

# RETOS DEL SECTOR GAS EN COLOMBIA

Guillermo Perry  
Pablo Roda  
Congreso Naturgás,  
Cartagena, Marzo 2016

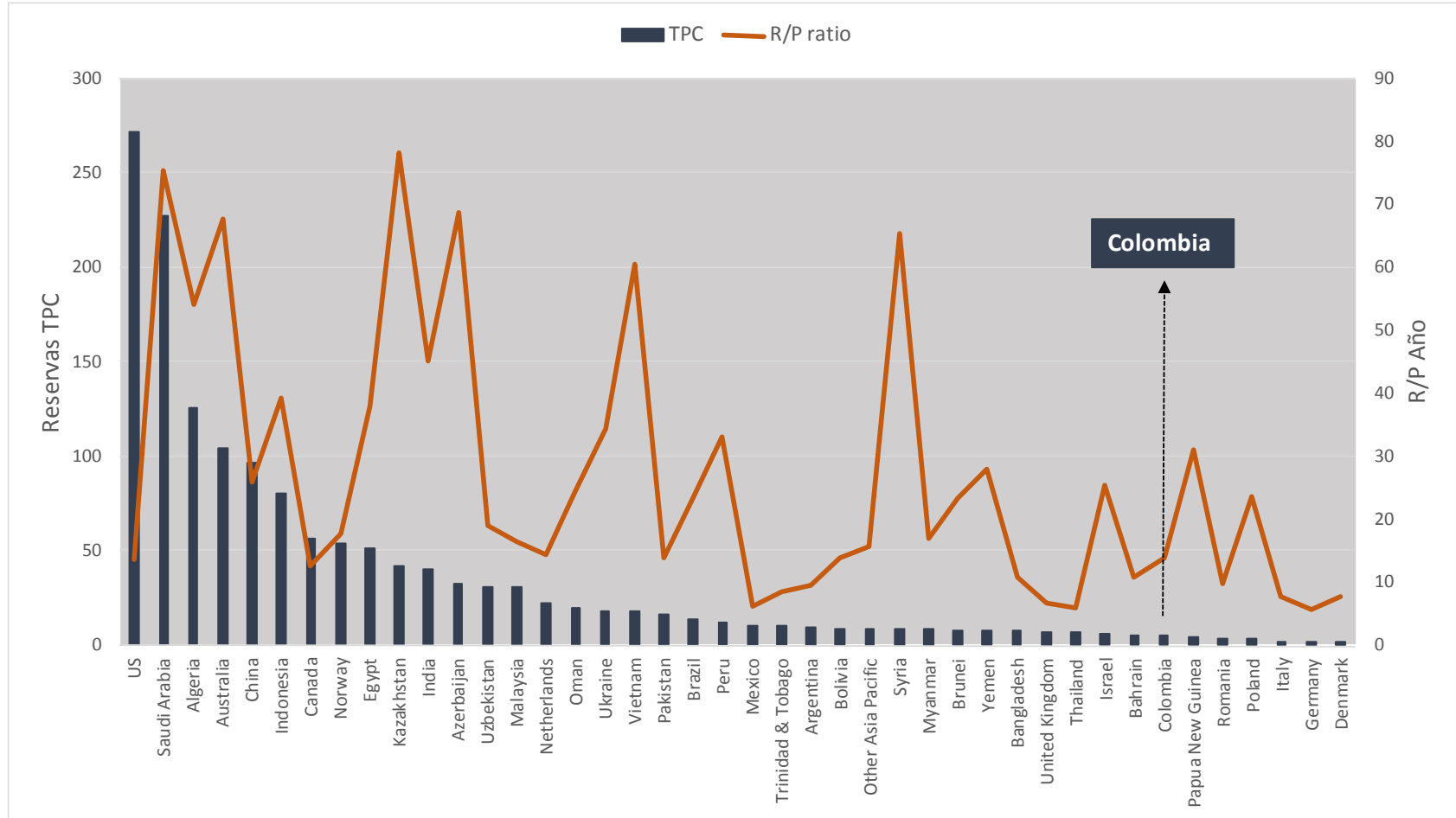
# ESTA PRESENTACION

1. Entre la escasez y la abundancia
2. Transporte
3. Integración con el mercado internacional
4. Incertidumbre de precios y poder de mercado
5. Contratación y desarrollo del mercado
6. La necesidad de fortalecer la CREG

# Entre la escasez y la abundancia

(Nota: las gráficas siguientes se basan en las reservas certificadas por la ANH y las últimas declaraciones de producción)

