

Transmisión

1. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

La red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) constituye la columna vertebral del suministro eléctrico del país. Está integrada por líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y demás equipos necesarios para recibir la energía generada en las diferentes centrales y transportarla hacia los puntos de entrega, donde posteriormente es distribuida a los usuarios finales.

Su función principal es garantizar que la energía fluya de manera continua, segura y eficiente entre los centros de generación y las áreas de mayor demanda.

La longitud de las líneas de 230 kV del sistema, en el año 2026, alcanza los 2,979.73 km., mientras que la extensión de las líneas de 115 kV es de 313.14 km., conformando un total de 3,292.87 km de línea en todo el Sistema Interconectado Nacional. En el cuadro No. 6 se puede observar el detalle de la longitud de dichas líneas.

2. PÉRDIDAS

En el Gráfico No. 11 se muestra la evolución de las pérdidas del sistema de transmisión durante el primer semestre de 2026, la cual fue de 2.92 % para el total del semestre. Dichas pérdidas, calculadas como el porcentaje de la diferencia entre la energía recibida y la energía entregada por el

sistema de transmisión, varían desde un mínimo de 2.52 % en el mes de mayo, hasta un máximo de 4.10 % en el mes de febrero.

En comparación con el primer semestre de 2025 (ver gráfico No. 12), el promedio semestral de las pérdidas de transmisión observó una disminución, dado que en este período, fueron de 3.12 %.

Las mayores pérdidas del sistema de transmisión suelen ocurrir durante los meses de mayor generación hidroeléctrica, es decir en la estación lluviosa, principalmente de las centrales Fortuna, La Estrella, Los Valles, Estí, Changuinola, Ideal Panamá, Hydro Caisán, Electron Investment y otras ubicadas al occidente del país y por lo tanto alejadas de los principales centros de consumo, ubicados en la ciudad de Panamá, Arraiján, Chorrera, Colón y zonas aledañas.

En el primer semestre de 2026, febrero registró el mayor porcentaje de pérdidas en el sistema de transmisión. Este resultado, atípico para la estación seca, fue ocasionado principalmente por tres factores: mayor demanda por altas temperaturas, restricciones operativas y mantenimientos de la red de ETESA.

Aunque las pérdidas suelen aumentar durante la estación lluviosa por el traslado de la energía hidroeléctrica desde el occidente hacia los principales centros de consumo, en febrero de 2026 el incremento respondió a una combinación distinta de condiciones técnicas y operativas:

Mayor demanda por altas temperaturas.

Las semanas de intenso calor elevaron el uso simultáneo de sistemas de climatización, especialmente en Panamá y Colón. La mayor corriente requerida para atender esta demanda incrementó las pérdidas que crecen en proporción al cuadrado de la corriente.

Restricciones operativas.

La menor producción hidroeléctrica del occidente obligó a transportar energía desde fuentes térmicas, solares y eólicas ubicadas a mayor distancia de los centros de consumo. Las restricciones técnicas y la alta carga de determinadas líneas elevaron las pérdidas incorporadas en los modelos del Centro Nacional de Despacho.

Mantenimientos de la red.

Las libranzas y salidas temporales de líneas debido al mantenimiento preventivo exigieron redirigir los flujos por circuitos alternativos más extensos y menos eficientes.

En el gráfico No. 11 se puede observar el comportamiento de las pérdidas del sistema de transmisión para el primer semestre de 2026 y en el gráfico No. 12 se muestra la comparación de dichas pérdidas en el primer semestre de 2025, con respecto al primer semestre de 2026.

GRÁFICO No. 11
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN
PRIMER SEMESTRE 2026

