



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

Medidas para promoción de la competencia en el MEM

Contenido

1. Objetivo
2. Antecedentes
3. Experiencia internacional
4. Experiencia nacional
5. Evaluación para el mercado colombiano
6. Análisis de resultados
7. Conclusiones
8. Propuesta regulatoria
9. Recomendación

Objetivo

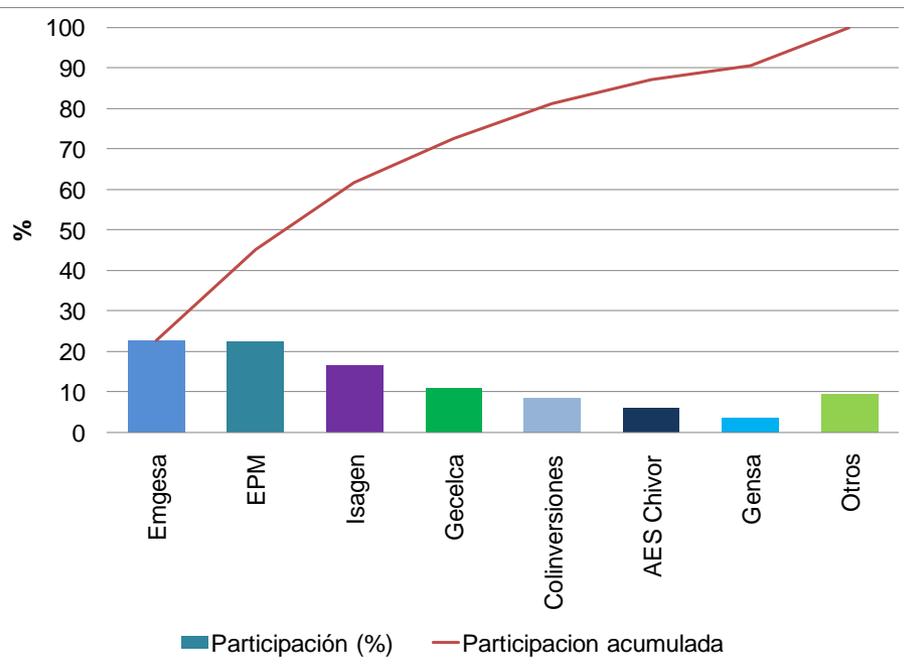
1. Identificar si existen agentes generadores con posición dominante en el mercado mayorista de energía eléctrica.
2. Recomendar un mecanismo ex – ante para prevenir o mitigar los posibles abusos de posición dominante en el mercado mayorista de electricidad.

1. Características mercado eléctrico

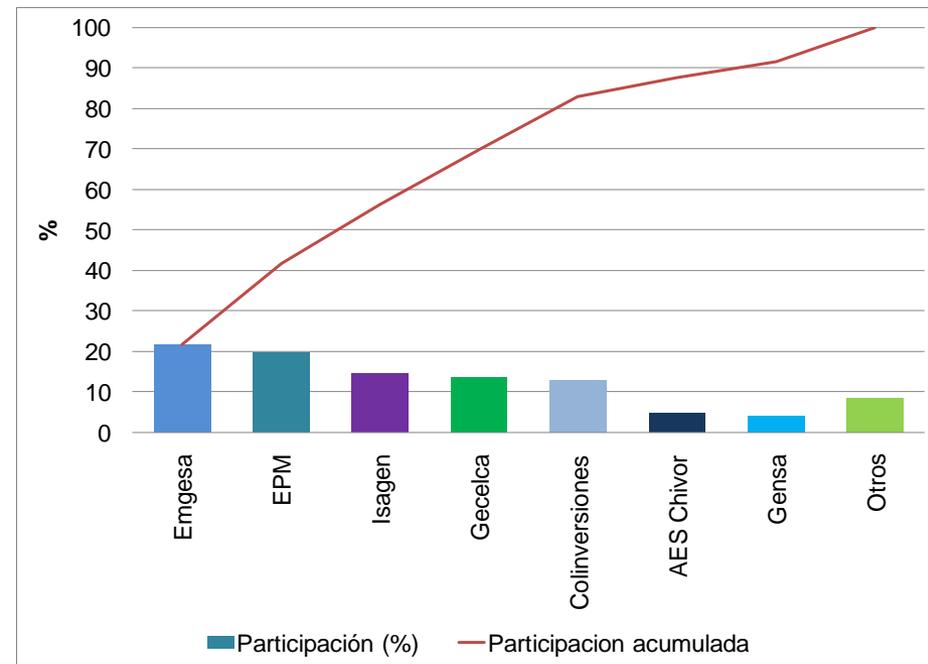
1. Electricidad no es almacenable
2. Demanda inelástica en el corto plazo
3. Balance continuo entre la oferta y la demanda

