



Departamento
Nacional de Planeación



Eficiencia tarifaria en energía eléctrica: algunas reflexiones

30° Congreso de Energía Mayorista (MEM)

OCTUBRE 2025



Principios básicos

Eficiencia tarifaria

La tarifa debe buscar replicar una competencia perfecta

Suficiencia financiera

La tarifa debe permitir recuperar los costos a la empresa

Óptimo de Pareto

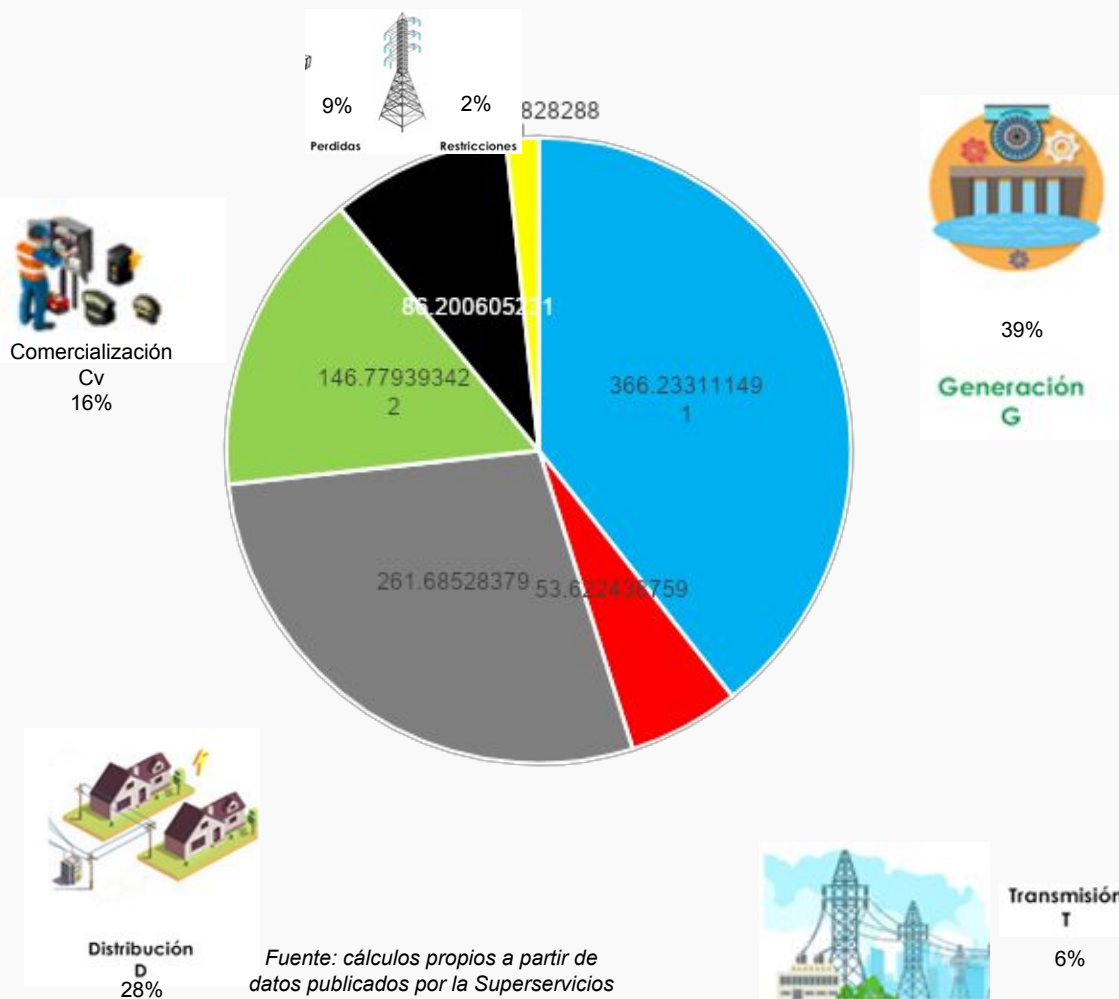
La tarifa no debe tener oportunidad de mejorar para el usuario sin desmejorar empresa

Reflexiones:

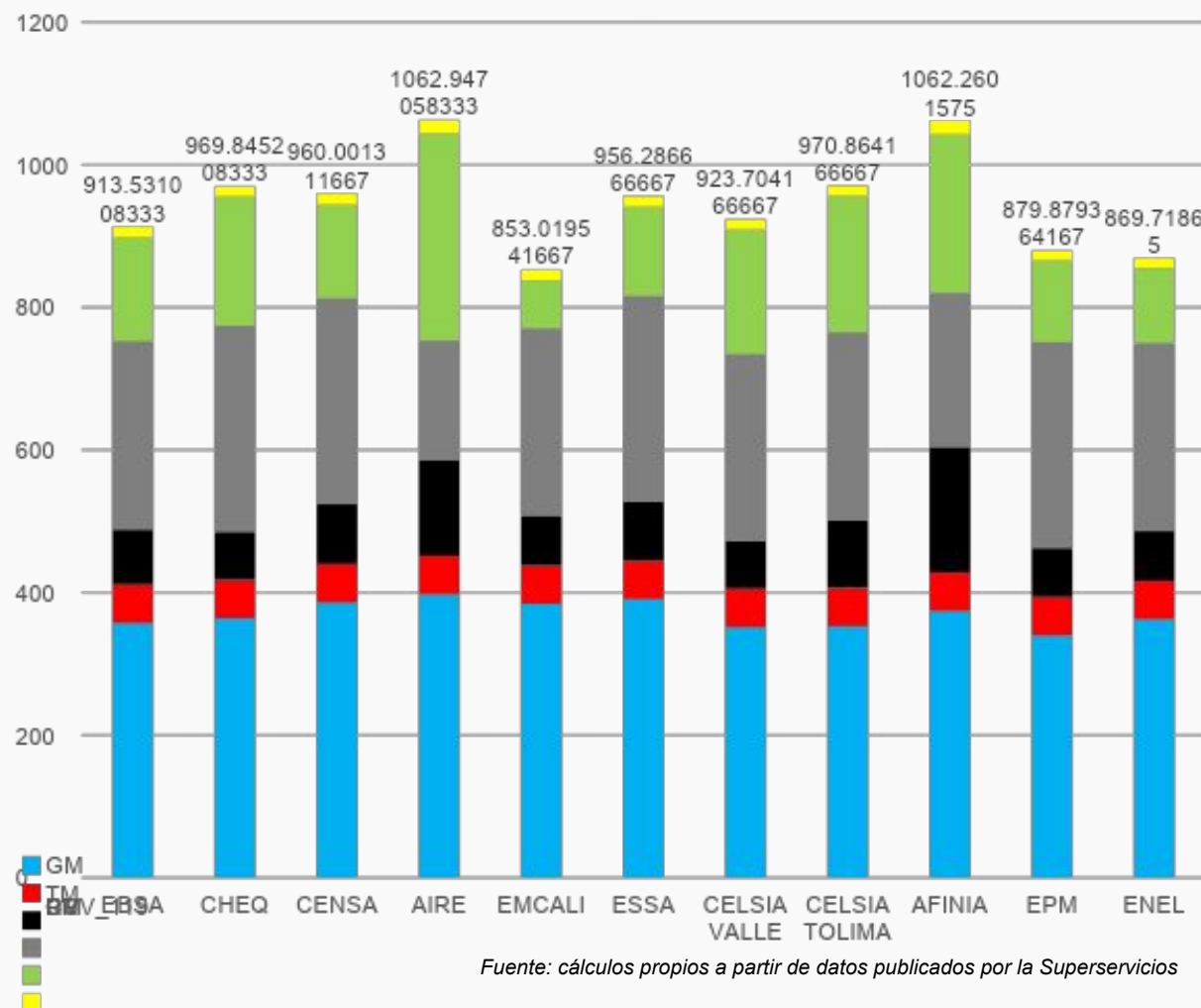
- ✓ Impacto significativo en la tarifa
- ✓ Respeto por la suficiencia financiera, persiguiendo eficiencia tarifaria

Componentes del Costo Unitario

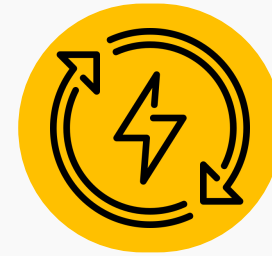
Componentes CuV promedio 2024



Tarifas promedio 2024 mercados >500 mil suscriptores



Generación



El G remunera la compra de energía en \$/kWh en el mercado mayorista a precio libre

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} \times (\alpha_{i,j} \times Pc_{m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) \times Mc_{m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) \times Pb_{m-1,i} + AJ_{m,i}$$



**Pc y
Mc**

Contratos a largo plazo
de energía



Pb

Precio de bolsa



1- Qc

Exposición a bolsa



Alfa, aj

Fórmula tarifaria



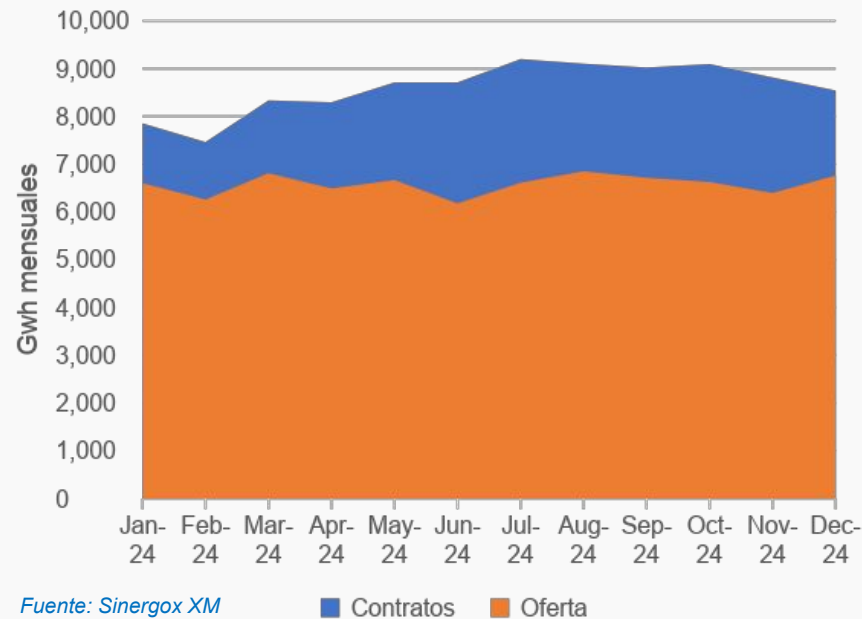
Reflexiones:

- ✓ Mercado de bolsa
- ✓ Mercado de contratos
- ✓ Exposición a bolsa
- ✓ Fórmula tarifaria

