



CÁMARA ARGENTINA
DE LA CONSTRUCCIÓN

EL SECTOR GASIFERO ARGENTINO HACIA UN MODELO INTELIGENTE

LUCIANO CODESEIRA

CONSTRUCCIÓN INTELIGENTE

EN PROCESO DE DISEÑO

Índice

Introducción

1. Mercado Global de Gas Natural

- 1.1. Aspectos Estructurales del mercado actual
 - 1.1.1. Madurez de los mercados globales de gas natural
 - 1.1.2. Exceso de oferta estructural de gas natural
 - 1.1.3. Convergencia de los precios de gas natural
- 1.2. Aspectos Coyunturales del mercado actual
- 1.3. Consideraciones finales del contexto global

2. Actualidad del Mercado Argentino de Gas Natural

- 2.1. La Política y la Macroeconomía como restricción a las condiciones de equilibrio
- 2.2. Plan Gas.Ar
 - 2.2.1. Resultados de la 1er. subasta
 - 2.2.2. Resultados de la 2da. Subasta

3. Soluciones para potenciar en mercado argentino de gas natural

- 3.1. Optimización de la oferta de gas
- 3.2. Optimización de la demanda de gas
 - 3.2.1. Mercado vehicular
 - 3.2.2. Actividades petroquímicas
- 3.3. Optimización del sistema en su conjunto
- 3.4. Elaboración de Escenarios de corto plazo
 - 3.4.1. Escenarios de Demanda
 - 3.4.2. Escenario de oferta de gas natural
 - 3.4.3. Balance Oferta-Demanda
- 3.5. Optimización del sistema de transporte

4. Un nuevo modelo de integración regional

- 4.1. La expansión del mercado brasilero
- 4.2. Limitaciones de la oferta boliviana al mercado regional
- 4.3. Los proyectos en marcha y sus limitaciones
- 4.4. Recomendación para una nueva integración regional

5. Referencias

EN PROCESO DE DISEÑO

Introducción

El potencial de Vaca Muerta es indudable, pero alcanzar un desarrollo masivo supone el despliegue de un plan de acción lo suficientemente amplio como no se ha visto en nuestra industria hidrocarburífera. A su vez, tanto la vía exportadora, como una integración amplia de su extensa cadena de valor, constituyen una fuente extraordinaria de empleo y divisas.

Cabe aclarar que estas premisas no nos seducen desde el abstracto, hay elementos empíricos en Argentina, EEUU, Australia y otros países que las sustentan. De igual modo, nos interpelan. Fundamentalmente por las diferentes dificultades que vamos encontrando en el camino, aun contando con un acervo litológico tan prolífico y una industria capaz de alcanzar estándares de primer nivel mundial.

Este punto nos lleva a poner el foco en las condiciones de borde, tanto locales como externas, que nos conducen a transitar un camino asequible, por más estrecho que sea, con anclaje en elementos reales y tangibles de nuestras limitaciones y de las restricciones globales.

Empezando por el plano global, persisten, desde hace un quinquenio, situaciones que muestran condiciones excedentarias en el mercado de GNL y que estimo seguirán sostenidas, por lo menos en los próximos cinco años. Con lo cual, la competencia global en el mercado de GNL será desafiante, tanto o más allá de los límites de nuestra competitividad sistémica.

En el orden local, resulta necesario encontrar vías que impulsen la demanda de gas, en especial se analiza la industria petroquímica y de automotor a gas natural, capaces de mover la actividad en Vaca Muerta y ampliar el valor agregado del gas como tal. También se analizaron opciones para optimizar el funcionamiento del sistema, por la vía de almacenamiento subterráneo, y ampliaciones de la red de transporte. Es imperioso destacar que un anclaje local implica una evaluación en su contexto, donde las restricciones financieras, la persistencia inflacionaria y las crisis cambiarias son parte de la norma, no de una excepción.

A su vez, más allá de la macroeconómica, el mercado local de gas natural se encuentra en su propia trampa de interpretación dual del rol del gas. Esto es, la falta de abastecimiento de mercado interno, con déficits en invierno y saldos exportables en verano, deja al país varado en una reinterpretación del lugar del gas en nuestra sociedad, en un debate que pendula entre la noción de bien preferente y bien de mercado. Al calor de estas miradas se presentan los cambios en las políticas energéticas y su jenga regulatorio que terminan condicionando aún más las vías de desarrollo del sector. No es el objetivo de este trabajo entrar en ese dilema, sino ver la manera de superarlo.

Exportar a la región presenta sus propios desafíos. El mercado con el que tenemos proximidad e infraestructura de interconexión (Chile) es relativamente pequeño y en vías a otras fuentes energéticas. En tanto, el mercado que puede dar escala a Vaca Muerta y que va en dirección a aumentar la participación del gas en su matriz energética (Brasil) se encuentra más distante y requiere de grandes obras de interconexión. Se han presentado proyectos de infraestructura para poder poner el gas de Vaca Muerta en Brasil, con inversiones en ambos países que pueden ascender a los u\$s 5.000 MM, en un contexto global donde este tipo de obras casi no se realizan, cuanto menos en Argentina.

Al respecto, así como fui un entusiasta de Vaca Muerta desde el 2011, hoy soy un entusiasta de un nuevo modelo de integración regional que optimice inversiones pasadas y fomente un rol de

los privados. Donde Brasil será un gran nuevo mercado, Bolivia la infraestructura de transporte y almacenamiento y, finalmente, Vaca Muerta la oferta nueva. Los cuatro elementos claves en esta dirección son (1) la caída de la producción boliviana de gas, (2) la posibilidad de almacenar gas en yacimientos bolivianos depletados, (3) la articulación de swaps en modo inicial (ante la penalidad de incumplimiento de contratos) y (4) fundamentalmente, las menores inversiones requeridas. Se trata de obras para reversión de flujos, ampliaciones y nuevos tramos, que representan una quinta parte de aquella inversión.

En definitiva, la vía de superación no es otra que la vía exportadora como único elemento normalizador, capaz de aportar tanto a la macroeconomía como al propio sector, y elevar la producción hasta superar la estacionalidad. Una salida "por arriba" para superar también la trampa interna, sin un romanticismo exportador sino un avance ajustado a nuestras propias limitaciones. Sobre esta base exportadora, la ampliación de la demanda interna tendrá el camino allanado.

El psicoanálisis define como indefensión aprendida a la condición quien ha "aprendido" a comportarse pasivamente, con la sensación subjetiva de no tener la capacidad de superar los problemas, a pesar de que existen oportunidades reales de cambiar la situación aversiva. Esta parece ser nuestra trampa del mercado interno. Tenemos una oportunidad asertiva para salir de esta condición, sin grandes promesas de inversión, solo generar las bases que aseguren el cumplimiento de los contratos entre los actores de los países involucrados. Solo el tiempo nos corre, o miraremos como Brasil rearma su infraestructura volcándose al GNL y al presal.

EN PROCESO DE PRUEBA

1. Mercado Global de Gas Natural

En los últimos 20 años el sector energético plasmó una transformación única en la historia, imponiendo cambios no solo tecnológicos y económicos, sino también geopolíticos y culturales.

En este contexto el mercado de GNL emergió como un catalizador de toda la industria. Como muestra el gráfico 1, dicho desarrollo descansa en cuatro factores de competitividad: (1) un mercado competitivo, (2) Optimización comprobada, (3) Seguridad de suministro y (4) Diversificación energética.

Es decir, el mercado de gas redunda en un (1) mercado competitivo donde se benefician los consumidores y donde los proveedores tienden a seleccionar los mejores proyectos de inversión, (2) procesos optimizadores que pueden dar lugar al desarrollo del GNL, sobre la base de la confiabilidad, aun en condiciones de costo mayores al transporte por ducto, (3) la diversificación efectiva, ampliando y atomizando el mercado en un proceso de mayor liquidez, recortando cualquier intento de concentración del mercado; y (4) Seguridad de suministro en todos los meses de año gracias a la integración del negocio GNL con el almacenamiento subterráneo de gas.

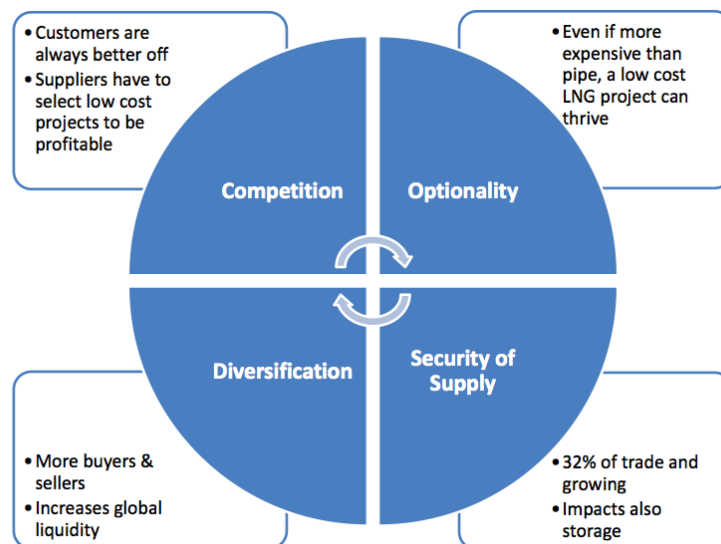


Gráfico 1: Factores de competitividad del Mercado de GNL

Fuente: Oxford Institute Energy Studies (OIES) – Natural Gas Research Programme

La región donde hasta ahora más se percibió esta transformación es Europa, que vivió en las últimas dos décadas una transición que le permitió dejar atrás los conflictos y dilemas propios de la falta de seguridad energética. Acaloradas disputas por el acceso al gas en el marco de la concentración de la oferta (productores -Gazprom/Rusia- vs países de tránsito -Ucrania-) y de diplomacia energética que dio lugar a preocupaciones por ampliar las fuentes de suministro, con enormes y costosos proyectos de transporte por ducto desde Asia Central, África y la península de Yamal, al norte de Rusia. Hoy, luego de tantas estrategias euroasiáticas, devenidas en un gran tablero de ajedrez, el GNL representa más de 32% del gas importado por Europa occidental y seguirá aumentando en los próximos años con el suministro confiable desde Estados Unidos, Nigeria y Trinidad & Tobago

Por otra parte, en 2016 entraron en marcha los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda Global 2030, donde en el plano energético se apunta a asegurar el acceso a la energía en forma económica, confiable, sostenible y moderna. Se hace imperioso entender el rol del gas natural dentro de la actual transformación energética, hacia una matriz más renovable. A su vez la creciente participación del GNL en el mismo mercado de gas seguirá expandiendo los límites como su rol de puente energético hacia una matriz carbono neutral.

1.1 Aspectos Estructurales del mercado actual

Como ya se mencionó, el Gas Natural Licuado (GNL) es un mercado en fuerte expansión desde que se realizaron las primeras operaciones de transporte de gas por barco a finales de los años 60. El hecho de que los principales productores de gas se encuentren geográficamente alejados de los países con mayor demanda, ha provocado el auge de la licuefacción: poder almacenar y transportar mayores cantidades de energía en volúmenes reducidos.

A una temperatura de -161°C , el gas natural pasa a estado líquido, y se comprime reduciendo su volumen unas 600 veces, lo que permite su transporte marítimo, justificando las inversiones necesarias para la licuación, transporte marítimo, y posterior regasificación en destino.

En 20 años la capacidad global de licuefacción se multiplicó por 6. En 1999 era de 77 MTPA y en 2020 alcanzó los 464 MTPA. Con un primer salto en capacidad por parte de Qatar (entre 2009 y 2011) y de Australia y Estados Unidos (desde 2015).

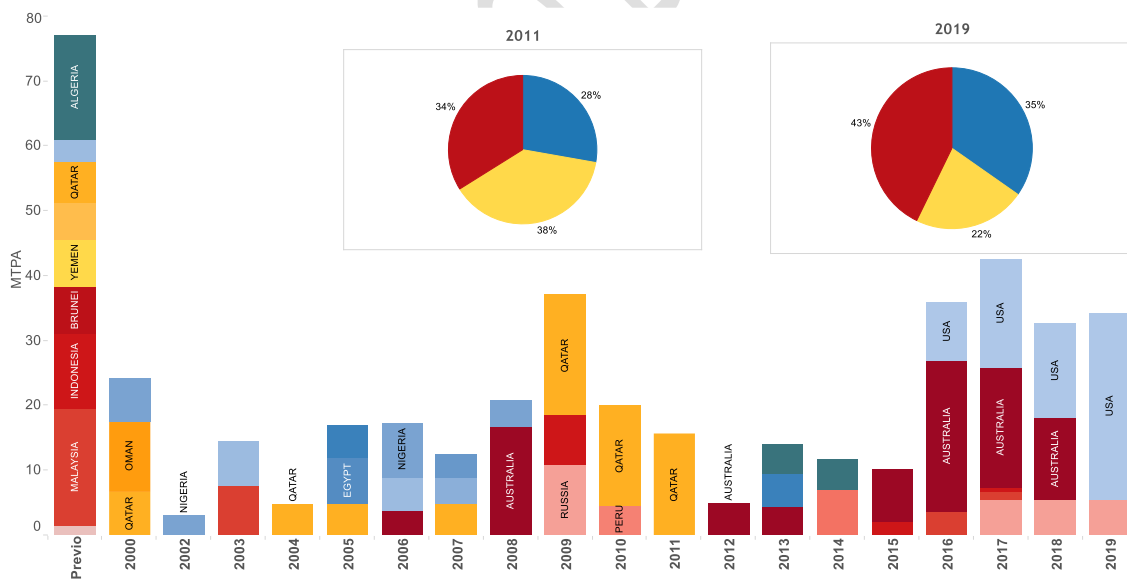


Gráfico 2: Evolución de la capacidad de licuefacción
Fuente: Codeseira en base a Internacional Gas Union

Nota: Evolución de la capacidad por país y región. Se destaca hasta el 2012 la participación de Oriente Medio (amarillo), y luego el desarrollo primero de Asia & Pacífico (cuenca del Pacífico en tonos rojos) y de cuenca Atlántica (tonos azules) después.

El gráfico 2 muestra como en la última década se dio un giro radical en el mercado global con la diversificación de las fuentes de origen y ubicando en el mainstream a jugadores de la talla de Australia, Estados Unidos y Rusia (en menor medida).

Con cuatro años seguidos de un fuerte incremento de la capacidad de licuefacción (por encima de nuevas 30 MTPA de capacidad) se ha convertido un bien escaso en un bien abundante. Se destacan las ventajas de localización de Australia (en proximidad al mercado asiático), las ventajas de costos y productividad de Estados Unidos y, por último, la competitividad escala en el norte de Rusia.

Asimismo, estos cambios disruptivos no se agotan en el presente, por el contrario, como se presentará más adelante, en gran medida persistirán en el futuro sobre la base de nuevos drivers y con nuevos actores en el mercado.

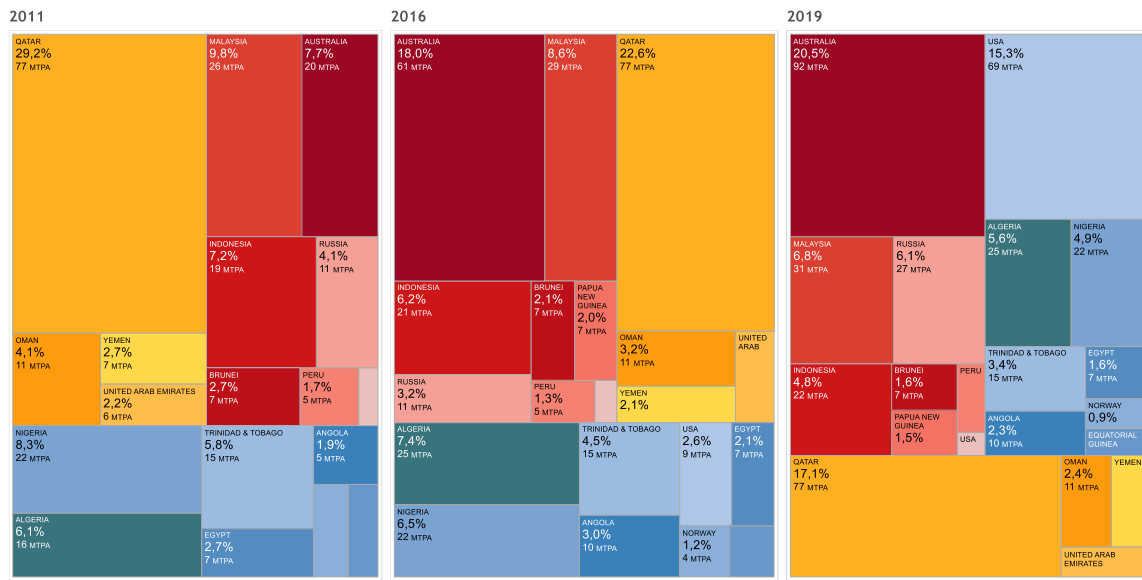


Gráfico 3: Participación de la capacidad de licuefacción (2011, 2016 y 2019)

Fuente: Codeseira en base a Internacional Gas Union

Nota: Capacidad por país y región en 2011, 2016 y 2019. Cabe destacar el ascenso de Australia y la "aparición" de Estados Unidos en la cuenca atlántica (antes contaba con la histórica planta de Alaska en la cuenca de Pacífico).

1.1.1 Madurez de los mercados globales de gas natural

Este desarrollo del mercado de GNL fomentó la liquidez en los mercados físicos de gas natural en las diferentes regiones, desplazando otras fuentes energéticas y alcanzando un nivel de madurez más próximo a los mercados de los hidrocarburos líquidos.

Los mercados físicos se organizan como Hubs de colección y distribución de actores atomizados y heterogéneos. Los principales Hubs globales son Henry Hub (Estados Unidos), NBP (Reino Unido), TTF (Holanda/UE) y Asia. Los tres primeros se establecieron siguiendo los conceptos básicos de cómo se forman los mercados de gas natural, en el caso de Asia las iniciativas de hub más avanzadas se encuentran en Singapur, Japón, Corea y China, se constituyeron sobre la base del desarrollo del mercado de LNG (donde Asia representa el 70% de dicho mercado).

En este sentido, en la última década, el avance hacia mercados maduros no se hubiera logrado sin la sustitución de líquidos y carbón por parte del gas natural en un marco donde se hizo evidente el aporte del negocio de LNG (i.e. por medio de nuevos mecanismos contractuales y una liquidez ajena al tradicional mercado de gas) y de los mercados financieros. Al respecto,

autores como Heather (2016,2019) han concluido en que los mercados de gas han debido transitar diversas instancias hacia un determinado grado de madurez.¹



Gráfico 4: Etapas de Desarrollo de los Hubs de Gas Natural

Fuente: EIA "Perspectives on the Development of LNG Market Hubs in the Asia Pacific Region"

Siguiendo a autores como Heather y Crook, solo el mercado Henry Hub cumple con todas las fases para alcanzar el mayor grado de madurez, en particular contar con el aporte de una curva de forward de instrumentos financieros de gas natural suficientemente liquida.

Otros trabajos, como por ejemplo el de Fulwood (2018)² concluye que mercados Henry Hub, NBP y TTF pueden ser considerados Hubs maduros, haciendo foco en la liquidez y el churn rate.³ En cambio ningún otro Hub de Europa, Asia o Latinoamérica cuenta con ese atributo. Como consecuencia, los precios en estos centros se utilizan con mayor frecuencia como precios de referencia en los contratos asociados al crudo o sus derivados y a largo plazo.

1.1.2 Exceso de oferta estructural de gas natural

El 2019 dejó un récord en términos de FID de nuevos proyectos de licuefacción con casi USD 94 mil millones, incrementando la capacidad global en más del 16%, según datos de la EIA. Se destaca no solo la recuperación de EEUU alcanzando los niveles del 2014, pero también el ingreso de Rusia a la liga de grandes exportadores de LNG y las ampliaciones de Nigeria y Mozambique.

¹ Heather P. (2019), "European traded gas hubs: a decade of change" OIES – Oxford Univ.

² Mike Fulwood(2018), "Asian LNG Trading Hubs: Myth or Reality" – Columbia SIPA – Center on Global Energy Policy.

³ El churn rate refiere al número de veces que un volumen de gas es transado entre su venta inicial por parte del productor y la compra final por parte del consumidor. En este caso el Henry Hub, el NBP y el TTF tienen altas tasas, por encima del nivel que se considera necesario para un mercado comercial líquido, dando cuenta de una alta participación del mercado no físico como instrumento estrictamente financiero.

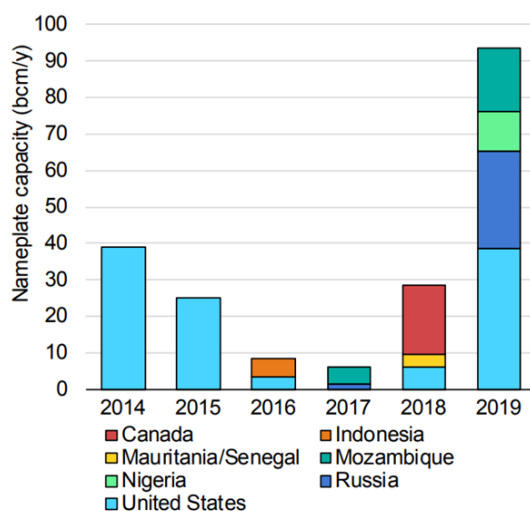


Gráfico 5: Proyectos de Plantas de Licuefacción con FID aprobado
Fuente: IEA (2020)

Según datos de IGU, en 2019 entraron en operación 42,5 MTPA de capacidad de licuefacción, aumentando globalmente la capacidad de licuefacción a 430.5 MTPA, todo un récord. Pero lo más determinante, es el hecho que actualmente hay proyectadas 907.4 MTPA de capacidad de licuefacción en la etapa pre-FID (instancia previa a la decisión final de inversión). Esto es, la capacidad global de licuefacción podría casi triplicarse si todos los proyectos propuestos se materializan. La mayoría de los proyectos propuestos provienen de América del Norte (599.6 MTPA).

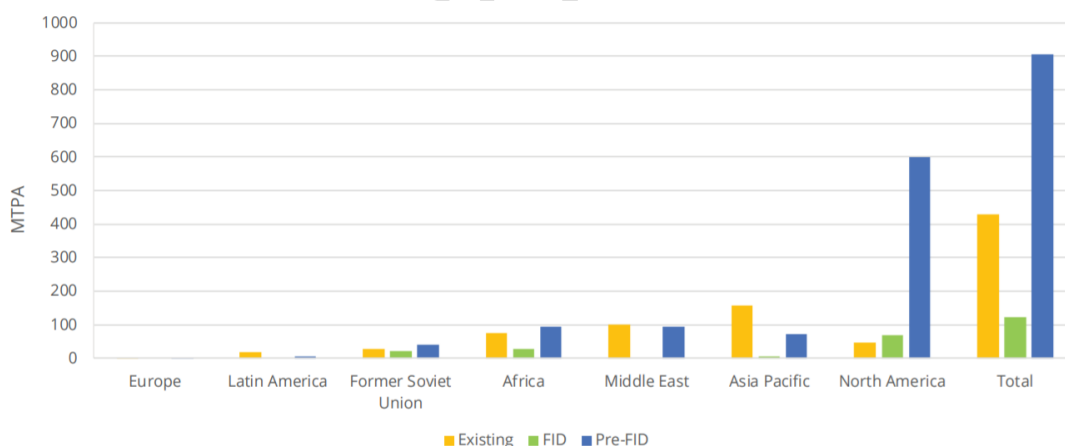


Gráfico 6: Plantas de Licuefacción por regiones según estado a Diciembre de 2019
Fuente: IGU

Ya lidiando con este exceso de oferta de gas natural licuado (GNL), las empresas mundiales de gas enfrentan nuevos desafíos debido a dos eventos en 2020: la pandemia de COVID-19 y los shocks del precio del petróleo. Esto implica una profundización y extensión del desequilibrio actual entre la oferta y la demanda en los mercados de GNL, lo que conducirá a un entorno de precios más bajos durante más tiempo. Como resultado, hasta el 8% de la demanda mundial de GNL podría estar en riesgo (más de 25 millones de toneladas por año) a corto plazo, mientras que el entorno de precios bajos podría durar por años.

