

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.

Dicha red 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 las mismas.

En el Gráfico No. 11 se muestra la evolución de las pérdidas del sistema de transmisión durante el año 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 6.54 % en el mes de octubre, 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 año 2024, el promedio anual de las pérdidas de transmisión observó una pequeña disminución, dado que en 2024 estas pérdidas fueron de 3.77 %, y para 2025 dicho promedio fue de 3.55 %.

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.

Los gráficos No. 11 y 12 permiten observar de manera continuada, el comportamiento de las pérdidas del sistema de transmisión, para el año 2024 y para 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 presenta la capacidad instalada de transformación del SIN, detallando la potencia nominal por tipo de enfriamiento (OA, FA y FOA) y los voltajes asociados. En 2025, la capacidad total instalada alcanzó **1,894.5 MVA** en transformadores con enfriamiento por aceite y aire (OA), **2,526.1 MVA** con enfriamiento por aire forzado (FA) y **3,127.4 MVA** en equipos con enfriamiento por aceite y aire forzado (FOA). Estos valores reflejan la robustez y redundancia del sistema, permitiendo gestionar adecuadamente los flujos de potencia y mantener la estabilidad operativa en condiciones de alta demanda o contingencias.

En el Cuadro No. 8 se detalla la energía total recibida por la empresa de transmisión durante el año 2025. Esta energía provino de tres fuentes principales: importación, generación nacional y aportes de autogeneradores y cogeneradores. La energía total recibida ascendió a **13,316.98 GWh**, de los cuales la mayor proporción provino de la generación interna.

El Cuadro No. 9 muestra la distribución de la energía entregada por la empresa de transmisión a los diferentes agentes del mercado: distribuidoras, grandes clientes, exportaciones y otros agentes. El total de energía entregada en 2025 fue de **12,899.67 GWh**, manteniendo la continuidad del servicio a los distintos segmentos del sistema eléctrico.

En el Cuadro No. 10 se presenta el balance mensual entre energía recibida y entregada, a partir del cual se obtiene el cálculo de pérdidas técnicas del sistema principal de transmisión. Este cuadro permite visualizar de manera directa la relación entre los flujos de entrada y salida durante 2025 y las variaciones de pérdidas asociadas.

Finalmente, el Cuadro No. 11 presenta los ingresos por concepto de tarifas de transmisión, que incluyen cargos por uso de la red, conexión y operación integrada. Durante 2025, los ingresos totales ascendieron a **B/. 138,137,427**, reflejando la recaudación asociada al servicio de transporte de energía que garantiza el funcionamiento eficiente y seguro del SIN.

GRÁFICO No. 11
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN
2025

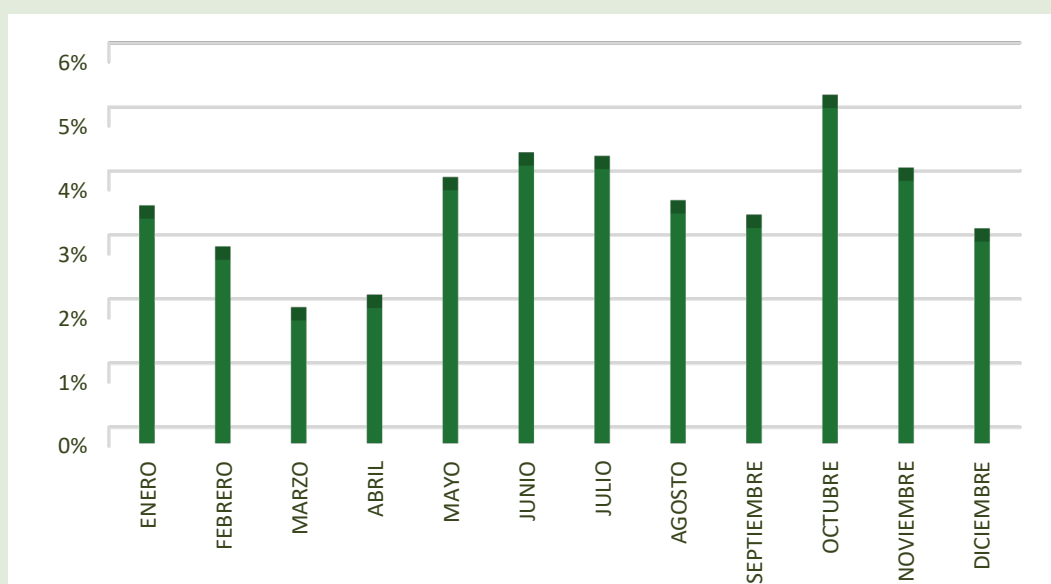
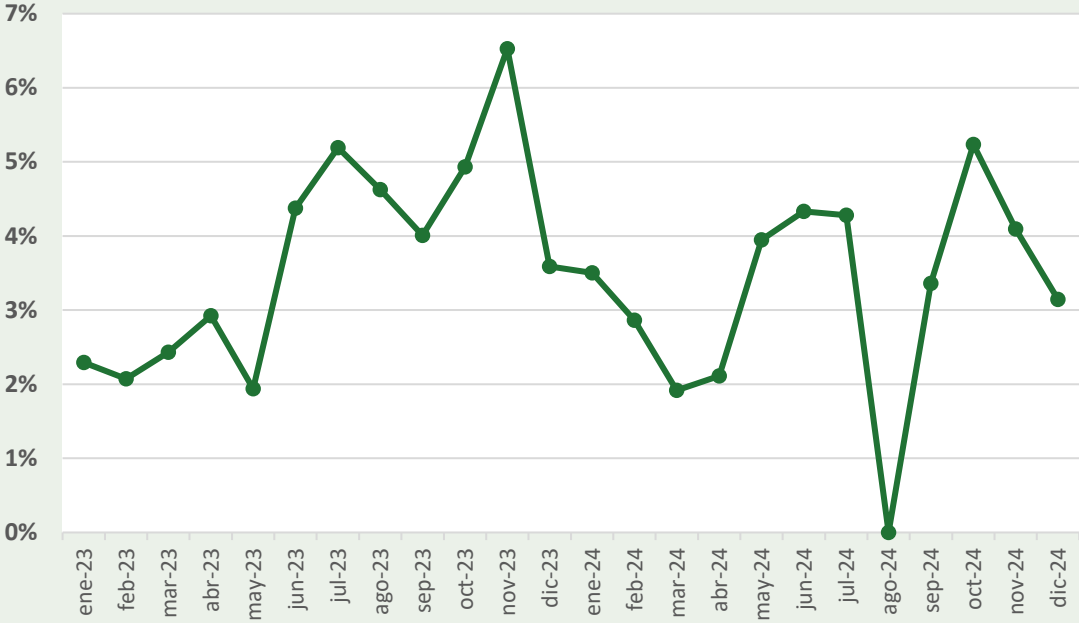


