¿Qué pasa con la energía en Colombia?

Por ti, estamos ahí

epm®

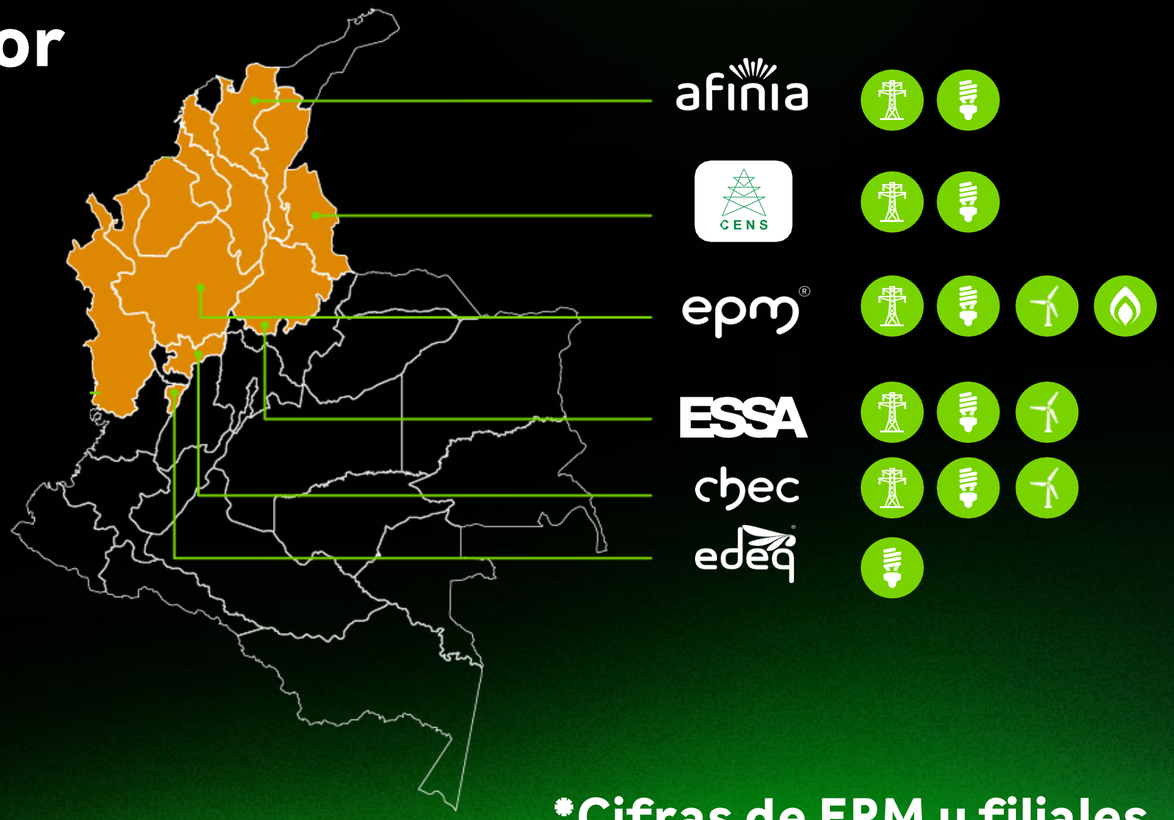
Nuestra grupo empresarial en Colombia (energía y gas natural)