La IEA ha ajustado a la baja su pronóstico para la demanda mundial de gas al tener en cuenta la pandemia de Covid-19. En consecuencia, la demanda global esperada de gas natural ahora se

estima en 4.370 bcm para 2025. Esto se corresponde con una tasa de crecimiento anual promedio de 1.5% hasta el año 2025 (el pronóstico anterior esperaba un aumento promedio de 1.8%).⁴

A su vez, a medida que el mercado mundial de GNL se vuelve cada vez más competitivo, los precios bajan y los contratos a corto plazo o las entregas spots se vuelven más comunes con el tiempo, los proyectos de GNL están asumiendo más riesgos de inversión, tomando FID sin asegurar un número significativo de contratos.⁵

Country	Operating	Construction	Proposed
USA	65,60	46,20	290,30
Canada	-	14,00	61,60
Qatar	77,40	-	46,80
Rusia	26,80	3,20	34,80
Australia	87,60	-	24,00
México	-	-	16,60
Mozambique	-	16,30	15,20
Indonesia	26,50	5,80	9,50
Papua New Guinea	6,60	-	8,70
Nigeria	22,20	-	7,60
Argentina	0,50	-	5,00
Egipto	7,20	-	5,00
Israel	-	-	5,00
Resto	121,30	36,50	-
Total	441,70	122,00	530,10

Tabla 1: Capacidad de exportación de GNL por país y estado de desarrollo (en MTPA) mayo de 2020

Nota: Proyectos en operación, en construcción y propuestos a mayo de 2020. Si bien la baja es significativa respecto propuestas hasta fines de 2019, evidenciado una cancelación de muchos proyectos, cabe aclarar de todas maneras, que los 530 MTPA de proyecto propuesto constituye un volumen muy importante para la actual década y el crecimiento de demanda esperado. Además, habría que agregar más proyectos que responden a fundamentos geopolíticos como los de la península de Yamal en Rusia (que se encuentran por encima de los 70 MTPA, más del doble de lo citado en la tabla) y el del offshore Iraní desde el South Pars Field (yacimiento de gas más importante del mundo, compartido por Irán y Qatar -país que desde su desarrollo se convirtió en el principal player del mercado de GNL-)

Fuente: Global Energy Monitor

Esto generó a mediados del 2020 una revisión, seguida de cancelación de una gran cantidad de proyectos. Recordemos que IGU presentaba en 2019 un total de más de 1000 MTPA en manos de proyectos tanto con FID como pre FID. La tabla 1 refleja como a mediados del 2020 se puso en evidencia que varios proyectos aún no comprometidos con la construcción mostraron un retroceso generalizado, incluyendo el abandono silencioso de una gran cantidad de proyectos.

La tasa de reconversión y/o abandono de proyectos de terminales de exportación de GNL propuestos para el período 2014-2020 es del 61% (Global Energy Monitor 2020). Esto es así, porque a medida que el mercado mundial de GNL se vuelve cada vez más competitivo, las

⁴ IEA (Ed.); Gas 2020 - Analysing the impact of the Covid-19 pandemic on global natural gas markets; June 2020;

⁵ IGU (2020).

entregas spots resultan más comunes y los proyectos de GNL se ven obligados a asumir más riesgos de inversión, tomando FID sin asegurar un número significativo de contratos (IGU 2020).

De hecho, una particularidad de todos los nuevos proyectos en los Estados Unidos, es que gran parte de esa inversión fue soportada no por offtakers sino por los desarrolladores y socios que tienen participación de capital en proyectos futuros, permitiéndoles superar hitos de los proyectos a un ritmo más rápido que la financiación de proyectos de GNL típico basado en acuerdos de suministro a largo plazo con terceros (EIA 2020), lo cual incorpora volatilidad e incertidumbre recurrente con una demanda que si bien crece, no lo hace al mismo ritmo. Este no es un tema menor, desde hace 3 años que se acunó el término de homeless LNG contracts (Roten & Partners (2016)).

El concepto de Homeless LNG hace referencia al volumen de gas natural no contractualizado y que probablemente no encuentre mercado comprometiendo las inversiones anunciadas. Obligando a que muchos proyectos se debieran reconfigurar o suspender las obras, un hecho que se vino repitiendo en los últimos 4 años y que dio un proceso de M&A para viabilizar el negocio global del gas natural.

Around 110 MMT/y of "Homeless LNG*" by 2030

Around 25% of global trade, to compete with new projects

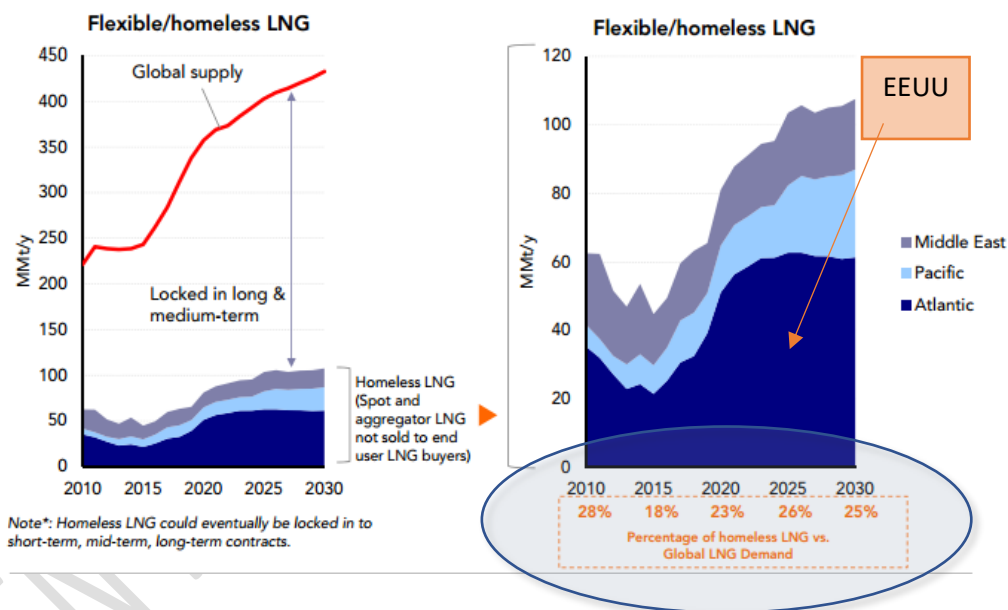


Gráfico 7: Homeless LNG

Fuente: POTEN & PARTNERS "Where will de Homeless LNG go?" 2016

Otro elemento perturbador del mercado de LNG ha sido el desarrollo del light tight oil en EEUU que impulsó una oferta de gas asociado que se volcaba forzosamente al mercado perforando los precios del Henry Hub. Esto es así fundamentalmente porque las decisiones de inversión y producción no se dan de cara a las condiciones de mercado de gas natural, sino siguiendo el negocio petrolero. En 2020 la EIA presentó cómo el 24% de la producción de gas natural durante 2019 provino de campos petroleros y más de la mitad de esos 230 bcm contaron con un breakeven por debajo de los 20 u\$s/bbl.

Production by field type and break-even cost

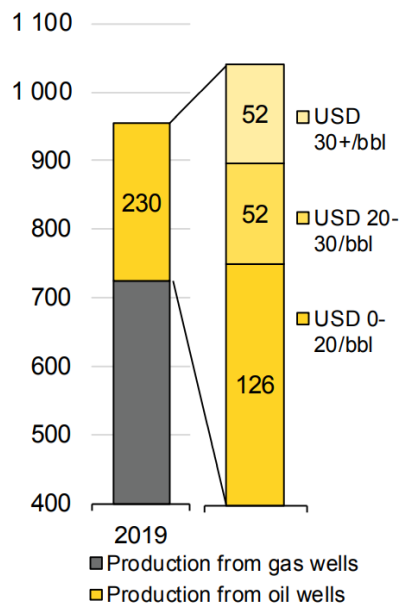


Gráfico 8: Producción de gas en EEUU por tipo
Fuente: EIA

En sus proyecciones para 2025 la EIA estima un incremento de la producción estadounidense de gas natural de más del 10%, y el 90% de ese nuevo gas natural tendrá como destino la exportación tanto por ductos a México como por la vía de la conversión a LNG desde las nuevas plantas en marcha.

El diferencial de los precios en los mercados globales fue un determinante para la incorporación de proyectos volcados a la exportación al mercado asiático como una carrera por captar el spread antes de que se desvanezca como resultado de la nueva oferta, acelerando a su vez el proceso.

La suma de nuevas plantas de LNG había terminado con el diferencial de precios poniendo en duda la marcha de nuevos proyectos. El llamado LNG Margin, entre el precio del mercado asiático (ANEA) y el Henry Hub de los Estados Unidos, tenía que justificar la inversión en la planta y el flete al destino asiático (que representa más de 70% del mercado de LNG).

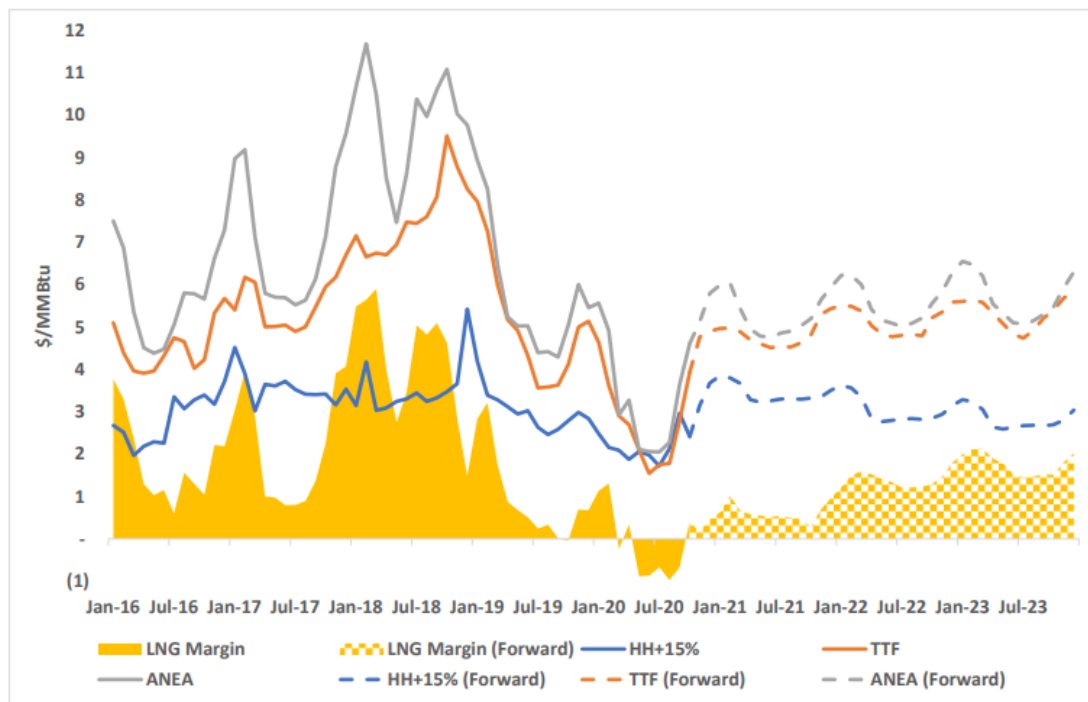


Gráfico 8: Margen acotado en el Mercado Global de LNG

Nota: El cálculo de la estanqueidad del GNL se muestra luego sobre una base histórica y también se basa en los precios de futuros, y proporciona una indicación de si los desarrolladores en los EE. UU. Pueden esperar recuperar el costo de licuefacción en la costa del Golfo (que generalmente se estima en alrededor de \$ 3 / mmbtu basado en el contrato tradicional de Cheniere). Un margen superior a \$ 3, como lo fue en 2018, proporcionaría un incentivo obvio para nuevos proyectos, mientras que un margen muy por debajo de esto sugiere un mercado más sobre abastecido.

Fuente: Henderson (2020) "Gas Price Volatility and Changing Dynamics in Southern Europe" QGR – OIES

El covid19 alteró la oferta y demanda de LNG de modo dispar, retrasando proyectos y afectando en manera desigual diferentes segmentos de consumo. No obstante, el mercado de gas se mantuvo mucho más firme que el mercado de combustibles líquidos reafirmando en un sitio estratégico en los planes de las upstreamers del oil&gas.

1.1.3 Convergencia de los precios de gas natural

Como era de esperar los precios de los benchmarks globales de GNL en 2019 tuvieron una abrupta caída. Hasta el 2020, la convergencia de precios es el resultado de tres fuerzas

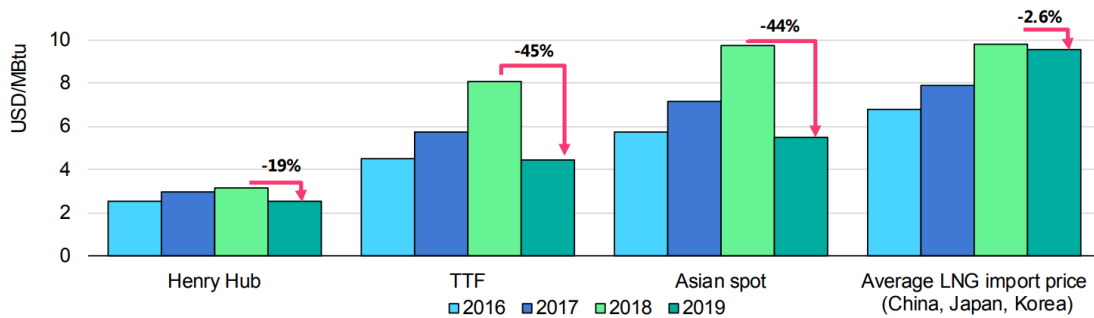


Gráfico 9: Evolución de los precios en cuatro mercados (2016, 2017 y 2019)

Fuente: EIA

Primero, el suministro de GNL ha aumentado en los últimos años, mientras que la demanda de GNL ha sido relativamente débil, luchando por absorber este exceso de producción. Los precios spot en Europa y Asia han estado disminuyendo desde fines de 2018, a pesar del aumento estacional ocasional (en el invierno de 2019-2020). El almacenamiento europeo, que ha actuado como destino de último recurso, está más lleno de lo normal. Incluso antes de Covid-19, los analistas pensaban que la producción podría tener que interrumpirse durante el verano debido a la demanda insuficiente y la incapacidad de encontrar almacenamiento para el exceso de gas. Los fundamentos del mercado ya eran débiles, y un gran aumento de nuevas plantas de LNG en 2019 agravó el temor de que el exceso de oferta en el mercado pudiera durar años.

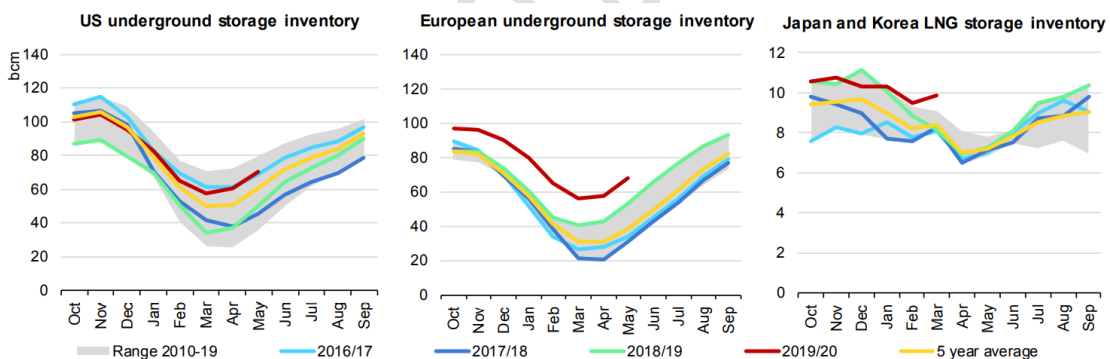


Gráfico 10: Almacenamiento Subterráneo de Gas en tres mercados (2010-2020)

Nota: El almacenamiento Subterráneo en 2019/20 estuvo entre 30% y 60% por encima del promedio de los últimos 5 años. En tanto en Asia estuvo entre 10% y 20% por encima del promedio de los últimos 5 años y en EEUU entre 0 y 10% por encima.

Fuente: EIA

En segundo lugar, el Covid-19 debilitó aún más la demanda en los últimos meses de 2019. De hecho, hasta mediados del 2020, a medida que los países se cerraban, el uso de gas disminuyó, el grado varió según el país y el sector. Pero la conclusión era clara: en un momento en que había un exceso de gas en el mercado que buscaba un lugar a dónde ir, la demanda se evaporó rápidamente. Cualquier apoyo que uno pudiera haber esperado por debajo de los precios de la gasolina desapareció.

En tercer lugar, los precios del petróleo cayeron, lo que significa que los precios indexados al petróleo en Asia también caerán pronto. La caída de los precios del petróleo también significaba

que la producción de petróleo de EE. UU. iba a disminuir y, con ella, también lo haría el suministro de gas asociado.

1.2 Aspectos Coyunturales del mercado actual

Hacia fines del 2020 el mercado asiático se vio alterado por nuevos fundamentales con epicentro en Japón, otrora economía que en 2011 había pateado el tablero del mercado de LNG después de desastre de Fukushima.

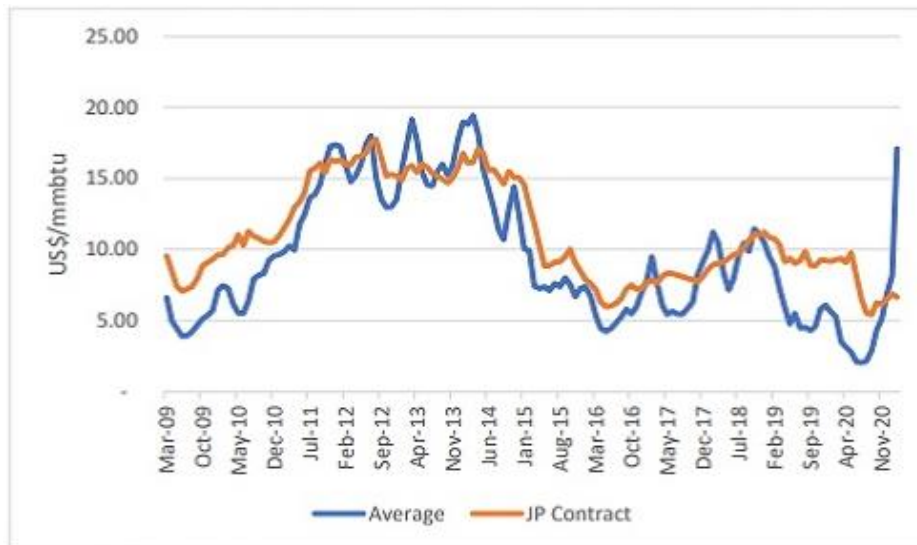


Gráfico 11: Precios GNL en Japón (Spot versus contratos)
Fuente: Platts

El 2019 había dejado una lección sobre las ventajas de contratos spot, que se ubicaban a la mitad de los valores contractualizados. Inesperadamente esa regla se rompió a fines del 2020.



Gráfico 12: Precios diarios GNL JKM
Fuente: Platts

Es decir, casi una década después de Fukushima, Japón está inmerso en una nueva crisis energética cuyo origen no es un desastre nuclear sino que se puede atribuir a la falta de planificación⁶ de las autoridades en base a:

- (1) Una baja disponibilidad nuclear que todavía no retomó los niveles previos a 2011.⁷
- (2) Bajas reservas de gas que limitan las plantas de almacenamiento de GNL
- (3) Aumento de la demanda debido a la ola de frío y a los protocolos covid (que fomenta el homworking de parte del personal, obligando a tener más sitios calefaccionados y ventilados a la vez)
- (4) Falta de interconexión de la red este-oeste en un contexto de inserción de fuentes renovables sin las obras de infraestructura necesarias para su correcto funcionamiento

La referencia asiática de GNL JKM subió a un nuevo máximo histórico de 28,2 u\$/MMbtu el viernes 8 de enero. Incluso el lunes 11 de enero uno de los principales traders ofreció 36 u\$/MMbtu para una carga de GNL.

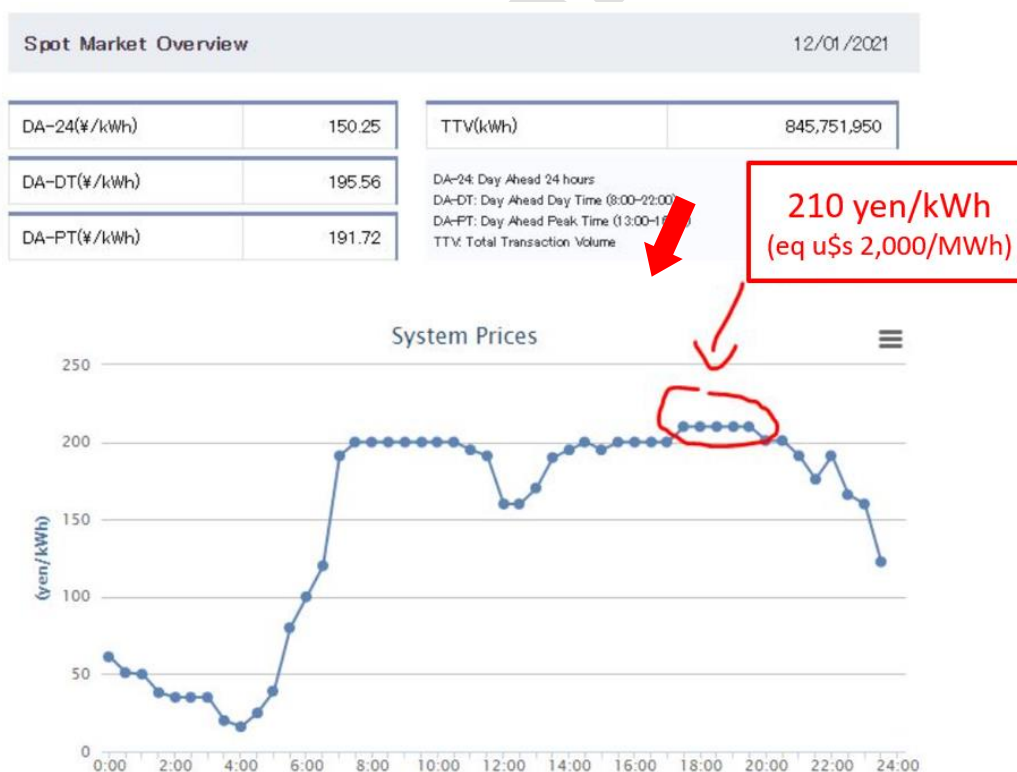


Gráfico 13: Precio spot del mercado eléctrico en Japón (12/01/2021)

Fuente: Japan Electric Power Exchange

⁶ Crisis que se da semanas después que el primer ministro, Yoshihide Suga, presentara una hoja de ruta actualizada para lograr su objetivo de que Japón reduzca a cero sus emisiones de carbono para 2050.

Su plan es que las renovables generen para 2030 entre el 22 y 24 % de la electricidad del país, las nucleares entre el 20 y 22 %, y el crudo y carbón en torno al 30 %. Para 2050, se busca que la cuota sea de 50-60 % para las renovables y 30-40 % para energías libres de carbón y la nuclear.

⁷ En 2010, un año antes del accidente en la central atómica de Fukushima, la energía nuclear generaba el 25 % de la electricidad en Japón. En 2019 generaron el 6,2 % tras varios años de "apagón nuclear".

El Gobierno japonés se ha visto en la obligación de avisar a los consumidores para que traten de consumir lo menos posible. El sector eléctrico, antes de llegar al colapso, previó la posibilidad de apagar su industria. El precio que alcanzó la energía eléctrica no tiene registros históricos. Se ha fijado un precio promedio día récord en su mercado spot de electricidad: 150,3 yenes/kWh, que al cambio supone unos 1.412 u\$s/MWh. En términos comparativos el precio medio de la electricidad en Japón durante 2020 fue de 6,5 yenes/kWh, es decir, se ha multiplicado por 23. Durante ese mismo día el precio de la electricidad alcanzó los 210 yenes/kWh, o lo que es lo mismo 2.000 u\$s/MWh.

A su vez la crisis se extendió a toda la región, por la puja de los barcos, que se quieren adelantar unos a otros ofreciendo precios nunca vistos. También hay signos de una demanda adicional de líquidos como sustitutos al gas natural (petróleo, kerosén y GLP).

