

Escenarios probables de desempeño del mercado de corto plazo y el de contratos de largo plazo

Pablo Roda
CSMEM
Julio de 2011

Contenido

- Balance de energía eléctrica
- Balance de gas
- Riesgo en el mercado de contratos eléctricos
- Que se ha hecho
- Conclusiones

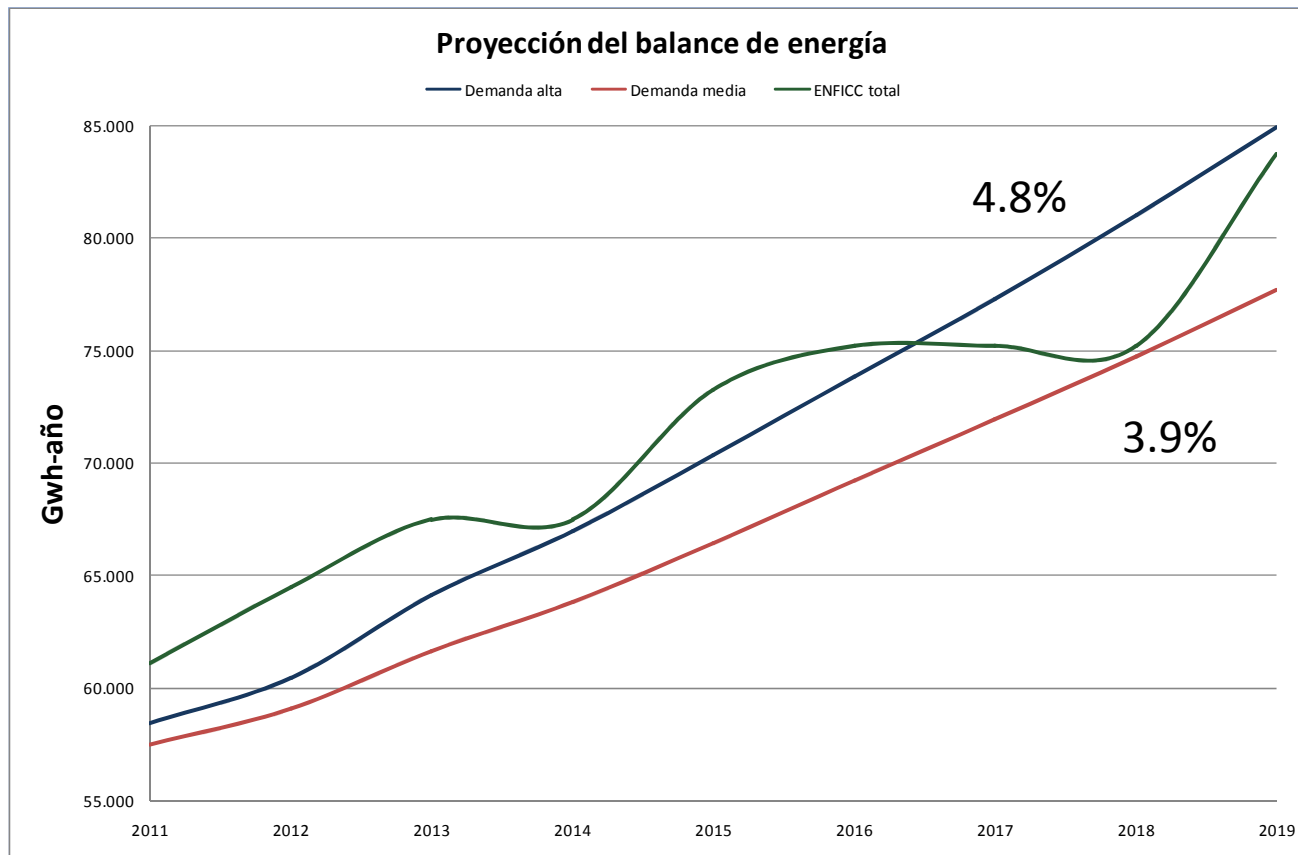
Balance eléctrico

- En el mediano plazo el horizonte parece tranquilo por la entrada de los proyectos que incentivó el mecanismo de confiabilidad.
- Al 2018 se suma una capacidad adicional al sistema de 3.789 MW, considerando Porce IV y de 3.389 MW si se excluye.