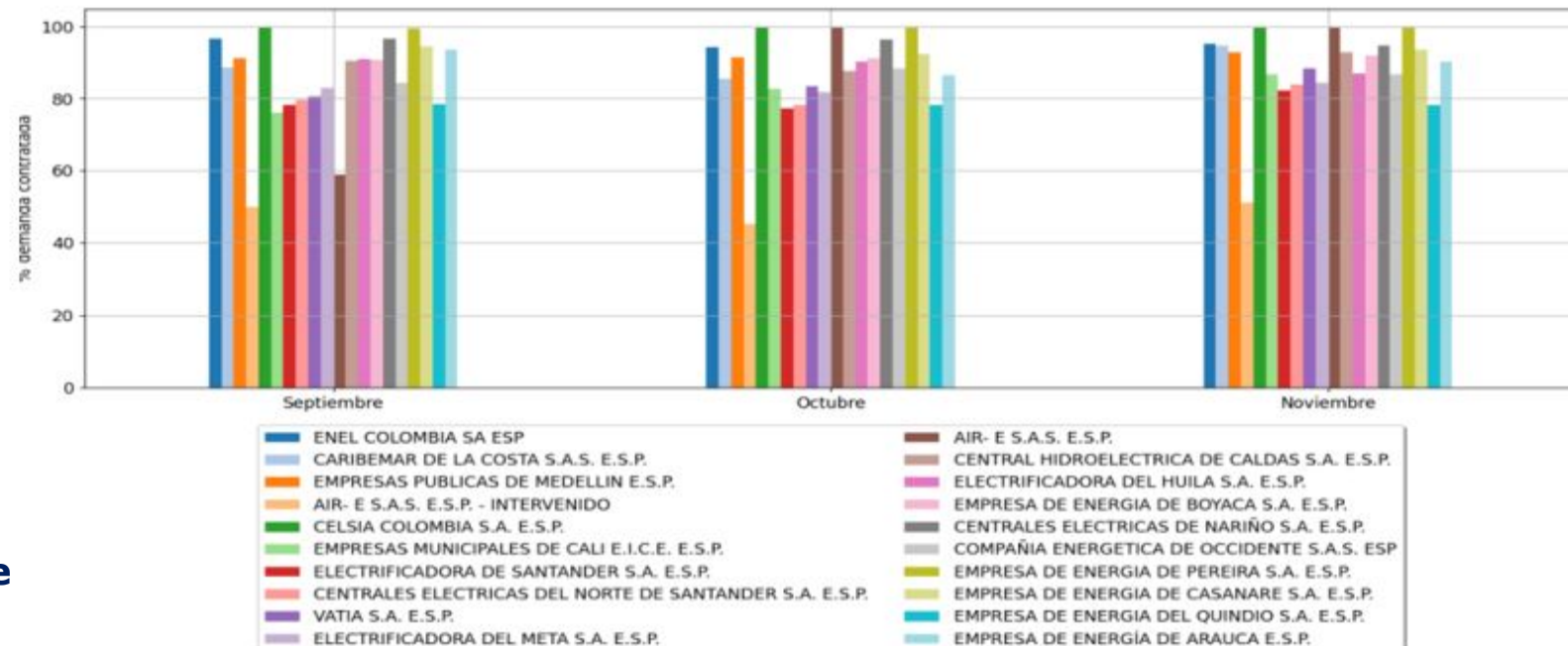
Generación: Contratos de energía

Mayor parte de la energía transada se da en contratos - ¿cómo tener contratos más eficientes?

Oferta de energía vs contratos 2024



Nivel promedio de exposición en bolsa está alrededor del 90%. El G solo depende en un 10% del precio en bolsa.



El mercado de contratos es más grande que la cantidad de oferta de energía

Oportunidades de mejora en el mercado de contratos

- En varios periodos se ha estimado que sólo se contrata el 49% de la energía demandada por SICEP
- Riesgo de contraparte hace que empresas pequeñas tengan muchas convocatorias desiertas
- Límites de contratación entre relacionados puede encarecer la oferta a ciertas empresas

Generación: Contratos de energía - Propuestas



Entidad	Propuesta	Estado	Ventajas	Desventajas
CREG	MOR – Mercado organizado regulado	Publicado para comentarios Resolución CREG 023 de 2009	• Contiene subasta descendente para minimizar precios • Contiene garantías para eliminar riesgo de contraparte	• Última actualización hace más de 15 años • No tiene cláusula de escape, ¿qué pasa si no es concurrida?
CREG	MAE – Mercado anónimo estandarizado	Resolución CREG 114 de 2018 dio las reglas para su adopción	• No tiene que tener uso universal para ser implementado • Ya tiene un mecanismo funcionando, derivex	• Hasta ahora el mecanismo Derivex no ha alcanzado los indicadores mínimos para ser utilizado en el mercado regulado (ver tablas abajo)

