



El presente trabajo ha sido preparado para ser expuesto en X Congreso Internacional BOLIVIA GAS & ENERGIA 2017. Ni en su totalidad, ni parte alguna la misma podrán ser provistos a terceros.

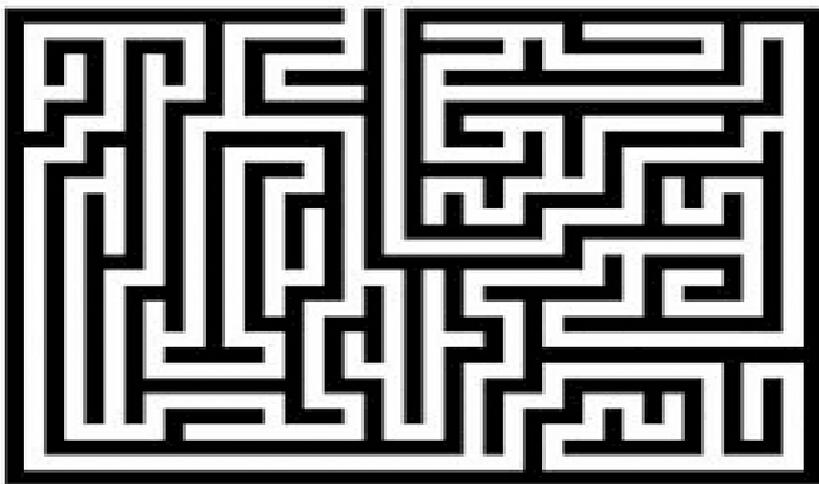
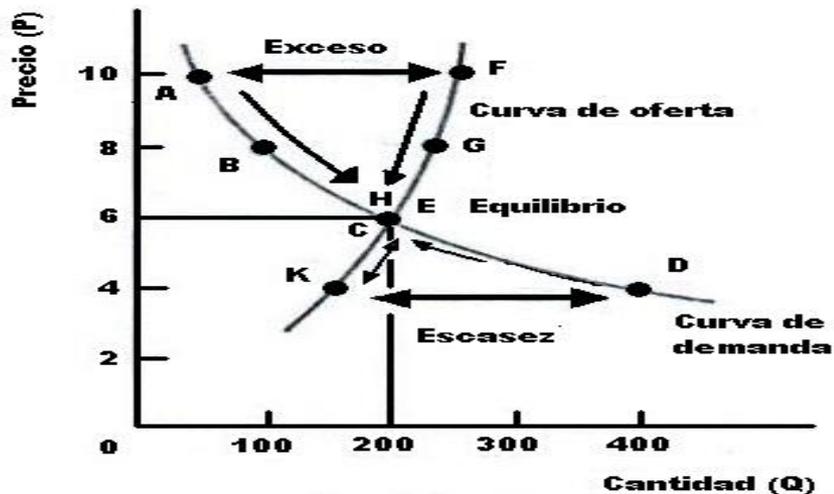
Ningún tercero en posesión de este trabajo podrá hacer referencia al mismo. La posesión de este trabajo no lleva consigo derechos de publicación.

Parte de la información sobre la cual está basado este trabajo ha sido proporcionada por otros. Tal información ha sido utilizada sin verificación, a menos que este hecho sea señalado específicamente. No se acepta responsabilidad por los errores e imprecisiones en la información proporcionada por otros.

Elaborado para ser presentado en:



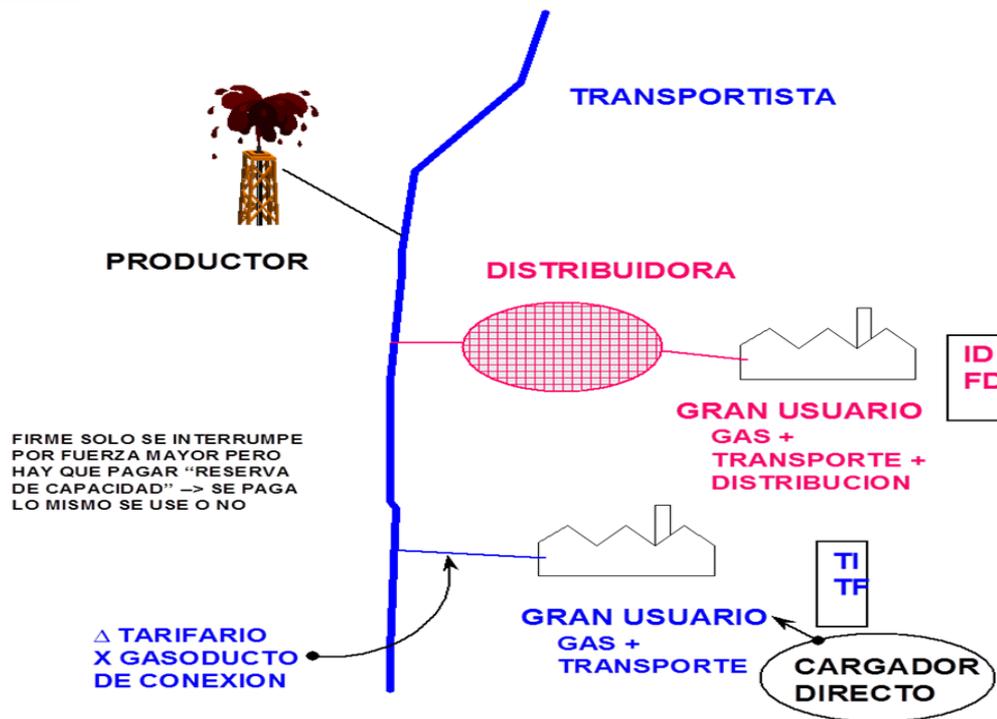
Mercado Energético Argentino – Del oxímoron a la Posverdad



- ▶ La Regulación como emulador de Competencia
- ▶ Mercado de escasa competencia, y bajos precios
- ▶ Demanda acogiente de precios bajos y de amplitud estacional creciente
- ▶ El camino a la crisis de oferta de gas
- ▶ Vaca Muerta y otras salidas a la crisis de oferta
- ▶ Competitividad más allá de la competencia
- ▶ El camino a la crisis de demanda de gas?

H

Marco Regulatorio: Actores Involucrados



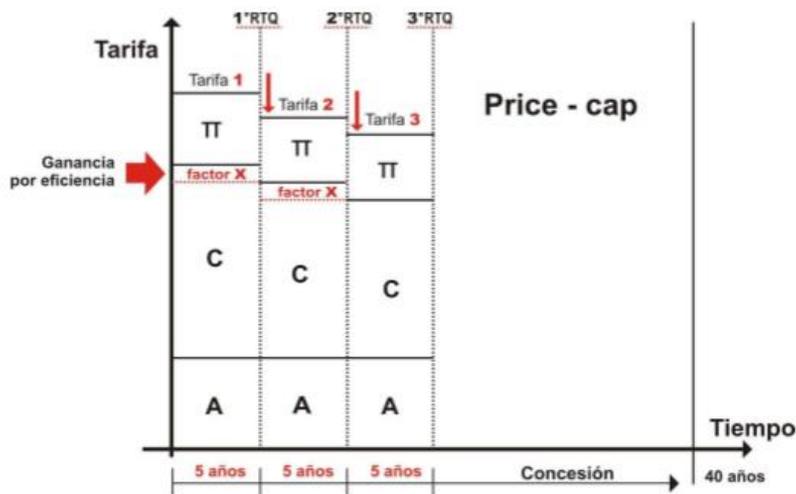
A partir del Proceso de Reforma del Estado y las privatizaciones, el Mercado de Gas Argentino se encuadra en un esquema regulatorio que diferencia entre un sector regulado (tarifas) de uno no regulado (precios).

El marco da garantías a cada actor de modo que los precios reflejen los costos (vía *passthrough*) y tarifas sean justas y razonables.

- ▶ Ley de Emergencia Económica → un objetivo: el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos.
- ▶ Intervención del ENARGAS: El Principio de Razonabilidad, el Principio de Proporcionalidad y la Garantía de Rentabilidad Razonable no se cumplieron.



Marco Regulatorio: PRICE CAP

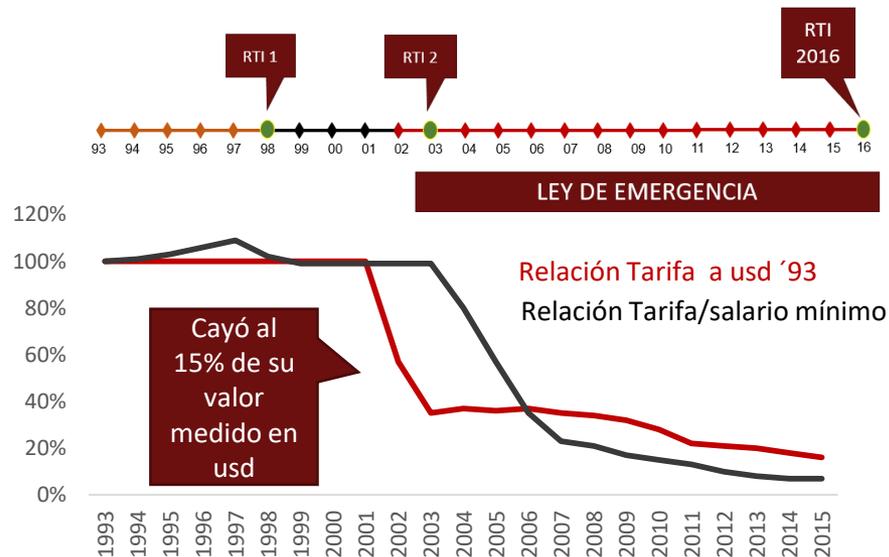


El Sistema regulatorio argentino establece al price cap como mecanismo tarifario. La Ley de Emergencia del 2002 dictando el congelamiento tarifario.

Las tarifas de Transporte y distribución pierden valor afectando la capacidad económica y financiera de las compañías.

