

OBSERVATORIO DE LA DEMANDA REGULADA

Monitoreo Diario de Hidrología, Demanda Comercial Regulada y Programa CREG 101 120 / 2026

- DIAGNÓSTICO EJECUTIVO CON DATOS REALES DE XM AL 2026-10-17:
- Nivel de Embalses SIN: **0.8%** (Meta Seguridad: 35% | Umbral CREG: 27%)
 - Demanda Comercial Regulada: **1348.4 GWh/día**
 - Reducción en Horas de Punta (Negawattios): **-750.0 MW** (Franja 18:00 - 21:00)
 - Ahorro Acumulado Verificado: **18.5 GWh**

1. Cuadro de Mando de Métricas Críticas y Diagnóstico Estratégico

Métrica Crítica	Fuente Oficial	Valor / Estado	Meta / Umbral	Conclusión Estratégica
Embalses SIN (%)	XM (`PorcVoluUtilDiar`)	0.8%	35% Seguridad 27% CREG	Normalidad operativa y reserva hídrica adecuada.
Demanda Regulada	XM (`DemaCome`) / SUI	1348.4 GWh	Línea Base SUI	Alta concentración en mercados de Caribe y Centro.
Reducción en Pico	Planta Virtual Negawattios	-750 MW	-500 a -800 MW	Aplanamiento del pico nocturno de 18:00 a 21:00.
Ahorro Acumulado	Observatorio / XM	18.5 GWh	> 15.0 GWh/mes	Equivale a la generación diaria de una planta mediana.

2. Curva de Carga Horaria y Aplanamiento del Pico Nocturno

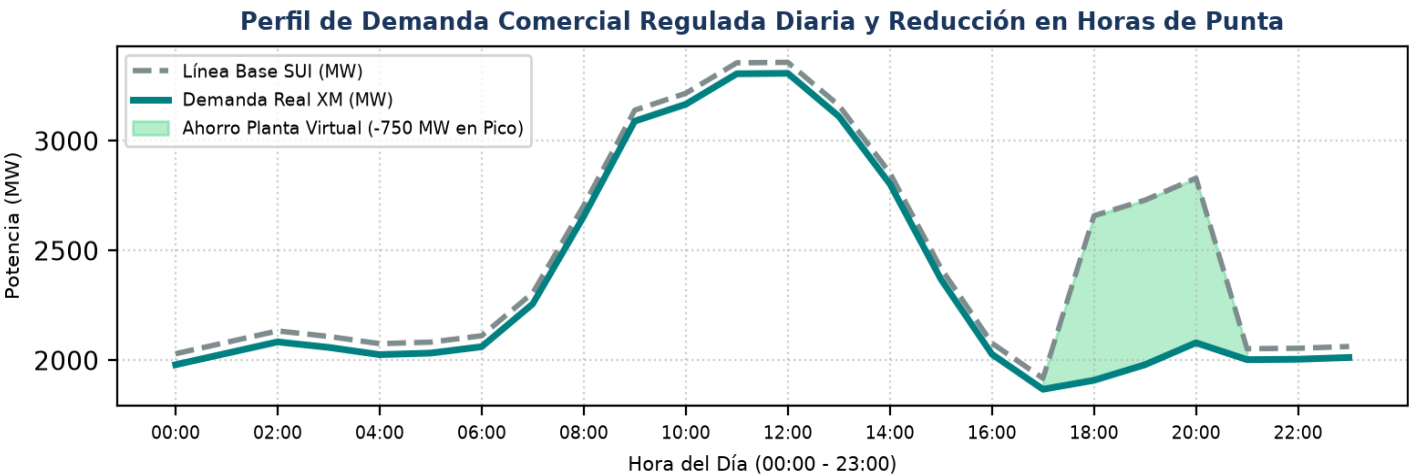
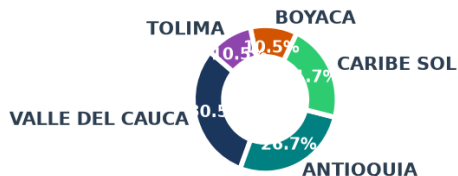


Figura 1: Comparativa entre Línea Base SUI y Demanda Real XM con Ahorro de Negawattios.

