

Perspectivas económicas y balances de energía

Luis Fernando Mejía

Fundador & CEO



18° Congreso Anual de Energía de Acolgen
Bogotá, 17 de septiembre de 2026

HACE 16 MESES, EN ESTE FORO

En mayo de 2025 se identificó el riesgo de racionamiento para la temporada seca 2026-2027; la información de hoy permite actualizar el diagnóstico y dimensionar sus consecuencias

LO QUE SE DIJO (MAYO DE 2025)

Riesgo de racionamiento: dic-2026 a feb-2027

Asociado a un fenómeno de El Niño y a una demanda por encima de la energía firme.

Brecha de energía firme de 2,0% en 2026

Con un crecimiento de la demanda de 2,5% anual.

En 2024 solo entró el 25% de la capacidad esperada

Demoras por fenómenos sociales, ambientales y de seguridad.

LAS CIFRAS DE HOY (SEPTIEMBRE DE 2026)

98% de probabilidad de un Niño muy fuerte

Pronóstico IRI-NOAA para oct-dic 2026.

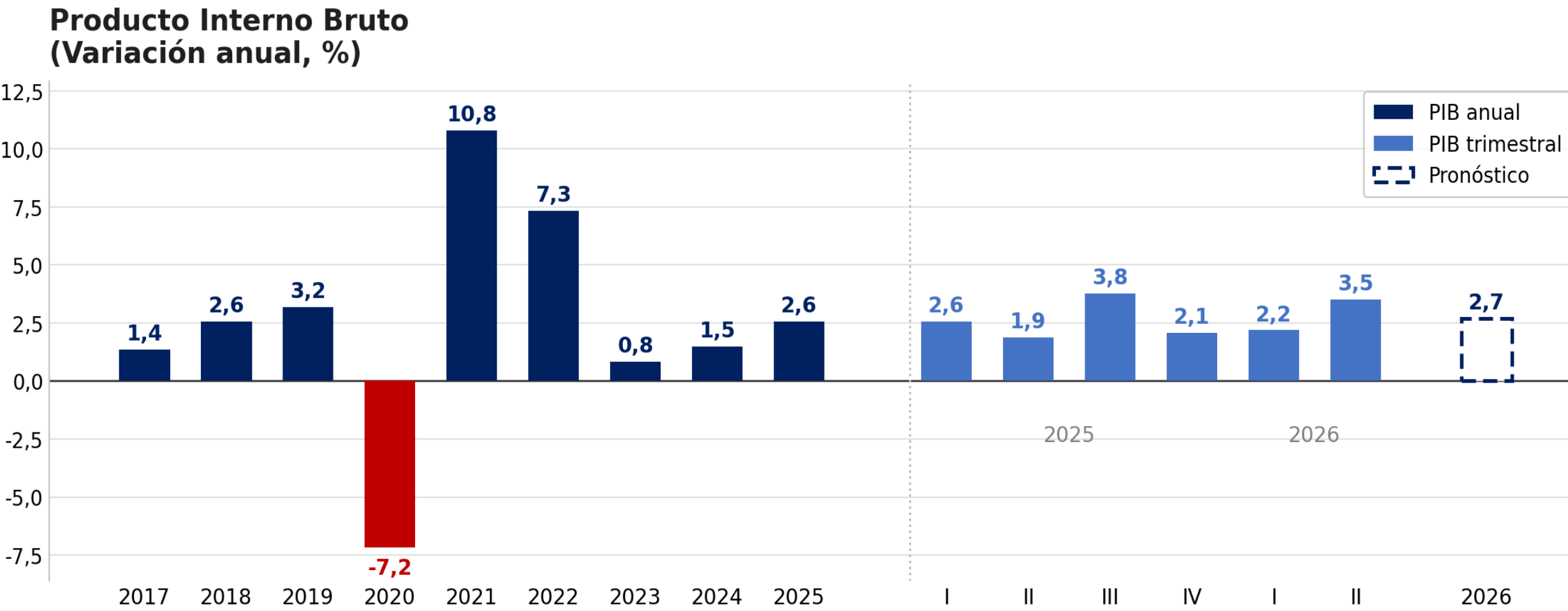
Energía firme 7,8% por debajo de la demanda

Vigencia 2026-2027. La demanda crece cerca de 6% anual, más del doble de lo proyectado.

En 2026 ha entrado solo 23%

1.027 de 4.475 MW esperados, con corte al 10 de septiembre.

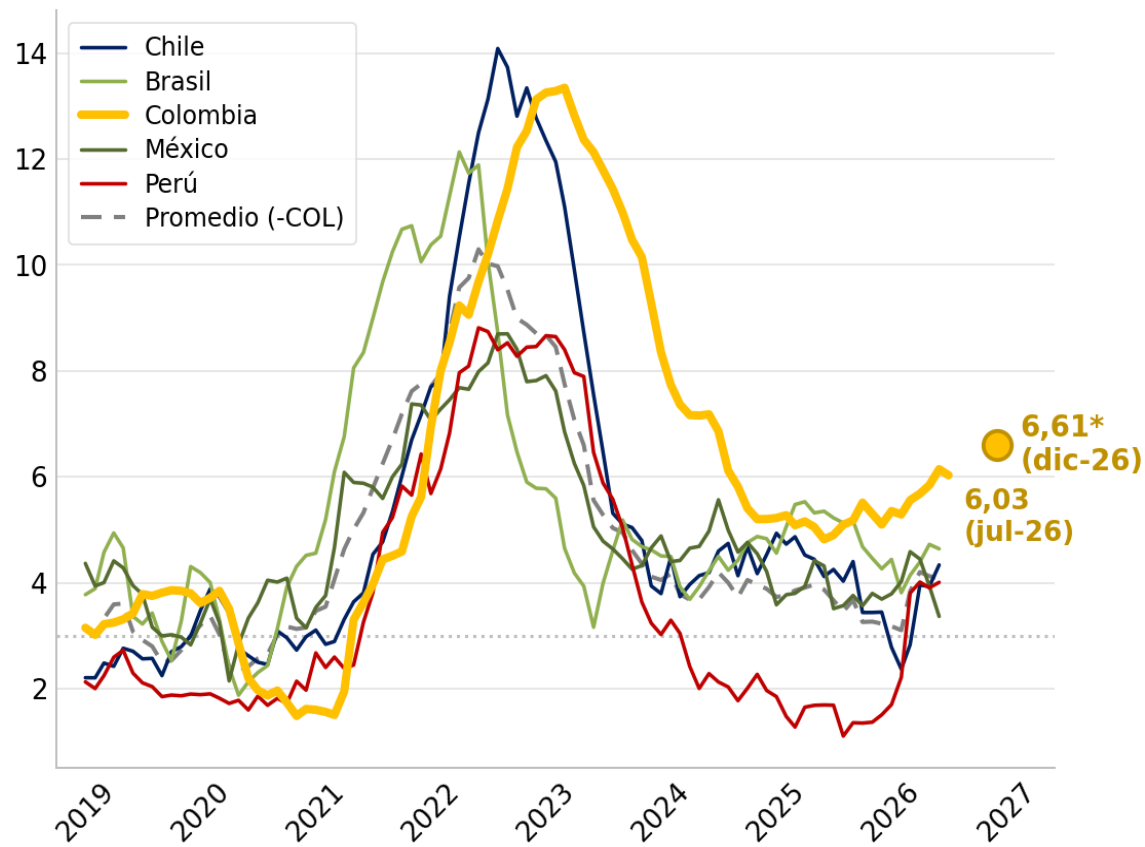
Crecimiento: la economía creció 2,6% en 2025 y se aceleró a 3,5% anual en 2026-II (2,9% en el primer semestre), impulsada por el consumo público. Lumen espera 2,7% en 2026, con sesgo al alza.