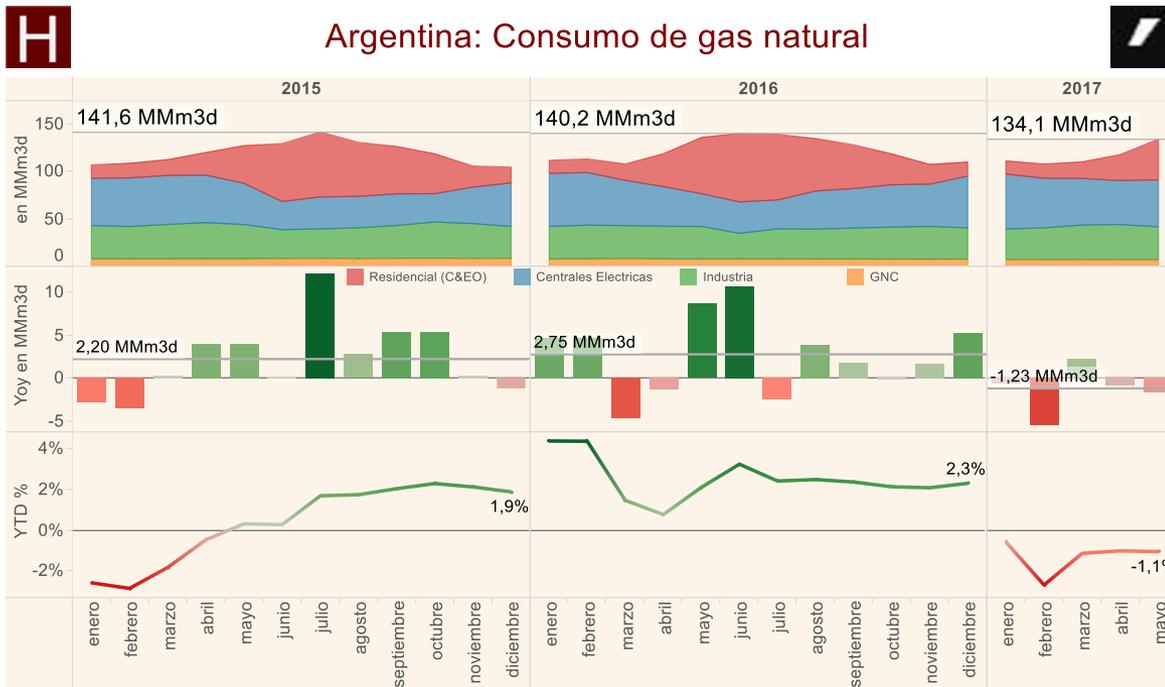


Marco Regulatorio: Revisiones Tarifarias



- ▶ Fórmula → $T_1 = T_0 [1 + (RPI - X + K)]$
- ▶ Durante la '90 se llevó a cabo la 1° RTQ o RTI → La 2° en 2003 NO
- ▶ La Ley de Emergencia congeló las tarifas afectando al mercado regulado y al no regulado.
- ▶ En 2016 se realizó la RTI 2016





La demanda Argentina de gas se puede dividir en tres partes casi iguales: Centrales Eléctricas, Industrias y Hogares (c/comercios). El consumo residencial aporta la estacionalidad al Sistema que es en parte amortiguado por el resto.

- ▶ La consumo total crece interanualmente (salvo en el 2014) entre 2MMm3/d y 7MMm3/d.
- ▶ Entre 2010 y 2016 creció un 15%. Y el pico invernal un 23%.
- ▶ Tarifas bajas → ajuste por cantidad

- ▶ Últimos 23 años:
 - ▶ Consumo de CCEE ↑ 152%
 - ▶ Industrias ↑ 62%
 - ▶ Hogares ↑ 82%.
- ▶ Últimos 12 años → Hogares ↑ 58%.

Estos niveles de consumo de la “demanda prioritaria” alteraron el normal funcionamiento del sector energético.

➔ Primero afectando la disponibilidad para los otros usuarios (industrias) de modo permanente durante todos los inviernos.

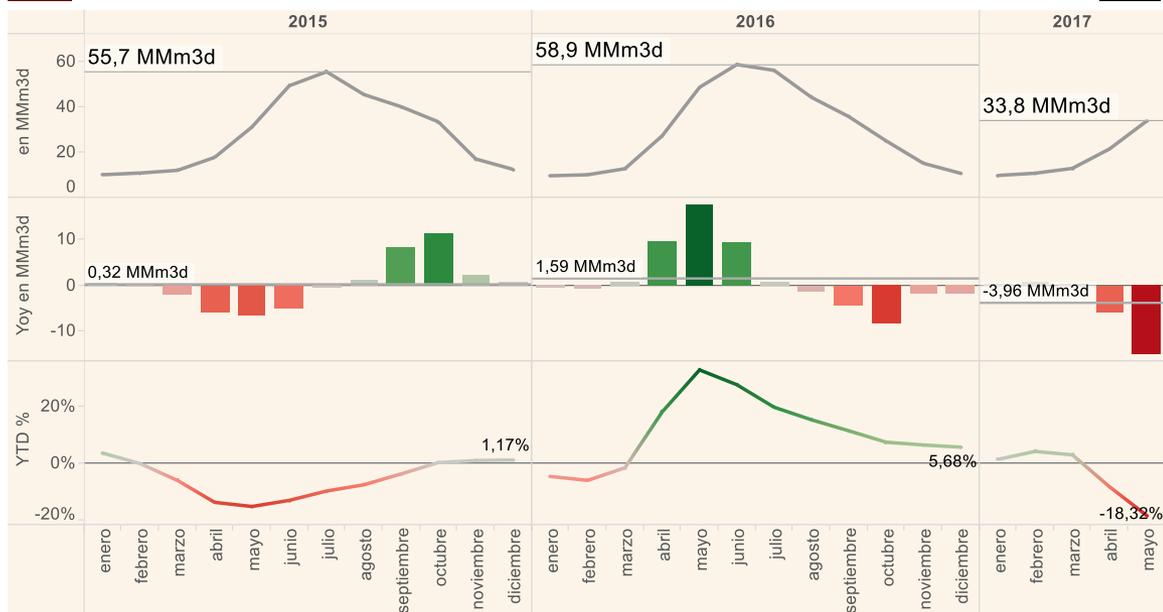
➔ Después requiriendo importar volúmenes extraordinarios de gas natural, afectando significativamente las variables macro del país.

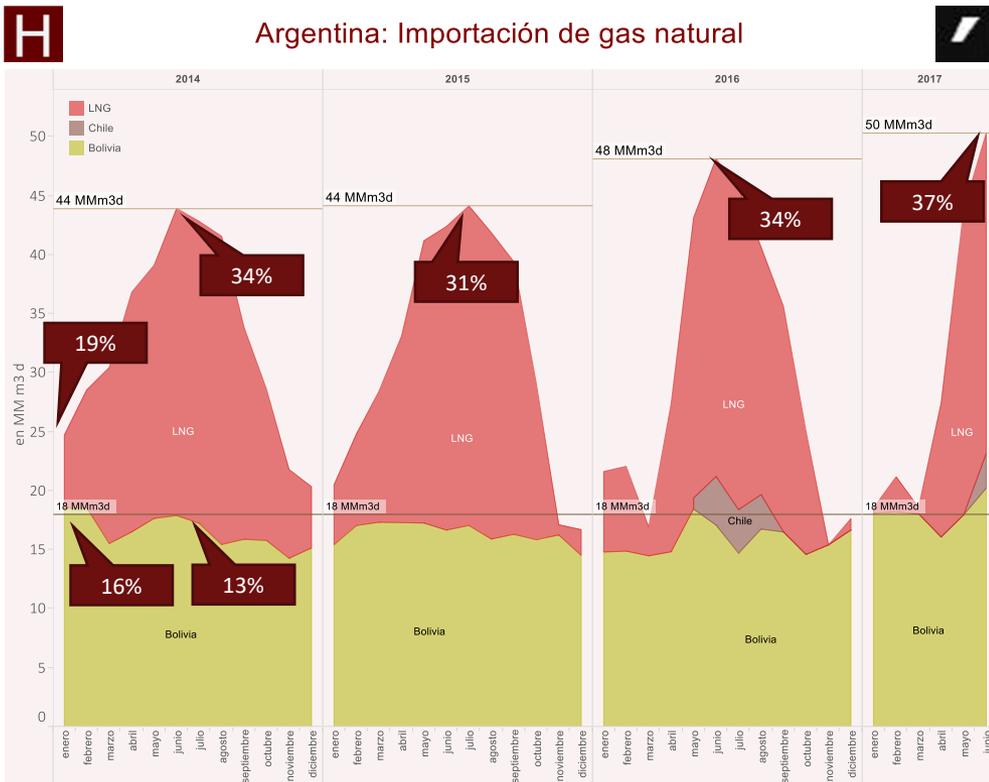
- ▶ El Sector Residencial:
 - ▶ Alcanza el 42% en invierno.
 - ▶ ↑ sostenidamente
 - ▶ Alta sensibilidad térmica.
 - ▶ ↓30% May17vsMay16

- ▶ S. Industrial: alterna ↑ y ↓ al igual que la economía.
- ▶ S. Generación ↑ 43% (May17vsMay16)



Consumo de gas natural - Sector Residencial





Para abastecer la demanda de gas natural, en particular residencial, se requiere importar crecientes volúmenes de gas natural.

Acuerdo YPFB-ENARSA como base e importación de LNG para cubrir los picos invernales.

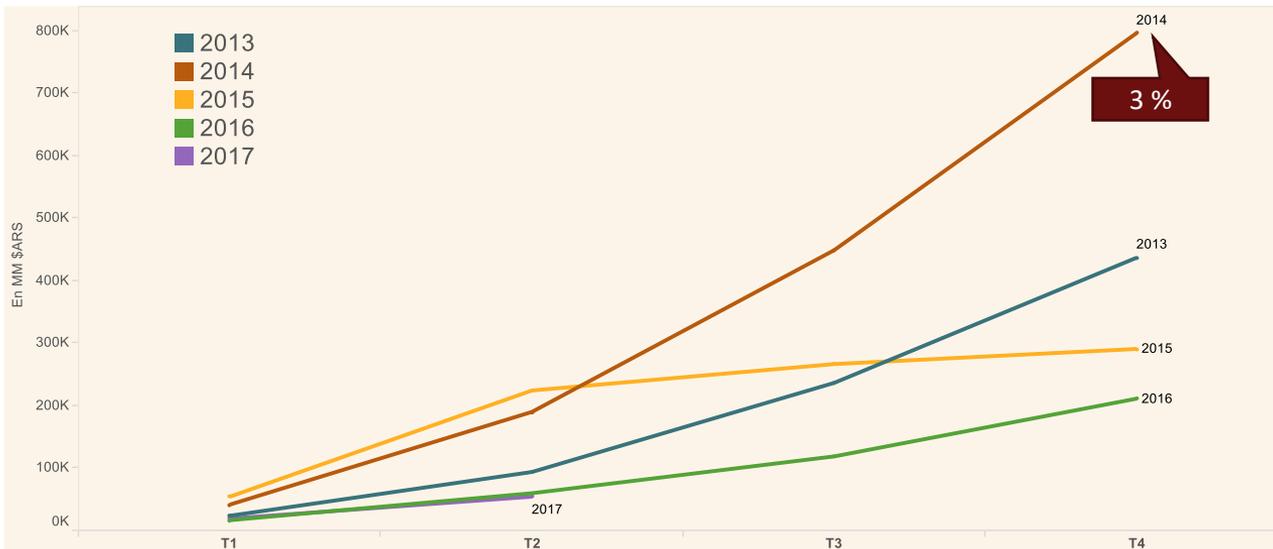
Gran impacto Macroeconómico
➔ Crisis

- En invierno se importa 1/3 del gas. En 2017 creció al 37%!
- En verano cae al 13/16%.
- +2014 LNG en invierno y verano.
- +2015 Importación de Chile.