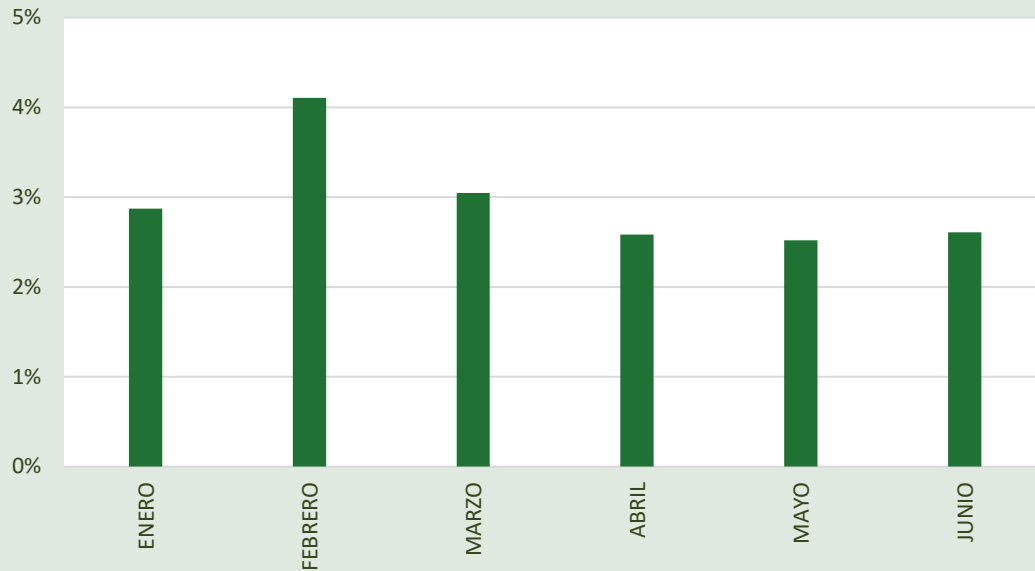
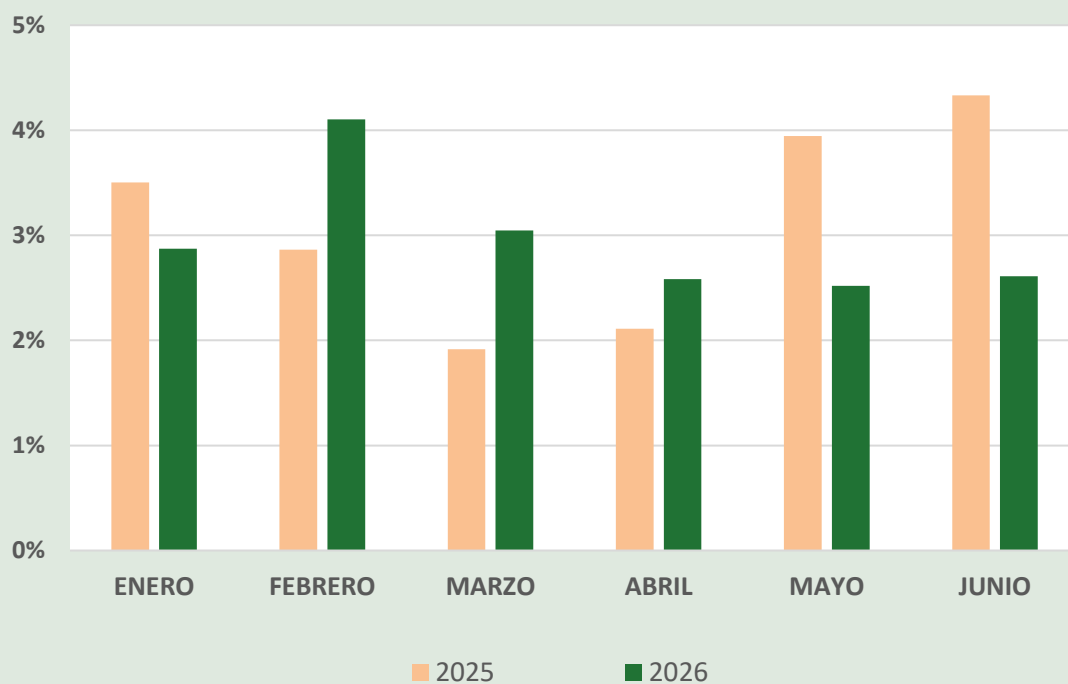


GRÁFICO No. 12
COMPARACIÓN DE LOS PORCENTAJES DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN
PRIMER SEMESTRE 2025 Y PRIMER SEMESTRE 2026



El cuadro No.7 muestra el detalle, tanto de la capacidad, como del voltaje de los transformadores del Sistema Interconectado Nacional. En este sentido se observa que la capacidad total de transformadores cuando el enfriamiento es de tipo OA, es decir por aceite y por aire, es de 1,894.5 MVA. Cuando el enfriamiento por aire forzado (FA), la capacidad total es de 2,526.1 MVA y cuando el enfriamiento es por aceite y aire forzado (FOA) hacen un total de 3,127.4 MV.