1er Generador de energía y con el mayor número de PCH

1er Distribuidor y comercializador de energía

2º Distribuidor y comercializador de gas

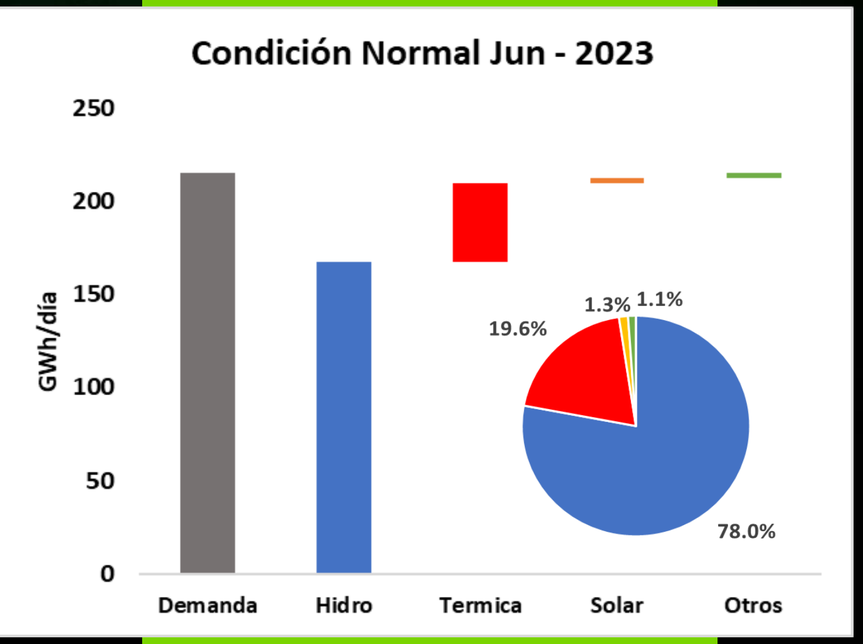
4º Transportador de energía

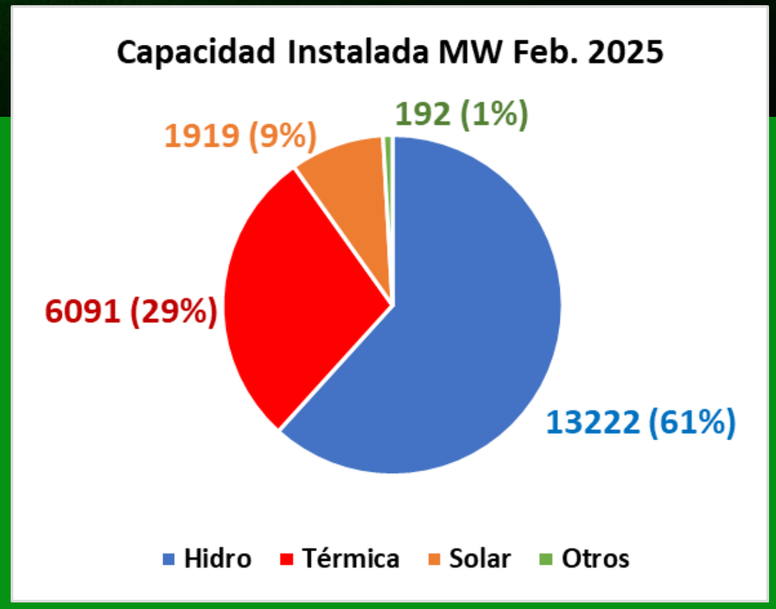


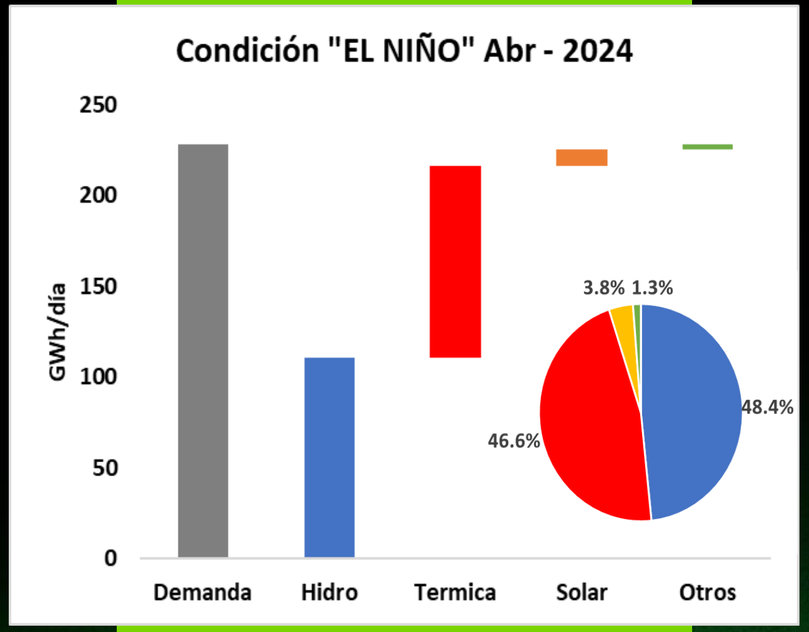
*Cifras de EPM y filiales

Oferta y demanda de energía

Capacidad de generación y atención de la demanda

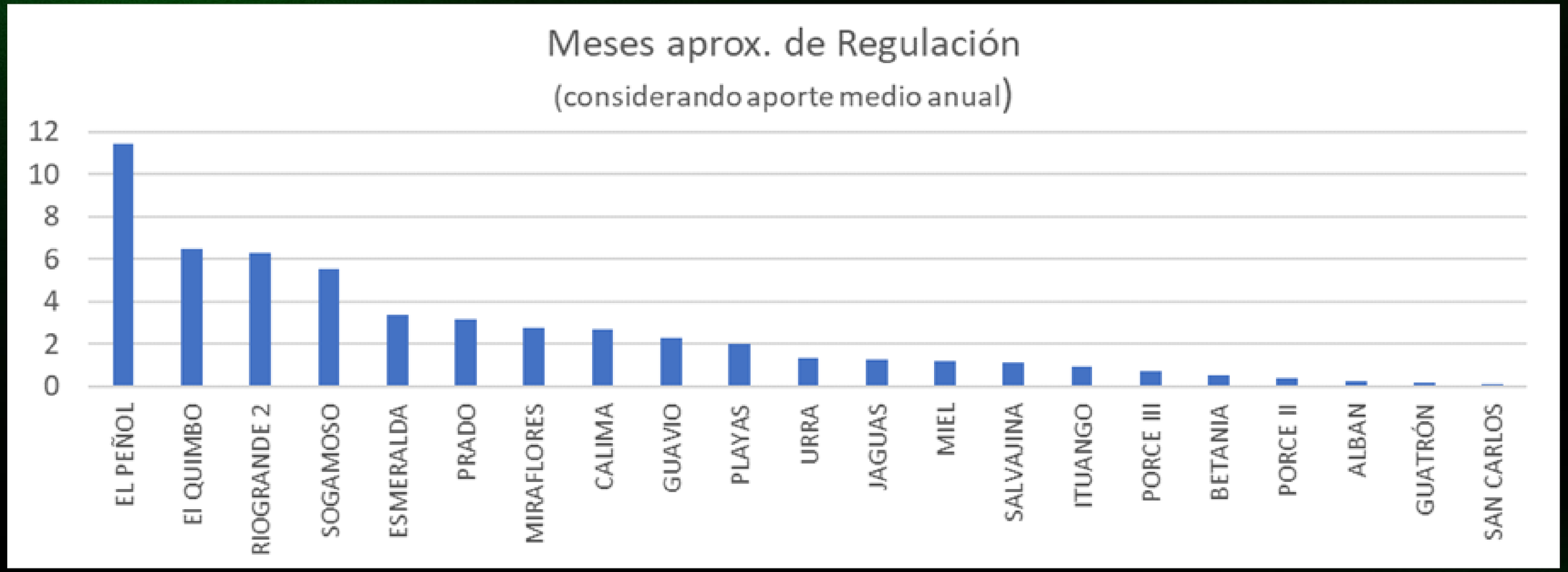




