

Vaca Muerta: el presente y futuro de Argentina

Desde hace varios años que Vaca Muerta está en boca de todos. Diarios, programas televisivos, analistas financieros, economistas, e incluso directivos ejecutivos discuten periódicamente sobre su potencial. Es que sus cualidades únicas prometían convertir a Argentina en un país productor y exportador de hidrocarburos de primera línea. Esa promesa actualmente es una realidad, pero los niveles de producción actuales representan apenas la punta del iceberg. El potencial es aún mayor, lo que hace a un futuro prometedor. Por ello, en el presente informe nos dedicamos no solo a intentar dimensionar lo que significa Vaca Muerta para el país, sino también a señalar las que nos parecen las mejores alternativas para estar expuestos al desarrollo de lo que es la historia más prometedora del país. Con este propósito, abordaremos los proyectos de mayor relevancia y el impacto concreto que ellos tendrán para las empresas que los llevan adelante, para la matriz energética y para las cuentas nacionales. Además, nos explayaremos detenidamente en cuáles son las compañías que entendemos conforman los principales jugadores y por qué nos parecen atractivas. Evaluaremos el potencial de sus ingresos y como ello se relacionará con sus ratios de valuación. **En concreto, buscamos proporcionar al inversor una mirada comprensiva del *game changer* que constituye la expansión de Vaca Muerta acompañado de vehículos de inversión para capitalizarlo.**

Los temas abordados:

- Entendiendo Vaca Muerta
- Desbloqueando la capacidad de evacuación
- Estructura del sector
- Evolución de la producción
- ¿Qué significa para el desarrollo de Argentina?
- Nuestros Top Picks
 - **Pampa Energía**
 - **Transportadora de Gas del Sur**
 - **Vista Energy**
 - **YPF**

	Capitalización	Precio	Ingresos (LTM)	EBITDA (LTM)	Rdo. Neto (LTM)	EV/EBITDA	fwd EV/EBITDA	P/E	fwd P/E
Pampa Energía	US\$4,6 bn	US\$ 85,0	US\$1,8 bn	US\$0,9 bn	US\$0,4 bn	5,9x	5,2x	12,8x	12,2x
TGS	US\$3,9 bn	US\$ 27,5	US\$0,9 bn	US\$0,5 bn	US\$0,2 bn	9,1x	4,5x	22,5x	11,2x
Vista Energy	US\$5,1 bn	US\$ 53,9	US\$1,5 bn	US\$1,1 bn	US\$0,5 bn	5,3x	3,8x	10,0x	7,1x
YPF	US\$16,2 bn	US\$ 41,4	US\$18,7 bn	US\$5,1 bn	US\$0,8 bn	4,7x	n.a.	19,9x	n.a.