Planta	Fecha Entrada	Tecnología	Capacidad (MW)	ENFICC Año (GWh)	OEF Año (GWh)
Gecelca	30-nov-12	Carbón	150	1117	1117
Amoyá	30-nov-10	Hidraulica	78	214	214
Termocol	30-nov-12	Gas	200	1678	1678
Pescadero Ituango	30-nov-18	Hidraulica	1200	8563	1085
Sogamoso	30-nov-14	Hidraulica	800	3791	2350
Quimbo	30-nov-14	Hidraulica	396	1750	1650
Porce IV	30-nov-15	Hidraulica	400	1923	961
Miel II	30-nov-14	Hidraulica	135	184	184
Cucuana	30-nov-14	Hidraulica	60	50	50
Porce III	30-nov-10	Hidráulica	370	3363.5	

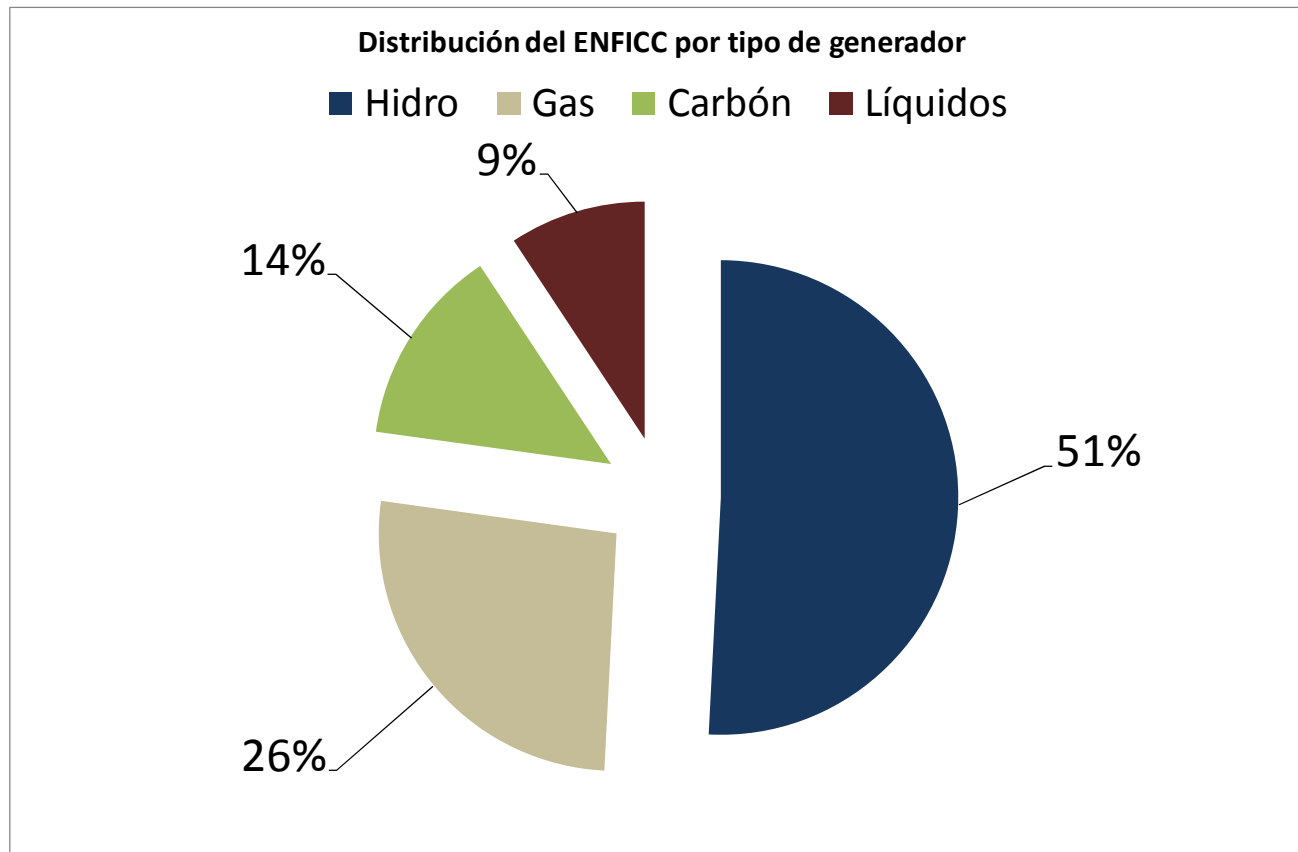
Balance eléctrico

- Incrementando la ENFICC actual con la que aportan los nuevos proyectos se asegura la cobertura de la demanda media de energía (UPME) hasta 2019.
- Si se realiza el escenario alto es necesario abrir nuevas subastas para atender los requerimientos desde el 2017



