

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. del Grupo EPM

Cifras expresadas en millones de pesos colombianos

Segundo Trimestre 2025

Nota 1. Entidad reportante

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. -(en adelante "CENS") es una empresa de servicios públicos mixta, fue constituida el 16 de octubre de 1952 mediante Escritura Pública 3552 de la Notaría Octava de Bogotá y quedó configurada como filial del Grupo Empresarial EPM a partir del 19 de marzo de 2009. En razón de su naturaleza jurídica, CENS está dotada de autonomía administrativa, financiera y patrimonio propio. El capital con el que se constituyó y funciona, al igual que su patrimonio, es de naturaleza mixta, siendo su máximo accionista el Grupo EPM con una participación del 91.52%. Su domicilio principal está en la Avenida 7 5N-220 barrio Sevilla de Cúcuta, Colombia. No tiene establecido un término de duración.

CENS está autorizada para prestar el servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de transmisión, distribución y comercialización, así como la comercialización y prestación de servicios de telecomunicaciones y las actividades que la complementen, de acuerdo con el marco legal regulatorio.

Nota 2. Propiedad, planta y equipo, neto

Aumentó \$21,549, Correspondiendo principalmente por la inversión realizada en \$41,595, básicamente por la repotenciación de líneas \$10,728, reposición, expansión y mantenimiento de redes en \$7,961, gestión y control pérdidas de energía \$4,599, subestación la playa \$1,547, normalización subestación Sevilla \$1,033, reposición subestaciones y líneas \$477, automatización de redes de distribución \$474, electrificación rural \$290, subestación alto del pozo \$204, expansión y reposición redes de distribución ínsula- guadas \$271, subestación tonchala \$183, material en bodega \$12,857, reparación de transformadores \$323, compra redes particulares \$304, y compra de activos fijos por \$159 consistentes en aires acondicionados e impresora Fargo, no obstante, una mayor depreciación acumulada de \$18,932 (De los cuales \$20,010 equivalen a la alícuota de la depreciación por los traslados a operación de los proyectos de expansión y reposición de redes, control y reducción de pérdidas, subestación san roque y repotenciación de líneas, menos la reversión de las bajas realizadas por \$1,078).

Nota 3. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

Disminuyó \$103,063 básicamente por:

La porción corriente disminuyó en \$96,436 principalmente por:

- Subsidios servicio de energía disminuyó en \$65,689 debido a que el Ministerio de Minas ha asignado recursos para cubrir estos valores en el trimestre.
- Servicio de energía disminuyó en \$26,792, principalmente obedece a estimados por \$29,256, no obstante; incrementa energía corriente en \$2,304 y conexos en \$335.
- Servicio de energía (Deterioro) aumentó en \$5,165 ocasionado por el crecimiento de la cartera por parte del sector residencial y sector oficial (Ejercito, Escuelas de Aguachica, Municipio San Calixto, Acueducto Tibú), así mismo el sector industrial y comercial (Clínica de Alta complejidad Aguachica, Sector Minero).
- Cartera para bienes, correspondiente a la garantía que cubre las obligaciones de las transacciones internacionales de electricidad (TIE) por compra en bolsa, disminuyó en \$1,705.

- Derechos cobrados por terceros, aumentó en \$3,579 debido a que los pagos remitidos por entes recaudadores y bancos de los últimos días no hábiles del mes de junio fueron aplicados en el siguiente mes.

La porción no corriente disminuyó en \$6,627 principalmente por:

- Servicios de energía disminuyó \$14,734, generada básicamente por traslado del largo al corto plazo de la cartera estimada por opción tarifaria.
- Servicios de energía (Deterioro) con disminución de \$8,227, generada principalmente por la reclasificación de la cartera de largo plazo a corto plazo de la opción tarifaria, generando una correlación directa en la provisión por deterioro.

Nota 4. Otros activos financieros

Aumentó en \$2,136, generado básicamente por la creación de patrimonio autónomo de obras por impuestos en Fiduprevisora, para ejecución de un proyecto con el ICBF.

Nota 5. Activo por impuesto sobre la renta corriente

Aumentó en \$10,456, generado por la variación en el saldo a favor del impuesto sobre la renta de \$6,375 y el reconocimiento del beneficio de activos fijos reales productivos por \$4,081.

Nota 6. Efectivo y equivalentes al efectivo

Aumentó en \$36,495, lo cual obedece a la porción corriente principalmente por el recaudo de energía y de terceros por \$386,143, aportes, contribuciones y subsidios por \$123,452, otros ingresos \$7,614, rendimientos financieros \$557, y recursos restringidos \$1,783; no obstante, disminuciones por pago de operación comercial \$158,837, gastos de funcionamiento y de terceros por \$207,766, abono a capital e intereses pagados por \$101,759 y pago de dividendos por \$14,692.

Nota 7. Créditos y préstamos

Disminuyó \$78,964, lo cual obedece principalmente a:

La porción corriente disminuyó en \$55,166, generado por abono capital empréstitos \$75,621 e intereses pagados por \$26,138; no obstante, intereses causados e indexados a costo amortizado por \$22,729 y reclasificación del largo a corto plazo \$23,864.

La porción no corriente disminuyó en \$23,798, generado por la reclasificación del largo al corto plazo en \$23,864; no obstante, el costo amortizado de la deuda en \$66.

Nota 8. Beneficios a los empleados

Disminuyó \$4,106, lo cual obedece principalmente a:

La porción corriente disminuyó en \$8,319, generado por los pagos efectivamente realizados en el segundo trimestre al personal jubilado en \$6,753 y \$1,566 correspondiente al pasivo laboral de consolidación de prestaciones sociales.