2. Concentración de la propiedad

Participación en el mercado Generación Real, 2009



Participación en el mercado Energía en Firme, 2009



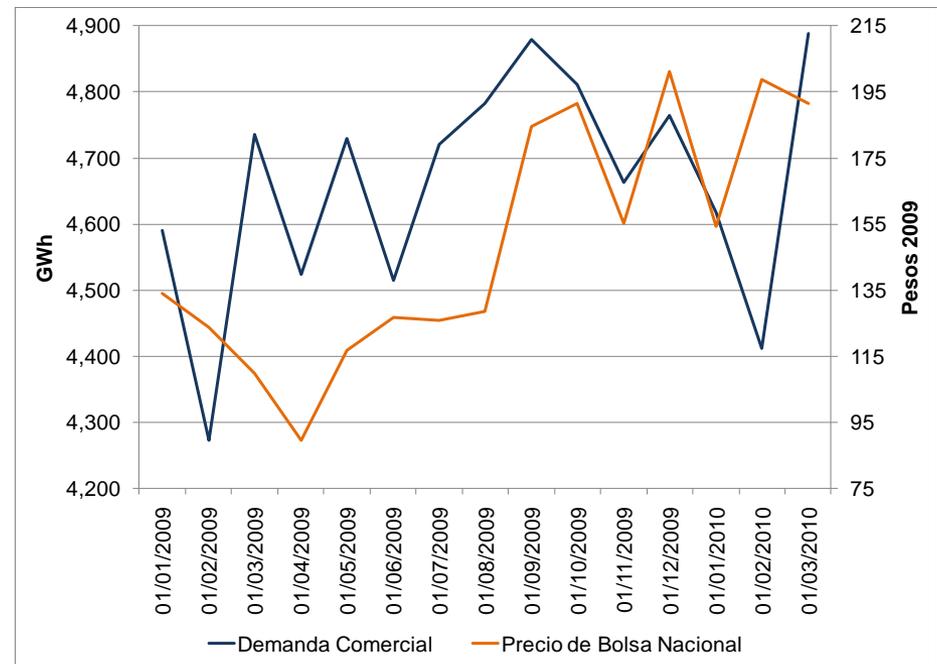
Datos XM S.A. E.S.P, cálculo de la CREG

Datos XM S.A. E.S.P, cálculo de la CREG

3. Demanda desconectable

- Los mecanismo de respuesta de la demanda son exitosos en mercados que se caracterizan por tener insuficiente oferta y precios altos
- Se requiere un mercado físico.

Demanda comercial y precio de bolsa nacional, 2009



Datos XM S.A. E.S.P, cálculo de la CREG

Experiencia Internacional

Metodología	País/Región	Temporalidad	Características
Licencia de Condición de poder de mercado	Inglaterra	Ex post	Licencia da poder al operador de mercado de llevar a cabo las investigaciones. Hay indicio de abuso de poder de mercado cuando el precio: <ul style="list-style-type: none"> •Aumenta 5% en un acumulado de 30 días •Aumenta 15% en un acumulado de 10 días •Aumenta 45% en un acumulado de un año
Regulación-supervisión	NordPool	Ex post	Departamento de supervisión del mercado NordPool con apoyo de las entidades de competencia de los países que participan en el mercado, supervisan el comportamiento de las empresas generadoras.
Precio Techo-Intervención directa	Australia	Ex post	Dos techos para los precios de bolsa: <ul style="list-style-type: none"> •Limite superior que opera cuando el precio de bolsa supera el techo •Techo acumulativo a la suma del precio de bolsa de 7 días
Test de conducta e impacto	Estados Unidos/ NYISO, ISO-NE	Ex ante	Mitigación de las ofertas de los agentes que fallan los test de comportamiento (Test de Conducta) y afectan negativamente el precio de bolsa (Test de Impacto).
Mitigación directa	Estados Unidos/PJM, CAISO	Ex ante	Mitigación de las ofertas de los agentes que fallan los test de estructura del mercado. El procedimiento es el siguiente: <ul style="list-style-type: none"> •Definición mercado relevante ($1.5 \cdot P_b$) •Test de la oferta residual •Test de participación de los agentes en el mercado •Test de concentración de mercado

Mecanismo utilizado para investigar comportamientos no competitivos en el Mercado Mayorista de Electricidad, MEM

Acciones del agente en el mercado

El operador del sistema o un tercero informa a la Superintendencia

La Superintendencia de acuerdo con los indicios

Investiga

No investiga

Sanciona

No Sanciona

Supervisión:

Ley 142 de 1994:

Superintendencia de Servicios Públicos (apoyada por Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista)

Ley 1340 de 2009:

Superintendencia de Industria y Comercio

Inconvenientes:

- Difícil probar el poder de mercado
- Oportunidad de los resultados de investigaciones

Resoluciones relacionadas con la mitigación de poder de mercado

- R CREG 042 de 1999 y R CREG 101 de 2010: Definición franja de potencia
- R CREG 034 de 2001: Determinación de costos regulados
- R CREG 060 de 2007: Límites de participación en el mercado
- R CREG 006 de 2009 y R CREG 138 de 2010: Manejo de información del MEM
- R CREG 140 de 2009: Desviaciones al programa no cumplido

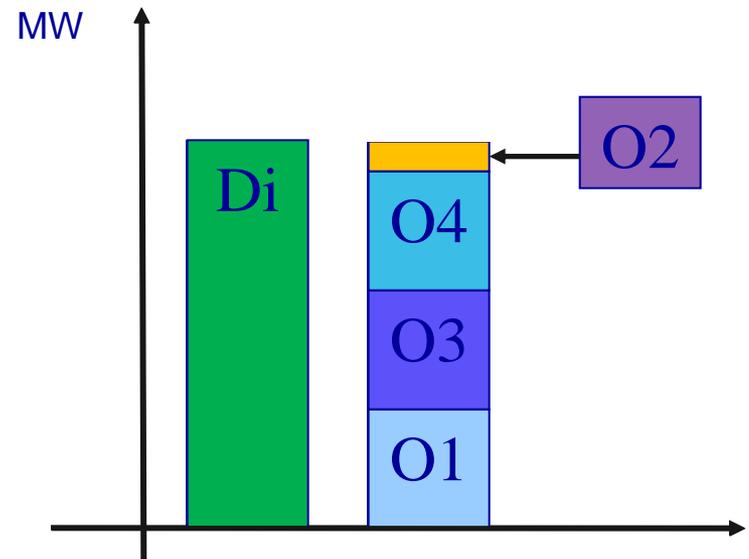
Oferentes Pivotales

“Un oferente es pivotal si parte de su capacidad de generación es necesaria para cubrir la demanda del mercado.”*

Los agentes **pivotales** tienen incentivos para comportarse como **monopolistas**.

Demanda residual: demanda que enfrenta cada agente

Oferta residual: oferta total menos la oferta de cada agente



*PNUD-MHCD-MME-DNP-SSPD, (2004). Diseño y estructuración de una metodología para el monitoreo y control del mercado de energía mayorista – MEM.

Índice de la Oferta Residual (IOR)

$$\text{Índice de Oferta Residual del agente } i = \frac{\text{Disponibilidad total del sistema} - (\text{Disponibilidad del agente } i - \text{Contratos del agente } i)}{\text{Demanda del sistema}} < 1 + \Delta X$$

Características IOR:

- Continuo
- Incluye contratos
- Estimación ex - ante

Procedimiento

1. Procesar datos de oferta de los agentes (Junio 26 – Julio 10 de 2010)
2. Estimación del Índice de la Oferta Residual
 - a. Demanda Objetivo
 - b. Mercados Relevantes
3. Mitigar oferta de agentes pivotaes
4. Resultados

Procedimiento

1. Procesar datos de oferta de los agentes (Junio 26 – Julio 10 de 2010)
2. **Estimación del Índice de la Oferta Residual**
 - a. **Demanda Objetivo**
 - b. Mercados Relevantes
3. Mitigar oferta de agentes pivotaes
4. Resultados