1.3 Consideraciones finales del contexto global

Queda claro que, si bien estos aspectos coyunturales no van a determinar el comportamiento tendencial de los precios a futuro, sí transmiten condiciones todavía no resueltas que imponen volatilidad en los precios ante situaciones imprevistas, en particular durante el invierno del hemisferio norte.

Con lo cual, a la ola de proyectos que se esperaban concretar bajo condiciones de precios bajos, un potencial salto de precios en cada invierno es probable que ayude a viabilizar otros antes en duda, elevando el tamaño de la ola de nuevos proyectos.

De alguna manera los nuevos proyectos harán que el uso de la capacidad instalada de las futuras plantas de licuefacción tienda a ubicarse más próximo al 60%-70% contra el 81,4% de 2019, un aspecto central a tener en consideración para evaluar cada uno de los nuevos proyectos.

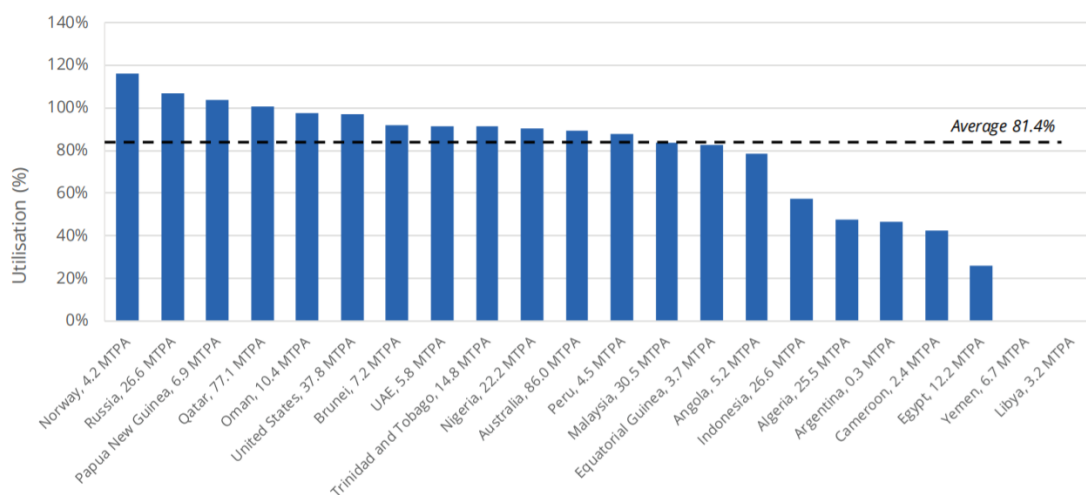


Gráfico 14: Uso de Capacidad Instalada de Plantas (2019)

Fuente: Global Energy Monitor

En consecuencia, el contexto global impone un estándar de competitividad y una presión creciente a un proyecto de licuefacción que aspire a visibilizar la salida exportadora de Vaca Muerta a escala GNL.

También representa la necesidad de tener una estrategia exportadora que no se limite a la obra local sin la contractualización con los mercados de exportación, de ser así, o no se concretará, o será un paso fallido hacia el desarrollar Vaca Muerta.

EN PROCESO DE DISEÑO

2. Actualidad del Mercado Argentino de Gas Natural

El sector energético en su conjunto tiene gran importancia en la totalidad del aparato social, económico y productivo de las sociedades modernas. Tanto el Consumo final de las familias como los consumos intermedios del resto de las actividades productivas se ven afectadas por variaciones en los precios del gas, la electricidad y los combustibles líquidos.

Al analizar los impactos sobre la estructura socioeconómica ante variaciones de precios y tarifas de los flujos energéticos se deducen tres tipos de impactos: (i) en relación con la producción y el consumo, (ii) en las distintas unidades de consumo, y (iii) en los agregados macroeconómicos. A su vez dichos impactos tendrán efectos de corto y largo plazo sensiblemente distintos.

No es el objetivo de este documento profundizar sobre esos impactos distributivos, no obstante cabe destacar que la conformación de una política de precios para el sector energético sustentable en el largo plazo es un requisito ineludible para expandir los niveles de inversión en el sector. Con lo cual, la definición de la política tarifaria en gas natural y electricidad no puede estar aislada del desenvolvimiento general del sector energético.

En el trade off entre el ímpetu de política distribucionista en los precios y tarifas de gas natural y su sostenibilidad se ubican gran parte de los contrastes de las políticas energéticas de los últimos 20 años.

2.1 La Política y la Macroeconomía como restricción a las condiciones de equilibrio

Argentina se encuentra inmersa en un periodo de gran intensidad política, en este contexto son muy probables los encuentros y desencuentros, incluso dentro de la misma coalición gobernante. Cabe plantear que los cambios se darán en un plano donde la confrontación de objetivos e intereses encontrarán en sus convergencias y divergencias un nuevo equilibrio de poder, de mayor o menor estabilidad que el anterior.

Esto requiere un análisis cualitativo, que permita identificar los eventos que señalan el camino hacia el futuro más posible mediante una mejor interpretación de la interacción entre los actores. Entiendo que poner foco exclusivo en las variables físicas, económicas o financieras para estimar evoluciones conduce a considerar la esfera de actores bastante estable. Lo cual en este contexto puede ser un error. Es decir, la importancia de las estrategias y reacciones de los actores, sus consecuencias sobre la evolución de esas variables, van mucho más allá de las tendencias macroeconómicas y de volúmenes físicos. El código político muchas veces excede la razonabilidad económica.

En este sentido hay que recordar que el sector Hidrocarburos en Argentina cuenta con una de las cadenas más amplias y sofisticadas de nuestra industria nacional, incluso se encuentra entre las más completas del mundo. Su integración al desenvolvimiento económico genera un ambiente complejo para su estudio con aspectos vinculados al empleo local, al federalismo y a todos los actores afectados en el proceso de producción y consumo.

Sólo analizando el equilibrio de poder entre los actores podremos comprender la estabilidad del equilibrio alcanzado. Y desde ese lugar evaluar la conveniencia o no de políticas o estrategias. O bien a partir de ese nuevo arreglo de mercado establecer nuevas políticas o estrategias.⁸

La necesidad por dar estabilidad al upstream gasífero, es un ejemplo de esta complejidad que terminó materializándose en el PLAN GAS.AR para cercenar al productor de las tensiones internas del gobierno convirtiendo el proceso en un tradeoff entre margen fiscal y margen político y dejándole un camino despejado al productor de gas que deber llevar a cabo las inversiones para que el gas que se consume sea local y no importado.

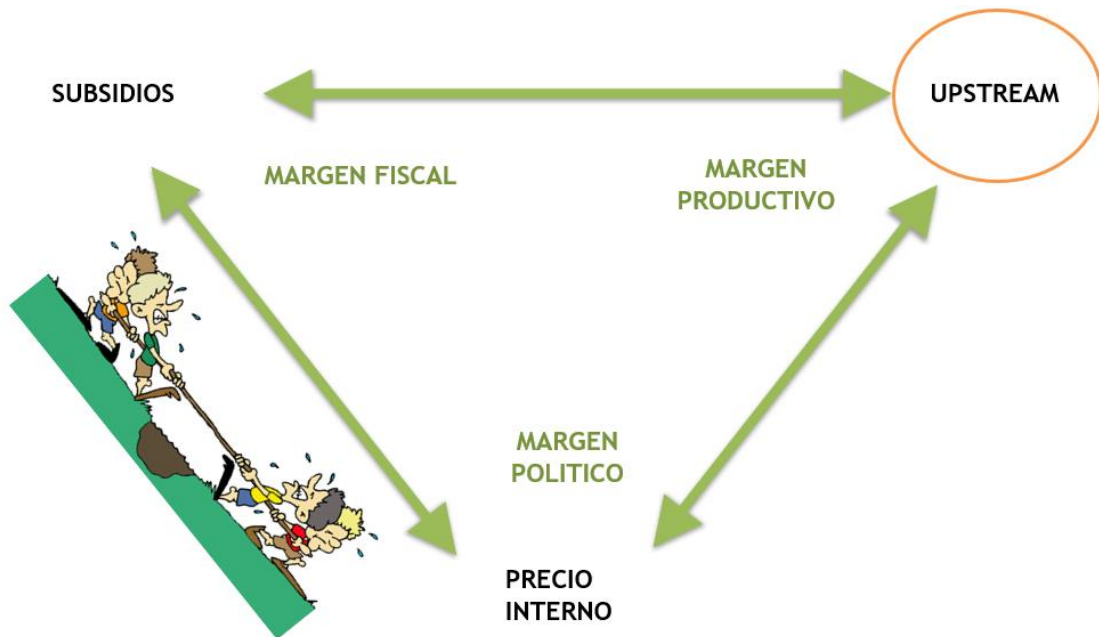


Gráfico 15: Del Trilema al Dilema
Fuente: Luciano Codeseira

Después de casi dos años de congelamiento, el ajuste en los precios y tarifas emerge como una de las mayores diferencias en el seno de la coalición gobernante, donde se cruzan las necesidades electorales del oficialismo con las de evitar que los subsidios estatales provoquen un mayor agujero fiscal. El desenlace se conocerá tras las audiencias públicas convocadas oficialmente para presentar el nuevo cuadro tarifario del gas natural. Desde el ENARGAS se aspira a acotar los aumentos a un dígito anual (9%), sin considerar el mayor costo fiscal en subsidios, mientras que desde el ministerio de economía se argumenta que esto implicaría un monto adicional de \$ 56.000 millones sobre la partida presupuestaria de casi \$ 133.000 millones prevista para 2021.

Es por esto que el Plan Gas.Ar se constituye una condición necesaria para dar previsibilidad al sector a la espera de un marco regulatorio que sienta las bases de una industria que cuenta con la capacidad de romper con restricciones que han condicionado el desenvolvimiento económico de los últimos 60 años.

⁸ Luciano Codeseira et al.: "Proyecto SPU- Posibles escenarios de conflictividad social en torno a la explotación de hidrocarburos no convencionales en la provincia de Neuquén. Líneas de acción para su prevención y abordaje." (2015) Universidad de Buenos Aires (Dirección de Proyecto de Investigación).

2.2 Plan Gas.Ar

Anteriormente presentado como Plan Gas 4, el ahora denominado “Plan de promoción de la producción del gas natural argentino”, o bien “Plan Gas.Ar” tuvo sus primeras definiciones en noviembre de 2020. En concreto, mediante el decreto N° 892 del 13 de noviembre de 2020 se aprueba el “Plan de promoción de la producción del gas natural argentino – esquema de oferta y demanda 2020-2024”.

La principal ventaja del Plan Gas.Ar es el plazo a cuatro años, lo que da una horizonte y previsibilidad a la industria, y permite dejar atrás la lógica de grandes beneficios de corto plazo, quedó demostrado que no son sostenibles y terminan erosionando las inversiones. Además, posibilita un precio estable y mercado asegurado, permite poner en valor de producción, evitando importaciones, lo que se traduce en ahorro fiscal y de divisas, a lo que también se suman la reactivación de los puestos de trabajo

A diferencia de los planes anteriores, el Plan Gas.Ar incluye la producción convencional, no convencional y offshore. Se esperaba una alta adhesión de las empresas productoras, algo que sucedió, aunque con ciertas limitaciones como consecuencia de la demora en concretarse.

El Decreto declara de interés público nacional y como objetivo prioritario la promoción de la producción del gas natural argentino, establece una subasta de 70 MMm³/d (lo cual no podrá ser mayor al 70% de la comercialización de gas de cada operador, elevando la base a los 100 MMm³/d del bloque anual) y levanta las restricciones cambiarias para que empresas accedan a dólares frescos para realizar inversiones. Las licitaciones se han llevado bajo un precio máximo aproximado de 3,70 M u\$s/MMbtu definido por el gobierno. La diferencia entre lo que oferten y lo que finalmente se pague correrá por cuenta del Estado.

Según los cálculos de la Secretaria de Energía, el Plan conduce a una serie de beneficios como los que se citan a continuación

- 6.500 MMusd de Inversión.
- 9.300 MMusd de ahorro en divisas por sustitución.
- 3.600 MMusd de recaudación fiscal.
- 2.500 MMusd de ahorro fiscal.

Dicho en palabras del ministro de Economía, el plan pone el eje en el verdadero recurso escaso de la argentina (que no es el fósil), ya que el Plan Gas.Ar permite “(..) menos dependencia de las importaciones, con un bien escaso como lo es la divisa en moneda extranjera”.

A continuación, en la tabla 2, se presenta el calendario seguido para concreción de la primera subasta,

Concepto	Plazo
Consultas	25 de noviembre de 2020
Circulares	30 de noviembre de 2020
Presentación de ofertas	3 de diciembre de 2020 de 10 a 15 horas
Apertura de Sobre 1	3 de diciembre de 2020 16 horas
Vista de las ofertas Sobre 1	4 de diciembre de 2020 de 10 a 15 horas
Apertura de Sobre 2	Condicionado a la decisión de la Comisión Evaluadora
Vista de las ofertas Sobre 2	Condicionado a la decisión de la Comisión Evaluadora
Dictamen de Evaluación	11 de diciembre de 2020
Acto de Adjudicación	15 de diciembre de 2020

Tabla 2: Calendario de la Primer Subasta

Fuente: Circular Modificatoria N° 2 (If-2020-82716786-Apn-Se#Mec) – Modificaciones Al Pliego De Bases Y Condiciones “Concurso Público Nacional - Plan De Promoción De La Producción Del Gas Natural Argentino – Esquema De Oferta Y Demanda 2020-2024” Aprobado Por Resolución N° 317/20 De La Secretaría De Energía Del Ministerio De Economía.

2.2.1 Resultados de la 1er. subasta

La Secretaría de Energía diseñó el Plan Gas.Ar de forma tal de ofertar 70 MMm3/d durante todo el año y un adicional de por lo menos 15 millones de m3/d para los meses más fríos, a precios menores a 3,7 u\$s/MMbtu.

Recibió ofertas de 16 petroleras por 67,9 millones de m3/d, pero solo 3,6 millones de m3/d adicionales para el invierno, proveniente de tres empresas (Tecpetrol, Pampa Energía y Total Austral).

El 15 de diciembre de 2020 la Secretaría de Energía firmó la Resolución 391 de adjudicación de ofertas a las petroleras. El precio promedio es de u\$s3,51 MMbtu y el volumen es de 67,42 MMm3/d. De esta manera, se validaron precios de entre u\$s2,40 y u\$s3,66 MMbtu y se cerró la adjudicación de los volúmenes del bloque básico para los próximos cuatro años con lo que pretendía cubrir inicialmente la demanda prioritaria de las distribuidoras de todo el país, y las centrales generación eléctrica.

El Estado cubrirá con subsidios la diferencia entre estos precios y los que se trasladan a las tarifas, que hoy rondan los u\$s 2,30 por millón de BTU. Así, la parte que cubrirá el Estado sería de u\$s 1,20, poco más de un tercio.

Respecto a la falta al bajo cumplimiento para el periodo invernal, el gobierno convocó a una nueva licitación con precios superiores al tope permitido en esta ocasión (u\$s 3,70) en los primeros meses del 2021.

2.2.2 Resultados de la 2da. Subasta

Con las ofertas de Tecpetrol, brazo petrolero del grupo Techint, y Pampa Energía se logró duplicar la oferta de gas para el próximo invierno en la segunda ronda de licitación versus lo observado en la primera subasta. Los resultados de la ronda II dejaron un precio ponderado del gas para el invierno es de 4,7 US\$/MMBTU por los hasta 4,5 MMm3/d.

En la Ronda I, la petrolera Tecpetrol ofreció 2 MMm3/día y ahora, en la nueva ronda, ofreció 3,5 MMm3/día para 2021 y 2,5 MMm3/día para el invierno de 2022. Por su parte, Pampa había

ofrecido 1 MMm3/día a un precio de 4,68 US\$MMBTU en la Ronda I y, ahora, volvió a ofrecer 1 MMm3/día para el invierno 2021.

La Secretaría de Energía de la Nación llevó a cabo el acto de adjudicación el día 10 de marzo.

EN PROCESO DE DISEÑO

EN PROCESO DE DISEÑO

3. Soluciones para potenciar en mercado argentino de gas natural

El sector del upstream argentino experimentó, durante la administración de Cambiemos, un impulso tan irregular como fugaz. En gran medida por un entendimiento del problema con foco exclusivo en la oferta, a la falta de mercados internos y externos le siguieron restricciones de infraestructura para evacuar incrementos futuros de producción. Es decir la resolución 46 cargó de anabólicos la producción en un contexto donde la demanda se encontraba en estado de anemia, mientras el giro exportador hacia mercados alejados requería de obras de infraestructura y certezas de comercialización retrasándolo los pasos hasta quedar ya condicionados por las restricciones de financiamiento.

En un entorno de exceso de oferta de gas natural algunos productores debieron pasar a la ventana de líquidos donde tanto el mercado interno, externo e infraestructura no eran trabas. De mantenerse en la ventana de gas las dificultades giraban en torno a parar la producción o exportar a precios bajos, todo ello en un entorno global de GNL también de precios deprimidos.

No obstante, y paradójicamente, el desarrollo de Vaca Muerta se presentaba y se sigue presentando como el gran catalizador capaz de generar las divisas que requiere un modelo exportador argentino que garantice un desarrollo sustentable. Lo ausente en este dilema es un modelo exportador para Vaca Muerta que brinde certezas en el plano comercial y político que aseguren un proceso de madurez casi tan confiable como es la litología de la roca.

En este contexto el sistema argentino de gas natural requiere de una optimización en todos sus niveles para atender las demandas y el contexto económico actual en el marco de una necesidad exportadora tanto de gas natural como de petróleo.

Concentrándonos en el mercado de gas, su producción, transporte y consumo deben ajustarse a un entorno de mayor competencia y precios en dólares más bajos, por lo menos en términos estructurales (2025-2030). Esto implica que nuestro mercado de gas natural avanzará hacia un proceso inexorable de optimización en todos los segmentos, aplicando tanto nuevas tecnologías (en la producción, transporte y consumo), como en la regulación para que dichas tecnologías sean económicamente viables

Es decir, el mercado argentino de gas tiene por delante una página compleja de oportunidades y desafíos. La necesidad de encontrar soluciones optimizadoras es un requerimiento que debe ser atendido no solo por los actores de la industria sino también por un amplio arco de actores.

3.1 Optimización de la oferta de gas

El 2018 fue testimonio de la capacidad de acción en Vaca Muerta. Una combinación de políticas estímulo por parte del gobierno y un desarrollo temprano y en modo fast-track de varios proyectos dieron lugar a un pronunciado crecimiento de la producción del Shale. Un salto de calidad tan notable como su reorientación a la ventana petrolera y su parálisis posterior.

Un “time to market”, más propio de la industria metalmeccánica que de la industria hidrocarbúrfica, caracterizó un proceso de stop&go durante 2019 y 2020

En el documento llamado “Claves para el desarrollo de vaca muerta” se desarrollaron los aspectos fundamentales en la optimización de la producción, la logística requerida para gestionar los insumos y productos derivados de una actividad intensiva como la que se necesita para desarrollar los recursos contenidos en la roca.

No es el objetivo de este documento volver sobre el mismo análisis, pero si resaltar que al igual que la experiencia estadounidense al respecto, el negocio del shale muy probablemente no sea un boom de ingresos para las compañías del upstream, pero si un boom en la oferta.

Esto último implica que gran parte de las ganancias quedan en el contexto, aguas arriba y debajo de la producción. Es decir, el intensivo requerimiento de insumos, por un lado, y la abundancia de petróleo y gas extraído, por el otro, redundan en mejoras en la actividad económica, costos de la energía, balanza comercial y balanza de pagos.

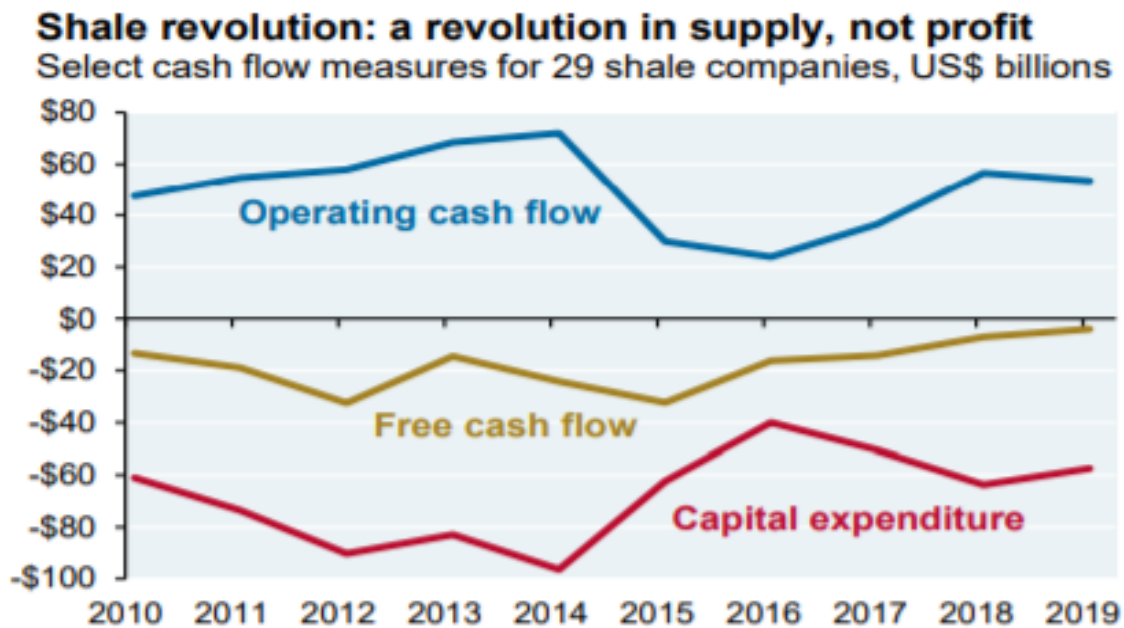


Gráfico 16: La Revolución del Shale. Una Revolución de la oferta, no de las Ganancias
Fuente: JP Morgan (2020)

En este documento pretendo hacer foco en la posibilidad existente de captar las ventajas y necesidades asociadas a la mayor oferta de gas y la oportunidad para optimizar el sistema en su conjunto.

3.2 Optimización de la demanda de gas

3.2.1 Mercado vehicular

Argentina es reconocida desde hace décadas como uno de los países con mayor desarrollo del gas natural vehicular, en particular por el sistema de gas natural comprimido (GNC), experiencia que nació hace más de 35 años y es solo comparable con la de algunos países árabes con enormes depósitos de gas.

En un contexto donde Vaca Muerta requiere de un mercado para su desarrollo, parece asertivo poner un foco en el mercado de GNC, no solo para expandir el mercado interno sino también para posicionar al país como exportador de una tecnología vehicular que se encuentra en pleno crecimiento.

Recordemos que entre 30% y 40% del petróleo mundial se utiliza en el transporte, generando el 14% de las emisiones directas a GEI, en tanto el gas natural como combustible automotor se ubica entre los más limpios que se producen comercialmente en la actualidad y generan sólo del 5 al 10 por ciento de las emisiones permitidas. El gas natural vehicular produce de 20 a 30 por ciento menos GEI que los vehículos de gasolina o de diésel. Es por eso que se verifica el crecimiento actual del parque automotor a gas y se espera un crecimiento mayor en los próximos años.

A nivel regional Asia-Pacífico aglutina el 72% de la cantidad de autos a gas natural, en segundo lugar le sigue Latinoamérica con el 19%, muy por encima de América del Norte y Europa. No obstante en Latinoamérica hay tantas estaciones de carga como en Europa, multiplicando casi por tres la cantidad de automóviles por estación de carga.

	VEHICULOS A GNV	ESTACIONES DE CARGA	% DE VEHICULOS A GNV	VEHICULOS / ESTACION DE CARGA
ASIA PACIFICO	20.473.673	20.275	72%	1.000
EUROPA	2.062.621	5.194	7%	385
AMERICA DEL NORTE	224.500	1.856	1%	120
LATAM	5.484.676	5.848	19%	940
AFRICA	295.349	210	1%	1.400

Tabla 3: Mercado Global de Automóviles a GNV

Fuente: Martínez, M. Fernanda (2020)

En la región, Argentina es el país con más vehículos y estaciones de carga (con más de 1.724.000 vehículos y 1800 estaciones de carga), seguido de cerca por Brasil en ambos casos. Esto se debe a la larga historia del GNC en nuestro país.

