

BOLETÍN DE BALANCE · UN MES DE ESTATUTO

Un mes de estatuto: lo que suponía la regla, lo que está pasando y lo que viene

Qué supuestos usó la Res. CREG 101 127, cuánto se están cumpliendo y hacia dónde vamos si El Niño se comporta como anticipa el XRO de Telus Energy.

+6,7 %

demanda de septiembre frente a 2025; la regla supone cerca de 3 %

-424 GWh

de térmica exigida que faltó en un mes: más de día y medio de demanda

9 abr

embalse parcial agotado si la térmica y la demanda siguen como van

EN 30 SEGUNDOS

La regla se calibró para unas condiciones de mercado irreales

Las curvas ISO-GT suponen una demanda que crece cerca de 3 % y los aportes de 2015-16. La demanda crece 6,7 %, y era previsible: en cada Niño la demanda se dispara por encima de su tendencia. En el último mes la demanda explicó la mayor parte del desvío; los aportes quedaron apenas por debajo de 2015-16.

La térmica falla por dos lados

Desde que la exigencia subió a 100 GWh/día, el CND programa unos 85, y de lo programado se genera el 92 %. En un mes faltaron 424 GWh: más de día y medio de demanda.

El incumplimiento térmico se centra en el gas

Dos de cada tres GWh no generados provienen de recursos que operan con este combustible. El carbón cumple mejor, pero su programa cayó de 32 a 20 GWh/día; lo reemplazan líquidos, más caros.

Si nada cambia, abril llega sin agua

Con El Niño que proyecta el XRO (telusenergy.co/nino34) —más fuerte que el de 2015-16 y con final en junio—, el embalse parcial llegaría a 5 % el 31 de marzo y se agotaría hacia el 9 de abril. Faltarían unos 2.300 GWh hasta fin de mayo: 9 días de demanda.

La diferencia la hace la térmica

Si cumple el 100 % de lo que exige la curva, el embalse llega a 29 % en marzo y no habría déficit.

El estatuto se acaba antes que El Niño

Vence el 31 de mayo; El Niño terminaría en junio. El mercado vuelve a precios libres justo con los embalses en su punto más bajo.

El estatuto, día a día · gratis y sin registro

telusenergy.co/indicadores

Alejandro Uribe
Telus Energy

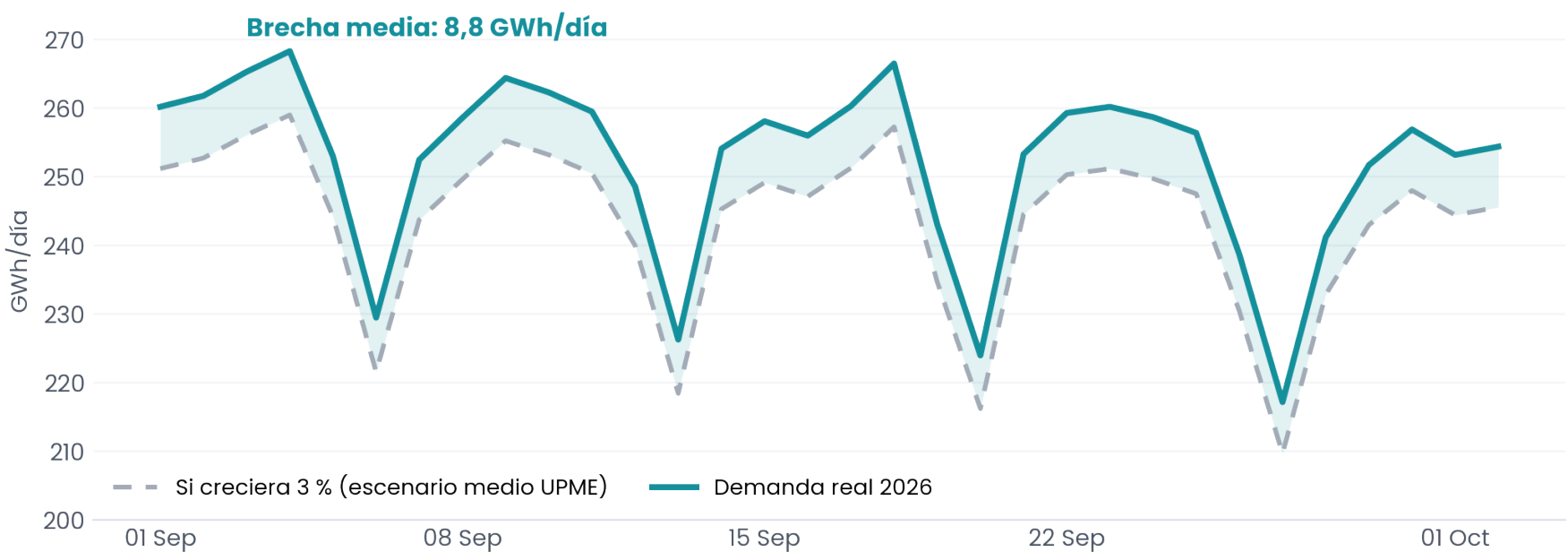
1 · ¿SE ESTÁN CUMPLIENDO LOS SUPUESTOS DE LA REGLA?

La regla supuso un año que **no estamos viviendo**

Las curvas ISO-GT son un balance de energía: cuánta agua entra, cuánta se consume y cuánta térmica hace falta para llegar al 30 % de embalse a final de abril. XM las construyó con la demanda del escenario medio de la UPME y los aportes de El Niño 2015-16.

1 LA DEMANDA VA POR ENCIMA DE LO PREVISTO

En septiembre la demanda del país promedió **252,6 GWh/día**, 6,7 % más que en septiembre de 2025 (XM). El escenario medio de la UPME supone un crecimiento cercano a 3 %: si eso se hubiera cumplido, cada día del mes habría consumido en promedio **8,8 GWh menos**.