$1 + \Delta X$ Demanda objetivo

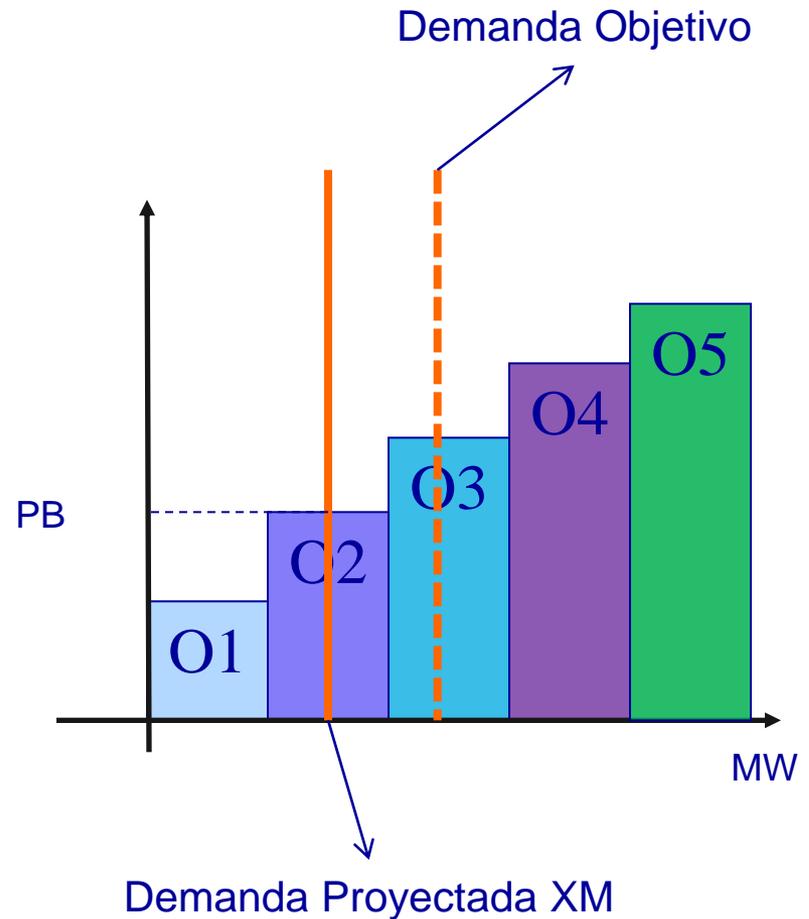
$$1 + \Delta X = 1 + (EP + DI + PDT) = 1.19$$

Donde:

EP= Error de pronóstico de la demanda, que corresponde a 2%

DI= Demanda internacional, que corresponde a 7.4% de la demanda nacional total

PDT= Participación de la disponibilidad de la planta con mayor capacidad, en la disponibilidad total. Corresponde a 9.98%



1+ΔX Demanda Objetivo

$$\frac{Pb - Cmg}{Pb} = \alpha_1 + \alpha_2 IOR + \alpha_3 D + \varepsilon$$

Pb= Precio de bolsa del mercado spot

Cmg= Costo marginal

IOR= Índice de la Oferta Residual

D= Demanda del sistema

E= Término de error

Estimación panel con efectos fijos por planta, y errores estándar robustos controlados por cluster hora.

1+ΔX Demanda Objetivo

$$\frac{Pb - Cmg}{Pb} = \alpha_1 + \alpha_2 IOR + \alpha_3 D + \varepsilon$$

Linear regression, absorbing indicators

Number of obs = 449568

F(2, 23) = 608.01

Prob > F = 0.0000

R-squared = 0.6681

Adj R-squared = **0.6680**

Root MSE = 5.8372

(Std. Err. adjusted for 24 clusters in hora)

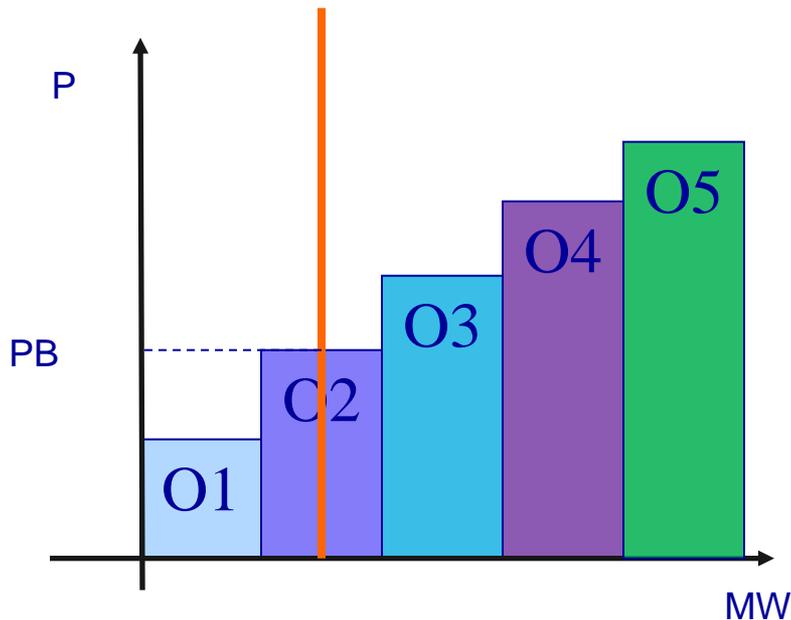
		Robust				
	lerner	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
α_2 →	pivotal	-1.19428	.4656252	-2.56	0.017	-2.157499 - .2310608
α_3 →	demanda	.7479773	.1873697	3.99	0.001	.3603735 1.135581
α_1 →	_cons	-3.745654	2.008552	-3.86	0.001	-11.90066 -3.590647
	cod_planta	absorbed				(49 categories)

