



La política hidrocarburífera en crisis

Una tormenta perfecta

Carlos Delius

Serie Análisis

Nº 30
Mayo de 2021

CARLOS E. DELIUS SENSANO

Nacido en Tulsa Oklahoma, abril 15, de 1958
Domiciliado en Santa Cruz, Bolivia
CEO de Kaiser Servicios S.R.L.

Ingeniero Industrial, graduado en Texas A & M University, College Station, Texas. Tiene más de 38 años de experiencia en gerencia y ejecución de proyectos energéticos, construcción civil, mecánica y eléctrica, negociación y preparación de proyectos relacionados al campo de la energía, minería e infraestructura industrial. Ha sido presidente de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos y Energía (2012-2014). Dirige una empresa de servicios petroleros, y es consultor internacional.



Introducción

En este artículo se intenta, a partir del procesamiento y análisis de las cifras disponibles, captar la dimensión de los problemas que agobian al sector hidrocarburífero y comprender las causas y circunstancias que pueden explicar esta crisis, sin duda la más grave que vive este sector en varias décadas. El análisis se circunscribe al período 2010 y 2019; una década completa y tal vez suficiente para evaluar los resultados de la política de hidrocarburos del gobierno de Evo Morales y sacar conclusiones que puedan ayudarnos a entender el porqué de los problemas actuales. La fuente primaria de los datos analizados es la Agenda de Reactivación Hidrocarburífera de Bolivia, del Ministerio de Hidrocarburos, de octubre 2020.

Recordemos que dicha política, enunciada a inicios del año 2006, ha estado definida por cuatro objetivos estratégicos:

1. Recuperar y consolidar la propiedad y el control de los hidrocarburos.
2. Incrementar el potencial hidrocarburífero, potenciar las actividades de exploración y explotación.
3. Industrializar los recursos hidrocarburíferos para generar valor agregado.
4. Garantizar la seguridad energética nacional y consolidar al país como centro energético regional.

Orígenes de la bonanza

El año 2010 el sector llevaba más de diez años de desarrollo; en realidad también habían transcurrido cuatro años bajo la nueva estructura de mayor participación estatal aplicada a partir del Referéndum del Gas, la nacionalización, los nuevos contratos de servicios, la vocación de la nueva estructura diseñada con un enfoque estatista. Los precios del petróleo West Texas Intermediate (WTI) que influyen en la fórmula de precios del gas exportado en ambos contratos (GSA - Gas Sales Agreement, Brasil y Argentina), venían en alza; de un promedio de 14.24 dólares por barril (USD/BBL) el 1998, a inicios de la exportación a Brasil, en 2006, el año de las reformas del sector, impulsada por la gestión Evo Morales, el valor era ya de 66.05 USD/BBL.

El precio promedio más alto de la década 2010-2019, fue de 93.28 dólares, es decir que se multiplicó $(93.28/14.24) = 6.55$ veces. El efecto del precio en la bonanza gasífera boliviana es innegable, esta es una variable que viene desde afuera, no estuvo, ni está, bajo control del vendedor Bolivia, o del comprador Brasil.

Tabla 1. Precios promedio anual Petróleo WTI en USD/BBL

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
79.45	95.04	94.13	97.99	93.28	48.71	43.34	50.79	65.2	57.03

Fuente: Agenda de Reactivación Hidrocarburífera de Bolivia Tabla N°. 5 p. 22.

Veamos entonces la otra variable de la generación de los ingresos, que es el volumen comercializado. En esta década se tuvo los volúmenes más altos comercializados en el 2014. En ese mismo año se tenía el precio promedio más alto, por lo tanto, los mayores ingresos sectoriales se dieron en 2013 y 2014, que sumaron aproximadamente USD¹ 10,500 MM.

**Tabla 2. Volúmenes de Gas Natural Comercializados en MMmcd
(millones de metros cúbicos por día)**

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
37.53	41.10	46.85	53.70	55.62	53.70	51.51	49.86	46.85	41.10

Fuente: Agenda de Reactivación Hidrocarburífera de Bolivia, Tabla N°. 7 p. 25 (convertida a MMmcd).