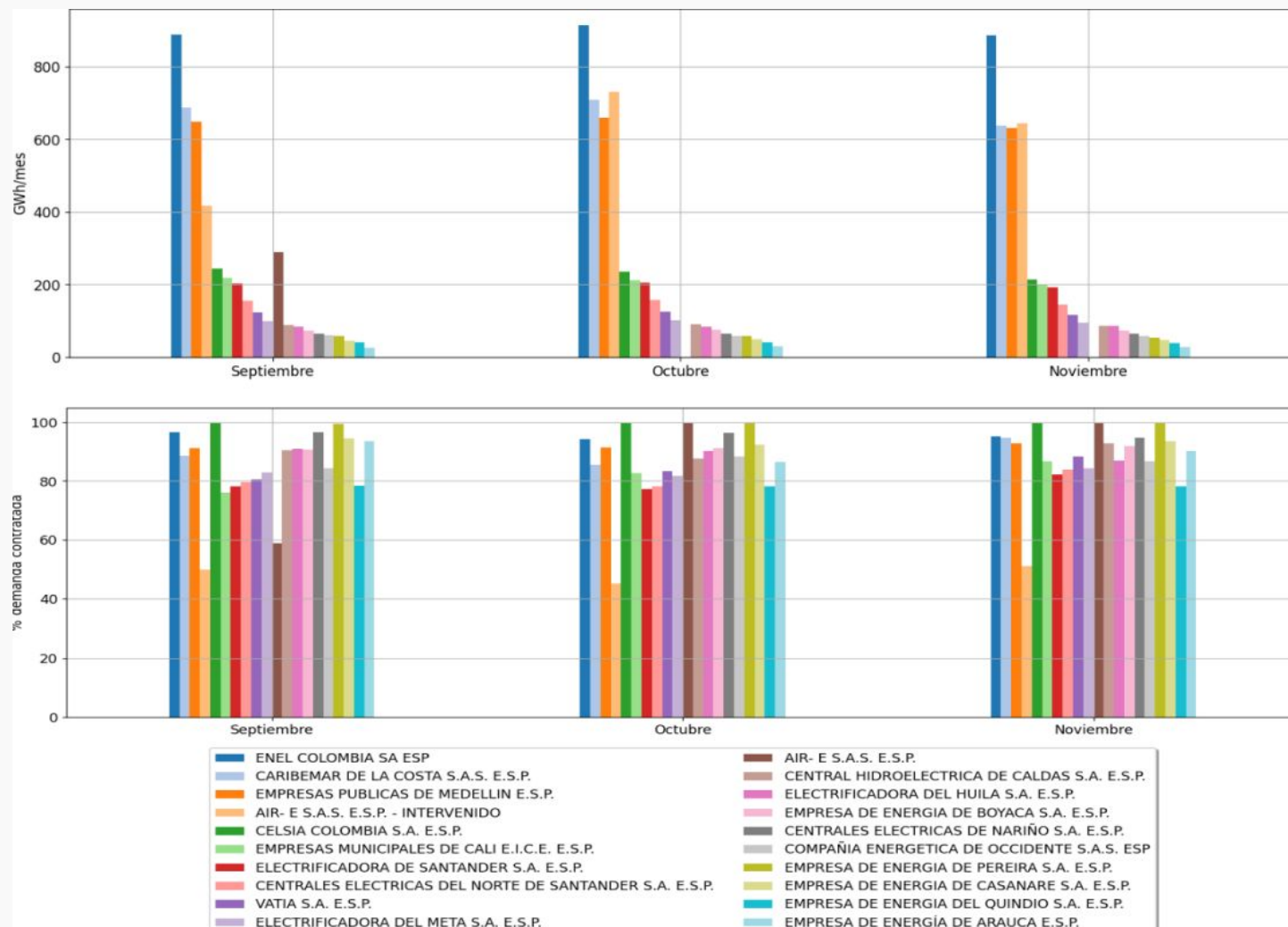
Atributo Indicador	Indicador	Resultado Calculado DERIVEX	Resultado Calculado CROWE	Valor Esperado CREG	Cumplimiento Valor Base CREG
Indicador de Competencia	Calce de operaciones de oferta	3.57%	3.575%	57.43%	No Cumple
Indicador de Competencia	Calce de operaciones de demanda	1.16%	1.16%	60.27%	No Cumple
Indicador de Competencia	Participación de agentes registrados	26.02%	26.02%	40.49%	No Cumple
Indicador de Representatividad	Representatividad de la energía transada	0.92%	0.92%	0.41%	Cumple
Indicador de Representatividad	Representatividad de participaciones del MEM	10.07%	10.07%	10.00%	Cumple

Indicador	Fórmula
Calce operaciones de oferta	Calce ventas: (Total posturas venta calzadas / Total posturas venta en mecanismo) * 100
Calce operaciones de demanda	Calce compras: (Total posturas compras calzadas / Total posturas compras en mecanismo) * 100
Participación agentes registrados	Agentes activos: (Total agentes con posturas compra o venta / Total agentes registrados en el mecanismo)
Representatividad energía transada	Energía Eléctrica transada: (Volumen EE comprada en el mecanismo / Volumen EE demanda comercial regulada MEM) * 100
Representatividad participantes MEM	Participaciones MEM: (Total agentes MEM registrados en el mecanismo / Total agentes registrados MEM) * 100

Es necesario crear mecanismos que resuelvan preguntas pendientes del SICEP

Fuente: Último informe MAE CREG - Circular_CREG_120_2024

Generación: exposición a bolsa



Fuente: Boletín UMMEG sep – nov 24 Superservicios

- La gran mayoría de comercializadores tienen una exposición inferior al 80% (a la izquierda datos de 2024).
- En general, empresas más pequeñas tienen más problemas de exposición.

Problema actual de exposición en bolsa es marginal y concentrado en empresas pequeñas

Generación: Exposición a bolsa



¿Quiénes?

