	9.4
Consumo de petróleo	0.1	8.6	(8.5)
Otros costos de generación	55.9	55.8	0.1
<b>Total Costo de Ventas</b>	<b>947.4</b>	<b>835.1</b>	<b>112.2</b>

El costo de ventas al cierre de 2014 ascendió a S/. 947.4 millones, un incremento de 13.4% con relación al cierre acumulado al 31 de diciembre de 2013, que se explica principalmente por:

- Mayor gasto por Consumo de gas natural (+S/. 51.6 MM) fundamentalmente por un mayor despacho de unidades térmicas a gas, según requerimiento del COES.
- Mayor gasto en Compra de energía, potencia y peaje (+S/.80.1 MM) debido principalmente al mayor consumo de clientes asociado a las mayores ventas; y al mayor gasto por nuevos cargos unitarios asociados al Peaje Principal.
- Mayor gasto por Cargas diversas de gestión (+S/.17.3 MM), principalmente por el cargo en Compensaciones por Seguridad de Suministro y Energías Renovables, para pago a las nuevas centrales de reserva fría (Enersur y Eepsa) y energía renovables.

#### 4. Otros Ingresos operativos

Millones de Soles S/.	A dic. 2014	A dic. 2013	Var. S/.
Servicios prestados a subsidiaria	10.1	7.7	2.4
Servicios de administración a relacionadas	4.1	3.0	1.1
Reembolso por daño material y lucro cesante	29.8	103.5	(73.7)
Otros ingresos	16.2	11.4	4.8
<b>Ingresos Totales</b>	<b>60.2</b>	<b>125.6</b>	<b>(65.4)</b>

Al 31 de diciembre de 2014, los otros ingresos operativos ascendieron a S/. 60.2 millones. Se explica principalmente porque en el ejercicio 2014 se reconoció un menor ingreso por el reembolso del siniestro (daño material y lucro cesante) de la unidad TG7 (unidad de respaldo) de la central térmica Santa Rosa

#### 5. Ingresos financieros

Al cierre acumulado al 31 de diciembre de 2014 los ingresos financieros disminuyeron en S/ 12 millones, debido principalmente a los menores ingresos por dividendos declarados por la asociada Endesa Brasil en abril del 2014.

Millones de Soles S/.	A dic. 2014	A dic. 2013	Var. S/.
Dividendos declarados por asociada	42.8	55.7	(12.8)
Dividendos declarados por subsidiaria	37.4	38.9	(1.5)
Recupero de intereses por contingencias	4.3	0.0	4.3
Intereses sobre depósitos bancarios	2.2	4.0	(1.8)
Comisión por Fianza Solidaria a subsidiaria	0.0	0.3	(0.3)
Otros	0.2	0.1	0.2
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>87.0</b>	<b>98.9</b>	<b>(12.0)</b>

#### 6. Gastos financieros

Al 31 de diciembre de 2014 los gastos financieros disminuyeron en S/. 1.8 millones con relación a los registrados al cierre acumulado al 31 de diciembre del año anterior, lo cual se explica principalmente por el menor pago de intereses por reducción del nivel de deuda financiera.

Millones de Soles S/.	A dic. 2014	A dic. 2013	Var. S/.
Intereses sobre bonos	18.5	21.9	(3.4)
Intereses sobre préstamos bancarios	6.3	5.8	0.5
Intereses sobre leasing	3.2	3.7	(0.5)
Pérdida por instrumentos financieros derivados	2.7	3.0	(0.3)
Actualización de Contingencia	0.3	0.3	0.0
Otros	3.0	1.2	1.9
<b>Total Gastos Financieros</b>	<b>34.0</b>	<b>35.8</b>	<b>(1.8)</b>

## 7. Utilidad Neta

Al 31 de diciembre de 2014 Edegel obtuvo una utilidad neta acumulada de S/. 528.3 millones, superior en S/. 89.6 millones a la obtenida el año anterior, principalmente por las mayores ventas registradas en el periodo.