El gas natural (GN) medido en separador, es decir en su primer punto de medición es más alto que el comercializado, toda vez que hay consumos y pérdidas en el sistema, por ejemplo, el año 2014 fue el de mayor comercialización, se produjo 61.34 MMmcd. Este dato es relevante cuando se estima el consumo de reservas y la eficiencia del sistema.

Por las características de los reservorios bolivianos, la producción de petróleo crudo es cada vez menor y la producción de líquidos está mayormente conformada por condensado asociado al GN producido. La relación de GN y líquidos (Gas Oil Ratio) varía en el tiempo, según las características de cada campo y la tendencia de este Ratio es a subir.

Tabla 3. Producción de Líquidos en MBPD

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
42.82	44.43	51.32	59.00	63.09	60.81	56.58	54.50	50.93	45.29

Fuente: Agenda de Reactivación Hidrocarburífera de Bolivia, Figura N°. 7 p. 63.

Esta realidad física es de mucha relevancia. Con la declinación natural de los campos en explotación, el déficit de líquidos para abastecer el mercado interno sube y, además, como el mercado interno es subsidiado, se genera un desajuste en los ingresos sectoriales. Este tema del mercado interno es vital y se tratará más adelante.

La previsible declinación

Los campos petroleros y gasíferos tienen tres etapas bien definidas en su vida productiva. La primera, el Desarrollo, que es la etapa en que se hace la transición de producción comercial inicial hasta la producción máxima; en la segunda etapa Plateau, se alcanza el

¹ USD, dólares americanos: MM millones

nivel de producción y se la mantiene sin grandes variaciones el volumen por un periodo de unos 5 a 10 años; en la tercera etapa, la producción declina por agotamiento del recurso, pérdida de energía del reservorio y otras variables como ingreso de agua u otros.

Tabla 4. Composición de la producción según el estado de los campos

	GN EN BCF ²	GN	Líquidos
En Desarrollo	103.03	17%	11%
Plateau	18.50	3%	
Declinación	480.11	80%	89%
Total	601.64		

Fuente: Agenda de Reactivación Hidrocarburífera de Bolivia, Tablas 9 - 10 - 11 pp. 58 – 59 – 60.

En el caso del GN, se tiene solamente el 17% en desarrollo, un 3% en Plateau y un 80% en declinación. Este es el mayor de los problemas que enfrenta el sector en Bolivia., Estamos en un punto en el que no se podrá evitar una caída de producción, y el fantasma de la importación de GN para consumo propio (Ceteris Paribus) es real y está a la vuelta de la esquina; es decir, en siete a nueve años. La situación de los líquidos es aún más álgida, y ya se está viviendo la pesada mochila de la importación de gasolina y diésel.

Este escenario de la caída de la producción tiene por supuesto una relación directa con los magros resultados de la exploración. El estado boliviano no ha sido capaz de mantener un nivel de reservas que sustenten la tasa de explotación de los últimos 14 años. Esta falencia tiene, según varias opiniones, múltiples factores: La primera, fue la adopción de la premisa de que las reservas bolivianas se situaban en el orden de los 24 trillones de pies cúbicos (TCF³), y que se tenía GN para todo. Entonces la dedicación fue: nos dedicamos a buscarle usos sin mucha consideración por su reemplazo y la estrategia de obtención del mayor valor. A pesar de que la ley de hidrocarburos prevé certificación de reservas anuales, YPFB solo las encomendó en los años 2009, 2013, 2017 y 2018. En la primera, realizada por Ryder Scott, se hizo una revisión que bajo la certificación en unos 250% con relación a las anteriores realizadas por DeGolyer and MacNaughton, la revisión fue hecha bajo parámetros de reservorios (mejor conocidos después de varios años de operación) y restricciones impuestas por la SEC y API para la certificación de reservas. En 2018, YPFB encargó la certificación a la empresa Sproule que indicó que la reserva, según el nuevo criterio aplicado de agregación estadística, son 10.7 TCF y 9, manteniendo la agregación aritmética usada en anteriores certificaciones. Sin embargo, hay que admitir el

² BCF, billón de pies cúbicos 1X10⁹

³ 1 TCF son 1 x 10¹² pies cúbicos

escepticismo: ¡Hay algo que no cuadra!, Con ese nivel de reservas (9 TCF) la caída de la producción no debería ser tan aguda como la que estamos sufriendo.