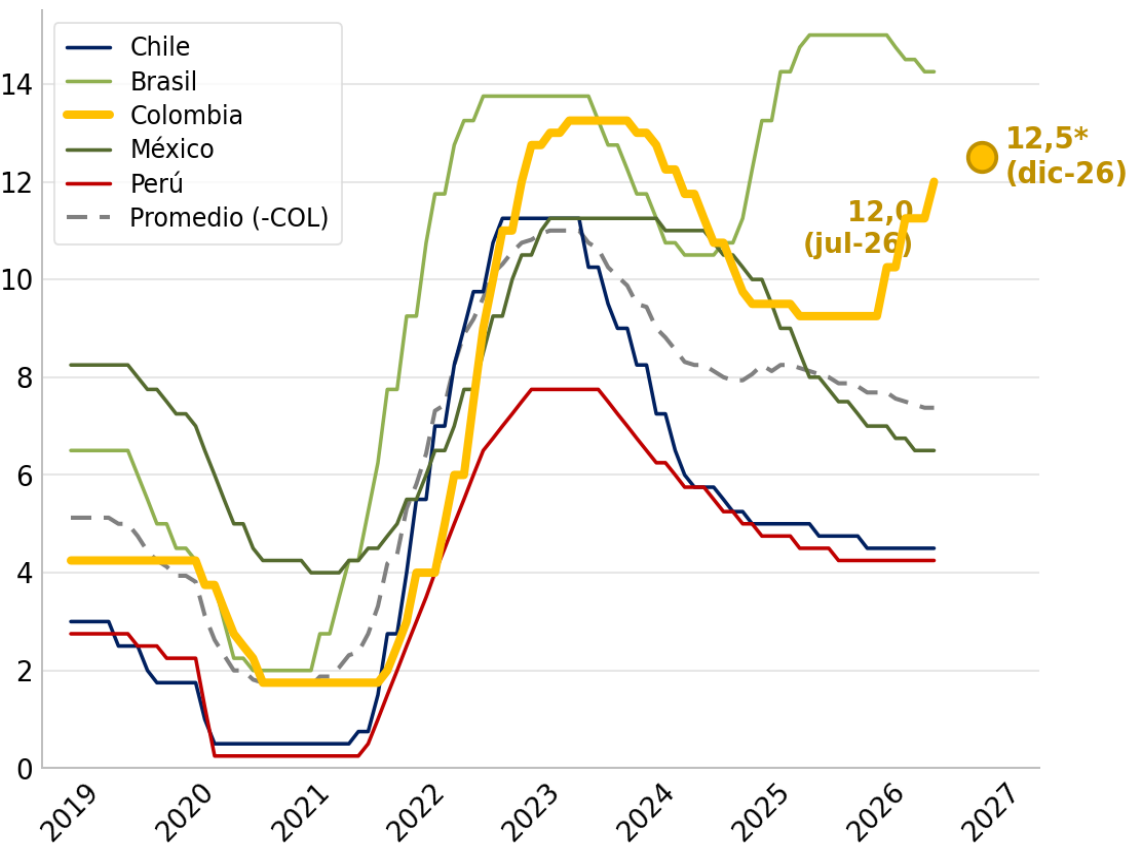
Fuente: Lumen Economic Intelligence con base en datos de DANE. Cifras de 2026 son proyecciones.

Inflación: el alza de la inflación y de sus expectativas desde marzo llevó al BanRep a subir su tasa 275 pbs, hasta 12%. Tras el respiro de julio (6,03%), en agosto repuntó a 6,24%; el mercado espera 6,6% en diciembre.

**Inflación total
(Variación anual %)**



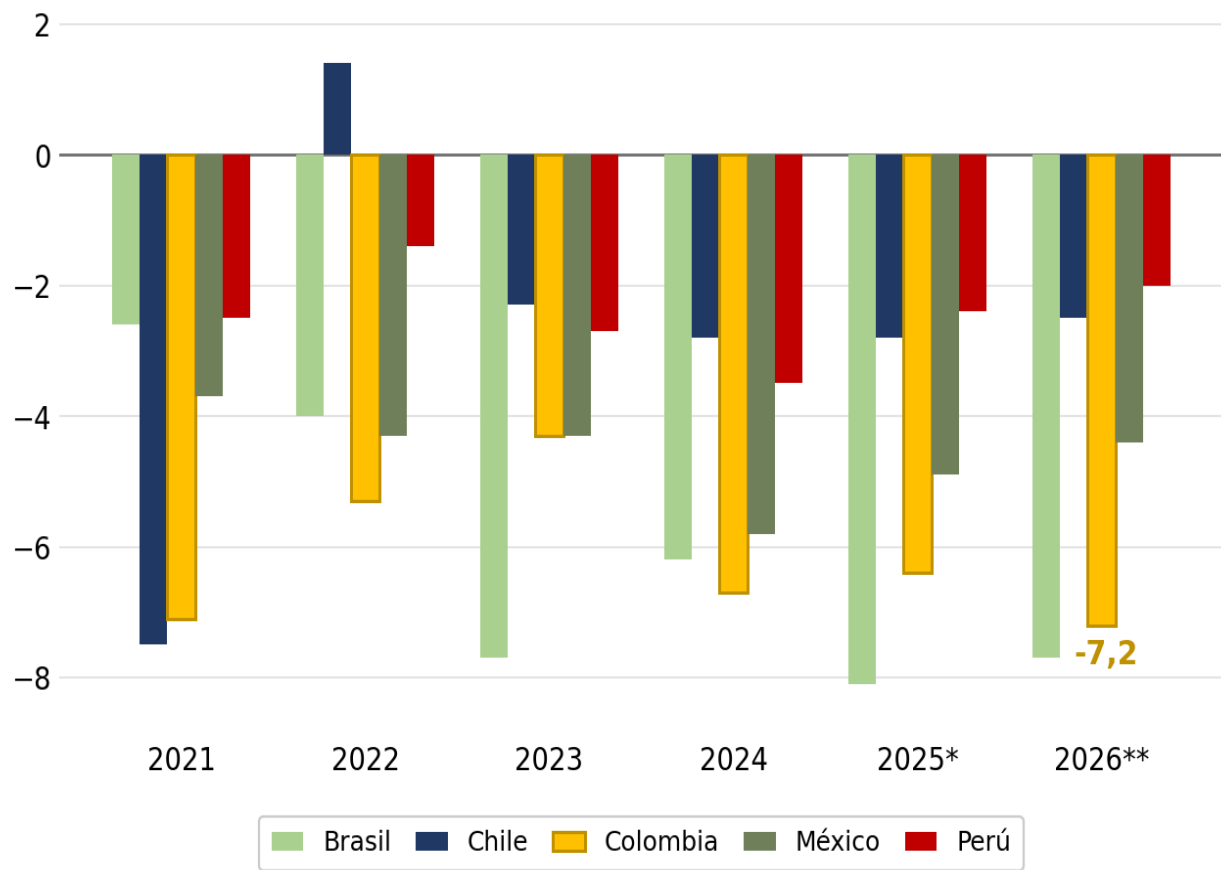
**TPM nominal en las principales economías de la región
(%)**



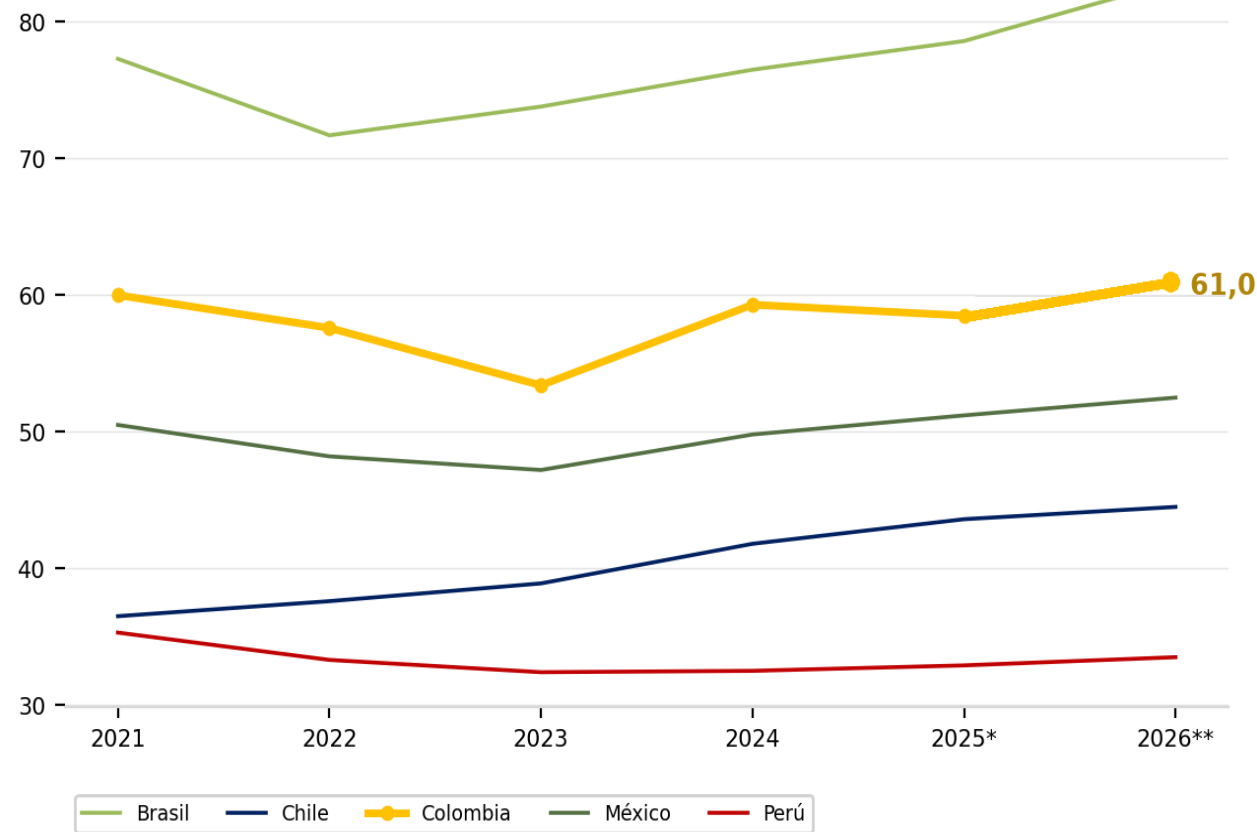
Fuente: BIS y DANE (inflación hasta jun-2026; Colombia hasta jul-2026. TPM hasta jul-2026). *Expectativas a dic-2026: Encuesta Mensual de Expectativas BanRep, jul-2026.