Procedimiento

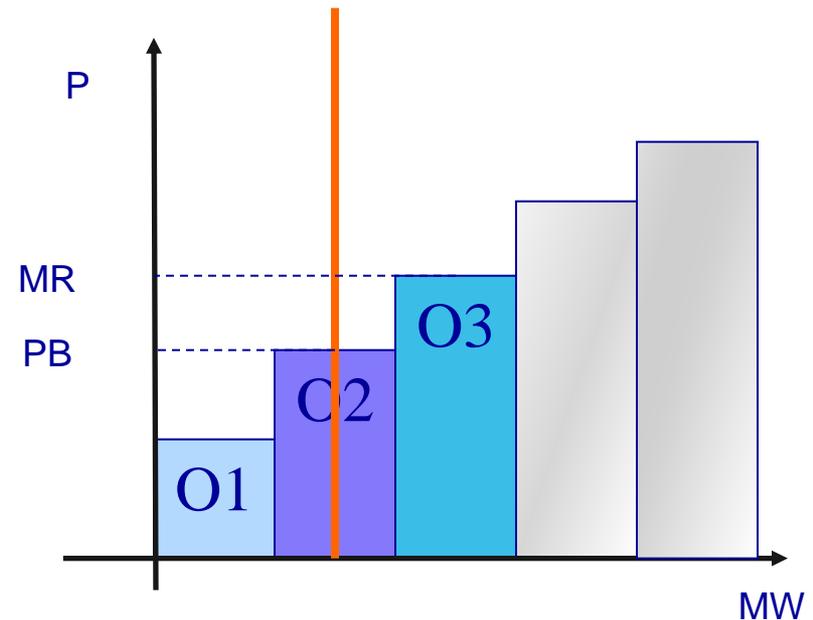
1. Procesar datos de oferta de los agentes (Junio 26 – Julio 10 de 2010)
2. **Estimación del Índice de la Oferta Residual**
 - a. Demanda Objetivo
 - b. Mercados Relevantes**
3. Mitigar oferta de agentes pivotaes
4. Resultados

Mercado Relevante

Sin mercado relevante



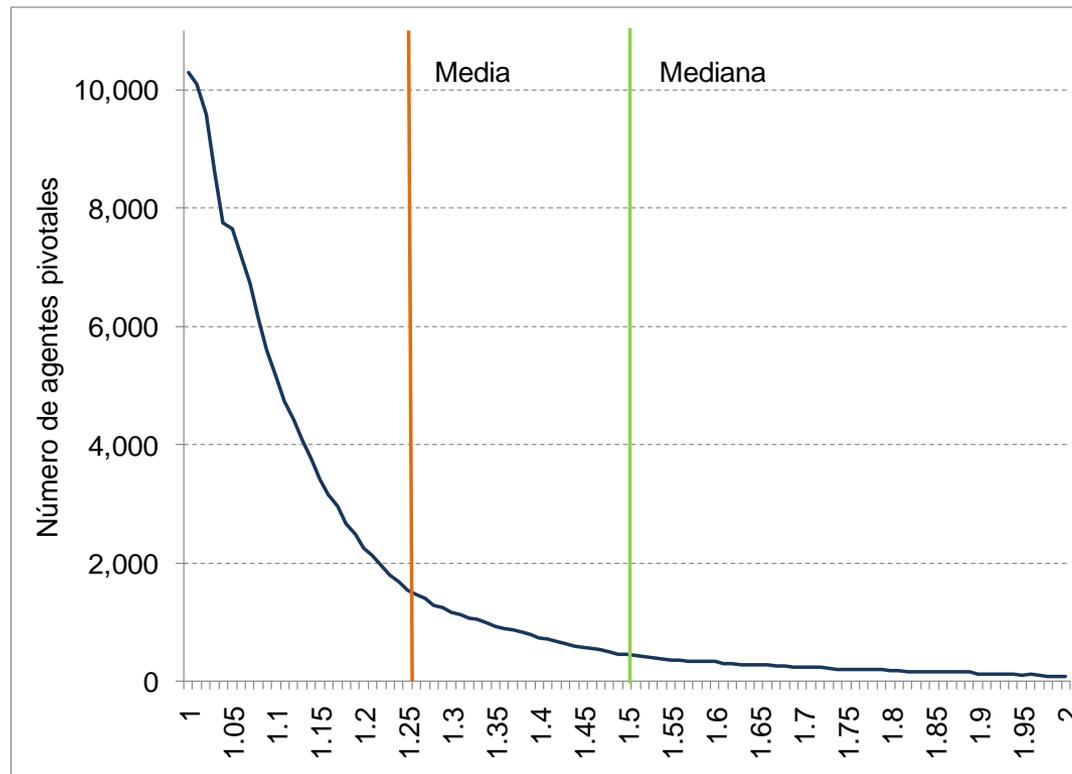
Con mercado relevante



La determinación de los oferentes pivotaes se realizó para dos mercados que incluían la capacidad de las plantas cuyo precio de oferta fuera menor a 1.25 y 1.5 veces el precio de bolsa.