Los pronósticos de producción que no son más que el agregado de las estimaciones de las empresas operadoras validadas por YPFB, prevén una caída de producción bastante acelerada. El retraso en la exploración (falta intensidad) y los pobres resultados de la campaña exploratoria la hacen previsible. Es muy probable que se tenga momentos de gran fragilidad energética, no solo como exportadores (cualidad que se puede perder) sino también como mercado interno.

Situación de la exploración

Antes de dar una mirada a las cifras de la exploración hay que dejar en claro cuáles son las principales causales que impiden que la misma tenga posibilidades de éxito. Se tiene que: i) Modificar el régimen fiscal y la participación de YPFB para que el mismo sea competitivo con otras cuencas bajo condiciones similares (sin government take más bajo no hay muchas posibilidades); ii) Se tiene que modernizar el sector desburocratizándolo y otorgando mayor libertad a los inversionistas para elaborar, ejecutar y comercializar; iii) YPFB tiene que “Disponibilizar” todas las áreas en reserva para despertar interés, en la exploración, la creatividad, experiencia y conocimiento de las operadoras, lo que es un factor vital para el éxito; iv) El mercado interno debe ser ajustado para que no sea subsidiado por la exportación. Hay que recordar que, con un crecimiento del volumen subsidiado, se niegan ingresos al sector. En todo caso es importante tomar en cuenta que, si no hace el ajuste, lo más probable es que nos convirtamos en importadores sin capacidad de fijación de precios, un escenario que debería generar profunda ansiedad.

La evaluación sobre los resultados de la exploración, en el documento Agenda de Reactivación Hidrocarburífera de Bolivia, se presenta algunas cifras y conclusiones que no son del todo claras. Se indica que en el período 2010-2019 se perforaron 143 pozos exploratorios de los cuales solo 14 fueron productivos. Se tiene que preguntar qué es lo que ha pasado con la exploración, pues las proyecciones no se han cumplido. YPFB deja claro el panorama cuando indica en la página 77, lo siguiente: *“De igual manera, si analizamos el comportamiento de nuestras reservas, se puede evidenciar que, considerado el potencial hidrocarburífero de cada descubrimiento, estos no fueron los suficientes para concretar una adecuada reposición de reservas. Los IRR registrados corresponden en su gran mayoría a la recategorización de las reservas como tal.”*

La savia vital, la sangre de este negocio, es la exploración, y en esta asignación el fracaso (o éxito relativo como llamarían algunos) es innegable. El enfoque del sector nunca debió ser otro. Los cuantiosos ingresos generados a partir de la exportación de GN, fueron destinados a actividades aguas debajo de los pozos, mid y downstream en el lingo de la industria.

En el numeral 6. “Conclusiones” (página 81 del documento referido), hay una constatación del error estratégico cometido. Ahí se indica:

“La ausencia de una política específica para las actividades de E&E, produjo la priorización y desarrollo de otras actividades de la cadena hidrocarburífera, dejando de lado la importancia de mantener una política agresiva que garantice el nivel de reservas y producción para el abastecimiento de nuestros mercados.”

Las inversiones en industrialización

El anhelo nacional de sumar valor agregado al GN vía industrialización no es precisamente una historia de éxitos, sino más bien de: i) Errores conceptuales ii) De mal dimensionamiento, iii) De fallas en la comercialización, iv) De una errada concepción logística y otros factores. Este contexto tiene a la fecha magros resultados, la inversión de 2,078 MMU\$ realizada en la industrialización a todas luces no cumple con las expectativas bajo las cuales fueron realizadas. Las inversiones ya deberían estar con factores de utilización más altas, algo esta fundamentalmente mal (ver tabla 5). El valor del GN no puede ser el elemento viabilizador de estas industrias, el concepto de valor agregado supone una generación de valor mayor que aquella que resulta de la exportación. Cabe entonces la pregunta: ¿Por qué se invirtió para industrializar si era mejor seguir exportando? La respuesta desde un punto de vista racional debería ser clara, sin embargo, ya la inversión fue hecha. Esta realidad es un problema muy serio que puede constituirse en un pozo sin fondo para YPF, es necesario darles una mirada pragmática a estos emprendimientos, y tomar las acciones correctivas.