Demanda diaria del SIN en septiembre de 2026 y la misma curva —con el mismo patrón de días hábiles y festivos— si hubiera crecido 3 % en lugar de 6,7 %. Fuente: XM (DemaCome), UPME; cálculos de Telus Energy.

No es una sorpresa. En los Niños recientes —2015-16 y 2023-24— pasó lo mismo: con el calor, la demanda se dispara por encima de su tendencia, sobre todo en la Costa. Era sabido que este supuesto de entrada no se iba a cumplir.

2 LOS APORTES: PEOR QUE 2015-16 EN LA TEMPORADA, PARECIDO EN EL ÚLTIMO MES

En lo corrido de la estación de invierno —la temporada de lluvias que XM mide desde mayo—, los aportes iban a mediados de septiembre **4.401 GWh por debajo de 2015-16**, unos 18 días de demanda (XM, Boletín 360). Septiembre cerró en 65,5 % de la media histórica y octubre va en 53 %: siete meses seguidos por debajo de lo normal.

Desde el 7 de septiembre el embalse parcial bajó **26 GWh/día**; con la térmica que realmente se generó, el balance de XM esperaba 16 GWh/día. De esos 10 GWh/día de diferencia, la mayor demanda explica entre 5 y 9; el resto, aportes ligeramente por debajo de 2015-16. Las exportaciones a Ecuador no pesan en este balance: quedaron suspendidas desde el 7 de septiembre con la entrada del estatuto.

Lectura: la regla está calibrada contra el peor año reciente de aportes, y hasta ahora los aportes se comportan casi así. Lo que no estaba en el libreto —aunque la historia lo anticipaba— es una demanda que crece al doble de lo previsto. Ningún parámetro de la curva se ajusta solo por eso.

2 · LO QUE NO SE PROGRAMA Y LO QUE NO SE GENERA

La térmica se queda corta por dos lados

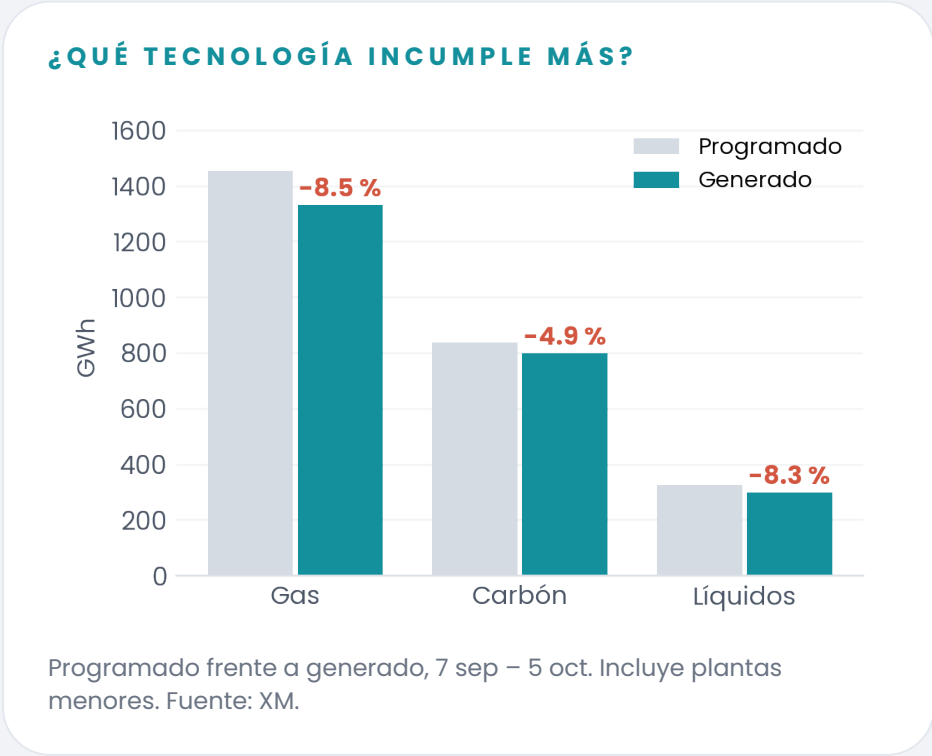
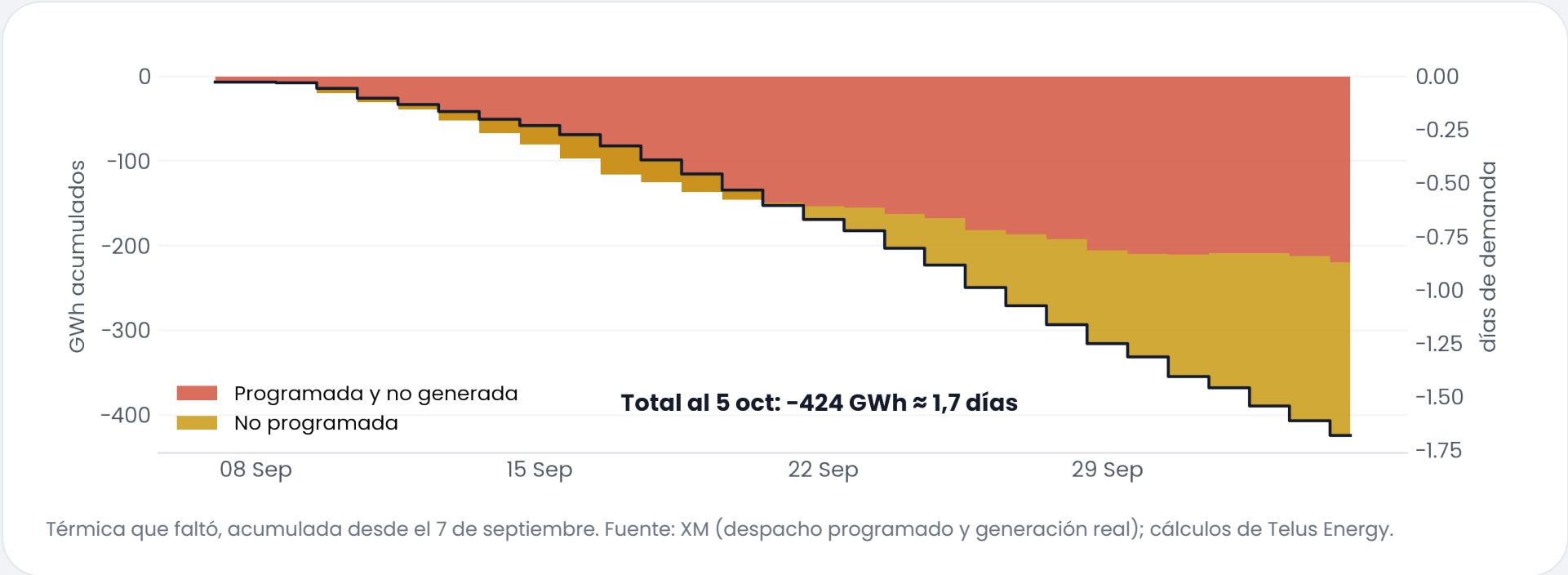
Desde el 22 de septiembre la regla exige 100 GWh/día de térmica. Hay dos formas de quedarse corto: que el CND no la programe completa, o que las plantas no generen lo programado. Están pasando las dos.

