ENERGY & INFRASTRUCTURE
Analysis Center

Informe Diagnóstico
Plan Energético Nacional (PEN) 2015 - 2050

Preparado
por

Carmen Urízar H.
Consultora Responsable

A la consideración de

GOBIERNO NACIONAL
CON PASO FIRME
MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA
Secretaría Nacional de Enérgia

Secretaría Nacional de Energía de Panamá

8 de junio de 2026

Contenido

RESUMEN EJECUTIVO **6**

INTRODUCCIÓN **9**

I. CONTEXTO SOCIOECONÓMICO, DEMOGRÁFICO E INTERNACIONAL **11**

II. DIAGNÓSTICO POR SECTORES **14**

1. SECTOR ELÉCTRICO **14**

1.1. Capacidad Instalada y Generación Eléctrica del SIN 15

1.1.1. Consumo Eléctrico, Demanda y Costos de Operación *17*

1.2. Energías Renovables 19

1.2.1. Generación Distribuida *21*

1.3. Mercado Eléctrico Regional e Interconexiones Internacionales 22

1.4. Redes de Transmisión y Distribución 24

1.5. Pérdidas, Precios y Subsidios 25

1.6. Acceso Universal a la Energía 27

2. SECTOR HIDROCARBUROS **28**

2.1. Consumo de Combustibles y Productos de Petróleo 30

2.2. Infraestructura, Estaciones y Mercados de Combustibles 31

2.3 Gas Natural 32

3. EFICIENCIA ENERGÉTICA **33**

4. MARCO REGULATORIO E INSTRUMENTOS DE POLÍTICA PÚBLICA **34**

5. CAMBIO CLIMÁTICO **36**

6. INDICADORES **39**

III. GRADO DE AVANCE EN LOS EJES DEL PEN 2015-2025 ..... **40**

Eje 1. Acceso universal a la energía y reducción de la pobreza energética 41

1.1. Alcance y su interpretación operativa *41*

1.2. Grado de avance a la fecha *42*

1.3. Evidencia de cumplimiento parcial *48*

1.4. Brechas persistentes *48*

1.5. Implicaciones para la actualización del PEN *49*

Eje 2. Descarbonización de la matriz energética 49

2.1. Alcance del objetivo y su interpretación operativa *49*

2.2. Grado de avance a la fecha (Electricidad, Hidrocarburos y Emisiones) *49*

2.3. Evidencia de cumplimiento parcial *66*

2.4. Brechas persistentes *67*

2.5. Implicaciones para la actualización del PEN *67*

Eje 3. Eficiencia energética y sobriedad del consumo 68

3.1. Alcance del objetivo y su interpretación operativa *68*

3.2. Grado de avance a la fecha *68*

3.3. Evidencia de cumplimiento parcial *73*
3.4. Brechas persistentes *74*
3.5. Implicaciones para la actualización del PEN *74*
EJE 4. SEGURIDAD ENERGÉTICA 75
4.1. Alcance del objetivo y su interpretación operativa *75*
4.2. Grado de avance a la fecha *75*
4.3. Evidencia de cumplimiento parcial *94*
4.4. Brechas persistentes *94*
4.5. Implicaciones para la actualización del PEN *95*
IV: CONCLUSIONES DEL INFORME DE DIAGNÓSTICO **95**
BIBLIOGRAFÍA **97**

Índice de Tablas

Tabla 1. Síntesis estratégica del diagnóstico actualizado 2025-2025 10
Tabla 2. Capacidad instalada por tipo de tecnología, diciembre 2025 15
Tabla 3. Indicadores de capacidad, firmezo y demanda máxima, 2025 17
Tabla 4. Demanda máxima, costo marginal e intercambios eléctricos, enero-diciembre 2025 19
Tabla 5. Generación distribuida: capacidad y clientes acumulados, 2025-2025 22
Tabla 6. Subsidios energéticos acumulados por tipo, 2015-2025 27
Tabla 7. Consumo nacional de combustibles por producto, 2025 30
Tabla 8. Infraestructura del subsector combustibles, 2025 32
Tabla 9. Rol estratégico del gas natural en la actualización del PEN 32
Tabla 10. Líneas de acción para eficiencia energética en el PEN 2026-2040 34
Tabla 11. Instrumentos de política pública para el PEN actualizado 35
Tabla 12. Roles institucionales en la actualización del PEN 36
Tabla 13. Riesgos climático-energéticos y respuestas del PEN actualizado 38
Tabla 14. Indicadores energéticos actualizados para seguimiento del PEN 39
Tabla 15. Paquetes de Trabajo propuestos para el PEN, 2026-2040 96

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Crecimiento real anual del PIB 2025-2025 11
Gráfica 2. Crecimiento real del PIB por sector productivo 2025-2025 12
Gráfica 3. Consumo de Energía según PEN 2015 (escenarios) vs consumo real 12
Gráfica 4. Capacidad instalada por tipo de tecnología del SIN, diciembre 2025 15
Gráfica 5. Participación renovable y térmica en la generación eléctrica del SIN, 2015-2025 16
Gráfica 6. Capacidad instalada, capacidad firme y demanda máxima mensual, enero-diciembre 2025 17
Gráfica 7. Costo marginal del sistema y demanda máxima mensual, enero-diciembre 2025 18
Gráfica 8. Matriz energética por fuente, año 2024 20
Gráfica 9. Consumo final de energía por sector, 2015-2024 20
Gráfica 10. Capacidad instalada y cantidad de clientes de generación distribuida, 2009-2025 21
Gráfica 11. Exportación e importación de energía eléctrica, enero-diciembre 2025 23
Gráfica 12. Comparación de pérdidas eléctricas, 2017-2024 25
Gráfica 13. Precio promedio global de la electricidad con y sin aportes del Estado, 2015-2025 26
Gráfica 14. Tasa de electrificación total, urbana y rural, 2014-2024 27
Gráfica 15. Composición de las importaciones de energía, 2015 y 2025 29
Gráfica 16. Consumo final de combustibles y otros productos de petróleo por sector, 2015 y 2025 30
Gráfica 17. Volumen de ventas de combustibles y cantidad de estaciones de servicio, 2015-2025 31
Gráfica 18. Intensidad energética medida en función de energía primaria y PIB, 2015-2024. 33
Gráfica 19. Escenario tendencial de emisiones netas, 2022-2050 38
Gráfica 20. Clientes, ventas y facturación por distribuidora, diciembre 2025 40
Gráfica 21. Tasa de electrificación total, 2014-2024 42
Gráfica 22. Matriz de combustibles utilizados para cocción 44
Gráfica 23. Subsidios energéticos acumulados (2025-2025) y su desagregación por tipo 47
Gráfica 24. Matriz energética por fuentes (millón de toneladas equivalentes de petróleo - MTep) 50
Gráfica 25. Consumo final de energía por sector, 2015-2024 53
Gráfica 26. Consumo final de combustibles por sector (2015 y 2025, miles de BEP) 55
Gráfica 27. Composición del consumo nacional por producto, 2025 56
Gráfica 28. Ventas de combustible, estaciones de servicio, 2015-2025 60
Gráfica 29. Capacidad logística del subsector combustibles (2015-2025) y ventas estaciones, 2025 60
Gráfica 30. Comercialización de combustible por mercado (millones de bbls), comparación 2015 vs 2025 . 62
Gráfica 31. Escenario tendencial de emisiones por sector y emisiones netas, 2000-2050 64
Gráfica 32. Intensidad energética medida como energía primaria (BEP) por PIB (miles B/.) 69
Gráfica 33. Comparación de pérdidas eléctricas (transmisión, distribución y total), 2017-2024 73
Gráfica 34. Composición porcentual de las importaciones de energía por producto, 2015 y 2025 76
Gráfica 35. Participación porcentual del consumo eléctrico por sector (2015 y 2024) 81
Gráfica 36. Generación eléctrica (GWh) del Sistema Interconectado Nacional, 2015-2025 82
Gráfica 37. Capacidad instalada (GW) e intercambios de energía (GWh) del SIN, 2015-2025 83
Gráfica 38. Capacidad instalada y cantidad de clientes de generación distribuida, 2015-2025 85
Gráfica 39. Precio promedio global de la electricidad por componente (centavos/kWh, 2015-2025) 88
Gráfica 40. Inversiones anuales subsector eléctrico (2015-2024) y acumulado (millones de Balboas) 91

Resumen Ejecutivo

El presente informe presenta un diagnóstico del grado de avance del Plan Energético Nacional (PEN) 2015-2050 a partir de la información sectorial disponible a 2024-2025. La revisión confirma que Panamá avanzó de forma sustantiva en electrificación, diversificación de la matriz eléctrica, incorporación de gas natural, expansión solar y generación distribuida. No obstante, también evidencia brechas estructurales que deben incorporarse explícitamente en la formulación del PEN 2026-2040.

El sector eléctrico muestra una capacidad instalada de 5,018.87 MW y una capacidad firme de 3,028.97 MW a diciembre de 2025. La participación renovable continúa siendo relevante, pero su variabilidad anual exige fortalecer transmisión, distribución, almacenamiento, servicios complementarios y gestión de demanda. Las pérdidas eléctricas, estimadas en 19.54% en 2024, constituyen uno de los principales retos técnicos, económicos y regulatorios.

El acceso universal muestra avances importantes: la electrificación total alcanzó 96.0% en 2024 y la electrificación rural 97.5%. Sin embargo, persisten retos de última milla, infraestructura social, continuidad, calidad del servicio, asequibilidad y cocción limpia. La medición del acceso debe evolucionar desde el simple indicador de conexión hacia indicadores de servicio energético moderno, confiable y sostenible. En materia climática, el escenario tendencial muestra la probabilidad cercana de pasar a emisiones netas positivas alrededor de 2034.

El sector hidrocarburos continúa siendo un componente crítico de la seguridad energética de Panamá. Aunque el sistema eléctrico ha avanzado hacia una mayor participación de fuentes renovables y gas natural, la matriz energética total mantiene una alta dependencia de combustibles fósiles, especialmente por el peso del transporte, la logística, ciertos usos industriales, la generación de respaldo y el consumo residencial asociado al GLP. Esta condición confirma que la transición energética nacional no puede evaluarse únicamente desde la matriz eléctrica, sino que debe incorporar de manera prioritaria la transformación de los usos finales de energía. Los subsidios energéticos acumulados entre 2015 y 2025 alcanzan B/. 3,097.6 millones, lo que exige mayor focalización, transparencia fiscal y coherencia con los objetivos de transición.

Entre 2015 y 2025 se observan cambios relevantes en la composición de las importaciones energéticas. El gas natural pasa de una participación nula a una presencia significativa, alcanzando 21.34% de las importaciones energéticas en 2025, mientras el fuel oil y el carbón pierden peso relativo. No obstante, el diésel y las gasolinas continúan siendo productos centrales, lo que evidencia la dependencia estructural del transporte terrestre y de las actividades logísticas respecto a derivados líquidos del petróleo.

El consumo final de combustibles muestra que el transporte es el principal impulsor de la demanda. Entre 2015 y 2025, el consumo de combustibles del sector transporte aumentó de aproximadamente 11,803 a 14,052 miles de Barriles Equivalentes de Petróleo (10^3 BEP), según información del Sistema de Información Energética (SIE), consolidándose como el mayor reto para la descarbonización del sistema energético. En contraste, el consumo de combustibles por productores de electricidad disminuyó, reflejando cambios en el despacho y en la matriz eléctrica. El consumo residencial también aumentó, principalmente asociado a GLP y a condiciones de cocción, por lo que la política energética debe equilibrar asequibilidad, seguridad de suministro y transición gradual hacia alternativas más limpias.

La composición del consumo nacional por producto en 2025 confirma la relevancia de los combustibles líquidos. El diésel ultra bajo en azufre (por sus siglas en inglés, ULSD) alcanza 343.3 millones de galones, la gasolina 95 llega a 243.6 millones de galones y la gasolina 91 a 119.4 millones de galones, mientras el gas natural registra 95.2 millones de galones equivalentes reportados. El butano y el propano suman 106.7 millones de galones, reflejando su importancia para usos residenciales y comerciales. El fuel oil, con 14.9 millones de galones, presenta una participación menor frente a años previos, lo cual es consistente con la sustitución parcial de combustibles más intensivos en carbono por otras fuentes, incluyendo gas natural y generación renovable.

La infraestructura nacional de hidrocarburos mantiene una cobertura amplia y creciente. El número de estaciones de servicio pasó de 448 en 2015 a 665 en 2025, con 217 estaciones adicionales, y el volumen de ventas de combustible se recuperó después de la caída de 2020 hasta alcanzar 584.17 millones de galones en 2025. Además, el país cuenta con 10 terminales de productos derivados, una capacidad de almacenamiento de 30 millones de barriles, una terminal de gas natural y 180,000 m^3 de capacidad de almacenamiento de gas natural. Esta infraestructura fortalece la seguridad de suministro y también sirve para ofrecer servicios de bunkering; por ello, la promoción de la transición a nivel regional y global es clave, y la reconversión debe ir de la mano con una estrategia más amplia que evite riesgos de bloqueo tecnológico ante la expansión de la electromovilidad y otros combustibles alternativos.

El gas natural representa uno de los principales cambios respecto al diagnóstico original del PEN 2015-2050. Para 2025, ya forma parte relevante del sistema eléctrico y de las importaciones energéticas, con 1,051 MW de capacidad instalada asociada y un papel estratégico como combustible de transición. Su incorporación puede contribuir a desplazar combustibles más contaminantes y ofrecer flexibilidad para respaldar la integración de renovables variables. Sin embargo, no debe considerarse un destino final de descarbonización, sino una herramienta transitoria que debe evaluarse frente a riesgos de

precios internacionales, contratos de suministro, disponibilidad, emisiones fugitivas y posible bloqueo de infraestructura fósil de largo plazo.

De cara a la actualización del PEN, la agenda del sector hidrocarburos debe concentrarse en reducir la exposición estructural a derivados líquidos, principalmente mediante movilidad eléctrica, transporte público masivo, eficiencia logística, renovación de flotas, combustibles más limpios, infraestructura de carga, regulación de calidad y planificación urbana integrada. Asimismo, se requiere separar claramente el consumo interno de los mercados marino y aéreo internacional, el bunkering, la reexportación y los usos asociados al Canal y al hub logístico. Esta diferenciación permitirá diseñar políticas más precisas, medir impactos reales y construir escenarios energéticos consistentes con la seguridad energética, la sostenibilidad fiscal y los compromisos climáticos de largo plazo.

Introducción

A una década de la formulación del Plan Energético Nacional 2015-2050 este informe diagnóstico presenta la revisión al 2025 de las principales variables en los sectores eléctricos y de hidrocarburos, lo que permite evidenciar que el sistema energético panameño presenta una transformación significativa. La matriz eléctrica incorporó nueva capacidad de gas natural, energía solar fotovoltaica, generación distribuida, expansión eólica e inversiones adicionales en generación, transmisión y distribución. Y, al mismo tiempo se muestra que la matriz energética total continúa condicionada por una alta participación de derivados de petróleo, principalmente en transporte, logística, usos industriales y consumo residencial asociado a GLP.

El informe de diagnóstico presenta en la primera sección una revisión del contexto socioeconómico, demográfico, e internacional que permite comparar el periodo 2015-2025 con la situación prevista originalmente. En la segunda sección se desarrolla la revisión de los subsectores eléctrico y de hidrocarburos, para lo cual se conserva la estructura del diagnóstico de 2017 que se realizó del PEN 2015-2050: sector eléctrico, energías renovables, mercado regional, hidrocarburos, eficiencia energética, marco regulatorio, cambio climático e indicadores. Sobre esta base, se revisaron las cifras disponibles a 2025 (en los casos donde no hay datos a 2025, se indica expresamente el último año disponible) para mantener consistencia metodológica, con el objetivo de disponer de un diagnóstico actualizado que permita evaluar la evolución real del sector y preparar la transición hacia un nuevo ciclo de planificación de 2026-2040. Y, en la tercera sección, se presenta una revisión de los resultados obtenidos desde la óptica de los ejes del PEN 2015-2050, de manera que pueda identificarse cuatro temas operativos importantes en la actualización del PEN 2026-2040: (i) una matriz de brechas y prioridades con evidencia y métricas; (ii) un conjunto de supuestos base validados para escenarios; (iii) una cartera preliminar de medidas con instrumentos y responsables; y (iv) un esquema de gobernanza para el proceso siguiente del PEN 2026-2040, incluyendo participación, validación y MRV. Estos temas permiten transitar desde el diagnóstico per se a la formulación sin pérdida de trazabilidad, y garantizan que el plan que se construya sea legible como instrumento de decisión pública y no solo como documento descriptivo.

Este diagnóstico confirma avances importantes: mayor electrificación, crecimiento de la generación distribuida, incorporación del gas natural, mayor penetración solar, aumento de clientes conectados y una tendencia descendente de la intensidad energética. Sin embargo, también evidencia retos críticos: pérdidas eléctricas totales superiores a las metas del PEN 2015, subsidios acumulados significativos, dependencia de importaciones energéticas, presión del consumo de combustibles en transporte, necesidad de almacenamiento y flexibilidad, y riesgo de emisiones netas positivas bajo trayectorias

tendenciales.

La lectura estratégica del periodo 2015-2025 permite concluir que el PEN 2026-2040 debe pasar de una planificación centrada en expansión de oferta a una planificación sistémica. Dicha planificación deberá integrar demanda, redes, calidad, confiabilidad, resiliencia climática, movilidad, eficiencia energética, subsidios, almacenamiento, digitalización, mercados regionales y mecanismos de medición, reporte y verificación.

Tabla 1. Síntesis estratégica del diagnóstico actualizado 2025-2025

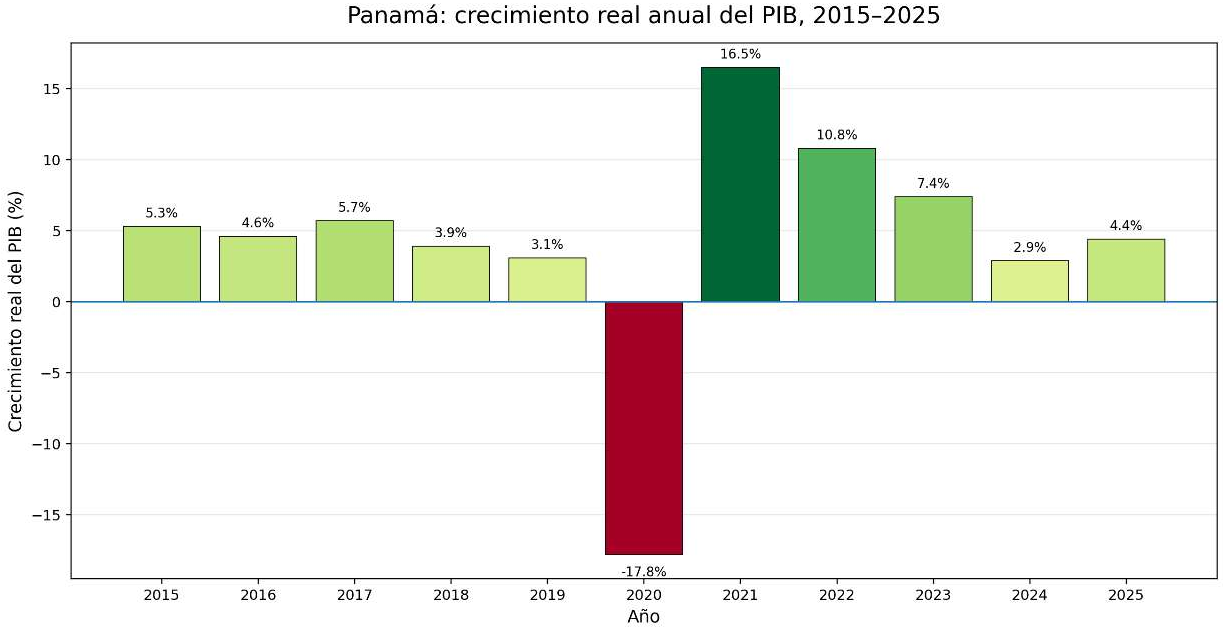
Dimensión	Situación 2015-201	Situación actualizada 2024-2025	Implicación para e PEN 2026-2040
Capacidad eléctrica	Expansión renovable inicial; 3,371 MW en 2016.	5,018.87 MW instalados 3,028.97 MW firmes en diciembre 2025.	Planificar suficiencia con criterios de firmeza, flexibilidad y redes.
Generación renovable	66.5% renovable en 2016	74.94% renovable en 2025, con variabilidad anual marcada.	Profundizar renovables con resiliencia, fuentes complementarias, almacenamiento, servicio complementarios y transmisión.
Generación distribuida	12.36 MW en 2016.	192.28 MW y 7,064 clientes acumulados en 2025.	Actualizar regulación de interconexión, tarifas, medición y operación.
Pérdidas eléctricas	Meta PEN de 12% al 2030 con miras a 10% al 2050 en escenario alternativo.	Pérdidas totales estimadas de 19.54% en 2024.	Implementar programa nacional de reducción de pérdidas.
Subsidios energéticos	No consolidado como indicador central.	B/. 3,097.6 millones acumulados 2015-2025.	Revisar focalización, sostenibilidad y señales d eficiencia.
Acceso universal	91% de electrificación tot en 2015; brechas rurales comarcales relevantes.	96.0% de electrificación total en 2024; se debe aclarar la comparabilidad de indicadores urbano, rural, total y comarcal.	Completar acceso con calidad, asequibilidad y cocción limpia.

Fuente: elaboración propia con base en PEN 2015-2050, Sistema de Información Energética (SIE), presentación PEN 2026-2040 y ASEP diciembre 2025.

I. Contexto socioeconómico, demográfico e internacional

En el plano socioeconómico, la trayectoria real de Panamá durante 2015-2025 fue más volátil que la esperada originalmente por el PEN 2015-2050. El documento base utilizaba supuestos de crecimiento elevados para el primer tramo del horizonte de planificación, con tasas de referencia de 7.52% y 6.09% para 2013-2025, mientras que para 2026-2050 incorporaba una proyección de 3.17% anual. Sin embargo, entre 2015 y 2019 la economía ya mostraba una moderación respecto al dinamismo previo; en 2020 sufrió una contracción histórica por la pandemia; en 2021 y 2022 registró una recuperación importante; en 2024 se desaceleró a 2.9% por la salida de la actividad minera y ajustes sectoriales; y en 2025 creció 4.4%, impulsada por transporte, almacenamiento, servicios financieros, comercio, electricidad, gas, agua, construcción e industrias manufactureras.

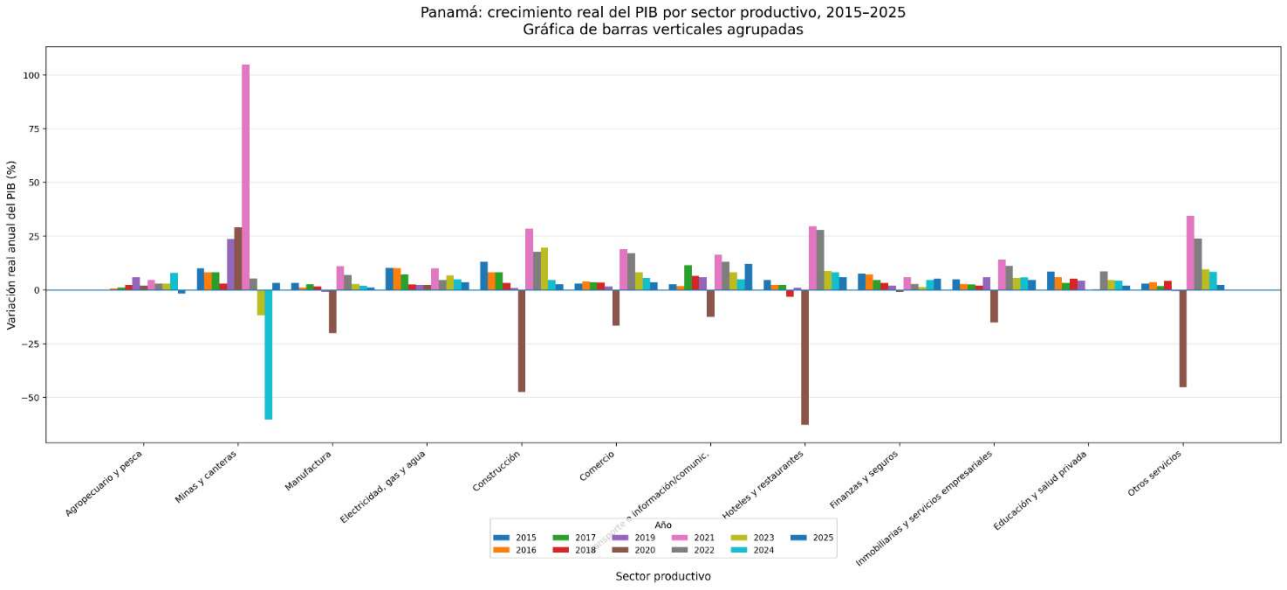
Gráfica 1. Crecimiento real anual del PIB 2025-2025



Fuente: Banco Mundial (2015–2024) y Contraloría General de la República de Panamá (2025).

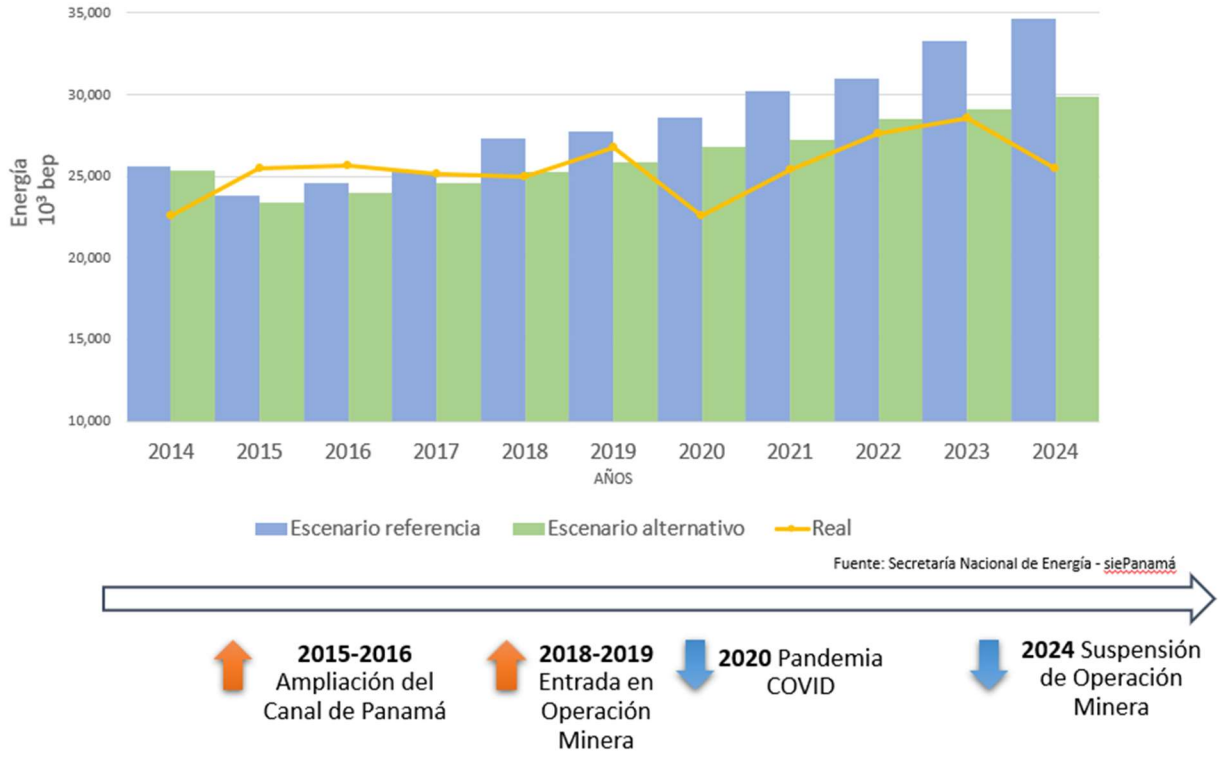
Esta evolución demuestra que la demanda energética no debe proyectarse mediante una trayectoria única de alto crecimiento. La pandemia evidenció que el consumo energético puede desacoplarse temporalmente del PIB por restricciones de movilidad, cambios en patrones de trabajo, menor actividad comercial y alteraciones en el transporte. A su vez, la recuperación posterior mostró que la demanda puede repuntar con rapidez cuando se normalizan la logística, el comercio y los servicios. Por ello, los escenarios del PEN deben incorporar rangos de crecimiento —base, bajo y alto— y combinar proyecciones macroeconómicas con elasticidades sectoriales y territoriales, diferenciando transporte, industria, comercio, hogares, servicios públicos y grandes cargas.

Gráfica 2. Crecimiento real del PIB por sector productivo 2025-2025



Fuente: INEC / Contraloría General de la República de Panamá. Serie 2015-2018 en medidas de volumen encadenadas con referencia 2007; serie 2019-2025 en medidas de volumen encadenadas con referencia 2018.

Gráfica 3. Consumo de Energía según PEN 2015 (escenarios) vs consumo real



Desde el punto de vista demográfico, los resultados del Censo Nacional de Población y Vivienda 2023 actualizan la localización de la demanda. La población censada fue de 4,064,780 habitantes, con una densidad nacional de 54.6 habitantes por kilómetro cuadrado. Las provincias de Panamá y Panamá Oeste concentraron aproximadamente 2.09 millones de habitantes, equivalentes a cerca del 51.5% de la población nacional, mientras que Chiriquí, Colón, Coclé y Veraguas se mantienen como polos regionales relevantes para la expansión de infraestructura energética, combustibles, transporte y servicios.

Esta distribución territorial tiene implicaciones directas para la planificación. En el área metropolitana y Panamá Oeste, la demanda se asocia con densificación urbana, crecimiento residencial, comercio, centros logísticos, climatización y futura movilidad eléctrica. En provincias con actividad agroindustrial, portuaria o comercial, el PEN debe considerar cargas productivas, confiabilidad de redes, resiliencia climática y calidad del servicio. En comarcas indígenas y zonas rurales dispersas, la prioridad debe ser cerrar brechas de acceso, continuidad y asequibilidad, mediante soluciones aisladas, híbridas o de extensión de red, acompañadas de infraestructura social como escuelas, centros de salud, telecomunicaciones y refrigeración para medicamentos y alimentos.

El contexto internacional también es importante revisarlo en este diagnóstico ya que Panamá es importador neto de combustibles fósiles y está expuesto a choques de precios, disponibilidad y transporte marítimo. Después de 2020 se observaron tres momentos: caída de precios y demanda durante la pandemia, recuperación acelerada con cuellos de botella logísticos, y choque energético asociado a la guerra en Ucrania y tensiones geopolíticas. Estos factores elevaron la volatilidad del petróleo, gas natural y derivados, afectando los costos de diésel, gasolinas, GLP, fuel oil y gas natural licuado, así como los costos variables de generación térmica, costos marginales, subsidios y presiones fiscales.

En síntesis, el contexto 2015-2025 confirma que Panamá requiere un PEN más flexible, territorializado y orientado a infraestructura. La planificación debe integrar crecimiento económico, localización de la población, modernización de redes, seguridad energética, resiliencia climática y exposición internacional a combustibles. El PEN 2040 debe funcionar como una herramienta de decisión para inversión pública y privada, regulación, señales tarifarias, electrificación rural, subsidios y gestión de riesgos, evitando depender de supuestos únicos de crecimiento o de expansión de generación sin redes adecuadas.

II. Diagnóstico por Sectores

1. Sector Eléctrico

El sector eléctrico del Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el componente del sistema energético donde la transición se observa con mayor claridad. Entre 2016 y 2025 aumentó la capacidad instalada, se consolidó la presencia del gas natural, se expandió la energía fotovoltaica y se multiplicó la generación distribuida. La estructura del sistema muestra una combinación de recursos hidroeléctricos, térmicos, eólicos y solares que exige una planificación integrada de operación, expansión y redes.

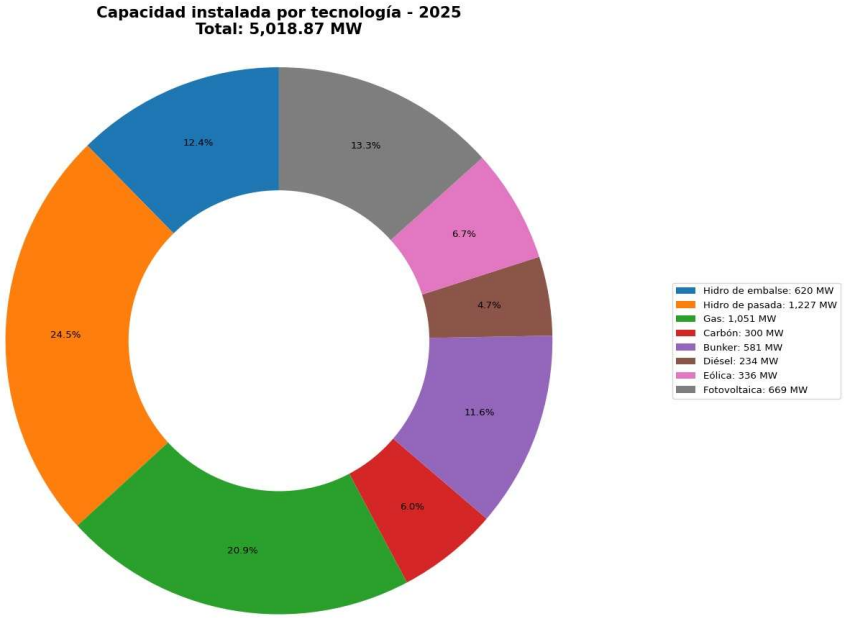
El análisis actualizado debe distinguir entre capacidad instalada, capacidad firme y energía eléctrica generada. Una lectura basada únicamente en MW instalados puede inducir conclusiones incompletas, especialmente cuando crece la penetración de fuentes variables. La capacidad firme, la disponibilidad, la ubicación de los recursos, la congestión, la reserva, las pérdidas, la calidad del servicio y la resiliencia climática son elementos indispensables para evaluar la seguridad energética[1].