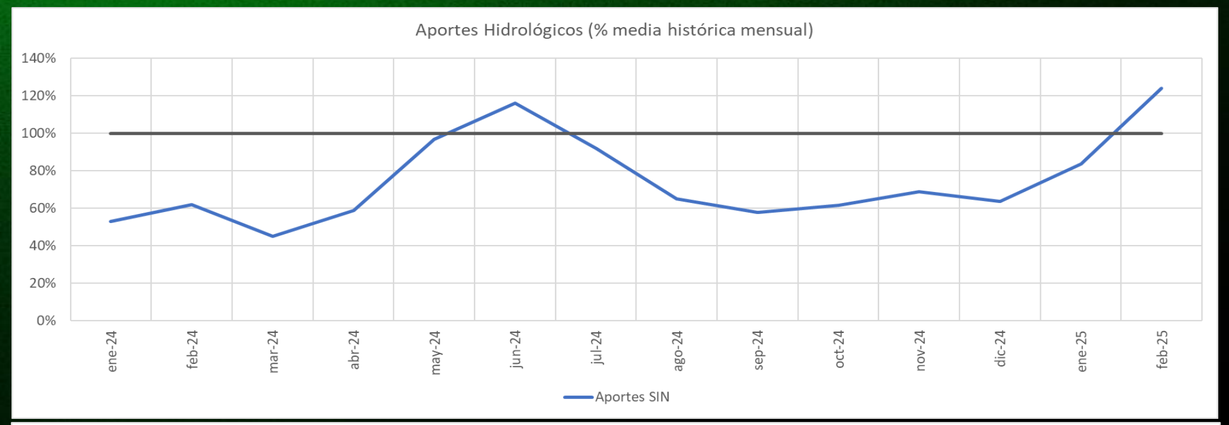


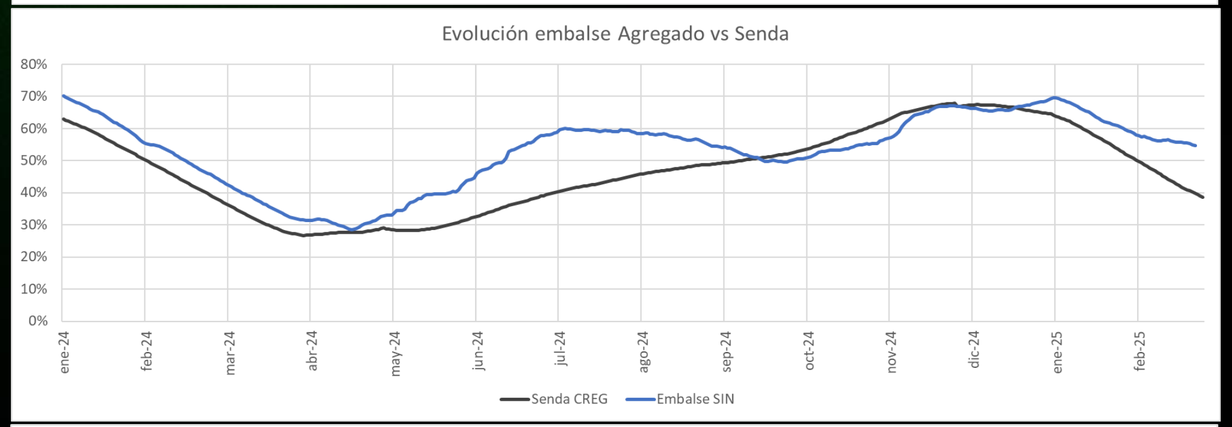
Fuente: XM

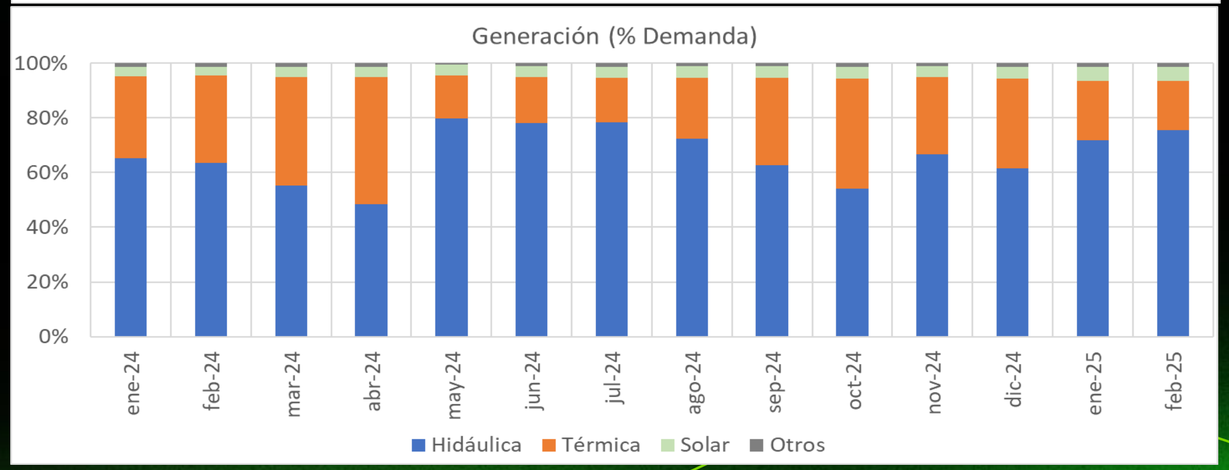
Regulación de los Embalses



Aporte y embalse agregado SIN



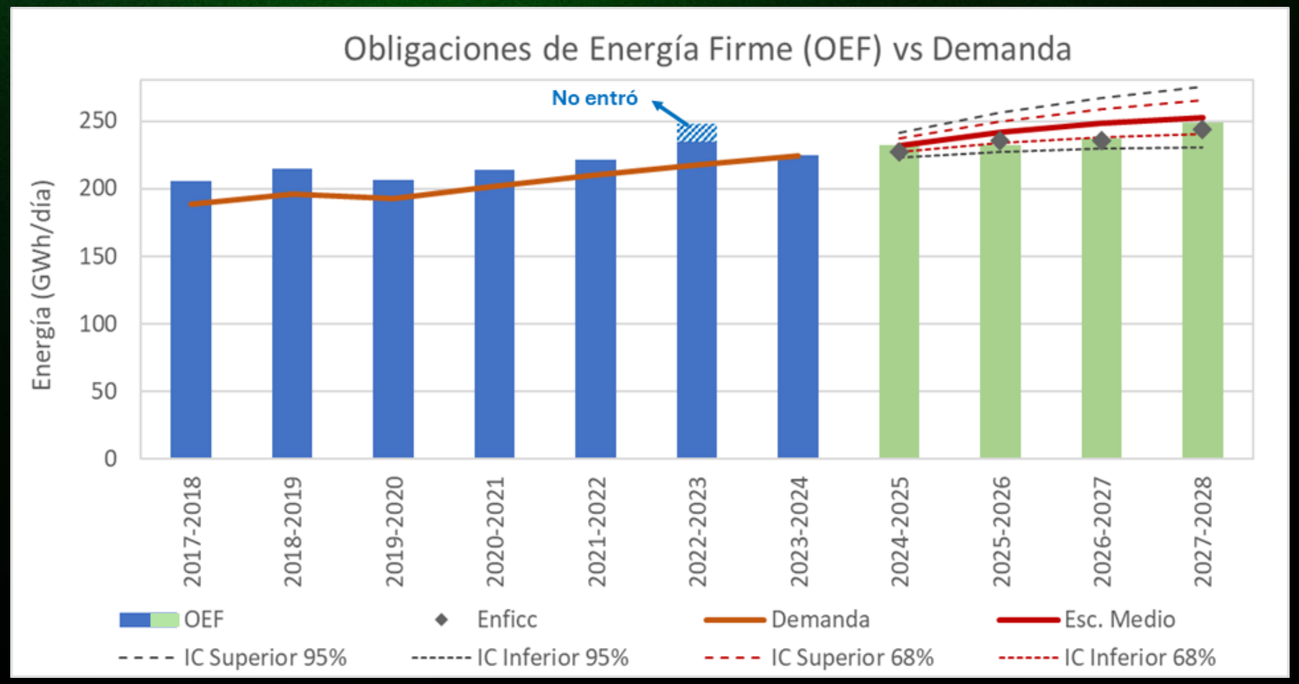




El promedio de aportes entre enero y diciembre ha sido el más bajo en los últimos 25 años

En abril de 2024 se presentó el menor nivel de embalse agregado desde el racionamiento de 1991-1992