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

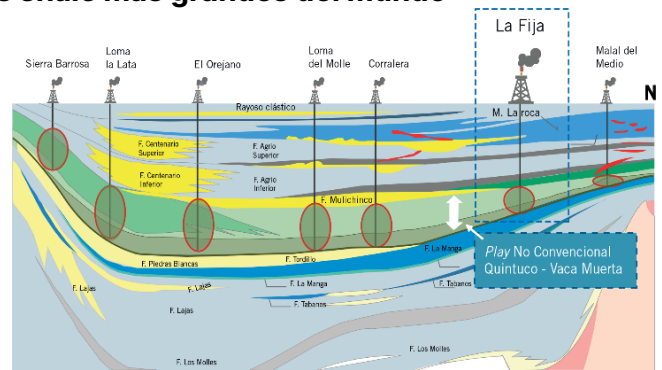
Entendiendo Vaca Muerta

Vaca Muerta es una formación geológica de aproximadamente 36.000 km² situada en la Cuenca Neuquina y recubre prácticamente la totalidad de la provincia de Neuquén y porciones de Mendoza, La Pampa y Río Negro. Más precisamente, se trata de una formación sedimentaria cuyo génesis está vinculado a un mar de edad jurásica. Por aquel entonces, la cordillera de los Andes no existía y el Pacífico avanzaba sobre territorio que hoy es considerado argentino. **Ello permitió que cantidades incalculables de sedimentos minerales y seres vivos se hayan convertido en la materia orgánica que derivó en los vastos depósitos de gas y petróleo que hoy constituyen la segunda reserva de gas no convencional más grande del mundo y la cuarta de petróleo no convencional.** Actualmente, debido a la naturaleza de sus recursos, Vaca Muerta representa una pieza fundamental para el desarrollo energético de Argentina.

Vaca Muerta es una de las reservas *shale* más grandes del mundo



Fuente: Artículo online de PwC



Fuente: Ministerio de Economía

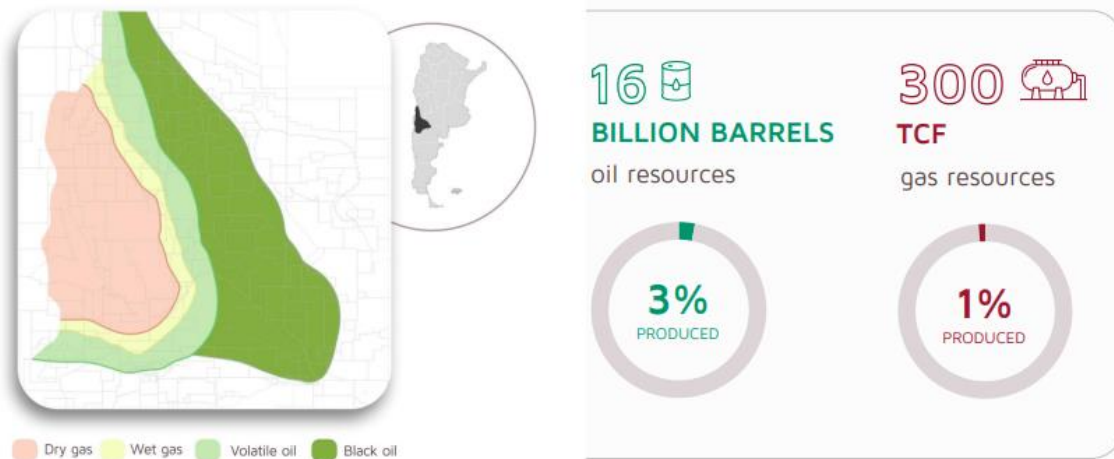
Si bien la formación cobró notoriedad durante los últimos años, en realidad fue bautizada en 1931 por el geólogo estadounidense Charles Edwin Weaver, quien realizaba investigaciones de campo en la sierra de la Vaca Muerta para Standard Oil of California (actualmente Chevron). Sin embargo, en ese entonces no se poseía la tecnología suficiente para poder perforar la roca, que por su formación es poco porosa y casi impermeable. **Transcurrieron cerca de 90 años para que las técnicas de perforación *shale* permitan, en términos de costos, realizar los primeros pozos en Vaca Muerta.** Esto parece anecdótico, pero forma parte del proceso fundacional que nos lleva hasta la prometedora actualidad.

Para dimensionar la importancia de esta formación, no hace falta más que dirigirse a los datos. Según la Secretaría de Energía de la Nación, **durante el mes de octubre la producción de petróleo a nivel nacional superó los 734 mil barriles diarios, su mayor marca en más de 20 años.** Debemos resaltar que, **del total, casi el 70% se explicó por la performance de la Cuenca Neuquina (entre convencional y no convencional).** De esta manera, la producción de petróleo de Vaca Muerta mostró un aumento del 12,7% en comparación con lo registrado en octubre del año pasado. Por otra parte, **la producción nacional de gas también alcanzó su mayor nivel en más de 20 años, con un nivel pico de 153 millones de m³/d en agosto.** De hecho, la producción promedio de los meses de junio, julio, agosto y septiembre de 2024, que por cuestiones de estacionalidad son los más fuertes, aumentó 6,3% en relación con la del mismo período de 2023. Destacamos también que, del total alcanzado en septiembre, el 65% provino precisamente de la producción no convencional, repartiéndose entre *shale gas* y *tight gas*.