# Reservas y relaciones R/P en productores pequeños y medianos

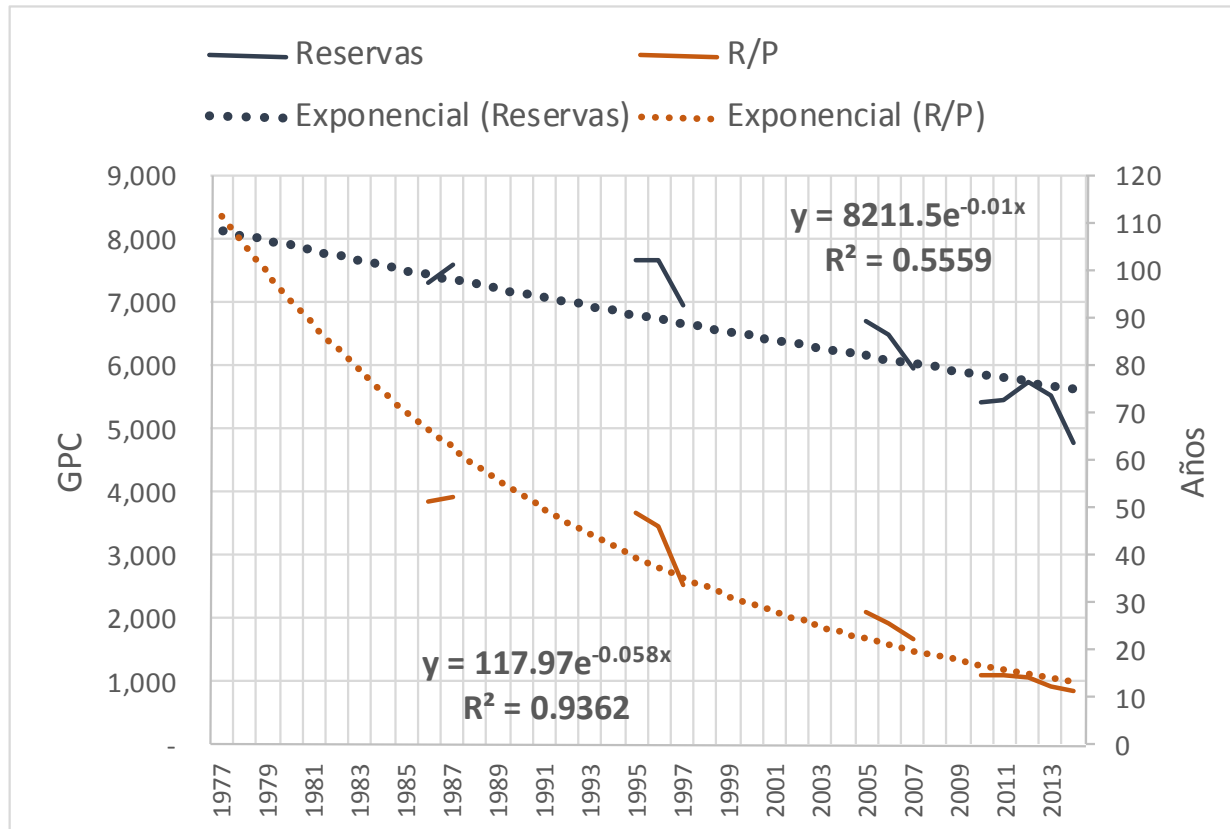


**Si se excluyen los grandes productores, el R/P promedio de la muestra es de 26 años y Colombia está entre 11 y 13. BP Statistics 2015.**

**Países excluidos: con R/P >100 años (Venezuela, Irán, Iraq, Kuwait, Qatar, Emiratos Árabes, Libia, Nigeria, Turkmenistán) y Rusia (R/P=56).**

# Evolución de reservas y relación R/P en Colombia

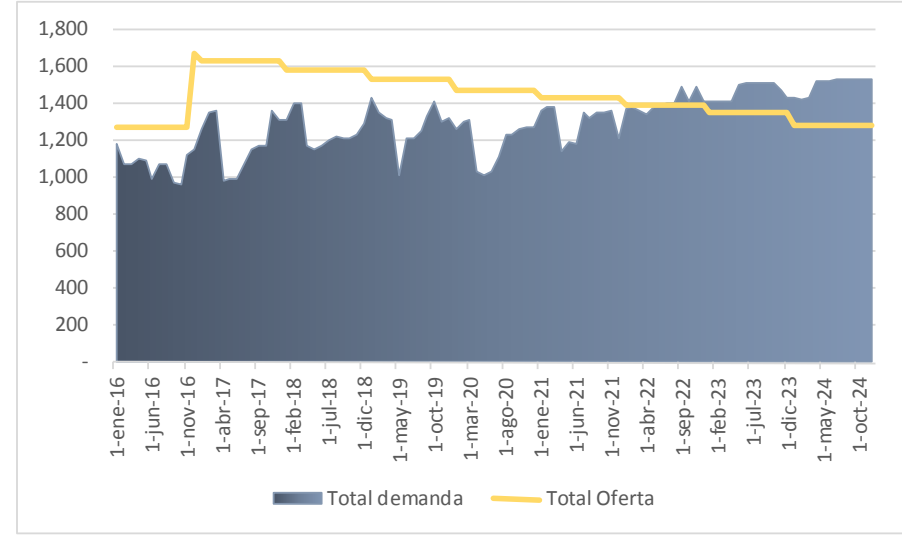
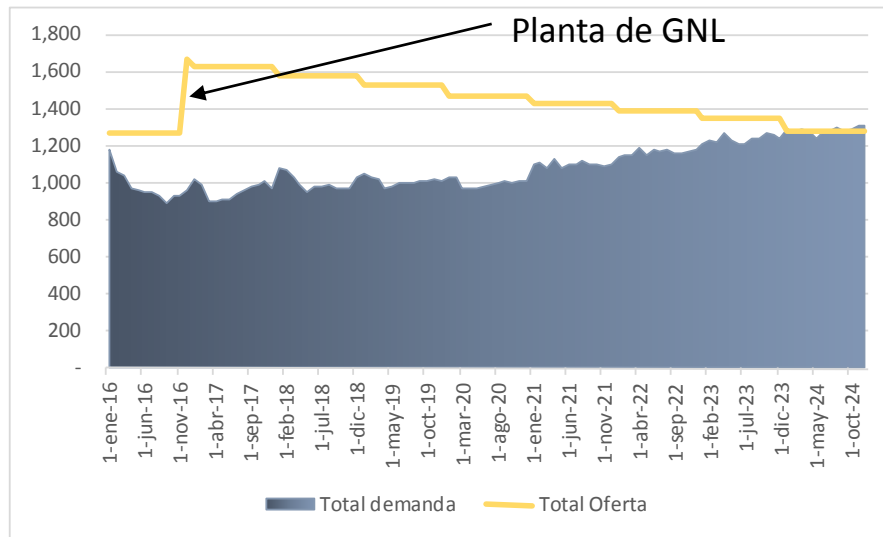
En las últimas tres décadas las reservas se han contraído a un promedio anual del 1%; el factor R/P se redujo al 5.8% en promedio.