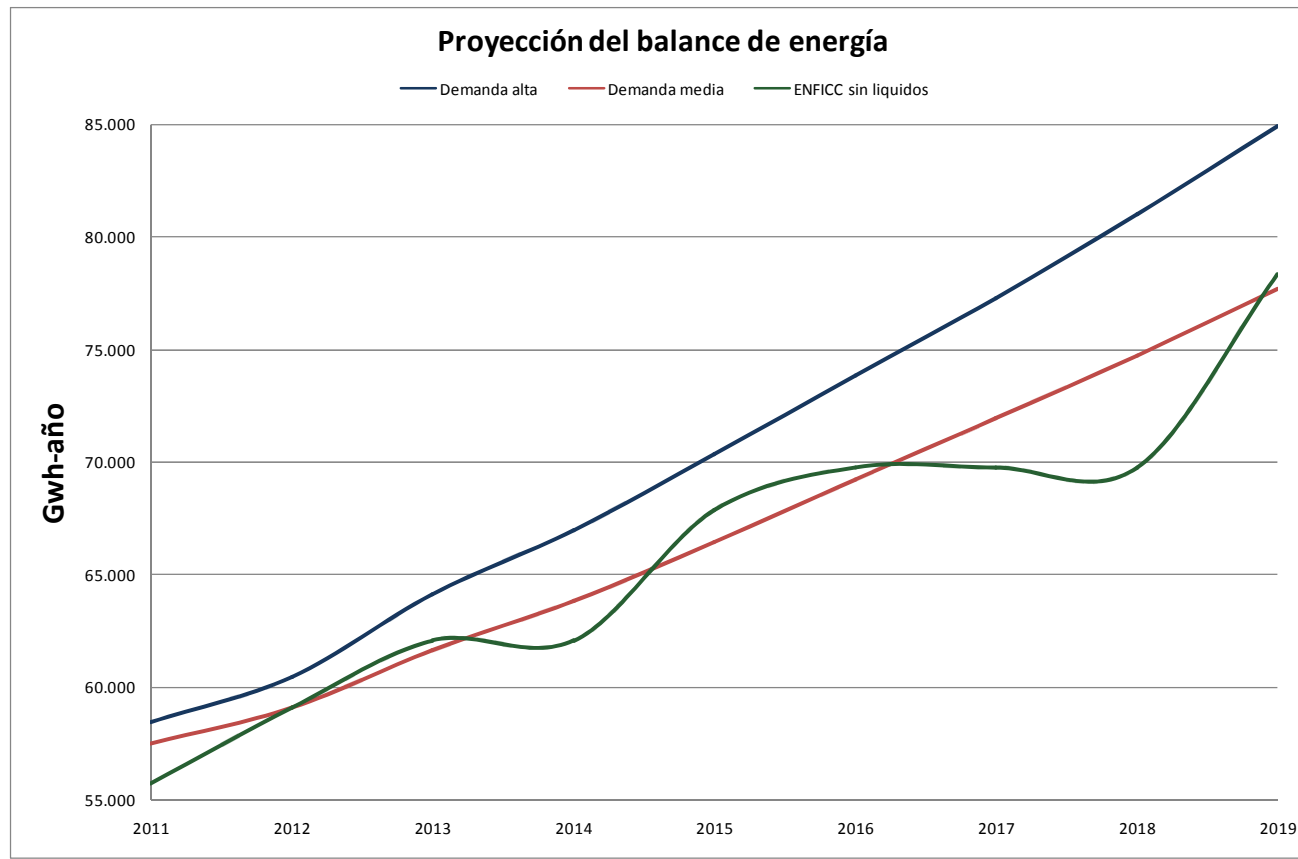
Balance eléctrico

- La ENFICC actual es en su mayoría hídrica, pero el gas aporta una cuarta parte.