Fiscal: la actualización de las cuentas fiscales elevó el déficit oficial de 2026 de 5,3% a 7,2% del PIB; analistas estiman 9,4% consistente con el presupuesto de 2027. Menos espacio público para financiar choques internos.

Balance fiscal en América Latina
(% del PIB)



Deuda neta en América Latina
(% del PIB)

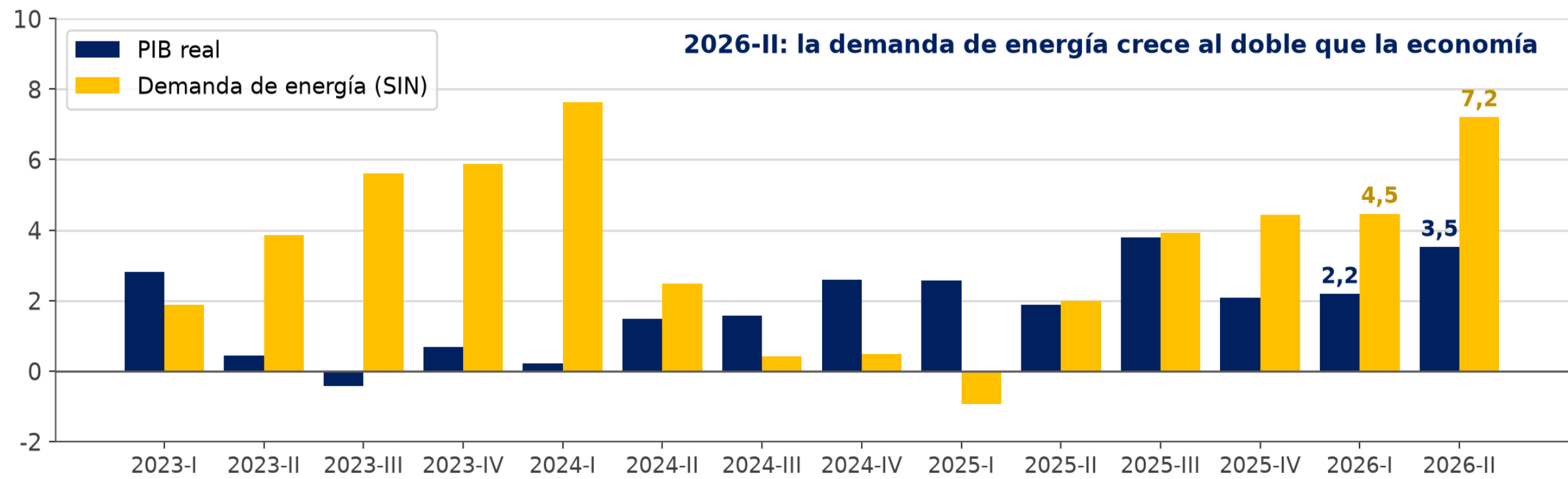


Fuente: MinHacienda (Col, GNC; Plan Financiero ago-2026), IMF WEO Abril 2026 (BRA, CHL, MEX, PER). *2025: observado, **2026: proyección.

Fuente: MinHacienda (Col, CARF), bancos centrales y ministerios de hacienda. *2025: observado, **2026: proyección.

Energía y crecimiento: la demanda de energía crece al doble que la economía (+7,2% frente a +3,5% en 2026-II). Con inflación de 6,24%, tasa de 12% y déficit fiscal de 7,2% del PIB, hay poco margen para amortiguar un choque.

Crecimiento del PIB real y de la demanda de energía del SIN (Variación anual, %)

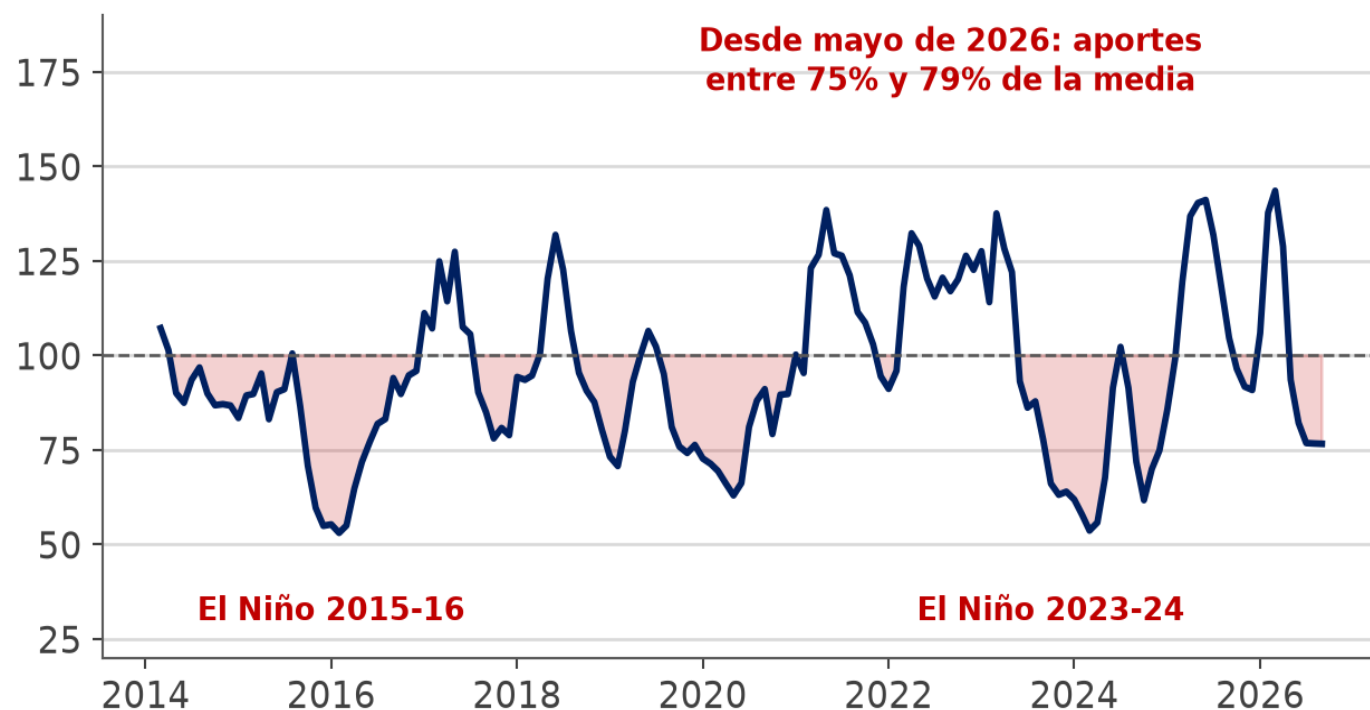


Fuente: Lumen con base en DANE (PIB trimestral, series encadenadas de volumen, datos originales) y XM (demanda de energía del SIN, API pública). Corte: 10-sep-2026.