Como se observa en la Gráfica N° 1 y la Tabla N° 2, la capacidad instalada total del Sistema Interconectado Nacional (SIN) reportada para diciembre de 2025 asciende a 5,018.87 MW. La mayor participación corresponde a hidroeléctrica de pasada, gas natural, fotovoltaica, hidroeléctrica de embalse y bunker. La comparación con el diagnóstico 2015-2017 evidencia tres cambios estructurales: la consolidación del gas natural en la generación, el aumento acelerado de la energía solar y el crecimiento de la generación distribuida como componente conectado en redes de distribución.

[1] Es fundamental señalar que no existe una definición de seguridad energética universalmente aceptada, pero según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la seguridad energética tiene dos aspectos principales: la seguridad energética a largo y a corto plazo. El primero se ocupa de las inversiones en el suministro de energía y su conexión con la evolución económica oportuna y las necesidades medioambientales. El segundo, en cambio, aborda principalmente la forma en que el sistema energético es capaz de llevar a cabo respuestas rápidas a los cambios repentinos en el ciclo de la oferta y la demanda de energía. En el contexto que se refiere el documento se considera que es más preciso hablar de seguridad energética y no únicamente de seguridad eléctrica.

1.1. Capacidad Instalada y Generación Eléctrica del SIN[2]

Gráfica 4. Capacidad instalada por tipo de tecnología del SIN, diciembre 2025



Fuente: ASEP, Estadística del Mercado Eléctrico Panameño, diciembre 2025. Nota: Los 300 MW de carbón corresponden a una planta de autogeneración asociada a una demanda puntual de una empresa, por lo que debe diferenciarse de la generación orientada al mercado del SIN.

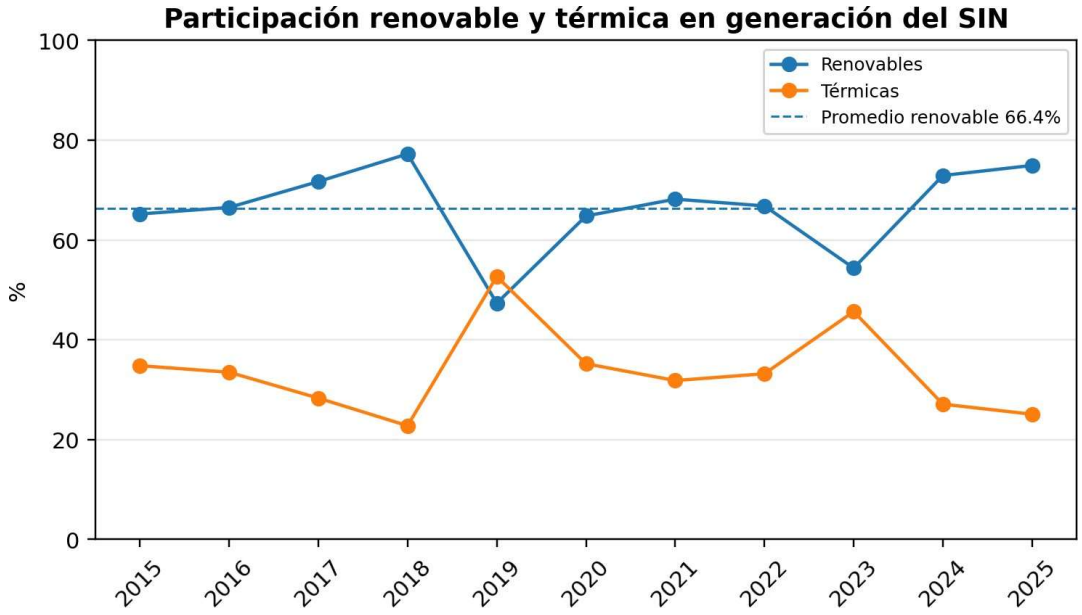
Tabla 2. Capacidad instalada por tipo de tecnología, diciembre 2025

Tecnología	MW	Participación
Hidro de embalse	620.00	12.35%
Hidro de pasada	1,227.46	24.46%
Gas	1,051.00	20.94%
Carbón	300.00	5.98%
Bunker	580.64	11.57%
Diésel	234.33	4.67%
Eólica	336.00	6.69%
Fotovoltaica	669.44	13.34%
TOTAL	5,018.87	100.00%

Fuente: ASEP, diciembre 2025.

[2] Se aclara que es del Sistema Nacional Interconectado (SIN) ya que se está dejando por fuera el biogas y la capacidad y producción de E.E. de los ingenios.

Gráfica 5. Participación renovable y térmica en la generación eléctrica del SIN, 2015-2025



Fuente: Secretaría Nacional de Energía – siePanamá, presentación PEN 2026-2040.

La participación renovable anual muestra un comportamiento alto pero variable. En 2018 alcanzó 77.2%, mientras que en 2019 y 2023 descendió a 47.3% y 54.4%, respectivamente. En 2024 y 2025 volvió a superar 72%. Este patrón confirma la exposición del sistema a la hidrología, a las condiciones de despacho y a la disponibilidad de recursos renovables. Para el PEN actualizado, el reto no es únicamente elevar la capacidad renovable, sino asegurar que esa capacidad pueda integrarse de manera confiable y económicamente eficiente.

1.1.1. Consumo Eléctrico, Demanda y Costos de Operación

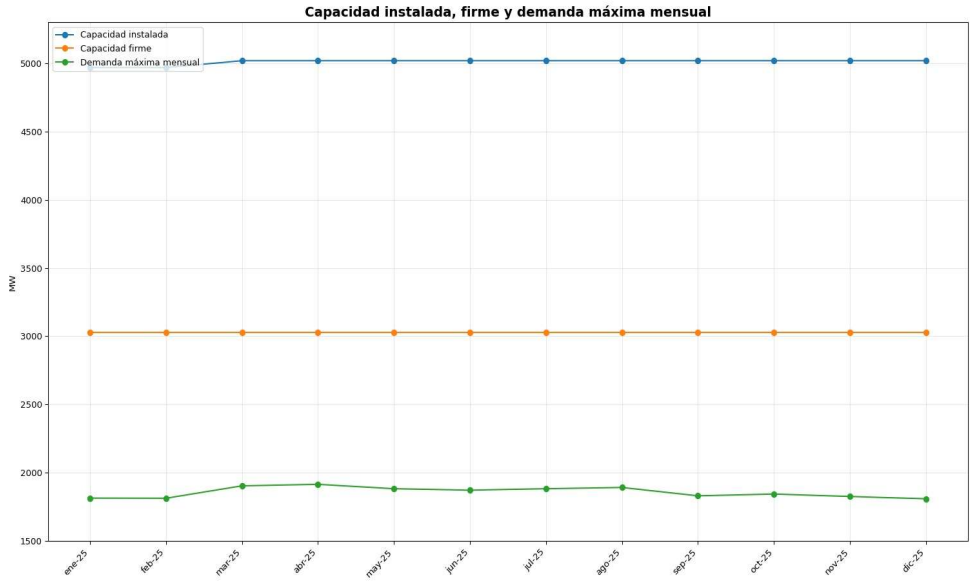
Tabla 3. Indicadores de capacidad, firmezo y demanda máxima, 2025

Concepto	Valor actualizado	Lectura técnica
Capacidad instalada total	5,018.87 MW	Base nominal de oferta eléctrica disponible por tecnología.
Capacidad firme total	3,028.97 MW	Medida crítica para la suficiencia confiabilidad del sistema.
Demanda máxima anual 2025	1,915 MW en abr-2025	Referencia reciente para análisis de reserva, capacidad firme y flexibilidad operativa.

Fuente: ASEP, Estadística del Mercado Eléctrico Panameño, diciembre 2025.

La relación entre capacidad instalada, capacidad firme y demanda máxima muestra una holgura aparente del sistema. En 2025, la capacidad instalada fue más de dos veces la demanda máxima mensual, mientras que la capacidad firme también superó la demanda máxima anual. No obstante, esta lectura debe complementarse con análisis de restricciones de transmisión, calidad de suministro, pérdidas, disponibilidad de combustible, hidrología, reservas y requerimientos de flexibilidad.

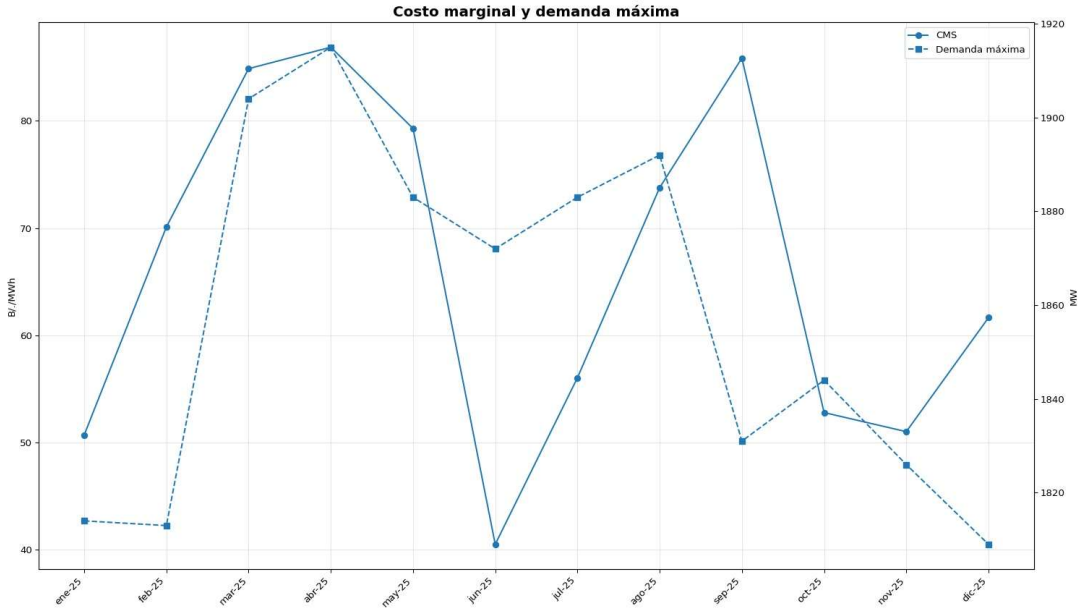
Gráfica 6. Capacidad instalada, capacidad firme y demanda máxima mensual, enero-diciembre 2025



Fuente: ASEP, Estadística del Mercado Eléctrico Panameño, diciembre 2025.

La planificación de demanda debe incorporar cambios estructurales esperados: electrificación del transporte, sustitución de combustibles en usos finales, crecimiento de consumo por aire acondicionado, generación distribuida detrás del medidor, eficiencia energética, nuevas cargas industriales, centros de datos, infraestructura portuaria y variabilidad climática. Por ello, el PEN 2026-2040 debería construir curvas horarias y perfiles por sector, no únicamente proyecciones anuales de energía.

Gráfica 7. Costo marginal del sistema y demanda máxima mensual, enero-diciembre 2025



Fuente: ASEP, Estadística del Mercado Eléctrico Panameño, diciembre 2025.

El costo marginal del sistema presentó un pico relativo en abril de 2025, con 86.88 B/./MWh, seguido de una reducción hacia 40.47 B/./MWh en junio de 2025 y valores entre 50.99 y 61.63 B/./MWh hacia el cierre del año. Esta volatilidad refleja la interacción entre disponibilidad hidrológica, despacho térmico, importaciones, exportaciones y condiciones operativas. La actualización del PEN debe incorporar sensibilidad de costos ante sequía, indisponibilidades, precios internacionales de combustibles y restricciones de red.

Tabla 4. Demanda máxima, costo marginal e intercambios eléctricos, enero-diciembre 2025

Mes	Demanda máxima (MW)	Costo margina (B/./MWh)	Importación (MWh)	Exportación (MWh)
ene-25	1,814	50.67	22,756.95	47,623.14
feb-25	1,813	70.10	6,397.15	94,783.96
mar-25	1,904	84.88	1,225.60	68,775.26
abr-25	1,915	86.88	4,313.17	11,308.55
may-25	1,883	79.29	4,265.77	98,361.70
jun-25	1,872	40.47	1,290.29	118,762.77
jul-25	1,883	56.02	7,964.72	99,301.49
ago-25	1,892	73.77	1,051.56	127,401.66
sep-25	1,831	85.86	310.87	116,152.32
oct-25	1,844	52.77	831.40	131,571.86
nov-25	1,826	50.99	605.76	127,673.03
dic-25	1,809	61.63	551.98	136,486.63

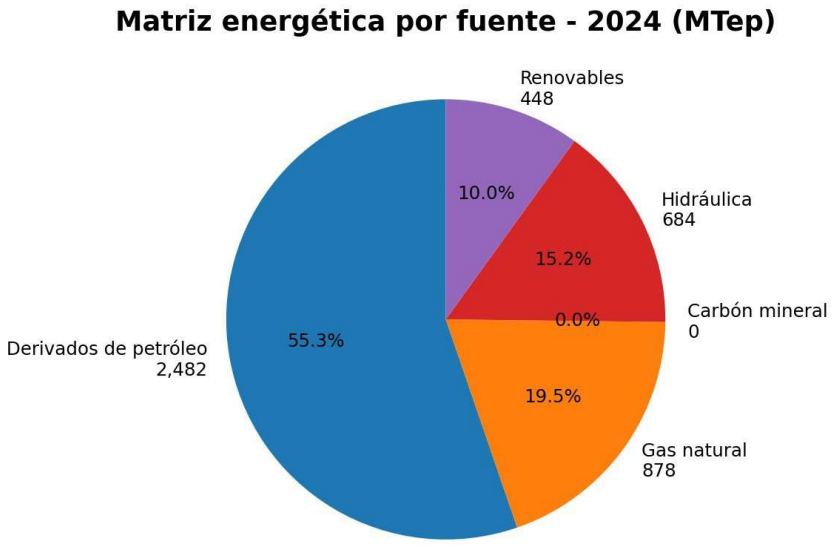
Fuente: ASEP, diciembre 2025.

1.2. Energías Renovables

En el documento PEN-2017, la expansión renovable era presentada como una señal central de transición. En la actualización 2025, las fuentes renovables ya no constituyen una promesa incipiente, sino un componente estructural de la matriz eléctrica. La hidroeléctrica continúa siendo el principal recurso renovable en términos energéticos, mientras que la solar fotovoltaica se expandió de manera acelerada tanto en centrales como en instalaciones distribuidas.

La expansión renovable exige resolver desafíos que el informe de diagnóstico que se realizó en el 2017 ya anticipaba, pero que ahora son más relevantes: variabilidad horaria, rampas, necesidad de respaldo, firmeza, almacenamiento, coordinación con demanda, pronósticos, servicios complementarios, flexibilidad térmica y expansión de transmisión. La variabilidad observada en la generación renovable confirma la dependencia del recurso hídrico y la necesidad de fuentes renovables complementarias y tecnologías de almacenamiento para fortalecer la resiliencia del sistema. En especial, la incorporación de energía solar a mayor escala requiere revisar los criterios de operación del sistema durante horas de baja demanda y alta irradiación.

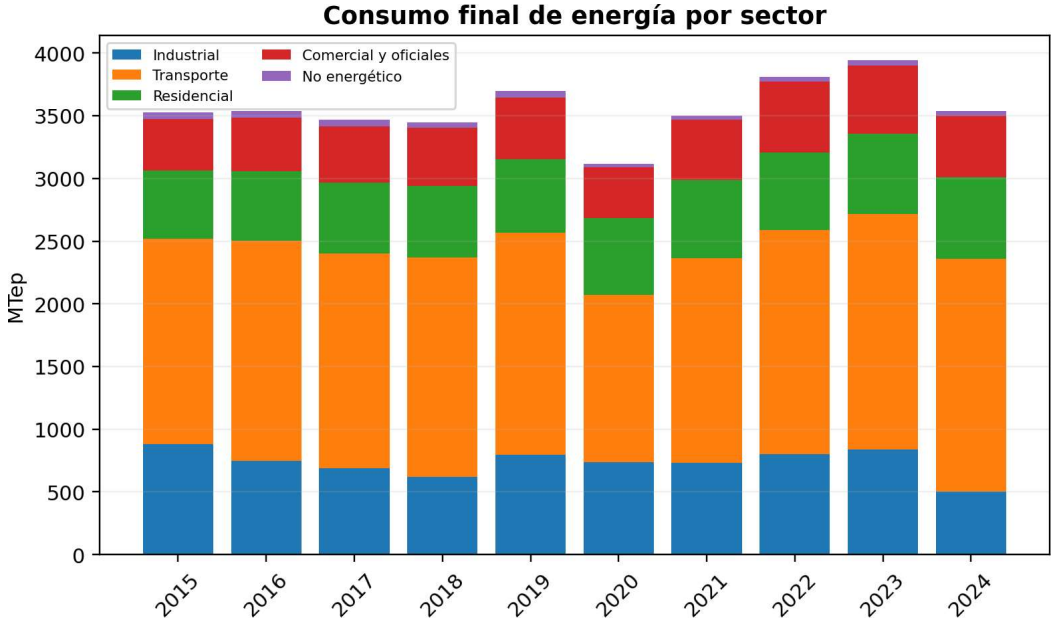
Gráfica 8. Matriz energética por fuente, año 2024



Fuente: Secretaría Nacional de Energía - siePanamá.

Aunque el sector eléctrico muestra una alta participación renovable, la matriz energética total del país todavía conserva una participación significativa de derivados de petróleo y gas natural. Este punto es relevante porque la transición energética nacional no puede evaluarse únicamente por generación eléctrica: debe incluir transporte, industria, hogares, cocción, logística, combustibles marítimos y la estructura de importaciones energéticas.

Gráfica 9. Consumo final de energía por sector, 2015-2024

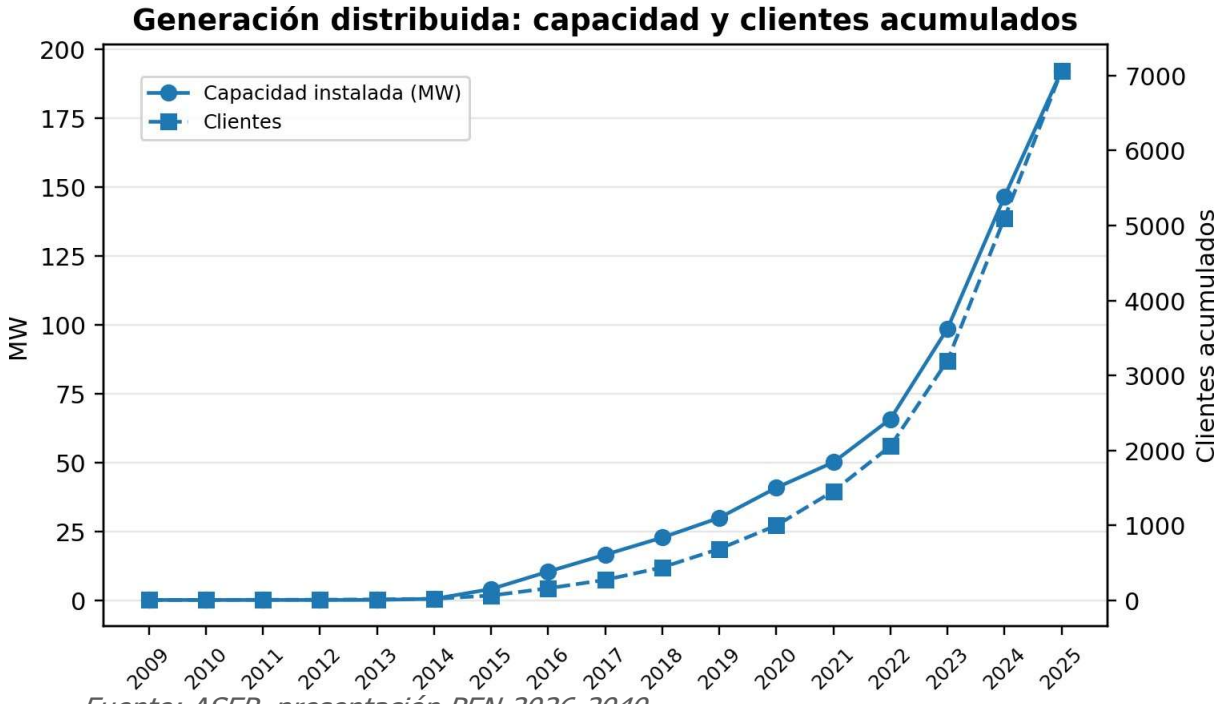


Fuente: Secretaría Nacional de Energía - siePanamá, presentación PEN 2026-2040.

El transporte se mantiene como el principal consumidor final de energía. Aun con la caída observada en 2020 por la pandemia, el consumo del sector retomó niveles altos en 2021-2024. Esta composición confirma que la reducción de emisiones y de dependencia de importaciones requiere políticas de movilidad eléctrica, transporte público, eficiencia logística y sustitución progresiva de combustibles fósiles.

1.2.1. Generación Distribuida

Gráfica 10. Capacidad instalada y cantidad de clientes de generación distribuida, 2009-2025



Fuente: ASEP, presentación PEN 2026-2040.

La generación distribuida constituye uno de los cambios más notables del periodo posterior al diagnóstico de 2017 del PEN 2015-2050. De 12.36 MW de instalaciones solares para autoconsumo en 2016 se pasó a 192.28 MW acumulados y 7,064 clientes en 2025. La aceleración de 2022 a 2025 muestra que la generación distribuida dejó de ser marginal y exige una estrategia propia dentro del PEN.

Tabla 5. Generación distribuida: capacidad y clientes acumulados, 2025-2025

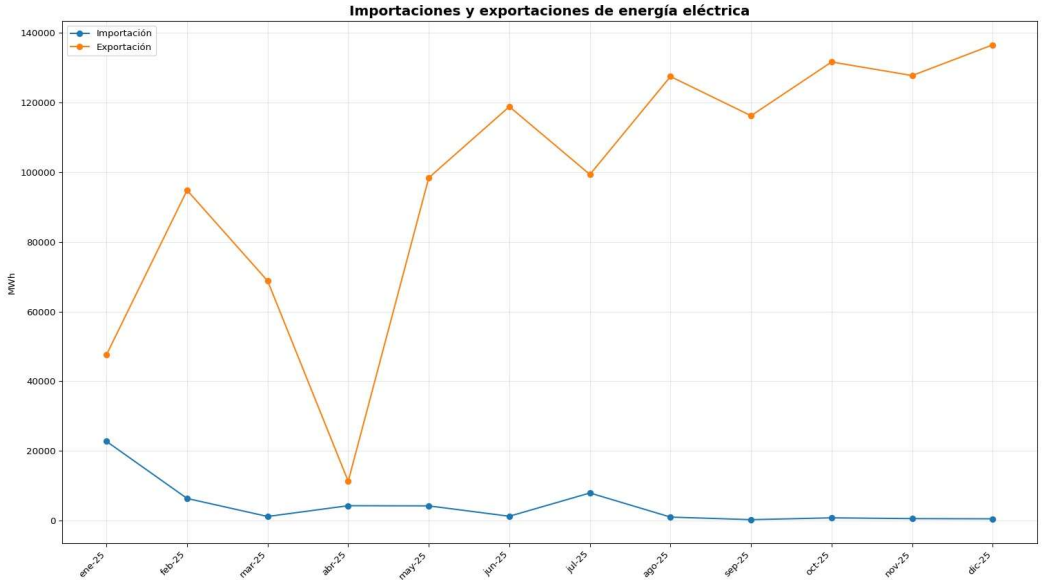
Año	Capacidad acumulada (MW)	Clientes acumulados
2015	4.01	65
2016	10.35	161
2017	16.49	273
2018	22.71	440
2019	29.89	687
2020	40.80	999
2021	50.07	1,457
2022	65.76	2,057
2023	98.60	3,199
2024	146.59	5,100
2025	192.28	7,064

La agenda de actualización debe considerar procedimientos de conexión simplificados, digitalización de permisos, medición inteligente, reglas de compensación, análisis de impacto en redes, mecanismos de inversión en distribución y criterios de equidad tarifaria. La expansión distribuida puede reducir pérdidas y emisiones, pero también puede trasladar costos de red si no se acompaña de regulación adecuada.

1.3. Mercado Eléctrico Regional e Interconexiones Internacionales

El diagnóstico de 2017 del PEN 2015-2050 destacaba el Mercado Eléctrico Regional como un mecanismo de integración centroamericana. La información actualizada confirma que las interconexiones siguen siendo relevantes para Panamá, pero su rol debe ampliarse desde una visión de transacciones marginales hacia una función de flexibilidad, respaldo y optimización regional. La posibilidad de exportar excedentes renovables o importar energía en periodos de estrechez puede reducir costos sistémicos si existe coordinación regulatoria y operativa.

Gráfica 11. Exportación e importación de energía eléctrica, enero-diciembre 2025



Fuente: ASEP, Estadística del Mercado Eléctrico Panameño, diciembre 2025.

Durante 2025 se observan exportaciones mensuales elevadas, con valores superiores a 90,000 MWh en la mayoría de los meses y un balance anual netamente exportador. Las importaciones sumaron aproximadamente 51,565 MWh, mientras que las exportaciones alcanzaron aproximadamente 1,178,202 MWh, lo que evidencia una posición de exportación neta en el intercambio regional. Para el PEN actualizado, esta dinámica debe evaluarse con modelos horarios que consideren precios regionales, restricciones de interconexión, disponibilidad de generación y beneficios de complementariedad renovable.

1.4. Redes de Transmisión y Distribución

El estado de las redes de transmisión y distribución ocupa un lugar central en este diagnóstico ya que la expansión de generación no garantiza seguridad energética si la energía no puede ser evacuada y entregada adecuadamente. La red de transmisión debe coordinarse con la ubicación de recursos hidroeléctricos, térmicos, solares y eólicos, así como con grandes cargas e interconexiones. La red de distribución, por su parte, debe absorber crecimiento urbano, generación distribuida, nuevos prosumidores, climatización, movilidad eléctrica y cargas comerciales.

Desde 1997 la Ley No. 6 le dio a ETESA la responsabilidad de preparar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con el propósito central de identificar las congestiones en ese momento, prever las restricciones futuras y proponer las obras necesarias para que el sistema de transmisión pueda prestar el servicio con seguridad, confiabilidad, calidad y mínimo costo. En noviembre de 2023 ETESA publicó el Plan de Expansión del SIN para el 2022 (PESIN 2022). Este plan identificó en el corto plazo se detectaban condiciones críticas que obligaban al uso de generación obligada y generación desplazada para evitar sobrecargas y problemas de voltaje. Dos obras aparecían como especialmente críticas: la nueva línea Mata de Nance-Frontera 230 kV, con refuerzos en los tramos Boquerón III-Mata de Nance y Boquerón III-Progreso; y el tercer circuito o circuito subterráneo Panamá-Cáceres 115 kV, necesario para aliviar la carga de los circuitos existentes.

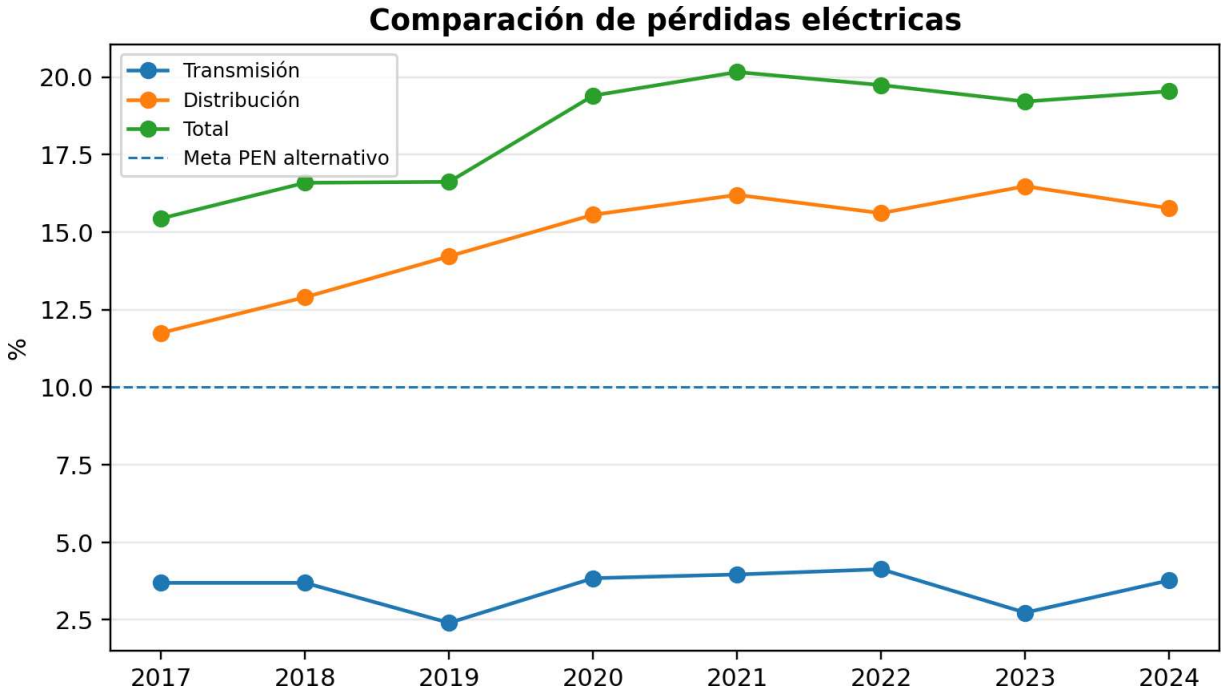
El PESIN 2022 también señaló que el principal problema del SIN en el corto plazo era la respuesta dinámica de compensación reactiva. Ante la pérdida de elementos del Sistema Principal de Transmisión o de elementos conectados al mismo, ya que se presentaban caídas de voltaje que no podían ser corregidas con la compensación instalada. Y, en el largo plazo destacó la importancia de la Cuarta Línea de Transmisión (4LT). Con su entrada desde 2025. Se indicaba que el sistema mantenía suficiente capacidad de transporte, aunque requería nueva compensación reactiva. Se plantea la instalación de dos STATCOM de 120 MVAR cada uno en la S/E Panamá 3, y se identificó la necesidad de aumentar la capacidad del corredor Guasquitas-Fortuna-Cañazas-Chiriquí Grande, debido al incremento de flujos hacia la 4LT.

En la sección "Inversiones en el Subsector Eléctrico" de este diagnóstico se muestran los niveles de inversión que se destinaron de 2015 a 2025 para redes de transmisión y distribución , sin embargo, es importante saber cuáles obras de las identificadas en el PESIN 20222 se realizaron y completaron pues ello permitirá identificar las nuevas inversiones que deberán realizarse así como los estudios de estabilidad, congestión, control de frecuencia, reservas, evacuación regional y flexibilidad operativa,

especialmente bajo escenarios de sequía, alta penetración renovable y eventos extremos que serán necesarias realizar para 2026-2040.

1.5. Pérdidas, Precios y Subsidios

Gráfica 12. Comparación de pérdidas eléctricas, 2017-2024



Fuente: ASEP, presentación PEN 2026-2040.

Las pérdidas eléctricas representan uno de los hallazgos más críticos de la actualización y muestran con claridad dónde está el principal reto. Mientras el escenario alternativo del PEN 2015-2050 consideraba una meta intermedia de 12% al 2030, con miras a alcanzar 10% al 2050, las pérdidas totales estimadas se ubicaron entre 15.44% y 20.16% durante el periodo 2017-2024, cerrando 2024 en 19.54%.

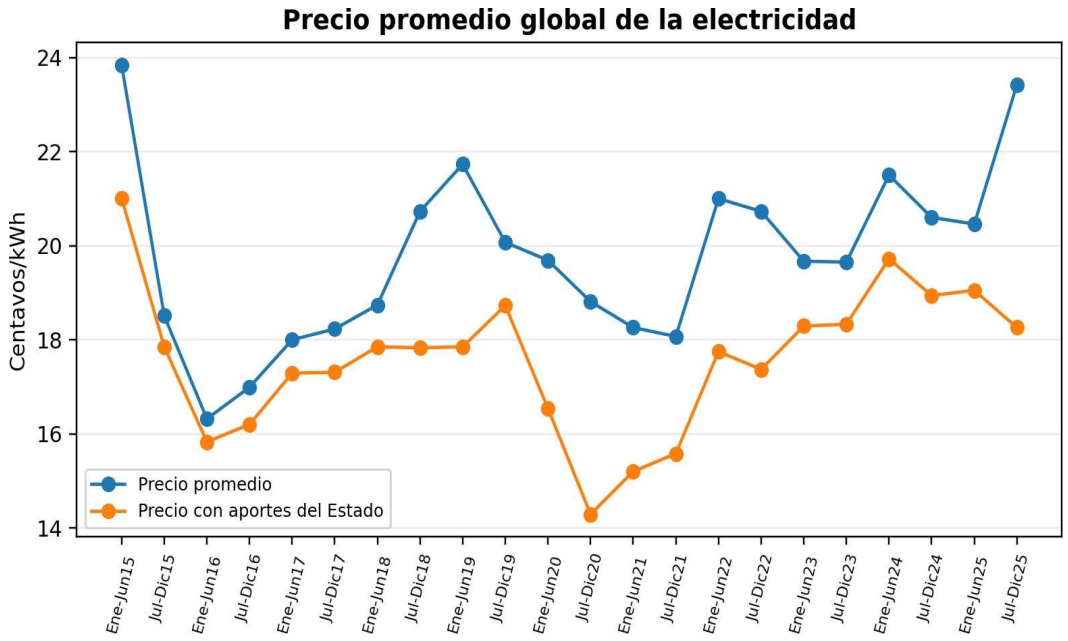
La persistencia de pérdidas eleva costos, distorsionan señales tarifarias, afectan la calidad del servicio, pueden limitar la integración de renovables variables y generación distribuida y reduce la competitividad del sistema. En consecuencia, la distribución debe pasar de ser una infraestructura pasiva a una plataforma activa, capaz de gestionar medición inteligente, flujos bidireccionales, control de tensión, automatización, almacenamiento distribuido y respuesta de demanda.

