

¿Cómo alcanzar un mercado energético competitivo en la Argentina?

Fernando Navajas

FIEL

Seminario UCCEMA, Mayo 23, 2018

Discusión: 4 “NO” y un camino

1. Competencia: **NO** es un objetivo final en economía; el interés público (bienestar) sí lo es.
2. “Pro-Business” **NO** es lo mismo que “Pro-Mercado”.
3. “Competitividad” **NO** lo mismo que “Competencia”. La política energética argentina (Vaca Muerta y Renovables) es competitiva, pero hoy limita la competencia
4. **NO** puede haber competencia en mercados energéticos sin PRIMERO recrear un mercado eléctrico mayorista sobre una oferta térmica eficiente con gas.
5. Competencia: ¿Cuál es el camino?
 1. Diagnóstico/panel de expertos: MINEM/ENRE en electricidad
 2. Diagnóstico/panel de expertos: CNDC/ENARGAS en gas
 3. Reorganización de mercado mayorista “electricidad-cum-gas”
 4. Reglas de transición

Referencias

- Navajas F. (2010), “Energía e Infraestructura en la Argentina: Diagnósticos, desafíos y opciones”, Documento de Trabajo de FIEL N°105, Noviembre.
<http://www.fiel.org/publicaciones/Documentos/DOCTRAB105.pdf>
- Navajas F. (2016), “Promoviendo la competencia en los mercados energéticos: Gas Natural”,
http://www.fiel.org/publicaciones/SyC/SEMINARS_1480529579679.pdf
- Navajas F. (2017), “Economic Perspectives on Electricity Markets in Latin America”, HEEP/Enel Seminar, Santiago de Chile, December 1.



FUNDACION DE
INVESTIGACIONES
ECONOMICAS
LATINOAMERICANAS

Economic Perspectives on Electricity Markets in Latin America

Fernando Navajas
FIEL, Argentina

*Roundtable on Energy and Climate Change Policy
Harvard Environmental Economics Program/Enel Foundation
Santiago, Chile, December 1, 2017*

Market design challenges: generation

- Modular, decentralized power generation at zero marginal costs requires new approaches: searched but yet not found elsewhere; worse: problem not considered
- Beyond this, they surely need improvements in metering/pricing dimensions that lag behind in the region
- Renewable technologies “promotion”: are we repeating investment cycles and overcapacity? How to promote RE without distorting markets and dispatchable plants cash flows?
 - Feed in tariffs: proved unsuccessful in Europe
 - Feed in premium?
 - Energy payments vs capacity payments?
- Cases when transition may need to take advantage of natural gas availability (Argentina)
 - Why not get MC principles from NG thermal plants and “parachute” renewables through auctions and contracts converging to market prices? Too late once renewables PPAs reach a threshold?

Market design challenges: network

Energy planning

- Increasing VRE may require important investments in T&D
- Long term network planning: who invests? where? how much?

Network charges

- Granularity required for locational pricing not being developed in LAC
- How to finance increasing “residual costs” (those not covered by existing charges) and “policy costs” (renewables subsidies, energy efficiency, etc) of the network (MIT, 2016; Perez-Arriaga et. Al., 2017)
- How should transmission charges be borne? Trade off: close-to-demand thermal v. resource dependent VRE. Bias towards the later.



**FUNDACION DE
INVESTIGACIONES
ECONOMICAS
LATINOAMERICANAS**

Promoviendo la competencia en los mercados energéticos: Gas Natural

Fernando Navajas*
ANCE-FIEL-UBA-UNLP

*Seminario de FIEL***
“Promoviendo la competencia en los mercados energéticos”
Hotel NH City, Buenos Aires, Noviembre 9, 2016.