Millones de Soles S/.	A dic. 2014	A dic. 2013	Var. S/.
Ingresos	1,604.2	1,409.9	194.3
Costos y gastos operacionales	998.3	887.0	111.3
<b>Utilidad operativa</b>	<b>605.8</b>	<b>522.9</b>	83.0
Margen Operativo	37.8%	37.1%	0.0
<b>Utilidad Neta</b>	<b>528.3</b>	<b>438.7</b>	<b>89.6</b>

## 8. Situación Financiera

### Liquidez

El índice de liquidez general (activo corriente entre pasivo corriente) incrementó a 1.29 veces con relación al ejercicio anterior (0.99 veces al cierre del año 2013), explicado por:

- Menores pasivos financieros (-14.6 millones de nuevos soles) debido a la disminución del nivel de deuda financiera.
- Menores cuentas por pagar comerciales debido a que al 31 de diciembre de 2014 ya no se incluyen los trabajos en curso relacionados el siniestro ocurrido en la Unidad TG7 de la Central Térmica Santa Rosa, ocurrido en el año 2013.

Asimismo, en línea con un adecuado manejo financiero que permita mejorar la posición de los niveles de liquidez Edegel ha realizado las siguientes acciones:

- Edegel mantiene un saldo de caja a cierre de 2014 de 200.8 millones de nuevos soles.
- Se contrataron líneas de crédito bancarias comprometidas por un importe total de 101.5 millones de nuevos soles.
- Edegel dispone de un sistema de gestión financiera del circulante, por el que, a través de préstamos de corto plazo intercompañías, las compañías del Grupo Enel en Perú optimizan los excedentes de caja.

### Endeudamiento

Al cierre acumulado de 31 de diciembre de 2014 la variación en el endeudamiento se explica principalmente por:

- En setiembre de 2014 Edegel suscribió un financiamiento con Bank of Nova Scotia, por US\$ 36 millones; los fondos se utilizaron para capital de trabajo.
- Vencimientos programados de deuda de largo plazo por US\$ 17.2 millones. Asimismo, se cancelaron los bonos correspondientes a la 4°, 9° y 10° emisión del Tercer Programa de Bonos de la empresa por un importe total de S/. 48.3 millones y US\$ 9.2 millones

La estructura de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

**Deuda Financiera**

Deuda Financiera	A dic-14	A dic-13
(En millones de S/.)		
En moneda local	51	100
En dólares	632	555
<b>Total Deuda</b>	<b>683</b>	<b>655</b>

**Estructura de la Deuda**

Perfil de deuda	A dic-14	A dic-13
En soles S/.	7%	15%
En dólares US\$	93%	85%
Tasa Fija o protegida	52%	67%
Tasa Variable	48%	33%

**9. Eventos inciertos y riesgos**

La empresa no se encuentra libre de afrontar riesgos e incertidumbres, sea por factores internos o externos. Entre los riesgos e incertidumbres se puede mencionar principalmente el riesgo de la mayor competencia por parte de otros generadores, las condiciones hidrológicas prevalecientes a lo largo del tiempo en las cuencas de las cuales se obtiene los recursos hídricos para operar las centrales hidroeléctricas de Edegel, el riesgo de cambios en la regulación del sector eléctrico, el riesgo de indisponibilidad del sistema de producción, transporte y distribución de gas natural, entre otros.

**10. Política de Inversiones**

La política de inversiones de Edegel, está orientada a mantener la fiabilidad del suministro mediante la inversión en mantenimientos y en proyectos de expansión.

Las inversiones en mantenimiento están orientadas principalmente a las unidades de las centrales térmicas de la empresa.

Los proyectos de expansión están orientados a incrementar la potencia y generación de la compañía. Edegel viene trabajando en los siguientes proyectos:

- Curibamba: evaluación de la construcción de una central hidroeléctrica de 192 MW.

**11. Fortalezas y Recursos**

Entre las principales fortalezas y recursos de Edegel se puede señalar:

- Adecuada diversificación de la potencia efectiva de la empresa, la cual se encuentra distribuida aproximadamente en 46% de generación en centrales hidroeléctricas y 54% en centrales térmicas a gas natural y diesel; lo cual le permite una participación constante en el despacho de energía eléctrica del sistema tanto en época de estiaje (mayo a octubre), como en el de avenida (noviembre a abril).
- Capacidad de generación a bajos costos marginales.
- Experiencia en el negocio eléctrico y respaldo de su principal accionista, el grupo Enel, principal empresa pública de energía de Italia.