**Cuadro 6. LONGITUD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
POR NIVEL DE VOLTAJE**

2026

LÍNEA	230 KV			
	PROVINCIA	km POR CIRCUITO	CIRCUITOS	TOTAL km
230-1A	PANAMA	50.88	1	50.88
230-1B	PANAMA	19.01	1	19.01
230-1C	PANAMA	13.09	1	13.09
230-2A	PANAMA	59.68	1	59.68
230-2B	PANAMA	10.67	1	10.67
230-2C	PANAMA	13.09	1	13.09
230-3A	PANAMA-PANAMA OESTE	40.48	1	40.48
230-3B	PANAMA OESTE	60.81	1	60.81
230-3C	PANAMA OESTE-COCLE	81.93	1	81.93
230-4A	PANAMA-PANAMA OESTE	40.48	1	40.48
230-4B	PANAMA OESTE	60.81	1	60.81
230-4C	PANAMA OESTE-COCLE	81.93	1	81.93
230-5A	COCLE-VERAGUAS-CHIRIQUI	110.65	1	110.65
230-6A	COCLE-VERAGUAS-CHIRIQUI	107.97	1	107.97
230-6B	CHIRIQUI	8.66	1	8.66
230-5B	CHIRIQUI	85.60	1	85.60
230-6C	CHIRIQUI	85.60	1	85.60
230-7	CHIRIQUI	37.72	1	37.72
230-8	CHIRIQUI	37.72	1	37.72
230-14A	PANAMA-PANAMA OESTE	68.20	1	68.20
230-14B	PANAMA OESTE-COCLE	42.89	1	42.89
230-15A	PANAMA-PANAMA OESTE-COCLE	68.20	1	68.20
230-15B	COCLE	42.89	1	42.89
230-16	COCLE-VERAGUAS	84.81	1	84.81
230-17	COCLE-VERAGUAS	84.81	1	84.81
230-12A	PANAMA	14.75	1	14.75
230-12B	PANAMA	135.58	1	135.58
230-12C	COCLE	44.65	1	44.65
230-13A	PANAMA	14.75	1	14.75
230-13B	PANAMA-COCLE	135.58	1	135.58

230-13C	COCLE	44.65	1	44.65
230-20A	CHIRIQUI	97.43	1	97.43
230-20B	CHIRIQUI-BOCAS DEL TORO	24.66	1	24.66
230-29	VERAGUAS-CHIRIQUI	45.57	1	45.57
230-30	VERAGUAS-BOCAS DEL TORO	78.38	1	78.38
230-47A	PANAMA	2.48	1	2.48
230-48A	PANAMA	2.48	1	2.48
230-47B	PANAMA-PANAMA OESTE	35.32	1	35.32
230-48B	PANAMA-PANAMA OESTE	35.32	1	35.32
230-49A	PANAMA OESTE-COCLE	95.20	1	95.20
230-49B	COCLE	60.99	1	60.99
230-50	PANAMA OESTE-COCLE	156.19	1	156.19
230-51	COCLE-VERAGUAS-CHIRIQUI	111.38	1	111.38
230-52	COCLE-VERAGUAS-CHIRIQUI	111.38	1	111.38
230-54A	PANAMA-COLON	50.11	1	50.11
230-55A	PANAMA-COLON	50.11	1	50.11
230-54B	COLON	14.83	1	14.83
230-55B	COLON	14.85	1	14.85
230-55C	COLON	1.12	1	1.12
230-58	COLON	46.10	1	46.10
230-59*	PANAMA-COLON	46.10	1	46.10
230-62	COLÓN	17.33	1	17.33
230-9A	PANAMA-COLON	24.17	1	24.17
230-9B	CHIRIQUI	29.95	1	29.95
230-10	CHIRIQUI	9.81	1	9.81
230-18	CHIRIQUI	16.41	1	16.41
230-21	BOCAS DEL TORO	13.51	1	13.51

SUBTOTAL

2,979.73

LÍNEA	115 KV			
	PROVINCIA	KM POR CIRCUITO	CIRCUITOS	TOTAL KM
115-1A	PANAMA-COLON	47.81	1	47.81
115-2A	PANAMA-COLON	47.81	1	47.81
115-1B	COLON	6.69	1	6.69
115-1C	COLON	0.96	1	0.96
115-2B	COLON	6.90	1	6.90
115-3A	PANAMA	22.85	1	22.85
115-3B	PANAMA	32.08	1	32.08
115-4A	PANAMA	31.18	1	31.18
115-4B	PANAMA	25.41	1	25.41
115-15	CHIRIQUI	25.32	1	25.32
115-16	CHIRIQUI	25.32	1	25.32
115-12	COLON	0.81	1	0.81
115-17	CHIRIQUI	6.18	1	6.18
115-18	CHIRIQUI	1.70	1	1.70
115-19	CHIRIQUI	0.50	1	0.50
115-25	CHIRIQUI	30.00	1	30.00
115-37	PANAMA	0.81	1	0.81
115-62	PANAMA	0.81	1	0.81
SUBTOTAL				313.14
TOTAL				3,292.87

(1) Líneas de doble circuito, un circuito se secciona en Pacora y otro en 24 de Diciembre.