- Efecto cantidad vs Efecto Precio
- Compara 2016 vs 2013
- GN ➔ YPFB +9% y LNG -19% (T: -5%)
- U\$S ➔ YPFB -60% y LNG -73% (T: -68%)
- 2017 peak ➔ 50 MMm3d



Subsidios al Sector Energético: Comparación Interanual



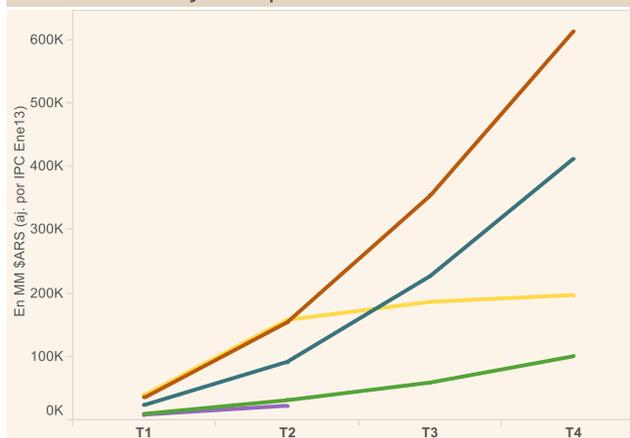
Los subsidios (sector Energía) alcanzaron su máximo en 2014 representando el 3% del PBI y el 71,7% del total de subsidios.

A partir del 2015 comienzan a caer.

Ajustado por Tipo de Cambio



Ajustado por Índice de Precios



- ▶ Efecto precio (internacional)
- ▶ Efecto cantidad

- ▶ Subsidios a la demanda.
- ▶ Subsidios a la oferta.

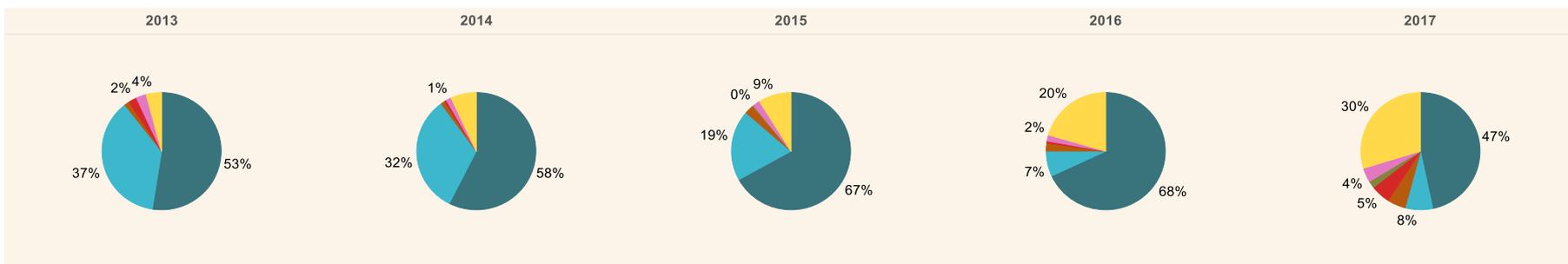
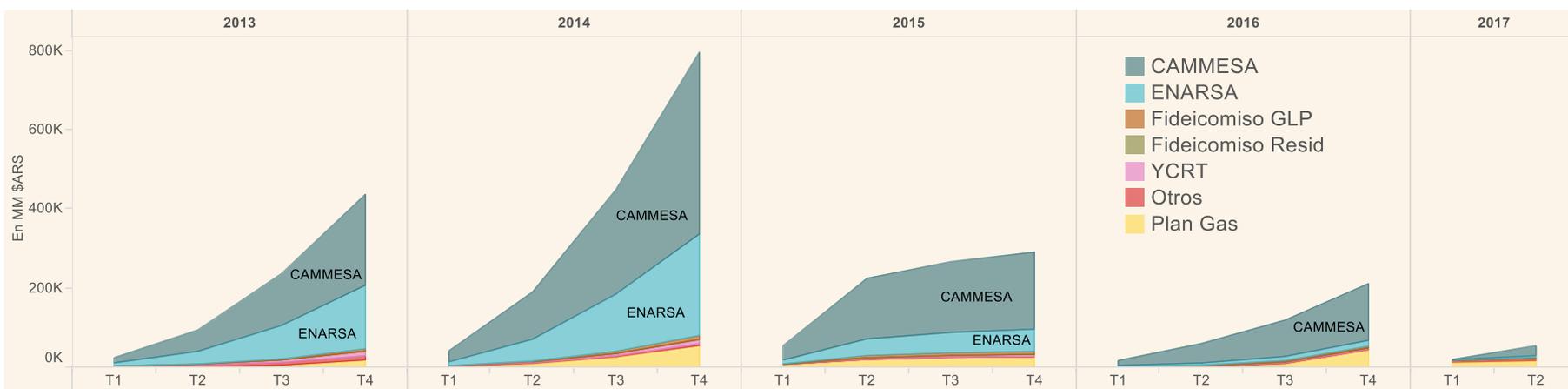


- ▶ Subsidios a la demanda de Energía Eléctrica.
- ▶ Subsidios a la demanda de gas natural.
- ▶ CAMMESA / ENARSA

▶ El Plan Gas en 2017 representa el 30% del total.

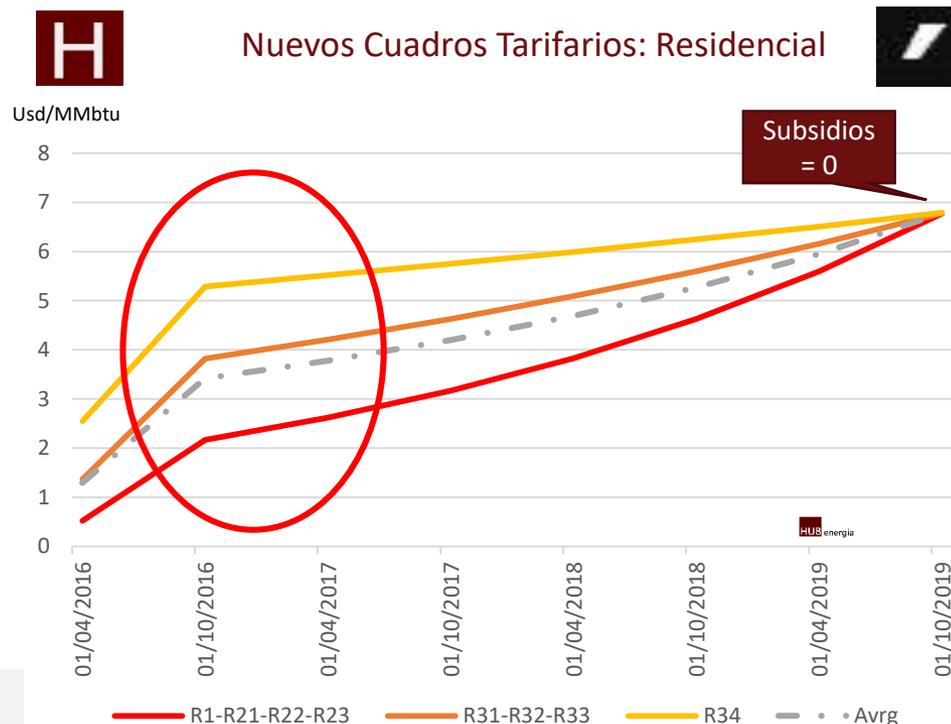


Subsidios al Sector Energético: Destino



A partir de la RTI2016 y conforme fue presentado en Audiencias Públicas por parte del Ministro de Energía desde el 01 de Octubre de 2016 entra en vigencia un el Nuevo cuadro tarifario con alteraciones en el precio del gas al sector residencial y en la retribución a tarifa de los servicios regulados.

- ▶ Las proyecciones al 2020 apuntan a reducir a 0% el subsidio a la demanda de gas.
- ▶ Las Regiones c/tratamiento diferenciado → = en 2022
- ▶ Es indicativo.
- ▶ Desaparecen los diferenciales por umbrales de consumo.



- ▶ Aumentos respecto al Abr 2016
 - ▶ Segmento R1 → x13 veces.
 - ▶ Segmento R34 → x2,6 veces.
 - ▶ Segmento R1 Patagonia → x74 veces.
- ▶ + Esquema diferencial x ahorro.

- ▶ Durante una década el upstream recibió precios en boca de pozo menores a 2,5 usd/MMbtu. (salvo los acuerdos de Gas Plus y unbundling).
- ▶ Convivencia con un precio de referencia internacional que lo quintuplicaba.
- ▶ El Plan Gas apunta a facilitar las inversiones en el upstream en un entorno de benchmarks internacionales altos.

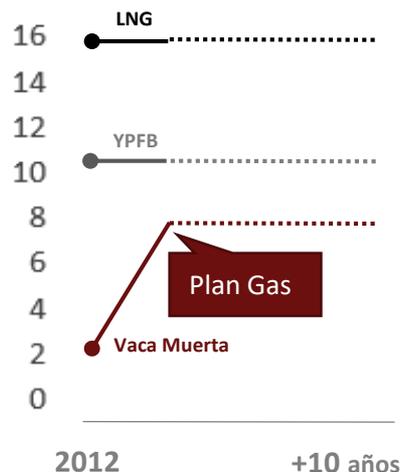
- ▶ Orden Previo vs Nuevo Orden
- ▶ Entorno de precios globales bajos.
- ▶ El Plan Gas y la Res. MINEM 46/2016.