Mercado Relevante

Definición de límites de mercados relevantes, 2009



Procedimiento

1. Procesar datos de oferta de los agentes (Junio 26 – Julio 10 de 2010)
2. Estimación del Índice de la Oferta Residual
 - a. Demanda Objetivo
 - b. Mercados Relevantes
3. **Mitigar oferta de agentes pivotaes**
4. Resultados

Precio de mitigación

Plantas térmicas:

$$CF_{j,d} = \min (PAP34, PAP_{j,d})$$

$$CV_{j,d} = \min(C34, Precio_Oferta_{j,d})$$

Plantas hidráulicas:

$$CV_{j,d} = \min (Precio_Bolsa_s, Precio_Oferta_{j,d})$$

CF_{j,d}= Costo fijo regulado de la planta j en el día d

CV_{j,d}= Costo variable regulado de la planta j en el día d

PAP34= Costos de arranque y parada según la Resolución CREG 141 de 2009

C34= Costo regulado según la Resolución CREG 034 de 2001, que incluye el CSC, CTC, COM y OCV

PAP_{j,d}=Precio de arranque y parada ofertado por la planta j en el día d

Precio_Oferta_{j,d}=Precio de variable ofertado por la planta j en el día d

Precio_Bolsa_s= Precio promedio de bolsa nacional del día s

Procedimiento

1. Procesar datos de oferta de los agentes (Junio 26 – Julio 10 de 2010)
2. Estimación del Índice de la Oferta Residual
 - a. Demanda Objetivo
 - b. Mercados Relevantes
3. Mitigar oferta de agentes pivotaes
4. **Resultados**

Resultados

Casos con oferentes pivotaes, por día

Fecha	Mercado Relevante 1.25		Mercado Relevante 1.5		1+ΔX: 1.19	
	Casos con oferentes pivotaes	Horas en que se presentaron	Casos con oferentes pivotaes	Horas en que se presentaron	Casos con oferentes pivotaes	Horas en que se presentaron
26/06/2010	9	11, 12, 13, 20, 21, 22	1	21	0	
27/06/2010	4	13, 20, 21, 23	0		0	
28/06/2010	0		0		0	
29/06/2010	25	6, 7, 11-17, 20-24	1	21	0	
30/06/2010	39	8-17, 20-24	6	12, 13, 20, 21, 23	2	19, 20
01/07/2010	10	7, 21, 23	1	21	0	
02/07/2010	0		0		0	
03/07/2010	1	13	1	13	0	
04/07/2010	2	19	0		0	
05/07/2010	2	20	2	21	0	
06/07/2010	13	10, 11, 13-18	7	11, 13-18	0	
07/07/2010	12	10, 14, 17, 18	4	14, 17, 18	0	
08/07/2010	0		0		0	
09/07/2010	0		0		0	
10/07/2010	2	12,13	0		0	
Total	119		23		2	
% Días	73%		53%		7%	

Resultados

Disminución promedio diaria en precio de predespacho ideal, \$/kWh

Fecha	Mercado Relevante 1.25	Mercado Relevante 1.5	1+ Δ X: Demanda objetivo
26/06/2010	33.56	6.83	
27/06/2010	3.55		
28/06/2010			
29/06/2010	15.03	4.40	
30/06/2010	15.05	2.54	1.78
01/07/2010	17.21	5.20	
02/07/2010			
03/07/2010	5.99	5.99	
04/07/2010	0.05		
05/07/2010	2.38	2.38	
06/07/2010	3.78	0.00	
07/07/2010	15.20	15.20	
08/07/2010			
09/07/2010			
10/07/2010	1.21		
Promedio	10.27	5.32	1.78

¿Cuándo se justifica mitigar los precios de oferta?

Se justifica mitigar el precio de oferta cuando el comportamiento de un **agente pivotal** incrementa en un 1% la tarifa al usuario regulado, definida en la Resolución CREG 119 de 2007.

Este incremento corresponde a un aumento de **3.35%** en el precio de bolsa, teniendo en cuenta la participación de la generación en el costo unitario total.