7 SEP – 5 OCT	GWH	DÍAS DEM.
Exigida por la curva	2.825	—
Programada por el CND	2.621	—
Generada	2.401	—
No programada	-204	0,8
Programada y no generada	-220	0,9
Total que faltó	-424	1,7

DOS MOMENTOS DISTINTOS

Las dos primeras semanas el CND programó lo exigido (95 GWh/día) y la falla fue de ejecución: se generó entre 86 % y 92 % del programa.

Cuando la exigencia subió a 100, el programa no la siguió: se quedó en 84–86 GWh/día. La ejecución mejoró (93–96 %), pero sobre un programa más corto.



El gas dejó de generar **124 GWh**, 8,5 % de lo programado: dos de cada tres GWh no generados. Los líquidos fallaron en proporción parecida (8,2 %) sobre volúmenes menores. El carbón cumple mejor (-4,8 %), pero el CND le programa cada vez menos: de 32 a 20 GWh/día en un mes.

Una precisión necesaria: buena parte de lo que no genera el gas no depende de la planta sino del combustible. Para que la orden del artículo 10 se cumpla, el Ministerio debe asegurar la cadena de abastecimiento de gas natural y el cumplimiento de los contratos en todos sus eslabones, como ya lo ha hecho con otros combustibles.

En días de demanda: lo que faltó en un mes equivale a más de día y medio de consumo del país. A este ritmo — unos 19 GWh/día por debajo de lo exigido— el faltante sumaría unos 3.400 GWh al 31 de marzo: más de 13 días de demanda.