Relación de precios del gas natural vs Import Parity

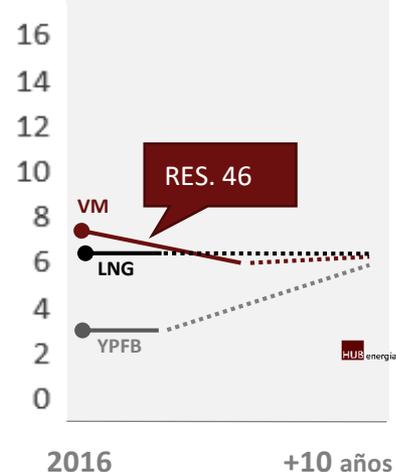
“Orden Previo”

Precio Local “muy” inferior a su alternativa importación (h/ Plan Gas)



“Nuevo Orden”

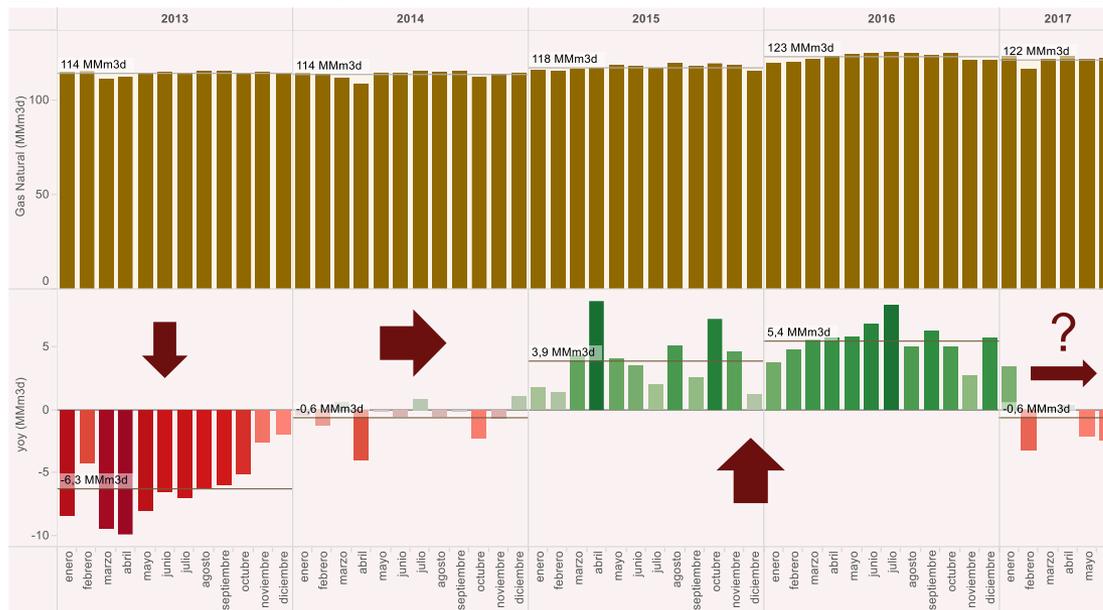
Precio Local superior y convergencia a largo plazo



- ▶ Divergencias previas y convergencias futuras.
- ▶ Import Parity → ¿Certidumbre o incertidumbre sobre los precios futuros?



H Producción bruta de gas natural y variación interanual - Nivel país



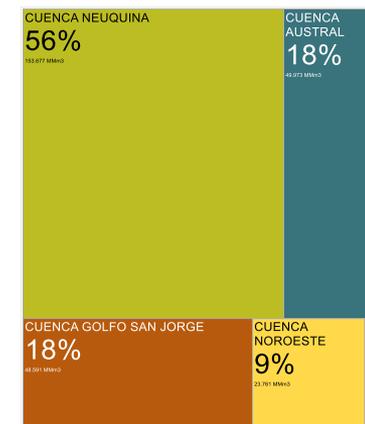
La producción de gas natural, después años de retroceso comienza a crecer en 2015 y 2016 a niveles de entre 3,5% y 4,9%.

En 2017 la actividad se detiene, promediando una baja de -0,6MMm3/d. En particular en el segundo trimestre.

- ▶ Jun17 → 122 MMm3d (4,3 bcf/d)
- ▶ Cca. NQN → 60% /Prod. Total y 56% /R1.
- ▶ YPF = 53% (operado).
- ▶ Pozos Verticales → 82%/total (-3yrs 97%/total)
- ▶ Yac. no convencionales → 25% (-3yrs 2%/total)

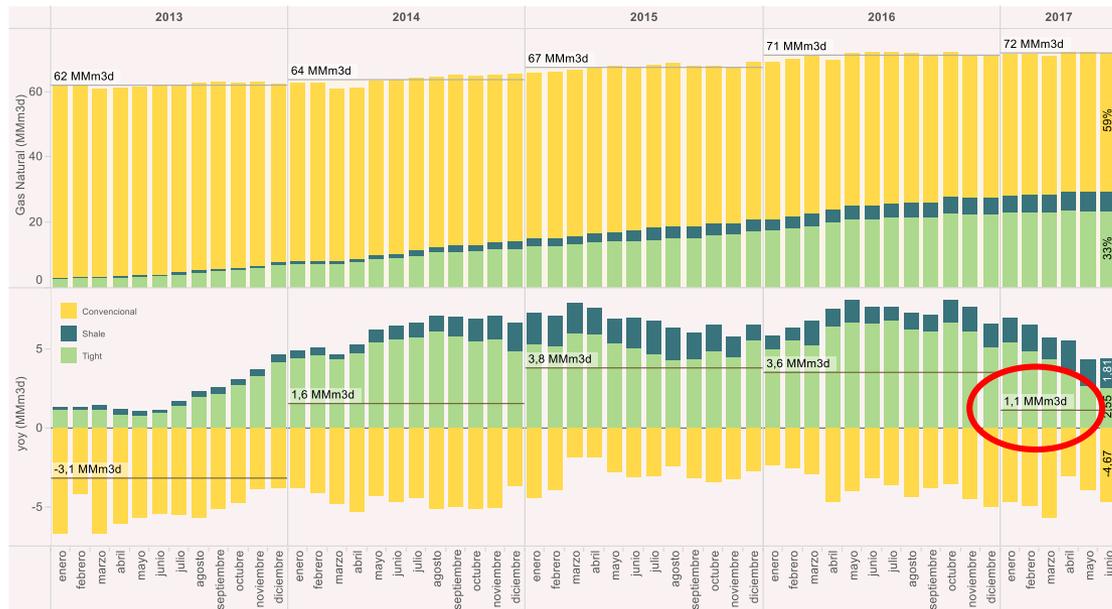
- ▶ Yac. Gas seco → 84%/total (-3yrs 77%/total)
- ▶ CMA1 → 1st Concesión = 18 MMm3d (22%/total)
- ▶ LLL → 2nd Concesión = 16 MMm3d (13%/total)
- ▶ Dic16 → 23%/total por pozos perforados en 2016.

Reservas 2015



Producción de Gas natural ▶ Convencional y no Convencional

H Producción bruta de gas natural y var. Int. (C. Nqna) - Tipo de Reservorio

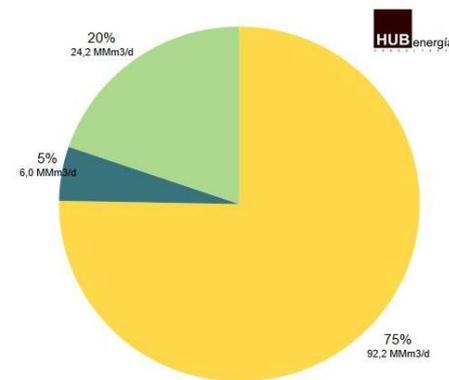


La actividad en horizontes tight (*fm. Lajas, fm. Mulichinco, etc*) y Shale (*fm. Vaca Muerta, fm. Los Molles, etc*) refleja un lento pero sostenido crecimiento.

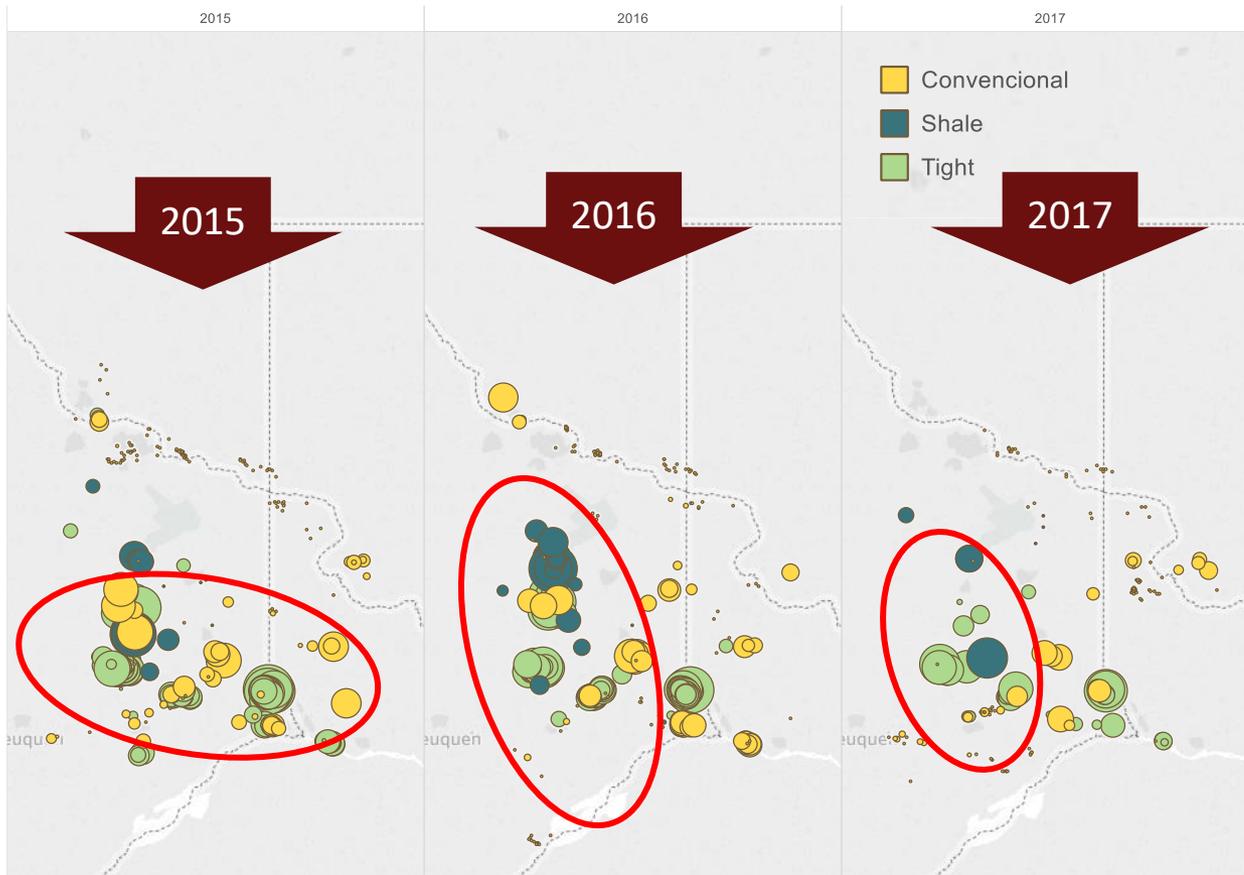
A nivel país en Jun17 el *tight gas* (24 MMm3d) representa el 20% y el *shale gas* (6 MMm3d) el 5% del total.

- ▶ 2017 → Desaceleración.
- ▶ En 2015 y 2016 la Cuenca crecía a 3,7 MMm3d yoy. En 2017 solo 1,1 MMm3d.
- ▶ Cca. Nqn → 41% No convencional
- ▶ Jun-17 Tight gas → +2,5 MMm3d (en Jun16 +7MMm3d)

- ▶ Jun-17 Shale → +1,8 MMm3d (en Jun16 +1MMm3d)
- ▶ Dic16 → 58%/total shale x pozos de 2016.