Por ello, la actualización del PEN debe traducir el diagnóstico de redes en medidas concretas de inversión y regulación: modernización de alimentadores, reducción de

pérdidas técnicas y no técnicas, medición avanzada, automatización, gestión de transformadores sobrecargados, mejora de indicadores de calidad del servicio, planificación por zonas de crecimiento y reglas claras para la conexión de generación distribuida.

La actualización del PEN 2026-2040 debe revisar si mantiene la trayectoria hacia 10% al 2050 o redefine metas intermedias verificables por quinquenio e incorporar un programa específico de reducción de pérdidas con metas por empresa distribuidora, inversión en medición, regularización de conexiones, redes inteligentes, control de fraude, modernización de transformadores, balance energético por alimentador y evaluación regulatoria de resultados. En transmisión, se requieren estudios de estabilidad, congestión, control de frecuencia, reservas, evacuación regional y flexibilidad operativa, especialmente bajo escenarios de sequía, alta penetración renovable y eventos extremos.

Gráfica 13. Precio promedio global de la electricidad con y sin aportes del Estado, 2015-2025



Fuente: Secretaría Nacional de Energía, elaboración con datos de ASEP.

La comparación del precio promedio global con y sin aportes del Estado permite observar la relevancia de los subsidios eléctricos. El precio observado por los usuarios beneficiados puede mantenerse por debajo del costo promedio, especialmente en segmentos residenciales de baja tensión. Esta política puede cumplir objetivos sociales, pero requiere focalización y evaluación fiscal para evitar distorsiones en señales de consumo e inversión.

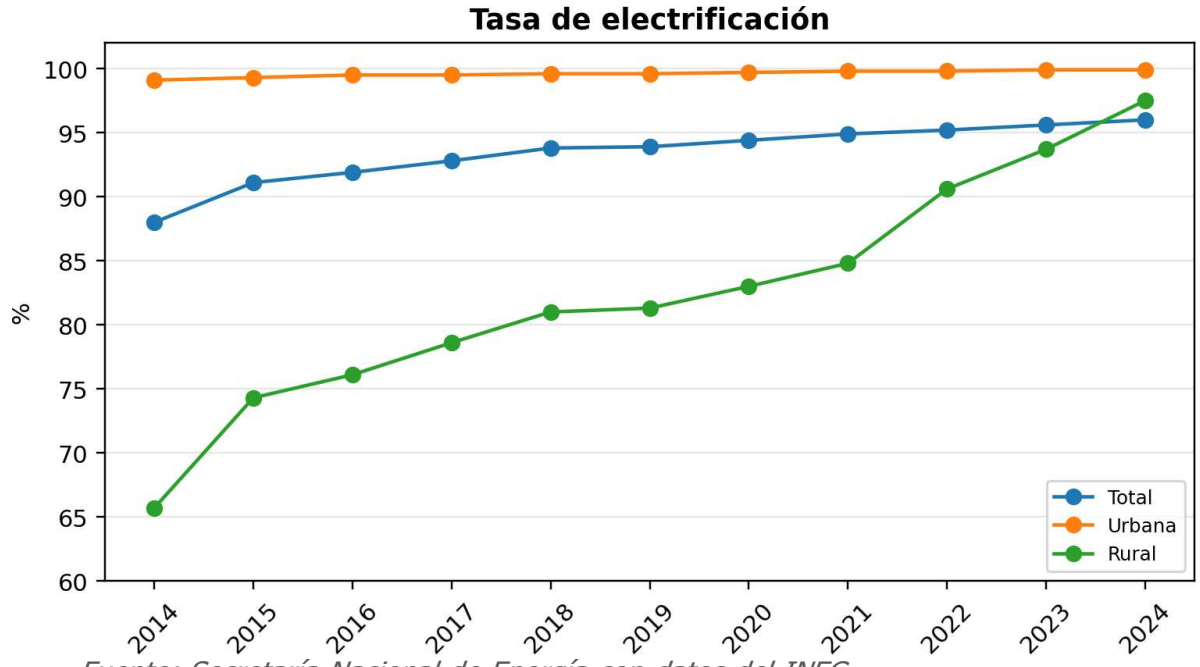
Tabla 6. Subsidios energéticos acumulados por tipo, 2015-2025

Tipo de subsidio	Monto acumulado	Periodo	Comentario
Electricidad	B/. 1,590 millones	2015-2025	Aportes del Estado que reducen el precio pagado por usuarios beneficiarios.
Combustible	B/. 500.6 millones	2022-2024	Medida asociada a choques de precios y protección económica.
GLP de 25 libras	B/. 1,007 millones	2015-2025	Subsidio de alto impacto social, especialmente para cocción residencial.
Total energético	B/. 3,097.6 millones	2015-2025	Requiere revisión de focalización, sostenibilidad y transparencia

Fuente: Secretaría Nacional de Energía, presentación PEN 2026-2040.

1.6. Acceso Universal a la Energía

Gráfica 14. Tasa de electrificación total, urbana y rural, 2014-2024



Fuente: Secretaría Nacional de Energía con datos del INEC.

La tasa de electrificación total aumentó de 88.0% en 2014 a 96.0% en 2024; los datos del

SIE muestran un valor cercano a 91.1% en 2015 y 94.4% en 2020, frente a la meta de 95% prevista en el PEN 2015-2050 para ese año. La electrificación urbana se aproxima a la universalidad, mientras la electrificación rural se reporta en 97.5% en 2024. La tasa de electrificación total reportada para Panamá muestra un avance importante, al pasar de 88.0% en 2014 a 96.0% en 2024[3].

Aunque la electrificación urbana se aproxima a la universalidad y la electrificación rural se reporta en 97.5% en 2024, el valor total no debe compararse ni reconstruirse directamente como promedio ponderado de ambas categorías si las bases estadísticas no son plenamente equivalentes, si existen diferencias entre mediciones por población y por vivienda, o si determinadas áreas —por ejemplo, comarcales, asentamientos dispersos o zonas no clasificadas de forma homogénea— se tratan metodológicamente aparte. Esta cautela es consistente con los metadatos regionales de acceso a electricidad, que definen las tasas total, urbana y rural según sus respectivos universos y advierten que la disponibilidad y clasificación de los datos puede variar por año, país y región.

Con esta aclaración, el avance respecto del diagnóstico de 2017 sigue siendo significativo, pero también confirma que el cierre de la brecha remanente requiere intervenciones de mayor costo unitario y complejidad operativa, debido a la dispersión territorial, comunidades aisladas, asentamientos informales y limitaciones de infraestructura de red en las zonas de más difícil acceso.

No obstante, debe tenerse claro que el acceso universal debe medirse más allá de la conexión eléctrica. Persisten hogares, escuelas y centros de salud sin electrificar, y el acceso a energía moderna también incluye cocción limpia, calidad, continuidad, asequibilidad y mantenimiento de soluciones aisladas. La actualización del PEN debe vincular electrificación con desarrollo territorial, salud, educación, conectividad digital y resiliencia comunitaria, incorporando metas realistas para las zonas de última milla y un seguimiento diferenciado de población, viviendas, áreas rurales, áreas urbanas y comarcas.

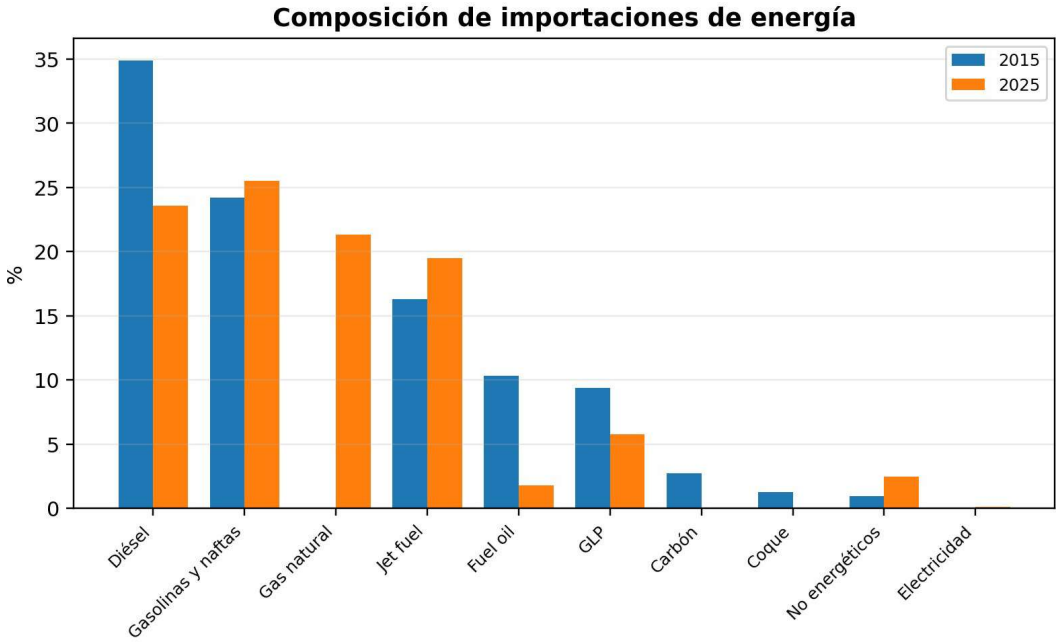
2. Sector Hidrocarburos

[3] Estos valores deben interpretarse metodológicamente como indicadores nacionales publicados por la fuente y no como el resultado de un promedio simple entre las tasas urbana y rural. El SIE Panamá clasifica el acceso a la energía mediante variables como tasa de electrificación total, viviendas ocupadas, viviendas particulares ocupadas con electricidad y porcentaje de viviendas con energía eléctrica, por lo que la lectura debe conservar el universo estadístico específico de cada indicador.

El sector hidrocarburos sigue siendo determinante para la seguridad energética nacional. Aunque el sector eléctrico ha avanzado hacia una matriz con alta participación renovable, el consumo final de energía continúa dominado por combustibles fósiles, principalmente en transporte, logística, industria, generación de respaldo y uso residencial de GLP. Panamá mantiene una condición de importador neto de productos derivados del petróleo y de gas natural.

La actualización del PEN 2015-2050 debe reconocer que la transición energética no consiste únicamente en cambiar la matriz de generación eléctrica. La reducción de la dependencia de hidrocarburos requiere políticas de movilidad eléctrica, transporte público masivo, eficiencia logística, sustitución tecnológica, combustibles más limpios, regulación de calidad, infraestructura de carga, señalización económica y coordinación con planificación urbana.

Gráfica 15. Composición de las importaciones de energía, 2015 y 2025

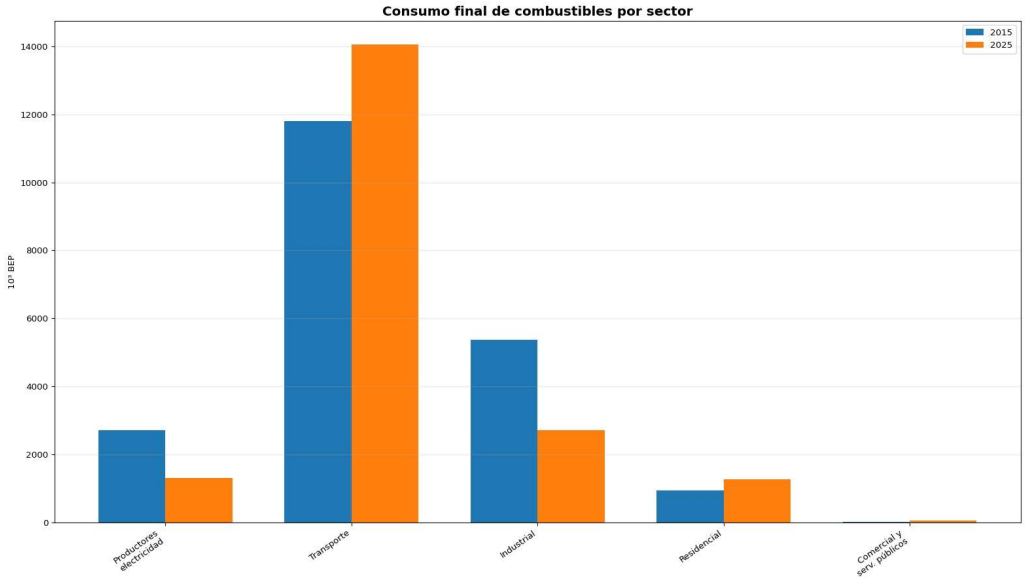


Fuente: Secretaría Nacional de Energía - siePanamá.

La composición de importaciones muestra cambios importantes entre 2015 y 2025. El gas natural pasa de una participación nula a 21.34% de las importaciones energéticas, mientras el fuel oil y el carbón pierden relevancia. El diésel y las gasolinas continúan siendo productos centrales, reflejando la dependencia del transporte y de actividades asociadas a derivados líquidos.

2.1. Consumo de Combustibles y Productos de Petróleo

Gráfica 16. Consumo final de combustibles y otros productos de petróleo por sector, 2015 y 2025



Fuente: Secretaría Nacional de Energía – Sistema de Información Energética (SIE). Nota: La ausencia o baja magnitud del consumo de combustibles en el sector comercial y de servicios debe explicarse por la metodología de clasificación y por posibles ajustes de reporte, ya que existen usos de combustibles en actividades como cocción, limpieza, hotelería y servicios.

El transporte aumentó su consumo de combustibles entre 2015 y 2025, pasando de aproximadamente 11,803 a 14,052 miles de Barriles Equivalentes de Petróleo (10^3 BEP), según el Sistema de Información Energética (SIE). En contraste, el consumo de productores de electricidad disminuyó, reflejando cambios en el despacho y en la matriz eléctrica. El consumo residencial aumentó, asociado principalmente a usos de GLP y condiciones de cocción. Este patrón confirma que la transición energética del país depende de una intervención prioritaria en transporte y usos finales.

Tabla 7. Consumo nacional de combustibles por producto, 2025

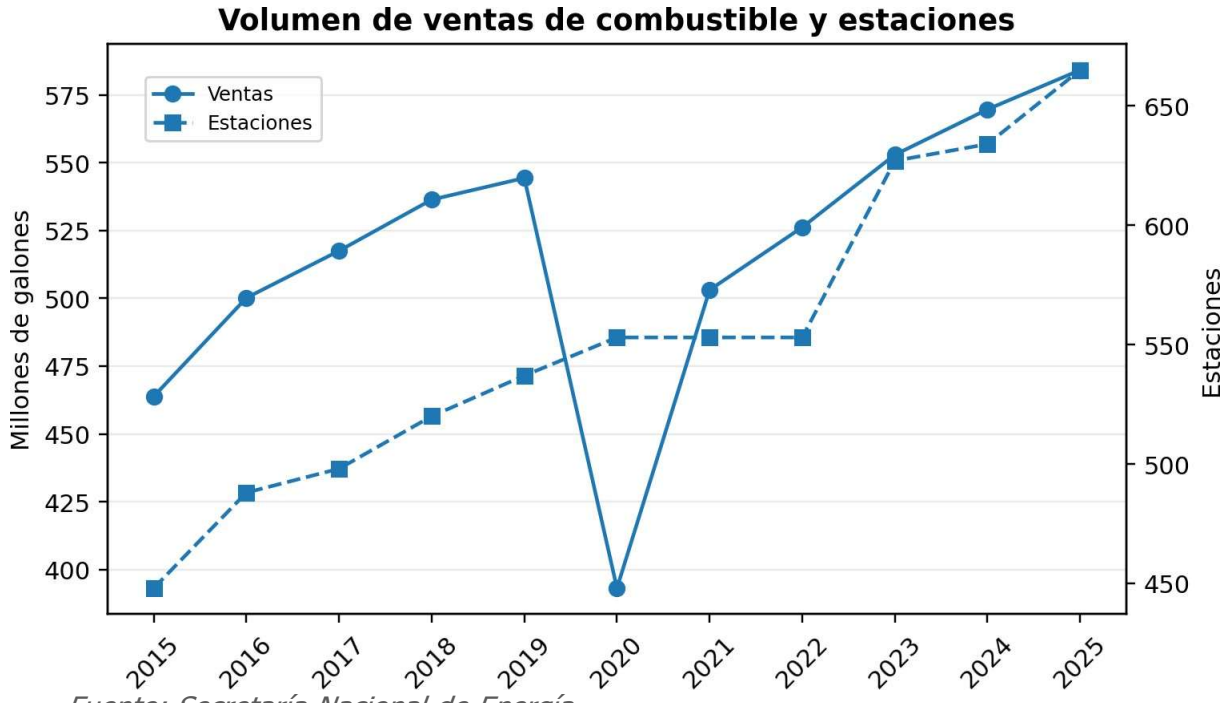
Producto 2025	Volumen reportado (millones de galones)	Lectura
Diésel Ultra Bajo en Azufre	343.3	Principal producto líquido asociado a transporte y logística.
Gasolina 95	243.6	Productos asociados a movilidad individual y uso vehicular masivo.
Gasolina 91	119.4	
Gas natural	95.2	Combustible estratégico para generación e industria.
Butano y propano	106.7 en conjunto	Importante para cocción y consum residencial/comercial.

Fuel oil	14.9	Menor participación relativa frente a años previos.

Fuente: Secretaría Nacional de Energía, presentación PEN 2026-2040.

2.2. Infraestructura, Estaciones y Mercados de Combustibles

Gráfica 17. Volumen de ventas de combustibles y cantidad de estaciones de servicio, 2015-2025



Fuente: Secretaría Nacional de Energía.

El número de estaciones de servicio aumentó de 448 en 2015 a 665 en 2025, equivalente a 217 estaciones adicionales. El volumen de ventas se recuperó después de la caída de 2020 y alcanzó 584.17 millones de galones en 2025. La expansión de infraestructura de combustibles confirma que, a pesar del avance eléctrico, el país mantiene una economía de transporte y servicios fuertemente vinculada a hidrocarburos. Al mismo tiempo, de acuerdo con información de la Secretaría Nacional de Energía, existen más de 200 puntos de recarga de vehículos eléctricos a nivel nacional, una expansión relevante respecto de 2015 que debe integrarse a la estrategia de transición del transporte.

Tabla 8. Infraestructura del subsector combustibles, 2025

Indicador de infraestructura	Dato actualizado
Estaciones de servicio	665 estaciones en 2025
Estaciones adicionales	217 estaciones adicionales 2015-2025
Terminales de productos derivados	10 terminales
Capacidad de almacenamiento de derivados	30 millones de barriles
Capacidad de almacenamiento de gas natural	180,000 m3
Terminal de gas natural	1 terminal
Estaciones de recarga de vehículos eléctricos	Más de 200 puntos de recarga a nivel nacional, según información de la Secretaría Nacional de Energía

Fuente: Secretaría Nacional de Energía.

La comercialización de combustibles también debe diferenciar el mercado nacional de los mercados marino y aéreo internacional. Panamá posee una posición logística singular, por lo que el análisis de hidrocarburos debe separar consumo interno, reexportación, bunkering, aviación internacional y combustibles asociados al Canal y al hub logístico.

2.3 Gas Natural

El PEN-2017 anticipaba la llegada del gas natural como un hito estratégico. En la actualización 2025, el gas natural ya forma parte central del sistema eléctrico y de las importaciones energéticas. Su incorporación modificó la matriz térmica, desplazó parcialmente combustibles más contaminantes y generó una plataforma potencial para usos industriales, logísticos y de respaldo eléctrico.

No obstante, el gas natural debe ser tratado como combustible de transición, no como destino final de descarbonización. Su rol debe evaluarse en función de reducción de emisiones frente a fuel oil o diésel, flexibilidad para respaldar renovables, seguridad de suministro, infraestructura, contratos, precios internacionales y compatibilidad con metas climáticas de largo plazo.

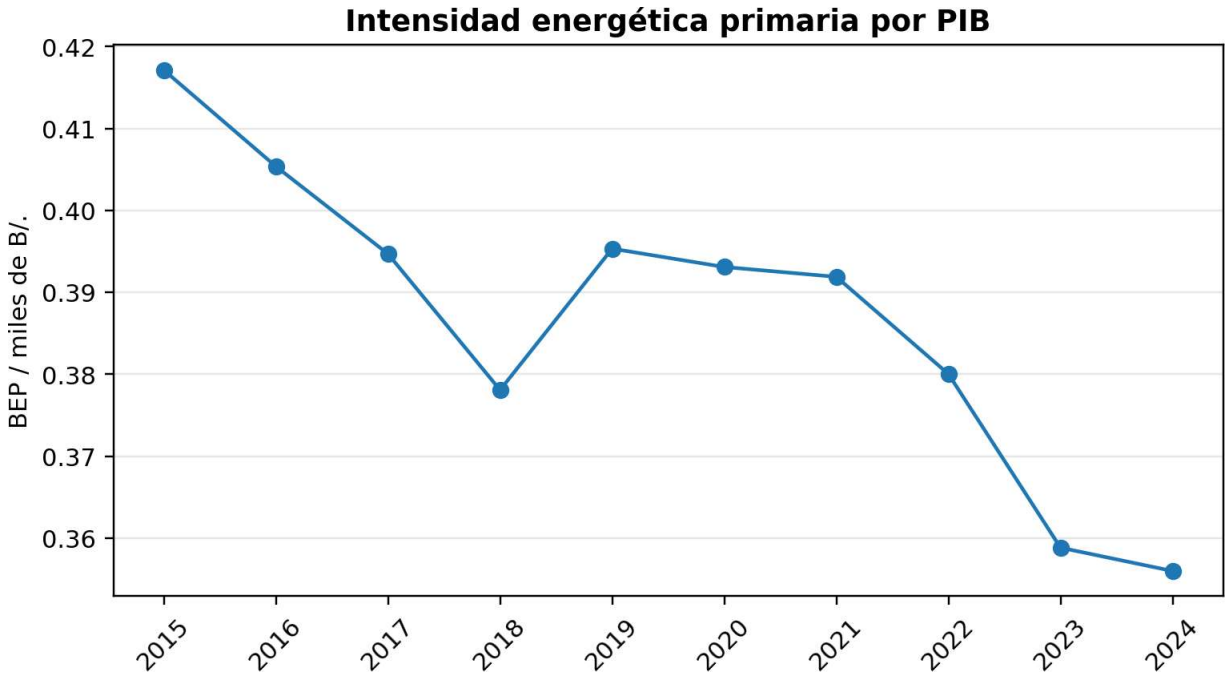
Tabla 9. Rol estratégico del gas natural en la actualización del PEN

EJE DE ANALISIS	ACTUALIZACIÓN ESTRATÉGICA
Generación eléctrica	El gas natural representa 1,051 MW de capacidad instalada en enero 2025.
Importaciones	El gas natural alcanza 21.34% de la composición de importaciones energéticas 2025.
Infraestructura	Existe capacidad de almacenamiento de gas natural y una terminal especializada.
Planificación	Debe modelarse como respaldo flexible y combustible de transición bajo restricciones climáticas.
Riesgo	Exposición a precios internacionales, contratos, disponibilidad y lock-in de infraestructura.

3. Eficiencia Energética

La eficiencia energética fue definida en el PEN 2015-2050 como uno de los lineamientos o ejes clave de la política energética. La actualización confirma su relevancia, pero debe distinguir entre programas normativos —como etiquetado, estándares mínimos y guías de construcción— y sistemas efectivos de medición de ahorro, metas sectoriales, gestión energética pública y privada, fiscalización y mecanismos de financiamiento. Medir el ahorro es complejo: en empresas puede traducirse en mayor producción por unidad de energía y no necesariamente en menor consumo absoluto; en hogares, la recuperación de la inversión ocurre en el tiempo y puede existir efecto rebote. Por ello, el PEN debe combinar indicadores de intensidad energética, consumo absoluto, costos evitados y desempeño por sector.

Gráfica 18. Intensidad energética medida en función de energía primaria y PIB, 2015-2024.



Fuente: Secretaría Nacional de Energía - siePanamá.

La intensidad energética medida en función de energía primaria y PIB muestra una tendencia descendente entre 2015 y 2024, pasando de 0.417 a 0.356 BEP por miles de balboas. Este comportamiento sugiere una mejora relativa en el uso de energía por unidad de producto, aunque debe analizarse cuidadosamente porque puede reflejar cambios

estructurales del PIB, variaciones sectoriales, shocks económicos y eventos como la pandemia. Para profundizar el análisis, la actualización del PEN debe separar el efecto de eficiencia real del efecto de composición económica, comparar la evolución de energía por unidad producida en transporte, industria, comercio y hogares, y evaluar si la reducción de intensidad coincide con menores emisiones o únicamente con cambios en la estructura del consumo.

Tabla 10. Líneas de acción para eficiencia energética en el PEN 2026-2040

Línea de acción	Actualización propuesta para PEN 2026-2040
Normas y etiquetado	Actualizar índices mínimos de eficiencia y ampliar cobertura de equipos.
Edificaciones	Fortalecer aplicación de guías de construcción sostenible y medición de ahorro.
Sector público	Implementar gestión energética obligatoria, auditorías y compras eficientes.
Industria y comercio	Crear mecanismos de financiamiento, auditoría y verificación incremento de la eficiencia.
Transporte	Vincular eficiencia vehicular, movilidad eléctrica y eficiencia logística.
MRV	Medir impactos reales por programa, con metodología, línea base, indicadores y verificación.

El PEN actualizado debe separar metas de eficiencia por sector, tecnología y uso final. Los ahorros esperados en aire acondicionado, iluminación, refrigeración, motores, edificaciones y movilidad deben modelarse en la proyección de demanda como se hizo en el PEN 2015-2050. De lo contrario, la planificación de expansión puede sobreestimar requerimientos de oferta o no capturar beneficios de reducción de picos.

4. Marco Regulatorio e Instrumentos de Política Pública

El documento PEN-2017 resaltaba la necesidad de actualizar el marco legal y regulatorio del sector eléctrico, incorporar gas natural y fortalecer eficiencia energética. La actualización 2026 debe ampliar ese enfoque hacia una agenda regulatoria integral que contemple almacenamiento, generación distribuida, flexibilidad, servicios complementarios, movilidad eléctrica, hidrógeno verde, eficiencia energética, acceso universal, pérdidas, subsidios y resiliencia climática.

El PEN 2015-2050 identificó instrumentos de política pública y estrategias sectoriales dentro de la sección "Propuesta para una Política Energética de Largo Plazo". En el proceso de actualización, esa propuesta debe convertirse en una arquitectura común de implementación, evitando que quede como un conjunto descriptivo de lineamientos. Entre los instrumentos se encuentran estrategias de acceso universal, movilidad eléctrica, eficiencia energética, generación distribuida, innovación del sistema interconectado nacional e hidrógeno verde. Para mejorar su ejecución, el PEN debe traducir cada instrumento en medidas con responsables, plazos, presupuesto, indicadores, mecanismos de consulta, sistema MRV y revisión periódica.

Tabla 11. Instrumentos de política pública para el PEN actualizado

Instrumento / área	Papel dentro del PEN actualizado	Elemento de seguimiento
Estrategia de acceso universal	Cerrar brechas restantes de electrificación y cocción limpia.	Hogares, escuelas y centros de salud electrificados; calidad de servicio.
Movilidad sostenible y eléctrica	Reducir dependencia de gasolina y diésel mediante movilidad eléctrica, transporte público masivo, renovación de flotas, desarrollo de líneas de metro planificadas e infraestructura de carga.	Vehículos eléctricos, buses eléctricos, cargadores, avance de transporte público masivo, energía desplazada y combustibles fósiles sustituidos.
ENUREE / eficiencia energética	Reducir demanda y picos mediant normas y programas.	Ahorros energéticos verificados por sector.
Generación distribuida	Integrar autoconsumo y recursos distribuidos con eficiencia de red.	MW conectados, clientes, tiempos de conexión, impactos en red.
ENISIN / innovación del SIN	Digitalización, flexibilidad, almacenamiento y modernización operativa.	Indicadores de flexibilidad, reservas, automatización y calidad.
Hidrógeno verde	Explorar oportunidades de exportación, logística y usos industriales.	Proyectos piloto, demanda potencial, infraestructura y regulación.
Pérdidas eléctricas	Reducir pérdidas técnicas y no técnicas.	Pérdidas por distribuidora, alimentador y programa de inversión.
Subsidios	Alinear protección social con sostenibilidad fiscal y eficiencia.	Monto, beneficiarios, focalización impacto distributivo.
Sustitución progresiva de combustibles fósiles	Definir medidas para reemplazar derivados líquidos por electricidad combustibles más limpios y eficiencia logística en transporte, industria y usos finales.	Volúmenes de diésel, gasolinas, GLP y fuel oil desplazados; reducción de emisiones; costos y responsables por medida.

En la parte eléctrica, la actualización regulatoria debería convertirse en una hoja de ruta con instrumentos, entidad líder, estado, consulta pública, aprobación e implementación. La trazabilidad regulatoria permite que el PEN no sea únicamente un diagnóstico, sino un sistema de implementación coordinada.

Tabla 12. Roles institucionales en la actualización del PEN

Entidad	Rol principal en actualización PEN
Secretaría Nacional de Energía	Dirección de política energética, coordinación metodológica, escenarios y aprobación técnica.
ASEP	Regulación, información de mercado, calidad, tarifas, pérdidas, fiscalización y sistema de MRV asociado a los roles asignados por la normativa sectorial.
ETESA / CND	Planificación de transmisión, operación del sistema, demanda, expansión y seguridad operativa.
MEF	Evaluación fiscal de subsidios, financiamiento e inversión pública.
MiAmbiente	Alineamiento climático, emisiones, NDC, adaptación, resiliencia y sistema de MRV vinculado con las competencias ambientales correspondientes.
INEC	Datos socioeconómicos, hogares, electrificación, población y actividad económica.
Distribuidoras	Datos de demanda, pérdidas, calidad, inversiones, G y atención al usuario.
Generadores y agentes	Información de oferta, proyectos, costos, disponibilidad y contratos.
Actores del subsector combustibles	Importadores, terminales, distribuidores, estaciones de servicio, operadores logísticos, bunkering, GLP y mercados marino/aéreo para información de oferta, demanda, infraestructura, calidad, precios y transición.

Fuente: elaboración propia para la versión actualizada del PEN.

5. Cambio Climático

El diagnóstico de 2017 del PEN 2015-2050 ubicaba el Acuerdo de París y las NDC como elementos centrales de la transición energética. El diagnóstico de 2017 es válido, pero conviene reforzarlo con una lectura más explícita de la variabilidad interanual de las emisiones del sector energía. En Panamá, la trayectoria de emisiones no depende únicamente del crecimiento de la demanda, sino también de la hidrología anual y de la

composición del despacho eléctrico. En años con menor disponibilidad hídrica, el sistema tiende a aumentar el uso de generación térmica para cubrir demanda, respaldo y seguridad operativa, elevando las emisiones asociadas al sector eléctrico.

Un ejemplo relevante es 2019. Ese año, la generación hidroeléctrica representó 46.27% de la generación eléctrica, mientras que la generación térmica alcanzó 44.73%, una participación inusualmente cercana a la hidroeléctrica. Este comportamiento refleja la sensibilidad del sistema ante condiciones secas o de menor aporte hídrico: cuando baja la generación renovable hidroeléctrica, el despacho térmico aumenta y, con ello, también aumentan las emisiones del sector energía.

Por ello, en la actualización 2026-2040 del PEN, el cambio climático debe tratarse como un factor estructural de planificación y no solo como un compromiso ambiental. La dependencia de recursos hídricos hace que las emisiones del sector energía puedan aumentar en años secos, aun cuando la capacidad renovable instalada crezca. Esta relación fue reconocida en la revisión técnica del primer Informe Bienal de Transparencia de Panamá, que señala que los cambios en los patrones de lluvia influyen en las emisiones del sector energía, ya que el consumo de combustibles fósiles para generación eléctrica aumenta considerablemente cuando los recursos hídricos son escasos.

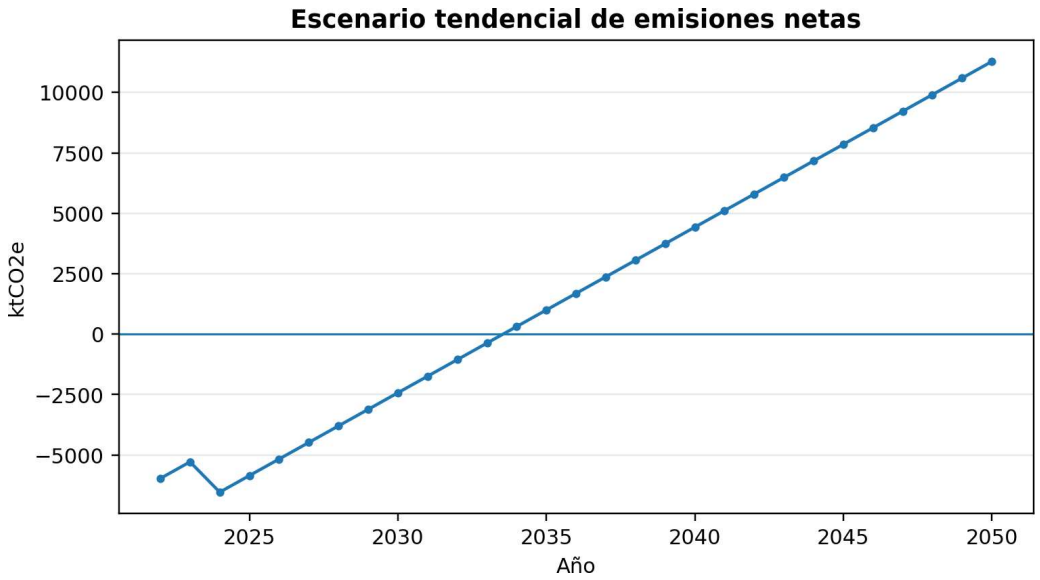
La tendencia reciente confirma esta vulnerabilidad. Panamá tiene una meta de reducir las emisiones del sector energía en 11.5% al 2030 y 24.0% al 2050 respecto del escenario de línea base; sin embargo, en 2021 las emisiones del sector energía se ubicaron en 13,439.96 $ktCO_2e$, es decir, 23.1% por encima del escenario de línea base para ese año, y aumentaron 16.4% respecto de 2020. Esta desviación muestra que la recuperación económica, el crecimiento de la demanda, la incorporación de gas natural y el uso de combustibles fósiles pueden superar en el corto plazo el efecto de las políticas de transición energética si no se aceleran medidas de eficiencia, electrificación, almacenamiento, gestión de demanda y expansión de redes.