Tabla 5. Inversión y Capacidad utilizada de Plantas Industriales

Inversión	MMU\$	Cap. Ociosa
Planta Extracción de líquidos Rio Grande	189.90	10%
Planta Gran Chaco Carlos Villegas	693.60	68%
Planta Amoniaco Urea Bulu Bulu *	957.50	*
Planta GNL Rio Grande	213.80	90%
Ingeniería conceptual + pre inversión Planta de Propileno, Polipropileno Gran Chaco	29.80	
Total	2,084.60	

Fuente: Agenda de Reactivación Hidrocarburífera de Bolivia, Cuadro N°. 31 p. 174, y Cuadro N° 33 p. 176
*Indeterminable con la información consignada, estimado no mayor al 30% de la capacidad nominal comercializada.

La falta de visión integral y sistémica en el sector seguramente explicarían errores como los cometidos en las refinerías. Se hizo una inversión de 665.8 MU\$, y los resultados de la

inversión no son auspiciosos si se toma en cuenta que la capacidad ociosa de las refinerías, en el Periodo 2010-2019, el indicador estuvo comprendido entre los siguientes intervalos: Gualberto Villarroel 20,3% - 41,0%; Guillermo Elder Bell 2,2% - 37,7%.

¡Ejemplos sobre la mala utilización de los excedentes generados abundan!, YPFB tiene una cartera de inversiones que entrarían en la calificación de activos estresados (problemáticos; stressed assets) que deben ser tratados con la rigurosidad que ameritan y bajo premisas económicas.

Condiciones para inversión de riesgo

Para tener una campaña de exploración se tiene que tener un régimen fiscal que permita al inversor considerar a Bolivia como alternativa, con el régimen actual si nos comparamos con una inversión en Vaca Muerta los resultados son desfavorables. En Argentina el inversor recibe un flujo de fondos neto de 31% versus 5% por un éxito similar en Bolivia⁴. Las regalías en Argentina son del 12%, en Bolivia 50%. Otra consideración importante es el menor riesgo geológico cuando se está perforando roca de esquisto (Shale). Seguramente habrá quien argumente que YPFB puede realizar las inversiones de riesgo, esta opción, bajo las condiciones actuales condenaría a YPFB al fracaso.

Tabla 6. Distribución del valor Comercializado Neto de los Hidrocarburos

Total	Distribución	Porcentaje	Participación
100% Valor comercializado neto a precios convenidos a través de acuerdos de entrega, tanto al mercado interno como externo	Regalía productora	11%	Estado 50%
	Regalía compensatoria	1%	
	Participación del TGN	6%	
	Impuesto Directo a los Hidrocarburos	32%	
	Costos Recuperables	20%	
	Utilidad	30%	Empresas (Incluida YPFB) 50% *

Fuente: Agenda de Reactivación Hidrocarburífera de Bolivia, Tabla N°. 2 p. 48.

*YPFB ha tenido importantes ingresos de esta participación en las utilidades de las empresas operadoras, el informe referido indica 5,469 millones de dólares en el periodo 2010 al 2019, monto que corresponde al 45.12% de las utilidades. Las operadoras en este mismo periodo, recibieron 6,652 millones de dólares como utilidades antes de impuestos, los impuestos pagados por el Upstream fueron 4,526 millones de dólares.