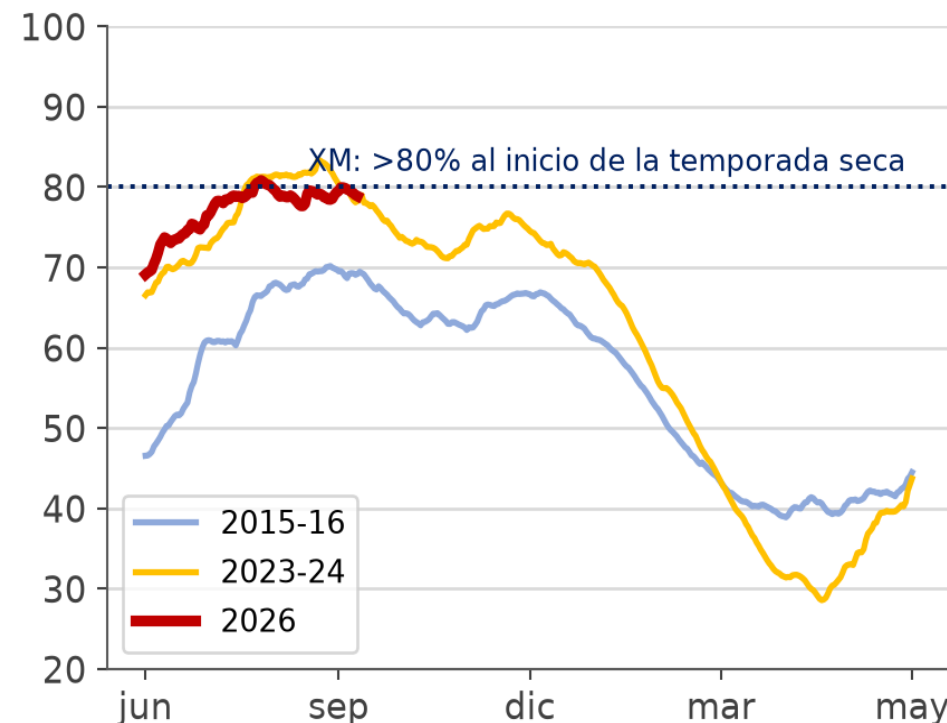
Hacia un Niño sin precedentes: desde mayo los aportes están entre 75% y 79% de la media, en plena temporada de lluvias; el embalse agregado (78,9%) no llega aún al 80% que XM considera como un mínimo adecuado.

Aportes hídricos y reservas del SIN

Aportes hídricos (% de la media histórica, prom. móvil 3 meses)



Volumen útil del embalse agregado (%)

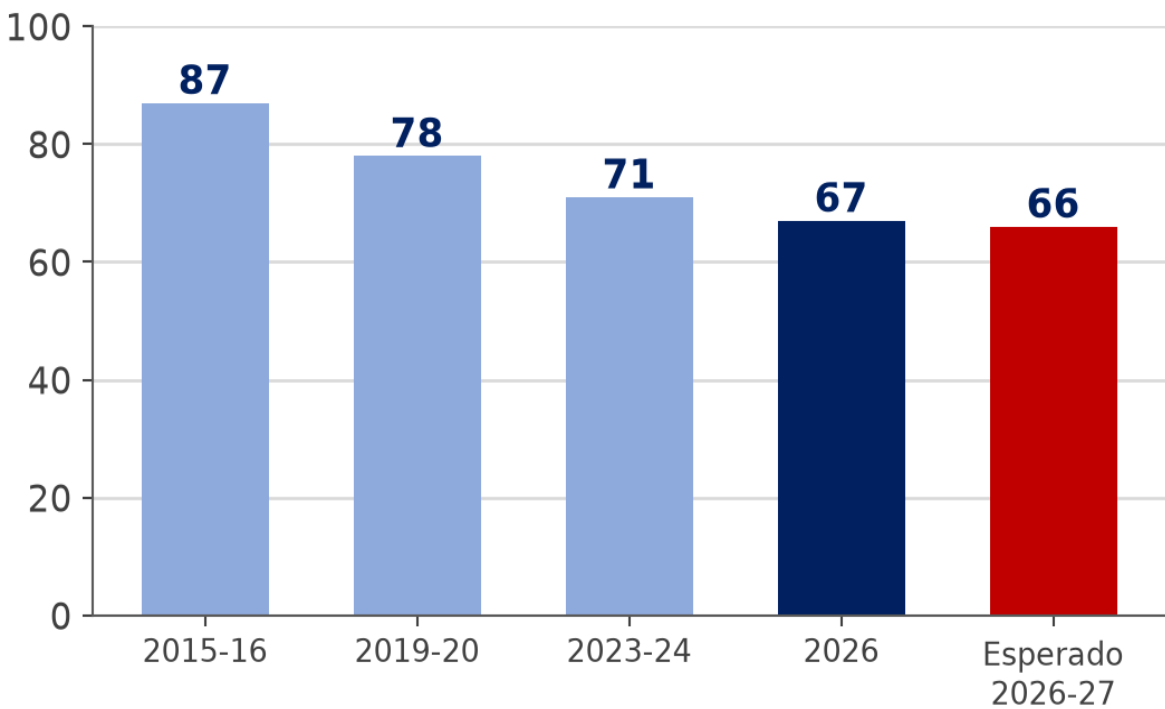


Fuente: Lumen con base en XM (API pública: aportes de energía, media histórica y volumen útil diario). Corte: 10-sep-2026.

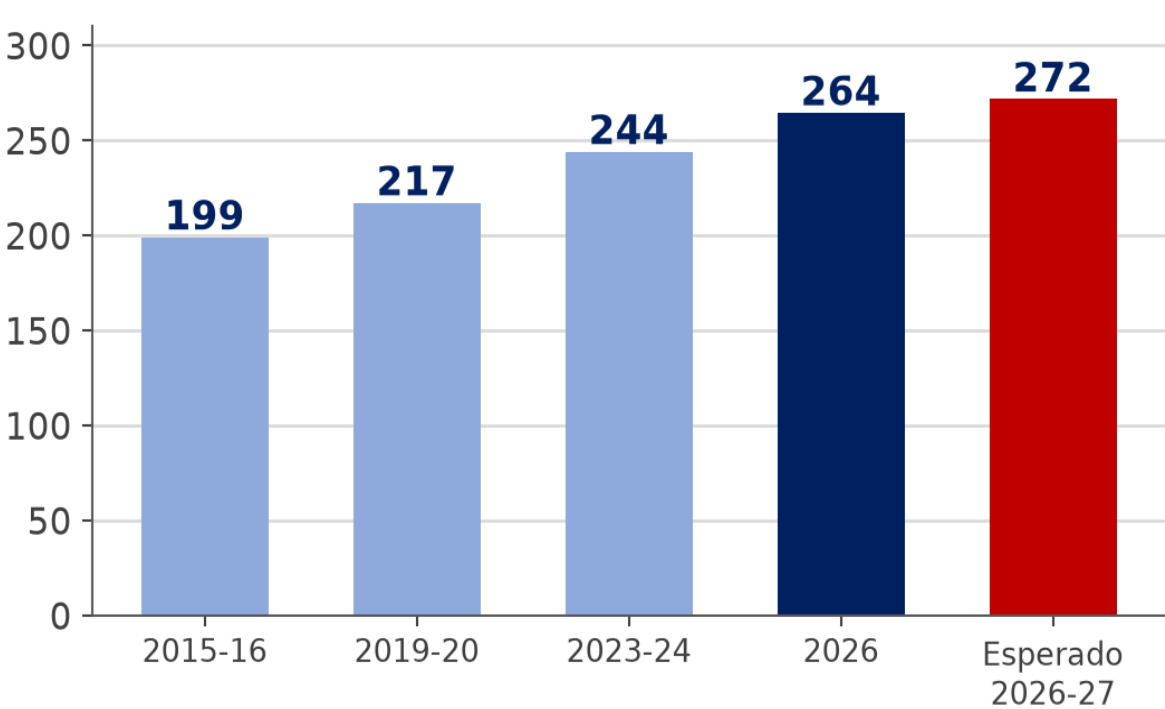
Menos colchón: desde el Niño 2015-16 la demanda máxima diaria pasó de 199 a 264 GWh, con una capacidad de embalse casi igual. Medida en días de demanda máxima, la capacidad de almacenamiento bajó de 87 a 67 días.