Lo mencionado expone lo que representa actualmente la formación geológica. **Vaca Muerta ya no es solo una promesa, sino que refleja una realidad.** No obstante, este es apenas el comienzo y representa una mínima parte del potencial de la cuenca. Se estima que Vaca Muerta podría tener una

capacidad de producción de 16.000 millones de barriles de petróleo y 8,5 billones de metros cúbicos de gas. A día de hoy **se calcula que apenas el 3% del petróleo y el 1% del gas total de Vaca Muerta fueron extraídos.**

Apenas el 3% del petróleo y el 1% del gas total de Vaca Muerta fueron extraídos



Fuente: Presentación del Investor Day de PAM

Desbloqueando la capacidad de evacuación

Más allá de que la tecnología ya permite que los recursos de Vaca Muerta puedan ser aprovechados, hay otras cuestiones que imponen un límite. Por un lado, la capacidad de incrementar la producción significativamente depende de que las compañías que operan en la cuenca posean recursos económicos suficientes. Por otro lado, la capacidad de evacuación pone un tope generalizado, dado que no solo limita a aquellas compañías que sí disponen de recursos económicos para aumentar su producción sino también a las compañías extranjeras que analicen inversiones en nuevos yacimientos, puesto que no podrían evacuar su producción eficientemente. Es claro que **la capacidad de evacuación es el mayor escollo que enfrenta Vaca Muerta en la actualidad.** Por ello, las productoras de hidrocarburos también tienen el foco puesto en ampliar la red de ductos actual. Hoy en día, **existen una serie de grandes proyectos que permitirían incrementar la capacidad de evacuación de la cuenca.**

El primero de los proyectos es Duplicar, a cargo de la empresa Oldelval (Oleoductos del Valle), un conglomerado conformado por los principales *players* de la región (YPF, Pampa Energía, Chevron, Pan American Energy, Pluspetrol y Tecpetrol). Duplicar cuenta con dos etapas. El primer tramo ya se encuentra operativo y permitió ampliar la capacidad de evacuación de 36.000 m³/día hasta 55.000 m³/día. El segundo tramo, cuya finalización está proyectada para mitad de 2025, sumaría aproximadamente 31.000 m³/d. Completados ambos tramos, **la obra abarcaría 525 km conectando la Estación de Bombeo Allen (Río Negro) con Puerto Rosales (sur de la provincia de Buenos Aires) y estima expandir la capacidad hasta los 86.000 m³ por día (equivalente a aproximadamente 540.000 barriles de petróleo diarios).** Acá no podemos dejar de mencionar que para que esta obra tenga sentido, también hubo que **adecuar la capacidad de almacenamiento de la terminal de Puerto Rosales, proyecto que está a cargo de Oiltanking Ebytem. Esta ampliación, que en una primera etapa significaría 250.000 m³ incrementales a través de cinco nuevos tanques, estaría lista antes del cierre de año.** A este proyecto se le suma la construcción de un muelle para poder recibir buques tanque de hasta 160.000 toneladas (equivalente a un millón de barriles de crudo) en la primera etapa, y la construcción de una nueva monoboya y un tanque adicional para incrementar la capacidad de almacenamiento en una segunda etapa.