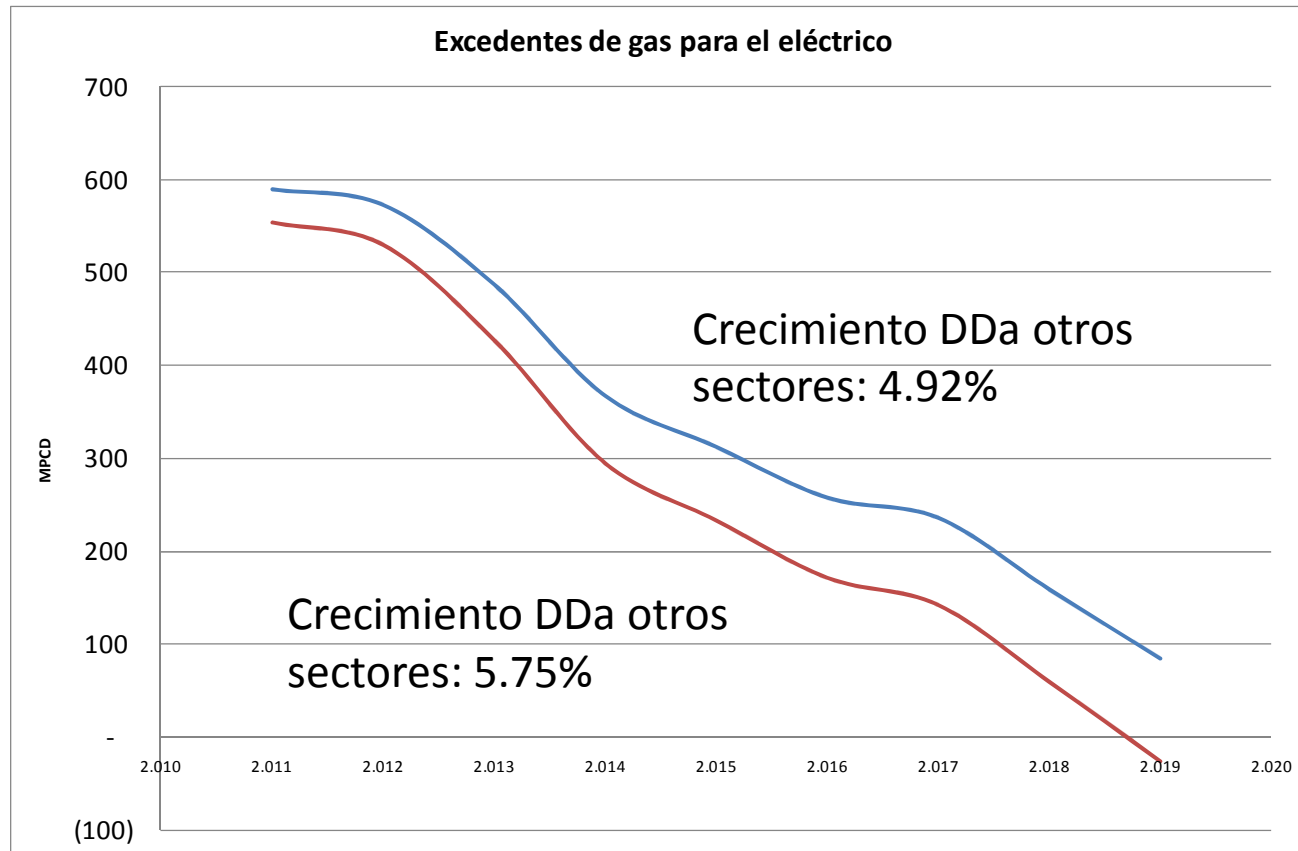
Balance eléctrico

- Un primer problema de corto plazo es que los líquidos parecen ser necesarios para marginar en el mercado de contratos. Sin el ENFICC de los líquidos no se cubre toda la demanda eléctrica en el 2012.