No incluye Prospectos: Off Shore: Orca1, Krono 1, Calasu 1; Sur de la costa: Clarinete, Palmer, Nelson, Bullerengue 1; Orinoquía: Niscot; otros en Catatumbo, Llanos y VMM. Se estima con un nivel medio de probabilidad (50%) que estos prospectos podrían añadir 2,9 TPC adicionales. Por otra parte en el país hay importantes reservas de gas no convencional

# Escenarios de oferta y demanda a nivel nacional. GBTUD

La capacidad de producción declarada como oferta disponible es suficiente para atender la demanda esperada en un horizonte de entre 6 y 8 años.



## Escenarios medio y alto de consumo eléctrico

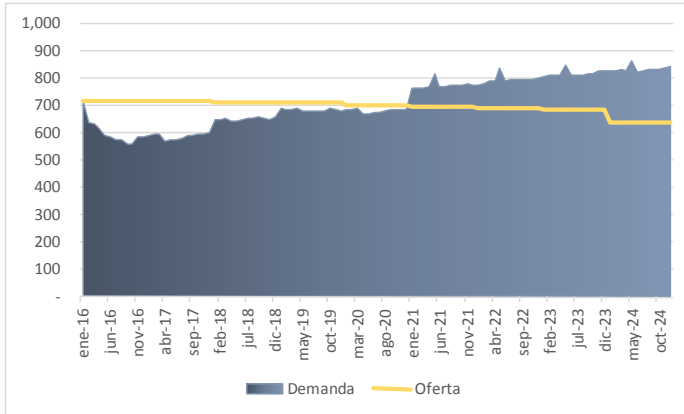
Fuentes: Demanda 2015 (Concentra), declaraciones de PTVD de los productores 2015 (Minminas), tasas de crecimiento esperadas por sector (UPME, Ecopetrol, XM) y la distribución regional del consumo (Concentra 2014)

En las proyecciones de demanda revisadas **redujimos la generación por seguridad (Ituango y línea de refuerzo en la Costa) así como las aspiraciones de consumo propio de Ecopetrol. No incluye la producción de los campos del sur de la costa .**

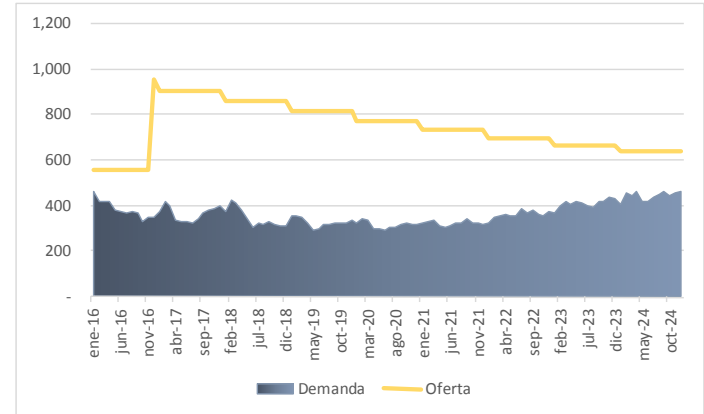
# Entre la escasez y la abundancia. Situación regional

## Escenario medio de consumo eléctrico

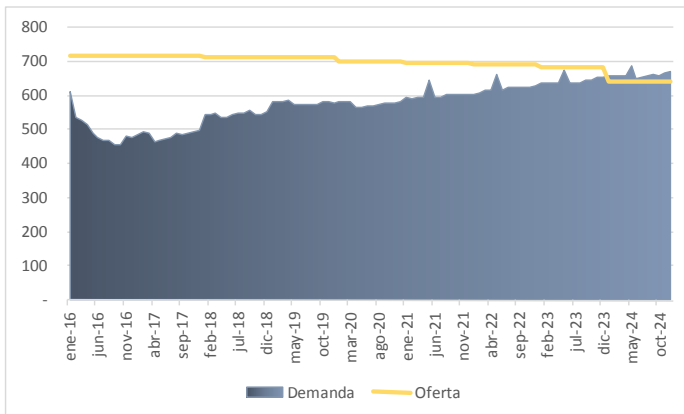
**Balance del Interior. Barranca con gas del interior:**