En adición, **existe el proyecto Vaca Muerta Sur, impulsado por YPF**. Este se divide en dos tramos que se encuentran con diferentes grados de avance. El primer tramo de la obra, que tendrá 128 km extendiéndose desde Loma Campana, en Neuquén, hasta Allen, en Río Negro, ya ha comenzado. El despliegue de los caños ya fue realizado y simboliza un avance decisivo en lo que respecta a la materialización del proyecto. **Se espera que la primera fase, la cual se conectará con Duplicar, el proyecto mencionado de Oldelval, esté finalizada para el primer trimestre de 2025 y genere un incremento en la capacidad de transporte por el equivalente a 350.000 barriles diarios. En cuanto al segundo tramo del proyecto, implicaría un oleoducto adicional de 437 km conectando Allen con un nuevo puerto en Punta Colorada.** Si bien en un principio el punto de conflicto del proyecto parecía estar en la necesidad de crear un consorcio que afronte los US\$3.000 millones de CAPEX que requeriría su desarrollo, este ya no es una preocupación. El 16 de diciembre se ha hecho pública la participación de YPF, Vista Energy, Pampa Energía y Pan American Sur (de PAE) en carácter de accionistas de la sociedad llamada VMOS SA, que llevará a cabo su desarrollo bajo el Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI), y se ha clarificado que Chevron, Pluspetrol y Shell poseerán opciones para comprometer transporte en firme adicional. Cabe señalar que **se espera que el oleoducto tenga una capacidad de transporte inicial de 550.000 barriles diarios** (275.000 barriles diarios se reparten entre los accionistas) **y entre en vigencia durante el segundo semestre de 2027. Además, en una próxima etapa podría ampliarse hasta 700.000 barriles por día de ser necesario.** Su recorrido finalizaría en una terminal de exportación en la ciudad rionegrina, que por sus características naturales la posicionan como un sitio ideal para convertirse en un punto de exportación de clase mundial para el crudo de la Cuenca Neuquina. Ello se debe a que el puerto en Punta Colorada sería apto para buques petroleros de gran tamaño conocidos como VLCC por sus siglas en inglés (*Very Large Crude Carriers*), lo que podría abrir las puertas del mercado asiático. De esta forma, no solo sería un *game changer* para Argentina como exportador de petróleo, sino que además permitiría a estas compañías acelerar su producción sideralmente.

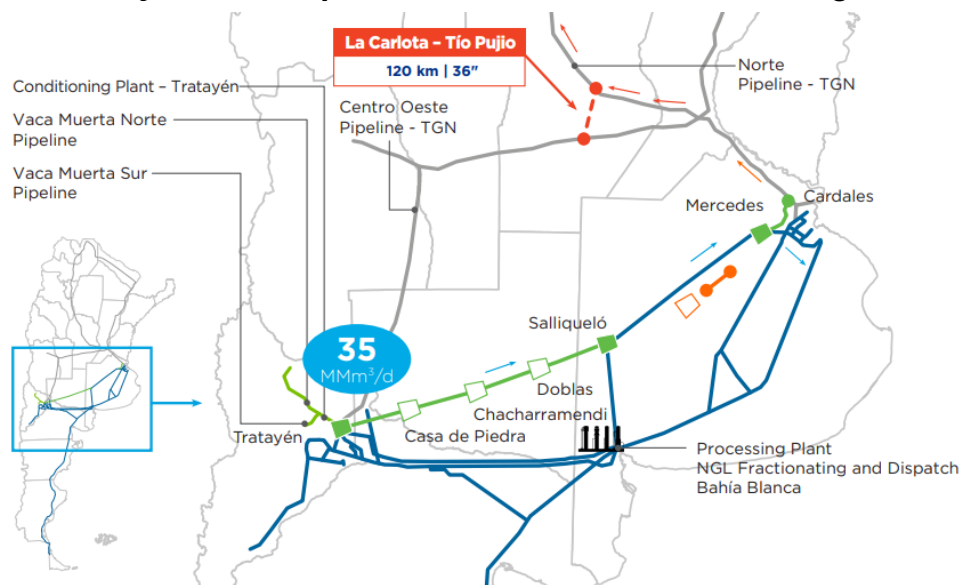


Fuente: Presentación de Resultados de YPF

En otra línea, no podemos dejar de lado los proyectos vigentes vinculados al transporte de gas. En primer lugar, **este año Transportadora de Gas del Sur finalizó las plantas compresoras de Salliqueló y Tratayén, ampliando la capacidad de transporte del Gasoducto Perito Moreno (ex**