(2) Líneas de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.

(3) Líneas de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá, repotenciadas en 2016.

(4) Líneas de doble circuito, originalmente desde la S/E Llano Sanchez a S/E Panama II, fue seccionada por la S/E El Coco en el 2014

(5) Líneasde doble circuito, desde el 2014 era originalmente desde la S/E El Coco a S/E Panama II, un circuito fue seccionado por la S/E Burunga en el 2017

(6) Este circuito originalmente era desde S/E Veladero a S/E Llano Sanchez, seccionada por la S/E Bella Vista en 2016

(7) Este circuito originalmente era desde S/E Santa Rita a S/E las Minas 1, fue seccionada por la S/E Cativa II.

(8) Estas líneas fueron repotenciadas en el 2016

(9) Estas líneas fueron repotenciadas en el 2019

(10) Estas líneas fueron repotenciadas en el 2019 (Cambio de Conductor).

(11) Líneas de doble circuito, Originalmente desde S/E Chorrera hasta S/E Panama II, Fue seccionada por la S/E Panama III.

(12) Líneas de doble circuito, Originalmente desde la T4 a la S/E Panama II.

(13) Líneas de doble circuito, originalmente desde la S/E El Coco a S/E Panama II, seccionada por la S/E Panama III en 2025.

(14) Se cambio el ID de la línea debido a la entrada de la S/E Panama III

Cuadro 7. CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

SUBESTACIONES CONECTADAS AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

PRIMER SEMESTRE 2026

SUBESTACIÓN	TRANS- FORMA- DOR	CAPACIDAD (MVA)			TIPO	VOLTAJES (KV)		
		OA	FA	FOA		ALTA	BAJA	TERCIARIO
PANAMA 2	1	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA 2	2	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA 2	3	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	1	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	2	105	140	175	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	3	210	280	350	REDUCTOR	230	115	13.8
PANAMA	4	210	280	350	REDUCTOR	230	115	13.8
CHORRERA	1	60	80	100	REDUCTOR	230	115	34.5
CHORRERA	2	60	80	100	REDUCTOR	230	115	34.5
CHORRERA	3	60	80	100	REDUCTOR	230	115	34.5
LLANO SANCHEZ	1	60	80	100	REDUCTOR	230	115	34.5
LLANO SANCHEZ	2	60	80	100	REDUCTOR	230	115	34.5
LLANO SANCHEZ	3	60	80	100	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	1	60	80	100	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	2	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
MATA DE NANCE	3	42	56	70	REDUCTOR	230	115	34.5
PROGRESO	1	60	80	100	REDUCTOR	230	115	34.5
PROGRESO	2	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
CHARCO AZUL	1	18	24	0	REDUCTOR	115	4.16	
CHANGUINOLA	1	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
CHANGUINOLA	2	30	40	50	REDUCTOR	230	115	34.5
CALDERA	1	37.5	50	62.5	REDUCTOR	115	34.5	
BOQUERON III	1	50	66.7	83.3	REDUCTOR	230	34.5	
BOQUERON III	2	50	66.7	83.3	REDUCTOR	230	34.5	
BOQUERON III	2	50	66.7	83.3	REDUCTOR	230	34.5	
SAN BARTOLO	1	90	120	150	REDUCTOR	230	115	34.5
TOTAL MVA		1,894.5	2,526.1	3,127.4				

OA: enfriamiento por aceite y aire

FA: enfriamiento por aire forzado

FOA: enfriamiento por aceite y aire forzado

Cuadro 8. ENERGÍA RECIBIDA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN
PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
PRIMER SEMESTRE 2026

GWh

MES	IMPORTACIÓN	GENERACIÓN	AUTOGENERACIÓN COGENERACIÓN	Y	TOTAL DE ENERGÍA RECIBIDA
ENERO	0.21	1,137.66	8.20		1,146.07
FEBRERO	1.31	1,019.11	2.22		1,022.64
MARZO	0.50	1,217.27	0.49		1,218.26
ABRIL	0.05	1,196.55	0.77		1,197.37
MAYO	0.11	1,257.83	0.49		1,258.43
JUNIO	0.04	1,177.31	0.30		1,177.65
TOTAL	2.22	7,005.73	12.47		7,020.42