Cubrimiento de energía firme para evitar un racionamiento

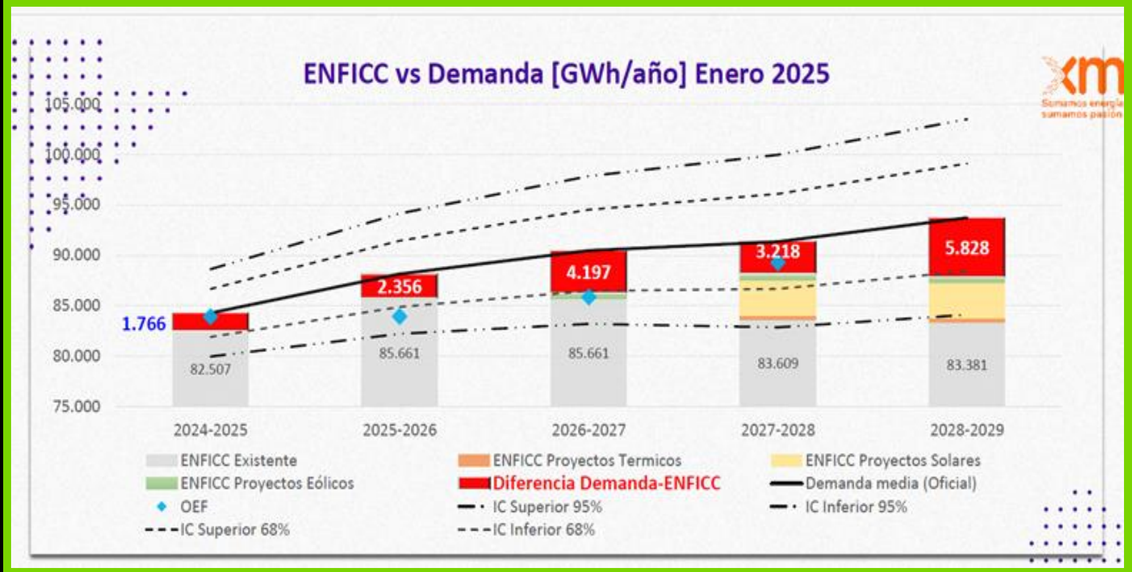


Déficit Estimado

	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Térmica MW	216	282	503	387	700
Solar MW	816	1072	1912	1467	2656

Fuente datos OEF: XM
Fuente proyección de demanda: UPME, junio 2024.

Desviación respecto a escenario medio (GWh/año)



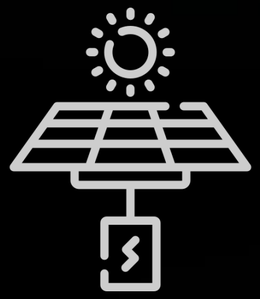
*Informe CND - Documento XM-CND-003 (06-02-2025)

Expansión de la generación

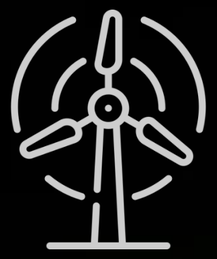
Mecanismo	Solar MW		Eólico MW		Térmico MW	
	Faltante	En Operación	Faltante	En Operación	Faltante	En Operación
Subasta de Renovables 2019	288	0	1002	0	0	0
Subasta de Renovables 2021	328	468	0	0	0	0
Subasta de OEFs 2019	0	588	280	0	0	292
TOTAL	616	1056	1282	0	0	292

* Las plantas que participaron simultáneamente en subasta de renovables y OEF, se contabilizan en solo un mecanismo.

Factores de planta:



25%



35%

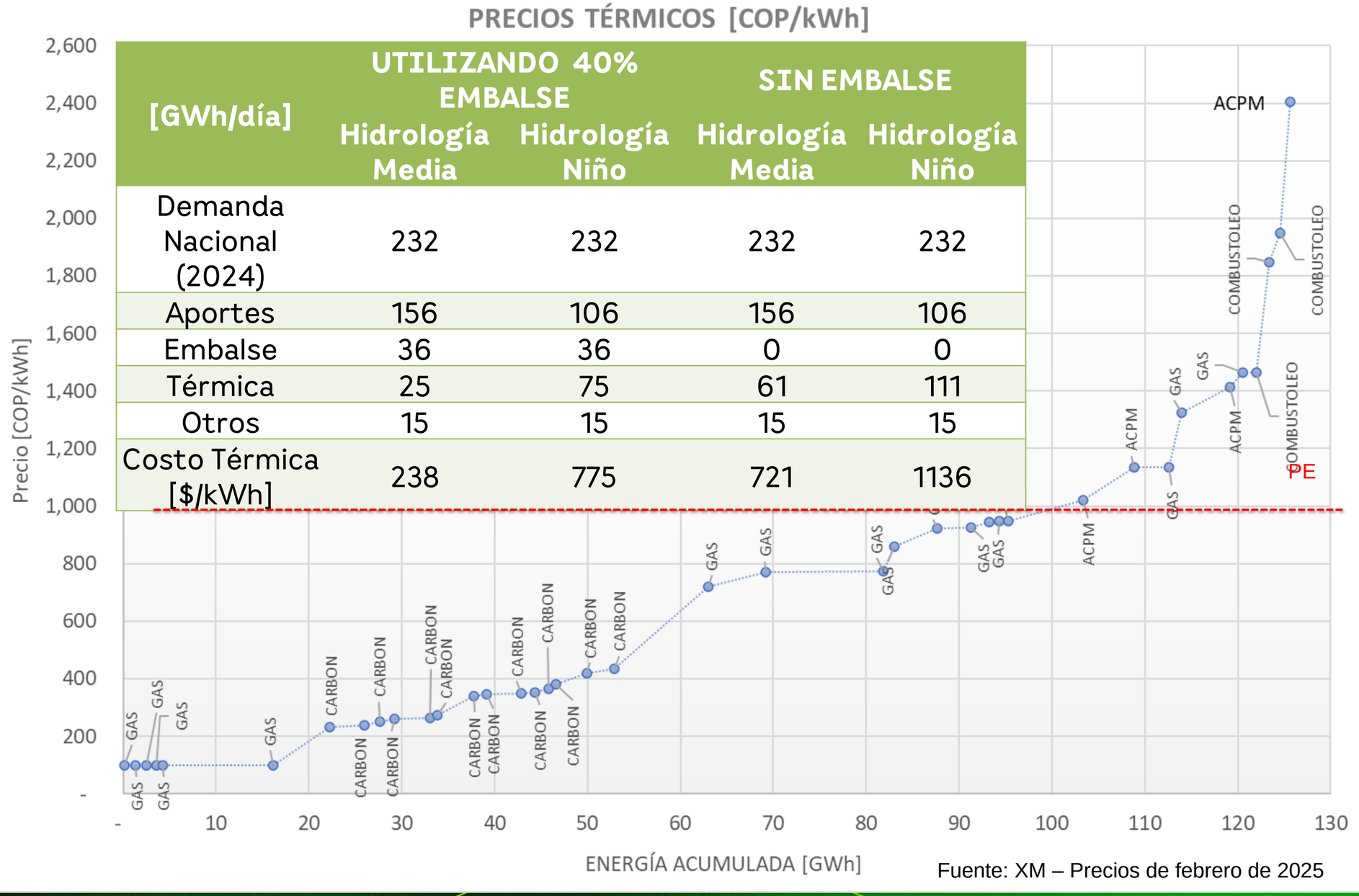
95%

Subasta 2024 (asignación 2027-28):