Análisis de resultados

$$\Delta Pp_{t,h} = \frac{Pp1_{t,h} - Pp2_{t,h}}{Pp2_{t,h}} > 3.35\%$$

$\Delta Pp_{t,h}$ = Diferencia porcentual entre los precios de los predespachos realizados con las ofertas de los agentes y los precios regulados en el día t y la hora h

$Pp1_{t,h}$ = Precio de predespacho del día t y la hora h considerando las ofertas de los agentes

$Pp2_{t,h}$ = Precio de predespacho del día t y la hora h considerando el precio de mitigación descrito en el numeral 3, como la oferta de precio de las plantas cuyo IOR fue menor a 1.19.

¿A que plantas del agente se les mitigan los precios de oferta?

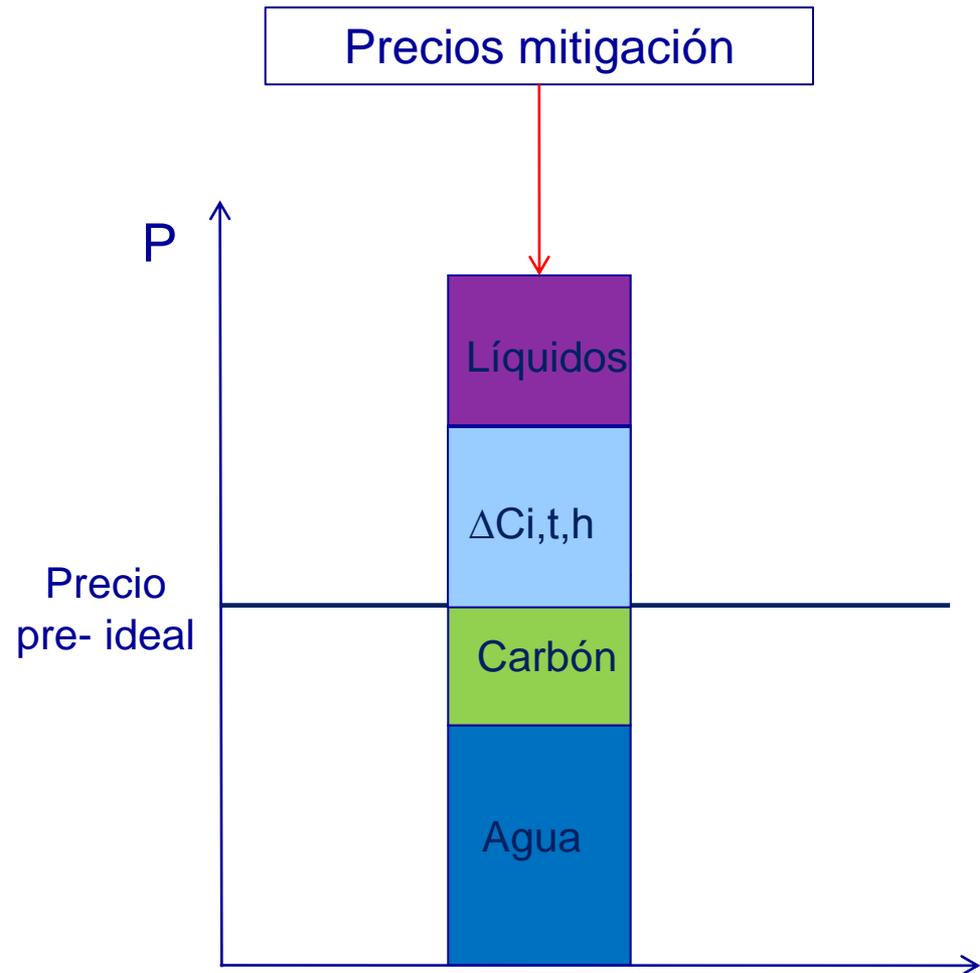
➤ Opción 1:

Si $IOR_{i,t,h} < 1.19$ y $\Delta P_{p,t,h} > 3.35\%$ el precio de oferta de **todas** las plantas del agente generador i se mitigará en el día t , de acuerdo con los precios descritos en el paso 3. En caso contrario, no se mitiga la oferta del agente generador.

Análisis de Resultados

➤ Opción 2:

Si $IOR_{i,t,h} < 1.19$ y $\Delta P_{p,t,h} > 3.35\%$ el precio de oferta de las plantas del agente generador i se mitigará en el día t , de acuerdo con el siguiente procedimiento:



Conclusiones

- Se encontraron agentes pivotaes en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- La metodología de Demanda Objetivo presenta resultados más consistentes.
- Se comprueba la importancia de diseñar esquemas que incentiven a los agentes a aumentar su nivel de contratación.