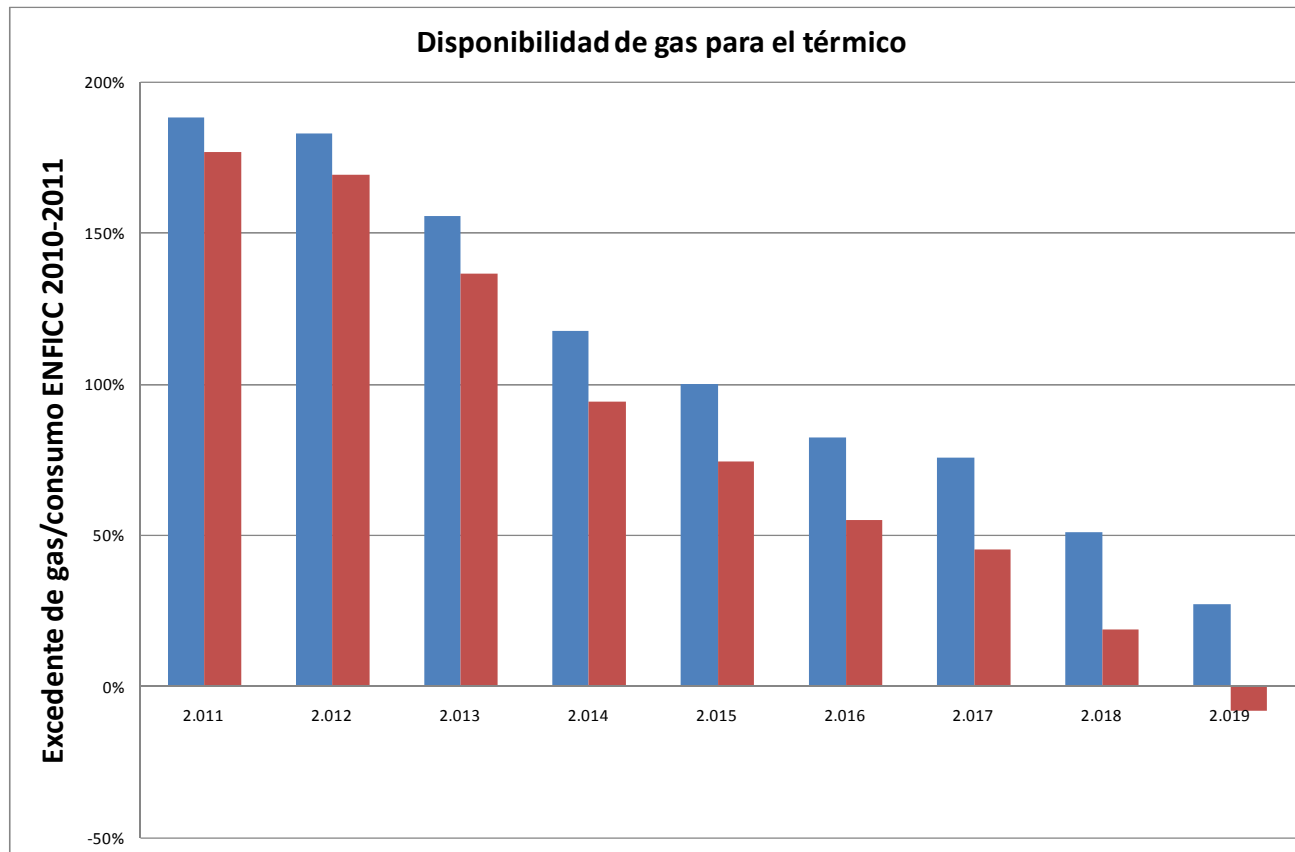
Balance de gas

- Desafortunadamente las cifras oficiales de oferta y demanda pronostican estrechez de gas para el sector térmico hacia el futuro. Oferta Ecopetrol sin Venezuela; Demanda UPME)