Gasoducto Néstor Kirchner) desde 11 millones de m³ por día hasta 21 millones de m³ por día para el invierno 2025. Adicionalmente, la compañía propuso una inversión en obras de infraestructura por aproximadamente US\$700 millones. **El proyecto, que constaría de dos partes independientes, tendría como principal objetivo transportar volúmenes incrementales de gas natural hacia el Litoral y el norte del país.** Esto permitirá abastecer la demanda invernal sustituyendo importaciones, situación que hace que el proyecto no solo sea atractivo para TGS, sino también para **el Gobierno Nacional, que tendría un ahorro fiscal de entre US\$500 millones y US\$600 millones.** En cuanto al proyecto en sí, la primera parte, la cual estaría encuadrada bajo el régimen de iniciativa privada y requeriría inversiones por US\$500 millones, implicaría la instalación de tres nuevas plantas compresoras con un total de 90.000 HP en el tramo Tratayén – Salliqueló para incrementar su capacidad de procesamiento. **La compañía apuntaría a transportar 14 millones de m³ por día adicionales hacia el Litoral, por lo que el Gasoducto Perito Moreno alcanzaría una capacidad total de 35 millones de m³ por día.** Para esta parte, el Gobierno Nacional ya ha declarado de interés público la iniciativa, por lo que ha iniciado el correspondiente proceso licitatorio, asignándole prioridad a TGS por acercar la propuesta. En lo que respecta a **la segunda parte, que costaría alrededor de US\$200 millones, incluiría la instalación de 20 km de loops de cañería y la instalación de 15.000 HP adicionales en el gasoducto que conecta La Carlota y Tío Pujio para aumentar la capacidad de transporte en 12 millones de m³ por día.** Este tramo, que estaría encuadrado bajo los términos de la licencia de transporte actual, está vinculado al proyecto de reversión del Gasoducto Norte, sobre el cual desarrollaremos a continuación.