⁴ De estudio comparativo de empresa petrolera para las cuencas Argentina Vaca Muerta y Bolivia

En la Tabla 6, la utilidad declarada de 30% para las empresas incluyendo YPFB, podría parecer excesiva para los legos en la industria. Esta utilidad es, como indicamos antes, sectorial por así decirlo; ocurre antes que YPFB obtenga una participación adicional que según esta misma tabla corresponde al 45.12% de la utilidad. Entonces, queda para las empresas un 54.88% sobre el que deben tributar impuesto a las utilidades (IUE de 25%). Con esta contribución adicional es que, según las definiciones de la industria, el government take en Bolivia es el segundo más alto del mundo

Esta distribución del ingreso, con una “eficiente” captura de la renta por parte del estado (government take) de un 82%, califica a Bolivia como la segunda más alta del mundo, un 82%, superado solo por Argelia con un 88%.⁵ ¡La exitosa captura de la renta es el fracaso en la reproducción del recurso! Las empresas no se fueron después de la nacionalización seguramente porque evaluaron que tenían mejor posibilidad de monetizar su costo hundido antes que recuperar sus inversiones en un escenario de arbitrajes y disputas judiciales. Atraer una nueva ola de inversiones exigirá un cambio importante en la política hidrocarburífera actual.

Como todos sabemos, un factor adicional que tenemos considerar es, que el contexto internacional no es el más favorable: i) La irrupción de las energías no fósiles; ii) La liberación del mercado de gas natural en Brasil y los cuantiosos recursos de Vaca Muerta en la Argentina (nuestros mercados de exportación); iii) Los precios internacionales menores a los del ciclo de la bonanza y otros factores establecen el contexto en el que tendrá que desenvolverse el sector hidrocarburífero boliviano.

¿Cómo están las cifras de YPFB?

Los estados financieros de YPFB Corporación podrían ser calificados como un enigma, estas cifras no son publicadas como corresponde a una empresa pública, si además consideramos la escala de esta empresa dentro de la economía boliviana, USD 13.707 MM (millones) de activos registrados (según balance 2019.09.30), monto que equivale a 37%⁶ del PIB del año 2019, la salud financiera de YPFB es vital para la economía de nuestro país. Si bien la comparación entre el activo y el PIB, no parece ser del todo pertinente, nos da una idea de la real dimensión de la estatal petrolera y su peso en la economía. Para tener una mejor idea complementamos, el año 2019 mismo año del 1 de enero hasta el 30 de septiembre 2019 las ventas al mercado interno y de exportación fueron de USD 4,092 MM, si anualizamos esta cifra se puede afirmar que las ventas de YPFB representan aproximadamente un 15% del PIB⁷.

⁵ Página 49, Tabla No 4, Agenda de Reactivación Hidrocarburífera de Bolivia

⁶ (13,707/36,796=37.25%)

⁷ (5,456/36.796=14.83%)

En febrero del año 2020⁸ la prensa nacional informa sobre la presentación de resultados financieros de YPFB indicando que registraba una pérdida de USD 444 MM⁹. De acuerdo con lo indicado, la pérdida resultaba de aplicar los ajustes revirtiendo así un resultado positivo de USD 306 MM a la pérdida indicada anteriormente. Los ajustes por lo tanto fueron de USD 750 MM, algo que debería preocuparnos. Los ajustes contables realizados fueron los siguientes¹⁰:

- (-) Sobrevaluación de Ctas. x Cobrar USD 487 MM – Subvención diésel oil importado y GLP.
- (-) Sobrevaluación de ingresos USD 214 MM – Energía Pagada No Retirada.
- (-) Depreciación de activos USD 66 MM – Deterioro de obras en construcción.
- (+) Intereses y multas contractuales USD 17 MM – Exportación de gas¹¹

La información no publicada, dice contener además comentarios y notas sobre los ajustes y otros aspectos de los registros contables. Registran una acumulación de Crédito Fiscal CF-IVA de USD 2,732 MM que son parte del activo de la empresa, este saldo en crédito fiscal en las magnitudes indicadas afecta el disponible de la empresa toda vez que solo pueden aplicarse para la liquidación de impuestos a pagarse en el futuro o de forma también limitada vendidos para que otros contribuyentes hagan lo propio.