3 · SI EL NIÑO SE COMPORTA COMO ANTICIPA EL XRO

Si nada cambia, abril llega sin agua

+3,5 °C

pico de El Niño en diciembre, casi un grado sobre 2015-16

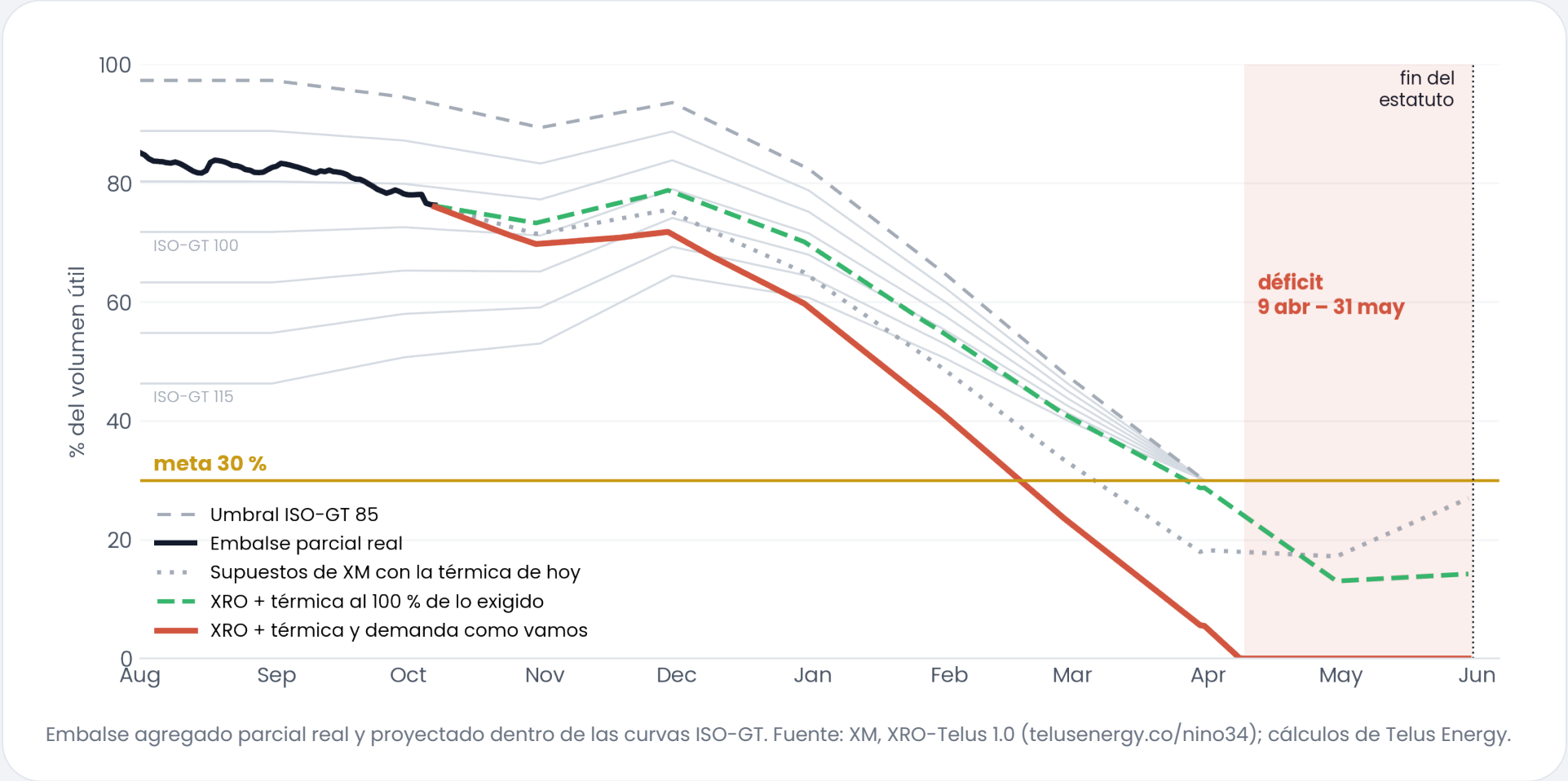
jun-2027

fin del evento, un mes después que en 2016 (rango may-sep)

72 %

probabilidad de La Niña en el invierno 2027-28

Para los aportes eso significa dos cosas: hasta marzo, un comportamiento parecido al de 2015-16 —lo que vimos en el último mes—; y una recuperación tardía: abril de 2027 se parecería a marzo de 2016, todavía seco. Con esos aportes, la demanda creciendo como hoy y la térmica generando como en las últimas dos semanas (81 % de lo exigido):



FECHA	QUÉ PASA
23 oct	Bajo la curva 100: la exigencia sube a 105
9 dic	Bajo la curva 110
26 dic	Bajo la 115, la última: ni toda la térmica firme alcanza para llegar al 30 %
31 mar	Embalse parcial en 5,5 %
9 abr – 31 may	Déficit: ~2.300 GWh, 17 % de la demanda diaria

ESCENARIO	31 MAR	DÉFICIT
Como vamos	5,5 %	2.300 GWh
Desvío de demanda a la mitad	11,8 %	1.200 GWh
Térmica fija en 100 GWh/día	20,0 %	al límite
Térmica al 100 % de lo exigido	28,8 %	no
Supuestos XM, térmica de hoy	18,3 %	no

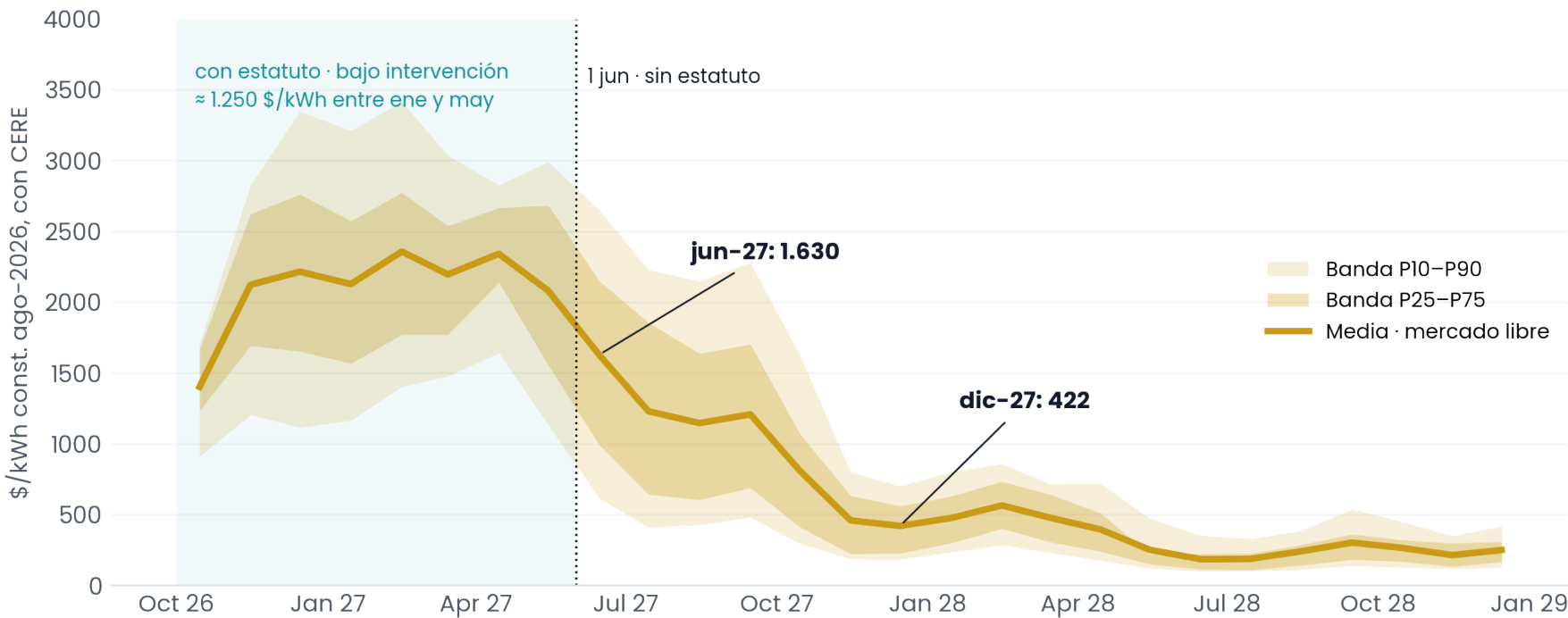
La conclusión es simple: la variable que separa un abril con déficit de uno manejable es el cumplimiento térmico. Con la térmica al 100 % de lo exigido el sistema no llega al 30 %, pero tampoco se queda sin agua.