Proyectos de expansión de la red de evacuación de gas

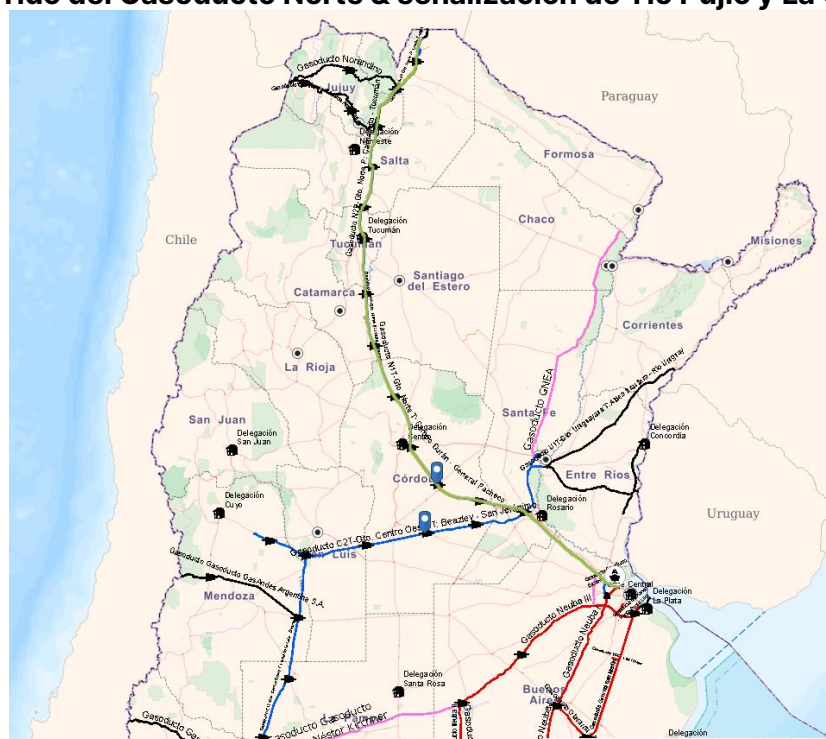


Fuente: Presentación del Investor Day de TGS

En lo que respecta a la reversión del Gasoducto Norte, se trata de un proyecto necesario y eficiente para llevar gas de Vaca Muerta al norte del país. El término “eficiente” surge dado que el gasoducto existe desde fines de los 2000, tiempos en los que fue construido para llevar gas de Bolivia al centro de Argentina, pero considerando que se encontraba mayormente en desuso debido al declino de los pozos de producción de YPF Bolivianos (YPFB), la infraestructura podía ser aprovechada. Así, **la reversión de las plantas de compresoras que lo componen resulta más favorable en términos de costos que construir un gasoducto de cero.** No obstante, **la reversión del Gasoducto Norte tuvo peculiaridades que la retrasaron considerablemente a pesar de haber iniciado el proceso licitatorio en agosto de 2023.** Entre ellas destacó que la licitación fue particionada en renglones, lo que dificultó la adjudicación y concreción. En su afán por resolver la situación rápidamente, el

Gobierno entrante decidió asignar el renglón 2 y 3 a la UTE Techint – Sacde en enero, y parte del renglón 1 (la construcción de 123 km del tramo La Carlota – Tío Pujio, y 62 km correspondientes al *loop* Tío Pujio – Ferreyra) a la firma BTU en abril. Por la otra parte del renglón 1, que comprendía la reversión de las cuatro plantas compresoras que componen al gasoducto (Lumbrera, Lavelle, Dean Funes y Ferreyra), ESUCO fue responsabilizada. En definitiva, **a pesar de los contratiempos, se espera que el proyecto que demandará una inversión total de aproximadamente US\$740 millones permita trasladar aproximadamente 19 millones de m³ por día de gas producido en Neuquén a hogares e industrias de Córdoba, Salta, Jujuy, Santiago del Estero, Catamarca, La Rioja y Tucumán a partir de marzo de 2025.** Como resultado, **el Estado argentino ahorraría en importaciones de gas y combustibles alrededor de US\$1.000 millones anuales.** Más allá de eso, el alcance del proyecto es aún mayor dado que **abriría nuevas oportunidades de exportación para Argentina.** En este sentido, recientemente Luis Caputo firmó un memorando de entendimiento con Alexandre Silveira, ministro de Minas y Energía de Brasil, para que Argentina comience a exportar gas al país vecino. **En teoría, los envíos comenzarán en 2025 con el transporte de 2 millones de m³ por día, pero la idea es alcanzar 30 millones de m³ por día en cinco años.** Estos valores podrían seguir en ascenso si las exportaciones también se extendieran al norte de Chile y otros países vecinos, abriendo paso a que las compañías del sector incrementen su producción. Incluso Bolivia podría convertirse en destino de exportación dado que, según dichos de Álvaro Ríos, ex ministro de Hidrocarburos de Bolivia, el declive de su producción parece más acelerado de lo inicialmente estipulado y podría perder su autoabastecimiento para 2028.