También llama la atención por qué se dejó acumular tanto crédito ¿será que fue para no afectar al TGN que necesita que los impuestos sean liquidados y pagados en moneda de curso legal? En todo caso que se tenga: i) cuentas por cobrar sobrevaluadas, ii) errores conceptuales como sumar a las ventas La Energía Pagada no Retirada (siendo que la misma es en realidad un ingreso con una obligación de entrega a futuro), iii) que no se activen obras a tiempo afectando a la depreciación en caso que corresponda o se haga la previsión contable si las mismas fueron abortadas o tienen alguna condición que afectan a su valor, iv) los intereses y multas contractuales deberían ser sujeto de un estricto control y conciliaciones periódicas para ambos contratos de exportación.

Otra duda que surge al realizar un análisis de estos estados financieros nos obliga a preguntarnos lo siguiente: ¿Están los pagos realizados como resultado de los arbitrajes planteados por la transferencia definitiva de sus acciones a favor de YPFB? El carácter de estricta reserva sobre estas transacciones no permite estimar de forma cabal la situación patrimonial de YPFB. ¿Quién pago finalmente la compra de las acciones? Adicionalmente, tampoco parece haberse hecho un avalúo técnico de los Activos Fijos, en los últimos años

⁸ La presentación pública fue el día 31 enero 2020

⁹ Página Siete, febrero 4 de 2020

¹⁰ Se utilizo una tasa de cambio de 6.96 B\$ por dólar

¹¹ Total, ajuste neto al gasto: Bs 5.217,2 MM, con lo cual el resultado positivo de Bs 2.128,2 MM se transformaba en una pérdida de Bs 3.089,0 MM AL 30/09/2019.

los estados contables de YPFB fueron auditados por una firma pequeña nacional, hecho que aumenta la posibilidad de que los mismos corresponden a criterios cambiantes y no están del todo en conformidad con las prácticas contables internacionales. Mis observaciones y comentarios son basados en información parcial, no oficial, las hago para levantar una razonable duda sobre la calidad de la información y la real situación de la principal empresa del Estado Plurinacional.

Otras preguntas relevantes, son: ¿Cómo fue que habiéndose obtenido un resultado negativo de USD 372 MM se cerró un balance con utilidad de USD 37 MM al 31 de diciembre 2020?, ¿Cuál es la real disponibilidad de fondos de YPFB, a la fecha del balance presentado ante la prensa¹², el Tesoro General de la Nación retenía USD 915 MM en la cuenta única? Esta trama es un *déjà vu*, las estatales, con muy pocas excepciones son capaces de destruir valor debido a su deficiente administración.

Finalmente, habría que recordar las palabras de Franz Kafka: “A fin de cuentas, no se puede ver lo malo de las cosas a primera vista, ni con el mayor entendimiento, ni por más experiencia que se tenga”. Por lo tanto, es una asignatura pendiente para los responsables de la alta dirección del sector contar con cifras reales que nos eviten situaciones como las que ya vivió nuestro país con la debacle de COMIBOL; estas gigantes estatales tienen el potencial de sumir o agravar una crisis económica y financiera a todo un país.

¿Algunas verdades duras?

La viabilidad del sector está comprometida y amenazada. La caída de ingresos, debido a los volúmenes de exportación menguados, el crecimiento del mercado interno subvencionado que subió de 4 a 14 MMmcd en 13 años, además de la declinación en la capacidad de producción. Si además se enfrenta a precios menores de exportación por factores externos, que justamente es la situación actual, la perspectiva de nuestra industria hidrocarburífera es cuando menos muy complicada.

La falta de reservas, que compromete la exportación y el abastecimiento del mercado interno, es otro problema que debe ser solucionado. Frente a este cuadro crítico, cuando menos se tendría que optimizar la explotación de las reservas con las que contamos hoy día; eso sería lo sensato.

Por otro lado, hay que tomar en cuenta el costo de oportunidad que se genera por los millonarios subsidios al mercado interno. De hecho, por cada MMmcd que se destina al mercado interno, y considerando un dólar de diferencia entre los precios de exportación y del mercado interno, el valor del subsidio ascendería a 13.37 millones de dólares por año. Y si se destinan 14 MMmcd (el consumo actual del mercado interno), con una diferencia de 3.0 dólares en un año, el costo se eleva a 561.54 millones de dólares.