4 · CUANDO SE ACABE EL ESTATUTO

El estatuto vence el 31 de mayo; El Niño, en junio

El mercado vuelve a funcionar sin intervención justo cuando los embalses estarían en su punto más bajo y las lluvias todavía no habrían llegado. Ese día desaparecen la curva de oferta del artículo 11, el techo del artículo 12 y la térmica forzada del artículo 10; las hidráulicas vuelven a ofertar el agua a su propio valor y, con la bolsa sobre el precio de escasez, las OEF se exigen.

PROKUS MEDIANO PLAZO · PRECIO DE BOLSA MENSUAL, MERCADO LIBRE



Media y bandas de 55 escenarios hidrológicos con El Niño del XRO. \$/kWh constantes de agosto de 2026, incluye CERE (73 \$/kWh). Corrida del 9 de octubre de 2026. Fuente: Prokus Mediano Plazo, Telus Energy.

1 ANTES

Entre enero y mayo, con el estatuto, la bolsa promediaría cerca de **1.250 \$/kWh**. Sin él, el mercado libre estaría entre 2.100 y 2.350.

2 JUNIO, SIN ESTATUTO

Precio libre esperado de **1.630 \$/kWh**, con una banda muy amplia: entre 620 y 2.650.

3 JULIO A SEPTIEMBRE

Baja a **1.150–1.230 \$/kWh** a medida que vuelven las lluvias.

4 CON LA NIÑA

Cae a **420–460 \$/kWh** en noviembre y diciembre: tres cuartas partes menos que en junio.

Un escalón en junio y una caída fuerte en el segundo semestre: un perfil difícil de cubrir con contratos de precio fijo, que conviene modelar con escenarios y no con un solo número. Queda además la pregunta regulatoria —prórroga o estatuto definitivo antes de que termine El Niño—, que debería conocerse antes de abril, cuando se contrata el segundo semestre de 2027.

PROKUS · MEDIANO PLAZO

El precio de bolsa de los próximos cinco años, mes a mes, en 55 escenarios hidrológicos. Banda P10–P90, caso central y señal horaria, con sus propios supuestos.

telusenergy.co/prokus

CONTRAFACTUAL · 7 DE SEPTIEMBRE A 6 DE OCTUBRE DE 2026

¿Y si no hubiera estatuto? Un mes de mercado sin intervención

Simulamos el despacho hora a hora de los últimos 30 días con las ofertas que las térmicas presentaron antes del estatuto y con hidroeléctricas que ofertan como lo hicieron en 2023, el año análogo más reciente: mismo embalse, mismos aportes, El Niño en desarrollo y sin intervención de precios.

+2 a +4 pp

más de embalse parcial hoy: 78,5 % a 80,8 %, frente al 76,4 % real

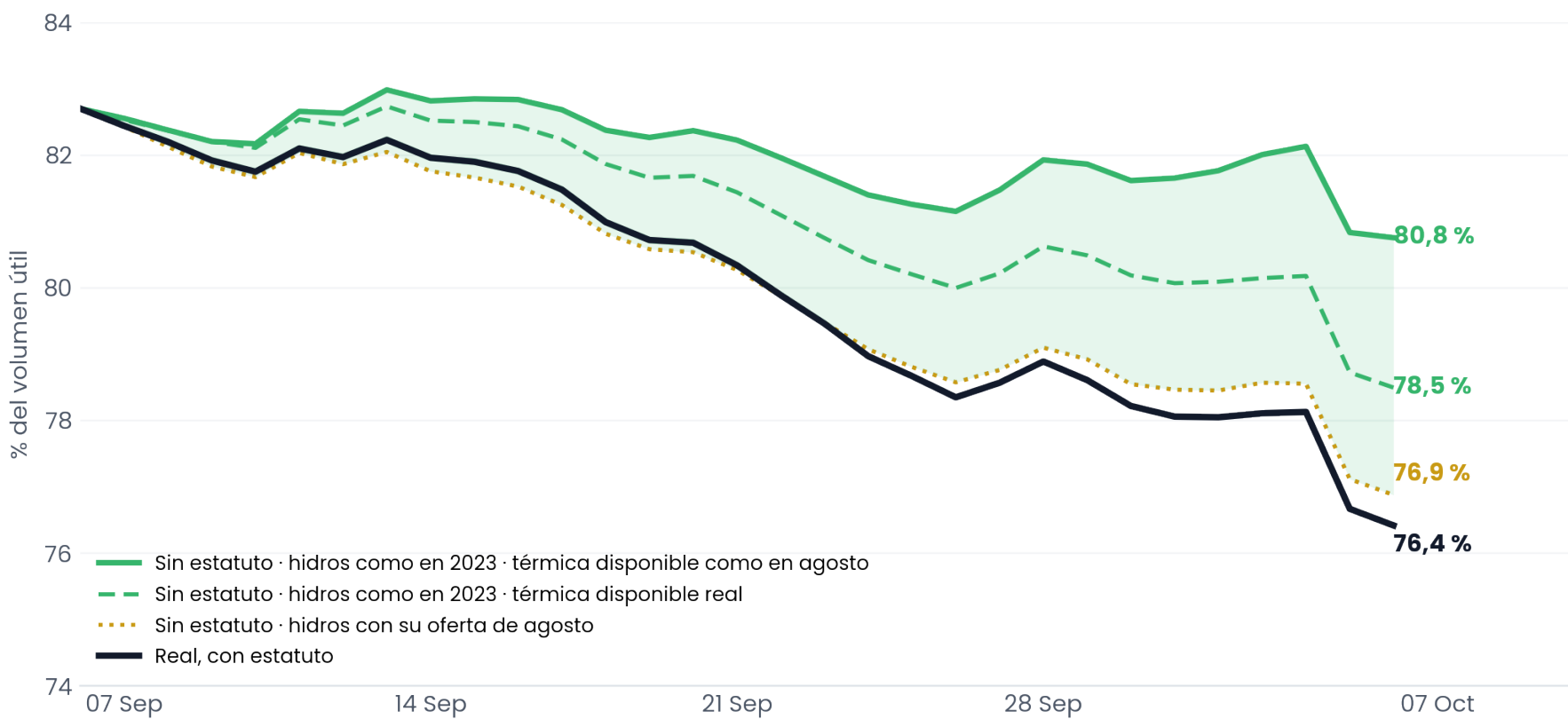
92–101

GWh/día de térmica generada, frente a 83 con el estatuto

\$1.230

por kWh de bolsa promedio, frente a \$630; en el precio de escasez casi 2 de cada 3 días