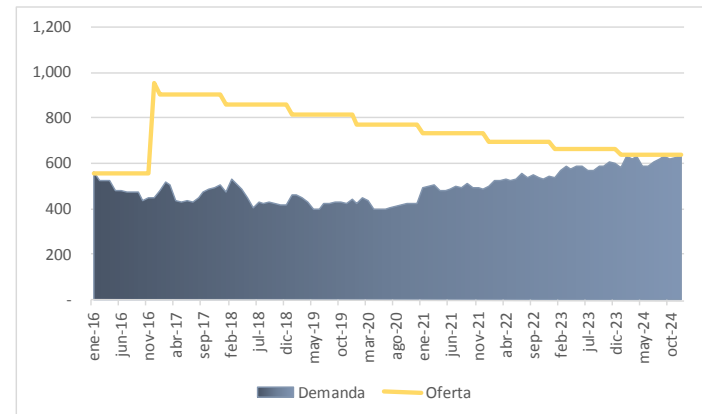
**Balance de la Costa. Barranca con gas del interior:**



**Balance del Interior. Barranca con Gas de la Costa**



**Balance de la Costa. Barranca con Gas de la Costa**



# Transporte





# Limitaciones de corto plazo: cuellos de botella en el transporte

- La velocidad en las decisiones de expansión de la red de gasoductos no es suficiente para responder a las exigencias del mercado.
  - Niño 2009 - 2010. La capacidad de Barrancas – Ballenas fue insuficiente para abastecer las térmicas del Magdalena Medio, a pesar de que tenían contratos con firmeza.
  - Niño 2015 – 2016. La capacidad del tramo El Porvenir – La Belleza impide evacuar los excedentes de gas del pie de monte. En estas circunstancias la refinería de Barranca se debe atender con gas de la Costa, una región con déficit inducido por la alta demanda térmica del Niño y las exportaciones a Venezuela.
- La conexión de nuevos campos a la red de transporte exige complejísimas acciones de coordinación y costos de transacción entre transportadores, productores, clientes y regulador. Ejemplos:
  - La conexión de Gibraltar
  - La conexión en ejecución de los campos del sur de la costa

# ¿Por qué se atrasan tanto las soluciones de transporte?

- Exigencias excesivas sobre los transportadores independientes y demoras y restricciones en la aprobación de tarifas.
- Falta de competencia
- Limitaciones excesivas a los productores y consumidores grandes para resolver por su cuenta el problema

# Problemas de regulación en el transporte

**A diferencia del sector eléctrico, en gas natural la iniciativa de expansión de la red transporte se dejó en el sector privado.**

- Ello supone que cada agente asume riesgos sobre tramos específicos y no sobre el sistema como un todo. Pero en la realidad:
  - Cambios regulatorios o en la configuración del sistema afectan el comportamiento comercial de un tramo específico.
  - La localización de las térmicas y el trazado del sistema de gasoductos del interior se fundamentó en cargos por “estrés” en el eléctrico y reservas abundantes en Opón. Cuando cambiaron estos parámetros se alteró la utilización y rentabilidad de los activos de transporte de gas en esta zona del país.

## **Otros Problemas Regulatorios:**

- La CREG se demora demasiado en expedir las regulaciones de tarifas
- Con frecuencia, la metodología tarifaria castiga el valor de los activos por consideraciones de eficiencia, con métodos “promedio” que desconocen las especificidades del proyecto
- El licenciamiento ambiental y las negociaciones con las comunidades crean incertidumbres, retrasan y encarecen los proyectos
- Se ha demorado la definición sobre inversiones de seguridad

# Las alternativas

- Corto Plazo:
  - Mayor flexibilidad y certeza tarifaria para los transportadores independientes.
  - Mayor libertad a productores y consumidores grandes para construir su transporte.
- Mediano Plazo:
  - Convocatorias de la UPME cuando prevea cuellos de botella
- Largo Plazo:
  - **Planeación integrada y armonización de la regulación del transporte en los sectores de gas y energía eléctrica:** convocatorias y open seasons planeadas por la UPME en ambos sectores; criterios similares para tarifas (estampilla vs distancia); normas similares sobre integración vertical y operación; etc.