GRÁFICO No. 12
PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN
2024 Y 2025



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	85.6	1	85.6
230-6C	CHIRIQUI	85.6	1	85.6
230-7	CHIRIQUI	37.72	1	37.72
230-8	CHIRIQUI	37.72	1	37.72
230-14A	PANAMA-PANAMA OESTE	68.2	1	68.2
230-14B	PANAMA OESTE-COCLE	42.89	1	42.89
230-15A	PANAMA-PANAMA OESTE-COCLE	68.2	1	68.2
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	14.754	1	14.754
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	95.2	1	95.2
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	14.833	1	14.833
230-55B	COLON	14.853	1	14.853
230-55C	COLON	1.12	1	1.12
230-58	PANAMA-COLON	46.098	1	46.098
230-59	PANAMA-COLON	46.098	1	46.098
230-62	COLON	17.33	1	17.33
230-63	COLON		1	
230-9A	CHIRIQUÍ	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				1,386.16

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	6.9	1	6.9
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	1.7	1	1.7
115-19	CHIRIQUI	0.5	1	0.5
115-25	CHIRIQUI	30	1	30
115-37	PANAMA	0.81	1	0.81
115-62	PANAMA	0.81	1	0.81
SUBTOTAL				313.14
TOTAL				3,292.87

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	
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**

2025

GWh

MES	IMPORTACIÓN	GENERACIÓN	AUTOGENERACIÓN Y COGENERACIÓN	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
JULIO	7.12	1,127.62	26.72	1,161.46
AGOSTO	1.05	1,092.20	25.29	1,118.54
SEPTIEMBRE	0.31	1,086.62	19.08	1,106.01
OCTUBRE	0.83	1,165.63	7.34	1,173.80
NOVIEMBRE	0.61	1,083.07	7.34	1,091.02
DICIEMBRE	0.55	1,075.20	59.65	1,135.40
TOTAL	42.29	13,074.72	199.97	13,316.98

**Cuadro 9. ENERGÍA ENTREGADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN
PARA EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

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	3.47	1,007.31
MARZO	845.46	175.17	68.78	2.85	1,092.26
ABRIL	838.85	166.62	11.31	2.79	1,019.57
MAYO	836.17	170.27	98.36	3.81	1,108.61
JUNIO	786.07	160.53	118.76	5.03	1,070.39
JULIO	834.38	175.95	99.30	4.17	1,113.80
AGOSTO	819.07	168.57	127.40	3.48	1,118.52
SEPTIEMBRE	783.80	166.83	116.15	3.27	1,070.05
OCTUBRE	800.64	178.32	131.57	4.89	1,115.42
NOVIEMBRE	753.19	162.58	127.67	4.65	1,048.09
DICIEMBRE	796.37	163.60	136.49	4.31	1,100.77
TOTAL	9,661.57	2,012.09	1,178.20	47.81	12,899.67

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

Cuadro 10. TRANSPORTE DE ENERGÍA

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

2025

GWh

MES	ENERGÍA RECIBIDA	ENERGÍA ENTREGADA	PÉRDIDAS	%
ENERO	1,071.14	1,034.87	36.27	3.50%
FEBRERO	1,036.16	1,007.31	28.85	2.86%
MARZO	1,113.19	1,092.26	20.93	1.92%
ABRIL	1,041.10	1,019.57	21.53	2.11%
MAYO	1,152.38	1,108.61	43.77	3.95%
JUNIO	1,116.78	1,070.39	46.39	4.33%
JULIO	1,161.46	1,113.80	47.66	4.28%
AGOSTO	1,118.54	1,079.82	38.72	3.59%
SEPTIEMBRE	1,106.01	1,070.05	35.96	3.36%
OCTUBRE	1,173.80	1,115.42	58.38	5.23%
NOVIEMBRE	1,091.02	1,048.09	42.93	4.10%
DICIEMBRE	1,135.40	1,100.77	34.63	3.15%
TOTAL	13,316.98	12,860.97	456.01	3.55%

Cuadro 11. INGRESOS POR TARIFAS DE TRANSMISIÓN**EN BALBOAS****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
JULIO	8,067,280	583,261	829,411	9,479,952
AGOSTO	7,726,948	559,035	861,999	9,147,982
SEPTIEMBRE	14,370,275	1,324,186	698,975	16,393,436
OCTUBRE	10,715,589	894,275	711,750	12,321,614
NOVIEMBRE	10,199,850	894,275	711,750	11,805,875
DICIEMBRE	15,297,923	894,275	711,750	16,903,948
TOTAL	118,297,116	9,050,295	10,790,016	138,137,427