3. Ranking Top 10 de Comercializadores Regulados (Coincidencia Directa 1:1)

Análisis de participación porcentual directa por agente comercializador del mercado regulado (coincidencia directa 1:1 entre la gráfica circular y las filas de la tabla):

Participación por Agente (%)



#	Comercializador	Región Principal	Demanda (GWh)	% Part.
1	VALLE DEL CAUCA	Mercado Regulado	11.5	20.5%
2	ANTIOQUIA	Mercado Regulado	10.1	18.0%
3	CARIBE SOL	Mercado Regulado	8.2	14.6%
4	BOYACA	Mercado Regulado	4.0	7.1%
5	TOLIMA	Mercado Regulado	4.0	7.1%
6	CALDAS	Mercado Regulado	3.9	6.9%
7	CASANARE	Mercado Regulado	2.9	5.2%
8	BOGOTA - CUNDINAMARCA	Mercado Regulado	2.7	4.8%
9	CARIBE MAR	Mercado Regulado	2.5	4.4%
10	CESAR	Mercado Regulado	1.8	3.2%

4. Evaluación de Reservas Hídricas por Embalse Estratégico

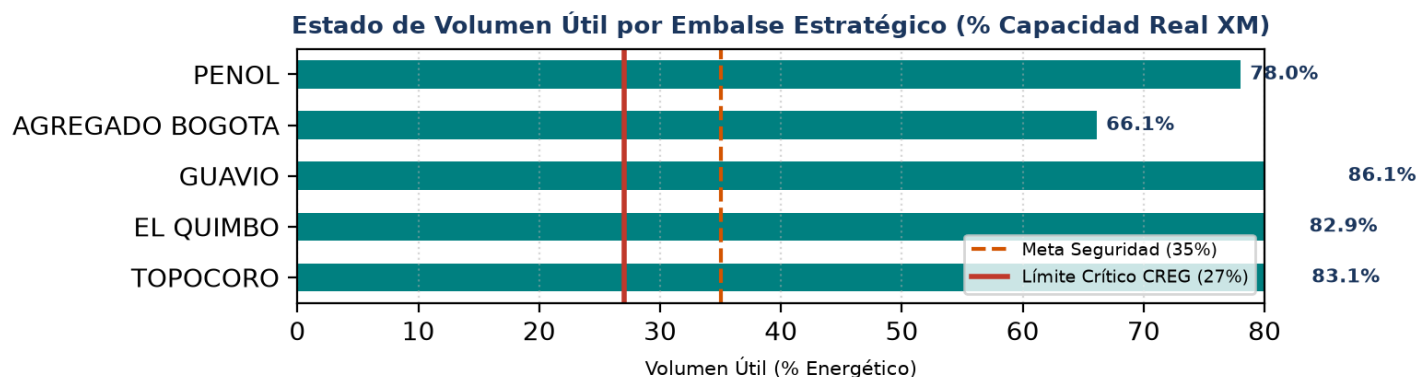


Figura 2: Porcentaje de Volumen Útil por Embalse Estratégico extraído de la API de XM.

5. Esquema de Incentivos y Penalidades Tarifarias (Resolución CREG 101 120 / 2026)

Banda de Consumo	Criterio CREG	Mecanismo Financiero	Factor Cobro / Tarifa	Impacto Final
Ahorro Reconocido	$CF < 0.9 \times MIC$ ($> 10\%$ Ahorro)	Bolsa Autofinanciada	Abono Monetario	Descuento directo proporcional al IAR en factura.
Banda Neutral	$0.9 \leq CF/MIC \leq 1.1$ ($\pm 10\%$ Variación)	Tarifa Regulada Plena	Sin Recargo ni Abono	Facturación estándar al costo unitario (CU).
Sobreconsumo Estr. 1-3	$CF > 1.1 \times MIC$ (Excedente CEC)	Cobro Adicional CEC	Factor 1.30×	Recargo del 30% asignado a la Bolsa de Incentivos.
Sobreconsumo Estr. 4-6	$CF > 1.1 \times MIC$ (Excedente CEC)	Cobro Adicional CEC	Factor 1.50×	Recargo del 50% destinado a financiar incentivos.
Comercial e Industrial	$CF > 1.1 \times MIC$ (Excedente CEC)	Cobro Adicional CEC	Factor 1.70×	Recargo del 70% sobre el exceso consumido.