Menos colchón frente a una demanda récord

Almacenamiento, en días de demanda máxima



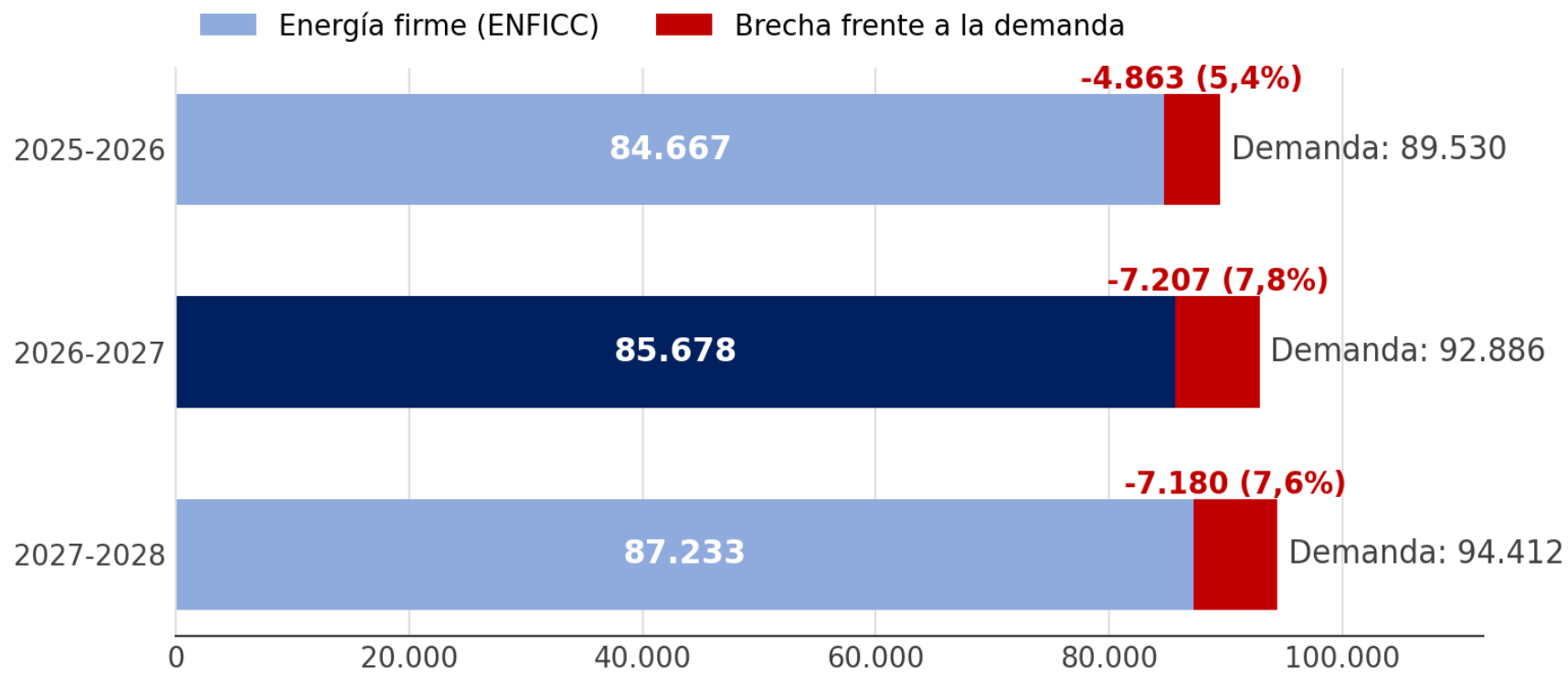
Demanda máxima diaria en temporada seca (GWh)



Fuente: Lumen con base en XM, Boletín energético #359 (p. 33). Capacidad de los embalses en agosto: 17.286 GWh (2015) y 17.497 GWh (2026). Días = capacidad del embalse / demanda máxima diaria.

Balance oferta-demanda: en 2026-2027 la demanda esperada (92.886 GWh) supera la energía firme (85.678 GWh) en 7.207 GWh, unos 28 días de consumo. La brecha eleva la exposición del sistema a una hidrología adversa.

Balance de energía firme frente a la demanda esperada, por vigencia (GWh/año)



Vigencia 2026-2027

7.207 GWh

de demanda sin energía firme que la respalde

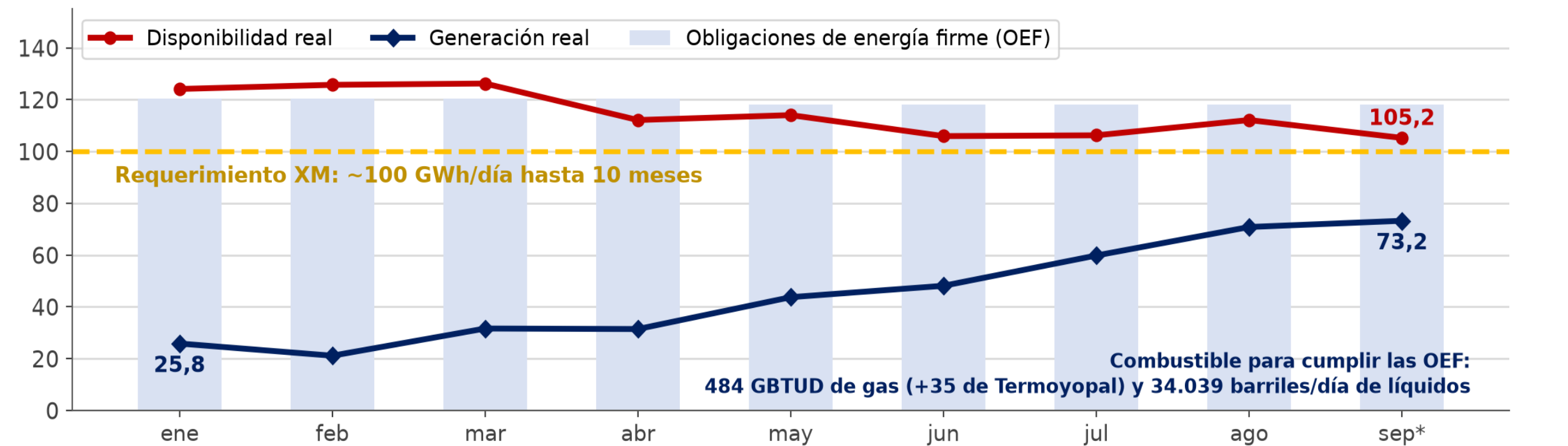
- = 7,8% de la demanda
- = 28 días de consumo del país
- = ~20 GWh/día en la vigencia

Referencia: en 1992 se racionaron 2.400 GWh. La brecha no es racionamiento, pero dimensiona el riesgo si falla el agua.

Fuente: Lumen con base en XM, Boletín energético #359 (p. 28): ENFICC de plantas existentes y proyectos con OEF en cada vigencia (dic-nov) vs. demanda media UPME (escenario medio, ago-2026). Días = brecha / demanda diaria media. La brecha no es un racionamiento previsto: es la energía que debe cubrir la hidrología, sin respaldo firme.

Térmicas y gas: la generación térmica casi se triplicó en 2026 (de 26 a 73 GWh/día), pero su disponibilidad cayó por debajo de sus obligaciones de energía firme. Sostener los ~100 GWh/día que pide XM exige asegurar gas y líquidos.

Parque térmico: obligaciones de energía firme, disponibilidad y generación en 2026 (GWh/día, promedio mensual)

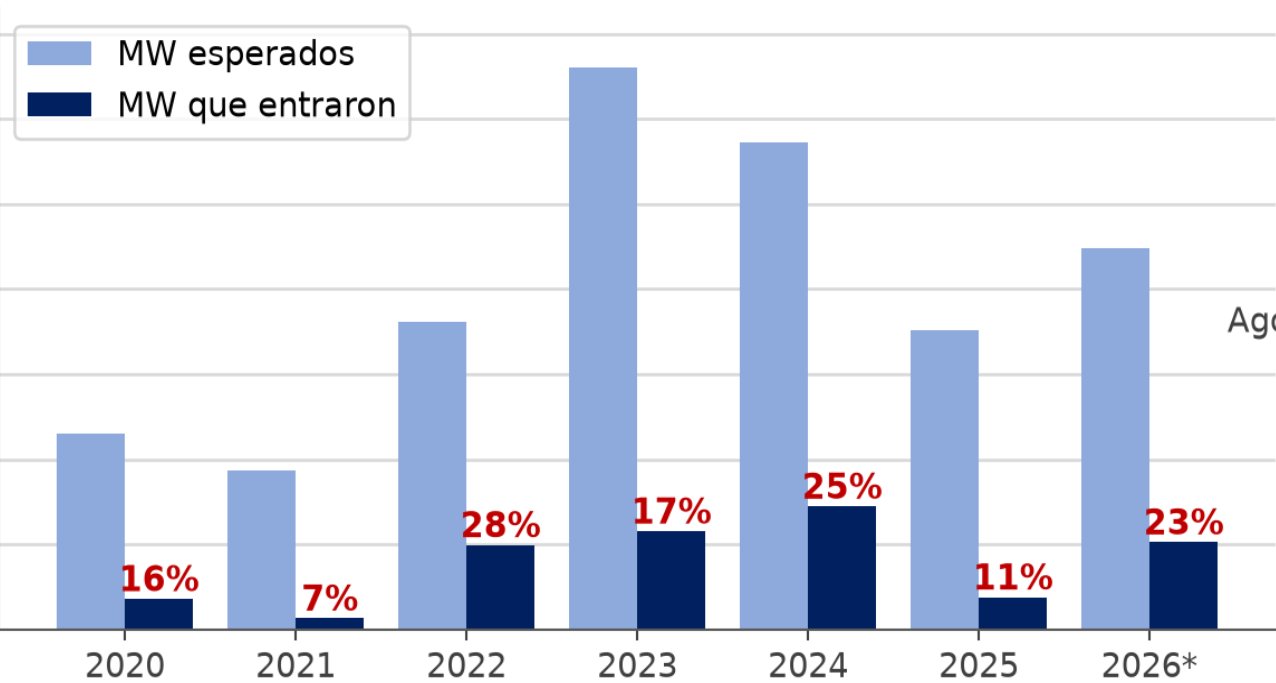


Fuente: Lumen con base en XM, Boletín energético #359 (pp. 12, 44, 49-51). Plantas térmicas despachadas centralmente. *Septiembre con corte al 8-sep-2026.

