

**CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. del Grupo EPM**  
Cifras expresadas en millones de pesos colombianos  
A enero de 2020 y 2019

## **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**

Con incremento en \$52,698, por la inversión realizada en el periodo y el movimiento de activos en \$113,491 ocasionada principalmente por plan expansión del STN y STR \$24,816, Control y reducción de pérdidas \$16,996, reposición y expansión de redes de distribución \$15,168, Subestación Tibú Campo Dos \$5,008, Aguachica Gamarra \$4,037, material de bodega \$28,778, compra de redes de particulares \$2,762, reparación de transformadores \$594, compra de Activos por \$3,283 consistentes en equipo de pruebas, equipo hidráulico tipo Grúa, vehículo tipo camión doble cabina y cabina sencilla, computadores, Video Beam, Tablet, equipo DRON para inspección y monitoreo, estación de videoconferencia y Fibra Óptica entre otros; no obstante, una disminución en \$60,793, básicamente por mayor depreciación acumulada de \$53,063, por los traslados a operación de los proyectos del Plan de expansión STN y STR, Control y reducción de pérdidas y Expansión y reposición de redes, reclasificación por beneficio tributario AFRP por \$6,533 y bajas por \$704.

## **Nota 3. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar**

Incrementó en \$24,538, obedece principalmente a:

- La porción no corriente incrementó en \$1,025, principalmente por bienes comercializados en \$1,987 servicio de energía \$305; no obstante, por el incremento de servicios de energía (deterioro) en \$1,181.
- La porción corriente aumentó en \$23,513, principalmente por servicio de energía \$19,400, Subsidio de Energía \$12,382, Servicio de Energía Difícil Cobro \$1,975, Arrendamiento Operativo \$997, Para Bienes \$753; no obstante, presentó disminución de Bienes Comercializados por \$6,128 y por el incremento de servicio de energía y otros deudores (deterioro) en \$5,896.

#### **Nota 4. Efectivo y equivalentes de efectivo**

Aumentó en \$15,735, lo cual obedece principalmente a:

La no porción corriente aumentó en \$12,291, principalmente por el traslado al largo plazo de la ejecución de los contratos FAER.

La porción corriente aumentó en \$3,444, principalmente por los desembolsos de los empréstitos, los subsidios recibidos durante la vigencia, los ingresos restringidos recibidos por el Ministerio de Minas y Energía para los contratos FAER 2020; no obstante pagos realizados de la inversión efectuada entre febrero 2019 y enero del 2020, pagos a capital e intereses empréstitos.

#### **Nota 5. Acreedores y otras cuentas por pagar**

Disminuyó en \$8,137, lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$10,786 originado por los nuevos Contratos de Construcción suscritos en la vigencia 2019 con el Ministerio de Minas y Energías, los cuales se ejecutarán en vigencias futuras.

La porción corriente disminuyó en \$18,923, obedece principalmente por la causación y pago de las utilidades de la vigencia 2018 por \$8,444 y por cuentas por pagar a proveedores \$10,479; no obstante, por la reclasificación del corto al largo plazo por concepto de contratos de construcción suscritos en la vigencia 2019 con el Ministerio de Minas y Energías por \$3,751.

#### **Nota 6. Créditos y préstamos**

Incrementó en \$51,044 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumento en \$60,288 generado por el desembolso del empréstito con el Banco Davivienda en \$30,000, Banco de Occidente \$55,000, costo amortizado de la deuda en \$626; no obstante, la reclasificación del largo al corto plazo en \$25,338.

La porción corriente disminución en \$9,244, generado por pago del crédito de tesorería con el Banco BBVA \$20,000, Banco Bogotá \$7,000, Banco de Occidente Crédito Transitorio por \$10,000, Abono capital empréstitos largo plazo del Banco de Bogotá por \$18,615, Banco Popular por \$5,243 y los intereses pagados por 31,161, no obstante, desembolso crédito de tesorería con el banco de Bogotá en \$7,000, crédito transitorio con el Banco de Occidente en \$10,000, crédito transitorio con el Scotiabank Colpatria en \$10,000, intereses causados e indexados a costo amortizado por \$30,438 y reclasificación del largo a corto plazo \$25,337.