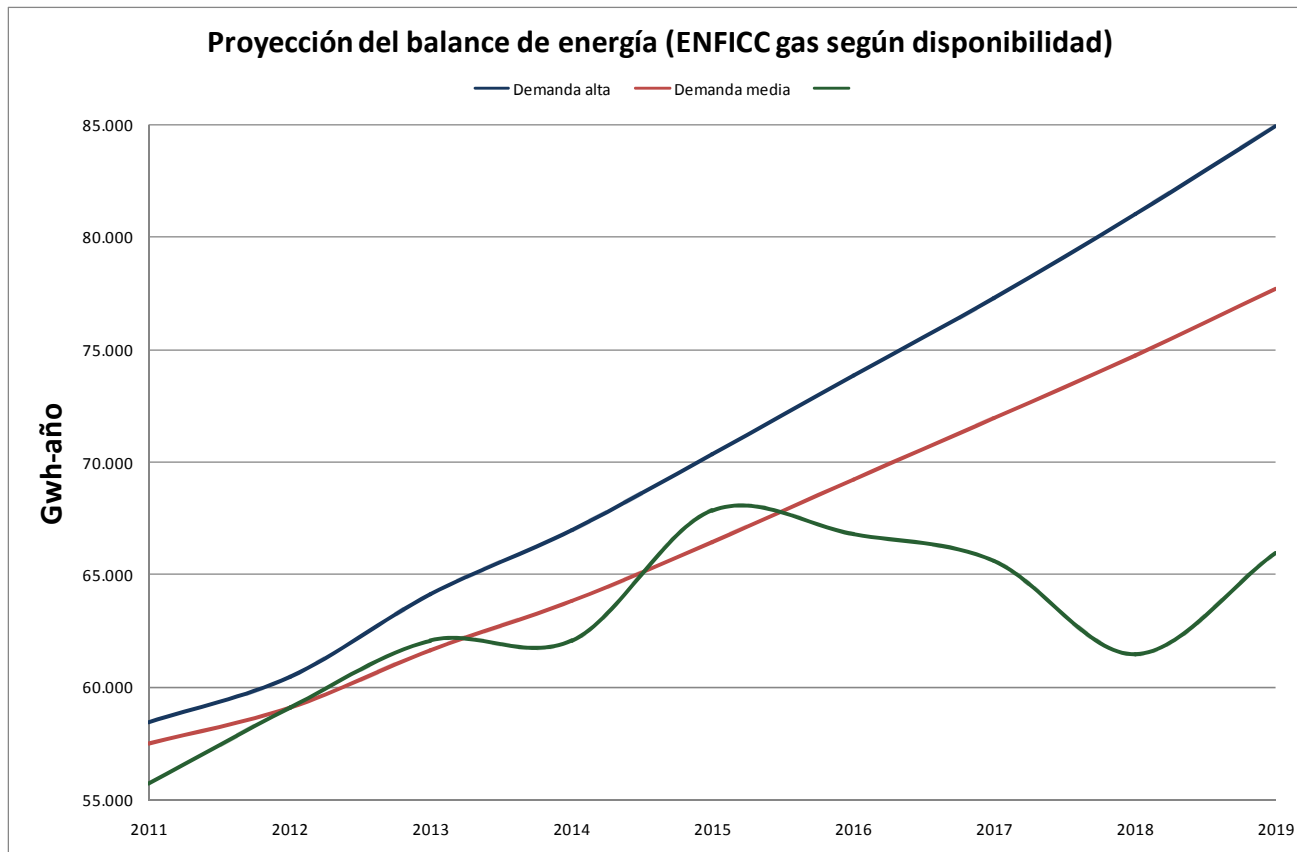
Balance de gas

- Un estimativo preliminar indica que la ENFICC respaldada a gas en 2010 – 2011 asciende a 313 MPCD.
- Si los balances oficiales se hacen realidad desde el 2014 no es posible sostener los niveles actuales de ENFICC a gas. En los últimos años del escenario la situación es realmente crítica.