Empresas departamentales de energía
(Enelar, Cedenar, Dispac, Caquetá,
Guaviare)

Efectos

Contratación conjunta permite área
conjunta de energía y procesos
contractuales conjuntos

Efectos

Contratación conjunta va a disminuir la
exposición en bolsa

Retos

Requiere modificación de ley
Tiene costo fiscal

Apuesta:

Holding de Energía

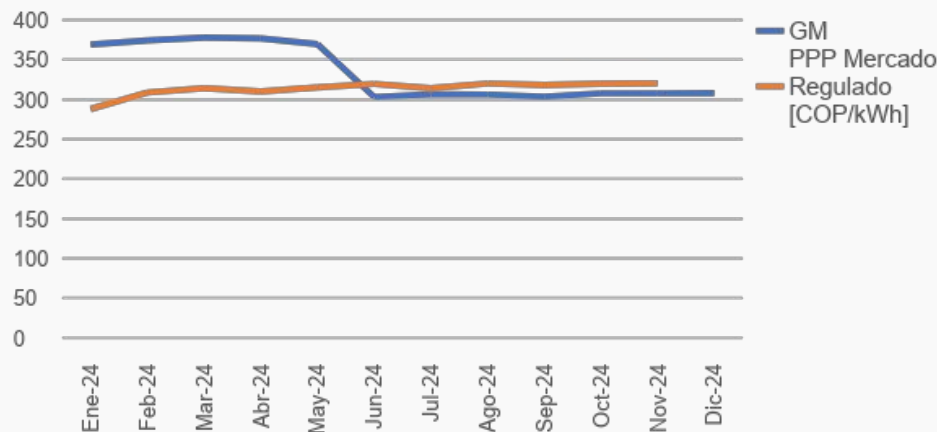
Generación: Condiciones de traslado

Fórmula tarifaria de generación

$$G_{m,i,j} = Q_{c_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{c_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c_{m-1}}) + (1 - Q_{c_{m-1,i}}) * P_{b_{m-1,i}} + A_{j_{m,i}}$$

El comercializador puede trasladar a la tarifa el precio de la energía contratada (P_c) en una proporción alfa, para el resto de la energía sólo puede trasladar el precio promedio de contratos (M_c).

Caso CEDENAR - M_c vs G (alfa de 0.26)



Fuente: Archivo tarifas 2024 SSPD

Las empresas con alfa bajo tienen pocos incentivos a tener contratación eficiente, sólo pueden cobrar el M_c

Ajuste tarifario (AJ) es una opción tarifaria en la cual se suavizan las diferencias entre el precio de bolsa P_b y el precio promedio de contratos M_c .

Comercializadores han acumulado deudas importantes para financiar la opción tarifaria de A_j , se estiman 300 mil millones para noviembre de 2024.

El A_j se pensó en 2007 para la entrada inminente de un mercado organizado regulado (MOR), que estandarice el mercado de contratos. Hasta ahora no se ha dado.

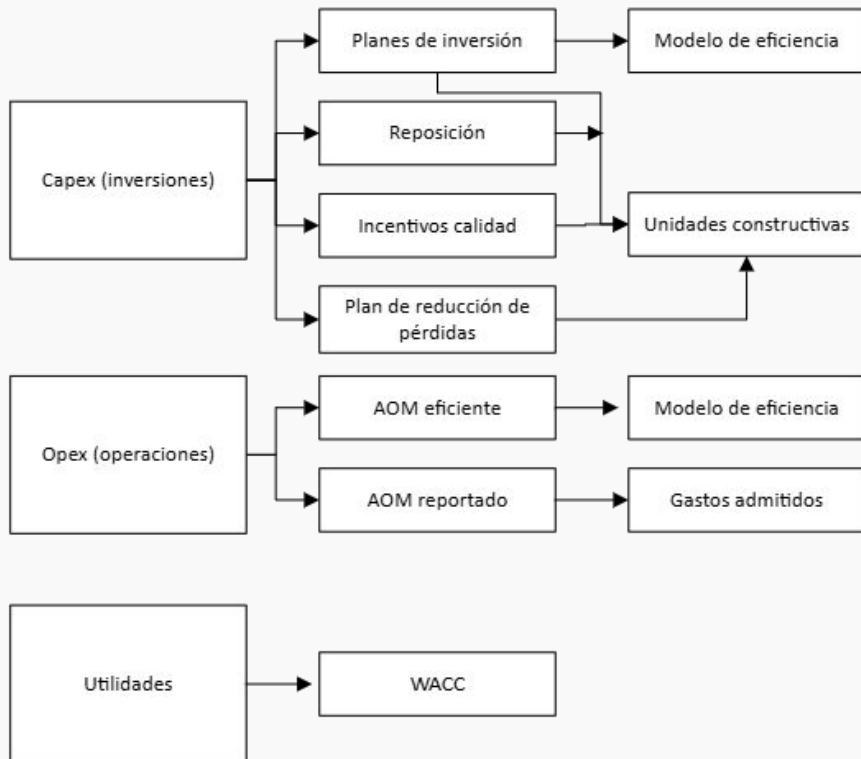
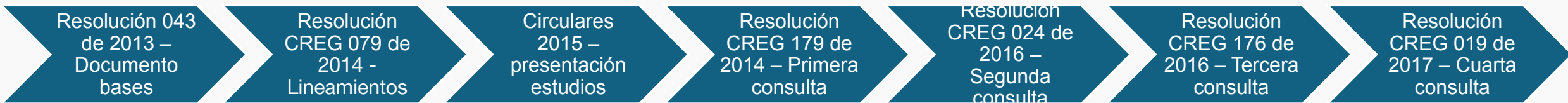
Generación: Conclusiones



Tema	Recomendación
Exposición a bolsa	• Holding de empresas de energía
Condiciones de traslado (fórmula tarifaria)	• Incentivo a contratación eficiente no se da por alfa, sino por competencia en el mercado • La mitigación de grandes variaciones en la tarifa ya se da por el régimen de subsidios actual para usuarios de menores ingresos • ¿Se debería eliminar de tajo el Aj y el Alfa?
Contratos de energía	• Mucho desarrollo reciente, soluciones planteadas son MOR y MAE