- 48 MW térmicos
- 4441 MW solares

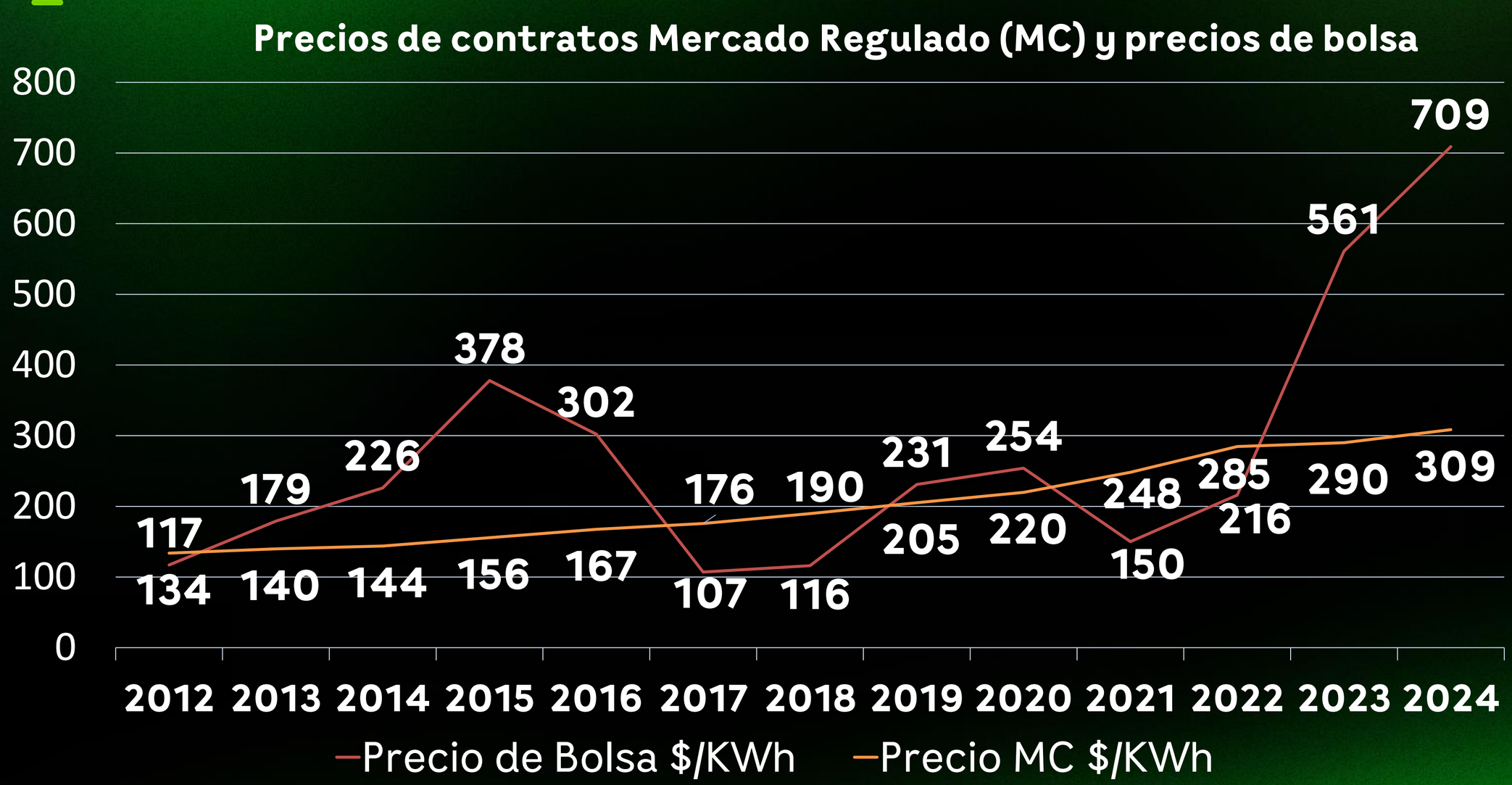
Precio de la bolsa: depende de la hidrología y los costos térmicos

[GWh/día]	UTILIZANDO 40% EMBALSE		SIN EMBALSE	
	Hidrología Media	Hidrología Niño	Hidrología Media	Hidrología Niño
Demanda Nacional (2024)	232	232	232	232
Aportes	156	106	156	106
Embalse	36	36	0	0
Térmica	25	75	61	111
Otros	15	15	15	15
Costo Térmica [$/kWh]	238	775	721	1136