# La Integración Internacional

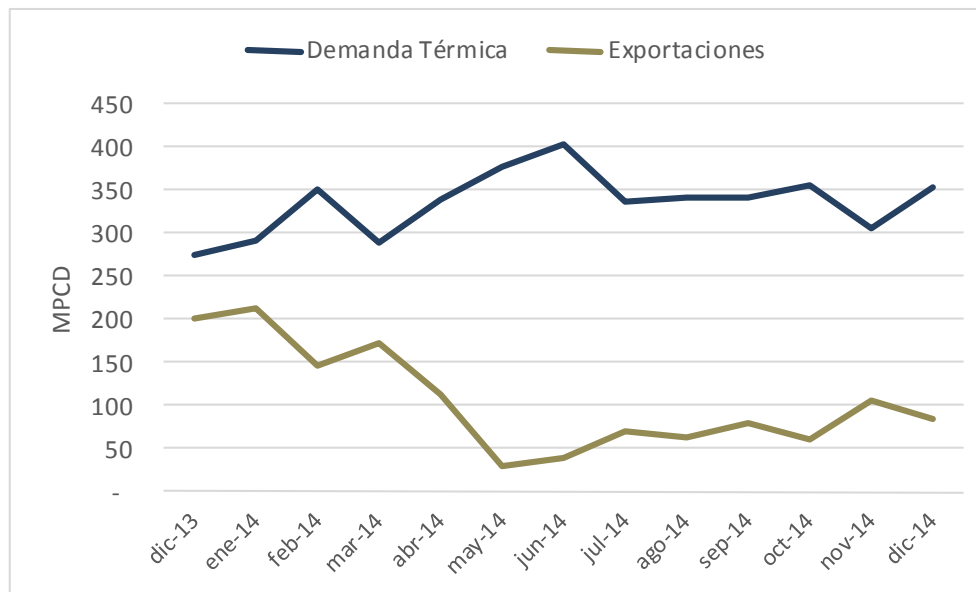


# La necesaria integración con el mercado internacional

- La masificación del gas natural en Colombia se dio en un entorno autárquico y ha sido un proceso muy exitoso desde el punto de vista económico, energético, ambiental y social
- Hacia el futuro, no obstante, es necesario integrarse a los mercados internacionales
  - **Las reservas actuales no aseguran el abastecimiento para plazos extensos como lo requieren los grandes proyectos basados en este combustible.**
  - **Aun si el país se convirtiera en un exportador neto, los picos de demanda del sector eléctrico en épocas de niño deberían atenderse con importaciones ocasionales.**
  - **El mercado interno no tiene el tamaño suficiente para viabilizar el desarrollo y explotación de grandes yacimientos de gas.** Es necesario garantizar la posibilidad de exportación permanente para incentivar la búsqueda de mega campos

# Primeras lecciones: exportaciones a Venezuela

- **Exportar en contratos interrumpibles facilita abastecer clientes con demanda volátil.** Las ventas externas contribuyen a diluir costos fijos en suministro y transporte sobre una demanda estable y mayor. La gráfica muestra la correlación negativa entre exportaciones a Venezuela y consumo de gas del sector termoeléctrico durante el 2014.
- **Sin embargo, la relación con Venezuela se ha desviado de lo inicialmente planeado en el sentido en que el flujo no se ha revertido como lo contemplaba el contrato inicial.** Ante la baja confiabilidad del socio no se ha debido prorrogar el contrato.



# Primeras Lecciones: Planta de regasificación

- La planta de Regasificación muestra como **un esquema regulado de socialización de costos puede ser benéfico para el sistema en su conjunto y para cada uno de los agentes**. El costo en \$/Kwh del proyecto, con alta probabilidad, es muy inferior al extra - costo de marginar el mercado mayorista con combustibles líquidos.
- La planta de regasificación, como se mostró en los balances:
  - **da cierta holgura en el abastecimiento del mercado de gas**
  - **otorga firmeza al sistema eléctrico en períodos críticos.**
- **Demoras en regulación y la obtención de licencias atrasaron la entrada en operación de la planta (actual riesgo de racionamiento eléctrico)**



# Poder de Mercado y Precios



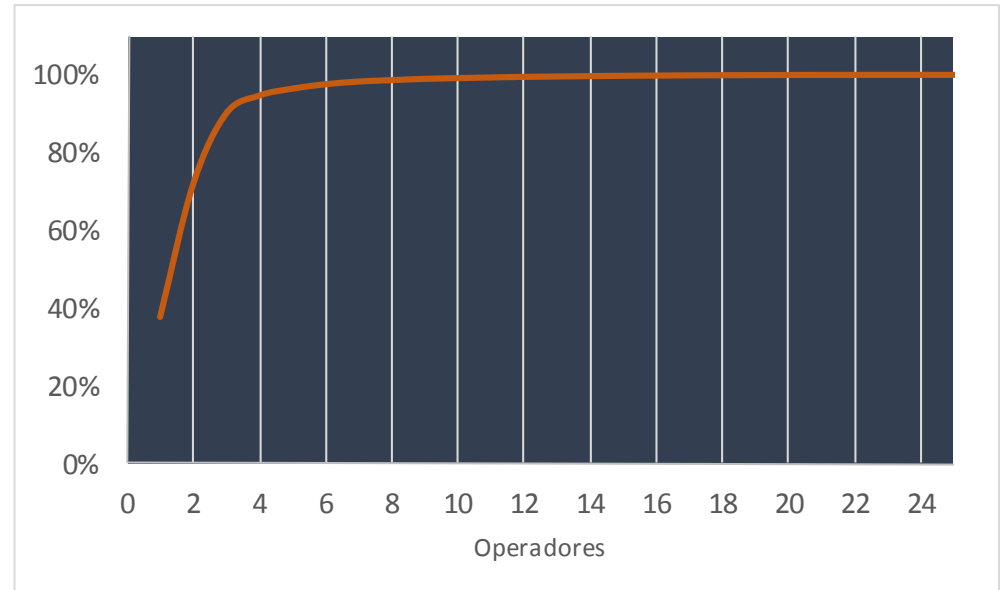
# La incertidumbre de precios en un entorno de poder de mercado