La porción corriente aumentó en \$4,213, presentado por el pasivo registrado en el costo por servicio y costo por interés para segundo trimestre 2025.

9. Impuesto sobre la renta por pagar

Disminuyó \$1,588, lo cual obedece principalmente a:

La porción corriente disminuyó en \$3,723, debido al aumento de anticipos y descuentos que se cruza con la provisión del impuesto de renta, generando menor pasivo a pagar.

La porción no corriente aumentó en \$2,135, originado por la implementación del mecanismo Obras por impuestos, en el cual se ejecutará un proyecto con el ICBF.

Nota 10. Provisiones

Disminuyó en \$537, principalmente por:

La provisión por desmantelamiento y compensación forestal presentó una disminución neta de \$169, atribuible principalmente a los pagos efectuados a Forestal Consultores S.A.S. por \$274, Lito S.A.S. por \$39 y la Corporación Autónoma Regional por \$2; no obstante, esta reducción fue parcialmente compensada por un incremento de \$146, correspondiente a la actualización de las provisiones durante el segundo trimestre de 2025.

Provisión Litigios disminuyó \$368, obedece principalmente por variación en la valoración \$1,042 (Laborales \$997, Administrativo \$35, Fiscal \$10), y por pago realizado de un (1) proceso laboral \$134; no obstante, aumentos por la variación en la valoración \$808 (administrativos \$134, laborales \$668, fiscales \$6).

Nota 11. Acreedores y otras cuentas por pagar

Aumentó en \$16,276, generada principalmente por el neto de la causación y los pagos en el rubro Bienes y Servicios \$27,849, Otros acreedores por \$3,293 y Honorarios \$603; no obstante, disminuciones por Dividendos y participaciones \$14,692, Proyectos de inversión en \$2,667 y Servicios \$202.

Nota 12. Prestación de Servicios

Disminuyó en \$27,287, principalmente por:

Venta de energía: Presentó una disminución del 4.1% correspondiente a \$26,977, producto de unas menores ventas de 31.4 GWh frente a las 737.75 GWh de 2024, representando un menor ingreso por \$28,077, en contraste se generó una mayor tarifa promedio de venta en \$1.5/kWh versus la del año anterior (\$893.8/kWh), representando un mayor ingreso por valor de \$1,100.

La distribución de la caída en las ventas es la siguiente: El sector Residencial con 19.39 GWh y el No Residencial con 12.21 GWh, así mismo en el sector residencial esta disminución se evidencia en mayor medida en los estratos 1 y 2 con 14.44 GWh, en el no residencial el Pareto está en el sector industrial con 9.12 GWh.

Beneficio por uso de redes: disminuyó \$1,931 principalmente por:

- Sistema de Transmisión Regional - STR, presentó disminución de \$3,148, producto de la actualización de la variable macroeconómica IPP, la Demanda País y los pronósticos del cargo.
- SDL (Sistema de Distribución Local), presentó un incremento de \$1,536, debido a la condición deficitaria de esta vigencia frente al 2024.

Otros servicios: aumentó \$1,659, principalmente por:

- Suspensión y reconexión aumentó en \$594, producto del aumento del SLMMV que afecta directamente el costo del contrato, además de una mayor cantidad de labores de reconexión y suspensión.
- Instalación y Conexión aumentó en \$982, generado por una mayor cantidad de labores de instalación y conexión y variación del IPP.

Nota 13. Costos Prestación de Servicios

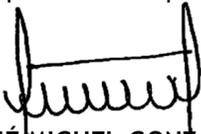
Disminuyó en \$35,698, generado principalmente por Costos de operación comercial en \$43,801:

Costos de operación comercial: disminuyó \$54,756 explicado por:

- Compra en bolsa: Disminuyó \$64,541, esto debido a que se han comprado 6 GWh menos que el año anterior (196.6 GWh) que representaron un menor valor de \$1,759, adquiridas a una tarifa promedio de \$294.7 kWh, siendo esta menor en \$319.3/kWh en comparación a la del año anterior (\$614/kWh), que representaron una disminución de \$62,782.
- Compra en contratos: Aumentó en \$9,785, principalmente por una tarifa mayor de 24.7\$/kWh que la del año anterior (286.5\$/kWh) que aumenta en \$17,212 y una menor compra de 23.9 GWh en comparación al año anterior (697.4) que representaron un menor costo de \$7,426.

Otros costos de la operación comercial: incrementó \$10,955 principalmente por:

- STN, aumentó en \$1,322 debido al crecimiento de los factores macroeconómicos en comparación con el año anterior.
- Restricciones, aumentó \$11,890 por variaciones en el cargo R, debido al comportamiento del PB, adicionalmente se ha generado menor disponibilidad de la infraestructura aumentando el valor de las restricciones.
- STR, aumentó en \$1,283 debido al comportamiento del IPP.
- Costo de conexión, aumentó \$204 por mayor facturación de otros servicios que se incluyeron en la vigencia anterior y debido al pago del retroactivo del contrato de ISA.
- CND, SIC y LAC, aumentó \$194 por ajustes a los cargos para liquidación de conceptos o servicios prestados por XM en cumplimiento de resoluciones CREG.
- SDL aumentó en \$13 debido a la estimación del cargo acumulado a junio 2025.
- ADD, disminuyó en \$3,951, debido a mayores condiciones deficitarias y menor brecha del periodo de liquidación.



JOSÉ MIGUEL GONZALEZ CAMPO
Representante Legal
C.C. 88.266.648 de Cúcuta



RICARDO RUIZ CARVAJAL
Contador Público
C.C. 13.495.330 de Cúcuta
Tarjeta Profesional No. 91677-T