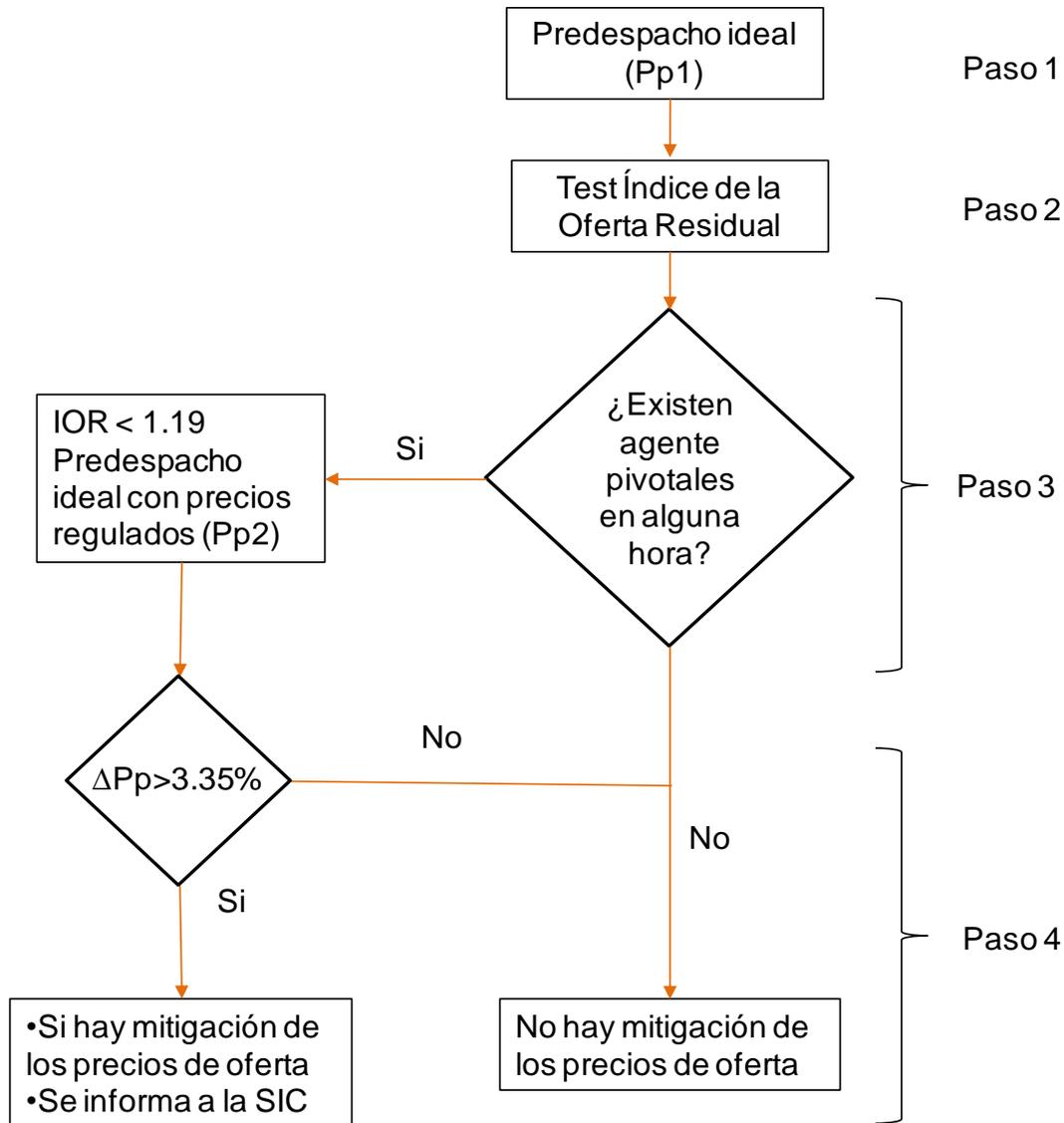
Objetivo:

- Implementar una metodología de corto plazo para identificar agentes pivotaes
- Diseñar un mecanismo ex – ante para la mitigación del poder de mercado de los agentes

Beneficios:

- Promover la competencia en el mercado
- Incentivar la contratación y cobertura en el mercado
- Aminorar los efectos de las fallas de mercado sobre los consumidores

Propuesta Regulatoria



Recomendación

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos de aplicar la metodología para la identificación de oferentes pivotaes en el Mercado Mayorista de Electricidad colombiano en el corto plazo, se recomienda someter el documento a comentarios del sector.

Anexo 1: Precio de mitigación

Día de mitigación

Día t	Día s
Lunes	Sabado
Martes	Lunes
Miercoles	Martes
Jueves	Miércoles
Viernes	Jueves
Sábado	Viernes
Domingo	Domingo o festivo
Festivo	Domingo o festivo

Anexo 2: Contratos en IOR