Fuente: XM – Precios de febrero de 2025

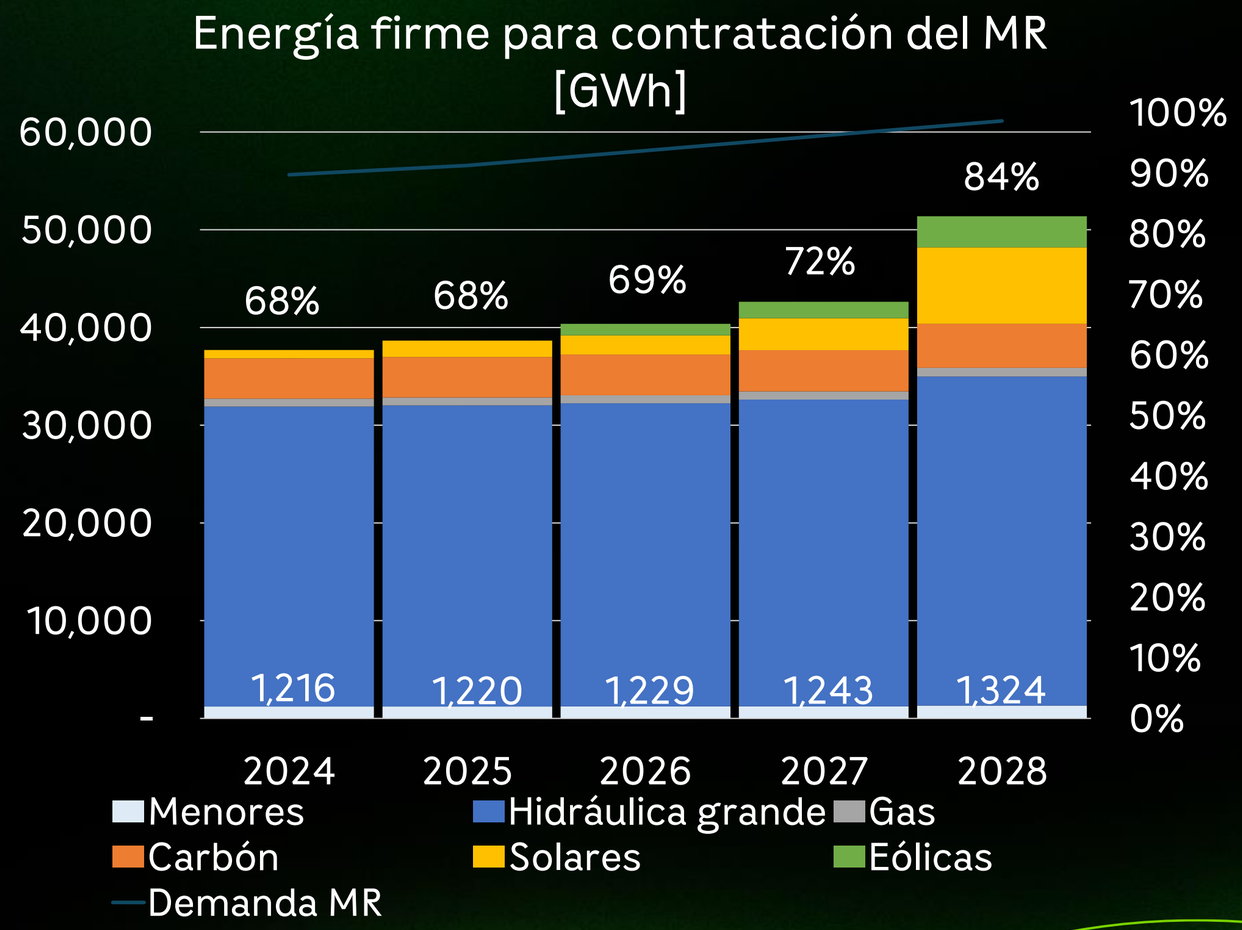
Precios de generación



Fuente: XM

Balance energía contratos MR Total

La energía disponible para contratos con firmeza a precios que la demanda está dispuesta a pagar, no es suficiente para cubrir el total de la demanda del SIN.



Supuestos:

- Crecimiento demanda escenario medio UPME jul-24
- Plantas hidráulicas contratan 75% de su generación media (histórico)
- Las plantas térmicas que se contratan son las de carbón y gas nacional (ToP)
- Las plantas ERNC, eólicas y solares, se contratan a su generación media
- Estimación FPO propia EPM según compromisos subastas y retraso actual de proyectos
- PCHs contratan generación firme (aprox. 35% de la media).
- Supone contratación total del MNR (30% de la demanda del SIN)

Impactos negativos

CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025

Activación del mecanismo en condiciones no críticas

Optimización de embalses

Desincentivo a recibir asignación de Obligaciones de Energía Firme

Reducción de la oferta de ENFICC

El PEI tiene un valor cercano al Precio de los Contratos.

Desincentivo a la contratación de largo plazo

No logran cubrir sus gastos bajo el PEI

Problemas financieros en plantas a carbón

Dificultad de financiar proyectos sin poder garantizar parte de los ingresos a partir de contratos.

Impactos en la contratación actual y en energías renovables

CREG 071 de 2006 – Esquema anterior

Contratos ≤ OEF

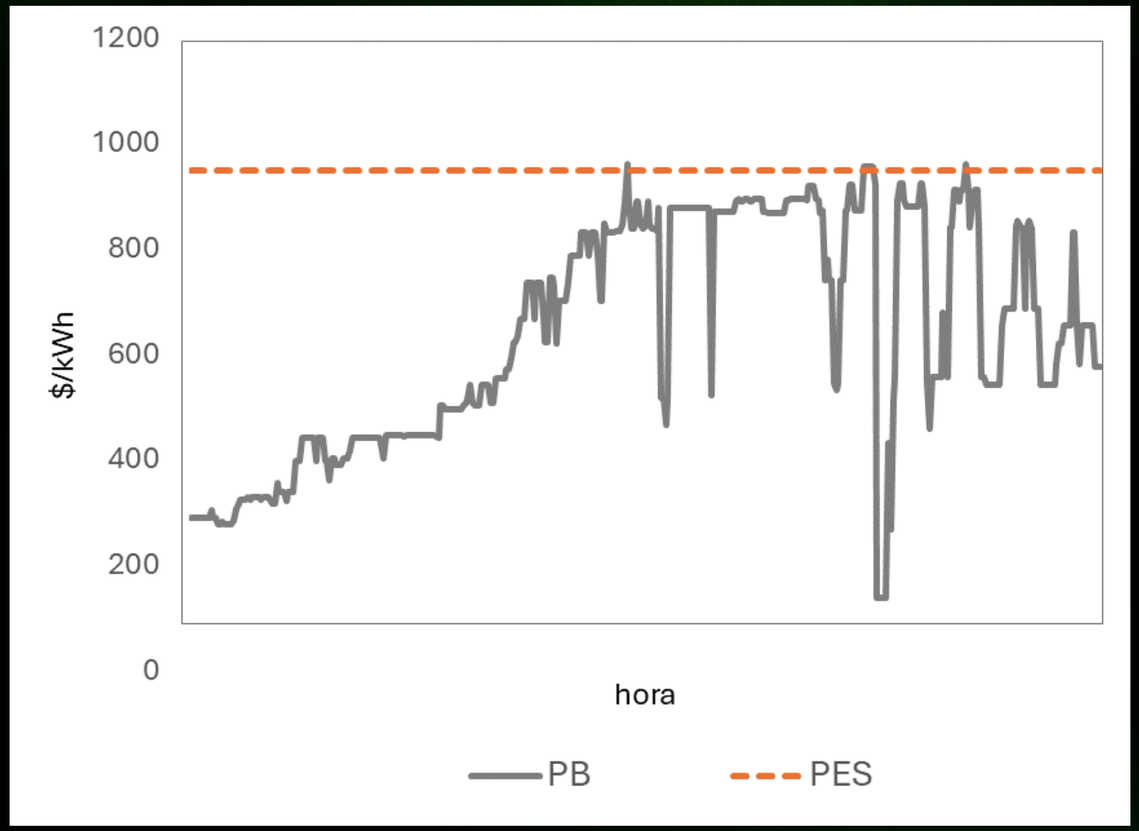
Si no se activan las OEF:

$$Ingresos = (GI - C) \cdot PB + C \cdot PC$$

Si se activan las OEF (esporádicamente en condiciones escasez):

$$Ingresos = (GI - OEF) \cdot PB + (OEF - C) \cdot PE + C \cdot PC$$

≈ 950 $/kWh



Los contratos son independientes de la bolsa

El precio de escasez se supera esporádicamente y varía en un rango limitado

CREG 071 de 2006 – Esquema anterior

Contratos = OEF = GI

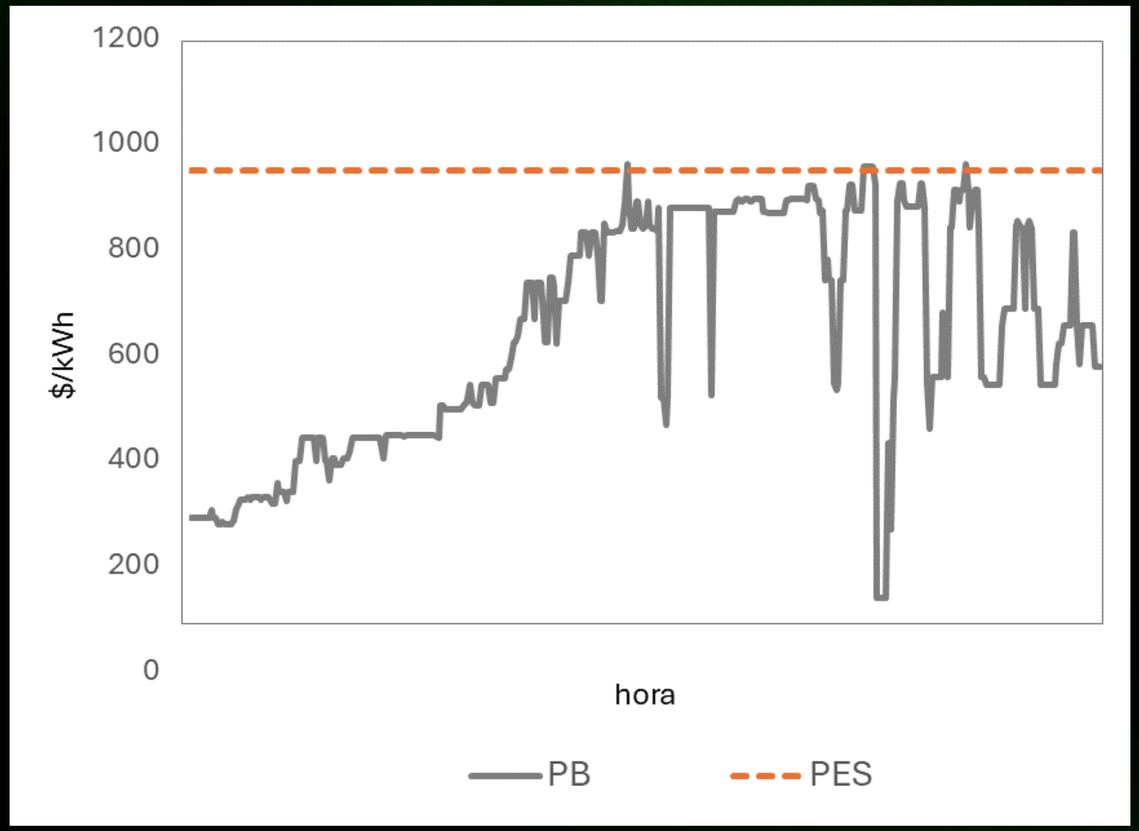
Si no se activan las OEF:

$$Ingresos = (GI - C) \cdot PB + C \cdot PC$$

Si se activan las OEF (esporádicamente en condiciones escasez):

$$Ingresos = (GI - OEF) \cdot PB + (OEF - C) \cdot PE + C \cdot PC$$

≈ 950 $/kWh



Los contratos son independientes de la bolsa

El precio de escasez se supera esporádicamente y varía en un rango limitado

CREG 101 066 y 101 069 de 2025 – Nuevo esquema

Contratos ≤ OEF

—

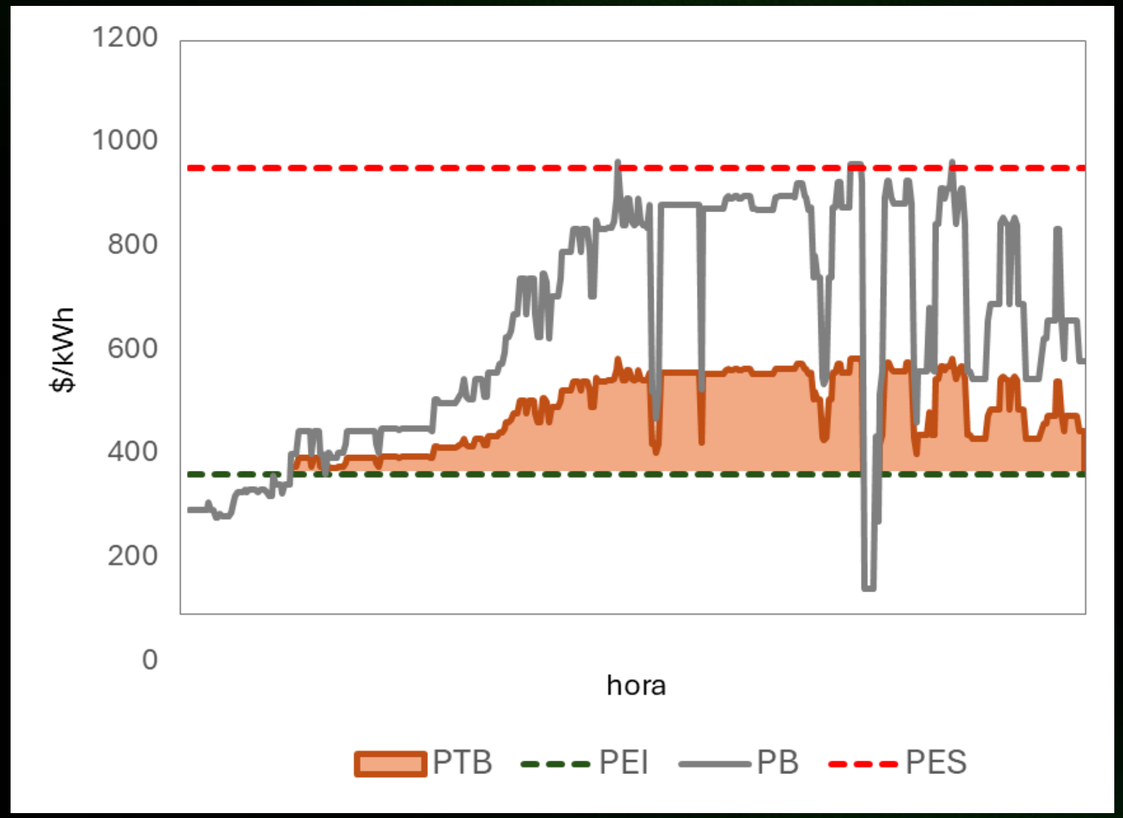
Si no se activan las OEF:

$$Ingresos = (GI - C) \cdot PB + C \cdot PC$$

Si se activan las OEF
(más frecuentemente - desde el PEI):

$$Ingresos = (GI - OEF) \cdot PB + (OEF - C) \cdot PE + C \cdot (PC - (PTB - PE))$$