Distribución: próximo régimen tarifario

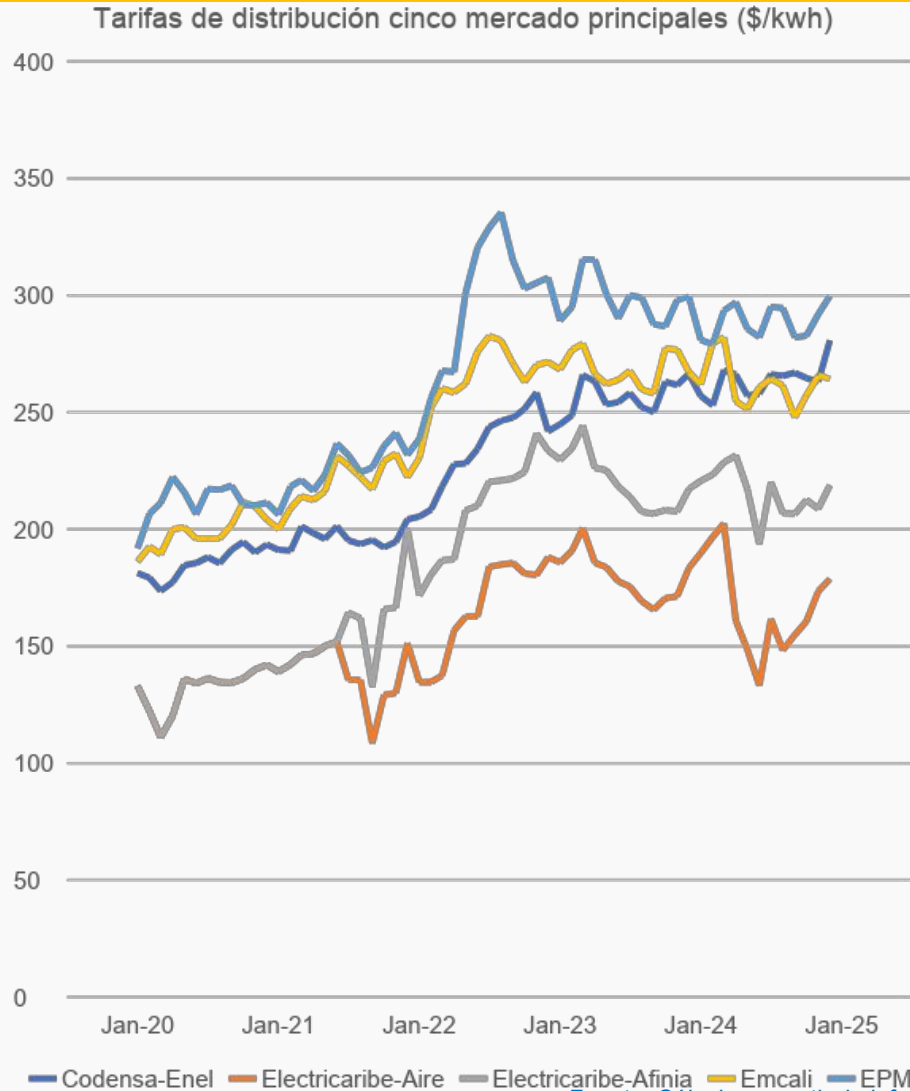
- En 2025 se publicó el documento de bases y estudios para la nueva metodología.
- Metodología vigente se expidió en tiempo récord, 6 años, a pesar de tener cuatro rondas de consulta



- Tarifas particulares fueron expedidas en 2019, recursos de reposición en 2020. Tiempo total de implementación fue de siete años.
- Régimen Caribe tiene reglas especiales en cuanto a planes de inversión, resoluciones tarifarias particulares salieron en 2021, recursos de reposición se resolvieron en 2023.

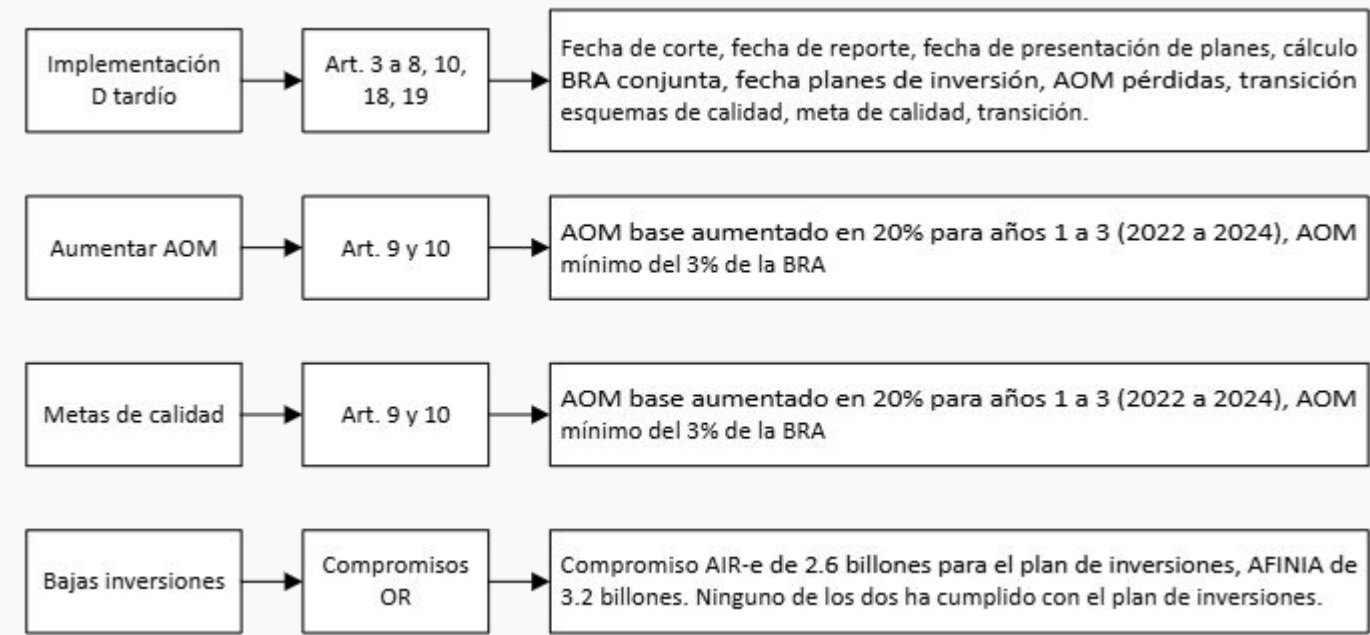
Es el momento para hacer reflexiones sobre próximo periodo tarifario