#### **Nota 7. Pasivo neto por impuesto diferido**

Disminuyó en \$11,353, generado por los cambios en las tasas impositivas por la reforma tributaria 2019 al pasar del 33% al 32% para el 2020, el 31% para 2021 y 30% para 2022, principalmente en el costo atribuido, la eliminación de turnos adicionales, el costo amortizado de las cuentas por cobrar y el deterioro cartera, así mismo, los beneficios a empleados debido a la valoración del cálculo actuarial por cada norma.

## Nota 8. Prestación de Servicios

Incrementó en \$6,196, principalmente por:

### Venta de energía:

Presenta un aumento del 10.6% correspondiente a \$4,974, producto de una mayor tarifa de venta en 15.5 \$/kWh que aportó \$1,492, se presentan mayores ventas de 6.9GWh que representaron \$3,483 de mayores ingresos, el sector no residencial aumento en 1.9 GWh, principalmente el sector comercial e industrial, en el sector residencial se tienen mayores ventas de 5 GWh sobre todo en los estratos 1 y 2 con 1.9 y 1.8 GWh respectivamente, principalmente por el aumento de la temperatura promedio, aumento vegetativo de los clientes en 4% respecto al año anterior, y crecimiento del costo del Cu promedio.

### Beneficio por uso de redes:

- SDL (Sistema de Distribución Local), presenta aumento de \$2,052, en razón a que los ingresos por el SDL en el año anterior el cargo Dt presentó condición excedentaria en los niveles de tensión 1, así mismo, no se facturaba la reactiva en exceso con metodología CREG 015/18 del mismo modo se transportaron mayores unidades que aportó \$925 por facturación en el SDL y mayores ingresos por ADD \$1,126 considerando el comportamiento del DtUN y las variaciones presentadas en el IPP en lo corrido del año, se requiere diversificación de portafolio de servicio para realizar mayores acciones que permitan recuperar clientes al comercializador incumbente aumentando los ingresos en el MR.
- Sistema de Transmisión Nacional -STN, refleja incremento de \$11 generado al aumento del IPP y mayores unidades transportadas.
- Sistema de Transmisión Regional -STR, refleja disminución del 22% correspondiente a \$846 generado por que consideró dentro del estimado un mayor ingreso.

## Nota 9. Costo prestación de servicios

Incrementó en \$2,929, generado principalmente por Costos de operación comercial en \$2,749:

### Compra de energía: con aumento de \$3,404 explicado por:

- Compra en bolsa con disminución de \$394 ocasionado por una menor compra de 3.8 GWh, equivalente a \$1,012, adicionalmente una mayor tarifa de compra en 36\$/kWh que aportó \$619.
- Compra en Contratos aumentó \$3,797 discriminado en una mayor compra de 9.4GWh, aportando \$2,023 por mayor cobertura en atención a la demanda, y una mayor tarifa de compra en \$17.9 \$/kWh respecto a la del año anterior \$197,4 \$/kWh, equivalentes a \$1,774.

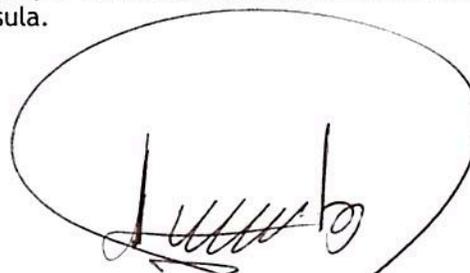
### Otros costos con disminución de \$655:

- Restricciones Disminuyó en \$811, principalmente por el ingreso de garantía del proyecto hidroeléctrico Ituango en cumplimiento de la Resolución CREG 154 de 2019 pérdida de las Obligaciones de Energía en Firme y por mayor disponibilidad en el sistema y menores interrupciones programadas por ISA.

- STN: Aumentó en \$147 producto de aumento en el cargo por el crecimiento del IPP y por mayor demanda de energía transportada.
- STR: Aumentó en \$327 producto de crecimiento de la demanda.
- Costo de conexión: disminuyó en \$359 debido a que el mes de enero de 2019 el estimado del costo de los contratos con ISA para arrendamiento y conexión se registró por la cuenta 753004.01950601, el cual a partir de febrero 2019 se viene registrando por separado considerando la cuenta 751703.01010101.
- CND, SIC y LAC: Aumento de \$91 producto de verificaciones quinquenales, nuevos costos trasladados por conceptos de servicios prestados por XM en atención a nuevas resoluciones, y pago de retraso en proyecto línea Belén - Ínsula.



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