*Los resultados, comentarios y opiniones son personales y no involucran a las instituciones mencionadas o a sus miembros

** Con el auspicio del FCO UK y la Embajada Británica en Buenos Aires

Aspectos esenciales

- Un mercado de gas requiere de varios elementos críticos:
 1. Una demanda “madura”.
 2. Numerosas facilidades de infraestructura
 3. Varias fuentes rivales de gas
 4. Liquidez
 5. Señales de precios-cum-impuestos eficientes para la inversión en producción, infraestructura, el almacenamiento y el consumo (ahorro/eficiencia)
 6. Competencia, entrada, acceso justo a oferentes no-incumbentes.
- Nosotros tenemos 1 y 2, la regla de precios nos tiene que llevar a 5, claramente no tenemos 4 para lo cual necesitamos 3 y movernos hacia 6.

Mercado mayorista, hub físico y comercial

- El mercado mayorista en gas no puede pensarse sin referencia al lugar donde la entrega física del commodity tiene lugar.
- En él operan transacciones primarias (contratos bilaterales de largo plazo) y secundarias (spot) que permiten los ajustes y balances y coordinan las señales de precios.
- Dos modelos salientes en EEUU y EU -con el nuestro más asimilable al segundo-. Conlleva regulación explícita de las redes y el uso de un operador del sistema (TSO) que coordina y regula derechos de transmisión de modo “explícito” o “implícito” (capacidad+commodity). (Glachant et.al, 2013)
- La representación comercial de la red se sintetiza en un conjunto regulado de puntos de entrega (hub virtual) que reduce los costos de transacción y aumenta la liquidez y la competencia gas-to-gas. Obliga a utilizar mecanismos de balanceo para cerrar la brecha física y comercial y manejar la congestión (física y contractual).
- Conclusión: El mercado mayorista no es una construcción aislada de (sino íntimamente relacionada a) la operación de la red y por ello el regulador del gas está muy involucrado en su diseño.

¿Podrá el LNG darnos liquidez de mercado y precios de referencia?

- 3 etapas hacia la globalización (Ruester 2010,2013)
 - I. “Project-Utility Chain Model”
 - II. “Crecimiento y Economías de Escala”
 - III. Flexibilidad Contractual y Respuesta de Players
- Mercado global con señales de precios vinculadas y mayor tendencia a un arbitraje incompleto (Neumann, 2009; Zhuravleva, 2009)
- Cambio contractual de esquema ToP rígido a contratos flexibles (re-exportables) y transacciones de corto plazo.
- Pricing se adapta a (no es exógeno a) mercados de destino.
- Respuesta de integración vertical de actores

Cuestiones de estructura de mercado y control vertical y horizontal

- Antecedentes (Petrecolla y Martinez, 2010):

“En definitiva, las condiciones de competencia en el mercado de gas natural de la Argentina son bastante pobres y se condicen más bien con las de un mercado oligopólico. Este resultado obliga a las autoridades de competencia y al regulador sectorial a mantener una mirada atenta a lo que sucede en este mercado ya que el mismo ha probado ser menos competitivo que lo que se esperaba al momento de su privatización.” (pag. 196, subrayado es mío)

- Menos relevante para modelar la oferta bajo intervencionismo (Barril y Navajas, 2015), pero de nuevo relevante ahora
- Los HHI y CR3 “recalculados” crecen mucho si las importaciones (que antes no había) son controladas por YPF.
- La evidencia internacional muestra rol de otros actores, no productores domésticos líderes en competencia directa.

Key companies

Company	LNG Supply Access	Regas Access	Market Access
YPF	None	Bahia Blanca, Escobar	None ??
ENARSA	None	Bahia Blanca, Escobar	Distribution
Gas Natural	Algeria, Trinidad, Nigeria, Qatar, USA	None	None
BP	Egypt, Trinidad, UAE, USA, Australia, Oman, Qatar	None	None
TGN and TGS	None	None	Extensive (Major Industrials, Power Generation, Retail and Distribution)
TGS	None	None	Extensive (Major Industrials, Power Generation, Retail and Distribution)
MetroGas, Camuzzi, Pampeana, Litoral, and GNF	None	None	Extensive (Major Industrials, Power Generation, Retail and Distribution)

Source: Wood Mackenzie. More detail on corporate regas and contracted supply positions is available in the LNG Tool