	VEHICULOS A GNV	ESTACIONES DE CARGA	% DE VEHICULOS A GNV	VEHICULOS / ESTACION DE CARGA
BOLIVIA	503.350	267	11%	1.885
COLOMBIA	604.325	813	13%	743
CHILE	14.656	24	0%	611
BRASIL	1.700.000	1.805	37%	942
ARGENTINA	1.724.176	2.026	38%	851

Tabla 4: Mercado Sudamericano de Automóviles a GNV

Fuente: Martínez, M. Fernanda (2020)

La Argentina es uno de los países más experimentados en el manejo de gas automotor, en el otoño de 1983 la otrora Secretaría de Energía de la Nación, junto con la Asociación del Gas Argentino (AGA), decidió fomentar el uso del gas como combustible alternativo para la propulsión de automotores. Para ello, se estableció el Plan de Sustitución de Combustibles Líquidos por GNC: el 21 de diciembre de 1984, en Buenos Aires, se inauguraron las dos primeras

estaciones de carga, una de Gas del Estado y la otra de YPF. Estas llegaron a abastecer por ese entonces a unos 300 taxis.

Lamentablemente, como suele suceder en el país el fomento quedó atrapado en las propias inconsistencias al dejar fuera del fomento el transporte público y al solaparse con estímulos fiscales al gasoil. Ergo, en adelante, la conversión de vehículos a GNC se mantuvo limitada a los vehículos particulares y descansando en su propia competitividad. Es decir, se evidenció un desarrollo temprano de una nueva industria, pero la ausencia del transporte de pasajeros y transporte de carga obstaculizó el desarrollo en los niveles que sí se observaron en países hoy desarrollados en la materia. Solo la competitividad en precio logró mantener una tasa de reconversión de autos como resultado de decisiones particulares y no de una planificación del estado.

Hoy esas ventajas están en la mesa no solo de los particulares sino también de las autoridades que deben evaluar los impactos agregados del desarrollo del gas vehicular. A continuación, detallo las ventajas actuales del GNC y GNL automotor en Argentina tanto a nivel individual como colectivo:

1. El gas natural resulta más rentable en relación con otros combustibles líquidos. El GNC es mucho más económico que las naftas y diésel (entre 40% y 60%).
2. Un desplazamiento del consumo de líquidos en el transporte representaría una mejora en la balanza comercial, pues sustituiría importaciones de combustibles líquidos. Recordemos que la importación de diésel sigue creciendo para atender las necesidades de sectores como transporte, agro y generación eléctrica.
3. El GNC representa una demanda estable, sin estacionalidad. Los 7Mm³/d de consumo promedio de gas en el transporte apenas se ven alterados en los recesos vacacionales, feriados o la pandemia en un caso extremo. Esto lo diferencia del diésel, que cuenta con una marcada estacionalidad en tiempos de siembra y cosecha.
4. El capítulo ambiental está presente vía beneficios por menores emisiones de contaminantes y ruidos. Las garantías del gas natural no están presentes en la combustión de ningún líquido.
5. Argentina cuenta con una industria desarrollada a nivel nacional, con una historia amplia que destaca entre muchas otras naciones. La expansión de nuestra capacidad de producción de esta tecnología es funcional a una estrategia de desarrollo. La EMT de Madrid y la Estación de Transporte de Estambul están desarrolladas con tecnología argentina.
6. Se cuenta con una amplia infraestructura de estaciones de carga, con 2.019 estaciones en 20 de 23 provincias. Solo parte de la Patagonia (por su extensión) y el noroeste del país (donde no hay gasoducto) carecen de GNC. A continuación, se presenta la ubicación de cada estación de carga.

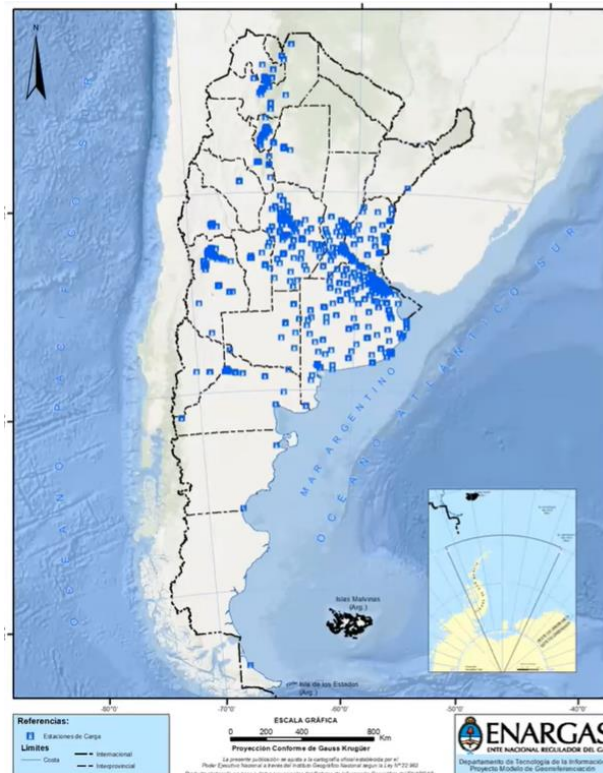


Gráfico 17:
Fuente: ENARGAS (2020)

Hoy en Argentina el 95% de la logística de mercancías se realiza por carreteras con equipos pesados. Con una autonomía de 1.000km y la posibilidad de utilizar camiones de hasta 410HP le otorgan al GNL un potencial de crecimiento enorme. Una tecnología con un costo que se ubica un 20% por ciento por encima de lo que sería la alternativa a motores diésel, pero que, en términos de combustible, ahorra entre 30% y 50%, lo cual implica una acelerada tasa de repago del diferencial en la unidad.

A su vez, el ENARGAS dictó en 2019 un avance importante al reglamentar el uso de gas en vehículos y agregar al transporte de carga y de pasajeros la tecnología para emplear gas natural licuado (GNL). La resolución 42/19 y la NAG 451 son las bases para el fomento de gas en el transporte vehicular.

Por otra parte, en Argentina está vigente la norma Euro 5 para camiones y ya debería pensarse en la obligatoriedad de la Euro 6, que se aplica en Europa. En este sentido, los camiones que se mueven con GNL cumplen esa exigencia sin inconvenientes. El desarrollo de este tipo de vehículos constituye una tendencia global en lo que respecta al uso de combustibles y una transición de la matriz secundaria hacia patrones de uso menos contaminantes y más eficaces.

Luego de que el gobierno decretara una reducción de impuestos a las importaciones de vehículos pesados convertidos de origen a GNC, GNL y biogás, de 35% a 5% según los casos, se podrán dar las condiciones para ampliar el mercado interno de gas natural vehicular. Y tal vez, como concluye un estudio del ENARGAS, si se alinean todos los factores, el salto en la utilización de gas para el destino transporte podría ser exponencial: de 7Mm³/d pasaría a 36,9Mm³/d en el escenario de máxima para 2025 (los mayores saltos en el consumo se verificarían en la

demanda de autos particulares, del transporte público de pasajeros, de camiones livianos y de transporte de cargas).



Gráfico 18: Mapa Corredor Azul
Fuente: ENARGAS

Resulta lógico pensar en un catch-up tecnológico que se dé vía importación en esta primera etapa, lo que podrá fomentar un camino hacia una matriz más sustentable con la NAG 452, pero sobre todo deberá sentar bases de una fortalecida industria que debió ajustar su escala y oportunidad con las reformas de 1983 y que ahora podrá volcarse a un mercado interno mucho mayor, donde el transporte urbano e interurbano de carga y pasajeros podrán catalizar el cambio. A fin de cuentas, se trata de exportar no solo gas natural, sino tecnología, el tipo de tecnología que registrará un crecimiento en los próximos años. Acompañar este proceso deberá ser una estrategia por seguir, evitando caer en medidas dictadas "de oficio" que cercenen la viabilidad de uno de los pocos motores que le quedan a la Argentina para su despegue definitivo.

3.2.2 Actividades petroquímicas

La petroquímica es a nivel global una de las actividades más intensivas en el uso de gas natural, y la más favorecida por el boom del shale en Estados Unidos. Desde el 2010 el sector petroquímico norteamericano viene experimentando una revolución como nunca ha visto en su historia. La oferta barata de gas natural y líquidos del gas (NGLs, por sus siglas en inglés) a partir del desarrollo desde los distintos plays de shale de EEUU han creado una ventaja competitiva para la fabricación de productos químicos en EEUU revirtiendo una tendencia que data desde la década del 70 y que se caracteriza por la relocalización de procesos productivos como los petroquímicos hacia las economías en desarrollo⁹.

⁹ Incluso eran esas inversiones en las economías emergentes las que impulsaban las primeras etapas de desarrollo económico, mientras las economías desarrolladas mantenían el foco en el sector servicios financieros, profesionales e I+D.

Hoy, empresas de en todo el mundo están invirtiendo en proyectos para desarrollar o ampliar la capacidad en los Estados Unidos. Desde 2010, según la American Chemistry Council¹⁰, la industria petroquímica ha invertido u\$s 97.000 MM en instalaciones nuevas o ampliadas por un total de 229 proyectos ya en funcionamiento. A los que se suman otros 40 proyectos valorados en u\$s 31.000 MM en construcción y 80 proyectos valuados por u\$s 81.000 MM en la fase de planificación. La inversión total (esto es la suma de proyectos completados, en construcción o planificados) es de u\$s 209.000 MM, en un total de 349 proyectos. Un dato revelador es que el 70% del total es inversión extranjera directa o incluye un socio extranjero.

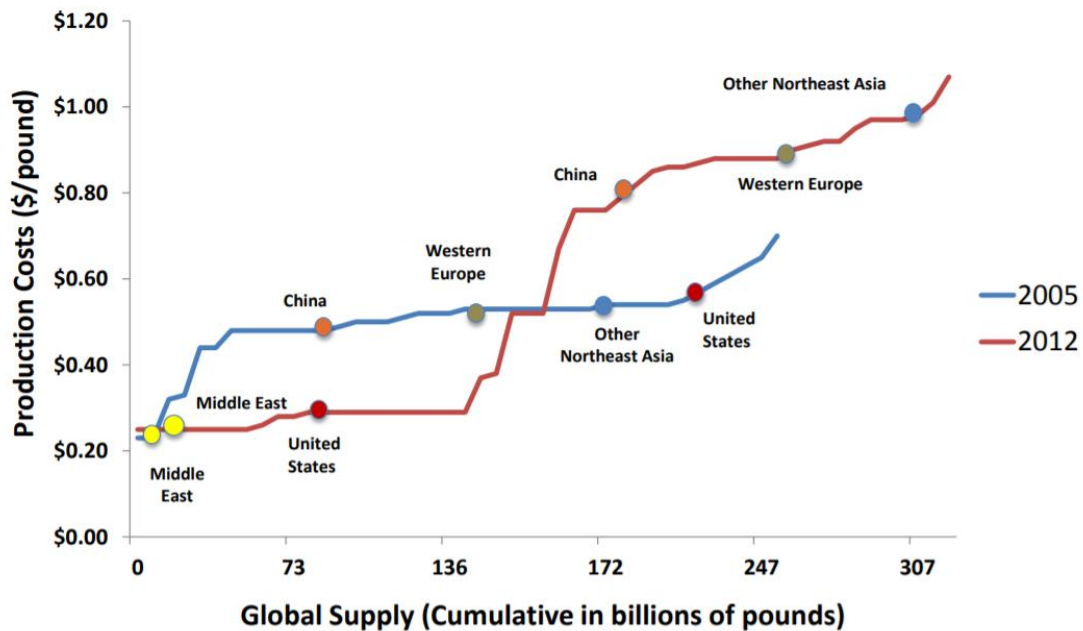


Gráfico 19: Curva de Costo Global del Etileno (2006 vs 2012)

Fuente: American Chemistry Council

Nota: En el gráfico puede observarse como la curva acumulada de costos del 2005 (en color azul) ubica a EE.UU. como la economía con mayores costos para la producción de etileno, puntualmente por encima de China, países del este europeo y economías del noreste asiático. La competitividad del EE.UU. gracias a los bajos precios del gas y NGLs lo ubica en 2012 (curva de color rojo) muy por debajo del resto de las economías que vieron subir notablemente los costos mientras que EE.UU. se benefició de una baja de más de 50%.

El gráfico 19 presenta la curva de costos globales de producción de etileno. En 2005, claramente el negocio petroquímico estadounidense no era competitivo, pero en 2012 ya el costo era similar al de Medio Oriente, mientras que economías que en 2005 eran ventajosas, como China y Europa del Este, en 2012 costaban 4 veces más caro¹¹.

Por otra parte, los beneficios económicos de la inversión en la industria petroquímica de EE.UU. se pueden reducir a 788 mil nuevos empleos en 15 años, una masa salarial de más de u\$s 61.000 MM y una producción valuada en más de u\$s 310.000 MM.

¹⁰ American Chemistry Council "Shale Gas Is Driving New Chemical Industry Investment in the U.S." Feb 2011

¹¹ American Chemistry Council "Shale Gas Competitiveness and New US Chemical Industry Investment: An Analysis Based on Announced Projects" Economics & Statistics Department May 2013.

From Higher Chemical Industry Output 2010-2025 (Permanent)			
	Jobs	Payroll (\$Billion)	Output (\$Billion)
Direct	78,224	\$10.3	\$104.5
Indirect	369,134	\$31.2	\$143.3
Payroll-Induced	341,008	\$19.8	\$62.6
Total	788,366	\$61.3	\$310.4

Tabla 5: Impacto del desarrollo petroquímico en EEUU

Fuente: American Chemistry Council

Argentina presenta una oportunidad para ganar en competitividad también a partir de la diferencia de precios de la materia prima petroquímica.

Haciendo un poco de historia, en Argentina el sector petroquímico tuvo un fuerte crecimiento en los '90s y principios de la década pasada fortaleciendo la concentración de clusters con una fuerte orientación exportadora. Durante los últimos 15 años no se registraron incrementos en el sector, no obstante con Vaca Muerta se presenta la oportunidad de convertir al sector en un gran polo exportador.

Hoy en Argentina la petroquímica representa el 12% de la Industria Manufacturera y el 4,2% del PBI. En términos de exportaciones, representa el 17% de las manufacturas de origen industrial exportadas. Según los cálculos de la Cámara de la Industria Química y Petroquímica aprovechar los recursos de Vaca Muerta permitiría aumentar en 50% la capacidad productiva y generar exportaciones por u\$s 4.000 MM.

El país cuenta con una capacidad instalada de 9 MM tn por un valor de activos de 18.000 MM usd, aglutinando 64.000 empleos directos y 110.000 en toda la cadena. También según las estimaciones de la Cámara de la Industria Química y Petroquímica con Vaca Muerta¹² se pueden sumar 50.000 nuevos empleos altamente calificados con una inversión estimada de u\$s 10.000 MM.

¹² La Cámara de la Industria Química y Petroquímica asume para sus cálculos una demanda de 15 MMm³/d, lo cual representa casi el incremento generado por Fortín de Piedra en Vaca Muerta. Un caso perfectamente replicable por quienes operan la roca.



Gráfico 20: Quinta Ola Petroquímica para la Argentina

Fuente: CAQP

Todo esto destinando 15 MMm³/d de nuevo gas natural, una fracción relativamente baja respecto al potencial, que se equivale al volumen aportado por tecpetrol con Fortín de Piedra.

Cabe destacar que el desarrollo de la petroquímica representa también un agregado de valor a ser exportado, por ejemplo, de exportar metanol y urea se estaría duplicando el valor agregado de exportar GNL. En tanto, de exportarse polietileno y polipropileno se estaría sextuplicando el valor versus la exportación de GNL. Y, por último, exportar plásticos terminados representa un agregado de ocho veces la exportación del gas en estado líquido.

Los casos de Profertil y Mega constituyen los primeros avances en el desarrollo de la ola petroquímica a partir de los recursos de Vaca Muerta. Como tantas veces, serán las condiciones macroeconómicas y no tecnologías las que ralentice el desarrollo de una oportunidad clara para romper cadenas al desencanto.

3.3 Optimización del sistema en su conjunto

3.3.1 Almacenamiento Subterráneo de gas

A partir del manejo de los inventarios o stocks se puede balancear los flujos optimizando el sistema, sin necesidad de tener un sistema que machee el consumo y la producción. Sucede que el gas natural es el combustible fósil de más difícil almacenamiento, pero el almacenamiento de gas juega un papel fundamental en el balanceo del suministro y la demanda en todos los países.

Un importante rol del almacenamiento es proveer equilibrio a la cadena del gas natural, modulando la producción, el transporte y la demanda, otorgando flexibilidad y previsibilidad a todo el sistema.

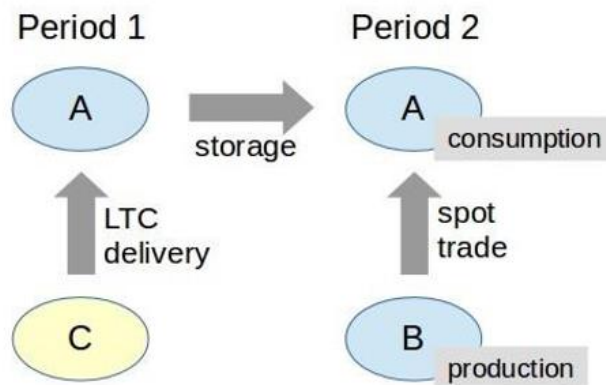


Gráfico 21: Rol del Almacenamiento Subterráneo en Europa – Regulación

Fuente: “Study on a Gas Market Design for Europe - Quo vadis EU gas market regulatory framework” European Commission (2018)

Las primeras formas de almacenarlo eran en contenedores impermeables y a presión en el corazón de la demanda. No obstante, debido a su bajo poder calorífico por unidad de volumen a la presión atmosférica, se requiere presiones de almacenamiento mucho mayores o recipientes presurizados. Desde finales del siglo XIX hasta principios del siglo pasado, para el almacenamiento de gas en las grandes ciudades se empleaban unos contenedores a presión atmosférica denominados gasómetros. Estos sistemas de almacenamiento funcionaban bien cuando la demanda de gas era baja y el precio elevado, pero ante los aumentos en la demanda y baja en los precios, el gasómetro dejó de ser rentable económicamente.

Desde principios del siglo XX las instalaciones de almacenamientos subterráneos (UGS - underground gas storage-, según sus siglas en inglés) se posicionaron como las preferidas para cubrir las necesidades especiales del sistema. Los primeros almacenamientos subterráneos comenzaron a construirse en Estados Unidos y en Canadá.

Hoy los principales mercados son donde se desarrollaron instalaciones de almacenamiento subterráneo son: Estados Unidos, Rusia, Ucrania, Canadá y Alemania, ordenados según volumen total almacenado.

De acuerdo con los últimos registros de CEDIGAZ¹³ que compila los datos globales al 2019, América del Norte concentra dos tercios de los sitios de Almacenamiento Subterráneo (441 instalaciones) y representa casi el 40% de la capacidad global de gas de trabajo (163 bcm). En tanto, hay 141 instalaciones en Europa (con una capacidad de almacenamiento de 108,6 bcm), 47 en la CEI (121 bcm), 28 en Asia-Oceanía (22,4 bcm), 3 en Medio Oriente (6,9 bcm) y solo 1 en Latinoamérica (Argentina).

¹³ CEDIGAZ “Underground gas storage in the world “ 2020 status

3.3.1.1 Tipos de almacenamientos subterráneos.

Cada opción de almacenamiento subterráneo ofrece diferentes beneficios en términos de flexibilidad y facilidades requeridas. Idealmente, se requiere de una mezcla de diferentes instalaciones de almacenamiento para ofrecer una cartera de almacenamiento estratégico para el largo plazo y de rápida respuesta para el corto plazo.

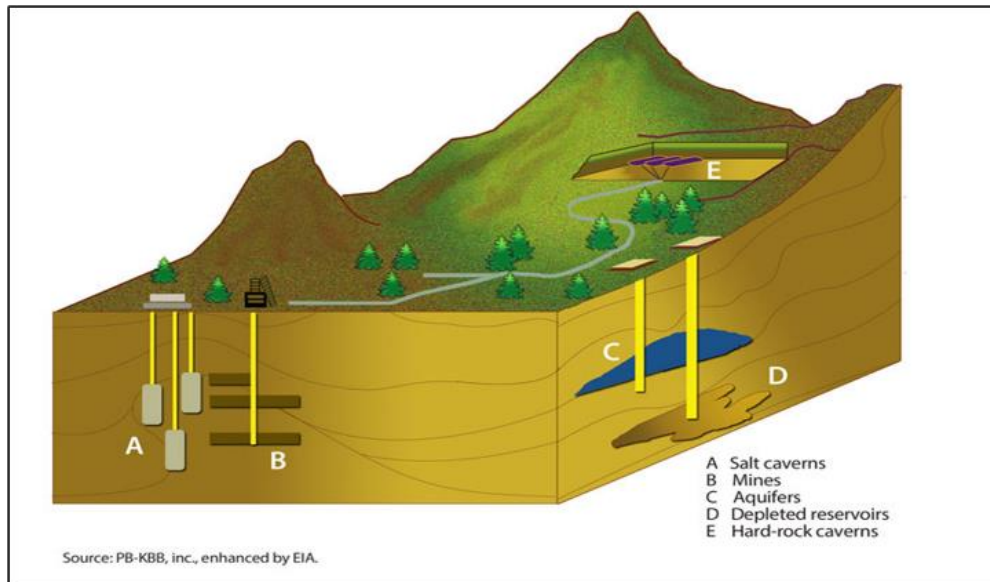


Gráfico 22: Tipos de Facilites
Fuente EIA

Los almacenamientos subterráneos de gas se clasifican en función del tipo de estructura geológica que los alberga existiendo cuatro tipos:

- Yacimientos depletados. Constituyen la mayoría de las instalaciones de almacenamiento de gas se crean en las rocas porosas de yacimientos depletados ya que, si bien pueden estar alejados de los centros de consumo, cuentan con menores costos y un aprovechamiento de las facilities existentes aumentando la vida útil de las mismas.
- Cavernas salinas. La sal tiene diversas propiedades que la hacen ideal para el almacenamiento de gas. Posee una resistencia moderadamente alta y fluye plásticamente, sellando fracturas que de lo contrario podrían dar lugar a fugas. Las cavernas de sal constituyen la opción preferida para el almacenamiento comercial, porque a la cercanía a los centros de demanda se agrega el hecho de que permiten frecuentes alternaciones cíclicas y altos regímenes de inyección y producción.
- Minas abandonadas. En algunos lugares del mundo, como el Reino Unido existe una larga tradición minera y ha habido una explotación intensiva del carbón. La minería ha generado espacios y cavernas de diferentes tamaños, formas y composición geológica. El hecho de que pueda emplearse para almacenar el gas depende del tipo de método que se empleó para minar, de hecho, no es factible usar la mayoría de las cavernas, sobre todo si se emplearon métodos muy antiguos.

- Acuíferos. Se trata de formaciones subterráneas, de rocas porosas y permeables que actúan como reservorios naturales de agua. Los acuíferos son el tipo menos conveniente y de mayor costo para su instalación para el almacenamiento de gas natural. Las características geológicas de las formaciones acuíferas no son tan bien conocidas como las de los yacimientos depletados, por tanto, es necesaria una inversión significativa de tiempo y capital para averiguar dichas características y determinar su idoneidad para el almacenamiento de gas natural. Además, deben realizarse pruebas sísmicas, tal y como se hace para la exploración de potenciales formaciones de gas natural.

Conforme los registros de CEDIGAZ¹⁴, el almacenamiento en campos depletados domina con el 80% de los volúmenes globales de gas de trabajo, pero el almacenamiento en cavernas de sal ahora representa el 26% de la capacidad de entrega global. Esto es, los yacimientos agotados constituyen las mejores opciones para albergar grandes volúmenes de gas natural (abastecimiento estacional), mientras que las cavernas tienen una gran limitación de capacidad pero aportan versatilidad operativa, ya que permiten realizar varios ciclos de llenado y extracción durante el año.

Cada uno de los tipos de almacenamiento da lugar a diferentes estándares de las principales métricas utilizadas en la industria. A continuación, se presentan las principales definiciones adoptadas para el almacenamiento subterráneo de gas.

