

Transmisión

1. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

La red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para recibir la energía eléctrica producida por las plantas generadoras y transportarla a los diferentes puntos de entrega.

La longitud de las líneas de 230 kV del sistema, en el año 2025, 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.

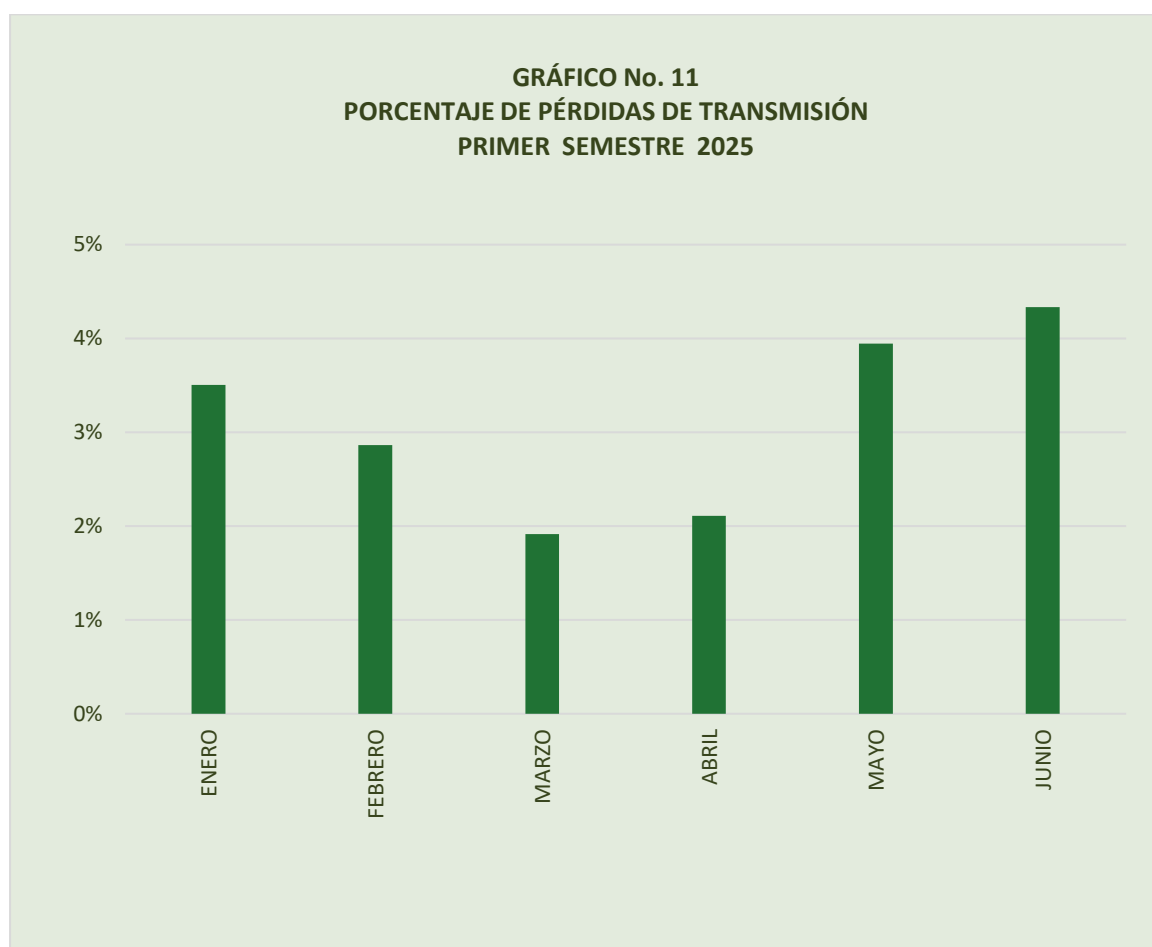
En el Gráfico No.11 se muestra la evolución de las pérdidas del sistema de transmisión durante el primer semestre de 2025, calculadas como el porcentaje de la diferencia entre la energía recibida y la energía entregada por el sistema de transmisión. Estas pérdidas varían desde un mínimo de 1.92 % en el mes de marzo, hasta un máximo de 4.33 % en el mes de junio, lo cual ocurre debido a que en ese mes hubo una alta generación en las plantas hidroeléctricas, ubicadas en el occidente del país, es decir lejos de los principales centros de consumo.

En comparación con el primer semestre de 2024, el promedio anual de las pérdidas de transmisión observó una disminución, dado que en el primer semestre de 2024 estas pérdidas fueron de 3.77 %, y para el primer semestre de 2025 dicho promedio fue de 3.12 %.

Las mayores pérdidas del sistema de transmisión ocurren durante los meses de mayor generación hidroeléctrica, 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 y zonas aledañas.

En los gráficos No. 11 y 12 se puede observar de manera continuada, el comportamiento de las pérdidas del sistema de transmisión, para el primer semestre de 2024 y 2025, respectivamente. De igual manera puede observarse que al hacer una comparación de estos años, el comportamiento de dichas pérdidas es cíclico, ya que el mismo obedece a distintos factores, como mayor o menor energía hidroeléctrica transmitida a mayores distancias, entrada o salida de líneas de transmisión, esquemas de despacho, etc.