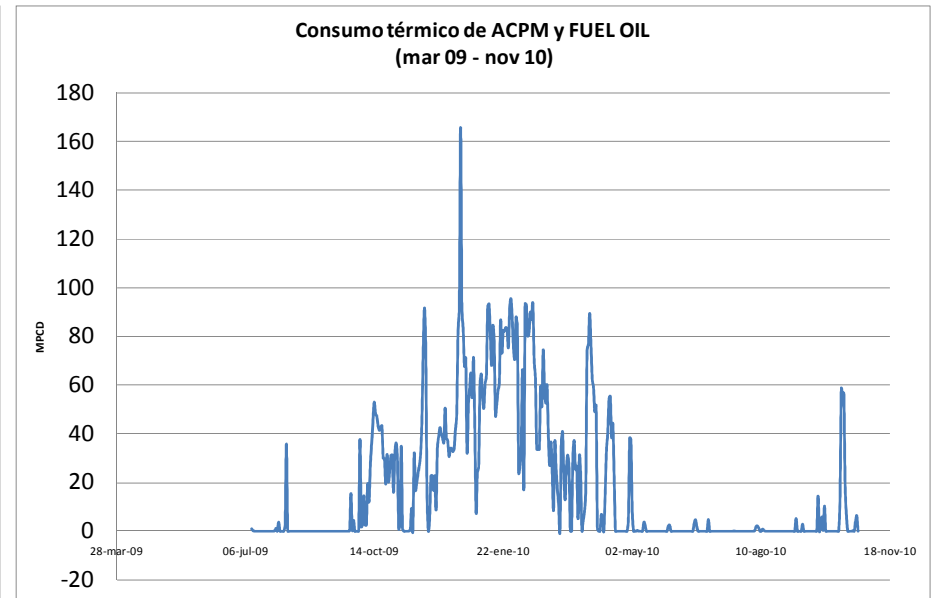
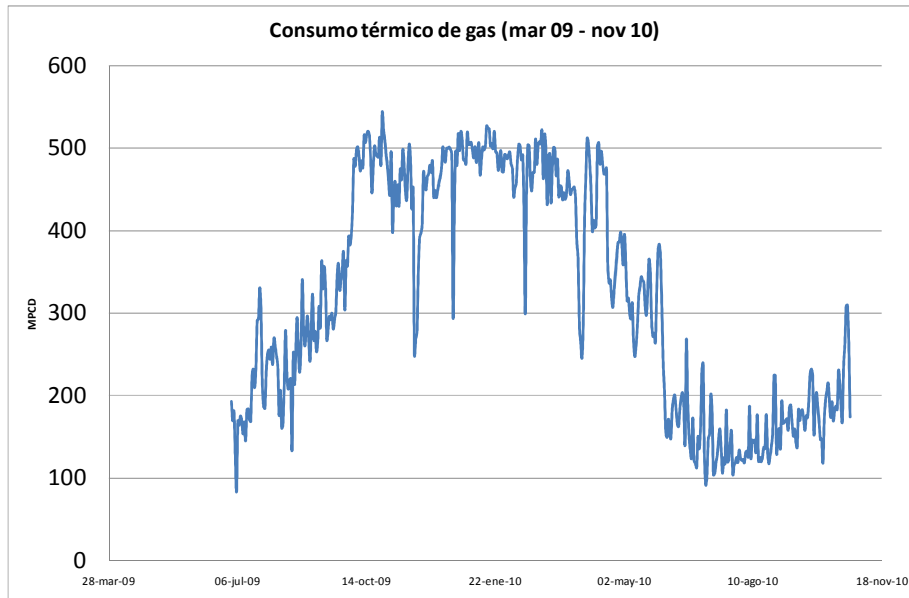
Balance de gas

- Una simulación ajustando el ENFICC a gas a la disponibilidad esperada para el térmico muestra como, a pesar de la entrada de nuevos proyectos, el balance se rompe y los sustitutos tienen que cumplir el papel central.



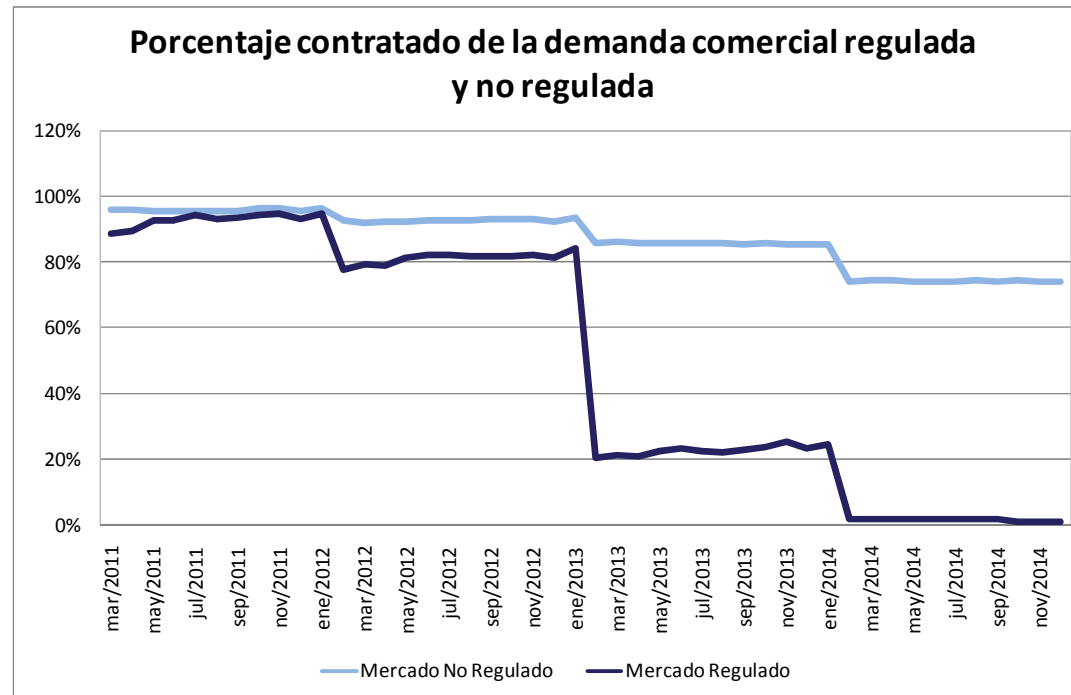
Balance de gas

- Las conclusiones anteriores hacían referencia a energía anual. Cuando hablamos de contar con la capacidad de respuesta para atender picos el problema es mucho mayor.