Distribución: Régimen Caribe



Fuente: Cálculos a partir de info de Superservicios

Antecedentes en distribución de Electricaribe: bajas inversiones, altos AOM requeridos, pero bajos AOM ejecutados.



La tarifa en el Caribe de distribución tiene bajas inversiones

Distribución: reflexiones para próximo periodo tarifario

Inversión en AMI y generación distribuida

- ¿Se debería reevaluar la frontera de la distribución incluyendo AMI y generación distribuida?

Evaluación ex-post planes de inversión

- ¿Cómo se deben evaluar los planes de inversiones de los distribuidores?

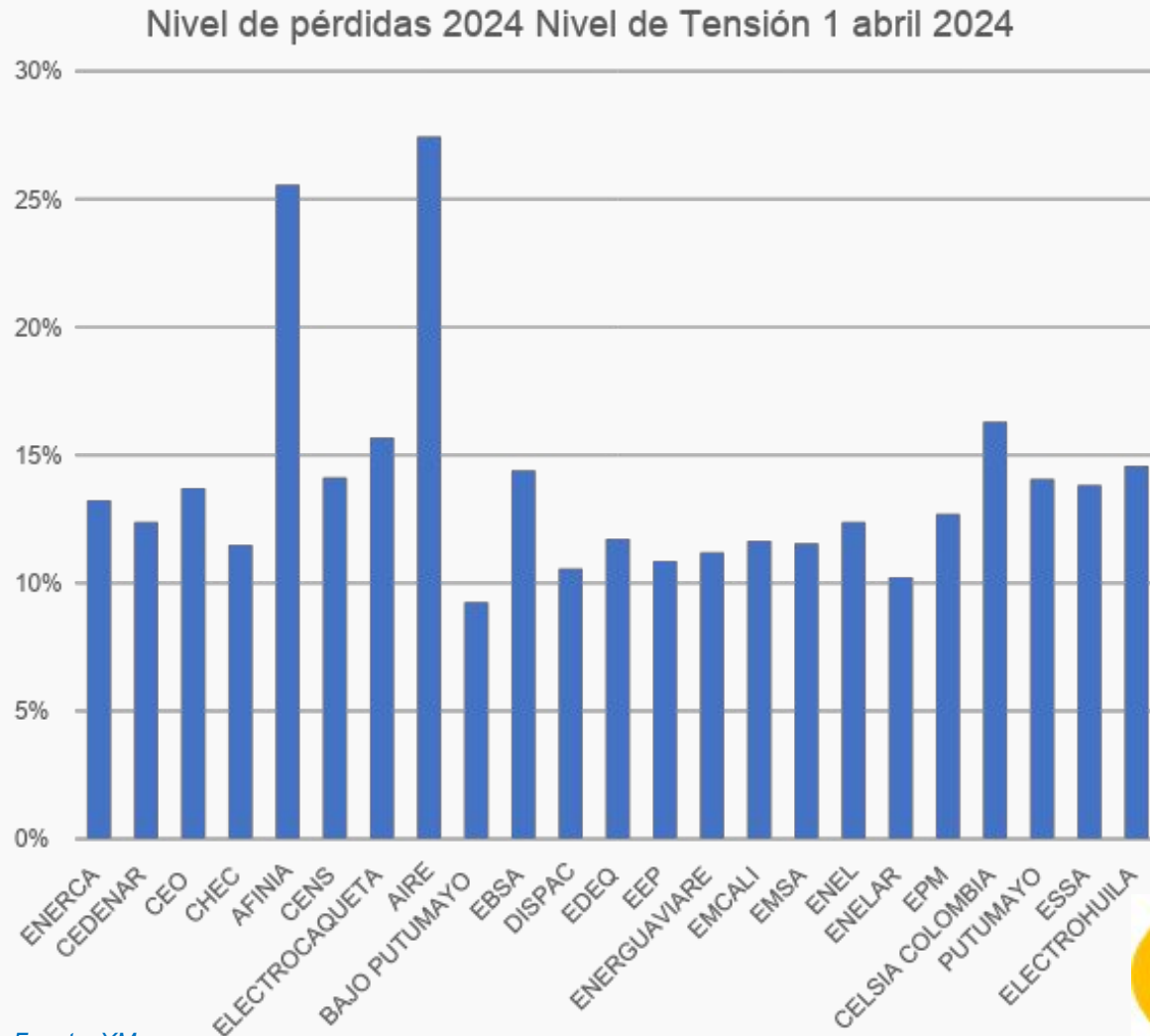
Situación mercados rezagados

- ¿Es necesario un programa masivo de inversión para modernizar redes en mercados rezagados?