H Mapa de pozos en la cuenca neuquina por reservorio



La actividad en Vaca Muerta a partir del 2016 se orienta a la ventana gasífera hacia el centro de Cuenca. Con El Orejano (YPF-DOW) como primer desarrollo, le siguen Aguada Pichana, Fortín de Piedra, entre otros. La cantidad de Pozos Shale gas crece muy lentamente.

▶ 1° Sem. 2017 → +17 pozos shale gas
▶ 1° Sem. 2016 → +21 pozos shale gas

▶ 1° Sem. 2017 → +83 pozos tight gas
▶ 1° Sem. 2016 → +87 pozos tight gas

En Vaca Muerta se perforaron más de 850 pozos, en su mayoría shale oil, en particular en el consorcio YPF-Chevron en Loma Campana. Reorientación hacia la ventana de gas a partir del 2016 (solo 122 pozos son shale gas).

- ▶ Costos y Productividad
- ▶ Vs. Marcellus (EEUU) h/2017 los pozos de VM → baja nota.
- ▶ Con pozos horizontales de ramales de +2000 mts comenzó a ↑

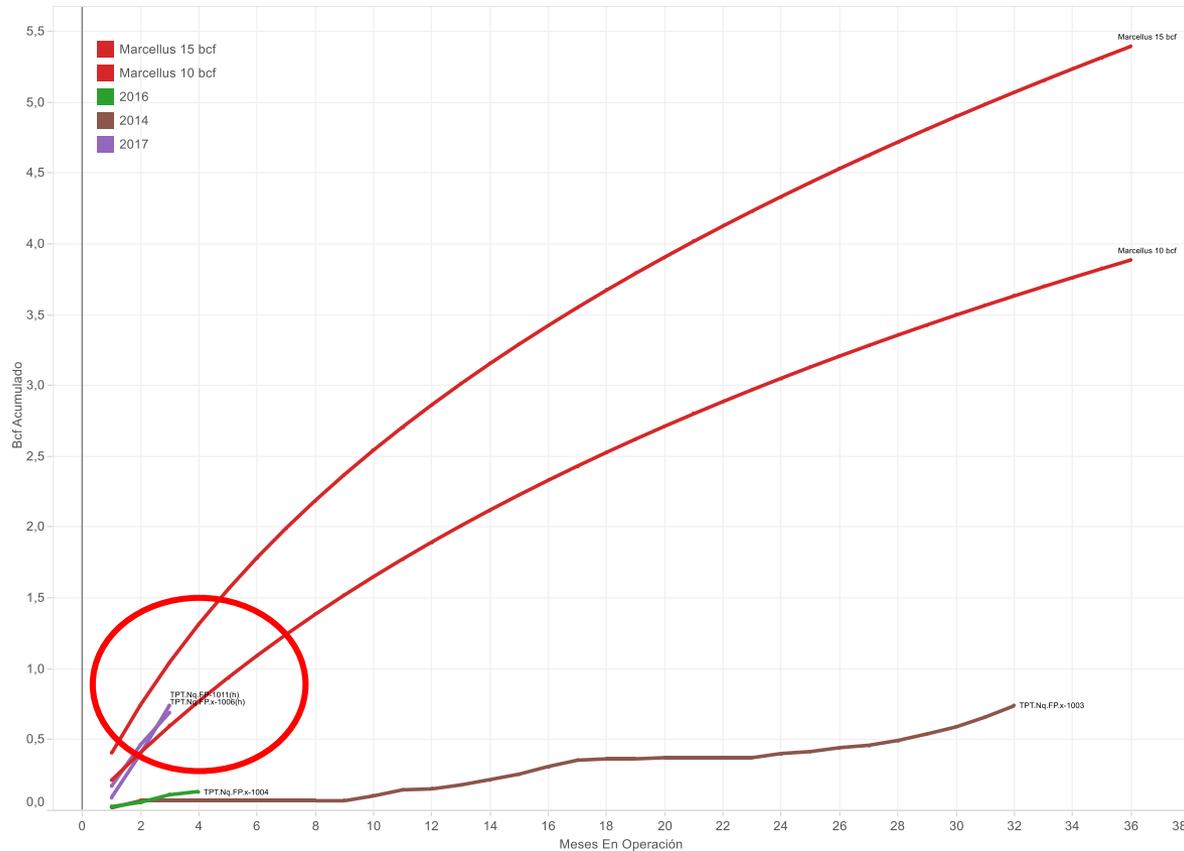
H

Vaca Muerta: EUR promedio vs Marcellus



- ▶ Vs EEUU → pozos 30% más caros y 60% menos productivos!!
- ▶ Cuadrilla x frac → EEUU 12 / Arg. 17
- ▶ Etapas de fracs x mes → EEUU 120 / Arg. 80

H Pozos en Fortín de Piedra - Marcellus approach

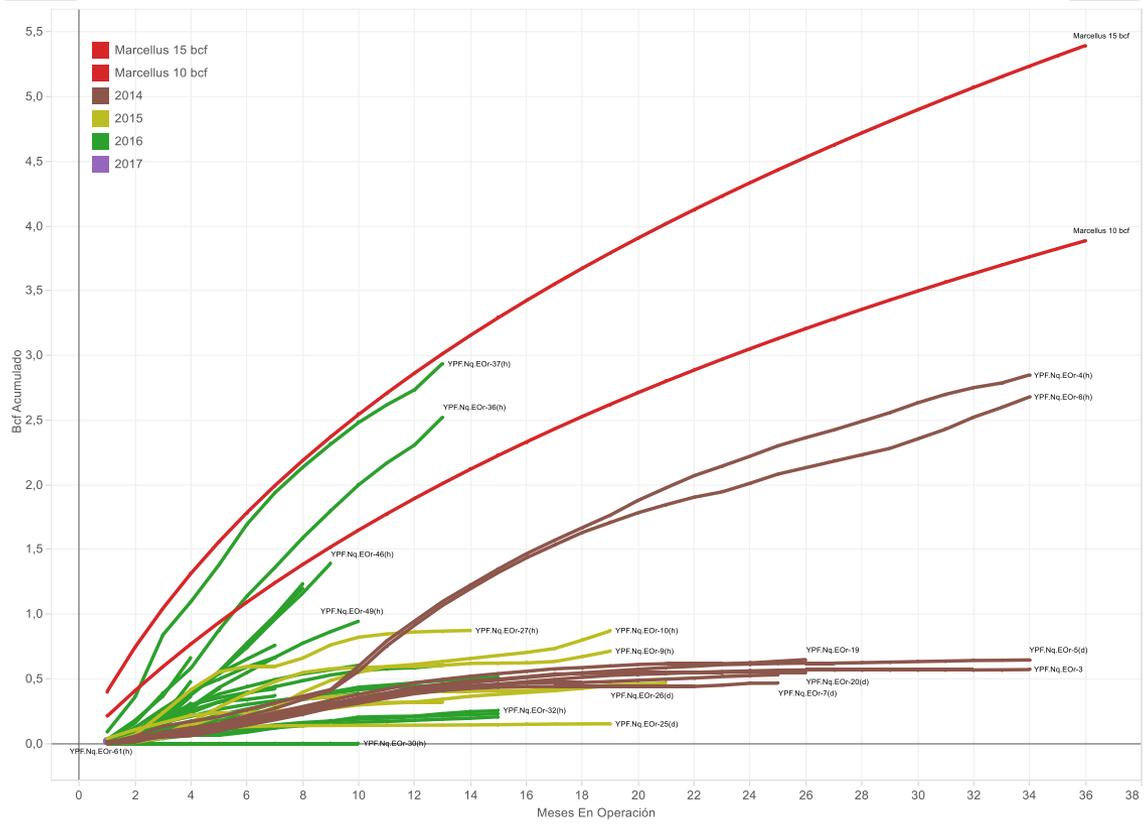


Inversión de US\$ 2300 MM (2017-2019).
El objetivo para 2017 es completar 20 pozos.
La apuesta será por perforaciones horizontales de más de 2.000 metros de largo y hasta 27 etapas de fractura. En 2018 el plan es finalizar otros 60 pozos y llegar a los 150 pozos en 2019.
Prod. actual → 0,65 MMm3d

▶ Productividad de los pozos 1011(h) y 1106(h) → *best in class*

▶ Alcanzan los 11bcf
▶ New Player a escala masiva

H Pozos en El Orejano - Marcellus approach



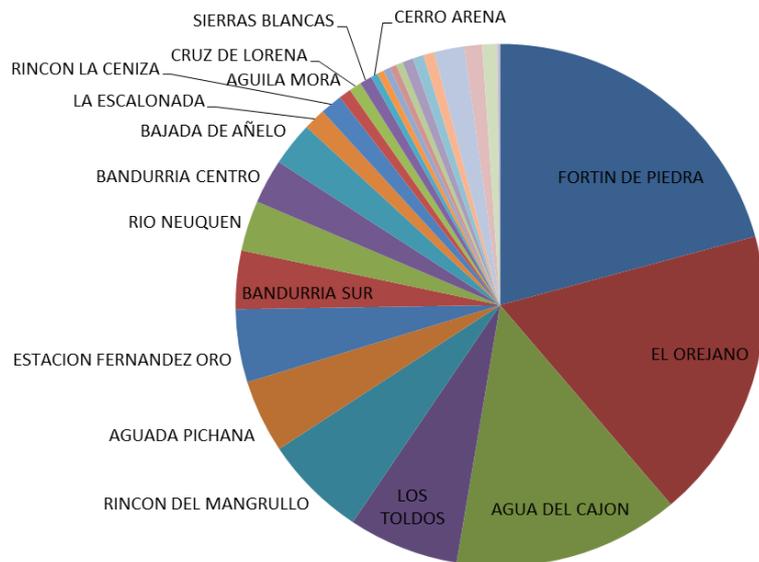
El Orejano (YPF-DOW) es el primer desarrollo comercial en shale gas de Argentina. Con más de 60 pozos perforados, una orientación inicial hacia pozos verticales, comenzó a tener buenos rendimientos en pozos horizontales a partir del 2016. Su producción actual ➔ 3 MMm3d.

▶ Pozos EOr 37(h) y EO 36(h) con excelentes resultados pero muchos otros mas austeros.

▶ *Design To Value* ➔ Perforación por Pad, arquitectura estandarizada, arenas propias, logistica, etc.