Cuadro 9. ENERGÍA ENTREGADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN
PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
PRIMER SEMESTRE 2026

GWh

MES	DISTRIBUIDORAS	GRANDES CLIENTES	EXPORTACIÓN	OTROS AGENTES *	TOTAL DE ENERGÍA ENTREGADA
ENERO	813.64	159.07	136.17	5.19508	1,114.07
FEBRERO	728.71	147.17	99.89	6.55877	982.32
MARZO	871.34	161.98	143.35	5.56955	1,182.23
ABRIL	869.01	158.58	135.05	4.57998	1,167.22
MAYO	925.26	162.22	135.55	4.47935	1,227.52
JUNIO	860.04	165.23	118.74	3.68	1,147.70
TOTAL	5,068.00	954.25	768.75	30.07	6,821.06

* Agentes productores que en determinado momento han tomado energía del SIN

Cuadro 10. TRANSPORTE DE ENERGÍA

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

PRIMER SEMESTRE 2026

GWh

MES	ENERGÍA RECIBIDA	ENERGÍA ENTREGADA	PÉRDIDAS	%
ENERO	1,146.07	1,114.07	32.00	2.87%
FEBRERO	1,022.64	982.32	40.32	4.10%
MARZO	1,218.26	1,182.23	36.03	3.05%
ABRIL	1,197.37	1,167.22	30.15	2.58%
MAYO	1,258.43	1,227.52	30.91	2.52%
JUNIO	1,177.65	1,147.70	29.95	2.61%
TOTAL	7,020.42	6,821.06	199.36	2.92%

Cuadro 11. INGRESOS POR TARIFAS DE TRANSMISIÓN

EN BALBOAS

PRIMER SEMESTRE 2026

MES	USO DE LA RED	CONEXIÓN	OPERACIÓN INTEGRADA	TOTAL
ENERO	10,846,952	11,524,683	969,188	23,340,823
FEBRERO	10,935,236	11,638,959	715,334	23,289,529
MARZO	10,460,397	10,903,729	799,014	22,163,140
ABRIL	13,611,019	14,203,812	795,630	28,610,461
MAYO	11,310,086	11,827,147	821,625	23,958,858
JUNIO	14,958,427	15,488,524	829,259	31,276,210
TOTAL	72,122,117	75,586,854	4,930,050	152,639,021

Cuadro 12. INVERSIONES REALIZADAS POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.**EN BALBOAS****PRIMER SEMESTRE 2026**

DETALLE	IMPORTE
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL 115 KV	655,174.08
TRANSFORMADORES DE VOLTAJE RESISTIVO 230 KV, HILO DE GUARDA E INTERRUPTORES DE POTENCIA 34.5 KV	782,109.94
EQUIPO DE MANEJO DE CONTINGENCIAS	1,310,214.43
TRANSFORMADORES DE VOLTAJE RESISTIVO 230 KV, HILO DE GUARDA E INTERRUPTORES DE POTENCIA 34.5 KV	165,052.85
SUMINISTRO, TRANSPORTE, INSTALACION Y PUESTA EN SERVICIO DE UN GENERADOR ELECTRICO DE RESPALDO DIESEL PARA LA SUBESTACION MATA DE NANCE Y SUMINISTRO E INSTALACION DE ACOMETIDA PARA LA CONEXIÓN CON DISTRIBUIDORA	371,995.54
SUMINISTRO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL 34.5 KV A 115 KV PARA EL PATIO DE 34.5 KV DE LA SUBESTACION PROGRESO	48,471.00
INSPECCION DE LINEAS DE ALTA TENSIÓN	987,988.00
PROTECCIONES DIFERENCIALES ETAPA II	542,009.84
ADICION DE COSTO AL ACTIVO 280859	28,564.76
ADICION DE COSTOS AL ACTIVO	267,597.09
SUMINISTRO, TRANSPORTE, INSTALACION Y PUESTA EN SERVICIO DE UN GENERADOR ELECTRICO DE RESPALDO DIESEL PARA LA SUBESTACION PROGRESO Y SUMINISTRO E INSTALACION DE ACOMETIDA PARA LA CONEXIÓN CON DISTRIBUIDORA	82,778.30
SERVIDUMBRE LT 230 KV PANAMA III - PANAMA 47A-48A TRAMO 03	2,649,364.21
SERVIDUMBRE 230 KV LT SABANITA - PANAMA III SP3-026 (ADICION DE COSTO AL ACTIVO 276859	2,635,074.35
TOTAL	10,526,394.39