Riesgos

- No encontrar oferta de contratos de energía eléctrica para el mediano plazo (Crítico en el regulado desde 2013)
- Contratos basados en generación con sustitutos líquidos: (entre 240 y 440 \$/Kwh en función del Heat rate, la localización y el tipo de combustible)
- No contar con gas para enfrentar otro niño



Que se ha hecho?

Decreto Gas Natural (MME)

- Mandato a productores:
 - Declarar anualmente sus capacidades de producción y reservas probadas
- Mandato a la CREG para
 - Estandarizar contratos
 - Establecer las normas para la comercialización mayorista
 - Fijar parámetros de eficiencia para llevar inversiones de confiabilidad al Rate Base
 - Definir los criterios para la creación del gestor del mercado de gas
 - Manifestarse sobre el reglamento operativo del sistema de GN diseñado por el CNO (mejores prácticas)
- Mandato ANH y MME
 - Declarar zonas de exploración/explotación de gases no convencionales (6 meses)
 - Reglamentar la explotación de estos gases (exentos de reglas mayoristas) (MME)
 - Evaluar la capacidad de almacenamiento de los yacimientos agotados
 - Mantener bases actualizadas de reservas, capacidad de producción e importaciones de GNL
 - Diseñar un indicador que de señales de suficiencia o escases para exportar (MME)
 - Arbitrar en procesos de negociación para uso de instalaciones de importación y exportación
- Mandato exportadores
 - Libertad de exportaciones
 - Posibilidad de integrarse verticalmente al transporte con infraestructura dedicada
 - Dar acceso si hay capacidad excedente
 - Cobrar costo de oportunidad y sanciones cuando deba interrumpir el flujo de exportaciones (se cobra a quien requiera este gas para honrar sus contratos internos)
- Mandato a importadores
 - Dar acceso a terceros si hay excesos de capacidad de re-gasificación
 - Informar de capacidades y flujos

Que se ha hecho?

Oferta de gas

- Reservas 2009: 8.46 TPC
 - Probadas: 4.73 TPC (se redujeron en 2010)
 - Probables: 2.88 TPC
 - Posibles: 0.85 TPC
- Producción:
 - 2010: 1.101 MPCD
 - 2011: 1.207 MPCD. Entrada de Cusiana LTOII (70 MPCD) y Gibraltar (36 MPCD)
 - 2012: 140 MPCD adicionales de Cupiagua
 - Pero declinación de Guajira
- Expectativas:
 - 45 millones de hectáreas adjudicadas por la ANH en gas convencional
 - Cuenca Caribe (expectativas): 11 y 35 TPC (exploran: Ecopetrol Chevron, Petrobras, Equion, ONGC y Repsol).
 - Cuenca Pie de Monte (expectativas): 2 y 5 TPC (exploran: Ecopetrol, Talisman, Hocol, Lukol, Repsol y Total).
 - Sísmica y la perforación de 3 pozos en plataforma continental en el año 2011 y 4 pozos costa afuera para el 2012.
- Gas no convencional: expectativas, entre 10 - 31 TPC
- Posibilidad de importaciones
- Transporte: Expansiones con compresión. Un mayor cargo variable, una opción para contratar en variable (aunque la regulación no invita)

Conclusiones

- El sector eléctrico parece depender del gas natural
- El gas natural parece depender del sector eléctrico
- Las cifras oficiales no incorporan aquellos recursos con status de “potenciales”
- Es necesario poner más proyectos de producción de gas en el mercado y contratar sobre expansiones futuras
- Es necesario que todos los agentes de la cadena actúen hacia la misma dirección
- Las reformas del del Ministerio y el desarrollo regulatorio van por buen camino pero el tiempo es importante; sigue la incertidumbre
 - Subastas (subastas fraccionadas ayudan a agotar completamente el excedente del consumidor)
 - Instalaciones para importar o almacenar gas. (quien debe pagar. El sector térmico, el eléctrico, toda la demanda de gas?)
 - Estandarización de contratos
 - Gestor del sistema
 - MOR o Un mercado menos centralizado y más líquido