¹² La presentación pública fue el día 31 enero 2020

Así pues, no debe quedar duda que fue el mercado de exportación el que generó la bonanza económica. De aquí para adelante, por los factores antes indicados, debemos ser juiciosos y cautos en los usos que demos a nuestro menguado recurso gasífero.

La pesada carga del subsidio en el diésel suma 6,985 MMU\$ de importación, lo que significa un subsidio de 3.560 MMU\$ en el período 2011-2019. En el caso de la gasolina, en el periodo 2010-2019, el valor de la importación fue de 2.535 MMU\$, generándose un déficit de 852 MMU\$. Esta situación no es sostenible.

Otro dato muy relevante es el costo de la logística. Hay la percepción de que el uso de transporte terrestre y fluvial encarece la importación. YPFB haría bien en estudiar alternativas para realizar la importación por medio de ductos, utilizando toda la infraestructura disponible y efectuar los cambios necesarios.

Asimismo, la sustitución de las importaciones de diésel debe ser analizadas con todo el rigor que amerita. En ese sentido, me llama poderosamente la atención que la planta de GNL de Rio Grande no destine su capacidad ociosa a producir para el transporte pesado en los corredores de exportación. La planta mencionada tiene el potencial de producir 200 toneladas día de GNL, lo que equivale a 280,000 litros de diésel por día. Con certeza, la inversión por unidad substituida de combustible es menor que una planta de biocombustibles.

Ahora bien, incluso si se hacen los ajustes necesarios en los precios del mercado interno, y si además se diera una salida económica a las deficientes inversiones, y se lograra minimizar los proyectos sin rentabilidad (como las conexiones domiciliarias, edificios, etc.), y se ejecutara una importante reducción de costos y gastos, todavía quedaría pendiente la tarea de encontrar *capital de riesgo*.

En los últimos meses YPFB ha firmado dos adendas, con Petrobras (Brasil -Adendum 8) y con Integración Energética Argentina (IEASA - Ex Enarsa (Argentina Adendum 5), en ambos casos las condiciones anteriores eran mejores, y reflejan no solo la pérdida de palanca negociadoras como en el caso con Brasil sino además el efecto de la imposibilidad de cumplir con los volúmenes originalmente contratados. En el contrato con Petrobras seguramente no haber negociado la extensión del contrato 2 años antes de su vencimiento el año 2019 como estaba previsto, además de cancelar áreas de exploración no ayudaron a las condiciones de negociación. En el caso de la quinta adenda con Argentina la negociación da una amplia ventaja a nuestros vecinos del sur¹³

¹³ Los cambios introducidos en esta adenda son analizados en detalla por el especialista Jorge Luis Gumucio Camargo, recomiendo su lectura en: <https://www.paginasiete.bo/opinion/2021/5/15/el-precio-politico-de-la-exportacion-de-gas-argentina-295075.html>

Como hemos visto, la salud financiera y posición de caja de la estatal petrolera no es la misma que se tenía durante la bonanza: los activos que no rinden como ser Bulo Bulo, Gran Chaco, redes de gas etc., son una pesada carga. Asimismo, si sumamos la disminución de los ingresos y los altos costos, se configura un contexto que exige una disciplina financiera asociada a un plan viable que, al menos por ahora, no existe

Debe quedar claro que el sector no se reconstruirá solamente con acciones administrativas o con ajustes burocráticos. Actualmente opera bajo un régimen fijado en 8 leyes específicas aplicables, 29 decretos supremos y 20 resoluciones ministeriales¹⁴. ¿Hará falta más burocracia y restricciones?

No hay balas mágicas, solo soluciones pragmáticas respaldadas por conocimiento y experiencia. El abandono del pensamiento mágico o ideologizado puede ser un importante paso hacia la solución del problema.

¹⁴ Anexo I, II y III de la Agenda Reactivación De Hidrocarburos