En consecuencia, la actualización del PEN debe incorporar escenarios climáticos e hidrológicos diferenciados: años medios, años secos y eventos extremos. Bajo años secos, el análisis debe estimar el mayor despacho térmico, el impacto en costos marginales, subsidios, importaciones de combustibles y emisiones. Esto permitiría que el PEN 2026-2040 conecte la mitigación climática con la seguridad energética, la resiliencia de infraestructura y la planificación operativa del sistema eléctrico.

La política energética debe integrarse con mitigación y adaptación. En mitigación, las prioridades son reducir consumo de combustibles fósiles, electrificar usos finales, expandir renovables, aumentar eficiencia energética y controlar pérdidas. En adaptación,

la prioridad es asegurar resiliencia de infraestructura, gestión hídrica, redundancia, recuperación ante eventos extremos y planificación bajo sequías prolongadas.

Gráfica 19. Escenario tendencial de emisiones netas, 2022-2050



Fuente: Partnership for Market Implementation - Banco Mundial,

El escenario tendencial que aparece en la Gráfica N° 16, fue elaborado en el marco del Partnership for Market Implementation (PMI) del Banco Mundial y utilizado como referencia de análisis, muestra que Panamá pasaría de emisiones netas negativas a emisiones netas positivas alrededor de 2034. Este resultado tiene implicaciones directas para el PEN: la estrategia energética debe contribuir a conservar o recuperar la condición de sumidero neto, reduciendo emisiones de energía y transporte, y evitando que el crecimiento de demanda fósil supere la capacidad de absorción del sector UTCUTS. En la formulación del nuevo PEN, este escenario debe ser documentado con supuestos, fuente, año base, metodología y sensibilidad ante hidrología, transporte y crecimiento económico.

Tabla 13. Riesgos climático-energéticos y respuestas del PEN actualizado

Sector / dimensión	Riesgo climático-energético	Respuesta del PEN actualizado
Hidroelectricidad	Sequías prolongadas y variabilidad hidrológica.	Escenarios hidrológicos de estrés, reservas, almacenamiento y diversificación.
Transmisión y distribución	Eventos extremos, inundaciones, vientos y fallas.	Normas de resiliencia, redundancia, mantenimiento y recuperación.
Transporte	Riesgo de interrupciones logísticas	Mitigación: electrificación,

	por eventos climáticos y presión de mitigación por crecimiento de combustibles y emisiones.	transporte público, eficiencia logística y combustibles limpios. Adaptación: resiliencia de rutas, abastecimiento y distribución de combustibles.
Uso residencial	Vulnerabilidad de cocción y abastecimiento residencial/comercial por interrupciones viales, aislamiento de comunidades, islas y sistemas aislados.	Cocción limpia, electrificación eficiente, seguridad de suministro de GLP, soluciones comunitarias y planes de continuidad para comunidades aisladas.
Planificación, logística e infraestructura aislada	Incertidumbre climática y tecnológica; exposición de carreteras, puertos, islas y sistema aislados a eventos extremos.	Escenarios, análisis de sensibilidad, adaptación, inventari de infraestructura crítica y revisió periódica del PEN.

6. Indicadores

El informe de diagnóstico de 2017 cerraba con una tabla de indicadores energéticos. La versión actualizada conserva esa lógica y la amplía para capturar nuevas dimensiones: pérdidas, subsidios, generación distribuida, costo marginal, capacidad firme, acceso, intensidad energética, combustibles, emisiones y clientes de distribución. El indicador deja de ser solo una referencia estadística y se convierte en una herramienta de seguimiento del PEN.

Tabla 14. Indicadores energéticos actualizados para seguimiento del PEN

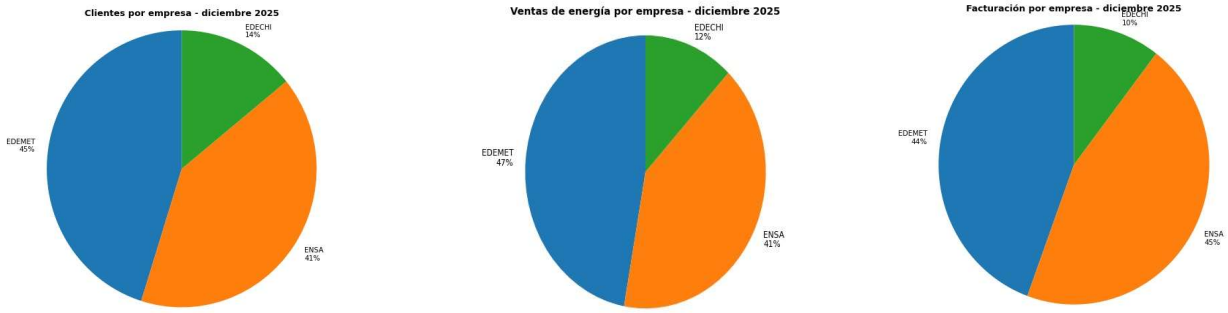
Indicador	Unidad	Valor base 2015/2016	Valor actualizad	Fuente
Capacidad instalada eléctrica	MW	3,371 (2016)	5,018.87 (dic-2025)	PEN 2015-205 ASEP
Capacidad firme	MW	No consolidado	3,028.97 (dic-2025)	ASEP
Demanda máxima mensua	MW	No consolidado	1,809 (dic-2025)	ASEP
Máxima demanda del periodo	MW	No consolidado	2,235 (ago-2023)	CND
Generación renovable	%	66.5 (2016)	74.94 (2025)	SNE/SIE
Generación distribuida	MW	4.01 (2015)	192.28 (2025)	ASEP/SNE
Clientes de generación distribuida	Clientes	65 (2015)	7,064 (2025)	ASEP/SNE
Pérdidas totales estimadas	%	15.44 (2017)	19.54 (2024)	ASEP
Electrificación total	%	91.1 (2015)	96.0 (2024)	SIE/SNE/INEC
Electrificación rural	%	65.7 (2014)	97.5 (2024; validar metodología)	SNE/INEC

Intensidad energética	BEP / miles B/.	0.417 (2015)	0.356 (2024)	SNE/SIE
Subsidios energéticos acumulados	B/. millones	No consolidado	3,097.6 (2015-2025)	SNE
Ventas de combustibles	millones galones	No consolidado	584.17 (2025)	SNE
Estaciones de servicio	Número	448 (2015)	665 (2025)	SNE
Clientes de distribución	Clientes	No consolidado	1,321,939 (dic-2025)	ASEP

Fuente: elaboración propia con base en SNE, ASEP y presentación PEN 2026-2040.

Distribución de clientes, ventas y facturación por empresa

Gráfica 20. Clientes, ventas y facturación por distribuidora, diciembre 2025



Fuente: ASEP, Estadística del Mercado Eléctrico Panameño, diciembre 2025.

EDEMET concentra 45% de los clientes, 47% de las ventas de energía y 44% de la facturación a diciembre de 2025. ENSA representa 41% de los clientes, 41% de las ventas y 45% de la facturación, mientras EDECHI representa 14% de los clientes, 12% de las ventas y 10% de la facturación. Estas diferencias deben considerarse al diseñar metas por distribuidora en pérdidas, calidad, inversiones y acceso, y deben compararse con la distribución de 2015 para identificar si se mantienen las proporciones o si existen cambios en focos regionales de desarrollo.

III. Grado de Avance en los Ejes del PEN 2015-2025

En el proceso de desarrollo del PEN se presentaron cuatro ejes conductores para orientar la elaboración de la política energética de largo plazo:

1. El acceso universal y la reducción de la pobreza energética: necesidad de mejorar la accesibilidad del sistema energético para la población, considerando características de equidad e igualdad en el consumo de la energía.

2. La descarbonización de la matriz energética: necesidad de transformar el sistema energético, mediante un proceso de transición, sustituyendo el uso de combustibles fósiles por energías renovables para cumplir con los objetivos de mitigación del cambio climático y reducir la contaminación local.
3. El uso eficiente de la energía y la sobriedad energética: la eficiencia energética es significativa para la descarbonización de la matriz y la seguridad energética, considerando aspectos técnicos y culturales.
4. La seguridad energética: se consideró la dependencia de Panamá de la importancia de combustibles fósiles como un factor crítico y la importancia del grado de integración eléctrica regional del país para disminuir dicha dependencia.

Los lineamientos conceptuales enuncian cuatro pilares que estructuran el sentido estratégico del Plan Energético Nacional 2015–2050. La combinación de estos cuatro pilares configura un marco de política pública que busca simultáneamente ampliar cobertura y calidad de los servicios energéticos, reducir impactos ambientales y climáticos, mejorar el desempeño técnico-económico del sistema, y disminuir vulnerabilidades asociadas a la dependencia externa y a shocks de precios o suministro.

Eje 1. Acceso universal a la energía y reducción de la pobreza energética

1.1. Alcance y su interpretación operativa

El eje de acceso universal del PEN 2015–2050 supone la garantía de **acceso efectivo** a servicios energéticos modernos para toda la población, lo cual incluye al menos tres dimensiones: **conexión**, **calidad, continuidad**, y **asequibilidad**. Este objetivo no se agota en expandir infraestructura eléctrica; también abarca la reducción de pobreza energética entendida como la imposibilidad de los hogares de cubrir necesidades energéticas esenciales por restricciones de ingreso, ubicación geográfica, falta de infraestructura, baja calidad del servicio o dependencia de combustibles tradicionales para cocción.

En el contexto panameño, el acceso universal se vincula particularmente con: (i) electrificación rural y en territorios de baja densidad poblacional; (ii) acceso a energía moderna para cocción (por salud, género y bienestar); y (iii) electrificación de infraestructura social crítica (escuelas, centros de salud, sistemas comunitarios), por su efecto multiplicador en desarrollo humano.

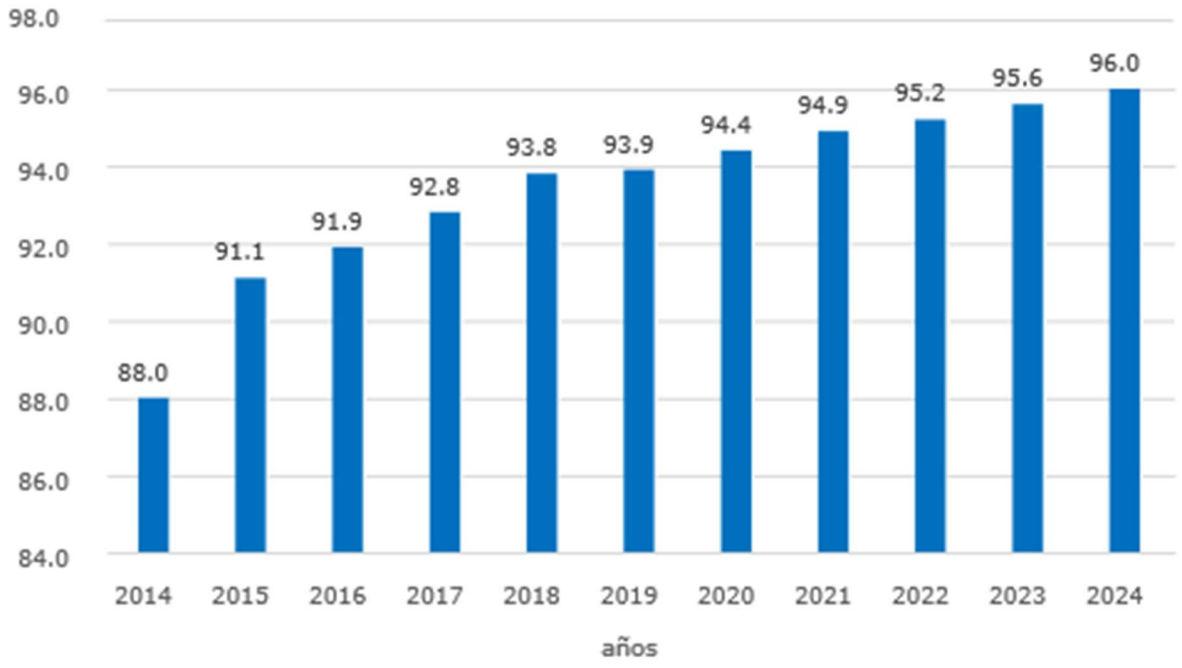
1.2. Grado de avance a la fecha

Resultados:

- **Electrificación total**

Se presentan indicadores asociados al acceso universal a la energía en dos dimensiones complementarias. La primera dimensión corresponde a la tasa de electrificación total y su desagregación urbano–rural para el periodo 2014–2024, con una trayectoria de incremento sostenido. La segunda dimensión corresponde a la matriz de combustibles para cocción, donde el GLP domina ampliamente y subsisten participaciones pequeñas de leña, electricidad y hogares sin acceso efectivo a cocción. Adicionalmente se reporta una brecha de infraestructura social pendiente de electrificar, cuantificada en viviendas, centros de salud y escuelas. En conjunto, los elementos permiten evaluar progreso, desigualdad territorial residual, y prioridades de cierre de brechas en acceso con enfoque de transición justa.

Gráfica 21. Tasa de electrificación total, 2014-2024



		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
TASA TOTAL	%	88.0	91.1	91.9	92.8	93.8	93.9	94.4	94.9	95.2	95.6	96.0
Urbana	%	99.1	99.3	99.5	99.5	99.6	99.6	99.7	99.8	99.8	99.9	99.9
Rural	%	65.7	74.3	76.1	78.6	81.0	81.3	83.0	84.8	90.6	93.7	97.5

La tasa de electrificación total pasa de 88,0% en 2014 a 96,0% en 2024, con un valor de 91.1% en 2015 según el SIE y 94.4% en 2020 frente a una meta de 95% prevista en el PEN 2015-2050. El aumento de 2014 a 2015 fue de aproximadamente 3.1 puntos porcentuales, mientras que lograr avances equivalentes posteriormente tomó más años, lo que evidencia que cubrir las zonas restantes se vuelve progresivamente más difícil. La electrificación urbana se encuentra prácticamente universalizada durante todo el periodo, mientras el avance rural se reporta desde 65,7% en 2014 hasta 97,5% en 2024.

El avance rural acelerado hacia niveles cercanos a la universalidad introduce un reto cualitativo: el costo marginal de electrificar los últimos usuarios suele ser más alto que el de las primeras expansiones, debido a dispersión, baja densidad de carga y complejidad de operación y mantenimiento. Esto implica que las soluciones de última milla deben ser tecnológica y financieramente diferenciadas. En redes, la extensión convencional puede ser viable en algunos corredores; en otros casos, soluciones descentralizadas (sistemas individuales o microrredes) pueden ofrecer mejor costo total y resiliencia, siempre que exista un modelo robusto de operación, mantenimiento y reposición de activos.

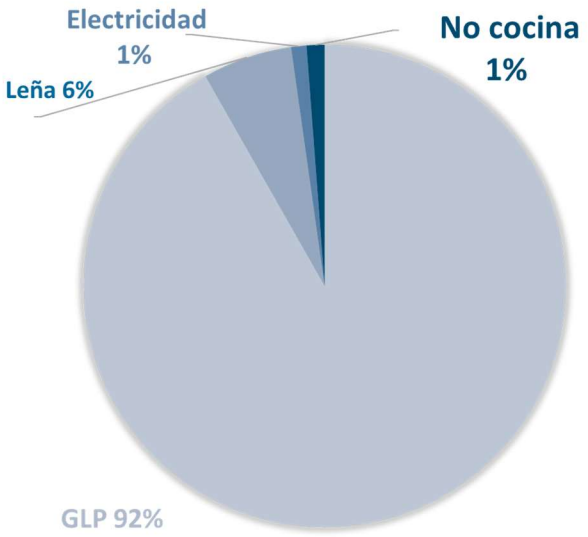
El reporte de brechas pendientes —58.000 viviendas, 289 centros de salud y 396 escuelas— permite traducir la meta de acceso universal a un portafolio de intervención concreto. La electrificación de infraestructura social crítica tiene beneficios multiplicadores: mejora servicios de salud, continuidad de cadena de frío, conectividad educativa y seguridad, y reduce desigualdades territoriales. En planificación del PEN, esta brecha se convierte en una cartera prioritaria con enfoque de derechos, que debe articularse con financiamiento público, cooperación y mecanismos de ejecución territorial. La priorización debe considerar ubicación, impacto social, costos de conexión, y la necesidad de soluciones con confiabilidad elevada para cargas críticas.

- **Cocción**

La matriz de combustibles para cocción muestra dominancia del GLP (92%), con participaciones menores de leña (6%), electricidad (1%) y hogares que no cocinan (1%). Este perfil es relevante por tres razones. En términos de bienestar, el alto uso de GLP sugiere una transición relativamente avanzada desde biomasa tradicional hacia un combustible más limpio en muchos hogares, reduciendo exposición a contaminantes intradomiciliarios frente a leña. En términos fiscales y de política social, el peso del GLP suele estar asociado a esquemas de subsidio o apoyo a asequibilidad, lo cual requiere evaluación de focalización. En términos climáticos, el GLP sigue siendo fósil, por lo que la descarbonización de cocción, aunque menos prioritaria que transporte, debe considerarse a largo plazo mediante electrificación eficiente, biogás donde sea viable o soluciones híbridas, evitando impactos regresivos.

La persistencia de leña en 6% indica que aún existe una fracción de hogares con dependencia de biomasa, potencialmente concentrada en áreas rurales o vulnerables. Esto constituye una brecha de transición justa por salud y por desigualdad, y requiere estrategias específicas: acceso a GLP asequible y seguro, programas de estufas limpias transitorias, electrificación con confiabilidad suficiente, y, donde corresponda, soluciones descentralizadas para garantizar continuidad. La presencia de 1% de cocción eléctrica es baja, lo cual sugiere que la electrificación de cocción no ha sido una política dominante; su expansión futura dependerá de tarifas, calidad del servicio, infraestructura y costos de equipos eficientes.

Gráfica 22. Matriz de combustibles utilizados para cocción



Fuente: Elaboración Secretaría Nacional de Energía, con datos INEC.

El vínculo entre electrificación y cocción es crítico para la consistencia del PEN 2040. Un enfoque de acceso universal moderno no se limita a conexión eléctrica, sino que considera el acceso a servicios energéticos modernos, incluyendo cocción limpia y asequible. Esto exige que el MRV de acceso incluya indicadores de calidad (horas de servicio, variaciones de voltaje), asequibilidad (gasto energético del hogar), y acceso a soluciones de cocción limpia, además de número de conexiones. De lo contrario, se corre el riesgo de declarar "acceso" por conexión, aun cuando el servicio sea inestable o el hogar continúe usando biomasa por costos o falta de alternativas.

En términos operativos, la información sugiere cuatro líneas de acción para cerrar brechas. La primera es un programa de última milla con soluciones diferenciadas (extensión de red donde sea costo-efectiva y sistemas descentralizados donde no lo sea). La segunda es un programa de electrificación de infraestructura social crítica con estándares de confiabilidad

y respaldo (almacenamiento, mantenimiento preventivo). La tercera es una estrategia de cocción limpia con enfoque de salud y equidad, que reduzca leña y optimice subsidios a GLP con focalización. La cuarta es la integración de estas acciones con resiliencia climática, debido a la vulnerabilidad de redes y comunidades a eventos extremos, asegurando que la electrificación no sea frágil ante inundaciones, sequías o deslizamientos.

Como objetivo de implementación gradual, para asegurar su ejecución y transparencia se recomienda incorporar estas brechas a un banco de medidas del PEN con fichas por intervención: comunidad/infraestructura objetivo, tecnología, costo CAPEX/OPEX, fuente de financiamiento, responsable institucional, cronograma y KPI verificable. Los indicadores mínimos incluyen: número de viviendas conectadas por año, electrificación de infraestructura social crítica, reducción de hogares que usan leña, disponibilidad del servicio (SAIDI/SAIFI o métricas equivalentes en áreas rurales), y porcentaje de hogares con acceso a cocción limpia. Esta formulación debe entenderse como una meta de gestión progresiva, no como una condición perfecta inmediata.

- **Subsidios energéticos**

Se reporta un agregado de subsidios energéticos en el periodo 2015–2025 por un total de 3.097,6 millones de balboas, desagregado en tres componentes: subsidio a la electricidad (1.590 millones), subsidio a combustibles en el periodo 2022–2024 (500,6 millones) y subsidio al GLP de 25 libras en el periodo 2015–2025 (1.007 millones). Esta lectura es relevante por su impacto fiscal, por sus efectos sobre señales económicas para consumo e inversión, y por su relación directa con equidad y asequibilidad en la transición energética.

El primer elemento es la magnitud y persistencia del apoyo fiscal. Un volumen acumulado de esta escala durante una década indica que los subsidios han sido un instrumento estructural de política para mitigar costos energéticos a hogares y actividades económicas. Desde una perspectiva de sostenibilidad fiscal, el monto agregado introduce un compromiso presupuestario relevante que compite con otras prioridades públicas, y cuya continuidad o rediseño incide directamente en la capacidad del Estado para financiar inversiones de transición (redes, eficiencia, electrificación, acceso universal) y para atender riesgos macroeconómicos asociados a volatilidad de precios internacionales.

El componente de subsidio a la electricidad es el mayor de los tres. En términos de diagnóstico, esto sugiere que la asequibilidad eléctrica ha sido un objetivo explícito de política, posiblemente asociado a estabilización tarifaria frente a costos de generación y/o a mecanismos de alivio para usuarios finales. La relevancia para el PEN es doble: por un lado, los subsidios pueden proteger bienestar y competitividad; por otro, pueden distorsionar señales de precio que incentivan eficiencia, respuesta de demanda y adopción

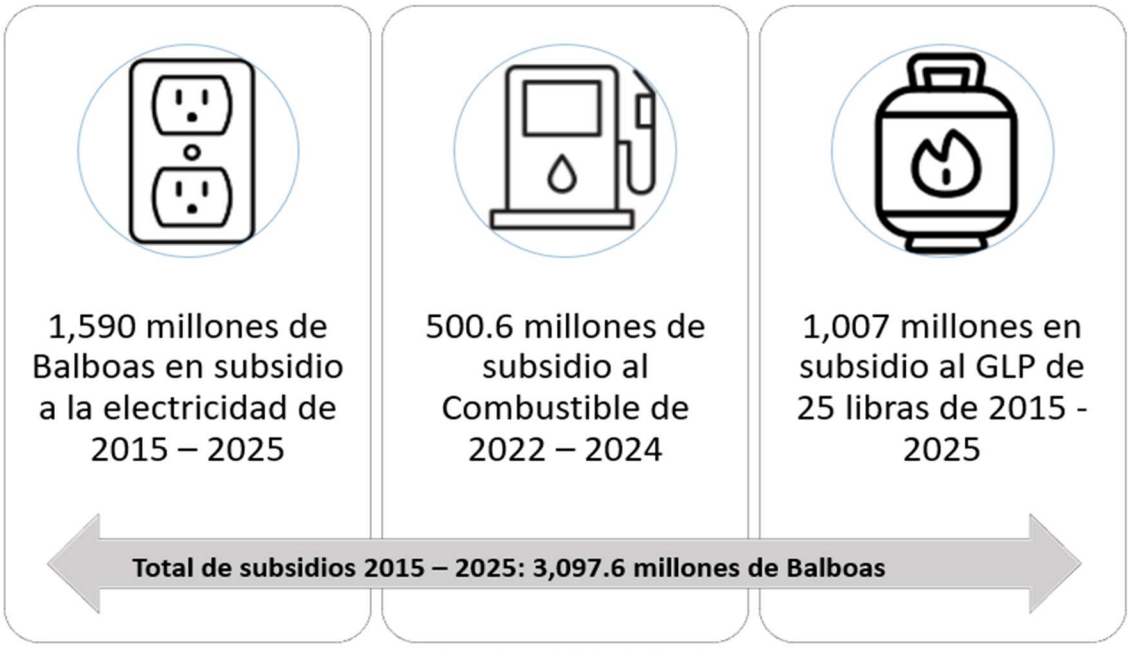
de tecnologías más limpias. La planificación debe considerar que la modernización del sistema eléctrico y la incorporación de tarifas horarias y medición inteligente requieren una estructura de precios que refleje costos marginales y de red, por lo que un esquema de subsidios generalizados puede volverse incompatible con objetivos de eficiencia y gestión de picos.

El subsidio al GLP de 25 libras representa el segundo componente en magnitud y se extiende durante todo el periodo 2015–2025. Este tipo de apoyo suele estar ligado a hogares y a usos cotidianos (cocción), por lo que su dimensión distributiva es central. En términos de transición justa, el GLP subsidiado puede contribuir a reducir pobreza energética y a sostener acceso a un combustible relativamente más limpio que alternativas tradicionales en algunos contextos. Sin embargo, también constituye un subsidio a un combustible fósil, lo cual introduce una tensión con metas de descarbonización. El diseño óptimo requiere distinguir entre protección social focalizada y subsidios generalizados, y evaluar alternativas de mediano plazo como cocción eléctrica eficiente o soluciones mixtas, cuidando asequibilidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

El componente de subsidio a combustibles 2022–2024 refleja una respuesta a choques recientes, probablemente vinculados a incrementos de precios internacionales y presión social. El objetivo de política es reducir la exposición del país a la volatilidad de precios de derivados, especialmente en transporte; la estrategia operativa debe combinar electrificación de transporte por segmentos, eficiencia logística, reducción de dependencia de diésel y gasolina y, para sectores difíciles, alternativas con menor intensidad de carbono. La persistencia de respuestas de subsidio ante choques incrementa el riesgo fiscal y puede retrasar transformaciones tecnológicas si no se acompaña de una hoja de ruta de transición.

En conjunto, la estructura de subsidios evidencia tres desafíos de política pública. El primero es la focalización: sin criterios claros de elegibilidad, los subsidios tienden a beneficiar también a usuarios con mayor consumo e ingreso, reduciendo eficiencia distributiva del gasto público. El segundo es la coherencia con transición energética: subsidios a electricidad pueden facilitar electrificación si están bien diseñados, pero subsidios a combustibles líquidos y GLP pueden reforzar dependencia fósil si no se transitan hacia apoyos condicionados o sustitutos tecnológicos. El tercero es la trazabilidad y transparencia: para una gestión moderna del PEN, los subsidios deben registrarse y evaluarse con métricas de impacto (beneficiarios, ahorro por hogar, efecto en consumo, efecto en emisiones) y con evaluación costo-efectividad frente a alternativas (por ejemplo, programas de eficiencia o transferencias directas).

Gráfica 23. Subsidios energéticos acumulados (2025-2025) y su desagregación por tipo



Fuente: Secretaría Nacional de Energía

Una lectura integrada para el PEN 2040 requiere tratar los subsidios como instrumento transitorio y estratégico. Un rediseño gradual puede orientar los recursos hacia medidas de mayor retorno social y climático: eficiencia energética en hogares vulnerables, electrificación de cocción donde sea viable, mejoras de vivienda, sustitución de equipos, y apoyo a movilidad eléctrica en transporte público o flotas de alto uso. En paralelo, la protección ante shocks de combustibles puede migrar desde subsidios generalizados a mecanismos de estabilización focalizados y temporales, combinados con programas de reducción estructural de consumo de combustibles.

En términos operativos, conviene incorporar en el MRV del PEN un bloque de indicadores fiscales y distributivos: monto anual de subsidios por tipo, número de beneficiarios, distribución por decil o por consumo, costo fiscal por tonelada de CO2e evitada (cuando aplique), y relación entre subsidios y precios finales. Esta integración permite evaluar coherencia entre política social, sostenibilidad fiscal y objetivos de transición energética, y fortalece la rendición de cuentas sobre el uso de recursos públicos en el sector.

Grado de Avance: alto en cobertura agregada; medio en acceso efectivo y equidad territorial.

La evidencia sectorial disponible suele reflejar una mejora progresiva de la electrificación en la última década, acercándose a niveles muy altos de cobertura total. Sin embargo, la evaluación del PEN requiere distinguir cobertura agregada de cierre de brechas

territoriales: la experiencia comparada muestra que el "último tramo" (comunidades dispersas, comarcas, islas y áreas de difícil acceso) concentra los mayores costos y complejidades operativas. Por ello, aunque la cobertura total puede ser elevada, el acceso efectivo y sostenible depende de soluciones técnicas y modelos de operación que aseguren continuidad, mantenimiento, reposición de activos y asequibilidad.

En cocción, el sistema panameño ha tendido a consolidar un patrón de uso de **GLP** como energética dominante en hogares, lo cual representa un avance importante frente a biomasa tradicional por razones sanitarias; no obstante, la persistencia de hogares que usan leña o que enfrentan barreras de acceso a combustibles modernos constituye una brecha social relevante.

1.3. Evidencia de cumplimiento parcial

Electrificación: el avance en electrificación suele ser consistente con la priorización del objetivo, con programas de extensión y con mejoras sostenidas en cobertura. El reto principal no es la dirección de la tendencia, sino el costo marginal creciente y la necesidad de soluciones diferenciadas.

Cocción limpia: la alta participación del GLP es indicio de una transición relativamente avanzada a combustibles modernos en la mayoría del país, aunque se mantiene una fracción minoritaria de biomasa tradicional. La existencia de subsidios o mecanismos de apoyo al GLP puede haber contribuido a sostener la asequibilidad, pero también introduce una tensión fiscal y de señales económicas.

Infraestructura social: la agenda de acceso universal se fortalece cuando se incorpora electrificación de infraestructura social y servicios públicos esenciales, porque la energía habilita refrigeración de medicamentos, conectividad educativa, iluminación segura y productividad.

1.4. Brechas persistentes

1. **Brecha territorial residual**: electrificar comunidades dispersas exige enfoques de "última milla" con soluciones fuera de red (microrredes, solar + almacenamiento, híbridos) y un esquema institucional para operación/mantenimiento. El riesgo típico es que proyectos de electrificación aislada logren conexión inicial pero fallen en sostenibilidad por ausencia de reposición de baterías, soporte técnico o modelos de gestión local.

2. **Brecha de calidad del servicio**: acceso efectivo requiere continuidad, calidad de tensión y capacidad suficiente. La electrificación con baja confiabilidad perpetúa pobreza energética funcional, aun cuando exista conexión.

3. **Brecha de asequibilidad y consumo suficiente**: hogares conectados pueden seguir consumiendo muy poco por restricciones de ingreso, tarifas, equipos ineficientes o limitaciones técnicas. Esto reduce el impacto social del acceso.

4. **Brecha de cocción limpia focalizada**: la persistencia de leña suele concentrarse en territorios específicos; por tanto, la política debe ser territorializada y sensible a cultura, logística y economía del hogar.

1.5. Implicaciones para la actualización del PEN

La actualización del PEN debe traducir el objetivo a un **programa ejecutable** con indicadores verificables: número de viviendas e infraestructura social pendiente por electrificar, tipología de soluciones (red/aislada/microrred), costo por solución, responsables, cronograma y MRV de continuidad y calidad del servicio. Asimismo, debe integrar "acceso a servicios energéticos modernos" más allá de electricidad, incorporando explícitamente cocción limpia y asequible como componente de pobreza energética.

Eje 2. Descarbonización de la matriz energética

2.1. Alcance del objetivo y su interpretación operativa

La descarbonización en el PEN 2015–2050 apunta a reducir de manera sostenida la intensidad de carbono del sistema energético, sustituyendo combustibles fósiles por energías renovables y tecnologías bajas en emisiones, y alineando el desarrollo energético con la mitigación del cambio climático. El objetivo, por su naturaleza, exige un abordaje integrado de **oferta** (matriz de generación y combustibles) y **demanda** (transporte, industria, edificios), así como instrumentos económicos y regulatorios que eviten el bloqueo tecnológico.

En el caso panameño, la descarbonización tiene dos "capas" distintas: (i) una capa en el subsector eléctrico, donde la matriz puede ser relativamente limpia pero vulnerable a hidrología; y (ii) y, otra capa en el subsector de combustibles y transporte, donde se concentra la mayor dependencia fósil del sistema energético total.