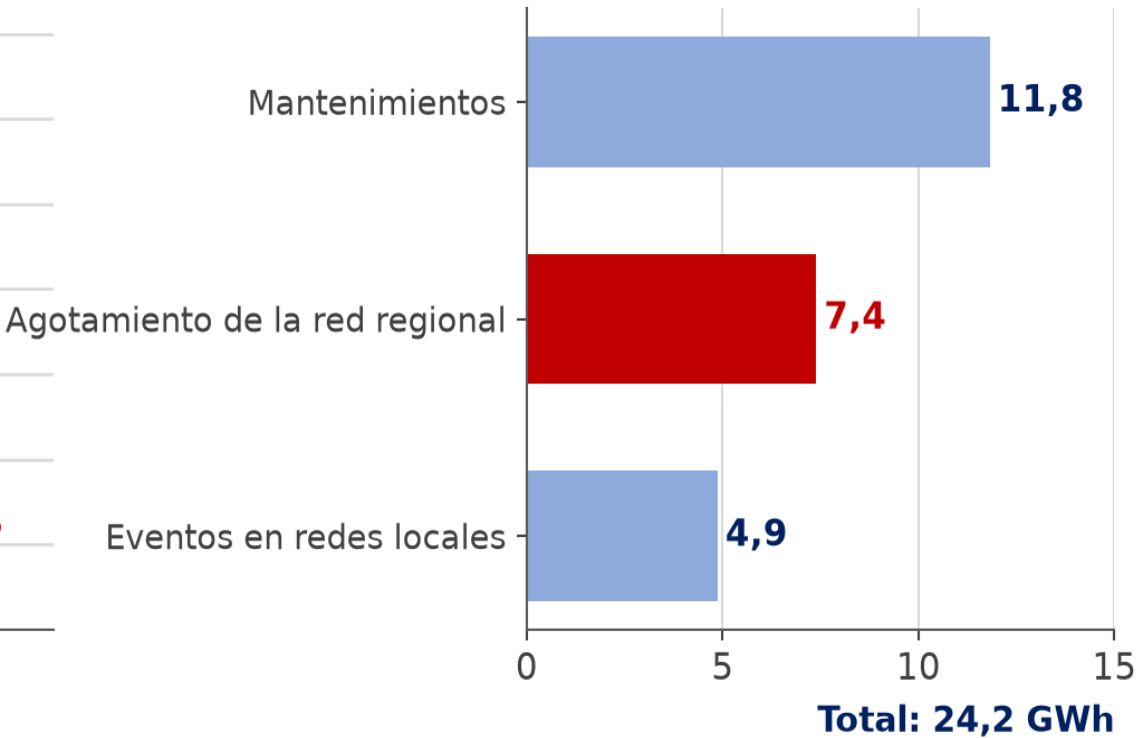
Expansión y red: en 2026 solo ha entrado 23% de la capacidad esperada y las restricciones de red ya provocan cortes en el Caribe. En el Oriente, Bogotá depende de que Chivor y Guavio operen sin interrupciones.

Expansión rezagada y red al límite

Capacidad esperada vs. la que entró cada año (MW)



Caribe: demanda no atendida, abr-sep 2026 (GWh)



Fuente: Lumen con base en XM, Boletín #359 (pp. 27, 30). %: MW ingresados / MW esperados de cada año; los proyectos reprogramados pueden repetirse entre años.
*2026 con corte al 10-sep-2026. Caribe: además, 0,13 GWh por esquemas de desconexión automática (EDAC).

1992: LO QUE PUDO EVITARSE

343 días de cortes. En plena crisis, Guillermo Perry (julio de 1992) identificó sus causas

LO QUE PASÓ

Cerca de 2.400 GWh racionados

Cerca de 7% de la demanda del periodo racionado; cortes de hasta 9-10 horas diarias entre marzo de 1992 y febrero de 1993.

Un costo de 1% a 1,3% del PIB

La industria fue protegida: hogares, comercio y oficinas públicas cargaron el ajuste.

Lo que se construyó después

Leyes 142 y 143 de 1994, mercado mayorista y cargo por confiabilidad: más de 30 años sin racionamiento nacional.

POR QUÉ (PERRY, 1992)

Térmicas no disponibles

Solo 64% de disponibilidad térmica y más de 450 MW fuera de servicio en plena sequía.

Una señal de precio equivocada

El despacho usaba un costo de racionamiento de \$28/kWh; al subirlo, la generación térmica aumentó de inmediato.

Buena parte era evitable

Hasta 81%, según modelos de la Comisión Nacional de Energía citados por Perry.

COSTOS EN TRES ESCENARIOS POSIBLES

Tres escenarios para la temporada seca 2026-2027; el más severo, comparable al racionamiento de 1992

LOS ESCENARIOS

Leve: 1,5% de la demanda, 4 meses

Diciembre a marzo; equivale a unos 20 minutos diarios de corte a todo el país.

Moderado: 5% de la demanda, 5 meses

Diciembre a abril; equivale a 1,2 horas diarias de corte a todo el país.

Comparable a 1992: 6,8%, 11 meses

La profundidad y duración de 1992 aplicadas a la demanda de hoy.

LAS TRES CAPAS

1. Costo económico

Energía no suministrada valorada al costo de racionamiento de la UPME, por escalones. Incluye el bienestar de los hogares.

2. PIB, empleo y pobreza

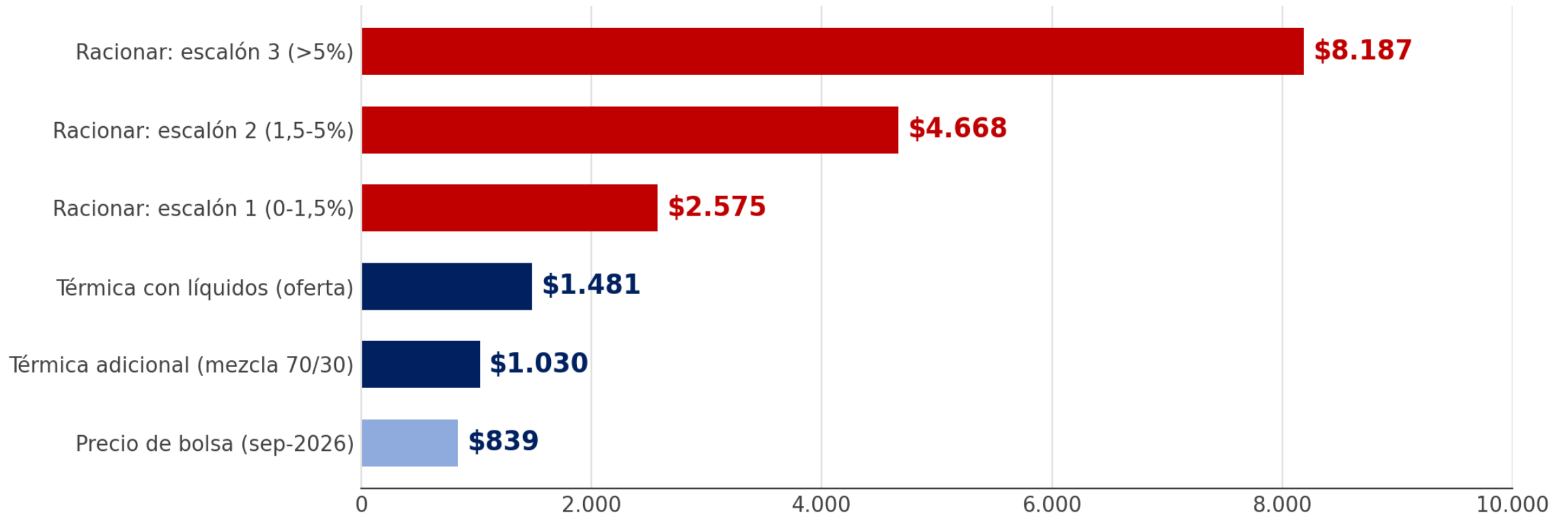
Simulación calibrada con 1992 (hasta 1,3% del PIB) y rangos de la literatura para Colombia.

3. El costo de asegurarse

Generación térmica adicional frente al costo de racionar cada kWh.

Costo de racionar: de acuerdo con la UPME, cada kWh racionado cuesta entre \$2.575 y \$8.187, entre 2,5 y 8 veces el kWh térmico.