- Capacidad: es el máximo volumen de gas que puede ser almacenado en una facilidad de acuerdo con su diseño. La capacidad de almacenamiento de gas es la suma del gas de trabajo más el gas base.
- Gas base (cushion gas): La cantidad mínima de gas que la formación necesita para operar; en otras palabras, es la cantidad de gas que permite la presión necesaria para producir el total de gas de trabajo.
- Gas de trabajo (working gas): Se refiere a la capacidad total menos el gas base.
- Tasa de inyección: Tasa a la cual el gas debe ser inyectado en la formación de acuerdo con consideraciones de diseño y operación.
- Tasas de producción: Tasas a las cuales el gas será producido de acuerdo con los volúmenes y tiempos de demanda requeridos.
- Ciclos: El número de veces que el volumen de gas de trabajo puede ser inyectado y producido en un año.

El gráfico 23 presenta el funcionamiento estándar de un almacenamiento subterráneo y algunas de las variables

¹⁴ CEDIGAZ. "Underground gas storage in the world – 2020 status"

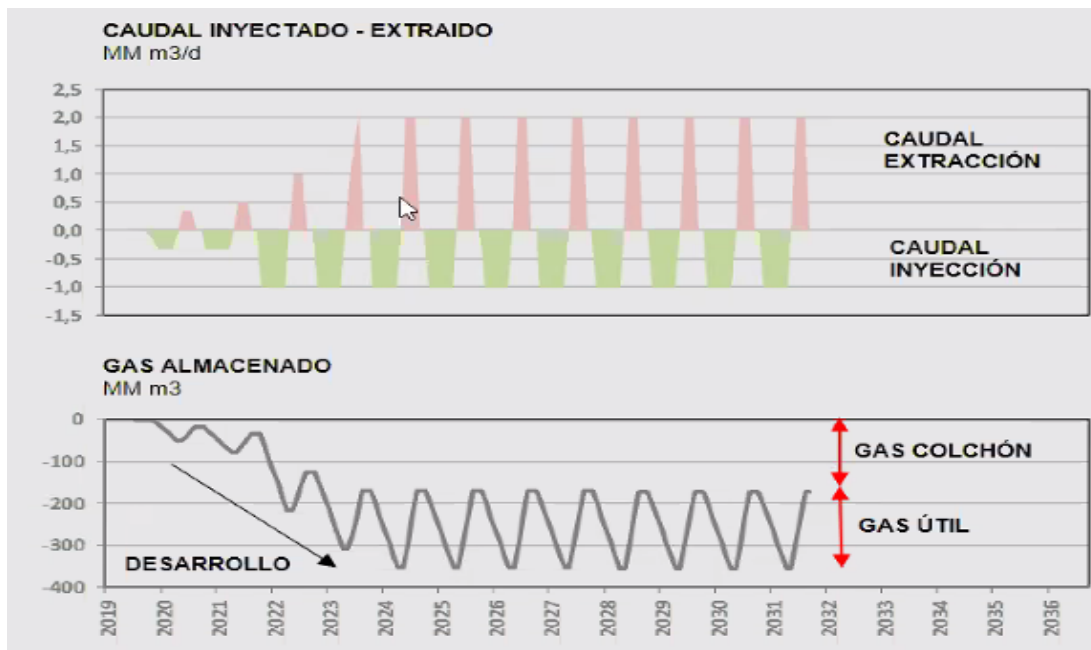


Gráfico 23: Funcionamiento de un Proyecto de Almacenamiento Subterráneo
Fuente: YPF

A su vez la localización de los UGS suele estar atada tanto a objetivos generales como particulares. En su sentido más estricto siempre se privilegiaron las facilities próximas a los centros de consumo para cortar los picos de demanda y mantener estable la producción y transporte a lo largo del año. No obstante, ante la dificultad geológica de poder dar con el almacenaje en cercanía a la demanda se han trazado otros proyectos de UGS que permitan al menos mantener estable la producción o importación, dejando el negocio del peak shaving al almacenamiento del gas en estado líquido por más que en términos de volumen y costos exista una clara desventaja en este último tipo.

3.3.1.2 Ventajas del almacenamiento subterráneo

De acuerdo con su uso, y atendiendo a la necesidad de balancear la oferta y demanda de gas, almacenando en periodos donde la demanda es baja e inyectado desde almacenamiento a las redes de distribución en los periodos de pico de demanda, existen tres modos principales de almacenamiento de gas:

- De Largo plazo – el gas se almacena durante el verano y se reinyecta a la red de distribución durante el invierno. Usualmente se trata de almacenamientos subterráneos que pueden estar ubicados en distintos sitios del sistema integrado.
- De Mediano plazo – con ciclos de almacenamiento/reinyección más cortos, es capaz de reaccionar más rápidamente a la demanda, es decir, cuando esta o el precio en la red es bajo se almacena y cuando las condiciones son más propicias se redistribuye. En este caso si bien se pueden establecer facilities tanto de almacenamiento subterráneo o plantas de almacenamiento de GNL, lo más común son los almacenamientos subterráneos próximos a la demanda.
- De Corto plazo – este tipo de instalación onshore almacena GNL condensado desde la red de distribución. Cuando sea necesario, el gas licuado puede ser regasificado y devuelto a la red.

A su vez dada la naturaleza de cada mercado se presenta la necesidad concreta o no de desarrollar el negocio del UGS. Si estilizamos tres niveles requerimiento para dichas facilities: (i) Fundamental, (ii) relevante y (iii) selectivo, entendiendo que la necesidad de almacenamiento es clave para el primer caso y opcional, a proyectos concretos, en el tercero, podemos trazar la siguiente hoja de importancia:

- Fundamental – Sistema de Gasoducto ampliamente desarrollado
- Fundamental – Elevado nivel de participación del sector residencial en la demanda total
- Relevante - Dependencia del gas importado
- Relevante – Elevada participación del gas natural en la matriz primaria de energía
- Relevante – Elevado consumo de gas per cápita
- Selectivo - Importante producción de gas natural
- Selectivo - Elevaba participación del sector generación eléctrica en la demanda de gas

Es decir, la capacidad optimizadora del almacenamiento subterráneo se potencia en casos donde convive una alta densidad de gasoductos y una fuerte participación del consumo residencial. Los casos de Estados Unidos, Rusia, Canadá y Argentina se corresponden con este tipo de mercado.

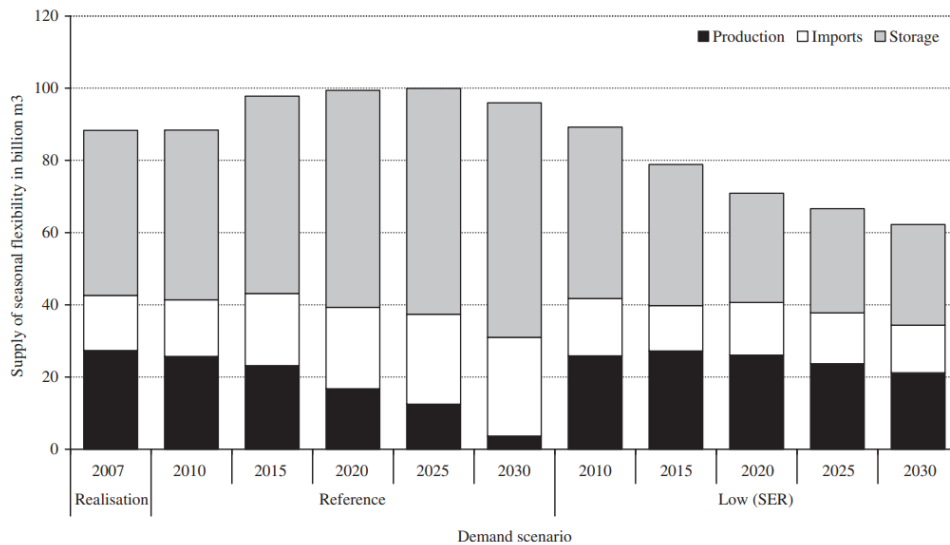


Gráfico 24: Participación Esperada del Almacenamiento Subterráneo

Fuente: De Jodie et. al.

Nota: En los dos escenarios, Reference y Low, la participación del almacenamiento subterráneo (color gris) en la demanda de gas en los países de Europa Noroccidental se espera que sea entre el 64% y 33%, respectivamente.

La importancia del almacenamiento en regiones que dependen de gas importado se puede ver en Europa. Es este caso el almacenamiento subterráneo permite lograr, en combinación con el GNL, mejores condiciones para la importación por los momentos de las compras y las fuentes de suministro. En efecto Europa logró cambios significativos en términos de seguridad

energética pudiendo diversificar las fuentes de donde se importa y aplanar las compras de gas a lo largo.¹⁵

Varios trabajos ven a Europa en 2030 con mayor participación del UGS en la oferta de gas natural en un contexto donde lo que se discute es cuánto va a caer la demanda de gas natural, respecto a los niveles actuales.¹⁶

La relación entre la participación del almacenamiento subterráneo y la dependencia del gas importado no es del todo clara ya se depende de las características geológicas de cada país y del arreglo de cada uno de esos mercados. Para clarificar estas relaciones resulta conveniente distribuir a los países en 4 grupos¹⁷ tal como figura en el gráfico 25:

- Grupo 1: Países con una alta participación de almacenamiento subterráneo y dependencia importadora. Cuentan con atributos geológicos para su desarrollo. (Austria, Eslovaquia, Kazajstán, entre otros)
- Grupo 2: Países con una baja participación de almacenamiento subterráneo y dependencia importadora. No cuentan con atributos geológicos para su desarrollo, basan el balanceo en el LNG. (Japón, Bélgica, Bielorrusia, España, Turquía, entre otros)

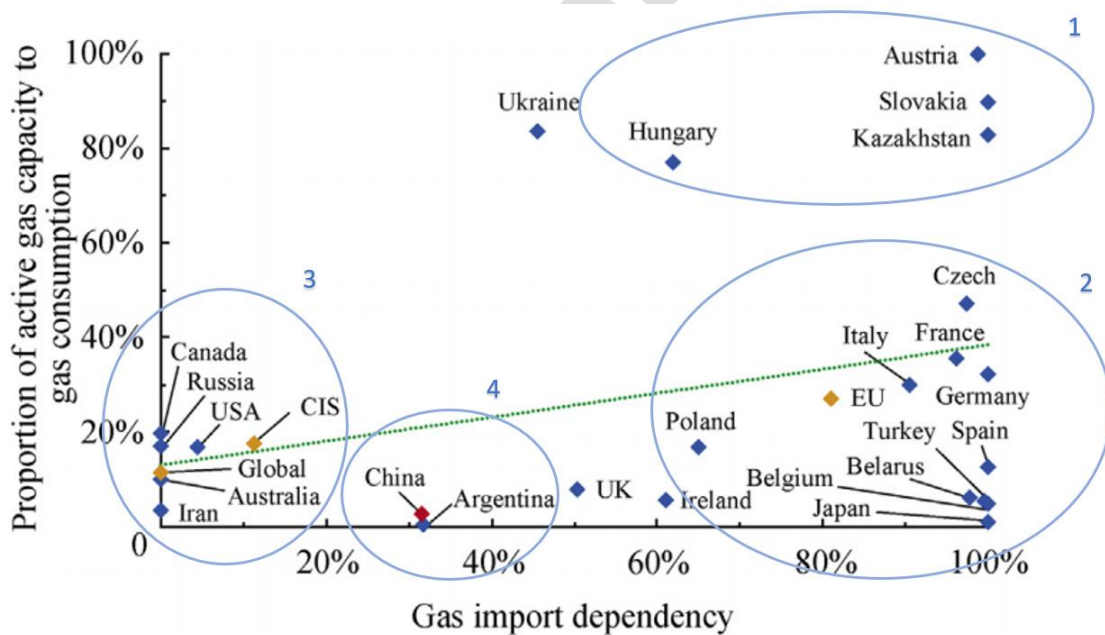


Gráfico 25: Dependencia Importadora vs Gas Storage

Fuente: Gangxiong et al. (2017)

Nota: La disección en 4 grupos de la imagen no corresponde al autor de la fuente, sino que es de mi parte

- Grupo 3: Países con una participación de almacenamiento subterráneo balanceada sin dependencia importadora. Estos países cuentan con altísima densidad de gasoductos y

¹⁵ Uno de los principales inconvenientes que habían desembocado en las dos guerras de gas era la dependencia del gas ruso y de la infraestructura de transmisión desde la península de Yamal hasta Europa occidental en un contexto donde las renegociaciones de los contratos se solían llevar a cabo al inicio del invierno.

¹⁶ De Jodie & Ozdemir. (2010) "Demand for seasonal gas storage in northwest Europe until 2030: Simulation results with a dynamic model" Energy Policy 38 (2010)

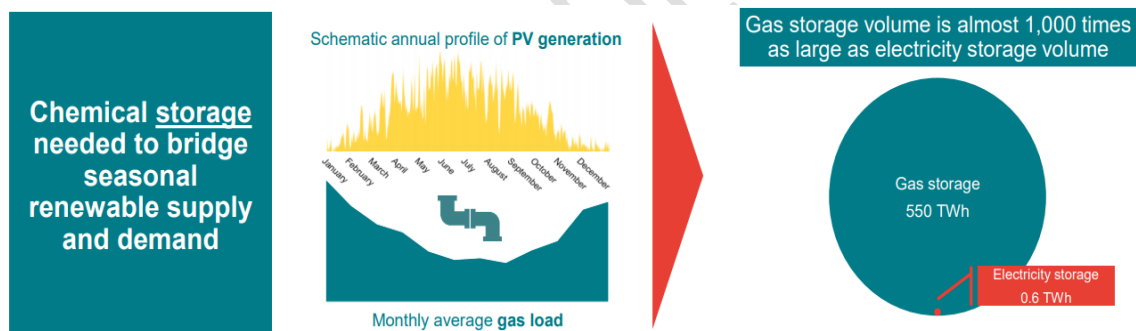
¹⁷ Z. Gangxiong et al: "Challenges to and proposals for underground gas storage business in China.". Natural Gas Industry B4 (2017).

estacionalidad del consumo marcada. (Canadá, Rusia, Estados Unidos, Australia, entre otros)

- Grupo 4: Países con una “nula” participación de almacenamiento subterráneo con participación relevante de las importaciones de gas. Países con sistemas de gasoductos ampliamente desarrollados, estacionalidad en la demanda, pero con opciones de almacenamiento alejadas a los centros de consumo. (China y Argentina)

Por otra parte, y a nivel general, el almacenamiento subterráneo puede cobrar importancia a medida que la participación del sector generación eléctrica en la demanda de gas, en particular si dicha generación resulta intermitente o dependiente de niveles de hidraulicidad. En los casos de una importante participación de la generación hidroeléctrica, el almacenamiento subterráneo resulta una opción adecuada. Mientras que la generación renovable intermitente puede llevarse muy bien con almacenamiento de GNL, siempre en función de los volúmenes de cada caso.

Esto se debe a que el gas almacenado es visto como un activo muy preciado para el avance de las energías renovables no convencionales, en particular solar. La capacidad de almacenamiento en gas es de casi 1000 veces mayor a la capacidad de almacenamiento eléctrico.¹⁸



Fuente: Frontier Economics

Gráfico 26: Gas Storage vs Electricity Storage

Nota: El LNG junto al UGS se presentan con la mejor opción para cubrir la intermitencia de la generación renovable, en particular la fotovoltaica. Según estudio el almacenamiento de gas 550 TWh es casi 1000 veces la capacidad de almacenamiento eléctrico (0,6 TWh)

En definitiva, en países de uso intensivo del gas natural, el almacenamiento subterráneo es una pieza clave de la logística, especialmente cuando existen grandes distancias entre los centros de producción y consumo y, asimismo, cuando se efectúan operaciones de importación o exportación.

Por el alto nivel de seguridad y bajo riesgo de impacto ambiental, los almacenamientos subterráneos se presentan como las mejores alternativas actuales para el aprovisionamiento de hidrocarburos gaseosos y líquidos.

¹⁸ Frontier Economics: “The role of LNG in the energy sector transition. Regulatory recommendations” (Oct 2020)

3.3.1.3 Condiciones necesarias para el negocio

Más allá de la naturaleza de cada uno de los mercados y sus implicancias, una de las condiciones necesarias para diagramar la inserción del negocio del almacenamiento subterráneo en cada economía es el diferencial de precios entre invierno y verano. Sobre la base de ese arbitraje se desarrolló el negocio Europa y EEUU, donde hay una marcada estacionalidad en el consumo y precios diferenciados entre las temporadas.

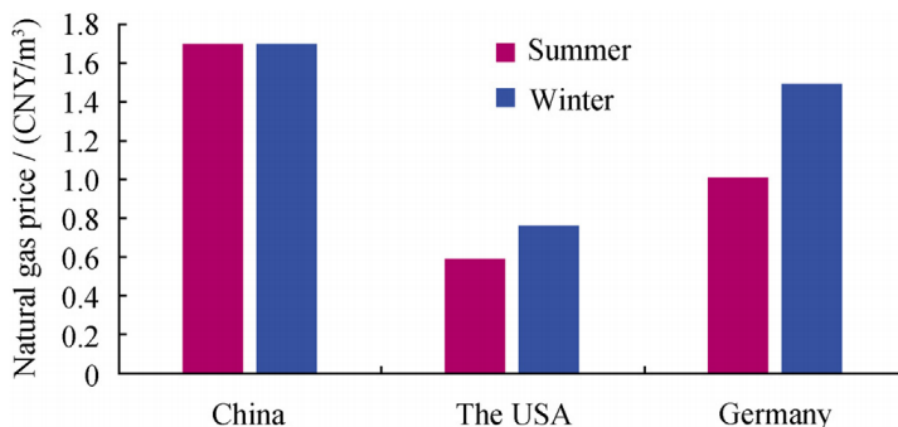


Gráfico 27: El Almacenamiento Subterráneo y el Diferencial de precios
Fuente: Gangxiong et al. (2017)

Como puede verse en el gráfico 27 en China el diferencial de precios entre invierno y verano es inexistente imposibilitando el desarrollo de este negocio, algo similar a lo que sucedía en Argentina.

No obstante, en los últimos años China ha venido cambiando radicalmente los vectores de precio del gas natural. Al punto que es el país que más está creciendo en la construcción de nuevas instalaciones. Al respecto, según CEDIGAZ (2020), hacia finales de 2019 había 58 proyectos de almacenamiento en construcción (nuevas instalaciones y ampliación de las existentes), de modo tal que China por sí sola representa el 41% de la capacidad mundial en construcción.

En Argentina la diferencia de precios históricamente fue muy baja, pero eso está cambiando últimamente. Además, se comenzó a presentar como una vía en la necesidad por garantizar exportaciones en firme y permitir exportaciones en invierno.

No obstante, no solo se trata de precios. En el caso argentino se necesitan avances en al menos 3 dimensiones para poder estimular una adecuada inserción del almacenamiento subterráneo en nuestro mercado:

1. Diferencial de precio Invierno-Verano
2. Despacho prioritario
3. Nueva regulación.

Aunque, de fondo, lo que se requiere es un juego de balance entre oferta y demanda, donde el mercado sea el que brinda las soluciones y no una empresa pública, que pretende evitar en forma permanente, pero limitada, el costo político del faltante de gas natural, sin lograr ni una cosa, ni la otra.

3.3.1.4 Caso Argentino - Proyectos

El primer caso de almacenamiento subterráneo de gas en la Argentina y Latinoamérica, Diadema (YPF), primero ha establecido una base de experiencia y desarrollo tecnológico muy valiosos para su aplicación a futuros proyectos en el país.

Se ha intentado dar con condiciones para instalar un almacenamiento subterráneo en sitios más próximos a los centros de demanda, intentos infructuosos que moderaron entusiasmos por este negocio a la par de que por décadas no existían condiciones en el diferencial de precios invierno-verano que justifique la inversión.

El almacenamiento Diadema entró en operación en 2001 y está situado a 40 km al noroeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia, en el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. Se trata de un almacenamiento en yacimiento depletado de gas, cuya roca reservorio está compuesta de areniscas de buena porosidad y permeabilidad. En la actualidad, las operaciones se realizan con 10 pozos inyectores/extractores y 12 pozos de monitoreo del reservorio y acuíferos superiores.

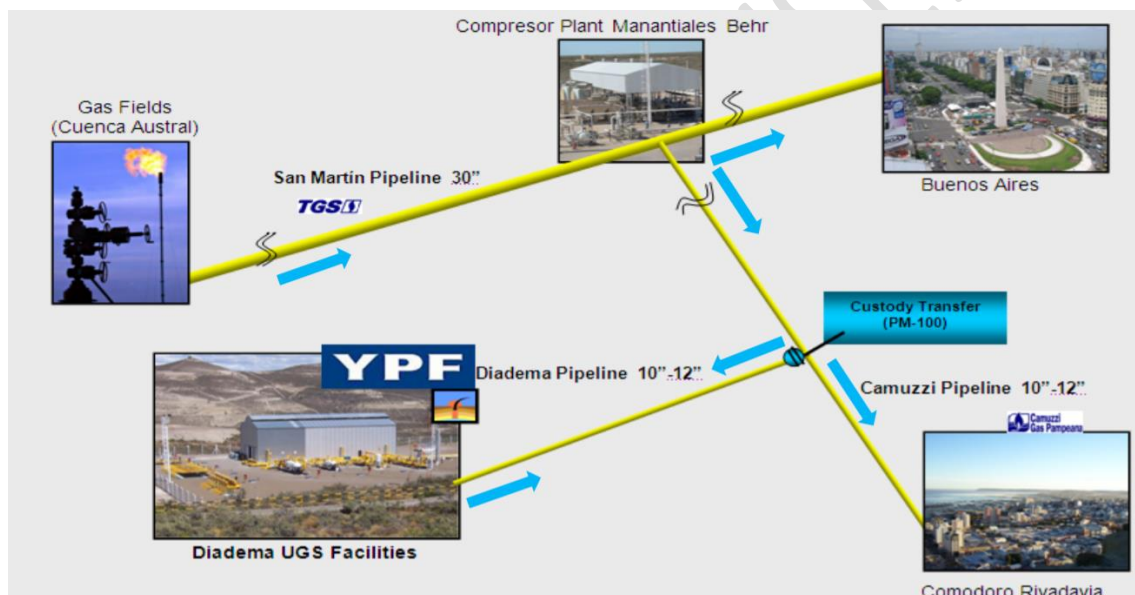


Gráfico 28: Proyecto Diadema
Fuente: Juan Jose Rodriguez (2018)

El gas es almacenado en el reservorio durante el período octubre/marzo, el cual es transportado por el gasoducto Gral. San Martín a unos 60 Kg/cm² de presión, inyectándose en el reservorio a una presión regulada de 25 Kg/cm². Para la extracción de gas del reservorio en invierno (abril/septiembre), se utiliza una planta compresora y deshidratadora, a efectos de acondicionar el gas para su transporte y distribución en la ciudad de Comodoro Rivadavia.

3.3.1.5 Proyectos Nuevos

A partir del 2018, con el excedente de gas en verano, sumado a la necesidad de exportar en firme y el diferencial de precios que se fue observando, en un marco de intensa volatilidad en todo el mercado gasífero, desde el sector privado se generó un interés renovado por el

almacenamiento subterráneo. Al punto que ya se cuentan con 4 proyectos en funcionamiento. Cabe recordar que a fines de 2019 solo había un almacenamiento subterráneo en el país.

Sumar proyectos de almacenamiento subterráneo en el contexto actual argentino posibilita una mejora en diferentes áreas y niveles, tanto a nivel micro como a nivel macro. Estas pueden sintetizarse en los siguientes puntos:

- Optimiza el sistema: Es una forma eficiente y segura de abastecer gas en invierno con producción nacional.
- Optimiza la balanza comercial: Sustituye importaciones de gas, GNL y gasoil, evitando salida de divisas.
- Optimiza el sector eléctrico. Puede funcionar como backup para CAMMESA para evitar cortes en las exportaciones.
- Optimiza el upstream: permite producción continua. Extiende la vida útil de los yacimientos y sus instalaciones.
- Optimiza el balance fiscal y económico: Genera recaudación y empleo local.
- Optimiza las exportaciones: Permite exportaciones en firme durante todo el año.

Cabe aclarar que los tres proyectos nuevos se ubican en nodos de producción de gas natural, en yacimientos depletados, a largas distancias del principal centro de consumo: dos proyectos se ubican en la cuenca neuquina y el restante en la cuenca austral. El mapa presenta los cuatro proyectos.