EMBALSE PARCIAL: REAL Y SIN ESTATUTO



Embalse agregado parcial (21 embalses, 12.466,6 GWh). La diferencia es la térmica adicional despachada en cada escenario, acumulada desde el 7 de septiembre. Fuente: XM; modelo de despacho de Telus Energy.

El estatuto compró **precio**, no agua.

Con las hidros ofertando como en 2023, el mercado habría despachado **entre 260 y 540 GWh más de térmica** en un mes —uno a dos días de demanda— y lo habría hecho por precio, sin una curva que lo exija. La bolsa habría estado cerca del doble.

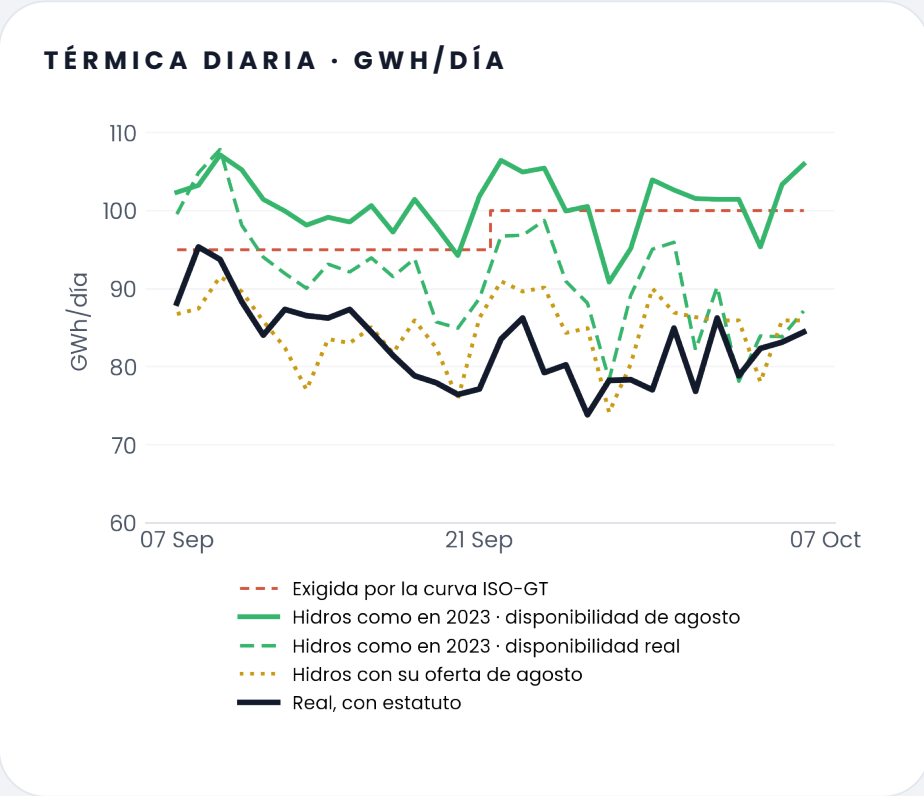
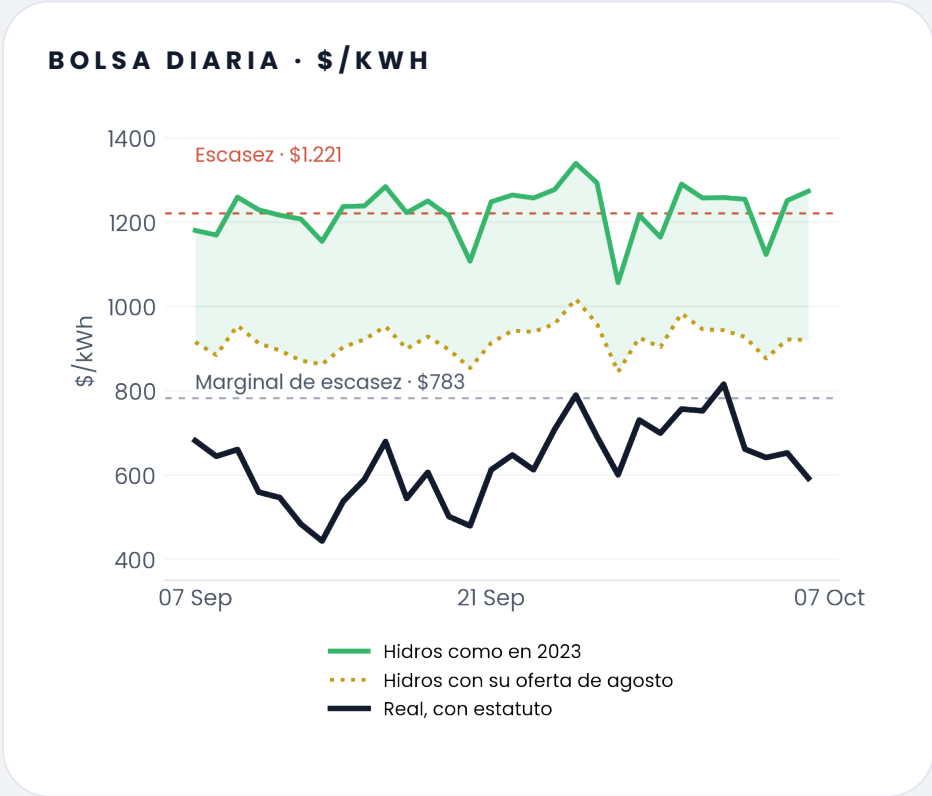
Si las hidros no hubieran cambiado su oferta de agosto, el mercado habría despachado **la misma térmica que el estatuto** (80–85 GWh/día), con la bolsa en \$920.