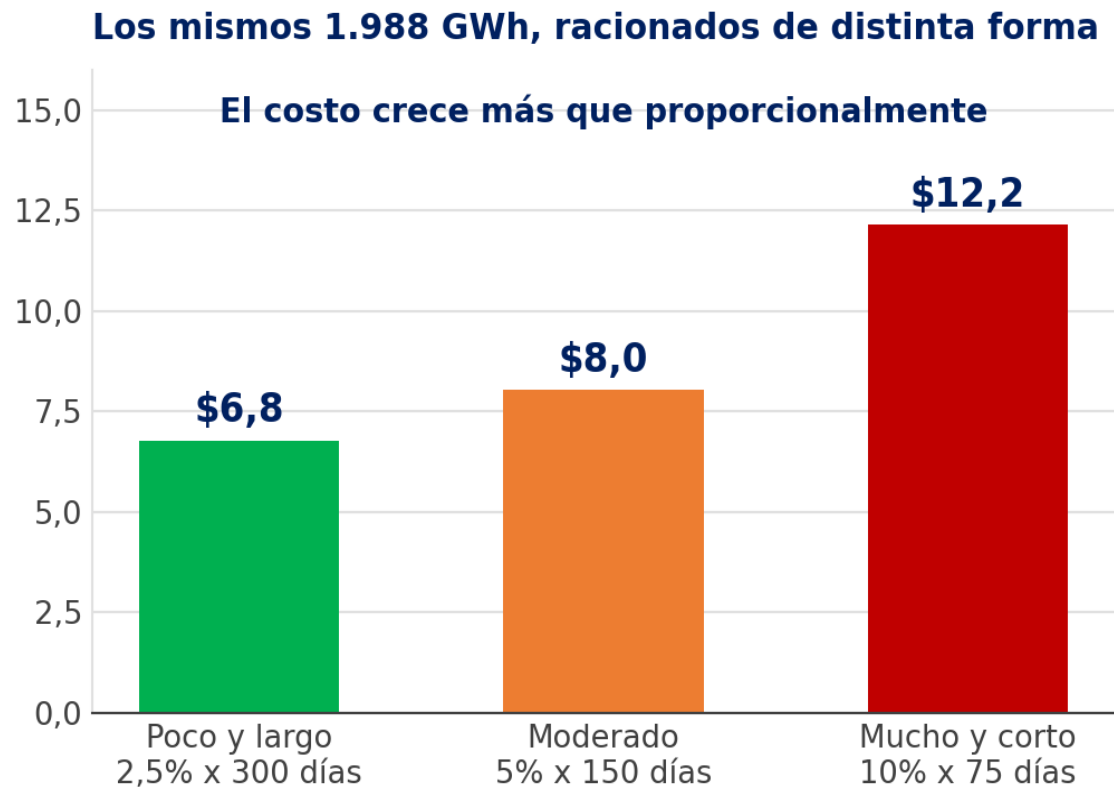
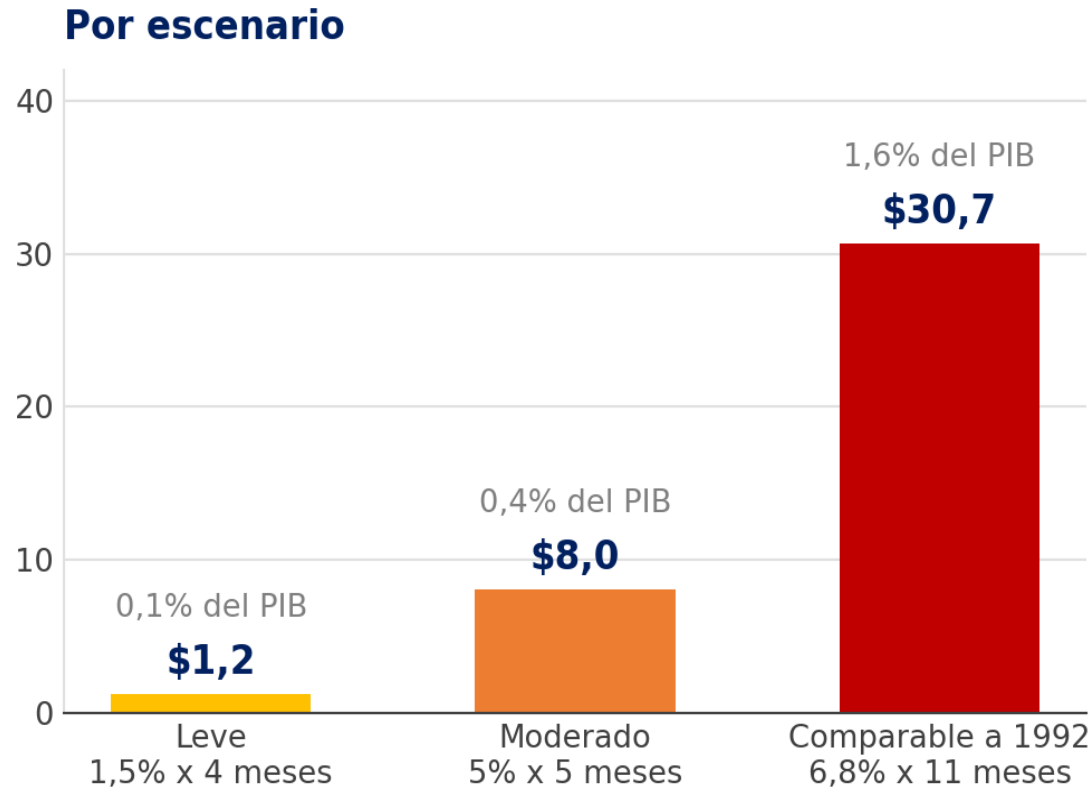
¿Cuánto vale un kWh? Costo de racionar frente a costo de generar (\$/kWh)



Fuente: Lumen, Modelo de costo de racionamiento; UPME, costos de racionamiento (sep-2026); XM #359 (pp. 3, 5, 12, 44, 49-51, 63). Los ~100 GWh/día son la máxima disponibilidad térmica del modelo de XM bajo series deficitarias. No es un contrafactual: no simula cuánto racionamiento evita esa generación, que depende de combustibles y red.

Costo económico: un racionamiento comparable al de 1992 costaría \$30,7 billones (1,6% del PIB). La forma importa: los mismos 1.988 GWh cuestan \$6,8 billones repartidos en el tiempo y \$12,2 billones concentrados.

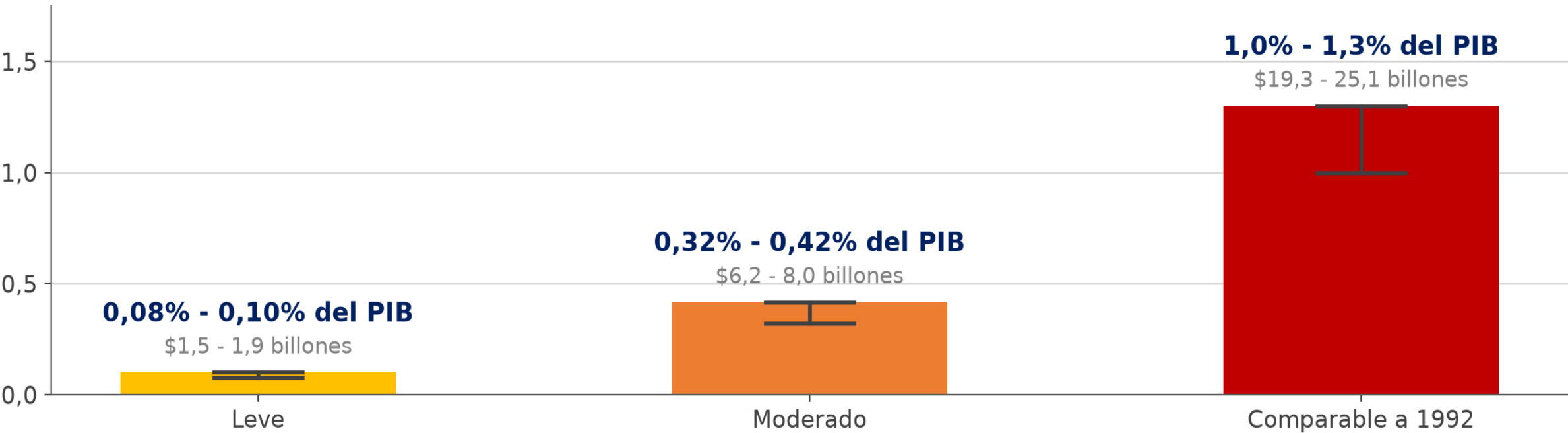
Costo económico del racionamiento (\$ billones)



Fuente: Lumen, Modelo de costo de racionamiento. Energía no suministrada x costo incremental operativo de racionamiento de la UPME (sep-2026) por escalones: \$2.575 (0-1,5%), \$4.668 (1,5-5%) y \$8.187 (>5%) por kWh. Incluye la pérdida de bienestar de los hogares; no es PIB. % del PIB de los últimos 12 meses.