- El largo plazo: integración con mercados internacionales y competencia interna:
  - La libertad de precios tendrá cotas naturales: el precio FOB de exportación o el CIF de importación.
- El corto plazo:
  - Poder de mercado
  - Riesgos de intervención discrecional
- Perdida de mercados domésticos: la industria
- Riesgo excesivo para la exploración por intervenciones ex post (Costa Atlántica)
- La necesidad de una regulación 'inteligente' para la transición entre un mercado cerrado y con concentración excesiva a uno integrado y con competencia

# Poder de mercado en la transición

- **La oferta de gas es muy concentrada**
  - En 2015, 4 de los 26 operadores respondieron por el 95% de la producción de gas.
  - El HHI calculado a nivel nacional equivale al nivel de concentración de un mercado abastecido por 3 firmas iguales.
  - A nivel regional se acerca al equivalente a un duopolio, tanto en la costa, como en el interior
- En mercados con estos índices de concentración **se pueden presentar abusos de poder de mercado, en particular en períodos de escasez**, y su ejercicio deriva en precios por encima del referente de eficiencia económica

Distribución acumulada de la producción 2015 por operador



Fuente ANH. Cálculos consultores

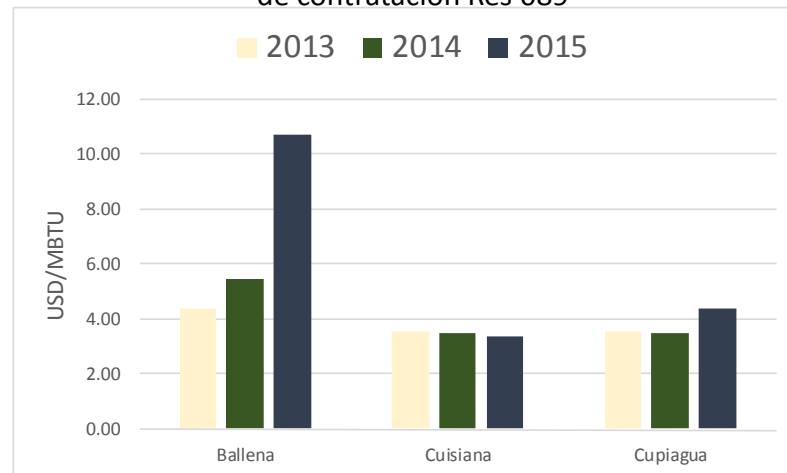
# Regular el precio del gas en un mercado de gas autárquico (no transable) es complejo

- El regulador desconoce el costo incremental.
  - Regular un precio por debajo de este nivel desincentivaría el desarrollo de nuevos campos
  - Un precio por encima del costo incremental generaría rentas, desestimularía el crecimiento del mercado y castigaría la competitividad del aparato productivo del país
- Regular por el precio de los sustitutos puede ceder rentas cuantiosas a favor del productor
- Liberar precios, por su parte, es particularmente riesgoso cuando la demanda es muy inelástica, entre otras razones, por las inversiones pasadas en equipos que consumen exclusivamente gas
- Guajira: de los inconvenientes de una mala regulación a los riesgos de la libertad de precios con poder de mercado

# Consecuencias sobre precios

- El precio del GN en Colombia se desalineó nuevamente de los referentes internacionales
- Si se considera que en la Guajira la mayor parte del gas se contrató bajo Res 170 y con interrupciones, el precio reportado se acerca a los USD 10/MBTU
- Este precio refleja la coyuntura de escasez de la costa que se mantendrá hasta que:
  - ceda el Niño y/o
  - se amplíe la oferta con el GNI
  - Se incorpore al mercado la producción de los nuevos campos en el sur de la Costa Atlántica
  - y/o se abastezca la refinería de Barranca con gas del interior (o GLP)
- Además, el precio puede estar explicado en parte por poder de mercado.
- Estos precios castigan la competitividad del aparato productivo del país tanto en GN como en electricidad

Evolución del precio de suministro bajo los procesos de contratación Res 089



Fuente: CREG, Gestor del Mercado y Cálculos del consultor  
Evolución del precio de los contratos de futuros de GN en NYMEX



Fuente: EIA

# Las alternativas

1. Corto plazo (transición hacia integración internacional y/o competencia interna)
  - Regulación de Topes, vinculados al Precio Internacional
    - Promedio ponderado de Precio FOB de Exportación y Precio CIF de Importación
    - Ponderación según evolución de la relación reservas/producción.
  