A continuación, se presenta información referida a cada uno de los proyectos;

	SUR RIO CHICO	DIADEMA	CUPEN	ADIS
EMPRESA	CGC	YPF	YPF	TECPETROL
GAS COLCHON	170 MMm3	150 MMm3	ND	240 MMm3
GAS UTIL	180 MMm3	150 MMm3	250 MMm3	260 MMm3
INYECCION CAP	1 MMm3/d	1,5 MMm3/d	1,5 MMm3/d	1 MMm3/d
EXTRACCION CAP	2 MMm3/d	1,5 MMm3/d	2,5 MMm3/d	3 MMm3/d
PRIMERA INYECCION	2020	2001	2019	2020

Tabla 6: Proyectos de Gas Storage la Argentina. Particularidades

Un dato importante es que a partir del Plan Gas.Ar se garantiza un diferencial de precio mínimo del 50% en invierno respecto al verano al menos por 4 años, lo cual es una condición necesaria para el armado del negocio que en las condiciones actuales donde la capacidad de transporte cuenta con cierta holgura, comienza a ser fundamental para disminuir las importaciones spot.

3.3.1.6 IEASA y la regasificación en Bahía Blanca

Ante la falta de garantías de abastecimiento del mercado interno, la compañía IEASA (ex ENARSA) retomó la contratación de un buque regasificador en el mismo muelle donde funcionaba el buque de Exclerate hasta diciembre de 2018.

La contratación de un barco regasificador para el puerto de Bahía Blanca es necesaria para asegurar el abastecimiento de gas para el próximo invierno. Además, el objetivo es evitar tener que realizar restricciones en el suministro de gas a las industrias, el sector de GNC y a comercios durante los meses de frío, si es que la oferta de gas en el sistema no alcanza para cubrir la demanda invernal.¹⁹

El punto es que lamentablemente la condición argentina de superavitario en verano y deficitario en invierno de un bien esencial como el gas natural tergiversa la posibilidad de generar los incentivos adecuados, ubicando al estado o sus empresas en su rol de garante que termina, a la postre, dificultando los mecanismos de mercado para dar respuesta a esos problemas.

El modo de romper con esta circularidad es llevar al país a paridad exportación asegurando el abastecimiento doméstico y dejando atrás el dilema de cuan esencial es el gas natural y de si debe el estado o el mercado dar las garantías de suministro.

No obstante, la falta de garantías de cumplimiento de los contratos ante un desabastecimiento de demanda cercena tanto proyectos de exportación en firme como una nueva ola petroquímica, que sería bypasada en caso de escases de gas.

Además, las vías por las cuales se puede impulsar el shock exportador se encuentran afectadas por cuestiones de orden doméstico (falta de financiamiento, incertidumbre, debilidad regulatoria, etc) y por orden externo (mercado global de GNL sobreabastecido). Es por esto que en el apartado 5 presento quizás el único modelo que permitiría sortear con las restricciones locales e internacionales para asegurar las exportaciones de gas garantizando el mercado que Vaca Muerta requiere para su desarrollo.

Pero en el corto plazo es preciso establecer las vías para que las soluciones de mercado como el almacenamiento subterráneo en nuestro país funcionen como tal. Es decir, por lo pronto habrá que diseñar una regulación que dé lugar a mecanismos contractuales y/o despacho prioritario para expandir el negocio del almacenamiento subterráneo, más allá del diferencial de precios invierno/verano. En una primera instancia podría funcionar con swaps en contratos firmes a Chile que permitan asegurar los envíos y reducir el costo del gas importado.

Lamentablemente hasta tanto no se establezcan dichas reglas, el negocio del almacenamiento subterráneo en argentina navegara por las bravas aguas de la política y sus diversas maneras de interpretar el rol de estado en el sector energético.

¹⁹ El barco regasificador que estuvo amarrado en Bahía Blanca se llamaba Excelsior y funcionó entre 2008 y diciembre de 2018. Operado por Excelerate Energy, el contrato tenía una vigencia de 10 años. Por lo que vence en 2021, pero fue cortado en 2018 en un intento por mostrar un cambio de época, con más velo político que técnico ya que había no certezas de poder cubrir la demanda en el futuro, en un contexto donde actividad en la ventana de gas de Vaca Muerta estaba en retroceso.

3.4 Elaboración de Escenarios de corto plazo

A los efectos de volcar muchas de las ideas desarrolladas arriba resulta conveniente delinear unos escenarios como contexto probable para un balance oferta/demanda de gas en el marco del Covid19 y sus posibles impactos.

3.4.1 Escenarios de Demanda

En los últimos años el corto plazo futuro viene contando con una carga de incertidumbre pocas veces visto, seguramente muchas de estas impresiones persistan en los próximos años. De esta manera se tuvieron en cuenta elementos políticos, económicos y epidemiológicos para trazar los escenarios de demanda.

Frente al advenimiento de un rebrote del coronavirus en el país he establecido una diferenciación en los escenarios en función a su tratamiento e impacto. Ellos se definen de la siguiente manera:

- a. **Rebote con Aislamiento.** Se trata de una nueva curva de contagios que ocasiona un retorno a la cuarentena fuerte como principal mitigador de la política pública. Esta escena implica una vuelta al cierre de comercios e industrias, estadías prologadas en los hogares, escasa circulación y extensión del modo no presencial en el ámbito académico y laboral.
- b. **Rebote con Distanciamiento.** Se trata de una nueva curva de contagios con menor grado de transmisión comunitaria enmarcado en una campaña de vacunación y distanciamiento social como ejes de la política pública y sanitaria. Esta escena implica un cierre corto de comercios e industrias, estadías menos prologadas en los hogares, circulación tendiente a normalizarse a fines del primer semestre y un retorno lento al modo presencial en el ámbito académico y laboral.

3.4.1.1 Demanda Residencial

En un modo sintético, en los próximos años la demanda residencial estará definida fundamentalmente por el comportamiento de los usuarios conforme la temperatura, pero también estará establecido por las políticas de aislamiento y/o distanciamiento dictadas por el gobierno, como contrapartida de otros segmentos de consumo. Es decir, el frío y la estancia en los hogares determinaran los requerimientos de calefacción por cada usuario.

Este último elemento, sumado al ritmo de incorporación de nuevos usuarios (conexión de nuevos domicilios a la red) que también estará regido de manera diferenciada en cada escenario, será sustancial para la estimación de ambas demandas residenciales.

A tales efectos, frente al advenimiento de un rebrote del coronavirus en el país establecí dos escenarios: (i) Escenario 1: Rebrote con Aislamiento, una nueva curva de contagios que ocasiona un retorno a la cuarentena fuerte como principal mitigador de la política pública; y (ii) Escenario 2: Rebrote con Distanciamiento, una nueva curva de contagios con menor grado de transmisión comunitaria enmarcado en una campaña de vacunación y distanciamiento social como ejes de la política pública y sanitaria.

Siguiendo la metodología de (ENARGAS 2020)²⁰ y agregando dos regresores (uno asociado a la dispersión térmica dentro de cada mes y otra a la sensibilidad del consumo a las nuevas tarifas), se estimaron los consumos de gas por usuario en cada zona de distribución.²¹

3.4.1.2 Demanda de Usinas

Para estilizar el gas consumido por las usinas eléctricas se elaboraron dos escenarios de corto plazo tomando como base a datos de la programación estacional de Cammesa:

- Escenario 1: Rebrote con Aislamiento. Se vuelve al Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio en el segundo trimestre, resintiendo la recuperación económica con una menor demanda de energía eléctrica en general y menor consumo de gas en las usinas eléctricas.
- Escenario 2: Rebrote con Distanciamiento. Solo se mantienen las medidas de Distanciamiento Social hasta fines del invierno y se produce una lenta recuperación económica y se alcanza una nueva normalidad con una caída menor en el consumo eléctrico y del gas utilizado por las centrales eléctricas.

En todos los escenarios se incorporan los datos de la programación estacional de Cammesa como los ingresos de las nuevas centrales de energías renovables en los años 2020 y 2021.

Cabe destacar que en 2020 ingresaron 1769 MW de estas energías alternativas (la mayoría en el 2° semestre) y en el 2021 se prevé el ingreso de otros 1300 MW más, que desplazan importantes volúmenes de generación térmica al haber un descenso en la demanda total del sistema eléctrico en general.

También en el 2020 ingresaron 865 MW de nueva generación térmica que no incorporan consumos de combustibles adicionales, por ser en su mayoría cierres de ciclos combinados o centrales de cogeneración, haciendo más eficiente al parque térmico del sistema y no impacta en el consumo de gas.

²⁰ "Modelo de Estimación de Demanda Diaria de Distribuidoras de Gas Natural" Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

²¹ El modelo que he desarrollado queda representado de la siguiente manera:

$$\text{Consumo} \sim \text{Tef} + \text{Df} + \text{Dc} + \text{Dfc} + \text{HDD1tef} + \text{dHDD1tef} \cdot \text{tm} + \text{HDD2tef} + \text{dHDD2tef} \cdot \text{tm} + \text{Dtef} + \text{Dtef}^2 + \text{IPC} + \text{IPC}^2$$

A continuación, se presentan los coeficientes resultantes de cada variable para el caso de BAN

	Estimate	Std. Error	tvalue	Pr(> t)
(Intercept)	10,020491	0,9981474	10,039	2,00E-16 ***
Tef	-0,1339262	0,0110144	-12,159	2E-16 ***
Dc	-0,0028988	0,0115556	-0,251	0,8022
Df	-0,0029359	0,0124393	-0,236	0,8137
Dfc	0,0009755	0,0105811	0,092	0,9267
HDD1tef	0,4846258	0,0311421	15,562	< 0.0000000000000002 ***
dHDD1tef.tm	-0,4806137	0,0684559	-7,021	5,29E-11 ***
HDD2tef	0,004367	0,0524935	0,083	0,9338
dHDD2tef.tm	0,1439538	0,0715526	2,012	0,0458 *
Dtef	0,061596	0,0388106	1,587	0,1144
Dtef2	0,0210346	0,0170313	1,235	0,2185
IPC	-7,6651551	1,537401	-4,986	0,00000153 ***
IPC2	2,7144886	0,6232865	4,355	0,0000231 ***

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

3.5 Residual standard error: 0,3024
3.6 Multiple R-squared: 0,9764
3.7 Adjusted R-squared: 0,9747
3.8 F-statistic: 575.3 on 12 and 167 DF
3.9 p-value: < 0.0000000000000002

3.4.1.3 Demanda del sector comercial

El consumo del sector comercial y entes públicos son modelados siguiendo dos hipotéticas evoluciones distintas para Restaurantes, Supermercados, Comercios, Hospitales, Colegios y oficinas públicas en cada escenario: (i) Rebrote con Aislamiento y (ii) Rebrote con Distanciamiento.

A continuación, se presentan los escenarios como grado de repercusión de las políticas de mitigación a los contagios: Aislamiento vs Distanciamiento.

Mes	REBROTE CON AISLAMIENTO					
	Rest & Conf	Supermercados	Comercios	Escuelas	Hospitales	Ofic. Públicas
ene-21	90%	100%	100%	10%	100%	50%
feb-21	90%	100%	100%	50%	100%	50%
mar-21	90%	100%	100%	80%	100%	50%
abr-21	70%	100%	80%	60%	100%	50%
may-21	70%	100%	90%	60%	100%	50%
jun-21	80%	100%	90%	70%	100%	60%
jul-21	80%	100%	100%	70%	100%	60%
ago-21	80%	100%	100%	70%	100%	60%
sep-21	80%	100%	100%	70%	100%	60%
oct-21	90%	100%	100%	70%	100%	60%
nov-21	90%	100%	100%	70%	100%	60%
dic-21	100%	100%	100%	70%	100%	60%
ene-22	100%	100%	100%	70%	100%	70%
feb-22	100%	100%	100%	100%	100%	70%
mar-22	100%	100%	100%	100%	100%	70%
abr-22	100%	100%	100%	100%	100%	70%
may-22	100%	100%	100%	100%	100%	70%
jun-22	100%	100%	100%	100%	100%	80%
jul-22	100%	100%	100%	100%	100%	80%
ago-22	100%	100%	100%	100%	100%	80%
sep-22	100%	100%	100%	100%	100%	80%
oct-22	100%	100%	100%	100%	100%	80%
nov-22	100%	100%	100%	100%	100%	80%
dic-22	100%	100%	100%	100%	100%	80%

Mes	REBROTE CON DISTANCIAMIENTO					
	Rest & Conf	Supermercados	Comercios	Escuelas	Hospitales	Ofic. Públicas
ene-21	90%	100%	100%	10%	100%	50%
feb-21	100%	100%	100%	50%	100%	50%
mar-21	100%	100%	100%	50%	100%	50%
abr-21	100%	100%	100%	70%	100%	70%
may-21	100%	100%	100%	70%	100%	70%
jun-21	100%	100%	100%	70%	100%	70%
jul-21	100%	100%	100%	100%	100%	90%
ago-21	100%	100%	100%	100%	100%	90%
sep-21	100%	100%	100%	100%	100%	90%
oct-21	100%	100%	100%	100%	100%	90%
nov-21	100%	100%	100%	100%	100%	90%
dic-21	100%	100%	100%	100%	100%	90%
ene-22	100%	100%	100%	100%	100%	90%
feb-22	100%	100%	100%	100%	100%	90%
mar-22	100%	100%	100%	100%	100%	90%
abr-22	100%	100%	100%	100%	100%	100%
may-22	100%	100%	100%	100%	100%	100%
jun-22	100%	100%	100%	100%	100%	100%
jul-22	100%	100%	100%	100%	100%	100%
ago-22	100%	100%	100%	100%	100%	100%
sep-22	100%	100%	100%	100%	100%	100%
oct-22	100%	100%	100%	100%	100%	100%
nov-22	100%	100%	100%	100%	100%	100%
dic-22	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 7: Hipótesis de apertura de comercios y entes en cada escenario

Fuente: Luciano Codeseira

3.4.1.4 Demanda del Industrias

Para proyectar la demanda industrial de gas natural se definió una matriz de impacto. Es decir, el consumo de este sector se encontrará atravesado tanto por las políticas de mitigación de los contagios como por las políticas públicas de reactivación económica con eje en la construcción pública y privada. Siendo las cementeras, siderurgias y petroquímicas las ramas industriales fundamentales del consumo de gas, se verán afectados tanto por el aislamiento o distanciamiento, como por la presencia o ausencia de políticas activas por parte del gobierno para impulsar la economía.

En este sentido, la estilización de los escenarios referidos el consumo industrial en gran medida la que confiere mayor dispersión entre ambos escenarios, en particular durante el primer semestre del 2021.

3.4.1.5 Demanda vehicular

El consumo vehicular es por definición un sector muy afectado por la baja en la circulación de las personas, por lo tanto, de retornarse a un fuerte aislamiento como consecuencia de un rebrote de la pandemia nos encontraremos con una prolongada baja en el consumo de gas.

3.4.1.6 Demanda total

Considerando los descripto arriba, a continuación, se presentan los resultados de las proyecciones de la demanda total por cada sector conforme a dos escenarios de temperatura: (i) extrema (frio en invierno y calor en verano) y (ii) benevolente (temperaturas medias:

Mes	REBROTE CON AISLAMIENTO						TOTAL
	MMm3d						
	Residencial	Com&Entes	GNC	Industrias	COEE	Otros	
ene-21	12,01	2,59	6,01	30,39	49,17	1,96	102,1
feb-21	13,36	3,00	6,33	33,90	44,67	2,14	103,4
mar-21	17,31	3,93	5,79	34,43	46,93	1,82	110,2
abr-21	23,46	4,45	4,34	36,25	41,31	2,33	111,1
may-21	50,85	5,13	4,41	30,44	35,13	3,17	129,1
jun-21	61,85	6,54	4,43	32,96	34,54	4,16	144,5
jul-21	62,63	8,03	5,32	31,61	32,70	4,23	144,5
ago-21	63,12	7,49	5,44	32,99	36,19	4,30	149,5
sep-21	42,99	6,40	5,71	34,26	38,70	3,41	131,5
oct-21	23,38	4,90	6,14	38,48	42,67	2,47	118,0
nov-21	18,75	4,38	6,96	41,39	46,38	1,91	119,8
dic-21	13,59	4,27	6,90	32,16	47,00	1,53	105,5
ene-22	12,41	2,92	6,67	34,03	47,20	2,06	105,3
feb-22	13,37	3,36	7,02	36,00	47,00	2,07	108,8
mar-22	17,04	4,35	6,83	35,40	46,10	1,85	111,6
abr-22	23,13	4,40	6,82	41,23	38,87	2,51	117,0
may-22	56,15	6,36	6,94	38,84	36,75	3,65	148,7
jun-22	60,61	7,79	6,97	38,23	35,50	4,42	153,5
jul-22	66,21	9,29	7,17	37,03	32,85	4,60	157,1
ago-22	64,43	8,69	6,84	39,03	37,75	4,65	161,4
sep-22	36,22	7,42	7,18	40,55	40,56	3,52	136,4
oct-22	21,96	5,51	7,65	42,62	43,75	2,60	124,1
nov-22	21,35	4,87	7,70	46,27	45,56	2,04	127,8
dic-22	13,89	4,59	7,63	35,81	45,83	1,59	109,3

Mes	REBROTE CON DISTANCIAMIENTO						TOTAL
	MMm3d						
	Residencial	Com&Entes	GNC	Industrias	COEE	Otros	
ene-21	12,01	2,59	6,01	30,39	52,24	2,06	105,3
feb-21	13,36	3,09	6,33	32,54	48,66	2,22	103,2
mar-21	17,31	4,01	6,15	37,56	47,16	1,90	114,1
abr-21	23,46	4,11	6,14	43,50	40,87	2,59	120,7
may-21	48,46	5,91	6,98	37,20	37,75	3,43	139,7
jun-21	56,28	7,17	7,02	37,24	36,50	4,27	148,5
jul-21	57,01	8,94	7,21	35,72	35,85	4,36	149,1
ago-21	57,47	8,37	7,25	37,94	39,14	4,45	154,6
sep-21	41,02	7,14	7,61	41,73	40,06	3,67	141,2
oct-21	23,20	5,29	7,68	44,84	41,22	2,62	124,8
nov-21	18,62	4,65	7,73	49,31	42,17	1,99	124,5
dic-21	13,50	4,36	7,66	38,42	49,12	1,67	114,7
ene-22	12,45	2,98	7,41	40,14	55,24	2,36	120,6
feb-22	13,42	3,39	7,80	37,00	54,33	2,25	118,2
mar-22	17,11	4,39	7,59	41,43	48,16	2,01	120,7
abr-22	23,24	4,47	7,58	48,06	41,87	2,74	128,0
may-22	56,43	6,50	7,71	44,87	38,75	3,88	156,1
jun-22	60,93	7,92	7,75	43,77	37,50	4,68	162,5
jul-22	66,61	9,45	7,96	42,01	35,85	4,88	166,8
ago-22	64,83	8,84	7,60	43,90	40,14	4,90	170,2
sep-22	36,46	7,55	7,98	45,19	41,06	3,69	141,9
oct-22	22,12	5,59	8,05	47,08	43,75	2,71	129,3
nov-22	21,52	4,92	8,11	50,65	45,56	2,12	132,9
dic-22	14,01	4,62	8,03	38,86	48,83	1,69	116,0

Tabla 8: Protección Demanda – Temperaturas extremas (en MMm3d)

Fuente: Luciano Codeseira

Mes	REBROTE CON AISLAMIENTO						TOTAL
	MMm3d						
	Residencial	Com&Entes	GNC	Industrias	COEE	Otros	
ene-21	9,74	2,59	6,01	30,39	47,20	1,91	97,8
feb-21	11,18	3,00	6,33	33,12	45,48	2,10	101,2
mar-21	15,24	3,93	5,79	34,43	41,02	1,78	102,2
abr-21	20,45	3,45	4,34	36,25	38,80	2,26	105,5
may-21	47,06	5,13	4,41	30,44	35,13	3,07	125,2
jun-21	56,32	6,54	4,43	32,96	34,54	4,00	138,8
jul-21	56,62	8,03	5,32	31,61	32,70	4,05	138,3
ago-21	59,47	7,49	5,44	32,99	36,19	4,20	145,8
sep-21	38,59	6,40	5,71	34,26	38,70	3,30	127,0
oct-21	20,30	4,90	6,14	38,48	42,67	2,41	114,9
nov-21	16,18	4,38	6,96	41,39	46,38	1,87	117,2
dic-21	10,79	4,27	6,90	32,16	47,00	1,49	102,6
ene-22	10,25	2,92	6,67	34,03	47,20	2,02	103,1
feb-22	11,31	3,36	7,02	36,00	47,00	2,03	106,7
mar-22	14,94	4,35	6,83	35,40	46,10	1,82	109,4
abr-22	20,44	4,40	6,82	41,23	38,87	2,45	114,2
may-22	51,34	6,36	6,94	38,84	36,75	3,53	143,8
jun-22	56,02	7,79	6,97	38,23	35,50	4,28	148,8
jul-22	59,47	9,29	7,17	37,03	32,85	4,39	150,2
ago-22	59,37	8,69	6,84	39,03	37,75	4,50	156,2
sep-22	33,46	7,42	7,18	40,55	40,56	3,44	132,6
oct-22	19,50	5,51	7,65	42,62	43,75	2,55	121,6
nov-22	18,24	4,87	7,70	46,27	45,56	1,99	124,6
dic-22	11,55	4,59	7,63	35,81	45,83	1,55	107,0

Mes	REBROTE CON DISTANCIAMIENTO						TOTAL
	MMm3d						
	Residencial	Com&Entes	GNC	Industrias	COEE	Otros	
ene-21	9,74	2,59	6,01	30,39	50,38	2,01	101,1
feb-21	11,18	3,09	6,33	33,12	46,22	2,18	102,1
mar-21	15,24	4,01	6,15	37,56	38,42	1,86	103,2
abr-21	20,46	4,11	6,14	43,50	40,87	2,52	117,6
may-21	44,85	5,91	6,98	37,20	37,75	3,34	136,0
jun-21	51,25	7,17	7,02	37,24	36,50	4,13	143,3
jul-21	51,54	8,94	7,21	35,72	35,85	4,20	143,4
ago-21	54,15	8,37	7,25	37,94	39,14	4,35	151,2
sep-21	36,83	7,14	7,61	41,73	40,06	3,56	136,9
oct-21	20,14	5,29	7,68	44,84	41,22	2,55	121,7
nov-21	16,07	4,65	7,73	49,31	42,17	1,94	121,9
dic-21	10,71	4,36	7,66	38,42	49,12	1,63	111,9
ene-22	10,29	2,98	7,41	40,14	55,24	2,32	113,4
feb-22	11,35	3,39	7,80	37,00	54,33	2,21	116,1
mar-22	15,01	4,39	7,59	41,43	48,16	1,97	118,5
abr-22	20,54	4,47	7,58	48,06	41,87	2,68	125,2
may-22	51,60	6,50	7,71	44,87	38,75	3,76	153,2
jun-22	56,32	7,92	7,75	43,77	37,50	4,54	157,8
jul-22	59,83	9,45	7,96	42,01	35,85	4,67	169,0
ago-22	59,74	8,84	7,60	43,90	40,14	4,75	165,8
sep-22	33,69	7,55	7,98	45,19	41,06	3,61	139,1
oct-22	19,65	5,59	8,05	47,08	43,75	2,66	126,8
nov-22	18,38	4,92	8,11	50,65	45,56	2,07	129,7
dic-22	11,65	4,62	8,03	38,86	48,83	1,65	113,6

Tabla 9: Protección Demanda – Temperaturas benevolentes (en MMm3d)

Fuente: Luciano Codeseira

3.4.2 Escenario de oferta de gas natural

Desde la oferta de gas natural, el Plan Gas.Ar ha propiciado una base de certeza para el suministro interno, aunque todavía quedan piezas por completar el panorama del upstream argentino, es posible acotar a un solo escenario conforme los compromisos asumidos por parte de las operadoras firmantes del Plan. Es decir, dichos compromisos son la base de la producción esperable para los próximos 4 años.²²

Un punto para destacar de la oferta derivada del Plan Gas.Ar es el plazo de los compromisos, según la norma toda la oferta irrevocable entra en vigor a partir del 1° de enero de 2021 y se extenderá hasta el 1° de enero de 2025, o hasta el 1° de enero de 2029 en el caso en que el gas natural objeto de la presente tenga como origen la explotación de Proyectos Costa Afuera (Off Shore).