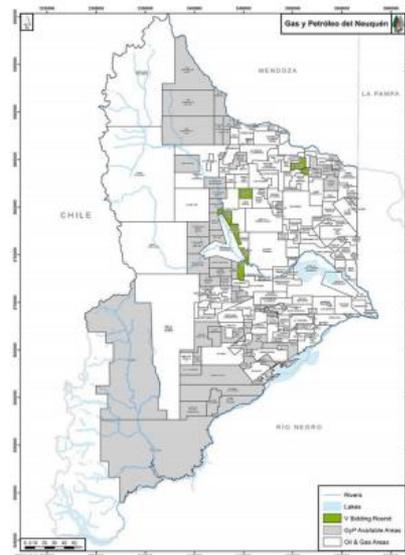
H Vaca Muerta: Inversiones Anunciadas (esperadas)



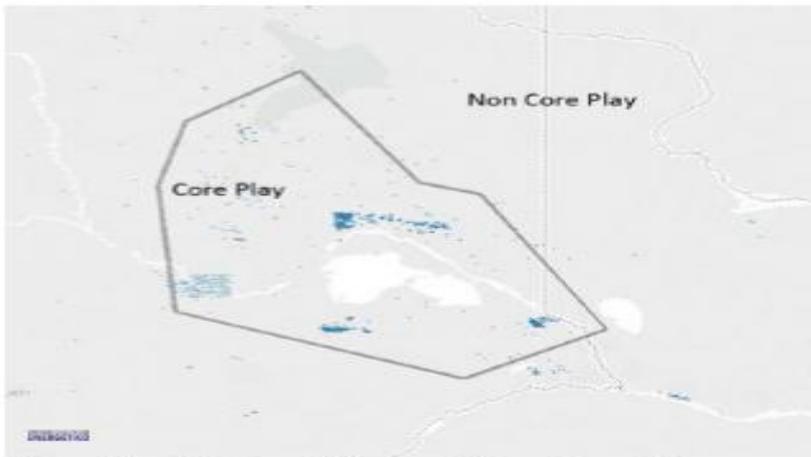
+ u\$s 11.000 MM

Durante el ultimo año se anunciaron inversiones que ascienden a más de 11.000 usdMM en concesiones. En 2019 se prevé incrementar de forma considerable la actividad con más de 20 proyectos en desarrollo comercial, tres veces más que en la actualidad.

Incluso se esperan mayores desembolsos a partir de la licitación en áreas nuevas a lanzar la Provincia de Neuquén. (5ta Ronda)



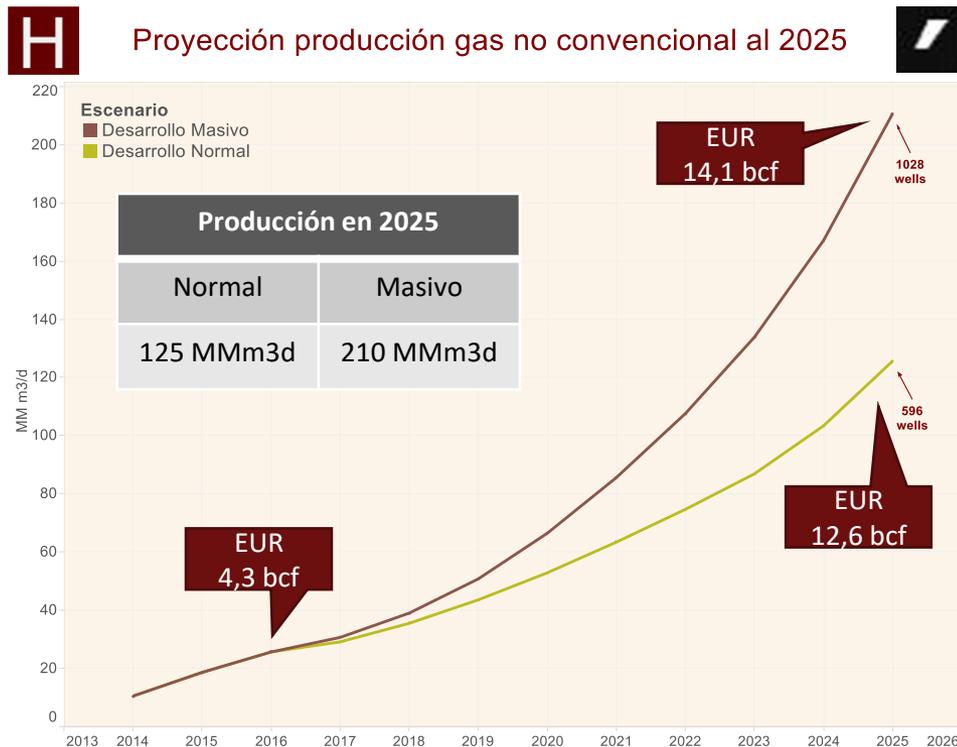
- ▶ Interés por parte de empresas de origen Americano, Chino e Indio por estar presente en Vaca Muerta durante los próximos años.
- ▶ Houston (abr.2017) → 6 mil MMUSD (2017), 12 mil MMUSD (2018) y 20 mil MMUSD (+2020).



Map Model: Core Play and Non Core Play
Spatial analysis of the development of unconventional reservoirs. Model UGA.

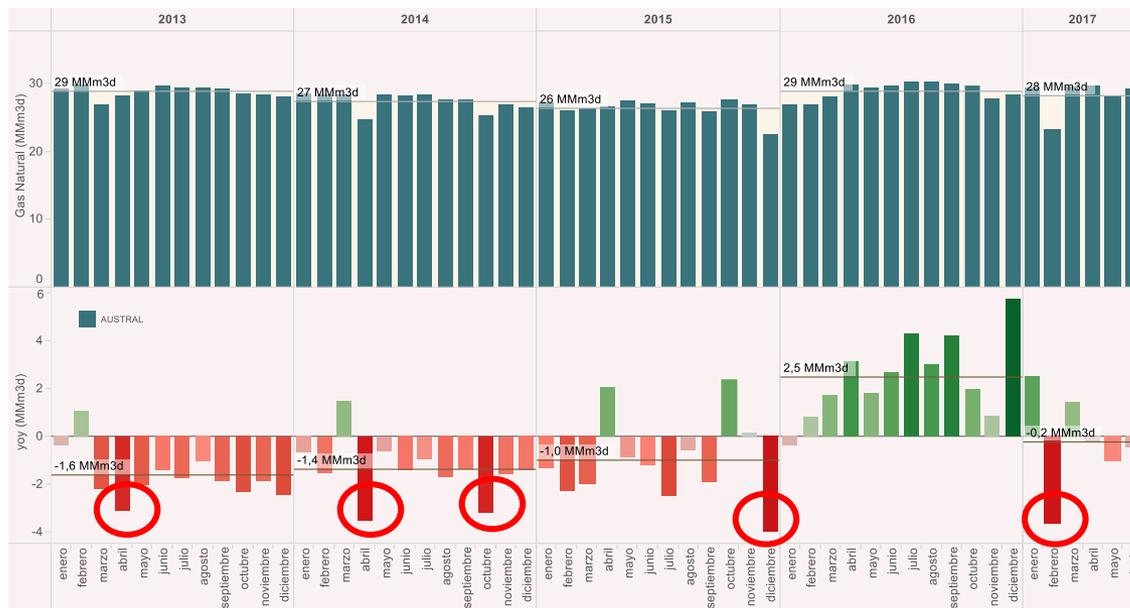
Con perforaciones anuales crecientes de 75 a 150 pozos con ramales laterales y fracs en aumento a niveles de *best of the class* en los próximos años, en particular en la región definida como *core play*.

- ▶ De los actuales 4,3 bcf promedio por pozo estimamos que se podrá alcanzar al 2025 entre 14,1 bcf y 12,6 bcf por pozo promedio.
- ▶ Avances diferenciados: Normal y Masivo
- ▶ Esc: Avances por locación (*core vs non core*), economías de escala, insumos requeridos, logística, etc.



Producción de Gas natural ▶ Cuenca Austral

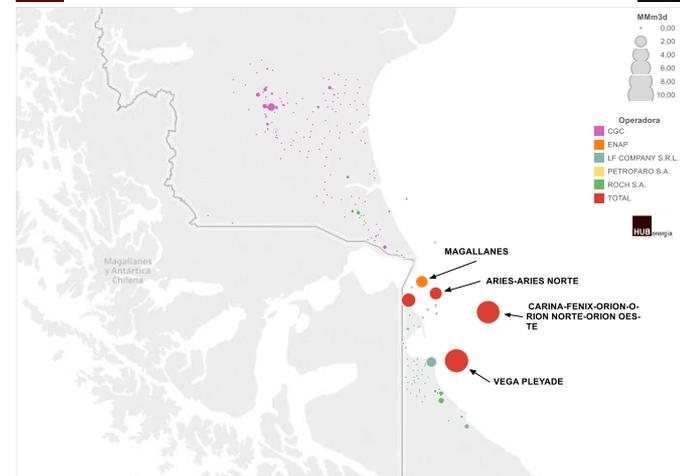
H Producción bruta de gas natural y variación interanual - Cuenca Austral

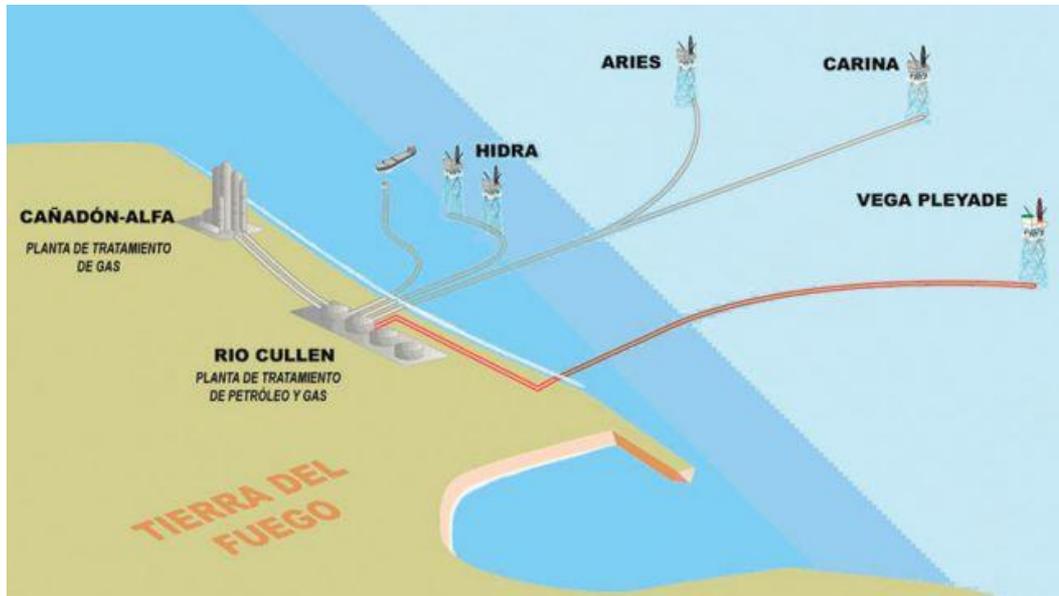


Los altos costos del offshore y los bajos precios del gas afectaron la producción de la Cuenca Austral. Solo se lograron cambios mediante proyectos específicos en el marco del gas plus → VEGA PLEYADE

- ▶ Sus principales concesiones son off shore.
- ▶ Concentración en pocos players.
- ▶ Baja sostenida de la actividad on shore.
- ▶ Grandes proyectos de industrialización del gas que no prosperaron.
- ▶ Complejidad logística.