2.2. Grado de avance a la fecha (Electricidad, Hidrocarburos y Emisiones)

Resultados para Subsector Eléctrico:

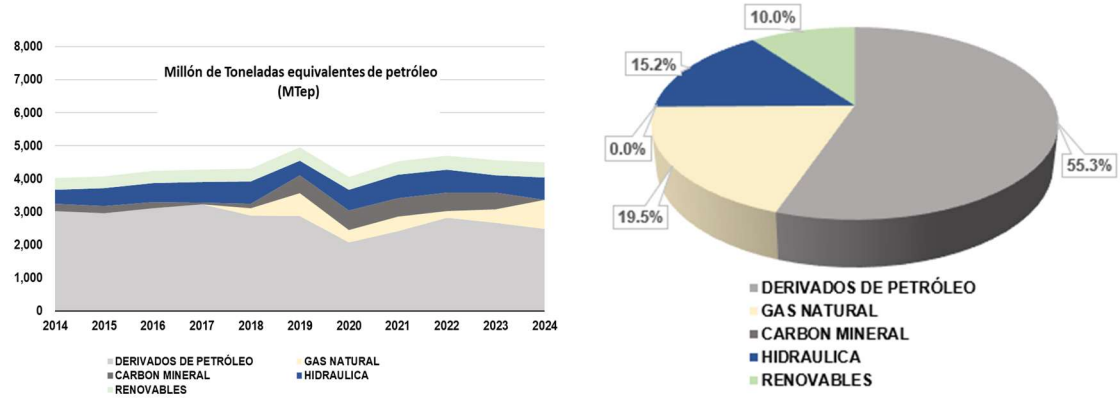
- **Matriz energética por fuentes y composición 2024**

Se dispone de una lectura de la matriz energética por fuentes para el periodo 2014–2024, expresada en Mtep, complementada por una descomposición para el año 2024 que asigna participaciones porcentuales por tipo de fuente. Esta información es fundamental para el diagnóstico del sistema energético porque caracteriza dependencia estructural de combustibles, grado de diversificación y exposición a riesgos de precio y suministro, así

como el espacio real para estrategias de descarbonización, seguridad energética y resiliencia.

La trayectoria 2014–2024 muestra que los derivados de petróleo constituyen la fracción dominante de la matriz energética total a lo largo del periodo. Esta dominancia refleja, de manera consistente con el consumo final sectorial, el peso de combustibles líquidos en el transporte y en otros usos finales, y delimita el principal "cuello de botella" de la transición energética: los avances en la matriz eléctrica no se traducen automáticamente en descarbonización del sistema energético total si la demanda final permanece anclada a derivados. En términos de planificación, esta lectura obliga a priorizar medidas que reduzcan consumo de derivados a través de electrificación, eficiencia y sustitución de combustibles en segmentos difíciles, acompañadas de instrumentos de política y financiamiento que aceleren adopción tecnológica.

Gráfica 24. Matriz energética por fuentes (millón de toneladas equivalentes de petróleo - MTep)



Fuente: Secretaría Nacional de Energía - siePanamá

La descomposición específica de 2024 cuantifica esa estructura. La participación de derivados de petróleo alcanza aproximadamente 55,3%. La segunda fuente corresponde al gas natural con alrededor de 19,5%, seguida por hidráulica cerca de 15,2% y renovables alrededor de 10,0%. El carbón mineral se reporta prácticamente nulo (0,0%) en el año de referencia; este punto debe leerse con cautela porque se relaciona con el cierre de la planta de carbón de autogeneración asociada a la mina de cobre, tema que aún requiere seguimiento institucional. Esta distribución confirma un sistema energético aún mayoritariamente fósil en su energía secundaria y consumo final, con un componente relevante de gas natural y una contribución significativa de fuentes renovables cuando se consideran hidráulica y otras renovables de manera agregada.

El incremento de la presencia de gas natural en la matriz es un punto de diagnóstico relevante. Un mayor peso de gas puede interpretarse como sustitución parcial de combustibles más intensivos en carbono en ciertos segmentos, o como respuesta a necesidades de confiabilidad y costo en generación eléctrica en periodos específicos. Sin embargo, desde una perspectiva de transición al 2050, el gas también introduce riesgos de "bloqueo" si se expanden infraestructuras y contratos sin un marco claro de compatibilidad con metas climáticas y sin una estrategia de reducción progresiva de intensidad de emisiones. La planificación del PEN requiere, por tanto, definir el rol del gas como vector transitorio con reglas explícitas: horizonte de permanencia, función (base, respaldo, flexibilidad), requisitos de eficiencia y condiciones para integrar su uso con trayectorias de descarbonización.

El componente hidráulico y renovable no hidráulico constituye un bloque que, sumado, se aproxima a una cuarta parte de la matriz energética total en 2024. Este dato es relevante porque sugiere una base renovable importante en términos agregados, aunque no necesariamente en términos de energía final en transporte. La contribución hidráulica también introduce vulnerabilidades climáticas asociadas a sequías y variabilidad hidrológica, lo cual refuerza la necesidad de una estrategia de resiliencia y flexibilidad: almacenamiento, gestión de demanda, diversificación renovable y modernización de redes. La participación de otras renovables, aunque menor, es el espacio natural de expansión tecnológica por costos y velocidad de despliegue, siempre que se gestionen costos de integración y se fortalezcan redes.

En la lectura temporal, el total energético muestra un pico alrededor de 2019, una caída marcada en 2020 y recuperación posterior, lo cual sugiere sensibilidad de la demanda energética total a choques climáticos, macroeconómicos y sectoriales. Este comportamiento también afecta la composición de fuentes, porque las variaciones del consumo total pueden amplificar o reducir la participación relativa de ciertas fuentes según el comportamiento de sectores dominantes (transporte e industria) y de la oferta eléctrica. Para la actualización del PEN, esto confirma que la planificación debe incorporar escenarios de estrés y de cambios estructurales, evitando extrapolaciones lineales.

Desde la óptica de seguridad energética, la estructura 2024 indica exposición significativa a importaciones de combustibles fósiles, especialmente derivados de petróleo, lo que vincula la política energética con estabilidad macroeconómica y balanza de pagos. La reducción de esta exposición requiere intervenir tanto oferta como demanda: en oferta, aumentando renovables y flexibilidad para desplazar generación térmica donde sea posible; en demanda, acelerando eficiencia y electrificación en usos finales, y desarrollando alternativas para logística y transporte pesado donde la electrificación sea parcial o más lenta.

En términos de recomendaciones operativas para el PEN 2050, la matriz por fuentes justifica la construcción de un paquete integrado de medidas. En la capa de demanda, electrificación del transporte por segmentos, eficiencia energética en edificios, industria y servicios, y gestión de demanda para reducir picos. En la capa de oferta eléctrica, expansión renovable con planificación de transmisión, integración de almacenamiento y servicios auxiliares, y modernización de distribución para absorber movilidad eléctrica y generación distribuida. En la capa de combustibles de transición, definición explícita del rol del gas natural con salvaguardas de lock-in y con mecanismos de reducción de emisiones (eficiencia, gestión de fugas y, donde aplique, sustitución progresiva).

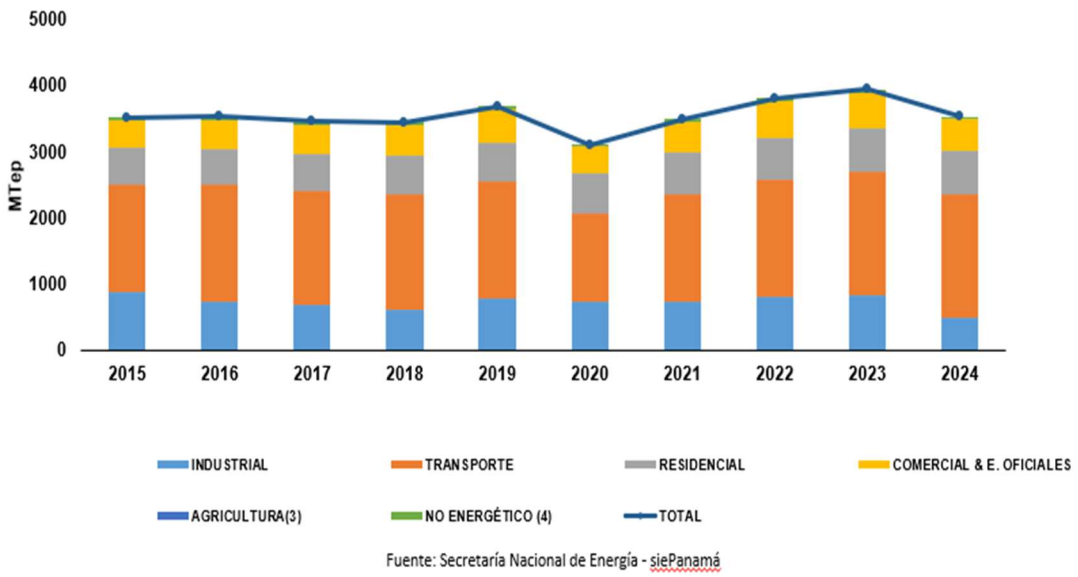
Finalmente, la lectura por fuentes requiere soporte institucional de MRV para ser gestionable. Resulta necesario disponer de series anuales consistentes, con distinción clara entre energía primaria y final, y entre uso energético y no energético, así como un vínculo directo con inventarios de emisiones por fuente. La actualización periódica del PEN se fortalece si la matriz por fuentes se convierte en un indicador central del tablero de seguimiento, con metas de reducción de participación de derivados, aumento de renovables y mejoras de intensidad energética, de manera coherente con compromisos climáticos y con la realidad operativa del sistema.

- **Consumo final de energía por sector al 2024**

Se dispone de una serie temporal del consumo final de energía por sector para el periodo 2015–2024, expresada en Mtep (miles de toneladas equivalentes de petróleo) e incorporando, además de los sectores de uso final, categorías complementarias como agricultura/pesca y usos no energéticos. La desagregación sectorial es una pieza central para la planificación del PEN porque permite identificar dónde se concentra la demanda, qué sectores dominan la trayectoria del consumo total y cuáles ofrecen mayor potencial de intervención mediante eficiencia, electrificación, sustitución de combustibles o cambios estructurales de actividad.

El primer rasgo estructural es la dominancia del sector transporte como componente principal del consumo final a lo largo de toda la serie. La persistencia de este peso relativo sugiere que la trayectoria del consumo total está fuertemente condicionada por la demanda de movilidad y logística basada en combustibles líquidos. En términos de diagnóstico, esto implica que la descarbonización del sistema energético nacional no puede lograrse exclusivamente mediante cambios en la matriz de generación eléctrica; requiere una estrategia robusta de transformación del transporte, combinando electrificación progresiva por segmentos, eficiencia operativa, renovación de flotas, logística urbana, y, para los segmentos difíciles de electrificar, alternativas de combustibles de menor intensidad de carbono en el mediano y largo plazo.

Gráfica 25. Consumo final de energía por sector, 2015-2024



Fuente: Secretaría Nacional de Energía - siePanamá

(1) Mtep = Miles de Toneladas equivalentes de petróleo.
(2) (Energía primaria + secundaría) - (centros de transformación + consumo propio sector energético).
(3) Incluye pesca.
(4) Materia prima o insumo petroquímico, siderúrgico, otros.

El segundo rasgo relevante es la contribución del sector industrial, que muestra variaciones significativas en el periodo y un cambio notable en 2024. La lectura más prudente es que la industria incluye subsectores con cargas discretas de alta intensidad energética y sensibilidad a choques de actividad o a decisiones regulatorias, por lo que su comportamiento puede amplificar o atenuar el consumo total. Para la planificación del PEN, esto justifica incorporar módulos específicos de grandes usuarios o proyectos ancla dentro de la modelación de demanda, diferenciando entre crecimiento estructural y variación por entradas o salidas de cargas concentradas.

El componente residencial se mantiene relativamente estable, con variaciones moderadas, lo que es consistente con un consumo asociado a necesidades básicas y a evolución gradual de población, ingreso, equipamiento y clima. En términos de política, el sector residencial suele ofrecer potencial significativo de eficiencia energética en refrigeración, climatización e iluminación, con impacto acumulativo en demanda eléctrica y, en particular, en demanda pico. El análisis sectorial sugiere que intervenciones en este segmento, aunque no transforman por sí solas el consumo final total dominado por transporte, sí pueden reducir presión sobre infraestructura eléctrica y mejorar asequibilidad mediante reducción de facturas.

El segmento comercial y de entidades oficiales aparece como un componente menor que transporte pero relevante por su naturaleza de consumo eléctrico intensivo y por la

posibilidad de intervención mediante gestión energética, estándares de edificaciones y compras públicas eficientes. La estabilidad relativa de este segmento sugiere que las mejoras de eficiencia podrían reflejarse como desaceleración de crecimiento o contención de consumo, pero la atribución causal requiere un sistema de medición y verificación con indicadores de intensidad por metro cuadrado, uso de equipos eficientes y desempeño de edificios públicos.

El total muestra una trayectoria relativamente estable en el tramo 2015–2018, un incremento hacia 2019, una caída marcada en 2020 y un repunte entre 2021 y 2023, seguido por una reducción en 2024. Este patrón es coherente con choques macroeconómicos y sectoriales observados en el periodo, y sugiere que la elasticidad del consumo final frente a actividad económica es significativa, especialmente por la sensibilidad del transporte y de ciertas actividades industriales. Para la actualización del PEN, esto refuerza la necesidad de modelación por escenarios que incorpore eventos de estrés y no solo tendencias promedio.

La presencia de categorías como agricultura/pesca y usos no energéticos es relevante porque recuerda que parte del consumo o de los flujos energéticos se relaciona con insumos y materias primas (por ejemplo, usos petroquímicos o industriales no energéticos) que no responden de la misma manera a políticas de eficiencia o electrificación. Esto obliga a que el balance energético y la contabilidad de emisiones distingan claramente entre uso energético y no energético, para evitar sobreestimar o subestimar potenciales de mitigación y para diseñar instrumentos adecuados por tipo de uso.

En términos de priorización de medidas, la desagregación sectorial permite derivar tres líneas de intervención con lógica complementaria. La primera es una estrategia de transporte como eje estructural, donde la movilidad eléctrica debe enfocarse primero en flotas de alta utilización y transporte público por costo-efectividad, acompañada de infraestructura de recarga y gestión de demanda. La segunda es una estrategia de eficiencia energética transversal en residencial, comercial y público, orientada a reducir consumo y demanda pico mediante estándares, financiamiento y MRV. La tercera es una estrategia industrial diferenciada: eficiencia en motores y procesos donde sea viable, electrificación selectiva, y gestión de combustibles en subsectores específicos, considerando su posible exposición a cambios regulatorios y a decisiones de inversión.

El uso de Mtep como unidad común permite comparar fuentes y sectores de manera agregada. Para el diseño de medidas específicas, esta lectura debe complementarse con métricas operativas: consumo por tipo de combustible, consumo eléctrico por sector, intensidad energética por unidad de producción o por actividad, y picos horarios para sectores eléctricos. La actualización del PEN 2040 se fortalece si incorpora un módulo de usos finales y una matriz MRV que permita medir año a año cambios de estructura del

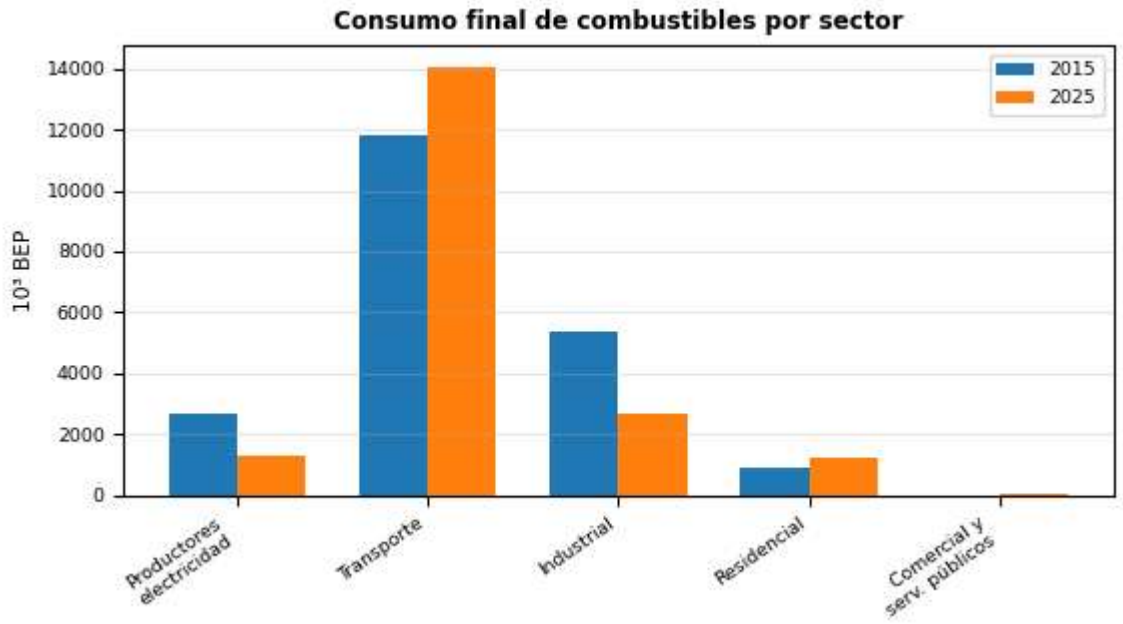
consumo, atribución de ahorros por eficiencia y desplazamientos de combustibles por electrificación.

Resultados Subsector Hidrocarburos:

- **Consumo Final por sector y Composición por Producto**

Se reporta una comparación del consumo final de combustibles y otros productos de petróleo por sector entre 2015 y 2025, y una desagregación adicional de la composición del consumo nacional de combustible por producto en 2025. La información permite caracterizar el patrón de dependencia fósil en usos finales, identificar los sectores donde la transición energética tiene mayor potencial de impacto, y evaluar cómo cambia la canasta de combustibles en el tiempo, incluyendo la incorporación de gas natural como componente relevante.

Gráfica 26. Consumo final de combustibles por sector (2015 y 2025, miles de BEP)

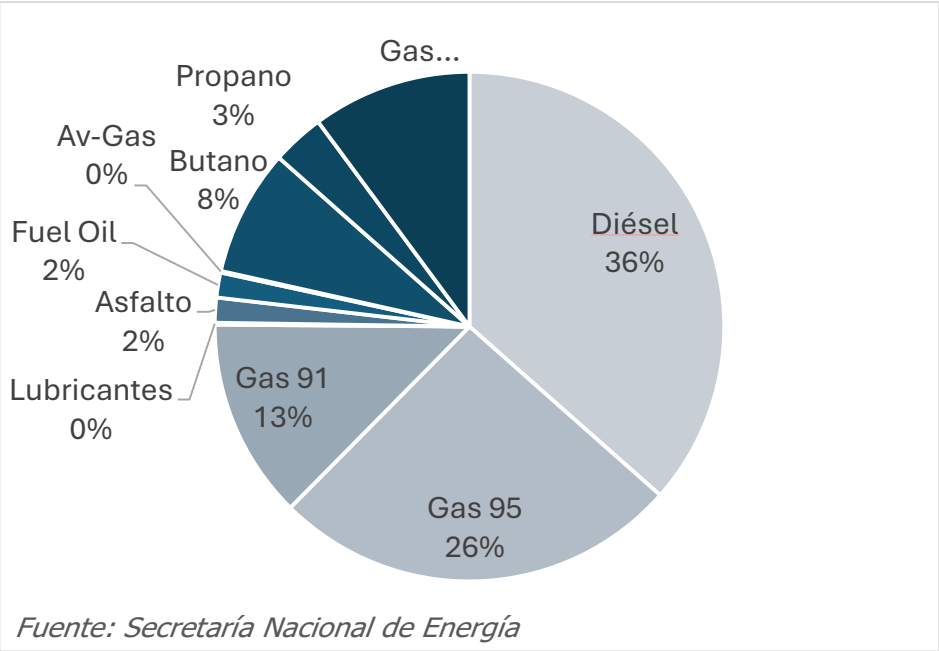


Fuente: Secretaría Nacional de Energía

El consumo final por sector confirma que el transporte domina ampliamente la demanda de combustibles. Entre 2015 y 2025 el transporte aumenta de aproximadamente 11,802.64 a 14,052.00 miles de Barriles Equivalentes de Petróleo (10^3 BEP), consolidándose como el principal impulsor del consumo de combustibles. Esta dinámica refuerza que la descarbonización del sistema energético nacional depende, de manera determinante, de intervenir el transporte con un portafolio robusto que combine electrificación por segmentos, eficiencia logística, renovación de flotas, y, para segmentos difíciles, combustibles alternativos de menor intensidad de carbono. Sin una transformación

sustantiva en transporte, los cambios en el sector eléctrico, aunque necesarios, no logran modificar el balance energético total.

Gráfica 27. Composición del consumo nacional por producto, 2025



Fuente: Secretaría Nacional de Energía

El sector industrial muestra una reducción importante del consumo de combustibles entre 2015 y 2025, pasando de aproximadamente 5.369,37 a 2.720,53. Este descenso puede reflejar cambios de estructura productiva, mejoras de eficiencia, sustitución tecnológica o variaciones en grandes usuarios. En términos de planificación, este comportamiento introduce dos necesidades: distinguir entre reducción estructural sostenible y reducción coyuntural, y caracterizar subsectores industriales específicos para identificar dónde persisten consumos altos y qué tecnologías de sustitución son viables (electrificación de calor de baja y media temperatura, biogás, hidrógeno para usos específicos o mejoras de eficiencia en procesos).

El consumo residencial de combustibles se incrementa entre 2015 y 2025, de aproximadamente 936.89 a 1,277.77 miles de Barriles Equivalentes de Petróleo (10^3 BEP), según el SIE, equivalente a un aumento aproximado de 36.41% en diez años. Este crecimiento se asocia principalmente a GLP para cocción, crecimiento de hogares, cambios en patrones de consumo o sustitución entre vectores. El comportamiento debe interpretarse junto con indicadores de acceso a cocción limpia y con políticas de subsidio a GLP. En transición justa, la asequibilidad y la seguridad de suministro en el segmento residencial son críticas; sin embargo, el crecimiento del consumo residencial fósil también

plantea la necesidad de evaluar alternativas de electrificación eficiente de cocción donde sea viable, y de fortalecer programas de eficiencia y de equipamiento doméstico.

El consumo asociado a productores de electricidad se reduce en el periodo, de aproximadamente 2.707,76 a 1.302,86. Esta reducción es consistente con un desplazamiento parcial de combustibles líquidos en generación eléctrica, ya sea por incremento de renovables, por sustitución hacia gas natural o por cambios en el despacho. La implicación para el PEN es que avances en la matriz eléctrica pueden reducir la demanda de derivados para generación, contribuyendo a reducción de emisiones y de exposición externa. Sin embargo, la continuidad de este progreso depende de flexibilidad, resiliencia hidrológica y expansión de redes, ya que en años secos o de estrés el despacho térmico puede incrementarse nuevamente.

El consumo en comercial y servicios públicos se reporta como marginal en ambos años, lo cual es consistente con que los principales usos de combustibles se concentran en transporte, industria, generación eléctrica y residencial (principalmente cocción). Esto no elimina la relevancia de políticas de eficiencia y electrificación en el sector servicios, pero su impacto en consumo de combustibles líquidos puede ser comparativamente menor que en transporte.

La composición del consumo nacional por producto en 2025 muestra una canasta dominada por diésel (36%), gasolinas (Gas 95: 26% y Gas 91: 13%), y gas natural (10%). Se observan además participaciones de av-gas (0%), fuel oil (2%), asfalto (2%), butano (8%) y propano (3%), con lubricantes (0%). Esta distribución confirma que el transporte terrestre —principalmente diésel y gasolinas— define la mayor parte de la demanda, mientras el gas natural emerge como un componente no marginal de la canasta, con implicaciones para infraestructura y política de transición.

El peso del diésel (36%) sugiere relevancia de transporte pesado, logística y posiblemente generación distribuida o usos industriales asociados. La mitigación en este segmento suele ser más compleja que en vehículos livianos, por lo que requiere estrategias específicas: eficiencia de flotas, optimización logística, electrificación de buses urbanos y flotas cautivas donde sea viable, y evaluación de alternativas para carga pesada (electrificación parcial, híbridos, biocombustibles avanzados o e-fuels en el largo plazo). La proporción combinada de gasolinas (39%) refuerza la prioridad de electrificación de transporte liviano, donde los costos de tecnología y la infraestructura de recarga pueden escalar más rápido, generando reducciones significativas de consumo de combustibles.

La presencia de gas natural con 10% de participación plantea una transición parcial en la canasta energética. Este vector puede contribuir a reducir emisiones relativas frente a combustibles más intensivos, pero también introduce dependencia externa y riesgos de

lock-in si su expansión no se gestiona con reglas claras de compatibilidad climática. La planificación debe definir su rol explícito (respaldo eléctrico, industria, logística), su horizonte temporal, y salvaguardas sobre eficiencia y control de emisiones de metano en la cadena de suministro, además de mecanismos para evitar contratos inflexibles que dificulten una reducción progresiva de fósiles hacia 2050.

Los productos asociados a GLP (propano y butano) suman una fracción relevante (11%), consistente con uso residencial y comercial para cocción. Dado el papel social del GLP y su vínculo con subsidios, la política pública debe equilibrar asequibilidad y salud con objetivos climáticos, promoviendo cocción limpia y eficiente, y evaluando alternativas de electrificación cuando la calidad del suministro lo permita. Asimismo, la presencia de fuel oil en 2% y asfalto en 2% indica usos específicos industriales y de infraestructura que requieren tratamiento diferenciado en inventarios y en políticas de sustitución.

En términos de recomendaciones para el PEN 2050, la información soporta un enfoque de tres frentes. Primero, un frente de transporte como eje estructural de reducción de demanda de combustibles, articulado con movilidad eléctrica y eficiencia. Segundo, un frente de combustibles de transición y logística, definiendo reglas para gas natural y, a largo plazo, rutas para combustibles sostenibles en aviación y marítimo. Tercero, un frente social de cocción y asequibilidad, optimizando subsidios, reduciendo uso de biomasa donde persista, y evaluando electrificación eficiente en el largo plazo. La integración de estos frentes con un MRV anual por producto y por sector es indispensable para convertir el diagnóstico en una hoja de ruta verificable.

- **Ventas, Estaciones de Servicio y Capacidad Logística**

Se reporta la evolución del volumen de ventas de combustible y la cantidad de estaciones de servicio para el periodo 2015–2025, junto con una desagregación de la composición de ventas en estaciones por tipo de combustible en 2025, y una caracterización de la infraestructura logística asociada: número de estaciones, terminales de derivados y una terminal de gas natural con capacidad de almacenamiento. La información permite evaluar la dinámica de demanda minorista, expansión de infraestructura de distribución comercial, concentración del consumo en combustibles específicos y nivel de preparación logística para cambios en la canasta energética.

El volumen de ventas en estaciones muestra una trayectoria creciente en el periodo 2015–2019, una caída pronunciada en 2020 y un retorno a la senda de crecimiento entre 2021 y 2025. Esta dinámica es consistente con un choque macroeconómico en 2020 y con una recuperación posterior. La tendencia de largo plazo indica que, en ausencia de cambios tecnológicos masivos, la demanda de combustibles minoristas continúa creciendo, lo que

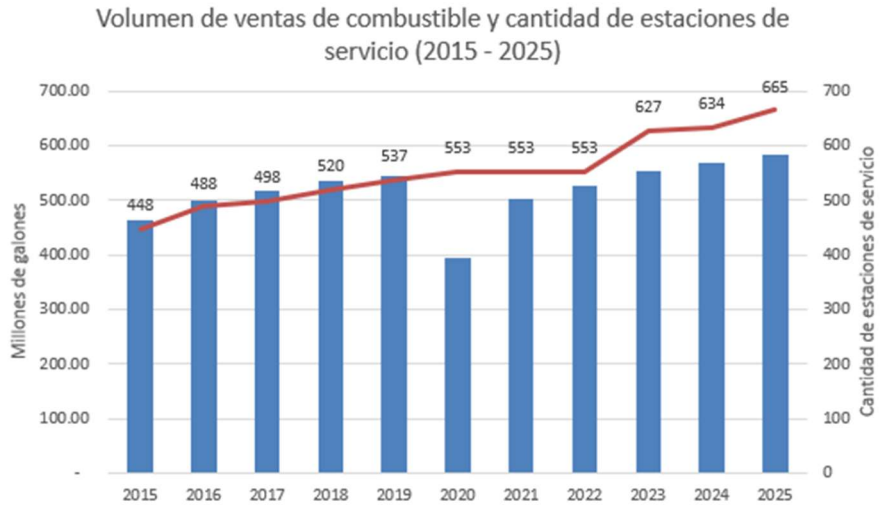
refuerza la dependencia del transporte terrestre y la relevancia de intervenciones estructurales para desacoplar movilidad de consumo de combustibles fósiles.

La cantidad de estaciones de servicio aumenta de manera sostenida hasta alcanzar 665 en 2025, con 217 estaciones adicionales respecto a 2015. Este crecimiento implica expansión de la infraestructura de abastecimiento de combustibles líquidos, lo cual tiene una doble lectura para la transición energética. Por un lado, evidencia un mercado de combustibles robusto y la capilaridad logística para abastecer al transporte. Por otro lado, representa un potencial riesgo de bloqueo de activos si la transición hacia electromovilidad y combustibles alternativos se acelera sin una estrategia de reconversión. La planificación de largo plazo requiere considerar cómo esta red de estaciones puede adaptarse gradualmente, incorporando infraestructura de recarga eléctrica, combustibles alternativos y servicios asociados, evitando obsolescencia abrupta y gestionando impactos económicos sobre operadores.

La composición de las ventas en estaciones en 2025 muestra que el mercado minorista está dominado por gasolinas y diésel, con una participación de gasolina 95 alrededor de 41%, diésel 40% y gasolina 91 cerca de 19%. Esta estructura confirma que el consumo minorista se concentra en transporte liviano (gasolinas) y transporte pesado/logística (diésel). La implicación es que la descarbonización del transporte requiere estrategias diferenciadas: electrificación y eficiencia en flotas livianas y de alto recorrido urbano para desplazar gasolinas, y estrategias específicas para diésel, donde la electrificación es más compleja y suele depender de buses, flotas cautivas, logística de última milla y, en el largo plazo, alternativas tecnológicas y combustibles de menor intensidad de carbono.

La información logística complementaria reporta 10 terminales con capacidad total de almacenamiento de derivados del petróleo de 30 millones de barriles, y una terminal de gas natural con capacidad de 180.000 m^3. Esta infraestructura evidencia preparación significativa para manejo de derivados y una inserción inicial de logística de gas natural. Desde la óptica de seguridad energética, la existencia de capacidad de almacenamiento aporta resiliencia ante interrupciones de suministro y permite gestionar inventarios. No obstante, también refuerza la dependencia estructural de derivados, por lo que la estrategia del PEN debe considerar cómo evolucionará esta infraestructura en escenarios de transición: reducción gradual de inventarios de algunos productos, reconfiguración de terminales, y potencial uso para combustibles alternativos o mezclas, sujeto a compatibilidad técnica y regulatoria.

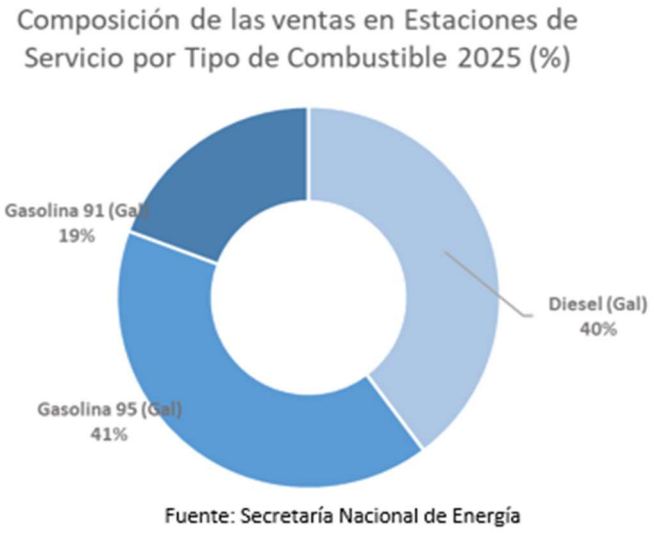
Gráfica 28. Ventas de combustible, estaciones de servicio, 2015-2025



Fuente: Secretaría Nacional de Energía

El crecimiento simultáneo de ventas y de estaciones sugiere que, hasta 2025, no se observa una inflexión tecnológica suficiente para revertir la demanda minorista de combustibles, al menos en términos agregados. Esto es consistente con niveles aún incipientes de electrificación del parque vehicular, limitaciones de infraestructura de recarga y barreras de costo inicial. En términos de política pública, la transición requiere acelerar condiciones habilitantes para electromovilidad: expansión de recarga, estándares, incentivos focalizados en segmentos de alto impacto y señales tarifarias que favorezcan carga inteligente. Sin estas condiciones, el mercado de combustibles seguirá expandiéndose, consolidando activos y hábitos de consumo difíciles de revertir.

Gráfica 29. Capacidad logística del subsector combustibles (2015-2025) y ventas estaciones, 2025



Fuente: Secretaría Nacional de Energía

En términos económicos y de competencia, la expansión de estaciones y terminales también demanda un marco regulatorio que garantice estándares de seguridad, calidad de combustibles, transparencia de precios y protección al consumidor. A medida que se incorporen nuevas tecnologías de abastecimiento (recarga rápida, hidrógeno, biocombustibles avanzados), el marco regulatorio debe evolucionar para habilitar interoperabilidad, seguridad y competencia, evitando barreras de entrada y asegurando calidad de servicio.

Para el diseño del PEN 2040, la información apoya la creación de un capítulo específico de 'infraestructura de combustibles y transición del abastecimiento'. Este capítulo debe incluir: ruta de reconversión de estaciones (por ejemplo, porcentaje de estaciones con recarga para 2030/2040), estrategia para corredores logísticos, integración con planes urbanos, y evaluación de riesgos de activos varados. Asimismo, debe incorporar la gestión de inventarios y terminales como componente de resiliencia, con indicadores de días de cobertura por producto y planes de contingencia.