LOS RESULTADOS, ESCENARIO POR ESCENARIO

¿Sería mejor esa regla? Para la seguridad, sí; para el precio, no

7 SEP – 6 OCT · 30 DÍAS	BOLSA \$/KWH	TÉRMICA GWH/DÍA	Δ TÉRMICA GWH	EMBALSE 6 OCT	DÍAS ≥ ESCASEZ
Real, con estatuto	630	82,9	—	76,4 %	0
SIN ESTATUTO					
Hidros con su oferta de agosto · disp. térmica real	926	80,1	-82	75,8 %	0
Hidros con su oferta de agosto · disp. térmica de agosto	919	84,8	+57	76,9 %	0
Hidros como en 2023 · disp. térmica real	1.239	91,5	+259	78,5 %	21
Hidros como en 2023 · disp. térmica de agosto	1.226	100,9	+541	80,8 %	19

Térmica: generación real de los recursos despachados centralmente. Restricciones con estatuto: \$58/kWh en promedio (7 sep – 4 oct), frente a \$5,5 en agosto. Precio de escasez de activación: \$1.221/kWh.



Seguridad: el precio habría llamado más térmica que la curva

Con hidros ofertando por encima de casi todas las térmicas, el mercado despacha casi toda la térmica disponible: 92 GWh/día con la disponibilidad real y 101 con la de agosto, lo que exige la curva ISO-GT desde el 22 de septiembre y el estatuto no ha logrado.

Precio: el doble, pero con el seguro que ya existe

La bolsa habría estado en el precio de escasez 19 a 21 de 30 días. Ahí opera el Cargo por Confiabilidad: la energía cubierta con obligaciones de energía firme se paga a precio de escasez y los generadores deben entregarla. Con el estatuto esas obligaciones casi no se han hecho exigibles. Por cada kWh comprado en bolsa, la demanda pagó con estatuto entre \$240 y \$540 menos, contando las restricciones.

La variable que nadie controla: la térmica disponible

Desde el 7 de septiembre la térmica declaró 18 GWh/día menos de disponibilidad (112 → 94): ACPM -7,6, gas -7,3, carbón -3,9. Si la caída es por combustible, ningún precio la corrige; si es por incentivos, el estatuto la está causando. Esa diferencia vale 2 puntos de embalse al mes.

METODOLOGÍA · CÓMO SE CONSTRUYÓ EL CONTRAFACTUAL

Un despacho hora a hora, validado antes y después del estatuto

1. **Datos.** API de XM: precio de oferta, disponibilidad declarada, despacho ideal y generación real de cada recurso; demanda, bolsa, aportes y volumen útil. Periodos: 1 ago 2023 – 30 abr 2024 y 1 ago – 6 oct 2026. Restricciones: [telusenergy.co/indicadores](#).
2. **Despacho.** Para cada hora se ordenan por precio de oferta los recursos despachados centralmente, cada uno con su disponibilidad declarada de esa hora, hasta cubrir la misma energía que cubrió el despacho ideal real. Lo no despachado centralmente (menores, autogeneración) queda igual. El precio es la oferta del último recurso necesario.
3. **Térmicas.** Ofertan el promedio de su precio entre el 1 de agosto y el 6 de septiembre de 2026, antes del estatuto.
4. **Hidros, dos conductas.** (a) Su propia oferta promedio del 15 de agosto al 6 de septiembre de 2026, congelada. (b) La oferta que cada planta hizo el mismo día de 2023, multiplicada por 1,145: la relación entre las ofertas térmicas de 2026 y de 2023 antes de septiembre (mediana ponderada: \$802 y \$700).
5. **Disponibilidad térmica.** La real, posterior al estatuto (94 GWh/día), o la del 24 de agosto al 6 de septiembre (110 GWh/día).
6. **Del despacho al embalse.** A la térmica real se le suma la diferencia entre el escenario y el modelo con ofertas reales. Sin estatuto, la generación fuera de mérito vuelve a su nivel previo (6 GWh/día). Cada GWh térmico adicional se descuenta de la hidráulica de embalse: es una cota superior.

¿POR QUÉ 2023?

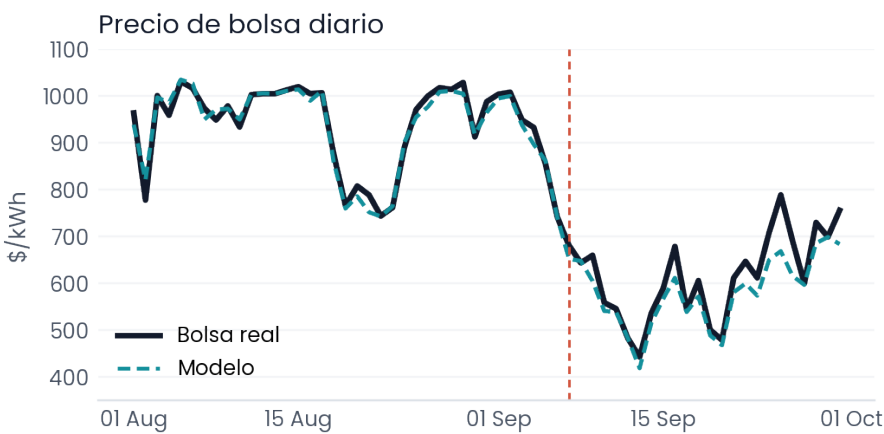
7 SEP – 6 OCT	2023	2026
Volumen útil del SIN	78,8 → 72,9 %	79,4 → 74,9 %
Aportes (% de la media)	55 %	58 %
ENSO	El Niño en desarrollo en ambos	
Bolsa (\$/kWh)	1.042	630
Bolsa a costos de 2026*	1.193	—
Oferta hidro ponderada*	869	344**

* A costos de 2026 (× 1,145); oferta ponderada por la disponibilidad de cada planta. ** Con estatuto (7–30 sep). La bolsa de 2023 a costos de 2026 (\$1.193) confirma el orden de magnitud del escenario (b).