Producción: en una simulación calibrada con 1992, un racionamiento comparable restaría hasta 1,3% del PIB (\$25 billones), con la pérdida concentrada en 2027. Uno moderado restaría hasta 0,4% del PIB (\$8 billones).

**Pérdida de producción: simulación calibrada con el racionamiento de 1992
(% del PIB anual)**

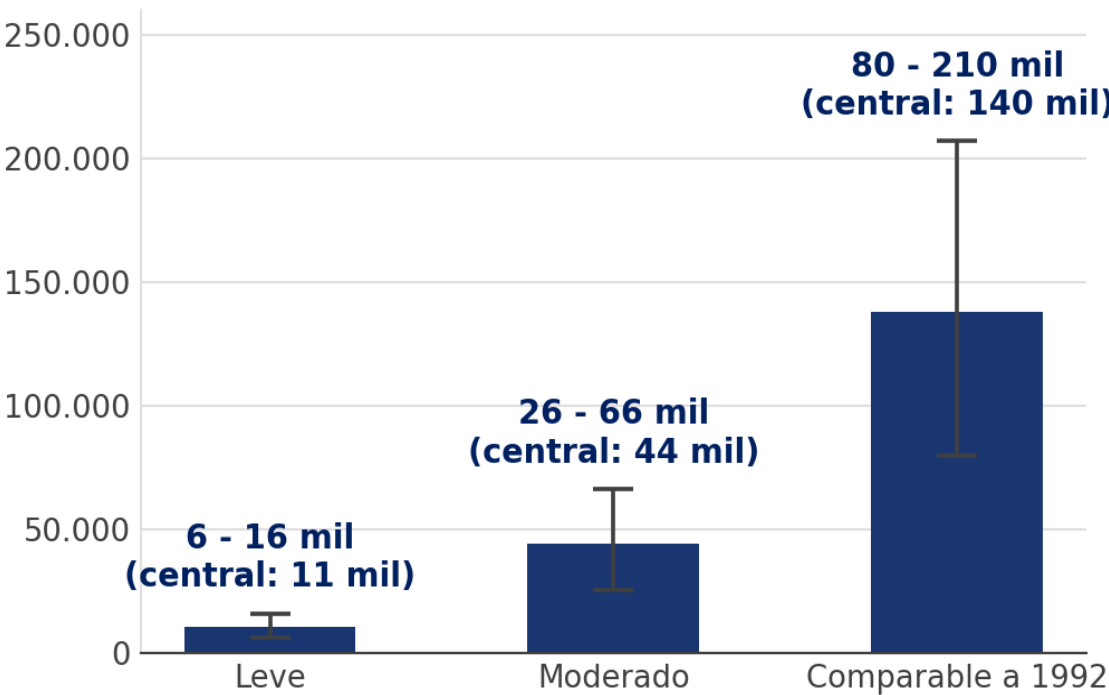


Fuente: Lumen, Modelo de costo de racionamiento. Valor agregado de 12 ramas (DANE) y demanda por actividad (XM), con grandes consumidores protegidos como en 1992. El episodio comparable a 1992 reproduce por construcción su costo histórico estimado (1,0%-1,3% del PIB); los demás escalan igual. Pérdida concentrada en 2027.

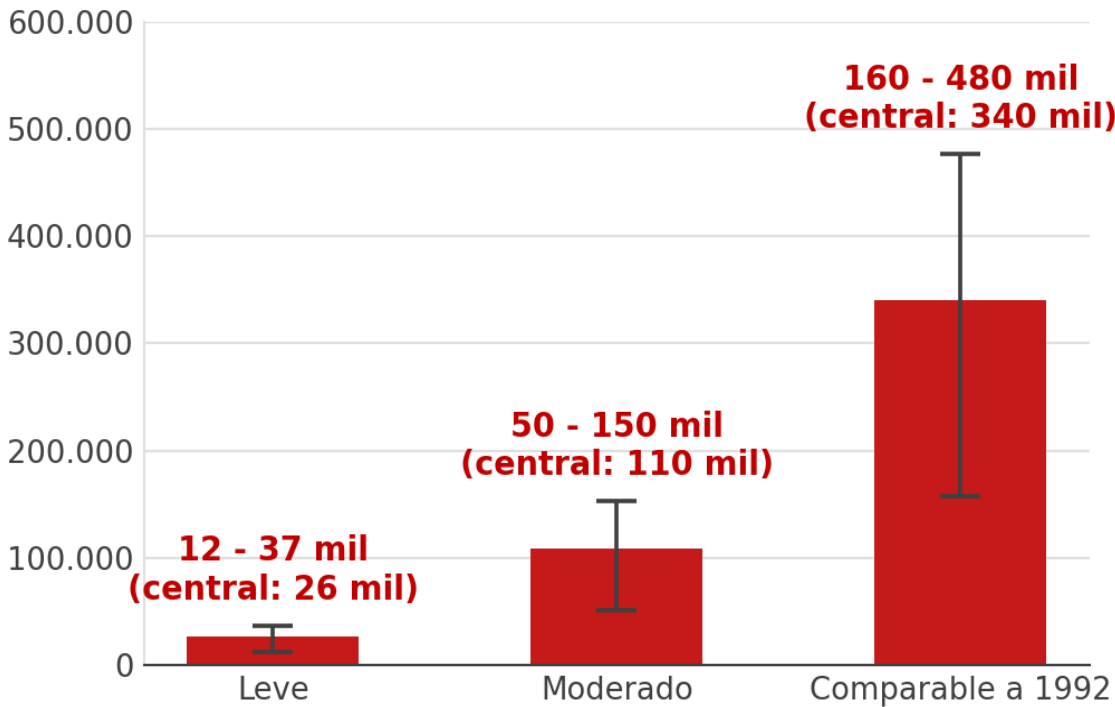
Empleo y pobreza: un racionamiento comparable al de 1992 podría destruir entre 80.000 y 210.000 empleos y llevar a entre 160.000 y 480.000 personas a la pobreza monetaria (valores centrales: 140.000 y 340.000).

Impacto social del racionamiento

Empleos perdidos (personas)



Personas adicionales en pobreza monetaria



Fuente: Lumen, Modelo de costo de racionamiento. Barras: valor central; líneas: rango de sensibilidad (no es un intervalo de confianza). Empleo: ley de Okun, 0,3 a 0,6 pp de desempleo por pp de PIB perdido (consistente con literatura para Colombia) sobre la fuerza de trabajo (DANE). Pobreza: 0,3 a 0,7 pp por punto de PIB (consistente con Fedesarrollo, 2024). PIB perdido: 1,0% a 1,3%. Cifras redondeadas.

TRES DECISIONES URGENTES

Las decisiones de los próximos meses pueden reducir el riesgo y el costo de un racionamiento

AHORA

1. Asegurar generación térmica disponible

Garantizar combustible, mantenimiento y liquidez para sostener la generación requerida durante la temporada seca.

2. Anticipar la gestión de demanda

Promover el ahorro con incentivos y concentrar las campañas en las horas de mayor exigencia para el sistema.

3. Resolver restricciones críticas de red

Priorizar las intervenciones en Caribe y Oriente y coordinar los mantenimientos de Chivor y Guavio para evitar restricciones simultáneas.

CRITERIOS PARA ACTUAR

Señales económicas que respalden la confiabilidad

La remuneración y los mecanismos de pago deben incentivar la disponibilidad y permitir financiar la operación de las plantas.

Expansión con reglas estables

Dar previsibilidad a la inversión y agilizar licencias, consultas y obras de transmisión para que los proyectos entren oportunamente.

Preparación ante cortes inevitables

Actualizar los protocolos de racionamiento. La programación, focalización y comunicación anticipada de los cortes deben buscar reducir el daño económico y social.

¿CUÁNTO CUESTA APAGARNOS?

La confiabilidad debe ser una prioridad económica: actuar a tiempo reduce el riesgo y los costos

EL DIAGNÓSTICO

Menor holgura para atender la demanda

La energía firme queda 7,8% por debajo de la demanda prevista para 2026-2027 (28 días de consumo).

Mayor exigencia sobre la generación térmica

Los bajos aportes hídricos y el pronóstico de un Niño muy fuerte exigen asegurar disponibilidad y combustible.

EL COSTO POTENCIAL

\$30,7 billones: 1,6% del PIB

Costo económico del racionamiento; la producción perdida llegaría a 1,3% del PIB (\$25 billones).

Posible pérdida de 80.000 a 210.000 empleos

El ejercicio también arroja entre 160.000 y 480.000 personas adicionales en pobreza monetaria.

Acciones: 1) asegurar generación térmica, 2) promover ahorro y 3) resolver restricciones críticas de red.

Por su impacto sobre la producción y el bienestar de los hogares, reducir el riesgo de racionamiento debe ser una prioridad de política económica inmediata.