En términos de MRV, conviene establecer indicadores anuales: volumen de ventas por producto, número de estaciones por región, penetración de infraestructura de recarga en estaciones, capacidad de almacenamiento por tipo de combustible, y participación de combustibles alternativos. Estos indicadores permiten medir si la transición del transporte está ocurriendo en el mercado real y si la infraestructura se está adaptando al ritmo requerido. La existencia de datos de ventas minoristas, por su alta frecuencia y trazabilidad, ofrece una base sólida para monitoreo continuo del avance o rezago de la transición energética en el subsector combustibles.

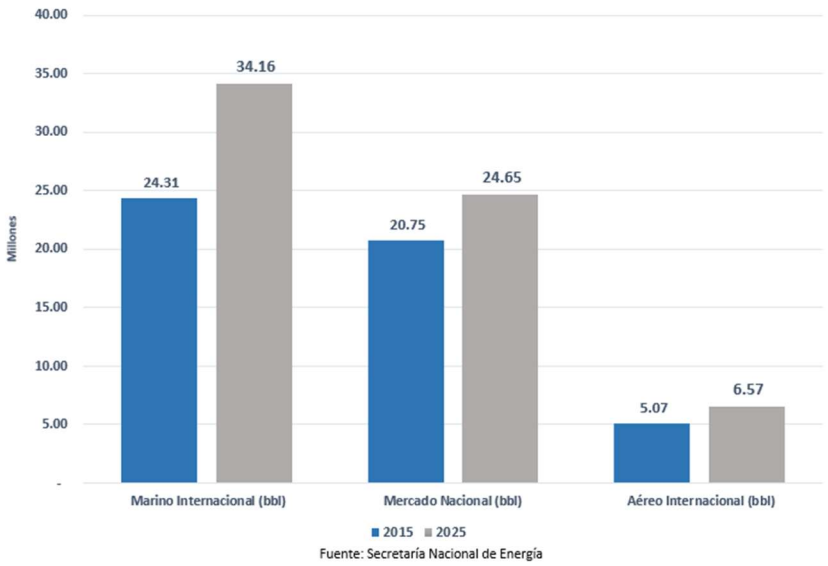
- **Comercialización de Combustibles por Mercado**

Se reporta una comparación de volúmenes de comercialización de combustible por mercado entre 2015 y 2025, expresados en millones de barriles (bbl), diferenciando tres segmentos: marino internacional, mercado nacional y aéreo internacional. Los datos permiten caracterizar el rol dual de Panamá como economía doméstica consumidora de combustibles y como plataforma logística internacional de abastecimiento, con implicaciones directas para política energética, competitividad, seguridad de suministro y estrategia de descarbonización asociada a actividades del Canal y del hub aeronáutico.

El mercado marino internacional es el segmento de mayor volumen en ambos años y muestra un crecimiento relevante de 24,31 millones de bbl en 2015 a 34,16 millones de bbl en 2025. Esta expansión refuerza la importancia del bunkering como actividad estratégica vinculada al Canal y al comercio marítimo internacional. En términos de diagnóstico, el crecimiento del segmento marino implica que la dimensión energética de Panamá no se limita al consumo interno; también incluye un componente internacional

significativo que puede influir en infraestructura de terminales, logística de almacenamiento, estándares ambientales y reputación internacional. En transición energética, este segmento se convierte en un espacio de oportunidad y de riesgo: oportunidad para posicionar al país como proveedor de combustibles más limpios (por ejemplo, mezclas, biofuels avanzados, e-fuels o derivados de hidrógeno en el largo plazo), y riesgo de mantener dependencia de combustibles fósiles si no se define una ruta tecnológica coherente con tendencias globales de descarbonización marítima.

Gráfica 30. Comercialización de combustible por mercado (millones de bbls), comparación 2015 vs 2025



El mercado nacional también crece, pasando de 20,75 a 24,65 millones de bbl entre 2015 y 2025. Este incremento sugiere expansión del consumo interno, consistente con crecimiento económico, aumento de actividad logística y persistencia de transporte basado en combustibles líquidos. La implicación para el PEN es que, aun si el país fortalece su rol de hub internacional, el consumo doméstico sigue en aumento, lo que presiona importaciones, exposición a volatilidad de precios y emisiones. La reducción de esta trayectoria requiere intervención estructural en transporte, eficiencia y electrificación, además de medidas de gestión de demanda y de sustitución tecnológica en sectores específicos.

El mercado aéreo internacional, aunque menor en volumen, también muestra crecimiento de 5,07 a 6,57 millones de bbl. Este comportamiento es consistente con la relevancia del hub aeroportuario y el aumento de conectividad aérea. En términos de transición, la aviación presenta limitaciones para electrificación directa en el corto plazo, por lo que la descarbonización depende de combustibles sostenibles de aviación (SAF), e-fuels y mecanismos de certificación. La expansión del mercado aéreo refuerza la necesidad de

que la estrategia energética incorpore un eje de combustibles para aviación, con trazabilidad, estándares y alianzas de suministro, para evitar rezagos frente a regulaciones internacionales y demandas de mercados.

El contraste entre el crecimiento del mercado internacional (marino y aéreo) y el mercado nacional destaca una característica estructural: la política energética debe articularse con la política logística y comercial del país. El volumen marino internacional supera al mercado nacional en ambos años y amplía esa brecha en 2025, lo que implica que decisiones sobre infraestructura de combustibles, regulación y estándares ambientales no solo afectan al consumidor doméstico, sino también a una cadena de valor internacional con exigencias crecientes en sostenibilidad. La gobernanza del subsector combustibles debe considerar esta dualidad, incluyendo control de calidad, gestión de riesgos ambientales, seguridad industrial y preparación para nuevos combustibles de transición.

Desde la óptica de seguridad energética, el crecimiento del mercado marino internacional puede aumentar requerimientos de almacenamiento y logística, con implicaciones sobre inventarios, importaciones y manejo de riesgos de interrupción. Esto exige planificación de terminales, capacidades de respuesta ante contingencias y regulación de seguridad. Sin embargo, el componente internacional también puede generar economías de escala e incentivar inversión privada en infraestructura que, adecuadamente regulada, puede fortalecer resiliencia del sistema de abastecimiento.

En términos de emisiones, el mercado nacional está directamente asociado a inventarios y metas climáticas del país, mientras el mercado internacional puede involucrar combustibles suministrados a transporte internacional donde la contabilidad climática depende de marcos internacionales. Aun así, la transición energética global está empujando cambios en estándares, límites de emisiones y exigencias de combustibles sostenibles. Por ello, una estrategia coherente debe considerar que el posicionamiento de Panamá como hub puede requerir adaptación temprana hacia combustibles de menor intensidad de carbono, incluso si parte de esas emisiones no se contabiliza domésticamente en la misma forma.

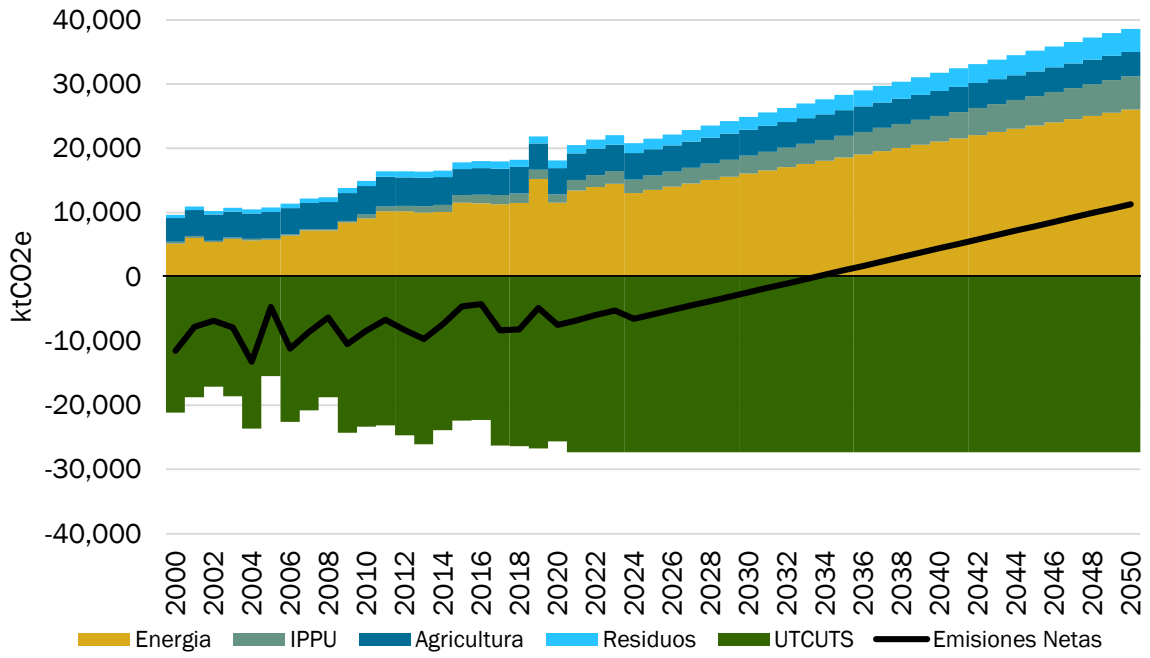
En el marco del PEN 2040, estos datos justifican incluir un capítulo específico de ‘mercados de combustibles y rol de hub energético’, con dos subcomponentes: (i) transición del consumo doméstico, centrada en transporte terrestre y eficiencia, y (ii) transición del abastecimiento internacional, centrada en bunkering y aviación. Para el componente internacional, se requiere una hoja de ruta de diversificación de productos, infraestructura compatible con nuevos combustibles, certificación y trazabilidad. Para el componente doméstico, se requiere un plan de reducción progresiva de demanda de derivados mediante electrificación y eficiencia.

En términos de MRV, conviene establecer indicadores anuales por mercado: volúmenes comercializados por segmento, mezcla de productos, intensidad de carbono de la canasta suministrada, infraestructura disponible y participación de combustibles sostenibles. Esta información permite monitorear si el hub evoluciona hacia un modelo compatible con tendencias globales, y si el mercado nacional avanza hacia una reducción estructural de dependencia fósil, evitando que el crecimiento económico se traduzca automáticamente en crecimiento de consumo de derivados.

Emisión Gases Efecto Invernadero:

Se presenta un escenario tendencial de emisiones de gases de efecto invernadero para el periodo 2000–2050, expresado en ktCO2e, con desagregación sectorial por Energía, IPPU, Agricultura, Residuos y UTCUTS, y una trayectoria de emisiones netas. El enfoque permite evaluar el balance entre emisiones positivas de los sectores productivos y la contribución negativa de UTCUTS, así como identificar el punto en el que el país dejaría de ser neto sumidero y pasaría a un balance neto emisor bajo una trayectoria sin cambios profundos.

Gráfica 31. Escenario tendencial de emisiones por sector y emisiones netas, 2000-2050



Fuente: Partnership for Market Implementation Banco Mundial

El elemento más relevante es la dinámica entre el crecimiento de emisiones en el sector Energía y la estabilidad o erosión relativa del sumidero UTCUTS. El componente energético se incrementa de manera sostenida hacia 2050, lo que es consistente con una expansión de demanda final basada en combustibles fósiles, mayor actividad económica y crecimiento

de transporte y generación térmica en ausencia de transformación estructural. En paralelo, el componente UTCUTS mantiene un aporte negativo importante, pero su capacidad de compensación resulta insuficiente en el largo plazo frente al crecimiento de emisiones positivas, llevando a un cambio en el signo de las emisiones netas.

El cruce hacia emisiones netas positivas se ubica alrededor de 2034 bajo la tendencia mostrada. Esta señal es crítica para la planificación energética porque evidencia que la condición de "país carbono negativo" o con balance neto favorable no es estructural ni garantizada; depende de la relación dinámica entre crecimiento económico intensivo en energía y la evolución del sumidero. En términos de política pública, el resultado implica que el sector Energía no puede apoyarse indefinidamente en UTCUTS como mecanismo de compensación pasiva. Se requiere una trayectoria de mitigación explícita en energía que reduzca emisiones directas mediante descarbonización de oferta y, sobre todo, de demanda final.

La desagregación sectorial también permite identificar prioridades relativas. El sector Energía domina el crecimiento de emisiones positivas, mientras IPPU, Agricultura y Residuos aportan fracciones menores pero crecientes. Esto sugiere que, aunque existen oportunidades de mitigación en todos los sectores, el mayor impacto marginal en el balance neto proviene de intervenciones energéticas: electrificación del transporte, eficiencia energética, sustitución de combustibles líquidos, reducción de pérdidas, expansión renovable con flexibilidad, y modernización regulatoria que habilite integración de tecnologías y cambios de comportamiento. Las acciones en otros sectores siguen siendo relevantes para evitar que su crecimiento contribuya a acelerar el cruce neto, pero la estrategia energética define la pendiente principal del total.

En términos de riesgos, el escenario tendencial subraya la vulnerabilidad de depender de UTCUTS como amortiguador. La capacidad de sumidero puede verse afectada por deforestación, cambios de uso del suelo, incendios, degradación forestal y variabilidad climática, además de restricciones de gobernanza y control territorial. Si el sumidero se reduce más rápido de lo representado, el cruce hacia emisiones netas positivas podría adelantarse; si se fortalece mediante conservación y restauración, podría retrasarse, pero no elimina la necesidad de mitigación energética si la trayectoria de emisiones del sector Energía continúa creciendo. Por ello, la planificación debe tratar UTCUTS como un componente con incertidumbre y no como una constante garantizada.

El vínculo con compromisos climáticos y planificación del PEN es directo. Un PEN 2040 alineado con la CDN y con una estrategia de largo plazo requiere incorporar restricciones de emisiones y trayectorias alternativas al tendencial, incluyendo un escenario de transición energética que reduzca la pendiente de crecimiento del sector Energía y, idealmente, desacople crecimiento económico de emisiones. La modelación debe integrar

supuestos de penetración tecnológica (movilidad eléctrica, eficiencia, generación distribuida, almacenamiento, modernización del SIN) y de cambios estructurales (logística, industria, combustibles de aviación y marítimos), y debe cuantificar reducciones en ktCO2e por medida y por etapa.

En términos operativos, este diagnóstico justifica la adopción de un MRV climático-energético integrado. Resulta necesario construir series consistentes de emisiones por sector y subsector energético, factores de emisión actualizados, trayectoria del factor de emisión eléctrico, y métricas de actividad (consumo por combustible, kilómetros recorridos, carga transportada, demanda eléctrica por sector). Sin esta infraestructura de datos, las trayectorias alternativas al tendencial no pueden verificarse y el PEN pierde capacidad de rendición de cuentas.

Finalmente, el mensaje de fondo es que el periodo 2025–2035 constituye una ventana crítica de intervención. Si el cruce neto se materializa alrededor de 2034 bajo tendencia, la década previa es el espacio donde las políticas energéticas deben cambiar la trayectoria: acelerar eficiencia, electrificación, renovables y flexibilidad, y fortalecer simultáneamente mecanismos de conservación y restauración que sostengan UTCUTS. La coordinación entre energía y uso de suelo se convierte en requisito de estrategia país, pero la mitigación del sector Energía es el determinante principal del balance neto en el largo plazo.

Avance: medio.

Fuerte en el posicionamiento renovable del sistema eléctrico; limitado en la transformación del sistema energético total por el peso persistente de combustibles líquidos.

La trayectoria del sector eléctrico sugiere una base renovable relevante, pero con variabilidad anual de participación térmica asociada a condiciones hidrológicas y de flexibilidad del sistema. En el sistema energético total, la dominancia de derivados de petróleo indica que la descarbonización depende sobre todo de cambios en transporte y en usos finales.

2.3. Evidencia de cumplimiento parcial

En electricidad: la presencia de generación renovable y expansión de capacidad renovable aporta cumplimiento parcial del objetivo. Sin embargo, la variabilidad interanual (años con alta generación térmica) evidencia que la descarbonización eléctrica no es solo "más renovables", sino **más flexibilidad** y **resiliencia**: almacenamiento, respuesta de demanda, redes modernas, servicios auxiliares y gestión de congestión.

En combustibles: la evolución del sistema puede reflejar una introducción creciente de gas natural en ciertos segmentos, lo que reduce intensidad de carbono frente a combustibles más intensivos (fuel oil, carbón, diésel) en usos específicos. No obstante, el

gas natural también puede generar dependencia y bloqueo si se expande sin una ruta clara de transición hacia alternativas de menor emisión (o sin mecanismos de control de metano en toda la cadena).

En transporte: el progreso depende del despliegue de electromovilidad, eficiencia vehicular, reorganización logística y transporte público, y no únicamente de mejoras en la oferta eléctrica.

2.4. Brechas persistentes

1. **Transporte como principal determinante de emisiones energéticas:** mientras el transporte siga dominando el consumo de combustibles líquidos, la descarbonización sistémica permanecerá limitada. El avance requiere segmentación: vehículos livianos (más electrificables) vs transporte pesado/logístico (más complejo), y debe incorporar el desarrollo o cumplimiento de las líneas del metro ya planificadas para fortalecer la movilidad pública masiva y reducir el uso de vehículos particulares.

2. **Flexibilidad del sistema eléctrico**: la dependencia hidrológica y la penetración de renovables variables incrementan la necesidad de flexibilidad de bajo carbono. Sin ella, la generación térmica seguirá siendo el mecanismo de ajuste ante sequías o picos.

3. **Instrumentos económicos coherentes**: el PEN plantea la lógica de internalizar costos de carbono; sin señales consistentes (precio/referencia de carbono, estándares equivalentes), el sistema puede tender a decisiones de menor costo privado y mayor costo social.

4. **Riesgo de bloqueo tecnológico**: inversiones térmicas y contratos rígidos pueden comprometer metas climáticas a largo plazo, especialmente si se justifican por razones de confiabilidad sin desarrollar alternativas de flexibilidad.

5. **Integración energía–clima en MRV**: sin MRV sólido, los avances quedan como afirmaciones programáticas; la descarbonización requiere cuantificación por medida (tCO_2e evitadas), coherencia con inventarios y trazabilidad anual.

2.5. Implicaciones para la actualización del PEN

El nuevo PEN debe establecer explícitamente: (i) trayectorias de emisiones del sector energía por escenario; (ii) supuestos y metas intermedias quinquenales para 2026-2030, 2031-2035 y 2036-2040; (iii) cartera de medidas con costo-efectividad (US$/$tCO_2e$ evitada), co-beneficios e implicaciones para la movilidad eléctrica; y (iv) reglas para el rol transitorio del gas natural y para el desarrollo de combustibles sostenibles en aviación/marítimo, dada la relevancia logística del país.

Eje 3. Eficiencia energética y sobriedad del consumo

3.1. Alcance del objetivo y su interpretación operativa

Este objetivo incorpora la idea de que la transición energética no se logra únicamente cambiando fuentes, sino reduciendo la energía necesaria para producir bienestar y valor económico. Incluye eficiencia en **usos finales** (edificios, electrodomésticos, industria, transporte) y eficiencia del **sistema energético** (pérdidas, calidad de redes, gestión de picos). La "sobriedad" agrega un componente cultural y de diseño de incentivos para evitar consumo innecesario.

En países con economías urbanas y de servicios, como Panamá, la eficiencia se vuelve determinante por: (i) crecimiento de demanda por climatización; (ii) expansión urbana y movilidad; (iii) presión fiscal derivada de tarifas/subsidios; y (iv) necesidad de contener inversiones en capacidad y redes mediante reducción de picos.

3.2. Grado de avance a la fecha

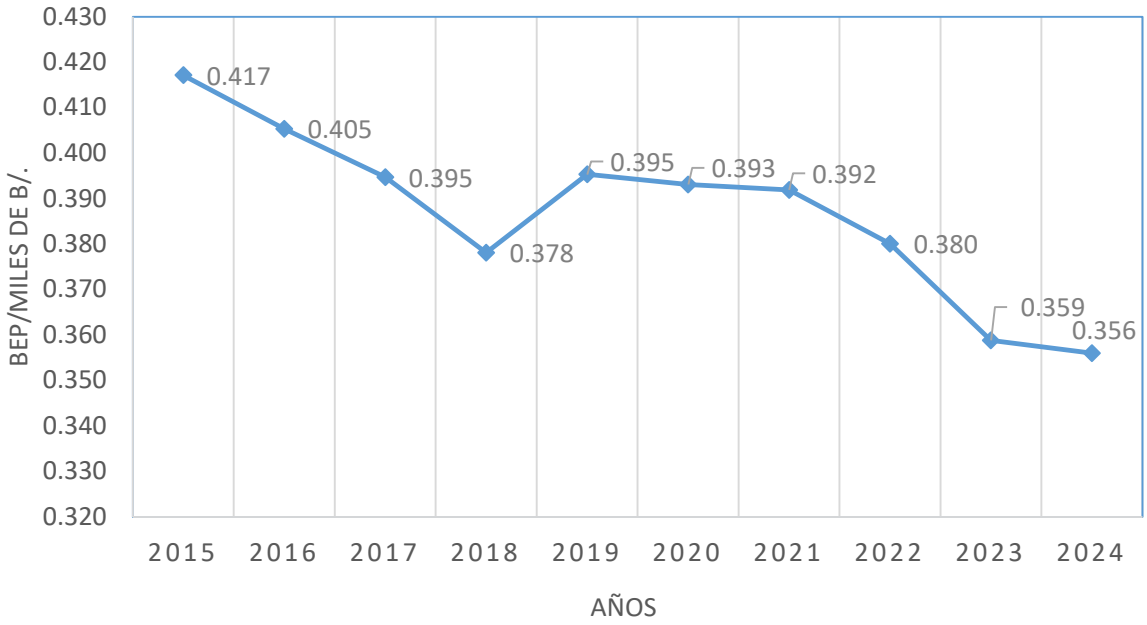
Resultados:

Intensidad Energética:

Se presenta una serie temporal de intensidad energética medida como consumo de energía primaria (BEP) por unidad de producto interno bruto (miles de B/.), para el periodo 2015–2024. Este indicador es central para evaluar el grado de desacoplamiento entre actividad económica y uso de energía, y permite aproximar la evolución de la eficiencia macroeconómica del sistema energético. Una disminución sostenida sugiere que la economía genera más valor por unidad de energía primaria consumida, ya sea por mejoras de eficiencia en usos finales, cambios tecnológicos, mejoras en redes, cambios en estructura sectorial hacia actividades menos intensivas en energía, o combinaciones de estos factores.

El comportamiento de la serie muestra una tendencia descendente en el largo plazo, con fluctuaciones intermedias. El valor inicia alrededor de 0,417 en 2015 y desciende de forma progresiva hasta aproximadamente 0,378 en 2018. Luego se observa un repunte en 2019 hacia aproximadamente 0,395, seguido por una leve reducción y relativa estabilidad alrededor de 0,393–0,392 en 2020–2021. A partir de 2022 se evidencia una reducción más marcada, alcanzando aproximadamente 0,380 en 2022 y alrededor de 0,359–0,356 en 2023–2024. En términos agregados, el indicador sugiere una mejora neta de eficiencia macro energética a lo largo de la década.

Gráfica 32. Intensidad energética medida como energía primaria (BEP) por PIB (miles B/.)



Fuente: Secretaría Nacional de Energía - siePanamá

El repunte de 2019 y la estabilización 2020–2021 pueden reflejar cambios coyunturales en actividad económica y consumo de energía primaria, incluyendo eventos que afectaron la estructura de demanda y la utilización de combustibles. Sin información adicional desagregada por sectores y combustibles, no es posible atribuir causalidad única; sin embargo, es consistente que la intensidad energética responda a shocks macroeconómicos, a cambios en carga industrial o logística y a variaciones en el mix de energía primaria (por ejemplo, mayor o menor uso de combustibles en generación eléctrica frente a fuentes renovables). En periodos de menor actividad económica o de cambios estructurales, la relación puede variar aun cuando existan mejoras de eficiencia en usos finales.

El descenso pronunciado entre 2022 y 2024 es particularmente relevante y amerita interpretación cuidadosa. Puede reflejar una combinación de crecimiento del PIB con contención del consumo de energía primaria, mejoras de eficiencia, cambios en composición sectorial, y/o reducción de actividades intensivas en energía. También puede estar influido por variaciones en el consumo de combustibles importados, por cambios en generación eléctrica y por eventos sectoriales que alteran grandes consumos. Para fines del PEN, este patrón sugiere que la economía panameña podría estar avanzando en desacoplamiento relativo, pero se requiere verificar si se trata de mejoras estructurales sostenibles o de efectos coyunturales.

Como criterio de planificación, la intensidad energética debe utilizarse de manera complementaria a indicadores sectoriales. El indicador macro puede mejorar incluso si el sector transporte continúa dominando el consumo final, si aumenta el valor agregado de servicios logísticos y financieros o si se reduce actividad en sectores intensivos. Por ello, su interpretación debe acompañarse de: consumo final por sector, intensidad energética sectorial, consumo por combustible y evolución de picos eléctricos. Este enfoque permite distinguir entre eficiencia real y cambios de estructura económica, y diseñar políticas que refuercen mejoras permanentes.

En términos de política pública, una trayectoria decreciente de intensidad energética fortalece la relevancia de programas de eficiencia energética y gestión de demanda, ya que estos pueden consolidar el desacoplamiento y reducir costos sistémicos. También subraya la importancia de electrificación eficiente del transporte, dado que la sustitución de combustibles líquidos por electricidad, combinada con una matriz de generación más limpia, puede mejorar simultáneamente intensidad energética y emisiones por unidad de PIB. La modernización de redes y reducción de pérdidas contribuyen adicionalmente a mejorar el desempeño macro energético al reducir energía primaria requerida para entregar energía final útil.

Para institucionalizar el uso del indicador en el seguimiento del PEN, resulta necesario definir su metodología con precisión: fuentes de energía primaria incluidas, tratamiento de conversión a BEP, fuente oficial del PIB, deflactor utilizado y consistencia temporal. Asimismo, conviene establecer metas indicativas de reducción de intensidad energética por periodos, coherentes con metas de eficiencia energética y con transformaciones estructurales previstas. Esto permite convertir un indicador descriptivo en una herramienta de rendición de cuentas y de evaluación de eficacia de políticas.

Finalmente, la planificación al 2040 debe reconocer que mejoras en intensidad energética no eliminan por sí mismas el reto de descarbonización. Es posible reducir energía por unidad de PIB y aun así aumentar emisiones si la energía secundaria y el consumo final siguen siendo predominantemente fósiles, aunque la energía primaria de Panamá tenga una participación renovable importante. Por ello, la intensidad energética debe integrarse con indicadores de intensidad de carbono (tCO2e por PIB y por energía) y con trayectorias de composición de la matriz por fuentes, de manera que el PEN gestione simultáneamente eficiencia, seguridad energética y reducción de emisiones.

Pérdidas Eléctricas:

Se presenta una comparación de pérdidas eléctricas del sistema para el periodo 2017–2024, con desagregación entre pérdidas de transmisión y pérdidas de distribución, y una serie de pérdidas totales expresadas en porcentaje. Se incorpora una referencia de metas

del PEN 2015–2050 bajo escenario alternativo (10%) y, de acuerdo con la nota, un escenario de referencia de 14%. Se precisa que las pérdidas de distribución incluyen pérdidas técnicas y no técnicas, y que el total corresponde a la suma aritmética de pérdidas de transmisión y distribución. Esta información es determinante para evaluar desempeño operativo del sistema, costos eficientes y no eficientes trasladados a tarifas, sostenibilidad financiera de las redes y capacidad de integrar nuevas cargas y recursos distribuidos con calidad.

Las pérdidas totales se ubican persistentemente por encima de los valores de referencia del PEN durante todo el periodo considerado. La trayectoria parte de aproximadamente 15,44% en 2017, aumenta a alrededor de 16,59% en 2018 y 16,62% en 2019, y luego se eleva con mayor intensidad hasta 19,40% en 2020 y 20,16% en 2021. Posteriormente se mantiene en niveles elevados: 19,74% en 2022, 19,21% en 2023 y 19,54% en 2024. En términos de diagnóstico, esta persistencia en el rango ~15–20% indica una brecha estructural relevante respecto a un desempeño objetivo de 10–14%, con implicaciones económicas y regulatorias directas.

El componente dominante de las pérdidas corresponde a distribución, mientras transmisión aporta una fracción menor y relativamente estable. Dado que las pérdidas de distribución incluyen componentes técnicos y no técnicos, la lectura de política pública requiere distinguir causas: (i) pérdidas técnicas asociadas a configuración de redes, niveles de carga, conductores, transformadores, y calidad de operación; (ii) pérdidas no técnicas vinculadas a fraude, conexiones irregulares, medición deficiente, errores de facturación y debilidades de control. La política y la inversión necesarias para cada componente son distintas: la reducción de pérdidas técnicas requiere refuerzo y modernización de redes, reconfiguración, automatización y optimización; la reducción de pérdidas no técnicas exige gestión comercial, medición avanzada, control, fiscalización, normalización y, en contextos específicos, medidas sociales y de regularización.

El salto de pérdidas totales hacia 2020–2021 coincide con un periodo en el que múltiples sistemas enfrentaron tensiones operativas y comerciales por choques macroeconómicos, cambios de patrón de consumo y restricciones de pago; sin embargo, incluso si parte del aumento responde a factores coyunturales, la estabilidad posterior cerca de 19–20% sugiere que la reversión no ocurrió con la magnitud requerida. En planificación al 2040, esta señal es crítica: mantener pérdidas de esta escala reduce energía facturable, incrementa costos unitarios, presiona tarifas o subsidios y disminuye la capacidad de inversión de distribuidoras y del sistema, generando un círculo de degradación si no se corrige con un programa robusto.

La brecha frente a metas del PEN tiene implicaciones cuantitativas que justifican prioridad de política. Una reducción desde ~19,5% hacia 14% o 10% representa recuperar varios

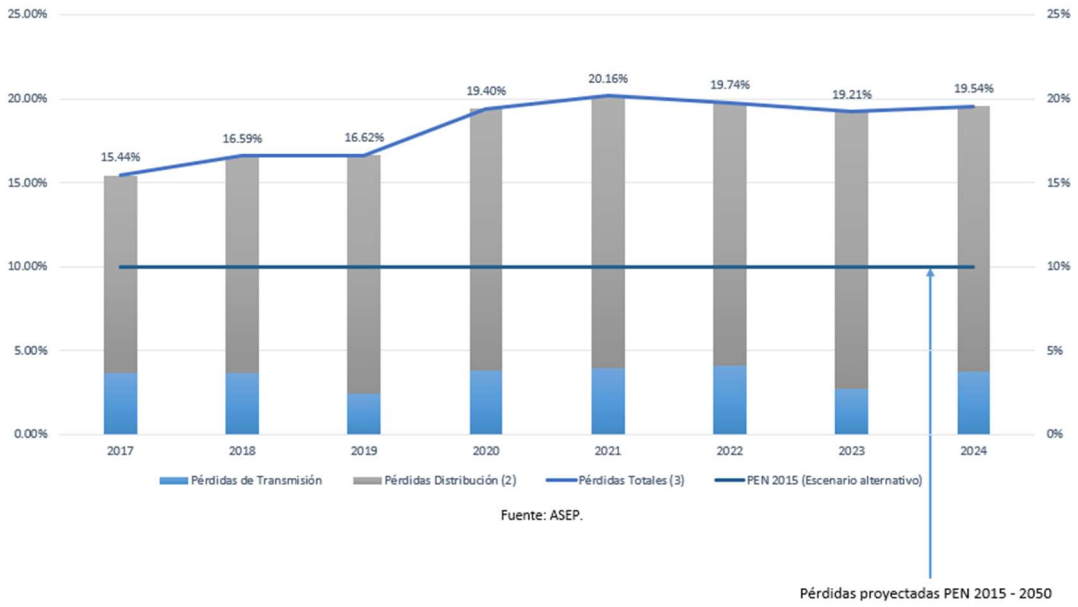
puntos porcentuales de energía entregada, lo que equivale a una "fuente de energía" virtual que disminuye necesidad de nueva generación y reduce emisiones si desplaza despacho térmico. También mejora confiabilidad y calidad al reducir sobrecargas y tensiones en redes. Por ello, la reducción de pérdidas es una medida de alto retorno técnico-económico, típicamente con beneficios simultáneos en costo del sistema, tarifas, seguridad energética y emisiones.

En el marco del PEN 2040, el tratamiento de pérdidas debe evolucionar desde un indicador descriptivo a un programa ejecutable con metas, inversiones y MRV. Resulta necesario establecer una línea base por concesionaria, por región y por nivel de tensión, separando pérdidas técnicas y no técnicas con metodología consistente. Debe definirse una trayectoria anual de reducción con hitos, y un portafolio de medidas con responsables, costos y verificación. En redes, se requiere modernización de distribución (conductores, transformadores, reconfiguración, bancos de capacitores donde aplique) y digitalización (SCADA/ADMS, automatización, sensorización). En medición y control, se requiere despliegue de AMI, gestión de datos, analítica de pérdidas, inspecciones focalizadas y mejora de procesos comerciales.

El diseño regulatorio es un componente central. La reducción de pérdidas requiere incentivos adecuados en el régimen tarifario, incluyendo mecanismos de eficiencia (objetivos/metas de pérdidas reconocidas vs reales), penalidades o premios por desempeño, y reconocimiento de inversiones prudentes en modernización y medición avanzada. Sin un marco regulatorio que alinee el interés económico de distribuidoras con el interés público, la reducción de pérdidas puede verse limitada por restricciones de caja o por señales de remuneración insuficientes. A su vez, el tratamiento social de pérdidas no técnicas exige coordinación interinstitucional, ya que la regularización de usuarios y la reducción de fraude pueden requerir instrumentos de protección focalizada, acuerdos comunitarios y estrategias de comunicación.