DISPONIBILIDAD TÉRMICA DECLARADA



VALIDACIÓN: EL MODELO CON LAS OFERTAS REALES REPRODUCE LA BOLSA Y LA TÉRMICA



Sin estatuto (1 ago – 6 sep): error medio de la bolsa 1,4 % y de la térmica 6,7 GWh/día. Con estatuto (7–30 sep): 5,0 % y 8,2 GWh/día; ese sesgo se corrige en los escenarios. Las ofertas de octubre aún no se publican: del 1 al 6 de octubre se aplica el sesgo medio de septiembre.

LO QUE ESTE EJERCICIO NO CAPTURA

Inflexibilidades y arranques de las térmicas, restricciones de red y respuesta de la demanda al precio. La conducta de 2023 es un análogo, no un pronóstico: en 2026 hay más demanda y otro precio del gas. Un mes es una ventana corta para juzgar una regla que se mide en abril.

Fuentes: XM (API servapibi: PrecOfertaDesp, DispoDeclarada, Geneldea, Gene, DemaCome, PrecBolsNaci, AporEner, VoluUtilDiarEner); XM, curvas ISO-GT (Circular CREG 340 de 2026); Res. CREG 101 127 de 2026. Cálculos de Telus Energy. No constituye asesoría financiera.

ESCUELA DE LA ENERGÍA

MUY PRONTO

Aprenda a operar futuros de energía antes de arriesgar un peso.

Un simulador de Derivex con historia real de precios: subasta de cierre de los jueves, mercado abierto, garantías y llamados a margen. Como generador o como comercializador.



Únase a la lista de espera → telusenergy.co/derivex

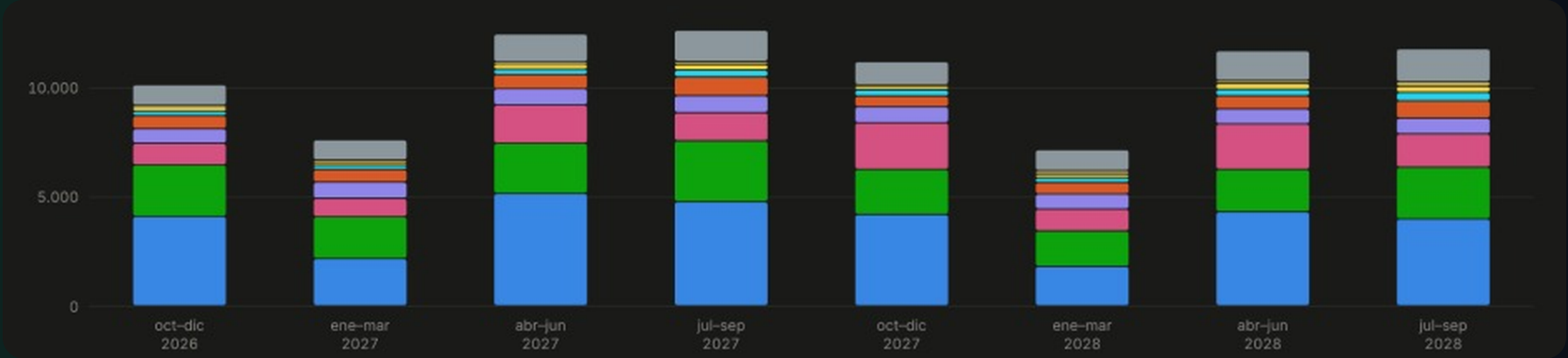
CON EL RESPALDO DE DERIVEX

RADAR G · VERSIÓN PAGA

NUEVO EN RADAR G

Ya cuenta con el calendario de contrataciones esperadas.

Los próximos ocho trimestres de compras de energía del mercado regulado: cuándo saldría cada comercializador al SICEP, cuántos GWh y a qué precio esperado. Unos 10.100 GWh esperados solo en octubre–diciembre de 2026.



telusenergy.co/radarg

Notas y fuentes. Embalse agregado parcial, térmica real y programada, demanda, aportes y precios: XM (API pública y SIMEM), corte 7 de octubre de 2026, vía telusenergy.co/indicadores. Curvas ISO-GT y supuestos: Res. CREG 101 127 de 2026, Circular CREG 340 y documento soporte de XM. Diagnóstico de aportes: XM, Boletín energético 360 (18-sep-2026). Demanda proyectada: UPME, revisión de agosto de 2026 (escenario medio, crecimiento promedio cercano a 3 %). ENSO: XRO-Telus 1.0 (4-oct-2026). Precios: Prokus Mediano Plazo (9-oct-2026). Proyección del embalse: balance diario reconstruido a partir de las curvas ISO-GT de XM —reproduce el 30 % en marzo con sus supuestos—, con la térmica y el desvío de demanda observados, y abril de 2027 con los aportes de marzo de 2016; no incluye mantenimientos. "Déficit": energía que no alcanzaría a atenderse con el embalse parcial en 0 % útil y la térmica al ritmo observado. Escenarios indicativos; no constituyen pronóstico operativo ni asesoría comercial, financiera o jurídica. © 2026 Telus Energy S.A.S.