H Mapa Cuenca Austral - Ubicación Yacimientos (Prod. Junio 2017)

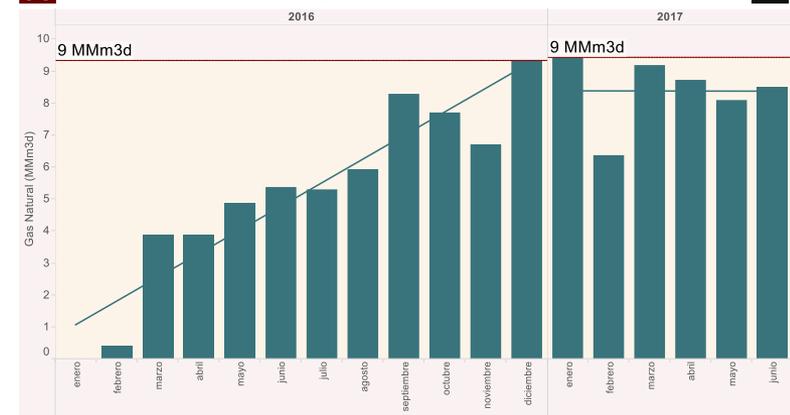


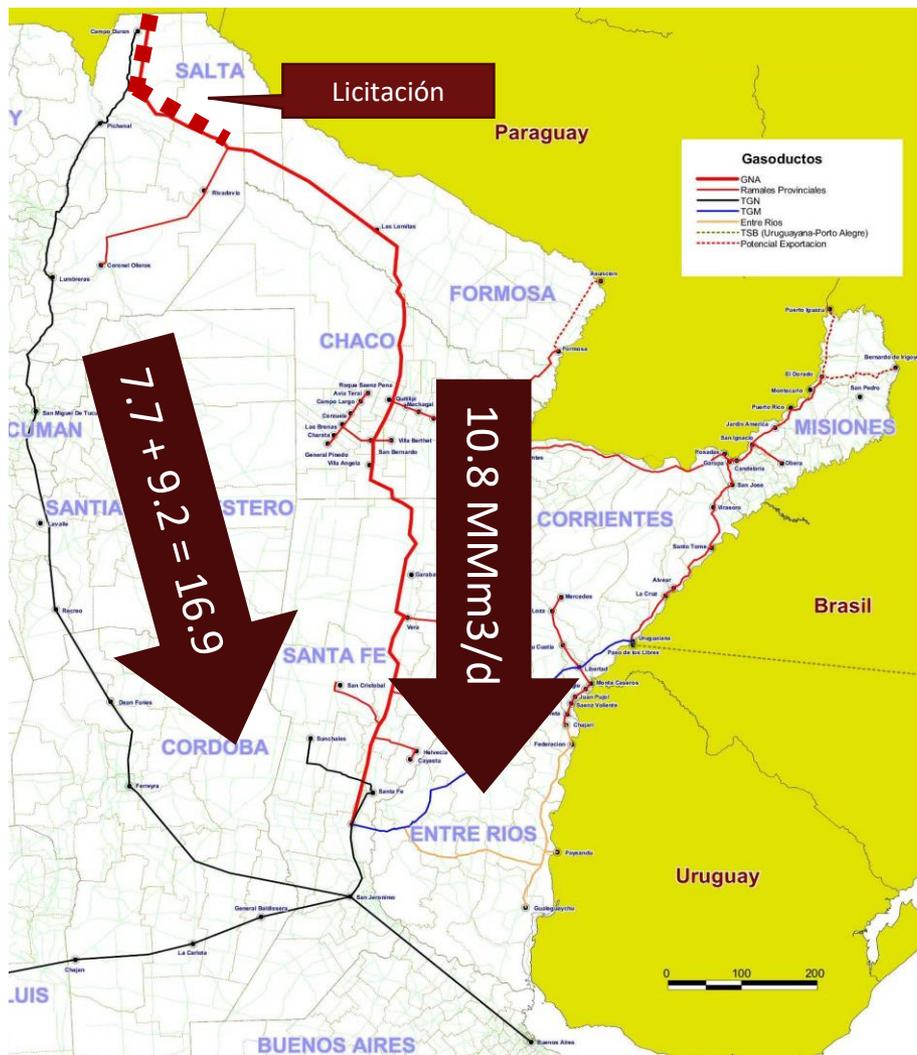


El consorcio *Cuenca Marina I* que integran las empresas Total Austral (37,5%), Wintershall (37,5%) y Pan American Energy (25%) operan los principales yacimientos off shore de la Argentina. VEGA PLEYADE es la nueva apuesta.

- ▶ Vega Pleyade → 9 MMm3d
- ▶ Origenes en “Gas Plus”
- ▶ +1.100 usd MM durante los tres años de puesta en funcionamiento.
- ▶ Entre el 7,5 y el 8% del total de gas que consume la Argentina.
- ▶ Proyecto FENIX → 2020?

H Producción bruta de gas natural - Yac. VEGA PLEYADE





El gasoducto del Noreste Argentina (GNEA). La obra, que ya consumió más de US\$ 3.000 millones, arrancó en 2003 y todavía no se finalizó. Con sobrecostos y sospechas de corrupción se espera esté terminado en 2018.

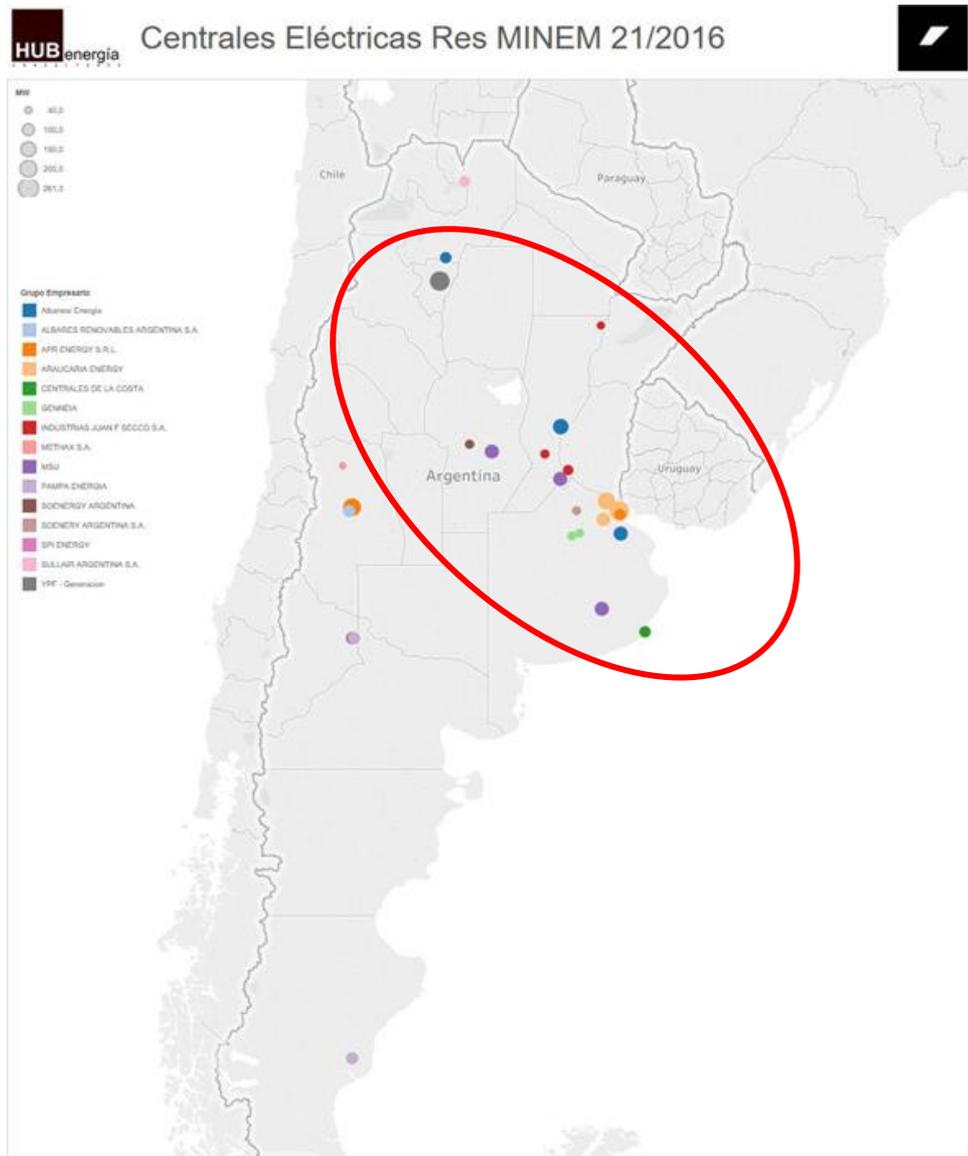
- ▶ ENSARSA se encuentra licitando la culminación ➔ 122,1 km. nuevos y reacondicionamiento de 107,9 km. construidos por Vertúa (total 230 km).
- ▶ Los 230 kilómetros de para unir el gasoducto Juana Azurduy con la localidad de Los Blancos, también en Salta, en el límite con Formosa.

Res. MINEM 420/16 → el Gobierno nacional recibió 196 anteproyectos para el desarrollo que suman unos 34.834 Mw. (manif de interés que duplica en parque actual)

La Res155/16 → nueva gen. térmica (Res. N°21/2016 = 6.611 MW)
El resultado → 20 ofertas por un total de 1.917 MW.

- ▶ Res. MINEM 420/16
- ▶ Res. SEE 287/16
- ▶ RENOVAR 1.0 / 1.5 / 2.0

- ▶ Inv Estimada entre 10.000 y 30.000 MMUSD



Luego de años de apuntado a la Oferta como la *contrains* del Mercado argentino de gas natural, hoy empezamos a ver a la Demanda de gas natural como el factor crítico de los próximos años.