Universalización

- ¿A las empresas en mercados cercanos a la universalización se les deberían solicitar y reconocer las inversiones para finalizar ese proceso?

Pérdidas



Fuente: XM

- Algunos mercados tienen un problema estructural de pérdidas con un 10% de pérdidas mayores al resto de mercados
- Causa - calidad de redes, en sistemas de distribución con inversiones muy bajas
- Causa - Usuarios residenciales con conexiones informales
- Causa - comercios que roban energía
- Zonas con muy bajo nivel de medición individual

El enfoque no debe estar en quien paga las pérdidas sino en cómo reducirlas

Pérdidas: potenciales soluciones

Inversiones públicas en áreas especiales

- Inversiones públicas en generación distribuida, medición inteligente, distritos térmicos
- Programas como Colombia Solar

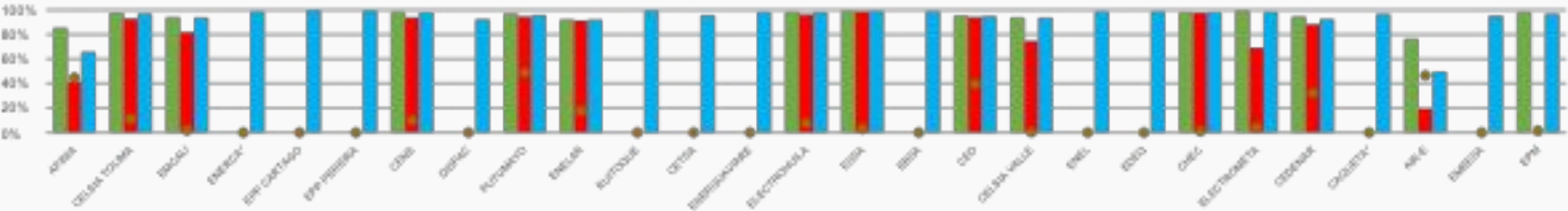
Régimen especial zonas especiales

- Es necesario evaluar herramientas para dar incentivos a usuarios a formalizarse con tarifas competitivas

Comercialización



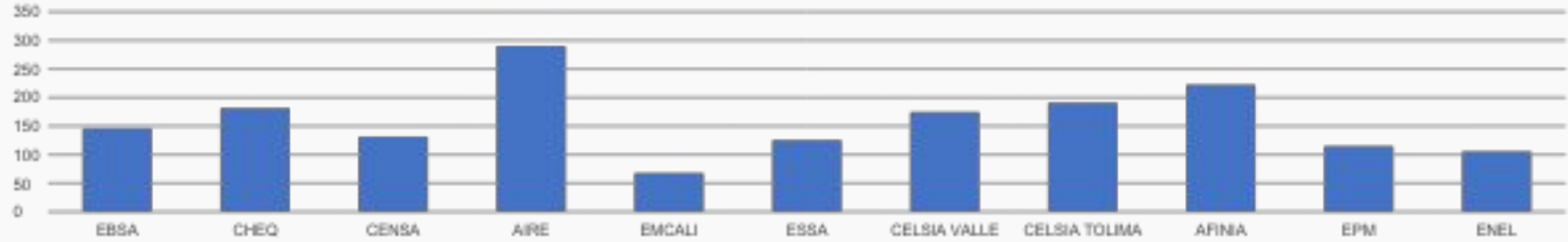
% recaudo 2023 por comercializador



■ Total de cuentas por cobrar entre 30 y 90 días (\$)
■ Total de cuentas por cobrar total entre 90 y 180 días (\$)
■ Total de cuentas por cobrar total entre 180 y 360 días (\$)
■ *Datos 2021

Fuente: cálculos DNP, datos CREG

CV promedio 2024 (incluye COT)



Liberalización del mercado

IMPLEMENTACIÓN AMI



LIBERACIÓN MERCADO



**PRESTADOR DE ÚLTIMA
INSTANCIA (PUI)**

**Implementación masiva de AMI crea un mercado en competencia, lo que permite liberar tarifas.
Para atender a usuarios remanentes es necesario un prestador de última instancia.**

AMI

Medidor inteligente: enlace de datos y medición bidireccional

Gestor de información: me permite una medición independiente

Capacidad tecnológica empresas para medir, facturar y dar tarifas en tiempo real

PUI

Ser un garante de prestación en un mercado en competencia

Garante corto plazo para usuarios cuyo comercializador se retiró del mercado

Garantizar servicio a usuarios vulnerables

Comercialización: soluciones



Prestador última instancia /
AMI / liberación

- Competencia en comercialización tiende a disminuir tarifas
- Va a incentivar mayor digitalización y eficiencia

Régimen zonas especiales

- Necesario evaluar herramientas para dar incentivos a usuarios a formalizarse con tarifas competitivas

Inversión pública masiva
en FNCER para mercados
de bajo recaudo

- Inversión en FNCER que reduzcan el costo para usuarios finales, reduciendo riesgo de cartera
- Incluye distritos térmicos y programas como Colombia Solar



Departamento
Nacional de Planeación





Departamento Nacional de Planeación