Las tendencias de generación distribuida y movilidad eléctrica incrementan la relevancia de corregir pérdidas. La penetración de recursos distribuidos y el crecimiento de cargas nuevas alteran flujos y perfiles de carga, aumentando la necesidad de redes con medición granular y control. En un sistema con pérdidas elevadas, la integración de estas tendencias puede amplificar problemas de calidad, voltaje y congestión local. Por tanto, la reducción de pérdidas debe integrarse con la hoja de ruta de redes inteligentes y con la estrategia de modernización del SIN, asegurando que inversiones en digitalización sirvan simultáneamente para gestionar DER, EV y pérdidas.

Gráfica 33. Comparación de pérdidas eléctricas (transmisión, distribución y total), 2017-2024



(1) Porcentaje de pérdidas meta en Escenario Alternativo PEN 2015-2050: 10%. En el Escenario de Referencia: 14%

(2) Porcentaje de pérdidas en distribución incluye pérdidas técnicas y no técnicas.

(3) Total de Pérdidas Sistema Eléctrico estimadas = Suma Aritmética de Pérdidas de Transmisión y Pérdidas de Distribución

Finalmente, la incorporación al MRV del PEN debe incluir indicadores mínimos: pérdidas totales, pérdidas de transmisión, pérdidas de distribución, desagregación técnica/no técnica, energía no servida asociada, intensidad de pérdidas por área, avance de AMI, tasa de normalización de usuarios y retornos económicos (energía recuperada, reducción de compras/combustibles, impacto en tarifas). Con estos elementos, la brecha frente a metas deja de ser un dato y se convierte en un programa de ejecución con rendición de cuentas y contribución medible a seguridad energética, asequibilidad y descarbonización.

Avance: medio, con brecha estructural en eficiencia sistémica. La intensidad energética macro puede mostrar mejoras graduales, pero las pérdidas eléctricas elevadas y la persistencia de subsidios no focalizados suelen limitar señales e incentivos.

3.3. Evidencia de cumplimiento parcial

Intensidad energética: una trayectoria decreciente del indicador energía/PIB sugiere desacople relativo, aunque la explicación puede incluir eficiencia real y cambios estructurales de la economía. Por ello, el avance debe verificarse con indicadores más específicos (ahorros medidos por programas, penetración de equipos eficientes, desempeño de edificaciones).

Pérdidas eléctricas: constituyen un termómetro clave de eficiencia sistémica. Pérdidas elevadas implican: mayor energía requerida para entregar una unidad útil; mayores costos; presión tarifaria o fiscal; y, en sistemas con térmicas marginales, mayores emisiones. Si las pérdidas se mantienen por encima de metas aspiracionales del propio PEN, esto representa un incumplimiento relativo en una dimensión central del objetivo.

Eficiencia en edificios y comercio: en economías urbanas, el crecimiento de carga por aire acondicionado y equipos eléctricos convierte la eficiencia de edificaciones en un componente prioritario. En Panamá existen instrumentos, códigos, guías y estándares, pero su implementación y fiscalización no han sido suficientemente efectivas; por ello el PEN debe fortalecer cumplimiento, monitoreo y capacidades institucionales.

3.4. Brechas persistentes

1. **Programas nacionales con MRV**: la eficiencia requiere institucionalizar metas, medición y evaluación ex post. Sin MRV, los programas no pueden escalar ni corregirse.

2. **Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas**: implica inversión en redes, automatización, medición avanzada, analítica, control comercial y coordinación social donde exista informalidad.

3. **Tarifas y señales económicas**: sin precios que reflejen costos marginales/horarios, la demanda pico crece y la eficiencia pierde eficacia. Los subsidios generalizados pueden desincentivar inversión en equipos eficientes.

4. **Financiamiento de eficiencia**: los proyectos suelen ser rentables socialmente, pero enfrentan barreras de inversión inicial. Se requieren esquemas financieros (ESCOs, garantías, líneas verdes).

5. **Eficiencia en transporte**: depende de urbanismo, normas y logística, no solo del sector energía. Sin coordinación intersectorial, el objetivo queda limitado.

3.5. Implicaciones para la actualización del PEN

El nuevo PEN debe tratar la eficiencia como "recurso energético" con metas cuantificables: GWh ahorrados, MW evitados, reducción de picos, reducción de pérdidas, y costo por unidad de ahorro. Debe articular instrumentos: normas, etiquetado, códigos de construcción, compras públicas eficientes, financiamiento, respuesta de demanda y digitalización. Además, debe vincular la reforma gradual de subsidios con objetivos de eficiencia y protección social focalizada.

Eje 4. Seguridad energética

4.1. Alcance del objetivo y su interpretación operativa

La seguridad energética se define como la capacidad de garantizar energía suficiente, confiable y asequible ante choques de oferta, demanda, clima, geopolítica o infraestructura. En Panamá, el concepto incluye al menos cinco componentes dominantes: dependencia de combustibles importados, suficiencia eléctrica, vulnerabilidad climática, almacenamiento y capacidad logística, e integración regional.

1. **Seguridad de combustibles:** La infraestructura de combustibles actual sostiene el abastecimiento interno, el bunkering y los mercados logísticos, pero debe integrarse a una estrategia de reconversión progresiva.

2. **Seguridad eléctrica**: necesidad de confiabilidad del SIN, resiliencia ante sequías/eventos extremos, reducción de pérdidas, capacidad de respuesta ante picos, y redes robustas.

Además, Panamá tiene una particularidad: su rol como hub logístico internacional (marítimo y aéreo) implica que el subsector combustible no solo atiende consumo doméstico, sino también mercados de abastecimiento internacional, con implicaciones de infraestructura, reputación y adaptación a tendencias globales.

4.2. Grado de avance a la fecha

Resultados:

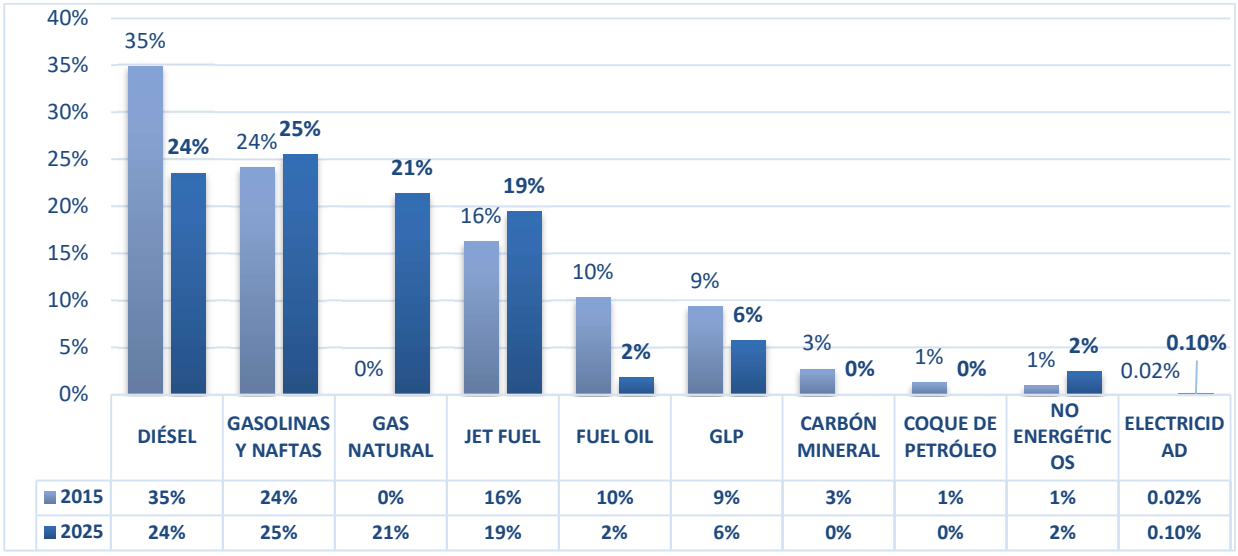
- **Seguridad de combustibles**

La capacidad instalada de infraestructura del subsector de combustibles incluye: 10 terminales de productos derivados, 30 millones de barriles de almacenamiento de derivados, una terminal de gas natural y 180,000 m³ de almacenamiento de gas natural. Se presenta la composición porcentual de las importaciones de energía para dos puntos de comparación temporal, 2015 y 2025, desagregada por productos (diésel, gasolinas y naftas, gas natural, jet fuel, fuel oil, GLP, carbón mineral, coque de petróleo, no energéticos y electricidad). Esta lectura es relevante para el diagnóstico de seguridad energética porque permite identificar la estructura de dependencia externa por tipo de combustible, inferir cambios en la demanda y en la matriz de abastecimiento, y anticipar implicaciones macroeconómicas asociadas a volatilidad de precios, riesgos logísticos y exposición a shocks internacionales.

En 2015, la canasta de importación está dominada por diésel (35%) y gasolinas y naftas (24%), seguidas por jet fuel (16%), fuel oil (10%) y GLP (9%). Carbón mineral (3%), coque de petróleo (1%), no energéticos (1%) y electricidad (0,02%) representan

participaciones marginales, mientras que gas natural se reporta con participación nula. Esta estructura es consistente con una economía donde el transporte y la logística dependen en gran medida de combustibles líquidos, y donde ciertos segmentos de generación o industria aún incorporan combustibles pesados como fuel oil.

Gráfica 34. Composición porcentual de las importaciones de energía por producto, 2015 y 2025



Fuente: Secretaría Nacional de Energía - siePanamá

En 2025, se observa una reconfiguración significativa. La participación de diésel disminuye a 24%, mientras gasolinas y naftas se mantiene alrededor de 25%. Aparece gas natural con una participación relevante de 21%, y jet fuel aumenta a 19%. Fuel oil cae drásticamente a 2% y GLP disminuye a 6%. Carbón mineral y coque de petróleo se reducen a 0%, mientras no energéticos sube a 2% y electricidad aumenta marginalmente a 0,10%.%. Aparece el gas natural como componente relevante, disminuye el peso relativo de combustibles pesados como fuel oil y carbón, y diésel, gasolinas/naftas y jet fuel continúan siendo productos centrales para transporte, logística y servicios internacionales.

Desde una perspectiva de seguridad energética, la reducción del peso de fuel oil y la eliminación de carbón y coque pueden interpretarse como una mejora relativa en intensidad de carbono de la canasta importada y, potencialmente, como una racionalización tecnológica hacia combustibles más limpios o más eficientes. Sin embargo, el aumento de gas natural también crea una nueva dependencia externa que requiere gestión de riesgo: contratos, infraestructura de importación, seguridad de suministro y exposición a volatilidad internacional del GNL. La planificación del PEN debe tratar el gas natural como vector de transición con reglas explícitas, evitando que su despliegue genere bloqueo de emisiones o rigideces contractuales incompatibles con objetivos climáticos de largo plazo.

El comportamiento de jet fuel, con un aumento de 16% a 19%, refuerza el peso estructural de la aviación y la conectividad internacional en el patrón energético del país. Este dato es consistente con la naturaleza logística de la economía panameña y sugiere que los combustibles de aviación deben incorporarse al análisis de transición energética con una estrategia diferenciada. La electrificación directa del segmento es limitada en el corto plazo, por lo que la descarbonización de este componente requiere explorar combustibles sostenibles de aviación, e-fuels y mecanismos de certificación y trazabilidad, además de considerar el rol del país como plataforma logística para combustibles de menor intensidad de carbono.

El descenso del diésel en participación relativa puede deberse a a múltiples factores: eficiencia en transporte, cambios de actividad, sustitución por otros combustibles, o variaciones en la demanda asociadas a sectores específicos.

El aumento de electricidad importada sigue siendo marginal en porcentaje, pero su presencia es relevante como señal de integración regional o de transacciones puntuales para balance del sistema. Al mismo tiempo, las exportaciones aumentaron mucho más que las importaciones y el balance año a año es de exportación neta. En planificación, la electricidad importada y exportada puede funcionar como mecanismo de flexibilidad y resiliencia, pero depende de interconexiones, reglas de mercado y disponibilidad regional. Por ello, conviene tratar los intercambios eléctricos dentro de la estrategia de seguridad energética con gobernanza y criterios de confiabilidad.

En términos de política pública, la reconfiguración 2015–2025 demanda un enfoque de doble vía. Por un lado, reducir gradualmente la dependencia de combustibles líquidos en transporte mediante electrificación por segmentos, eficiencia, logística inteligente y renovación de flotas. Por otro lado, gestionar el rol del gas natural como transición, asegurando eficiencia, control de emisiones (incluyendo metano en la cadena), flexibilidad operativa y compatibilidad con trayectorias de descarbonización. En paralelo, el componente de aviación debe incorporarse como eje específico, con una estrategia de combustibles sostenibles y un marco de certificación que permita capturar oportunidades de hub logístico de combustibles bajos en carbono sin comprometer objetivos climáticos.

Finalmente, esta información se beneficia de su incorporación al MRV del PEN como indicador anual: composición de importaciones por producto, volúmenes y valores, intensidad de carbono de la canasta importada y exposición a volatilidad de precios. Esto permite convertir la seguridad energética en una dimensión medible y gestionable, alineando decisiones de inversión y regulación con metas de reducción de dependencia y de transición tecnológica.

- **Seguridad eléctrica**

Consumo de energía eléctrica por sector productivo

Se presenta una comparación de la participación porcentual del consumo eléctrico por sector entre 2015 y 2024, porque la información sectorial comparable más reciente está disponible a 2024. La lectura porcentual permite identificar cambios en la estructura de demanda eléctrica y, por tanto, en las prioridades de planificación de redes, gestión de demanda, tarifas y programas de eficiencia, particularmente cuando se busca alinear el sistema eléctrico con objetivos de transición energética y competitividad.

El sector comercial mantiene la mayor participación en ambos años, con una reducción de 46% en 2015 a 42% en 2024. Esta disminución relativa no implica necesariamente una caída absoluta del consumo comercial; puede reflejar que otros sectores crecieron más rápido. En términos de diagnóstico, la alta participación comercial indica que políticas de eficiencia en edificios, climatización, refrigeración, iluminación y gestión energética empresarial tienen potencial significativo para influir en el consumo total y, sobre todo, en la demanda pico, que suele estar asociada a cargas de aire acondicionado y a patrones horarios de actividad económica.

El sector residencial incrementa su participación de 34% a 40% entre 2015 y 2024, lo que sugiere un crecimiento relativo de la demanda residencial, asociado a aumento de población, mayor electrificación de servicios del hogar, mayor equipamiento y, potencialmente, mayores necesidades de climatización. Este cambio estructural es relevante para la planificación de distribución, ya que el crecimiento residencial tiende a concentrarse en ciertas zonas urbanas y periurbanas, y puede intensificar picos horarios vespertinos. La política pública asociada requiere programas de eficiencia focalizados en equipos de mayor impacto (aires acondicionados, refrigeración, calentamiento de agua donde aplique), estándares mínimos de desempeño, etiquetado, financiamiento y medidas de respuesta de demanda apoyadas en medición inteligente.

El sector gobierno aumenta de 12% a 14%, consolidándose como un consumidor relevante. La implicación es que el sector público puede funcionar como "demanda ancla" para programas de eficiencia y modernización, mediante compras públicas eficientes, retrofit de edificios, iluminación pública eficiente y gestión energética institucional. Además, al ser un consumidor con capacidad de coordinación centralizada, puede implementar pilotos de medición avanzada, tarifas horarias y gestión de carga con mayor rapidez que otros segmentos, generando aprendizaje replicable.

El sector industrial reduce su participación de 6% a 2%, lo cual indica una caída relativa significativa. Esta caída debe interpretarse con cautela porque no equivale automáticamente a una contracción proporcional de la actividad industrial en el PIB. La

clasificación eléctrica corresponde al consumo por tipo de cliente regulado o categoría tarifaria, mientras que la clasificación económica del PIB agrupa actividades productivas según valor agregado. En 2024, ASEP reporta que las ventas de energía de las distribuidoras a clientes regulados fueron 8,000.13 GWh y que el consumo por tipo de cliente se concentró en comercial con 41.91% y residencial con 39.83%, mientras la actividad industrial representó 1.79%.

Al comparar esta evolución con la estructura del PIB, la reducción del peso eléctrico industrial parece más profunda que la reducción del peso económico de la manufactura. Las industrias manufactureras representaban cerca de 5.8% del PIB en 2015 y muestran una tendencia descendente, pero no equivalente a la caída observada en el consumo eléctrico; en 2024 representaron 4.6% del PIB y en 2025 4.5%, con crecimiento real de 1.1% en 2025.

Por tanto, el cambio de 6% a 2% probablemente responde a una combinación de factores. Primero, hay un desplazamiento estructural de la economía panameña hacia servicios, comercio, logística, finanzas y construcción, actividades que mantienen mayor peso en el PIB que la manufactura; por ejemplo, en 2025 comercio representó 20.4% del PIB, transporte, almacenamiento y correo 13.2%, construcción 14.6% y actividades financieras 6.0%. Segundo, puede haber reducción, salida o menor utilización de cargas intensivas en electricidad, incluyendo grandes consumidores, actividades extractivas o procesos productivos con demanda continua. Tercero, parte del cambio puede obedecer a reclasificaciones sectoriales, migración de clientes al régimen de grandes clientes, autoconsumo, generación propia, eficiencia energética o diferencias entre consumo servido por distribuidoras y consumo total del sistema.

En consecuencia, el diagnóstico del PEN no debería concluir simplemente que "la industria se contrajo", sino que la demanda eléctrica industrial conectada o clasificada como tal perdió peso relativo dentro de las ventas eléctricas reguladas. Para distinguir la causa precisa, el análisis debe cruzar tres bases: consumo eléctrico por tarifa y tipo de cliente, ventas a grandes clientes y autogeneración, y PIB por actividad económica. Esta revisión permitiría separar si el cambio proviene de una menor actividad industrial real, de una economía más orientada a servicios, de la salida o reducción de cargas electrointensivas, o de cambios de clasificación comercial y regulatoria. Para el PEN, este hallazgo refuerza la necesidad de que los modelos de demanda distingan por perfiles horarios, actividad económica y elasticidad.

La categoría "otros" se mantiene marginal (2% a 3%) y no altera la lectura estructural, aunque su crecimiento relativo puede asociarse a expansión de alumbrado público o a consumos operativos de distribuidoras. Este componente es útil para identificar

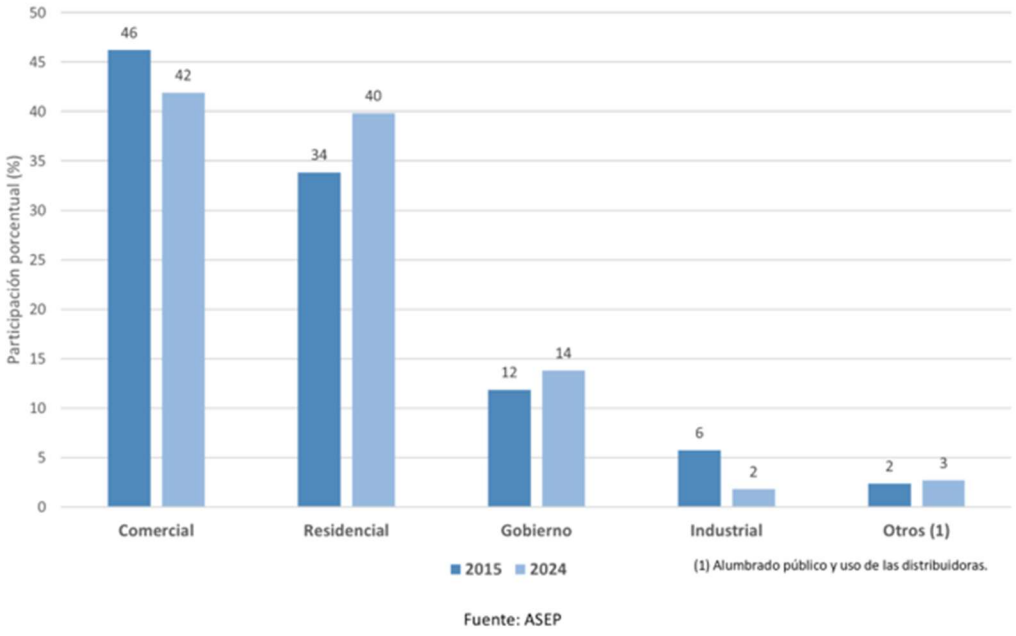
oportunidades de eficiencia en alumbrado público, reducción de pérdidas y modernización operativa, que suelen tener retornos elevados y beneficios directos en calidad y costos.

En términos de diseño tarifario, la estructura de demanda más cargada hacia residencial y comercial sugiere relevancia creciente de señales horarias y de cargos que reflejen costos de red, particularmente si se anticipa electrificación del transporte y mayor penetración de aire acondicionado. Un esquema tarifario que no incorpore señales de hora o que no gestione picos puede inducir inversiones adicionales en capacidad y redes con mayores costos sistémicos. La transición hacia tarifas horarias, medición avanzada y programas de gestión de demanda adquiere pertinencia como instrumento para contener crecimiento de picos y reducir el costo total del sistema.

Desde la óptica de transición energética, el incremento de participación residencial y gubernamental refuerza el rol de eficiencia energética y de electrificación ordenada, y sugiere que la aceptación social de políticas dependerá en gran medida de impactos en hogares y servicios públicos. Programas que reduzcan facturas mediante eficiencia, junto con medidas de protección focalizada, pueden apoyar la transición sin ampliar brechas. En paralelo, la reducción relativa industrial puede representar una oportunidad para mejorar competitividad mediante tarifas más estables y calidad de servicio, pero también puede señalar desafíos de política industrial y de demanda productiva que requieren análisis complementario.

Finalmente, la comparación porcentual debe complementarse con información de volúmenes absolutos (GWh por sector) y con perfiles horarios. La información está disponible en el SIE y debe incorporarse al MRV del PEN, ya que un cambio de participación puede ocultar crecimiento absoluto en todos los sectores si la demanda total crece. Conviene establecer indicadores anuales por sector: consumo (GWh), demanda máxima (MW) atribuible, factor de carga y elasticidad frente a temperatura, además de indicadores de eficiencia (intensidad por m² en comercial, por hogar en residencial, por edificio en gobierno).

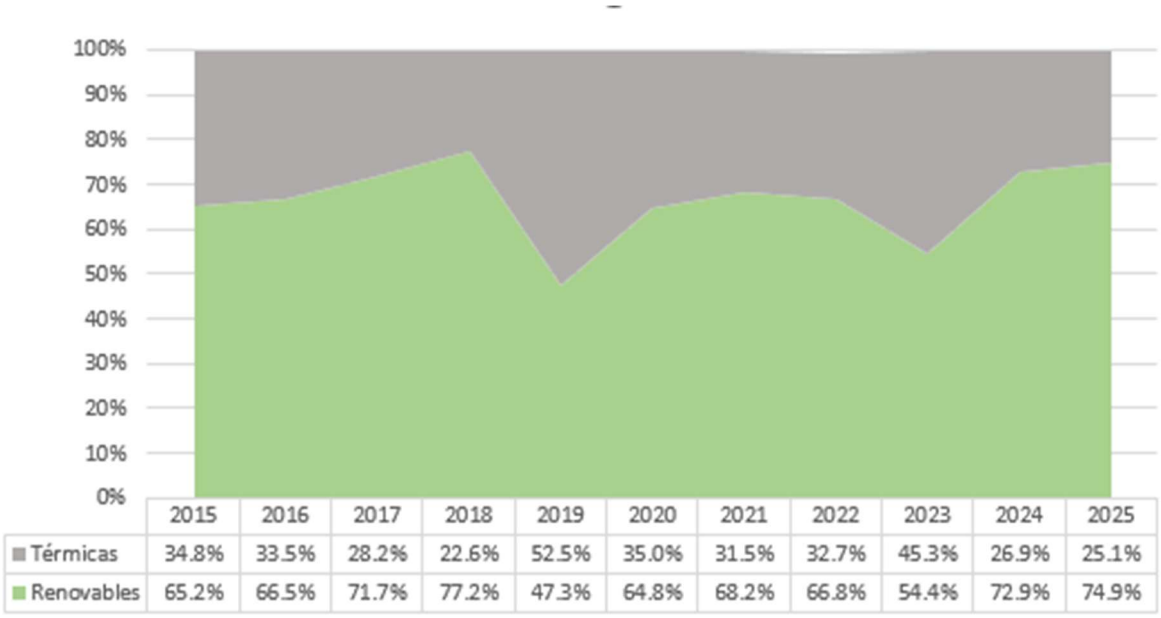
Gráfica 35. Participación porcentual del consumo eléctrico por sector (2015 y 2024)



Generación, Capacidad Instalada e Intercambios de Energía en el MER

Se reporta información del Sistema Interconectado Nacional para el periodo 2015–2025, combinando tres dimensiones: composición de la generación eléctrica entre renovables y térmicas (GWh y participación), evolución de la capacidad instalada por tecnología (MW) y comportamiento de intercambios de energía (GWh) mediante importaciones y exportaciones. Además, se incluyen valores de referencia para 2025: generación promedio con 65% renovable, capacidad instalada total de 5.181,5 MW, capacidad renovable de 3.015,6 MW, capacidad térmica de 2.166 MW y demanda máxima de 1.915 MW. Estos elementos permiten un diagnóstico integrado de suficiencia, diversificación tecnológica, vulnerabilidad climática, necesidades de flexibilidad y relación entre expansión de capacidad y demanda.

Gráfica 36. Generación eléctrica (GWh) del Sistema Interconectado Nacional, 2015-2025



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Térmicas	34.8%	33.5%	28.2%	22.6%	52.5%	35.0%	31.5%	32.7%	45.3%	26.9%	25.1%
Renovables	65.2%	66.5%	71.7%	77.2%	47.3%	64.8%	68.2%	66.8%	54.4%	72.9%	74.9%

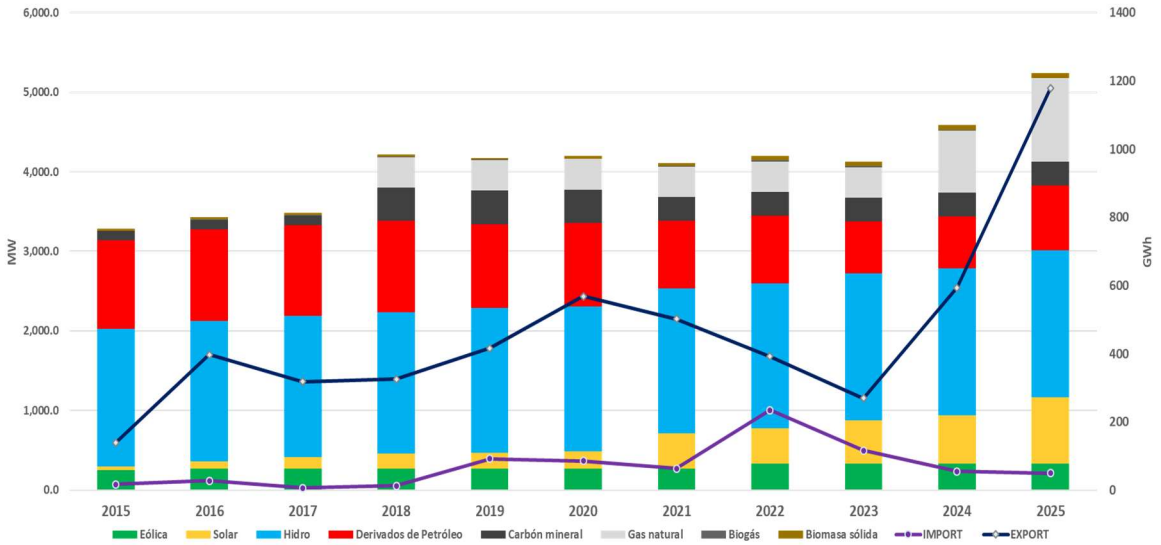
Fuente: Secretaría Nacional de Energía – siePanamá.

La participación renovable en la generación se mantiene alta en promedio, con variaciones relevantes por año. Se observa una participación renovable superior a 65% en varios años y un descenso pronunciado en 2019, cuando la participación térmica aumenta sustancialmente. Este comportamiento es consistente con un sistema donde la hidrología y la disponibilidad de recursos renovables (particularmente hidro) condicionan el despacho y pueden requerir un mayor uso térmico en años secos o ante restricciones operativas. En términos de planificación, esta variabilidad refuerza la necesidad de tratar la confiabilidad como función de flexibilidad, y no únicamente como función de capacidad instalada. La transición hacia mayor penetración renovable variable exige mecanismos de respaldo y balance —almacenamiento, gestión de demanda, reservas y modernización de redes— para evitar que eventos hidrológicos o de variabilidad incrementen emisiones y costos de manera abrupta.

La capacidad instalada total se incrementa en el periodo, con una ampliación visible hacia 2024–2025. La composición por tecnologías muestra un crecimiento del bloque renovable, con peso importante de hidro y crecimiento de solar/eólica, mientras el bloque térmico mantiene presencia significativa. El balance 2025 entre capacidad renovable (3.015,6 MW) y térmica (2.166 MW) indica un sistema con alta disponibilidad de recursos renovables, pero todavía con una fracción térmica relevante para respaldo, firmeza o cobertura de picos. La relación entre capacidad total y demanda máxima (5.181,5 MW vs 1.915 MW) sugiere un margen amplio en términos de potencia instalada, pero ese margen no debe interpretarse como holgura automática: la firmeza efectiva depende de factores de planta,

disponibilidad, variabilidad renovable, hidrología, restricciones de transmisión y capacidad de respuesta en rampas y reservas. Un sistema puede exhibir una relación elevada de capacidad/demanda y aun así enfrentar riesgo de abastecimiento o precios altos si existen restricciones de flexibilidad o congestiones.

Gráfica 37. Capacidad instalada (GW) e intercambios de energía (GWh) del SIN, 2015-2025



Fuente: Secretaría Nacional de Energía – siePanamá.

La presencia del gas natural en la composición de capacidad y la reducción del carbón mineral hacia el final del periodo reflejan un cambio en la estructura térmica. Esta transición puede mejorar intensidad de carbono relativa frente a combustibles más intensivos, pero introduce dependencia de cadena de suministro de gas y riesgos de bloqueo si se expande sin reglas de compatibilidad con metas climáticas. En planificación, el gas debe evaluarse por su función: si actúa como respaldo flexible para integración renovable, su diseño contractual y regulatorio debe privilegiar flexibilidad, disponibilidad y eficiencia, evitando esquemas que obliguen despacho inflexible o que eleven costos fijos que luego requieran subsidios.

El comportamiento de importaciones y exportaciones muestra variabilidad y un aumento notable de exportaciones en 2025, mientras las importaciones se mantienen en niveles relativamente menores en la lectura visual disponible. Este patrón puede estar asociado a mayor capacidad instalada, condiciones hidrológicas favorables o diferencias de precios regionales. Desde la óptica de seguridad energética y eficiencia del sistema, el intercambio regional puede funcionar como mecanismo de optimización, permitiendo exportar excedentes en periodos de alta producción renovable y eventualmente importar en periodos de estrés. Sin embargo, la utilidad sistémica depende de reglas de mercado, disponibilidad regional, capacidades de interconexión y criterios de confiabilidad. El

aumento de exportaciones también debe evaluarse junto con la demanda interna y la política de precios, para asegurar que la orientación exportadora no comprometa calidad o asequibilidad doméstica.

Una lectura integrada de los tres componentes sugiere que el SIN ha avanzado en expansión de capacidad y en consolidación de una base renovable importante, pero aún enfrenta el desafío central de la transición: convertir alta participación renovable promedio en confiabilidad robusta bajo variabilidad climática y creciente electrificación de usos finales. La evidencia de años con mayor participación térmica, junto con un parque térmico significativo, indica que la descarbonización del sector eléctrico depende de introducir flexibilidad de bajo carbono (almacenamiento, demanda flexible, redes inteligentes) y de reglas de mercado que remuneren servicios auxiliares y capacidad firme, de manera que el respaldo no dependa principalmente de térmicas.

En términos de costos del sistema, la coexistencia de un parque renovable amplio con un parque térmico relevante puede generar tensiones de remuneración: activos térmicos podrían operar menos horas pero ser necesarios para confiabilidad, elevando costos fijos por unidad de energía. Esto refuerza la necesidad de diseñar mecanismos de capacidad o de servicios auxiliares para remunerar disponibilidad, y de planificar un retiro o reconversión gradual de activos térmicos conforme se incorporen alternativas de flexibilidad. La planificación del PEN 2040 debe reconocer explícitamente este problema de "parque de respaldo" para evitar señales erróneas que desincentiven inversión en flexibilidad o que produzcan sobrecostos tarifarios.

El crecimiento de capacidad renovable y la expansión de intercambios también incrementan la importancia de la red. La integración de nueva generación, especialmente renovable variable, requiere transmisión adecuada para evacuar energía, reducir congestión y evitar vertimientos. Asimismo, la electrificación del transporte y la expansión de generación distribuida intensifican requerimientos en distribución y en control operativo. Por ello, la modernización del SIN (digitalización, medición avanzada, automatización, ciberseguridad, y gestión de calidad) debe considerarse parte del mismo diagnóstico y no como un capítulo aislado.