2. Mediano Plazo
  - Libertad vigilada (posibilidades de ejercicio de poder de mercado ocasional)
  - Definir mejor las funciones e interacción de la SIC y la CREG y fortalecimiento técnico de la SIC

# Propuesta de un precio techo basado en el mercado internacional

## Tope de precio en Guajira

$$P_t \leq \bar{P}_t = P_t^X * w_t + P_t^M * (1 - w_t)$$

## Precio de Paridad de Exportación

$$P_t^X = (PL_t^{\text{Henry Hub}} * 1.15) - T_t^{\text{INTERNAL}} - T_t^{\text{NAL}} - L_t$$

$PL_t^{\text{Henry Hub}}$ : Precio en Henry Hub mas licuefacción  
 $T_t^{\text{NAL}}$ : transporte interno  
 $T_t^{\text{INTERNAL}}$ : Flete internacional  
 $L_t$ : Costo de licuefacción (incluye un margen de comercialización de 15%)

## Precio de paridad de importación

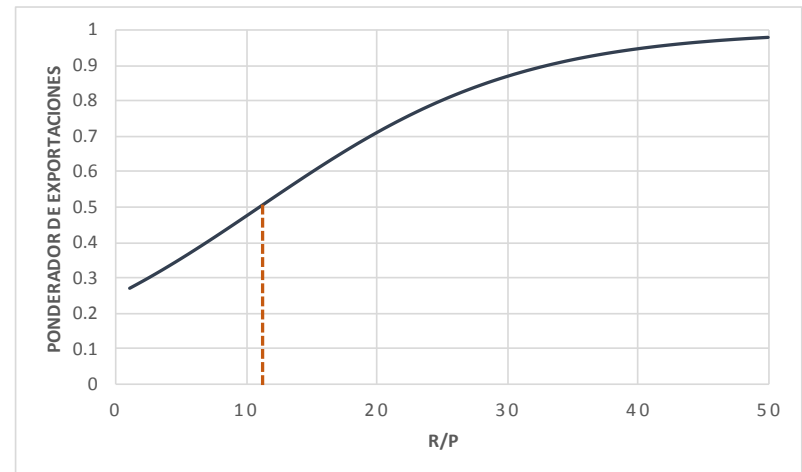
$$P_t^M = (PL_t^{\text{Henry Hub}} * 1.15) + T_t^{\text{INTERNAL}} + R_t + T_t^{\text{NAL1}} - T_t^{\text{NAL2}}$$

$T_t^{\text{INTERNAL}}$ : Flete marítimo  
 $R_t$ : Costo de regasificación  
 $T_t^{\text{NAL1}}$ : transporte Planta - B/quilla, y  
 $T_t^{\text{NAL2}}$ : transporte boca de pozo - B/quilla