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 1,814.5 MVA. Cuando el enfriamiento por aire forzado (FA), la capacidad total es de 2,419.4 MVA y cuando el enfriamiento es por aceite y aire forzado (FOA) hacen un total de 3,018.1 MV.



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

2025

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 2024.

(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

2025

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	
SAN BARTOLO	1	90	120	150	REDUCTOR	230	115	34.5
TOTAL MVA		1,844.5	2,459.4	3,044.1				

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 2025

GWh

MES	IMPORTACIÓN	GENERACIÓN	AUTOGENERACIÓN COGENERACIÓN	Y TOTAL DE ENERGÍA RECIBIDA
ENERO	22.76	1,041.94	6.44	1,071.14
FEBRERO	6.36	1,025.75	4.05	1,036.16
MARZO	1.23	1,106.20	5.76	1,113.19
ABRIL	0.01	1,040.17	0.92	1,041.10
MAYO	0.24	1,132.73	19.41	1,152.38
JUNIO	1.22	1,097.59	17.97	1,116.78
TOTAL	31.82	6,444.38	54.55	6,530.75

Cuadro 9. ENERGÍA ENTREGADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN

PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

PRIMER SEMESTRE 2025

GWh

MES	DISTRIBUIDORAS	GRANDES CLIENTES	EXPORTACIÓN	OTROS AGENTES *	TOTAL DE ENERGÍA ENTREGADA
ENERO	814.46	167.70	47.62	5.09	1,034.87
FEBRERO	753.11	155.95	94.78	3.48	1,007.32
MARZO	845.46	175.17	68.78	2.85	1,092.26
ABRIL	838.85	166.63	11.31	2.79	1,019.58
MAYO	836.17	170.28	98.36	3.82	1,108.63
JUNIO	786.07	160.54	118.76	5.03	1,070.40
TOTAL	4,874.12	996.27	439.61	23.06	6,333.06

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

Cuadro 10. TRANSPORTE DE ENERGÍA

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

PRIMER SEMESTRE 2025

GWh

MES	ENERGÍA RECIBIDA	ENERGÍA ENTREGADA	PÉRDIDAS	%
ENERO	1,071.13	1,034.87	36.26	3.50%
FEBRERO	1,036.16	1,007.32	28.84	2.86%
MARZO	1,113.18	1,092.26	20.92	1.92%
ABRIL	1,041.10	1,019.58	21.52	2.11%
MAYO	1,152.38	1,108.63	43.75	3.95%
JUNIO	1,116.78	1,070.40	46.38	4.33%
TOTAL	6,530.73	6,333.06	197.67	3.12%

Cuadro 11. INGRESOS POR TARIFAS DE TRANSMISIÓN

EN BALBOAS

PRIMER SEMESTRE 2025

MES	USO DE LA RED	CONEXIÓN	OPERACIÓN INTEGRADA	TOTAL
ENERO	8,324,497	901,958	1,313,351	10,539,806
FEBRERO	6,786,074	601,958	1,512,702	8,900,734
MARZO	10,724,771	701,958	913,111	12,339,840
ABRIL	7,365,355	583,261	808,776	8,757,392
MAYO	11,307,720	528,592	898,990	12,735,302
JUNIO	7,410,834	583,261	817,451	8,811,546
TOTAL	51,919,251	3,900,988	6,264,381	62,084,620

Cuadro 12. INVERSIONES REALIZADAS

EN BALBOAS

2025

DETALLE	IMPORTE
Reemplazo de interruptores de 35.4 KV en la subestación Chorrera	407,247.05
Adición de costo al activo Reemplazo de Autotransformador T3 en subestación Panamá	1,183,364.56
Adición de costos a la Construcción de subestación de San Bartolo	3,034,273.65
Instalación de Hilo de Guarda de la Torre 08,09 y 10 de la Línea 115-3B/4B	50,564.13
Suministro de Bancos de Batería con Sistema de Monitoreo y Gestión para subestaciones eléctricas de zona I, II y III	449,651.76
Adicion DE COSTOS a subestación Mata de Nance	192,766.60
Adición de Costos a activos interruptores de progreso	84,944.41
Capitalización parcial de interruptres de progreso	289,691.97
Reemplazo de Interruptores 230 KV repuesto SE Llano Sánchez	696,218.99
RED DE FIBRA OPTICA	676,323.46
Adición de Costos al activo 126522 (Shelter ubicado en el CND)	6,152.50
REPOSICIÓN DE GATEWAYS EN LOS SAS DE ETESA	94,962.50
Suministro e Instalación de Aires Acondicionados tipo Mochila para sitios de Comunicación	88,500.00
Construcción de obras civiles para la estabilización del sitio de las torres 647 y 577 de la línea de Transmisión 230 KV-5A/6A Veladero-Llano Sanchez	225,933.30
Reemplazo Hilo de Guarda Zona 1 y Zona 3	609,707.13
Adición de costos a Ampliación de las naves 6 y 7 de la S/E Panamá II	312,752.26
TOTAL	8,403,054.27