²² Es decir en el marco de la subasta cada operadora debió presentar un plan de inversión conforme el Anexo I del Decreto 892/20.

Dicha producción está presenta a poder calorífico real, no obstante, para su comercialización se contabiliza a 9300 kcal. Para llevar la producción de gas natural a las 9300 kcal para su comercialización se asumieron diferentes poderes caloríficos del gas en función del origen (10.900 kcal para el shale gas, 11.800 kcal para el shale oil, 10.300 kcal para el tight gas y 10.500 kcal para el convencional).

A partir de ello y para normalizar la oferta de gas natural, se estilizó un margen de entre 66% y 74% según el mes como fracción para el gas presto a comercializar neto de reinyección, consumo en yacimiento, venteo, retención de NGLs y otros.

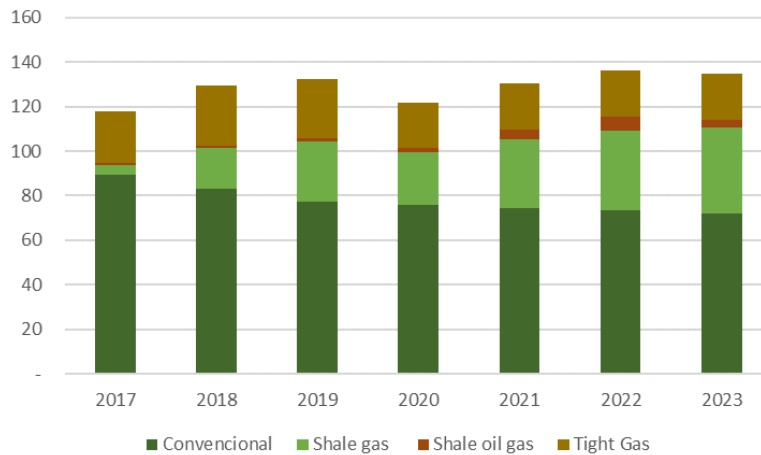


Gráfico 33: Producción bruta de gas - (en MMm3/d)
Fuente: Luciano Codeseira

Conforme a las premisas mencionadas, el escenario de oferta domesticas de gas se presenta en el siguiente gráfico:

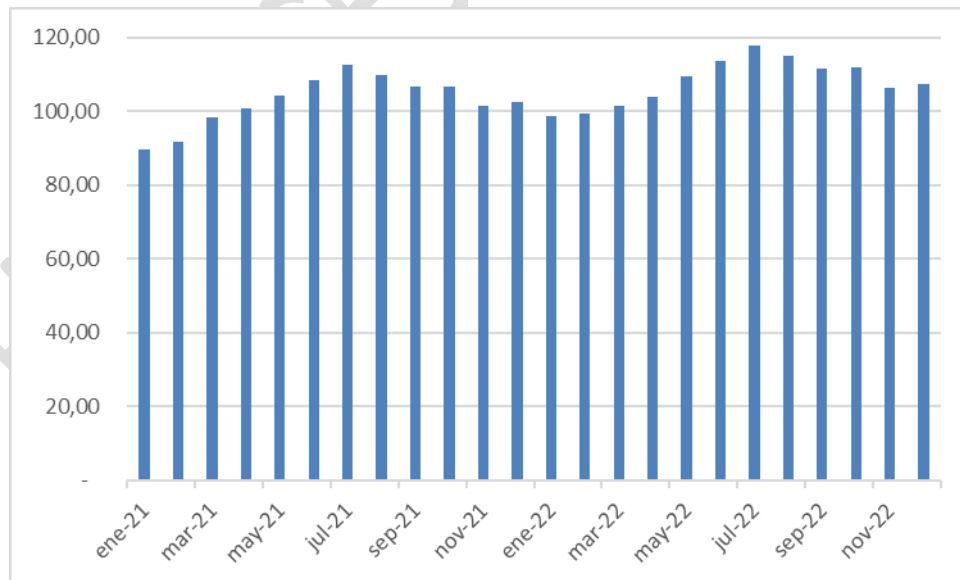


Gráfico 34: Oferta Local de gas natural (a 9300 kcal en MMm3/d)
Fuente: Luciano Codeseira

Otro elemento en la oferta contratualizada es la importación desde Bolivia en el marco del acuerdo YPFB-IEASA. Al respecto, se asume el cumplimiento de 5 adenda al contrato.

3.4.3 Balance Oferta-Demanda

El balance del mercado de gas se realizó en forma integral considerando la demanda total de gas, el gas combustible consumido en el sistema, el gas consumido en boca de pozo, la importación de Bolivia y la oferta local. A partir de ello se identifican los saldos exportables y/o los requerimientos de importación como GNL o vía Chile en una primera instancia. En forma adicional se intenta precisar el estado de criticidad del sistema requiriendo compras adicionales de GNL, balance por la vía del almacenamiento subterráneo o en última instancia uso de líquidos y cortes selectivo en el suministro.

En este contexto, para los próximos dos años no se consideraron contratos en condición firme para la exportación, ya que a la fecha no existen solicitudes concretas. Por lo tanto, las importaciones y exportaciones de gas natural son el resultado del balance Oferta-Demanda.

El rol del almacenamiento subterráneo resulta de amortiguador en el sistema, absorbiendo sobrantes y volcando nueva oferta en los periodos deficitarios. La capacidad de absorción es de hasta 5 MMm³/d durante 6 meses y de inyección durante tres meses por un máximo de 9 MMm³/d (un acumulado de 27 MMm³d).

Se asume que al tomarse a paridad exportación LNG y despacho prioritario resulta una pieza fundamental para optimizar el funcionamiento del sistema para el almacenamiento subterráneo, pero las señales de intervención del estado por la vía de IEASA implica sustituir esta solución de mercado por la vía pública. En todo caso la exposición al riesgo justificará dicho acto en cada escenario.

Se asume un máximo de 2MMm³d de exportación spot en condiciones deficitarias de gas, en donde simultáneamente se importa y exporta gas. El almacenamiento subterráneo o Gas Storage se comporta de manera idéntica, por lo tanto hay una competencia en precio entre ambos destinos (exportación spot vs storage), ya que en ausencia de restricciones en transporte la optimización puede hacerse sin un análisis espacial.

Superada la capacidad de reinyección a un Storage (los 5 MMm³d), el saldo exportable es la única vía de comercializar los excedentes, la opción remanente es el corte en la producción.

Por último, como ya se mencionó en los momentos de mayor déficit del sistema se presenta como la condición de "criticidad" donde entran en juego variables como (1) la nueva oferta de gas desde almacenamientos subterráneos, (2) la necesidad de una nueva barcaza de GNL o (3) los cortes a la demanda no prioritaria, son los tres niveles de condiciones críticas del sistema como tal.

A continuación se presenta una conclusión del ejercicio. En tres de los cuatro escenarios se requiere del barco regasificador para garantizar el suministro pleno a toda la demanda. A su vez, esta inminencia del auxilio de IEASA es muy probable que desincentive el uso pleno del almacenamiento subterráneo e impulse las compras de GNL durante 2021

	Rebote con AISLAMIENTO	Rebote con DISTANCIAMIENTO
Temperatura Benevolente	Se puede prescindir del Buque regasificador	Se requiere el buque para 2022
Temperatura Extrema	Se requiere el buque para 2022	Se requiere el buque para 2021

Gráfico 35: Matriz de Impactos

Esta conclusión es congruente con el oficio del Estado de minimizar los costos, aun sabiendo que eso puede interferir en las decisiones de privados.

A continuación, se presentan los resultados para cada combinación de escenarios,

MES	DEMANDA (1)	OFERTA DOMESTICA (2)	IMPORTACION DE BOLIVIA (3)	Impo LNG ESCOBAR (4)	Expo TOTAL (5)	Balance Storage (6)	Criticidad (7)
ene-21	102,12	89,80	17,00	-	0,60	-	-
feb-21	103,40	91,93	17,00	-	1,39	-	-
mar-21	110,21	98,47	17,00	-	0,85	-	-
abr-21	111,12	100,78	17,00	-	2,21	-	-
may-21	129,13	104,43	14,00	- 17,86	2,00	-	-
jun-21	144,48	108,57	14,00	- 22,00	-	5,69	-
jul-21	144,51	112,59	14,00	- 22,00	-	1,70	-
ago-21	149,53	109,82	14,00	- 22,00	-	9,69	-
sep-21	131,48	106,58	13,00	- 19,16	2,00	-	-
oct-21	118,05	106,86	11,00	- 6,91	2,00	-	-
nov-21	119,77	101,59	11,00	- 13,97	2,00	-	-
dic-21	105,46	102,56	11,00	-	3,89	-	-
ene-22	105,29	98,63	11,00	-	0,14	-	-
feb-22	108,82	99,34	11,00	- 4,84	2,00	-	-
mar-22	111,58	101,55	11,00	- 5,49	2,00	-	-
abr-22	116,96	103,97	11,00	- 8,67	2,00	-	-
may-22	148,69	109,33	14,00	- 22,00	-	9,31	-
jun-22	153,51	113,65	14,00	- 22,00	-	10,00	-
jul-22	157,14	117,87	14,00	- 22,00	-	9,56	-
ago-22	161,39	114,97	14,00	- 22,00	-	-	16,88
sep-22	135,44	111,57	13,00	- 18,28	2,00	-	-
oct-22	124,09	111,87	11,00	- 8,18	2,00	-	-
nov-22	127,79	106,35	11,00	- 17,55	2,00	-	-
dic-22	109,35	107,37	11,00	-	4,65	-	-

(1) Demanda: Demanda Final en 9300 kcal. No incluye la demanda fuera del sistema de transporte.

(2) Oferta Domestica: Producción de gas natural neto de reinyección, venteo, consumo en yacimiento, retención de NGLs y consumo de combustible en ST - en 9300 kcal-

(3) Importación de Bolivia: importación en 9300 kcal

(4) Impo LNG Escobar: importación de gas natural licuado hasta el límite de la capacidad de regasificación.

(5) Saldo de exportación Interrumpible (convivencia con importación hasta 2MMm3d) u opción a almacenamiento de gas (hasta total de 5MMm3d)

(6) Balance Storage: Oferta de gas natural desde almacenamiento subterráneos (hasta 27 MMm3d durante tres meses).

(7) Criticidad: Situación donde el mercado no puede ser abastecido implicando una demanda insatisfecha y la necesidad de consumir sustitutos al gas natural. Se debe importar vía Chile, el nuevo regas si se sostiene o llevar adelante cortes en la demanda de gas. Por lo tanto este punto es el que termina justificando o no el retorno al nuevo buque regasificador.

Tabla 10: Balance Oferta-Demanda- Escenario Rebrote con Aislamiento / condición térmica extrema

MES	DEMANDA (1)	OFERTA DOMESTICA (2)	IMPORTACION DE BOLIVIA (3)	Expo TOTAL (5)	Balance Storage (6)	Criticidad (7)
ene-21	105,30	89,80	17,00	-	-	0,71
feb-21	106,20	91,93	17,00	-	-	-
mar-21	114,08	98,47	17,00	-	-	1,17
abr-21	120,67	100,78	17,00	-	-	-
may-21	139,73	104,43	14,00	-	4,89	-
jun-21	148,48	108,57	14,00	-	9,85	-
jul-21	149,08	112,59	14,00	-	6,45	-
ago-21	154,62	109,82	14,00	-	10,00	4,99
sep-21	141,23	106,58	13,00	-	-	5,30
oct-21	124,83	106,86	11,00	2,00	-	-
nov-21	124,47	101,59	11,00	2,00	-	-
dic-21	114,74	102,56	11,00	2,00	-	-
ene-22	120,59	98,63	11,00	2,00	-	-
feb-22	118,19	99,34	11,00	2,00	-	-
mar-22	120,68	101,55	11,00	2,00	-	-
abr-22	127,96	103,97	11,00	2,00	-	-
may-22	158,14	109,33	14,00	-	10,00	9,14
jun-22	162,54	113,65	14,00	-	10,00	9,39
jul-22	166,76	117,87	14,00	-	7,00	12,56
ago-22	170,22	114,97	14,00	-	-	26,06
sep-22	141,93	111,57	13,00	-	-	1,03
oct-22	129,31	111,87	11,00	2,00	-	-
nov-22	132,88	106,35	11,00	-	-	-
dic-22	116,04	107,37	11,00	2,00	-	-

(1) Demanda: Demanda Final en 9300 kcal. No incluye la demanda fuera del sistema de transporte.

(2) Oferta Domestica: Producción de gas natural neto de reinyección, venteo, consumo en yacimiento, retención de NGLs y consumo de combustible en ST - en 9300 kcal-

(3) Importación de Bolivia: importación en 9300 kcal

(4) Impo LNG Escobar: importación de gas natural licuado hasta el límite de la capacidad de regasificación.

(5) Saldo de exportación Interrumpible (convivencia con importación hasta 2MMm3d) u opción a almacenamiento de gas (hasta total de 5MMm3d)

(6) Balance Storage: Oferta de gas natural desde almacenamiento subterráneos (hasta 27 MMm3d durante tres meses).

(7) Criticidad: Situación donde el mercado no puede ser abastecido implicando una demanda insatisfecha y la necesidad de consumir sustitutos al gas natural. Se debe importar vía Chile, el nuevo regas si se sostiene o llevar adelante cortes en la demanda de gas. Por lo tanto este punto es el que termina justificando o no el retorno al nuevo buque regasificador.

Tabla 11: Balance Oferta-Demanda- Escenario Rebrote con Distanciamiento- Condición térmica extrema

MES	DEMANDA (1)	OFERTA DOMESTICA (2)	IMPORTACION DE BOLIVIA (3)	Impo LNG (4)	Expo TOTAL (5)	Balance Storage (6)	Criticidad (7)
ene-21	97,84	89,80	17,00	-	5,05	-	-
feb-21	101,20	91,93	17,00	-	3,68	-	-
mar-21	102,20	98,47	17,00	-	5,96	-	-
abr-21	105,55	100,78	17,00	-	8,01	-	-
may-21	125,25	104,43	14,00	- 13,83	2,00	-	-
jun-21	138,79	108,57	14,00	- 21,77	-	-	-
jul-21	138,32	112,59	14,00	- 19,26	-	-	-
ago-21	145,78	109,82	14,00	- 22,00	-	- 5,79	-
sep-21	126,97	106,58	13,00	- 14,47	-	-	-
oct-21	114,90	106,86	11,00	- 3,64	2,00	-	-
nov-21	117,16	101,59	11,00	- 11,26	2,00	-	-
dic-21	102,61	102,56	11,00	-	6,85	-	-
ene-22	103,08	98,63	11,00	-	2,43	-	-
feb-22	106,72	99,34	11,00	- 2,65	2,00	-	-
mar-22	109,45	101,55	11,00	- 3,28	2,00	-	-
abr-22	114,21	103,97	11,00	- 5,81	2,00	-	-
may-22	143,76	109,33	14,00	- 22,00	-	- 4,18	-
jun-22	148,79	113,65	14,00	- 22,00	-	- 5,08	-
jul-22	150,20	117,87	14,00	- 22,00	-	- 2,33	-
ago-22	156,18	114,97	14,00	- 22,00	-	- 15,40	-
sep-22	132,61	111,57	13,00	- 15,34	2,00	-	-
oct-22	121,58	111,87	11,00	- 5,57	2,00	-	-
nov-22	124,62	106,35	11,00	- 14,25	2,00	-	-
dic-22	106,97	107,37	11,00	-	7,12	-	-

(1) Demanda: Demanda Final en 9300 kcal. No incluye la demanda fuera del sistema de transporte.

(2) Oferta Domestica: Producción de gas natural neto de reinyección, venteo, consumo en yacimiento, retención de NGLs y consumo de combustible en ST - en 9300 kcal-

(3) Importación de Bolivia: importación en 9300 kcal

(4) Impo LNG Escobar: importación de gas natural licuado hasta el límite de la capacidad de regasificación.

(5) Saldo de exportación Interrumpible (convivencia con importación hasta 2MMm3d) u opción a almacenamiento de gas (hasta total de 5MMm3d)

(6) Balance Storage: Oferta de gas natural desde almacenamiento subterráneos (hasta 27 MMm3d durante tres meses).

(7) Criticidad: Situación donde el mercado no puede ser abastecido implicando una demanda insatisfecha y la necesidad de consumir sustitutos al gas natural. Se debe importar via Chile, el nuevo regas si se sostiene o llevar adelante cortes en la demanda de gas. Por lo tanto este punto es el que termina justificando o no el retorno al nuevo buque regasificador.

Tabla 12: Balance Oferta-Demanda- Escenario Rebrote con Aislamiento / condición térmica benevolente

MES	DEMANDA (1)	OFERTA DOMESTICA (2)	IMPORTACION DE BOLIVIA (3)	Impo LNG (4)	Expo TOTAL (5)	Balance Storage (6)	Criticidad (7)
ene-21	101,12	89,80	17,00	-	-	-	-
feb-21	102,12	91,93	17,00	-	-	-	-
mar-21	103,24	98,47	17,00	-	-	-	-
abr-21	117,60	100,78	17,00	- 6,53	-	-	-
may-21	136,03	104,43	14,00	- 22,00	-	- 1,04	-
jun-21	143,31	108,57	14,00	- 22,00	-	- 4,47	-
jul-21	143,45	112,59	14,00	- 22,00	-	- 0,59	-
ago-21	151,20	109,82	14,00	- 22,00	-	- 10,00	- 1,43
sep-21	136,92	106,58	13,00	- 22,00	-	- 10,90	-
oct-21	121,72	106,86	11,00	- 10,72	2,00	-	-
nov-21	121,88	101,59	11,00	- 16,16	2,00	-	-
dic-21	111,91	102,56	11,00	- 4,82	2,00	-	-
ene-22	118,38	98,63	11,00	- 15,48	2,00	-	-
feb-22	116,08	99,34	11,00	- 12,38	2,00	-	-
mar-22	118,54	101,55	11,00	- 12,73	2,00	-	-
abr-22	125,20	103,97	11,00	- 17,24	2,00	-	-
may-22	153,19	109,33	14,00	- 22,00	-	- 10,00	- 3,99
jun-22	157,79	113,65	14,00	- 22,00	-	- 10,00	- 4,45
jul-22	159,78	117,87	14,00	- 22,00	-	- 7,00	- 5,30
ago-22	164,98	114,97	14,00	- 22,00	-	-	- 20,61
sep-22	139,08	111,57	13,00	- 20,07	-	-	-
oct-22	126,78	111,87	11,00	- 10,98	2,00	-	-
nov-22	129,69	106,35	11,00	- 19,52	2,00	-	-
dic-22	113,65	107,37	11,00	-	0,18	-	-

(1) Demanda: Demanda Final en 9300 kcal. No incluye la demanda fuera del sistema de transporte.

(2) Oferta Domestica: Producción de gas natural neto de reinyección, venteo, consumo en yacimiento, retención de NGLs y consumo de combustible en ST - en 9300 kcal-

(3) Importación de Bolivia: importación en 9300 kcal

(4) Impo LNG Escobar: importación de gas natural licuado hasta el límite de la capacidad de regasificación (22MMm3d).

(5) Saldo de exportación Interrumpible (convivencia con importación hasta 2MMm3d, hasta comprometer la capacidad máxima de regas de Escobar) u opción a almacenamiento de gas (hasta total de 5MMm3d)

(6) Balance Storage: Oferta de gas natural desde almacenamiento subterráneos (hasta 27 MMm3d durante tres meses).

(7) Criticidad: Situación donde el mercado no puede ser abastecido implicando una demanda insatisfecha y la necesidad de consumir sustitutos al gas natural. Se debe importar vía Chile, el nuevo regas si se sostiene o llevar adelante cortes en la demanda de gas. Por lo tanto este punto es el que termina justificando o no el retorno al nuevo buque regasificador.

Tabla 13: Balance Oferta-Demanda- Escenario Rebrote con Distanciamiento / condición térmica benevolente

3.5 Optimización del sistema de transporte

A medida que se avanzaba en el desarrollo de Vaca Muerta se fue reconociendo la necesidad de apuntalar la capacidad de transporte para poder evacuar la nueva producción y no ser una restricción a aquel desarrollo. Se fueron diseñando nuevos trazados, gasoductos dedicados tanto a la recolección como al transporte hacia los centros de consumo o a posibles plantas de licuefacción que abrieran nuestra oferta al mercado global.

En un contexto global como el descrito en los primeros capítulos, las bondades de la orientación exportadora de GNL a gran escala quedan muy condicionadas a los límites demuestra competitividad sistémica y los márgenes globales actuales de ese negocio.

A su vez, la falta de condiciones de financiamiento y de certezas (tanto de acceso a nuevos mercados como de cambios normativos) fueron horadando los proyectos destinados al

transporte del nuevo gas natural. Esto pone en relieve ciertas afirmaciones que sostienen que el mercado de gas debe estudiarse desde la demanda a la oferta, sobre todo si se espera que sea el sector privado el que decida la inversión y no una empresa pública.

Esto implica asumir que el desarrollo de gas natural de Vaca Muerta se va a encontrar condicionado, no por riqueza o la capacidad de las operadoras de acelerar hacia modo masivo, sino por otros factores locales y globales. Estos últimos son los que funcionarían con las verdaderas condiciones de borde que traban su desarrollo, y sobre los que habrá que trabajar buscando soluciones en el margen y no tanto imaginar cambios estructurales que por lo pronto resultan poco viables.

En este contexto, una manera de optimizar la secuencia del desarrollo de Vaca Muerta es diagramando un avance de la capacidad de transporte lo suficientemente modular que permita acompañar su crecimiento *pari passu* se forja la nueva demanda, tanto local como de exportación.

Lógicamente esta modularidad permite sortear otra restricción actual del país, el financiamiento. Con una menor exposición financiera asociada a una significativamente menor inversión de capital, con ampliaciones sucesivas en tramos ya existentes. Esto permitiría también resolver cuellos de botella y aprovechar mejor los tramos actualmente ociosos.

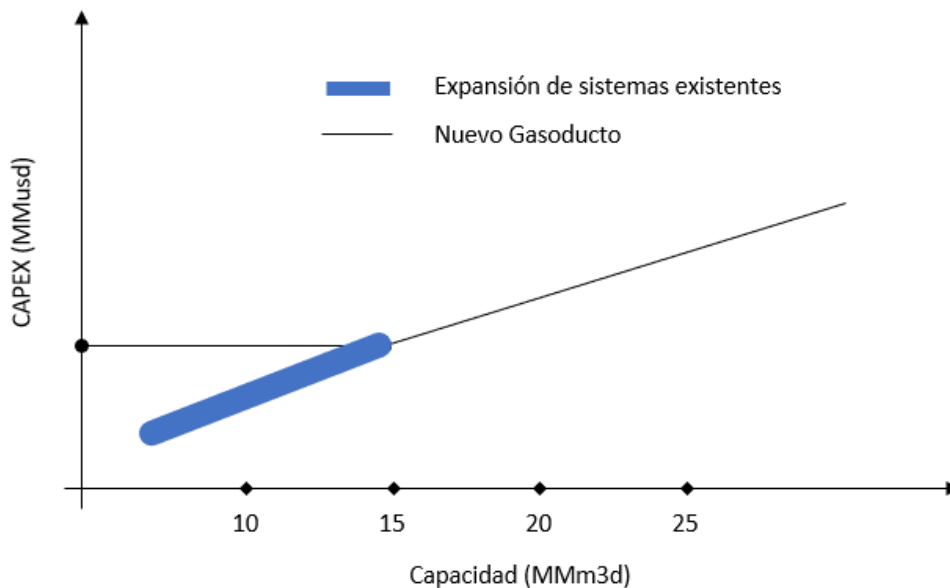


Gráfico 36: Break Even. Ampliación vs Nuevo Gasoducto
Fuente: Luciano Codeseira en base a Ridelener Daniel (2020)

Dar un mejor y mayor uso a las trazas existentes, a la espera de que una mayor demanda futura y un mejor balance de la estacionalidad permita ampliar el sistema con nuevas trazas que puedan optimizarse a tiempo y escale la viabilidad económica de la nueva obra.

Si bien, proyectos de ampliación del sistema existente en forma secuencial y la construcción de nuevos gasoductos pueden considerarse como complementarios hacia un sistema óptimo, en un contexto de restricción financiero parece menester iniciar con lo más factible y, sobre todo cubrirse del caso posible que aquellas restricciones posterguen las grandes nuevas obras, pero no sentencie a todo el modelo.