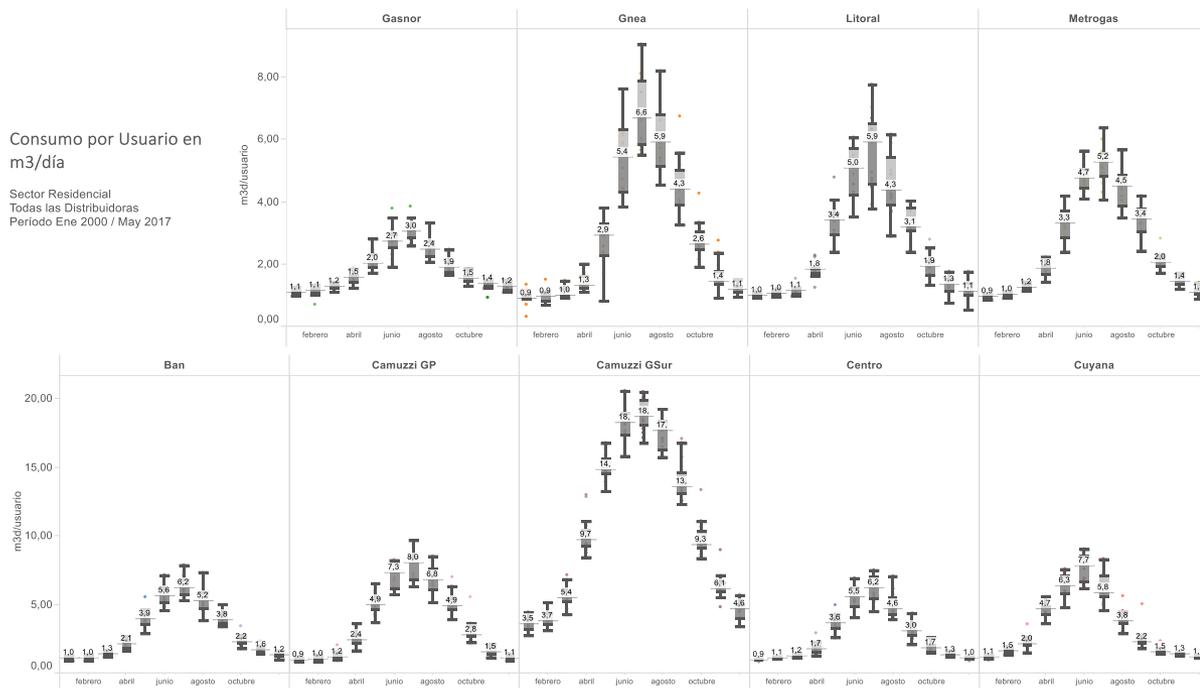


Consumo unitario de gas por Distribuidora



Consumo por Usuario en m3/diario

Sector Residencial
Todas las Distribuidoras
Período Ene 2000 / May 2017



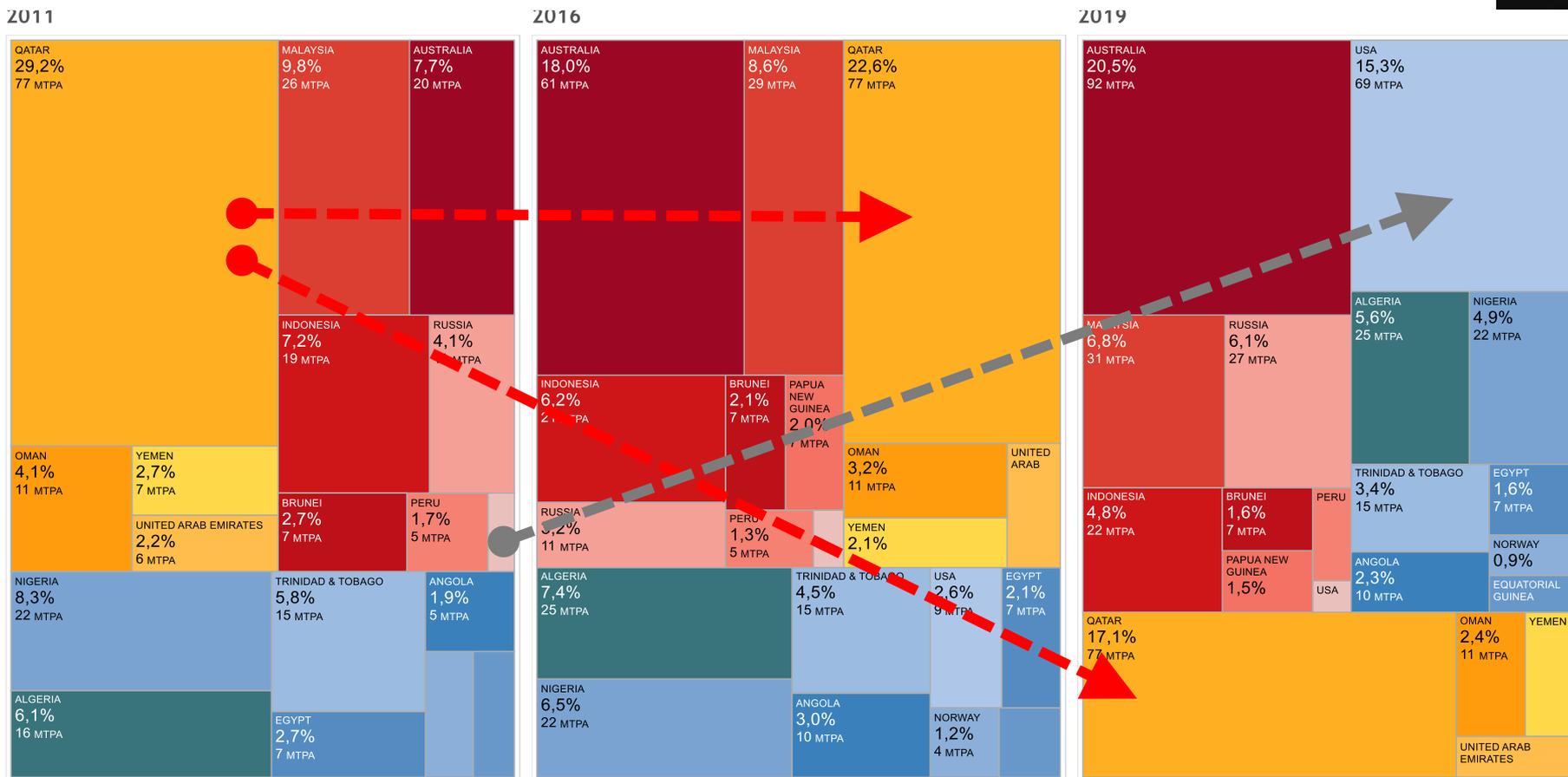
- ▶ Reacomodamiento de Estrategias.
- ▶ Nuevo equilibrio
- ▶ ¿Vaca Muerta?

- ▶ Demanda Residencial (sensibilidad a nuevas tarifas)
- ▶ Demanda Industrial (Economía)
- ▶ Demanda para Generación de Energía Eléctrica. (Eficiencia)





Capacidad Nominal de licuefacción por país (2011, 2017 y 2019)



Fuente: Hub Energía en base a GIGNL e IGU

- ▶ Inundación global de LNG
- ▶ 1ra Ola → Australia

- ▶ 2da Ola → EEUU
- ▶ 3ra Ola → + EEUU, Qatar & Iran



Hacia fin del 2019 se habrán sumado 109 MTPA de LNG. EEUU como principal disruptor del mercado.

H Capacidad Incremental de licuefacción por planta y país (2019 vs 2017)



Entre 2017 y 2019 se sumarán 109 MTPA
 31.1 MTPA en Australia
 59.9 MTPA en Estados Unidos
 16.5 MTPA en Rusia

USA Sabine Pass LNG T3-4 9 MTPA	USA Cove Point LNG 5 MTPA	USA Freeport LNG T1 5 MTPA	USA Freeport LNG T2 5 MTPA	AUSTRALIA Gorgon LNG T3 5 MTPA	AUSTRALIA Ichthys LNG T2 4 MTPA	AUSTRALIA Wheatstone LNG T1 4 MTPA
				AUSTRALIA Australia Pacific LNG T2 5 MTPA		
				AUSTRALIA Wheatstone LNG T2 4 MTPA	AUSTRALIA Prelude FLNG 4 MTPA	
USA Freeport LNG T3 5 MTPA	USA Sabine Pass LNG T5 5 MTPA	USA Cameron LNG T1 4 MTPA	USA Cameron LNG T2 4 MTPA	AUSTRALIA Ichthys LNG T1 4 MTPA		
USA Corpus Christi LNG T1 5 MTPA						
USA Corpus Christi LNG T2 5 MTPA	USA Cameron LNG T3 4 MTPA	USA Cameroon FLNG 2 MTPA	USA Elba 2 MTPA	RUSSIA Yamal LNG T1 6 MTPA	RUSSIA Yamal LNG T3 6 MTPA	
		USA Elba Island LNG T1-6 2 MTPA		RUSSIA Yamal LNG T2 6 MTPA		

Fuente: Hub Energía en base a GIIGNL e IGU

- ▶ A mayo de 2017, el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) → 25 solicitudes aprobadas de (16 plantas).
- ▶ Quedan 24 pendientes



- ▶ LNG war → South Pars/North Dome field



Mercado Regional de Gas Natural: Exceso de Oferta



Bolivia

▶ Nuevos Bloques

Brasil

▶ Gas - Pre-Sal

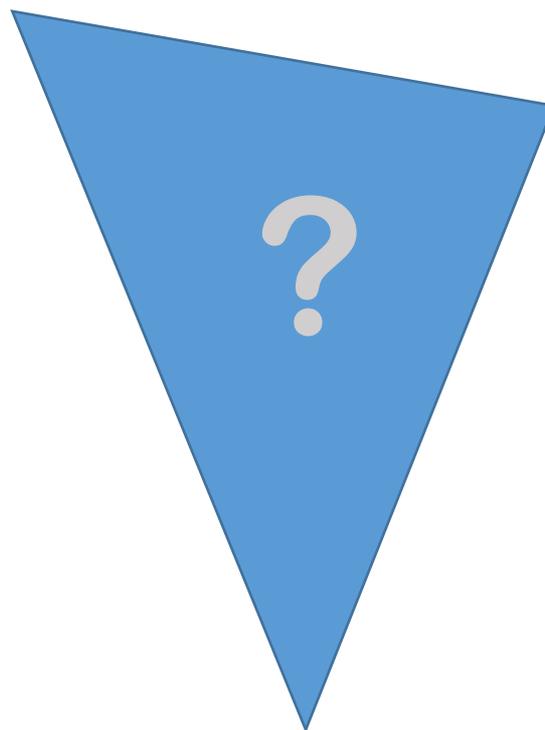
Chile

▶ Quintero LNG
▶ Mejillones LNG
▶ Penco Lirquén LNG

▶ + 40 MMm3d de capacidad de regasif. en 2019

Uruguay

▶ Sayago LNG



Muchas Gracias.-



Mag. Lic. Luciano Codeseira

Socio en HUB ENERGIA SA

www.hubenergia.com.ar

Director de Código Energético

www.codigoenergetico.com

Contacto: lcodeseira@hubenergia.com.ar

Tel. +54 9 11 5 614 5388