Finalmente, esta información se traduce en recomendaciones operativas para el PEN. Se requiere institucionalizar un tablero MRV del sistema eléctrico que incluya: factor de emisión eléctrico anual, participación renovable y térmica, indicadores de flexibilidad (capacidad de almacenamiento, reservas, rampas), restricciones y vertimientos, costos marginales y eventos de calidad. Además, conviene vincular la expansión de capacidad con escenarios de demanda máxima y de electrificación, de manera que la relación capacidad/demanda se interprete en términos de firmeza y no solo de potencia instalada. La transición eléctrica al 2050 depende de reforzar simultáneamente oferta renovable,

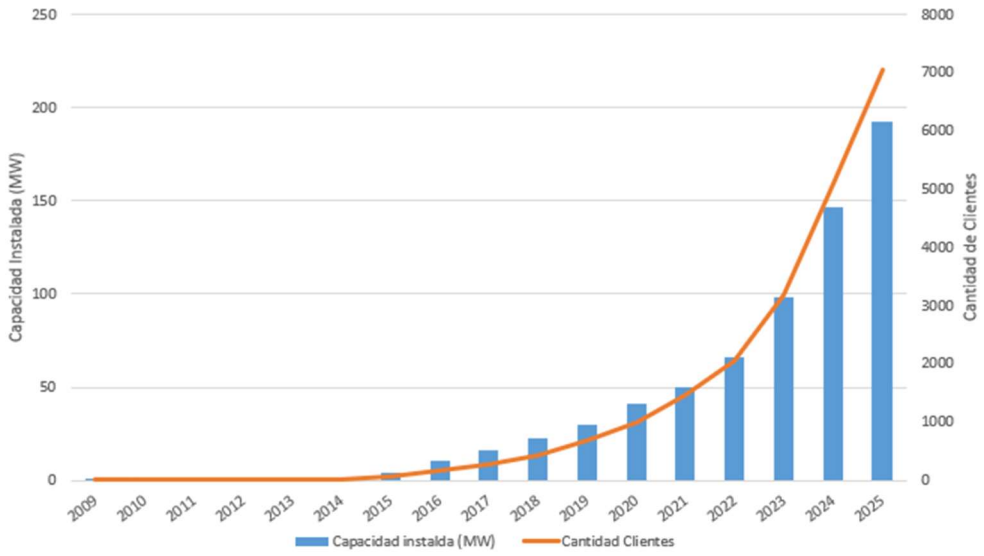
flexibilidad, redes y reglas de mercado, integrando intercambios regionales como componente de resiliencia.

Generación Distribuida: Capacidad Instalada y Clientes

Se reporta la evolución de la generación distribuida en el subsector eléctrico mediante dos variables: capacidad instalada (MW) y número de clientes, para el periodo 2015–2025, con un acumulado al final del periodo de 192 MW y 7.064 clientes. La lectura conjunta de capacidad y cantidad de clientes permite evaluar el grado de adopción, la distribución probable por tamaños de sistemas, el ritmo de crecimiento y las implicaciones para la operación de redes de distribución, el diseño tarifario y la planificación de la transición energética a nivel de usuario final.

El comportamiento temporal evidencia una adopción incipiente en los primeros años y una aceleración progresiva, con un crecimiento especialmente pronunciado en el tramo 2022–2025. Este patrón es consistente con una curva de difusión tecnológica donde la reducción de costos de sistemas fotovoltaicos, la maduración de proveedores, la disponibilidad de financiamiento y la existencia de marcos regulatorios de interconexión impulsan un crecimiento exponencial una vez superadas barreras iniciales. La aceleración reciente indica que la generación distribuida se ha consolidado como un componente no marginal del sistema y que su crecimiento futuro puede ser aún más rápido si las condiciones económicas y regulatorias se mantienen.

Gráfica 38. Capacidad instalada y cantidad de clientes de generación distribuida, 2015-2025



Fuente: ASEP

El acumulado de 192 MW es relevante en términos absolutos, pero su impacto sistémico depende de su localización en redes, de la coincidencia horaria de su producción con la demanda local y de su perfil de inyección. En redes de distribución, la expansión de generación distribuida puede reducir demanda neta en horas solares, pero también puede generar flujos inversos, variaciones de voltaje, necesidad de reconductores, ajustes de protección y mayores requerimientos de supervisión y control. Por ello, el crecimiento de capacidad debe evaluarse junto con indicadores de calidad de servicio y con un plan de modernización de distribución que incluya automatización, medición avanzada, capacidades de gestión de datos y criterios técnicos de interconexión por nivel de tensión.

El crecimiento del número de clientes hasta 7.064 sugiere una adopción extendida, potencialmente con predominio de sistemas pequeños y medianos. Sin embargo, la relación entre capacidad acumulada y número de clientes también plantea la necesidad de analizar la distribución de tamaños: un número alto de clientes con capacidad moderada puede reflejar atomización en residenciales y comerciales pequeños; por el contrario, pocos clientes con gran capacidad indicarían concentración en comercios o industrias. Esta distinción es crítica para políticas públicas, porque los efectos distributivos de la generación distribuida dependen de quién puede invertir y de cómo se recuperan costos de red. Una penetración concentrada en usuarios de mayores ingresos o en grandes consumidores puede generar presiones tarifarias sobre quienes no adoptan, si el diseño tarifario no separa adecuadamente costos fijos de red de cargos variables por energía.

En términos de transición energética, la generación distribuida aporta beneficios potenciales: reducción de emisiones si desplaza generación térmica, reducción de pérdidas en redes si la energía se consume cerca del punto de producción, y resiliencia local cuando se combina con almacenamiento y gestión de demanda. Sin embargo, sin integración técnica, también puede introducir costos sistémicos: vertimientos locales, sobrevoltajes, mayor complejidad operativa y necesidad de inversión en redes. La planificación del PEN requiere tratar la generación distribuida como un programa de modernización de distribución y de reforma tarifaria, y no únicamente como una meta de capacidad instalada.

El ritmo de crecimiento observado entre 2023 y 2025 plantea retos de gobernanza y regulación. Una expansión acelerada exige procedimientos estandarizados de interconexión, tiempos de respuesta definidos, protocolos técnicos transparentes y criterios de acceso a información. También requiere reglas claras sobre medición neta, límites de inyección, compensación, y tratamiento de costos de red. En paralelo, la política pública debe gestionar la equidad de la transición: mantener acceso universal y asequibilidad, evitando que la generación distribuida se convierta en un mecanismo de segmentación donde algunos usuarios se benefician de ahorros mientras otros enfrentan mayores costos unitarios por menor base de consumo.

Desde la óptica de planificación de redes, el crecimiento de generación distribuida debe integrarse con el crecimiento de movilidad eléctrica y con programas de eficiencia energética, ya que los tres fenómenos alteran perfiles de carga y flujo. La combinación de carga nocturna por vehículos eléctricos con reducción diurna de demanda neta por solar distribuida puede incrementar diferencias entre demanda mínima y máxima, y modificar la utilización de activos de distribución. Esto refuerza la necesidad de tarifas horarias, carga inteligente, almacenamiento detrás del medidor y capacidades de respuesta de demanda, para que la generación distribuida contribuya a reducir costos del sistema y no a incrementarlos.

En términos de MRV y gestión del PEN, se recomienda institucionalizar indicadores anuales específicos: capacidad instalada por nivel de tensión y por distribuidora, número de clientes por rango de tamaño, energía generada (GWh) y autoconsumida, energía inyectada a red, tiempos promedio de interconexión, eventos de calidad asociados a penetración (voltaje, protecciones), y efectos en pérdidas técnicas. Esta información permite evaluar efectividad de política, ajustar regulación y priorizar inversiones de modernización de distribución.

Finalmente, la trayectoria 2015–2025 sugiere que la generación distribuida ya es una dimensión estructural del sistema eléctrico. Un PEN 2040 consistente debe definir una meta de penetración no solo en MW, sino en términos de contribución a energía (GWh), localización óptima, y capacidad de integración. Debe incluir una hoja de ruta que combine: (i) modernización de redes, (ii) reforma tarifaria para sostenibilidad y equidad, (iii) reglas técnicas de interconexión y ciberseguridad de datos, y (iv) mecanismos de financiamiento y apoyo focalizado para ampliar beneficios a hogares y pequeñas empresas, evitando que la transición distribuida profundice desigualdades.

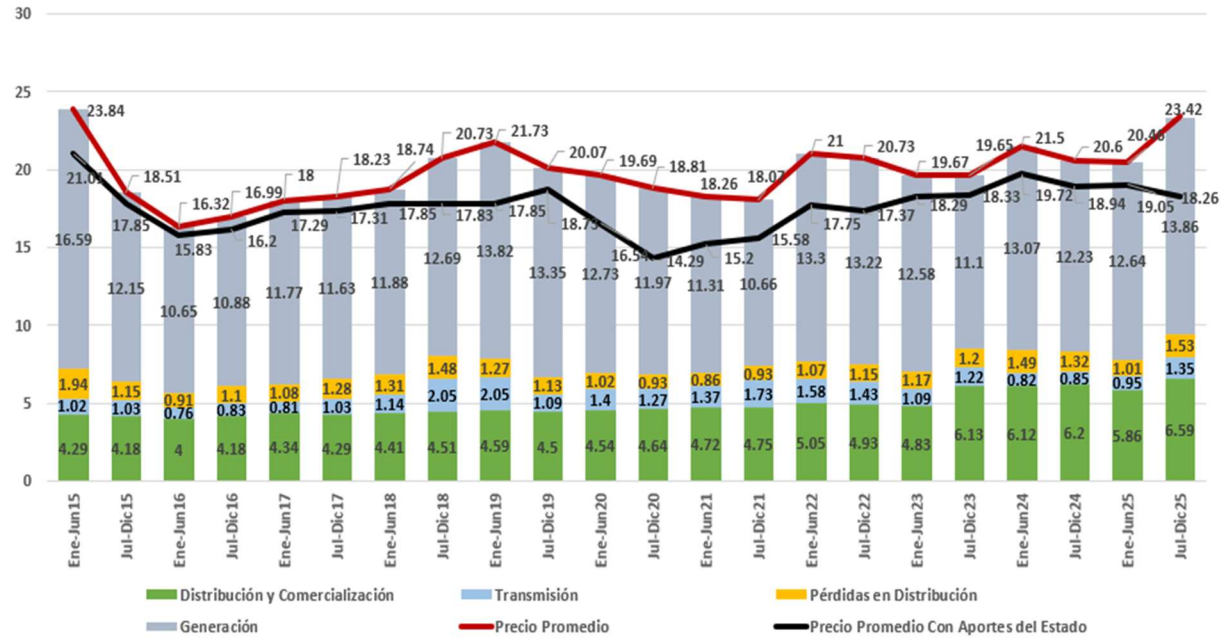
Precio Promedio Global de Energía Eléctrica (2015-2025)

Se reporta la evolución semestral del precio promedio global de la electricidad entre 2015 y 2025, expresado en centavos por kWh, con desagregación por componentes: generación, transmisión, distribución y comercialización, y un componente asociado a pérdidas en distribución. Se incluyen dos trayectorias de precio total: un precio promedio y un precio promedio con aportes del Estado. La información permite evaluar estructura de costos trasladada a usuarios, sensibilidad del precio total a variaciones en generación y pérdidas, y el papel de transferencias públicas como mecanismo de estabilización tarifaria.

La estructura visual muestra que el componente de generación domina el precio total en la mayor parte del periodo, mientras transmisión representa una fracción menor y relativamente estable, y distribución/comercialización aporta un componente estructural que tiende a aumentar hacia los años recientes. El componente de pérdidas en distribución

aparece como una fracción explícita del precio, lo cual es relevante porque materializa el costo económico de pérdidas técnicas y no técnicas dentro de la tarifa. La presencia de este componente permite conectar directamente el desempeño operativo de redes con el precio final pagado por usuarios.

Gráfica 39. Precio promedio global de la electricidad por componente (centavos/kWh, 2015-2025)



Fuente: Elaboración SNE con datos de ASEP.

El precio promedio total presenta niveles altos al inicio de la serie (2015), una reducción hacia 2016, y posteriormente un incremento gradual con oscilaciones, alcanzando valores elevados nuevamente hacia 2022–2025. La trayectoria con aportes del Estado se ubica sistemáticamente por debajo del precio promedio, indicando un esquema de subsidios o transferencias que amortigua el costo al usuario final. La diferencia entre ambas curvas constituye un indicador implícito de esfuerzo fiscal en estabilización de tarifas, y su evolución en el tiempo sugiere que el rol del Estado se ha activado con mayor fuerza en periodos de presión al alza en costos, típicamente asociados a combustibles, hidrología o condiciones de mercado.

El componente de distribución y comercialización muestra una tendencia de aumento hacia la parte final de la serie, alcanzando valores significativamente mayores en 2023–2025 en comparación con 2015–2018. Este comportamiento puede reflejar mayores inversiones reconocidas, mayores costos operativos, o ajustes regulatorios de ingresos permitidos. En términos de política pública, un crecimiento de este componente puede ser consistente con modernización de redes, expansión de cobertura y mejoras de calidad, pero también

puede ser síntoma de ineficiencias o de presiones de costos no mitigadas. La evaluación requiere contrastar esta tendencia con indicadores de calidad (SAIDI/SAIFI), pérdidas y avance de digitalización, para distinguir inversión prudente de costo no eficiente.

El componente de pérdidas en distribución se mantiene presente durante todo el periodo y muestra niveles relevantes en varios semestres, incrementándose en el tramo 2023–2025. Dado que las pérdidas totales reportadas para el sistema se han mantenido elevadas en años recientes, la inclusión explícita de este componente en el precio confirma que la falta de reducción de pérdidas se traduce directamente en mayores costos tarifarios. En términos de diagnóstico, el componente de pérdidas actúa como "impuesto técnico" a los usuarios: energía comprada o generada que no se factura pero cuyo costo se recupera en tarifa. La reducción de pérdidas, por tanto, no es solo un objetivo técnico sino una medida de política de asequibilidad y competitividad.

El componente de transmisión se observa relativamente estable en el tiempo, con variaciones menores que los otros componentes. Esto es consistente con un negocio donde costos están más determinados por remuneración de activos regulados y donde la variabilidad de costos marginales es menor que en generación. Sin embargo, aun siendo estable, la suficiencia de inversión en transmisión y su modernización incide en costos de generación y en congestiones; una red limitada puede incrementar costos del sistema al obligar despacho térmico local o restringir evacuación de renovables. Por ello, la lectura de transmisión debe integrarse con planificación de expansión y con métricas de congestión y restricciones.

El componente de generación muestra oscilaciones que probablemente reflejan la combinación de precios de combustibles, hidrología y despacho. Un aumento de generación en el precio total suele coincidir con mayor uso térmico o mayores costos marginales. La trayectoria 2021–2025 sugiere presiones relevantes en este componente, lo cual refuerza la importancia de diversificación de la matriz, expansión renovable con flexibilidad y estrategias de resiliencia hidrológica. La modernización del SIN, el almacenamiento y la gestión de demanda permiten reducir exposición del precio a shocks de combustibles o a sequías, disminuyendo la volatilidad del componente de generación.

En términos distributivos y de transición justa, la coexistencia de un precio promedio alto con aportes estatales introduce un dilema de política. Las transferencias pueden proteger a hogares y a sectores sensibles, pero también generan carga fiscal y pueden distorsionar señales de eficiencia si se aplican de manera generalizada. Un diseño óptimo requiere focalización y temporalidad, combinando protección social con incentivos a eficiencia y electrificación. Por ejemplo, subsidios pueden orientarse a usuarios vulnerables condicionados a programas de eficiencia (reemplazo de equipos, mejoras de vivienda) y a

esquemas tarifarios que reduzcan picos, mientras se fortalece la infraestructura de medición para permitir tarifas horarias.

Desde la perspectiva del PEN 2050, la desagregación por componentes sugiere prioridades claras para contener costos estructuralmente. En distribución, reducir pérdidas y modernizar redes para mejorar eficiencia y calidad. En generación, reducir exposición a combustibles mediante renovables y flexibilidad de bajo carbono. En transmisión, asegurar expansión oportuna que habilite evacuación y disminuya congestión. En el plano fiscal, convertir aportes estatales en instrumentos más focalizados y complementarios a medidas estructurales de reducción de costos, evitando la dependencia crónica de subsidios para sostener asequibilidad.

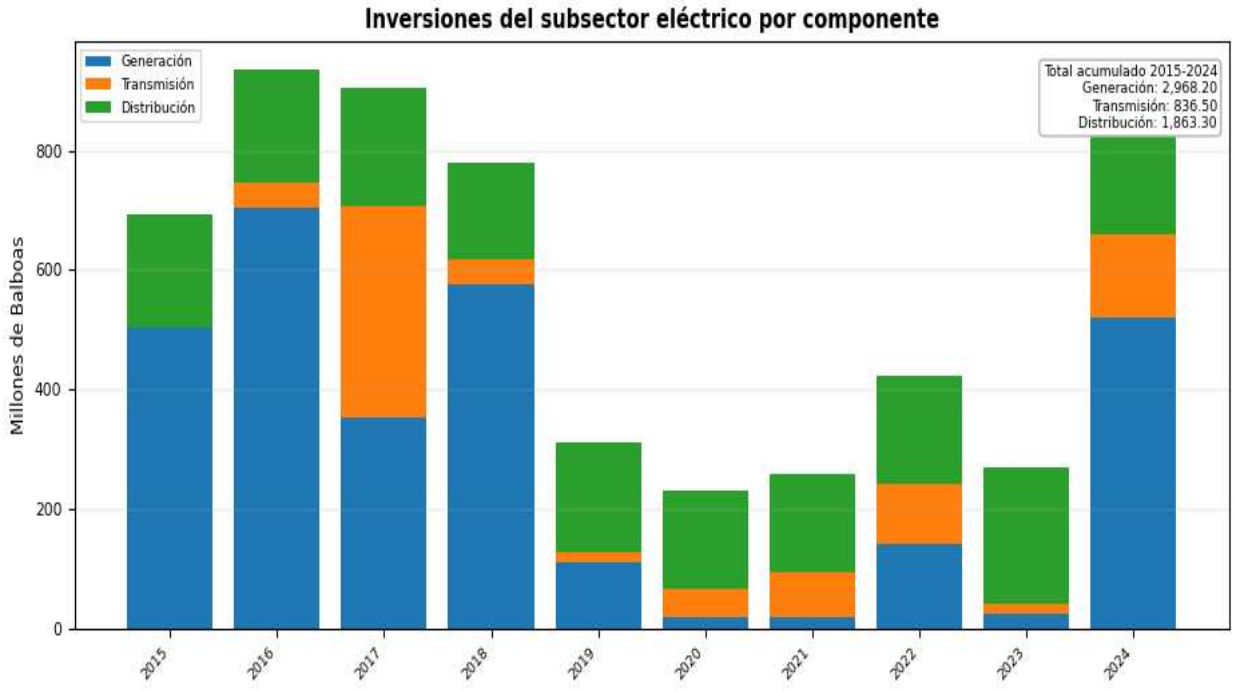
En términos de MRV, resulta recomendable incorporar un tablero tarifario del PEN con indicadores semestrales: precio promedio total, precio con aportes del Estado, desagregación por componente, y métricas de volatilidad. Debe complementarse con indicadores de pérdidas, calidad y costos marginales de generación, de modo que sea posible atribuir cambios tarifarios a causas específicas y evaluar efectividad de políticas. Con ello, el seguimiento deja de ser descriptivo y se convierte en un instrumento de gestión para alinear inversión, regulación y protección social con objetivos de transición energética.

Aumento de Inversiones en Subsector Eléctrico

Se reporta la evolución de inversiones anuales del subsector eléctrico durante el periodo 2015–2024, desagregadas en generación, transmisión y distribución, expresadas en millones de balboas, e incluyendo un total acumulado de 5.668 millones en diez años. Además, se presenta una tabla con valores anuales por actividad y el total acumulado por componente. Esta información es fundamental para evaluar el esfuerzo de capital realizado por el sector, su orientación relativa entre expansión de oferta y fortalecimiento de redes, y su consistencia con objetivos de confiabilidad, calidad del servicio y transición energética.

El total acumulado de 5.668 millones en una década evidencia una intensidad de inversión significativa, aunque su interpretación depende de la composición y de la continuidad temporal. La distribución del total por componente muestra que generación concentra aproximadamente 2.968 millones, distribución alrededor de 1.863 millones y transmisión cerca de 837 millones. Esta composición sugiere una priorización histórica hacia activos de generación, seguida por distribución, mientras transmisión representa la menor fracción del total. En términos de diagnóstico, esta estructura puede ser consistente con un periodo de incorporación de nueva capacidad y de necesidades de expansión de redes de distribución, pero también puede reflejar un rezago relativo en transmisión, con implicaciones para integración renovable, confiabilidad N-1 y congestiones.

Gráfica 40. Inversiones anuales subsector eléctrico (2015-2024) y acumulado (millones de Balboas)



Actividad/Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL MB/.
Generación	503.5	703.7	351.7	576.7	110.7	17.1	19.5	140	24.6	520.7	**2,968.20**
Transmisión	1.4	43	355.8	42.1	17.4	48.9	72.8	100.3	16.7	138.1	**836.50**
Distribución	187.8	190	196.6	161.5	182.1	165	167.1	182.8	227.4	203	**1,863.30**

Fuente: ASEP. Nota: 5,668.00 millones de balboas acumuladas en 10 años.

La serie anual muestra una alta variabilidad en inversiones en generación. Se observan picos elevados en 2015–2018, una caída pronunciada en 2019–2023 y un repunte fuerte en 2024. Esta volatilidad sugiere que la inversión en generación ha estado asociada a decisiones de proyectos discretos, ciclos de contratación o entradas específicas de capacidad. Un patrón de inversiones tan concentradas por años puede incrementar riesgos de planificación si no se acompaña de una hoja de ruta robusta, ya que la disponibilidad de nueva oferta y la modernización tecnológica pueden avanzar por saltos, mientras la demanda y las necesidades de flexibilidad suelen requerir continuidad.

Las inversiones en distribución presentan un comportamiento más estable a lo largo del periodo, con valores anuales relativamente consistentes y un incremento notable hacia 2023, seguido por un nivel alto en 2024. Esta estabilidad es consistente con la naturaleza del negocio de distribución, donde las inversiones combinan expansión incremental, reposición de activos, reducción de pérdidas y mejoras de calidad. En términos de transición energética, la distribución es la capa de infraestructura que absorbe la electrificación del transporte, la generación distribuida y la digitalización; por ello, su

estabilidad es positiva, pero la magnitud y orientación de la inversión deben evaluarse contra indicadores de calidad (SAIDI/SAIFI, calidad de tensión), pérdidas y capacidad de integración de nuevas cargas y DER.

Las inversiones en transmisión se mantienen como la fracción más baja del total acumulado, aunque se observa un incremento significativo en 2017 y un crecimiento hacia 2021–2024, con un aumento relevante en 2024. Dada la función habilitante de transmisión para integrar renovables, reducir restricciones y reforzar confiabilidad sistémica, una inversión relativamente baja puede traducirse en cuellos de botella, vertimientos de renovables o dependencia adicional de generación térmica local en áreas congestionadas. El aumento reciente puede interpretarse como corrección parcial de rezagos, pero su suficiencia debe contrastarse con el crecimiento de demanda, nuevos proyectos de generación y requerimientos de resiliencia climática.

La tabla permite identificar años de mayor intensidad inversora y su orientación. El periodo 2015–2018 combina altos niveles de generación y distribución, con un salto de transmisión en 2017. El periodo 2019–2021 muestra niveles moderados, con generación baja y cierta continuidad de distribución, mientras 2022 presenta un aumento global asociado a mayores inversiones en distribución y transmisión, y 2024 destaca como un año de inversión muy elevada, especialmente por el fuerte componente de generación y el aumento de transmisión.

El comportamiento descrito es consistente con una inversión eléctrica que no se mueve de forma perfectamente y sincronizada con el PIB, sino con rezagos propios de proyectos de generación, transmisión y distribución. En 2015–2018, los altos montos de inversión coinciden con una economía aún expansiva y con proyectos que venían estructurados desde años anteriores; por eso se observa simultáneamente inversión fuerte en generación y distribución, y un salto puntual de transmisión en 2017. Ese salto debe leerse más como respuesta a necesidades acumuladas de red que como reflejo directo del crecimiento económico de ese año.

Durante 2019–2021, la moderación de la inversión es coherente con el enfriamiento previo y el choque de la pandemia. Panamá sufrió una contracción del PIB de 17.9% en 2020, lo que afectó construcción, comercio, transporte, turismo y capacidad financiera de actores públicos y privados; por tanto, era esperable que parte de la inversión eléctrica se ralentizara, se reprogramara o se concentrara en compromisos ya contratados. Sin embargo, la continuidad de inversiones en distribución durante ese periodo muestra que la red requiere gastos recurrentes aun en crisis, porque la calidad del servicio, las pérdidas, la conexión de nuevos usuarios y el mantenimiento no pueden detenerse completamente.

El aumento de 2022 y el repunte de 2024 deben interpretarse como una combinación de recuperación económica, ejecución de proyectos diferidos y presión estructural sobre la red. La recuperación pospandemia elevó nuevamente la demanda y reactivó proyectos, pero las inversiones eléctricas no necesariamente aparecen en el mismo año en que crece el PIB; suelen responder a licencias, financiamiento, contratación, permisos, construcción y entrada en operación. En 2024, aunque el PIB creció 2.9%, por debajo de los años de rebote, el nivel de inversión eléctrica fue elevado, lo que sugiere que la inversión respondió más a ciclos de proyectos y requerimientos del sistema que al dinamismo económico corriente.

Para el PEN, la conclusión central es que la inversión en red debe planificarse con suficiente anticipación y no como reacción tardía al crecimiento de la demanda. La transmisión y distribución son habilitadoras de renovables variables, generación distribuida, electrificación, reducción de pérdidas y seguridad energética. Además, Panamá recuperó crecimiento en 2025 hasta 4.4%, impulsado principalmente por servicios como comercio, transporte, logística y servicios financieros, sectores que tienden a concentrar demanda eléctrica en zonas urbanas y corredores económicos específicos. Por ello, el análisis de inversión debe incorporar ciclos macroeconómicos, maduración de proyectos, rezagos regulatorios, necesidades territoriales de red y escenarios de demanda por actividad económica, evitando interpretar cada año de inversión como una reacción inmediata al PIB del mismo periodo.

Desde la óptica del PEN 2040, la composición y variabilidad de la inversión sugieren tres necesidades estratégicas. La primera es fortalecer la planificación coordinada de generación y redes para evitar desalineamientos temporales, donde la oferta crece sin red suficiente o donde la red se refuerza sin señales claras de nueva capacidad. La segunda es incorporar la transición energética como criterio explícito de inversión: redes inteligentes, almacenamiento, automatización, ciberseguridad y capacidad de gestión de demanda deben reflejarse en la composición de inversión, no solo en el discurso estratégico. La tercera es consolidar mecanismos regulatorios que aseguren continuidad y eficiencia de inversión, incluyendo incentivos por calidad y reducción de pérdidas en distribución, y mecanismos de planificación y remuneración adecuados en transmisión para habilitar confiabilidad y eficiencia sistémica.

En términos de eficiencia del gasto de capital, resulta indispensable complementar los montos con indicadores de resultado. Para distribución, la relación entre inversión y mejoras en SAIDI/SAIFI, pérdidas y calidad de tensión. Para transmisión, reducción de congestión, mejoras en criterio N-1, disminución de restricciones y capacidad de integración de renovables. Para generación, costo de energía, factor de emisión eléctrico,

disponibilidad y aporte a flexibilidad. Sin estas métricas, la evaluación puede quedar limitada a montos, sin juicio sobre efectividad.

Finalmente, el volumen acumulado de inversión aporta una referencia útil para el diseño financiero del PEN 2026–2040. La transición energética, al demandar modernización de redes, electrificación y flexibilidad, tiende a incrementar necesidades de inversión en distribución y transmisión, incluso si el costo unitario de generación renovable disminuye. Por tanto, el diagnóstico sugiere que el nuevo PEN debe incluir un marco financiero integral que trate inversión en redes como prioridad habilitante, y que establezca una ruta de inversiones balanceada entre generación, transmisión y distribución, coherente con escenarios de demanda, electrificación del transporte, expansión de generación distribuida y metas climáticas.

Avance: medio.

Existen inversiones y diversificación parcial, pero persisten vulnerabilidades estructurales por dependencia fósil, volatilidad de precios, presión fiscal por subsidios y riesgos climáticos del sistema eléctrico.

4.3. Evidencia de cumplimiento parcial

Diversificación y expansión de infraestructura: inversiones en el subsector eléctrico (generación, transmisión y distribución) y expansión de capacidad instalada fortalecen la suficiencia, aunque la seguridad depende de firmeza efectiva y de redes (no solo de MW instalados).

Intercambios regionales: la integración eléctrica regional puede aportar resiliencia (importar/exportar), pero su efectividad está condicionada por reglas, disponibilidad regional y capacidad física.

Logística de combustibles: la existencia de terminales y red de estaciones aporta disponibilidad; sin embargo, también solidifica la estructura fósil si no hay estrategia de reconversión.

4.4. Brechas persistentes

1. **Dependencia de derivados de petróleo**: exposición macroeconómica (balanza de pagos, inflación, presión social) ante shocks de precios.

2. **Resiliencia climática**: sequías y variabilidad hidrológica pueden aumentar uso térmico y precios, y afectar confiabilidad.

3. **Flexibilidad del sistema eléctrico**: reservas, almacenamiento y gestión de demanda son claves para seguridad sin aumentar emisiones.

4. **Pérdidas y calidad de redes**: pérdidas elevadas y problemas de distribución afectan seguridad (energía no servida, calidad, costos).

5. **Sostenibilidad fiscal de subsidios**: subsidios acumulados y respuestas de corto plazo ante shocks pueden comprometer inversión estructural y disciplina fiscal.

4.5. Implicaciones para la actualización del PEN

El PEN actualizado debe incorporar un marco de seguridad energética que integre electricidad y combustibles: inventarios críticos, infraestructura de almacenamiento, protocolos de contingencia, resiliencia climática, planificación de transmisión/distribución, y estrategias de reducción de exposición fósil mediante electrificación y eficiencia. Además, debe incluir un componente fiscal: cómo reducir la dependencia de subsidios generalizados y migrar hacia protección focalizada compatible con eficiencia.

IV: Conclusiones del Informe de Diagnóstico

1. **La matriz eléctrica se diversificó, pero la transición exige flexibilidad.** La expansión de capacidad, especialmente gas natural y solar, mejora la diversidad de oferta. Sin embargo, la planificación debe incorporar almacenamiento, respuesta de demanda, reservas, servicios complementarios y expansión de transmisión.
2. **Las pérdidas eléctricas son un problema estructural.** Las pérdidas totales observadas superan ampliamente la meta de referencia del PEN. Se requiere un programa nacional con metas, inversión, fiscalización, medición avanzada y rendición de cuentas.
3. **La generación distribuida debe integrarse como recurso del sistema.** El crecimiento de 192.28 MW y 7,064 clientes exige reglas modernas de interconexión, tarifas, medición, operación y recuperación de costos de red.
4. **La política energética debe mirar más allá de la electricidad.** El transporte y los combustibles siguen dominando el consumo final. La descarbonización depende de movilidad eléctrica, transporte público, eficiencia logística y sustitución de combustibles.
5. **Los subsidios requieren revisión estratégica.** Los subsidios acumulados de B/. 3,097.6 millones muestran la necesidad de focalización, transparencia fiscal y alineamiento con eficiencia y transición energética.
6. **La electrificación avanzó, pero el acceso universal debe completarse con calidad.** El acceso total de 96.0% es un avance significativo; el reto restante incluye hogares dispersos, infraestructura social, cocción limpia, continuidad, asequibilidad y mantenimiento.

7. **El PEN debe convertirse en un sistema vivo.** La actualización debe institucionalizar revisión anual de indicadores, revisión trienal de metas y revisión quinquenal profunda de escenarios, supuestos y medidas. En la Tabla 15 se presentan los "paquetes de trabajo y los productos esperados que deberán generarse cada vez que se actualiza la PEN.

Tabla 15. Paquetes de Trabajo propuestos para el PEN, 2026-2040

Paquete de trabajo PEN 2026-2040	Producto esperado
Diagnóstico energético base	Balance energético actualizado, demanda, oferta, emisiones, subsidios, pérdidas y acceso.
Escenarios	Referencia, transición NDC/LT-LEDS, transición acelerada y estrés climático/volatilidad.
Modelación	Demanda por uso final, expansión eléctrica, transmisión, combustibles, emisiones y costos.
Banco de medidas	Fichas de medidas con responsable, costo, beneficio, cronograma, riesgo e indicador MRV.
Hoja de ruta	Ruta crítica 2026-2040 con hitos regulatorios, inversión y metas por etapa.
MRV	Manual de indicadores, fuentes, periodicidad, verificación y tablero público.
Consulta pública	Matriz de comentarios, respuestas oficiales y trazabilidad.
Aprobación	Paquete técnico, resumen ejecutivo, anexos, hoja de ruta y resolución de aprobación.

Bibliografía

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (2025). Estadística del mercado eléctrico panameño: enero 2025.

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (s. f.). *Estadísticas e información sectorial del subsector eléctrico*. Gobierno de la República de Panamá.

Banco Mundial. (s. f.). *Partnership for Market Implementation: insumos metodológicos y series asociadas a escenarios de emisiones*. Banco Mundial.

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA). Plan de Expansión de Transmisión 2022 (PESIN 2022). Noviembre, 2023.

Instituto Nacional de Estadística y Censo. (s. f.). *Estadísticas oficiales relacionadas con hogares, territorio y servicios energéticos*. Contraloría General de la República de Panamá.

Partnership for Market Implementation - Banco Mundial. Escenario de análisis de emisiones tendencial, citado en presentación de lanzamiento PEN 2026-2040.

Secretaría Nacional de Energía. (2016). *Plan Energético Nacional 2015–2050* (Gaceta Oficial Digital No. 28003-A, 5 de abril de 2016). Gobierno de la República de Panamá.

Secretaría Nacional de Energía. (2017). Actualidad energética - Panamá 2015-2017: Un sistema energético en transición. Actualización Plan Energético Nacional 2015-2050.

Secretaría Nacional de Energía. (2026). Presentación de lanzamiento del PEN 2026-2040: Pre-diagnóstico del sistema energético nacional. Marzo 2026.