EN PROCESO DE DISEÑO

4. Un nuevo modelo de integración regional

Convivimos con una realidad muy poco reveladora, que nuestro país inherentemente puede ser concebido como una usina generadora de incertidumbre lo cual resulta nocivo a la inversión en capital privado. Procesos inflacionarios críticos y tensiones cambiarias recurrentes licuan permanentemente las condiciones de equilibrio y fomentan políticas sectoriales de resguardo que vuelven más inestables las condiciones macroeconómicas, retroalimentando la inestabilidad.

Por otro lado, con la prevalencia del gas natural en nuestra matriz energética, la estacionalidad del consumo y la falta de abastecimiento de mercado interno con déficits en invierno y saldos exportables en verano, el país se encuentra varado en una reinterpretación del rol del gas en nuestra sociedad en un debate que pendula entre la noción de bien preferente, y la tragedia de los comunes, y bien de mercado, y las señales de inversión. Al calor de estas miradas se presentan los cambios en las políticas energéticas y su jenga regulatorio que terminan condicionando aún más las vías de desarrollo del sector.

Resulta imposible disociar aquellos aspectos macroeconómicos con estos elementos sectoriales, por el mismo peso que tiene el gas en la sociedad y en la economía argentina. Solo queda aceptar que la vía exportadora es el único elemento catalizador, capaz de aportar tanto a la macroeconomía como al sector propio. Sobre este punto volveré más adelante.

Existe otra vía dinamizadora, como la que se dio en EEUU con la concepción de boom de oferta barata de gas y no de ganancias para sus productores (por ejemplo, con el desarrollo masivo de la petroquímica, la generación eléctrica, industria de servicios, hogares, etc), pero difícilmente se pueda replicar hasta tanto no existan certezas macro y micro para una industria gas intensiva (que corre el riesgo de perder su suministro de cubrirse con la demanda prioritaria). Certezas que solo se pueden sellar con un rol de exportador firme de gas natural.

Es hora de pensar un nuevo modelo exportador para el gas de Vaca Muerta, y de una interpretación asertiva de la situación actual y futura, tanto en la accesibilidad efectiva a un mercado destinatario como a las complicaciones locales que pueden inhibir cualquier proyecto de inversión de capital.

A continuación, presentaré el mercado destinatario (Brasil) y la infraestructura de transporte a utilizar (Bolivia) para que Vaca Muerta pueda expandirse sobre la base de su propia competitividad sin grandes obras de transporte.

4.1 La expansión del mercado brasilero

A principios de abril de 2021 en Brasil se terminó por sancionar el nuevo marco regulatorio para el sector gas con la propuesta legislativa 4476/20.²³

²³ Luego de la aprobación por el pleno de la Cámara, el texto recibió enmiendas en el Senado orientadas a estimular la construcción de gasoductos y plantas termoeléctricas en regiones sin acceso a gas canalizado, no obstante, el texto regresó a la Cámara, donde todas las enmiendas fueron rechazadas y pasó a la sanción presidencial con el contenido original de la Comisión de Minas y Energía.

La nueva Ley de Gas impone condiciones para el desarrollo del mercado siguiendo los siguientes principios:

1. Garantizar el acceso abierto a la infraestructura esencial por parte de los agentes del mercado. Estas son reglas que obligan a las empresas propietarias de ductos de transporte y unidades de procesamiento a ofrecer capacidad, evitando que el monopolio natural se convierta en un monopolio de facto; no tiene sentido económico construir ductos competidores para servir al mismo mercado. La garantía de acceso incluye terminales de GNL;
2. Régimen único de autorización para la construcción de gasoductos de transporte y reglas tarifarias para la contratación de servicios, las cuales serán objeto de consulta pública;
3. Modelo de entrada y salida. Las empresas contratan capacidad de inyección (entrada) y evacuación de gas (salida) de los gasoductos. La idea es dar flexibilidad a los flujos contractuales y físicos del gas;
4. Fomento de la competencia. La ANP, como agencia federal del sector, puede promover medidas para obligar a los agentes a ofrecer gas natural para estimular la competencia (la liberación de gas) determinar las reglas de independencia entre empresas que operan en diferentes eslabones de la cadena del gas. Desintegración Vertical.

Con eso queda atrás el mercado concentrado en el monopolio que ejercía Petrobras en toda la cadena de producción y comercialización. La actividad gerenciada desde la mirada pública ejercía principios de estrategia nacional que, si bien por momentos le dio excelentes resultados a Brasil, en los últimos años representaba un peso para todo el mercado aguas debajo de la producción, con precios altos para la industria y el consumidor final.

Un usuario industrial en Brasil entre 9 a 12 USD/MMBTU, esto es entre un 30% y 110% más que lo que paga un equivalente en Europa o Estados Unidos, respectivamente. Ahora el sector de gas natural se prepara para que Petrobras salga totalmente de todos los eslabones de la cadena y se dedique a comercializar gas que produce y está privatizando para ello casi todos sus activos.

Brasil se encamina a demandar más gas natural y pasar a ser un mercado dinámico con diversos oferentes: su gas de producción nacional (principalmente offshore), importaciones de GNL, de Bolivia y de Argentina.

En esta competencia, incorporar a Vaca Muerta los costos de una obra de s\$5.000 MM para poner el gas en San Pablo confina cualquier esfuerzo, veremos crecer un gran mercado cerca de nuestras reservas pero sin poder aprovechar la oportunidad. Además, la ventana de tiempo para adelantarnos al desarrollo del offshore se limita al 2024, cuando gran parte de los campos de crudo estén operativos y cuenten con grandes volúmenes de gas para separar y volcar al mercado.

4.2 Limitaciones de la oferta boliviana al mercado regional

Frente al crecimiento de la demanda de gas de Brasil, Bolivia se encuentra habiendo alcanzado su producción de gas natural y en un proceso que apunta a ser de rápida caída en la producción: en los últimos años no hubo descubrimientos importantes en las campañas exploratorias.

En las dos últimas décadas, Bolivia se erigió como el pulmón gasífero del cono sur brindando envíos de gas a Brasil y Argentina. En caso de Brasil a través del suministro de gran parte de su consumo gasífero por medio del contrato YPFB-Petrobras. Y a la Argentina que le brindó una salida a su crisis de abastecimiento interno de gas por medio del contrato YPFB-ENARSA.

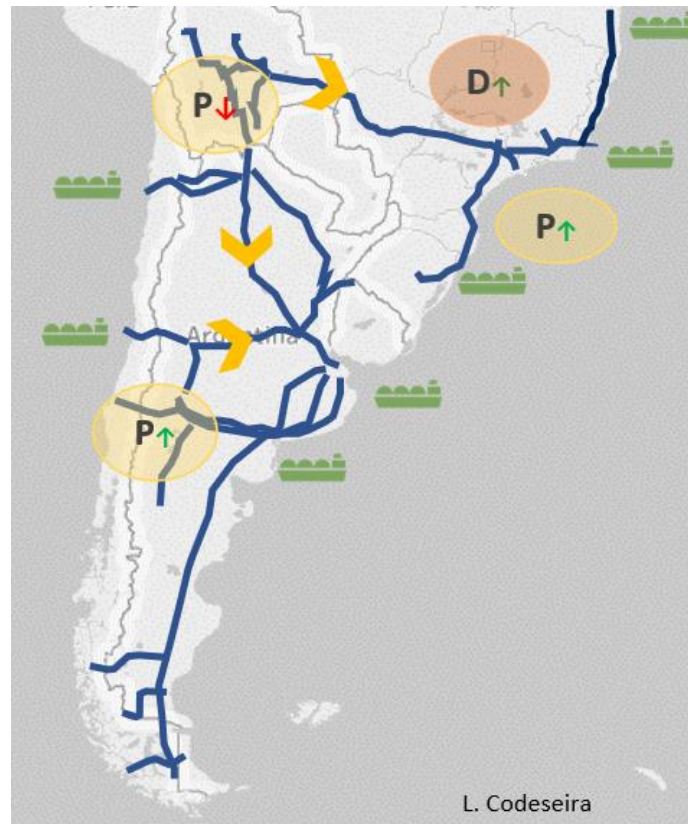


Gráfico 37: Mapa Modelo de integración actual
Fuente: Luciano Codeseira

Hoy, según proyecciones de YPFB la producción de gas natural en Bolivia seguirá en retroceso. Para 2023 se espera una caída del 12% y hacia el 2025 más de un 30% de caída, si se buscan sostener determinados niveles de exportación, ya que el mercado interno se situará próximo al 40% en 2025 (hoy representa cerca del 20). Este marco de situación obliga a YPFB revisar los contratos de exportación con empresas brasileras y con IEASA (de Argentina) evitando enfrentar penalidades por incumplimiento de las entregas.

Debemos recordar que el contrato YPFB/IEASA ha sido modificado en la última adenda de diciembre de 2020 con un marcado ajuste a la baja en los volúmenes con compromiso de entrega. Esta adenda se vence en diciembre de 2021 debiendo ser refrendada con nuevos ajustes hasta cumplir el plazo con el contrato marco que culmina a fines del 2025.

En este contexto los gasoductos bolivianos que llevan gas hacia Rio Grande (Gasyrg y Yabog) quedarían con capacidad ociosa, al igual que GTB (lleva gas a la frontera con Brasil) y también TBG en el lado brasilero (que lleva gas hasta San Pablo y sur del país). Según estimaciones de Gas Energy Latin America el Yabog/Gasyrg tendrían 10 MMm3d de capacidad ociosa este 2021. Para 2025 estaría en 12 MMm3d y para 2030 en 22 MMm3d. Para GTB el 2021 la capacidad ociosa es de MMm3d, el 2025 de aproximadamente 16.5 MMm3d y 2030 28.5 MMm3d.

El sentido del flujo del gasoducto TGB (desde la frontera con Bolivia hacia las zonas de mayor consumo de San Pablo), solo puede justificarse si el despacho desde Bolivia se sostiene, en caso

de que no fuera así la compañía operadora deberá revertir el flujo tomando gas desde la costa, ya sea con gas proveniente del presal o de plantas de regasificación de GNL. Estas condiciones de oferta segura en la costa vs incertidumbre desde Bolivia obligan a la operadora del gasoducto a tomar decisiones en forma anticipada y adelantarse a una posible baja en el uso de sus propias instalaciones a lo largo del trasado del ducto.

Por otra parte, ante la baja en la producción de gas boliviano, en la sección norte de la cuenca Subandina Sur hay yacimientos depletados que podrían evaluarse para funcionar como gas storage y almacenar gas de Vaca Muerta eliminando la estacionalidad y mantener niveles envíos a Brasil en forma sostenida.

4.3 Los proyectos en marcha y sus limitaciones

En los últimos años se han producido cambios importantes en la configuración del esquema y las necesidades de transporte de gas en el país, fundamentalmente a partir del fuerte desarrollo y las posibilidades que ofrece Vaca Muerta y las mermas productivas de la Cuenca Noroeste y de Bolivia. Esto hace necesario vincular la producción en Neuquén con la demanda del centro y norte argentino y la posibilidad de exportar gas a los países limítrofes.

En este contexto en 2019 se presentó un proyecto para poder evacuar la producción de gas de Vaca Muerta, proyecto que fuera cancelado por el actual Gobierno el año pasado y rediseñado en algunos aspectos. De alguna manera aquel proyecto se basaba en la idea de dejar espacio en el gasoducto Neuba I para poder dedicarlo a un proyecto exportador de GNL. Aunque ya presentamos las limitaciones de un modelo exportador de GNL como principio dinamizador de Vaca Muerta. Es por eso que avanzar en la exportación a Brasil constituye un elemento clave en darle escala del proyecto, ya que no se justifica solo con dar lugar a la exportación desde Bahía Blanca.

En este sentido, un proyecto de este tipo debe plantearse con la mirada puesta en Brasil, de modo tal que se dividiría en tres tramos: desde Tratayén (Neuquén) a San Jerónimo (Santa Fe) en dos etapas; luego una ampliación desde San Jerónimo (Santa Fe) a Uruguayana, en la frontera de Rio Grande do Sul y ya en el territorio vecino, desde Uruguayana a Porto Alegre, la capital del mismo estado.

El gasoducto binacional permitiría llevar la demanda brasileña actual de gas de nuestro país de 3 millones m³/día a unos 15 millones m³/día. Comprende una inversión total de 5 mil millones de dólares y un tiempo estimativo de construcción no inferior a los dos años.

El tramo Argentino implica la obra de un nuevo gasoducto en dos tramos, en un principio desde Tratayén (Neuquén) hasta Salliqueló (Buenos Aires) y luego desde allí hasta San Nicolás o San Jerónimo. En un principio se repagaría mediante tarifas reguladas para el transporte del fluido, con la concesión de Transportadora de Gas del Centro (TGC) evitando pagar 6,50 u\$s/MMbtu más el costo de regasificación en el caso del gas licuado o más de US\$ 12 de combustibles líquidos para abonar US\$ 4,70 en el invierno a los productores locales.

Para eso, el gobierno buscará que China, Rusia u organismos multilaterales de crédito como el Banco Mundial o el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financien la construcción por unos US\$ 2.300 millones para evacuar el gas natural que se extrae en Neuquén hasta las

inmediaciones de la Ciudad de Buenos Aires, el centro de consumo más importante de la Argentina.



Gráfico 38: Mapa Proyectos de ampliación
Fuente: Luciano Codeseira

Por otra parte, el denominado "Proyecto Gasoducto Uruguayana – Porto Alegre" es una de las iniciativas más ambiciosas que estudian el gobierno argentino y brasileño. Se trata de conectar y cerrar un sistema sudamericano recorriendo casi 600 km de nuevo tramo de manera de constituir un mercado regional equilibrado y dinámico que le permita a Vaca Muerta tener una escala cierta de expansión. No obstante, debe tenerse en cuenta que el aumento de la producción de gas brasileño podría generar algunas dudas en ciertos sectores públicos y privados en Brasil respecto de la necesidad real de llevar adelante una inversión como esta.

Es decir, su principal obstáculo lo constituye la previsión brasileña de producción de gas natural que podría crecer de los 140 MMm³/d actuales a los 250 MMm³/d a lo largo de la próxima década gracias a las reservas del Pre-Sal.

Otro elemento condicionante se esgrime desde el sector financiero, con las dificultades de concretarlo a tasas acordes en un contexto donde, la dependencia mutua de ambos países en el avance de la obra y el testimonio global donde cada vez es menos común ver obras de u\$s 5.000 MM en gasoductos frente al constante desarrollo del mercado de GNL.

Existen opciones de bajo costo para evitar el tramo brasileño, por ejemplo, un posible negocio del GNL mediante transporte terrestre o marítimo resignificando el modelo hacia uno de pequeña escala desde posibles plantas de licuefacción en el litoral argentino o bien en territorio

brasileño, pero en este caso tipo Small LNG con el objetivo de aprovisionar Brasil para la generación de energía eléctrica, vehículos impulsados por GNL y GNC y otros usos

Cabe recordar que hoy los envíos máximos a Brasil se reducen a las ventas de gas a la Central Térmica de Uruguayana (CTU), que tiene una capacidad máxima de 640MW y puede consumir entre 1,4 y 2,8 mm³/día operando a ciclo completo. El transporte del Gas se realiza a través del gasoducto de exportación a Brasil (TGM) con una capacidad actual de 2,8 MMm³/d.

4.4 Recomendación para una nueva integración regional

A continuación, se enlistan algunas hipótesis que fueron fundamentadas a lo largo de este documento y que dan origen al planteo de un nuevo modo de interconexión gasífera en el cono sur:

1. El mercado global de LNG se presenta lo suficientemente ajustado para tensionar un modelo argentino basado en la exportación a gran escala de GNL.
2. Argentina cuenta con un potencial destacado en Vaca Muerta, que ha demostrado ser competitivo en costos y time to market. No obstante, no ha logrado mantener un sendero de producción creciente en la ventana de gas, tanto en su orientación al mercado interno como externo.
3. Argentina necesita dar con un mercado para el desarrollo de los recursos depositados en Vaca Muerta. Y en forma adicional requiere infraestructura para su alcance.
4. Brasil representa un mercado de gas natural en clara expansión a partir de la nueva Ley de Gas.
5. Brasil cuenta con diferentes fuentes de suministro de gas, pero ninguna puede dar certezas de suministro plano a precios estables.
6. El proyecto de interconexión desde Vaca Muerta a Porto Alegre requiere de una inversión de 5.000 u\$s MM en un contexto de dificultades financieras para la Argentina, desarrollo de del presal y una mirada global poco respaldatoria a grandes proyectos de gasoductos internacionales en la actualidad del mercado de GNL.
7. Bolivia presenta una baja interanual en la producción de gas natural como resultado de resultados exploratorios poco satisfactorios que comprometen los compromisos asumidos con Brasil y Argentina.
8. Bolivia cuenta con una amplia infraestructura de transporte de gas con capacidad remanente creciente.
9. Bolivia tiene compromisos de entrega de gas en base a acuerdos sujeto a penalidades con empresas de ambos países. Mecanismos swaps pueden ser ejecutados en modo inicial para cumplir dichos compromisos con la posibilidad de despejar parte de los compromisos estivales en Argentina.
10. Existe un potencial desarrollo de facilities de almacenamiento subterráneo en yacimientos depletados en Bolivia.
11. La reversión de los flujos de sur a norte en Bolivia es factible a bajo costo.
12. La reversión de los flujos del gasoducto del norte en la región del noroeste argentino es factible técnica y económicamente.
13. Expandir Vaca Muerta con destino a Brasil, aprovechando la infraestructura de Bolivia es técnicamente viable y económicamente conveniente. Representa una inversión de menos de 1.000 MMUSD.

14. Dicho proyecto permite superar la curva de estacionalidad de la Argentina con gas de Vaca Muerta. Lo cual representa unos 40 MMm3d de gas adicional, con posibilidad de sumar envíos a Chile por el norte y centro argentino.

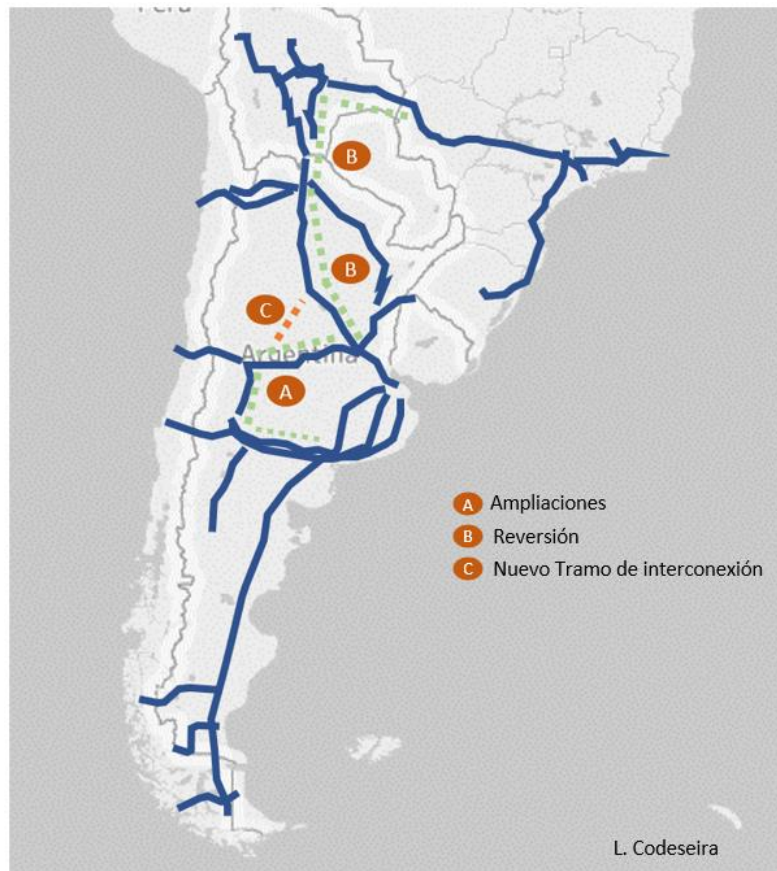


Gráfico 39: Mapa Modelo propuesto de integración
Fuente: Luciano Codeseira

El mapa presenta una manera inteligente de alcanzar el objetivo de poner el gas de Vaca Muerta en el mercado brasileño, en particular el centro industrial de su mercado, sin requerimientos de obras de gran envergadura, solo optimizando la infraestructura existente.

Lógicamente este modelo de negocio se presenta sobre la base de proyectos escalables que, una vez vigente, pueden dar lugar a nuevas expansiones futuras, lo cual se presenta como una ventaja financiera asociada al crecimiento modular en función de ritmo de crecimiento del mercado. Por lo pronto se trata de una vía low cost a un modelo de integración que, de no concretarse a tiempo, tendrá en el GNL el principal condicionante.

Al respecto, considerando que la dificultad en ciernes no es técnica, ni económica, cabe remarcar la necesidad de establecer un camino seguro desde lo político y regulatorio que permita generar las condiciones para se puede formar un mercado de privados, donde se garantice el cumplimiento de los contratos y se concreten los incentivos necesarios para el desarrollo de los diferentes negocios asociados al gas.

Con esto no intento plantear sencillez al modelo de integración, todo lo contrario, solo pretendo balizar el camino que requerirá un análisis de las asimetrías normativas y un compromiso entre los países para garantizar un modelo de negocio, que bien entendido, descansará en el bien común.

EN PROCESO DE DISEÑO

5. Referencias

- American Chemistry Council (2021) "Shale Gas Is Driving New Chemical Industry Investment in the U.S."
- American Chemistry Council (2013) "Shale Gas Competitiveness and New US Chemical Industry Investment: An Analysis Based on Announced Projects" Economics & Statistics Department
- CEDIGAZ (2020) "Underground gas storage in the world "
- De Jodie & Ozdemir. (2010) "Demand for seasonal gas storage in northwest Europe until 2030: Simulation results with a dynamic model" Energy Policy 38
- EIA (2016) "Perspectives on the Development of LNG Market Hubs in the Asia Pacific Region" <https://www.eia.gov/analysis/studies/lng/asia/pdf/lngasia.pdf>
- European Commission (2018) "Study on a Gas Market Design for Europe - Quo vadis EU gas market regulatory framework"
- Frontier Economics (2020) "The role of LNG in the energy sector transition. Regulatory recommendations"
- Gangxiong et al: (2017) "Challenges to and proposals for underground gas storage business in China.". Natural Gas Industry B4.
- Global Energy Monitor (2021) The Gas Index <https://globalenergymonitor.org/projects/the-gas-index/>
- Heather P. (2019), "European traded gas hubs: a decade of change" OIES – Oxford Univ. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/07/European-traded-gas-hubs-a-decade-of-change-Insight-55.pdf>
- Henderson (2020) "Gas Price Volatility and Changing Dynamics in Southern Europe" QGR – OIES
- IEA (2020) Natural Gas - <https://www.iea.org/reports/gas-2020>
- Japan Electric Power Exchange <http://www.jepx.org/english/>
- JP Morgan (2020) "Eye on the market. Energy outlook 2020 - Tenth annual energy paper" <https://privatebank.jpmorgan.com/content/dam/jpm-wm-aem/global/pb/en/insights/eye-on-the-market/tenth-annual-energy-paper-full.pdf>
- Mike Fulwood (2018), "Asian LNG Trading Hubs: Myth or Reality" – Columbia SIPA – Center on Global Energy Policy.
- Poten & Partners (2016) "Where will the Homeless LNG go?" Platts <https://www.spglobal.com/platts/es>
- Rodriguez JJ (2018) "Almacenamiento subterráneo de gas en la Argentina. Resultados de prospectos evaluados" IAPG
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis <https://www.gov.br/anp/pt-br>
- EIA - U.S. Energy Information Administration <https://www.eia.gov/>
- ENARGAS <https://www.enargas.gob.ar/>
- CEDIGAZ <https://www.cedigaz.org/>
- GAS ENERGY LATIN AMERICA www.gasenergyla.com
- GIIGNL - the international group of liquefied natural gas importers <https://giignl.org/>
- IEASA <http://www.ieasa.com.ar/>
- IGU - International Gas Union <https://www.igu.org/>
- INFOLEG <https://www.infoleg.gob.ar/>
- SECRETARIA DE ENERGIA <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia>

- PRESUPUESTO 2021 <https://www.presupuestoabierto.gob.ar/>
- YPFB www.ypfb.gob.bo/

EN PROCESO DE DISEÑO