≈ 320 $/kWh



Los contratos son están expuestos a las variaciones del PTB
El PTB varía hora a hora en un rango amplio
El precio de escasez se supera muy frecuentemente

CREG 101 066 y 101 069 de 2025 – Nuevo esquema

Contratos = OEF = GI

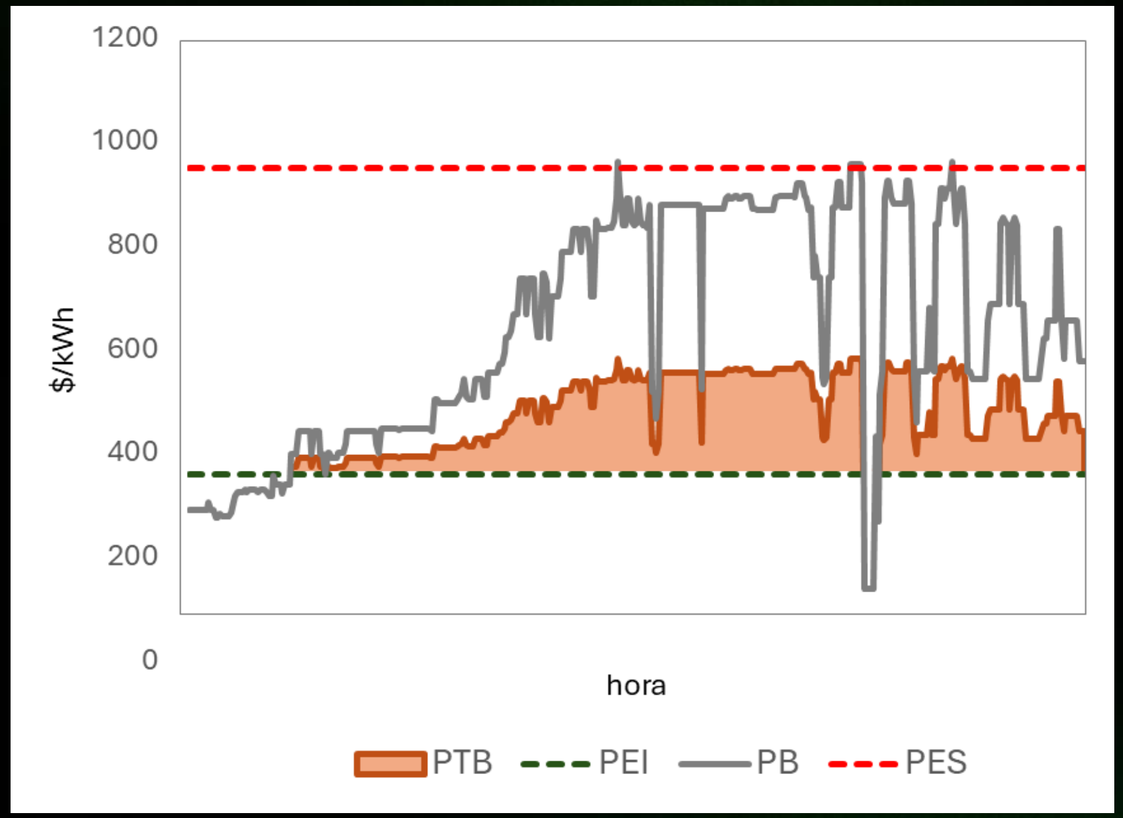
Si no se activan las OEF:

$$Ingresos = (\cancel{GI - C) \cdot PB} + C \cdot PC$$

Si se activan las OEF
(más frecuentemente - desde el PEI):

$$Ingresos = \cancel{(GI - OEF) \cdot PB + (OEF - C) \cdot PE} + C \cdot (PC - (PTB - PE))$$

≈ 320 $/kWh



Los contratos son están expuestos a las variaciones del PTB
El PTB varía hora a hora en un rango amplio
El precio de escasez se supera muy frecuentemente

Retos y oportunidades regulatorias

Medidas clave para superar la coyuntura

Objetivo: mayor eficiencia en el MEM - beneficios para el usuario

I Modernización, monitoreo del mercado y ajuste del precio spot

Eficiencia e incentivos para evitar ejercicio de poder de mercado

Ajuste al Precio Escasez – reserva estratégica

Control de poder de mercado

Controles a los costos térmicos

Continuar aplicación monitoreo del mercado

Modernización del mercado (Bolsa de Energía)

II Dinamizar la oferta de energía

Expansión

- Subasta de Reconfiguración 2025 a 2028.
  - Considerar en la política pública las necesidades de gas para plantas térmicas desde 2025-2026.
- Subasta de confiabilidad 2028
- Subastas contratos LP renovables
- Gestión de alto nivel para favorecer el desarrollo de proyectos hidroeléctricos

Entrada oportuna de proyectos

Oferta para contratación

Incentivos a contratarse para generador y comercializador

Mejoras en SICEP

Alternativas Conexión Energética-MCE y ajustes Derivex-MEM

III Promover la participación de la demanda

- Respuesta a la Demanda
- Demanda desconectable
- Campañas de ahorro

Institucionalidad

¡Gracias!

¿Cuánto le debe el Gobierno Nacional al Grupo EPM?

Energía

Concepto	Corte	EPM	AFINIA	CENS	ESSA	CHEC	EDEQ	Valor
Déficit Subsidios	Febrero	$253,2	$733,9	$153,2	$133,8	$66,6	$19,9	**$1.360,7**
Opción Tarifaria	Febrero	$481,5	$1.395,3	$99,8	$55,5	$76,1	$36,8	**$2.145,0**
Saldo de entidades oficiales (todos los servicios)	Febrero	$131,1	$347,0	$6,7	$47,0	$1,1	$0,5	**$533,3**
Deuda AIR-E intervenida	Febrero	$123,2	$30,1	$0,3	$2,3	$0,1	$0,1	**$156,0**
Total		$989,0	$2.506,3	$259,9	$238,6	$143,9	$57,3	**$4,195,0**

*Cifras en miles de millones