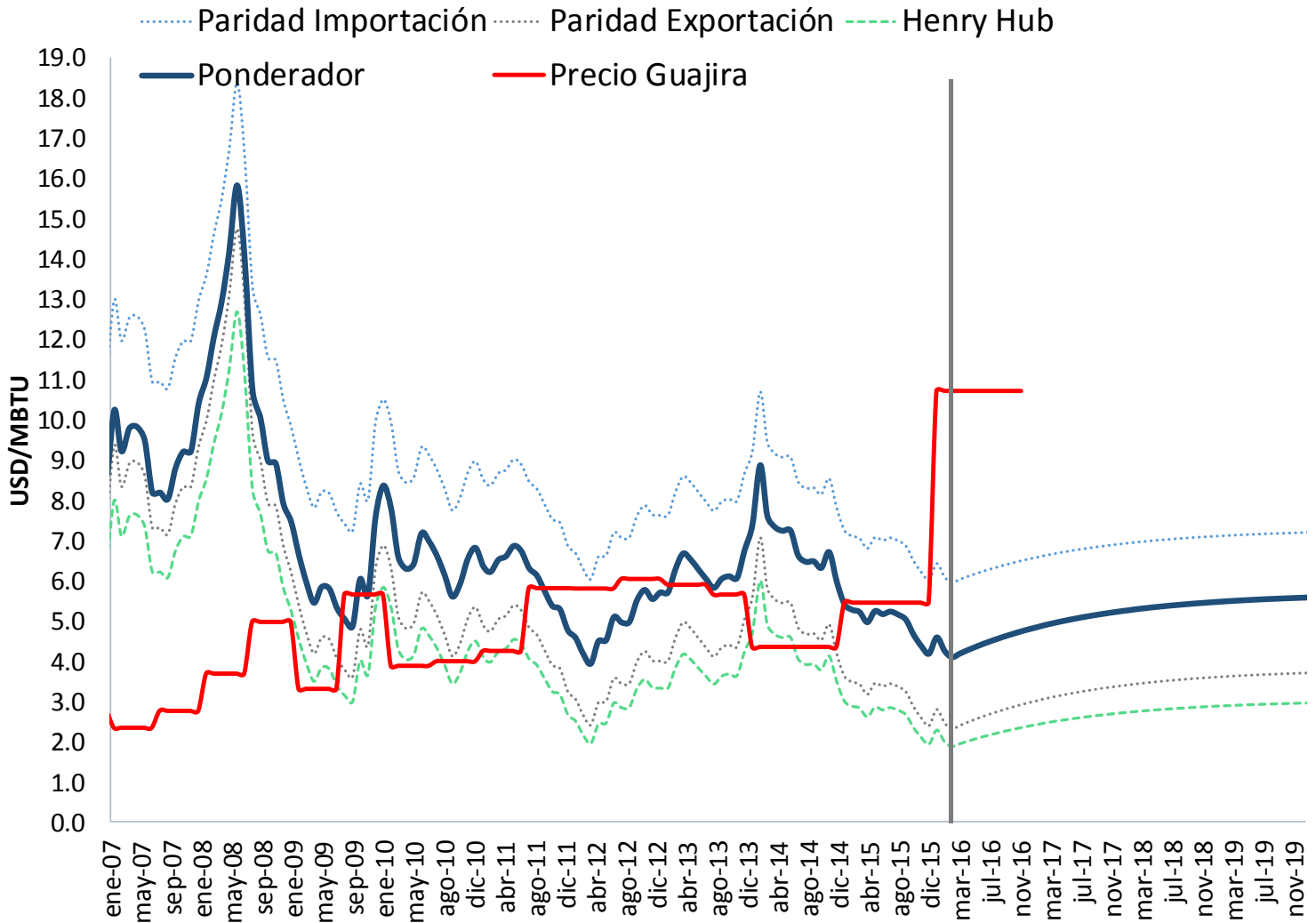
## Ponderador W

$$w_t = \frac{e^{(\beta \times RP_t - \beta \bar{RP})}}{1 + e^{(\beta \times RP_t - \beta \bar{RP})}} = \frac{e^{(0.1 \times RP_t - 1,1)}}{1 + e^{(0.1 \times RP_t - 1,1)}}$$

Con los parámetros  $\alpha = 0,1$  y  $\beta = 1,1$ ,  $w = 0.5$  para un  $R/P = 11$



# Simulaciones con propuesta de un precio techo basado en el mercado internacional



La proyección del precio en Henry Hub se tomó de la EIA. La simulación histórica calcula el ponderador año por año.  
La proyección se hace con un ponderador de 0.5



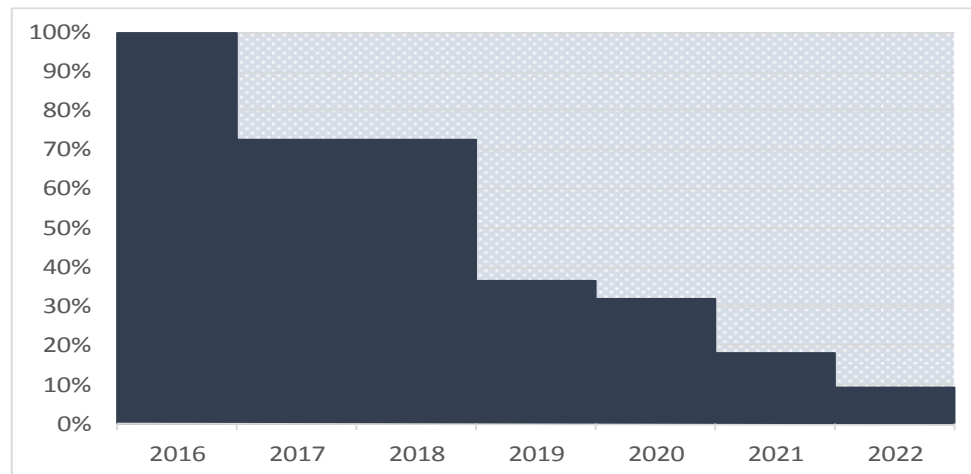
# Contratación y desarrollo del mercado



# Incertidumbres en contratación

- **La demanda futura está totalmente amparada por contratos para 2016; en cerca del 70% hasta el 2018 y en menos de 30% para los años subsiguientes**
- **El porcentaje de gas transado a 5 años se redujo del 52% para las compras en 2013 a un 11% en las compras realizadas en 2015**
- En este último proceso, los mayores volúmenes de gas corresponden a excedentes transados a muy corto plazo, en su mayoría bajo la modalidad interrumpible

Estimativo del horizonte de cobertura de la demanda en contratos



Fuente: Estimativo basado en gráfica del Gestor del Mercado

Volúmenes contratados en los procesos de comercialización Res 089

	2013	2014	2015
Gas transado GBTUD	673	253	513
participación a 5 años	52%	19%	11%
Negociación de corto plazo de excedentes			79%

Fuente: CREG (2013 y 2014) y Gestor del Mercado (2015)

# Incertidumbres en contratación

- Priman los contratos de corto plazo: La expansión de la demanda y la oferta requiere suministros ciertos de largo plazo.
- La subasta es un mecanismo eficiente de asignación de recursos solo cuando concurre un número elevado de oferentes y demandantes
- Los productores pueden incidir en las señales de escasez y abundancia anunciando sus consumos propios futuros
- El sector termoeléctrico en los últimos dos años ha representado cerca de una tercera parte de la demanda de gas. Su participación en los procesos de contratación es muy inferior.
- El indexador ha traído problemas: En el pie de monte, con excedentes, la libertad de precios ha arrojado resultados positivos. En la costa, mercado deficitario, los resultados en materia de precios son controversiales
- Las intervenciones del mercado en las cuales se reasigna el recurso con relación a la distribución de los contratos afecta la credibilidad de la contratación de GN

# El Regulador

# La necesidad de fortalecer la CREG

- Los errores en la regulación y la reticencia a enmendarlos ha creado un ambiente peligroso para la autonomía del regulador
- La solución no es debilitar la autonomía de la CREG, sino fortalecerla desde el punto de vista presupuestal y de sus competencias profesionales (¿reclutar internacionalmente?)