Recorrido del Gasoducto Norte & señalización de Tío Pujio y La Carlota



Fuente: Mapa Interactivo de ENARGAS

Estructura del Sector

La industria Oil & Gas se organiza en cuatro etapas clave que abarcan desde la exploración de áreas con potencial de producción hasta la entrega de productos finales, que pueden ir desde naftas hasta productos químicos derivados de hidrocarburos. **El punto de partida de la industria es conocido como el segmento *upstream*.** Este inicia con la fase de exploración, en la que se identifica y evalúa

el potencial de los yacimientos disponibles. Posteriormente, se lleva a cabo la perforación, que culmina con la extracción efectiva del petróleo y el gas. **Esta etapa se vuelve crucial, dado que cometer un error en la selección de áreas con potencial puede ser muy costoso.** Al finalizar con el proceso de extracción, el producto puede comercializarse en estado crudo o destinarse para su refinación y posterior venta. Cabe aclarar que, en varios casos, las mismas compañías que extraen hidrocarburos, se dedican a su refinamiento, es decir que están verticalmente integradas, por lo que la comercialización en muchos casos es interna. En el proceso de extracción destacan empresas como **YPF, Vista Energy, Shell, Pan American Energy, Total Energies, Tecpetrol, Pluspetrol y Pampa Energía**, entre otras. Lógicamente, cada una se encuentra más inclinada hacia la producción de petróleo o gas, lo cual también depende de los yacimientos en los que opera.

El segundo segmento es conocido como *midstream* y hace referencia al transporte de hidrocarburos. En esta fase el *output* es trasladado desde los puntos de extracción hasta las plantas de procesamiento, y marca la separación de los procesos del gas y el petróleo. Por un lado, **el crudo se transporta a través de oleoductos, camiones o barcos hacia las refinerías.** En este rubro, **Oleoductos del Valle (Oldelval)**, se ha transformado en una de las compañías de mayor relevancia dados sus recientes proyectos de ampliación de la red de ductos argentina. Por otro lado, **el gas se envía por gasoductos a sus diversos destinos.** Acá, los gasoductos troncales del país son operados por **Transportadora de Gas del Sur (TGS)** y **Transportadora de Gas del Norte (TGN)**, que son herederas de las redes que originalmente pertenecían a Gas del Estado SA previo a su privatización en 1992. Aun así, en el proceso del gas hay un paso intermedio previo a ingresar a estas redes. En este sentido, **existen tanto plantas de procesamiento como de extracción. Las primeras se encargan de purificar el gas**, removiendo partículas de agua, gases no deseados, azufre y otros componentes, para luego transportar gas natural purificado y acondicionado a través de los ductos principales. **Las segundas, además de separar los componentes pesados o líquidos de los livianos, se encargan de procesarlos para producir propano, butano, etano, gasolina y gas licuado de petróleo (GLP) para su posterior comercialización.** Si bien son varias las compañías que poseen plantas de procesamiento, no muchas tienen plantas de extracción. **TGS**, que ha sabido aprovechar el flujo de su red de gasoductos a través de su Complejo General Cerri en Bahía Blanca, **y Compañía Mega**, que es el principal exportador de GLP del país, son las que destacan.

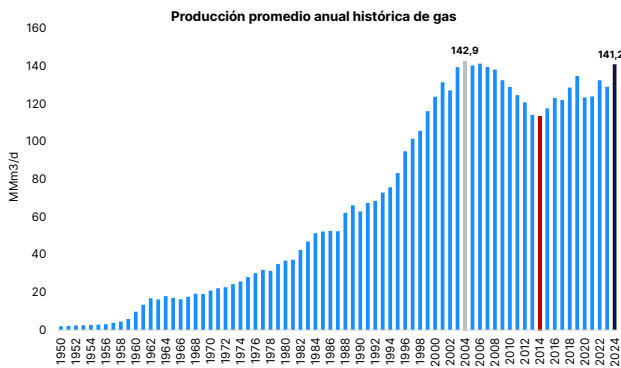
La tercera etapa del proceso productivo se refiere al procesamiento y acondicionamiento de los hidrocarburos, lo que se conoce como *downstream*. En el caso del petróleo, las refinerías transforman el crudo en diversos subproductos, tales como naftas, gasoil, diésel y fuel oil, entre otros. Las empresas más relevantes de esta etapa son **YPF, Raizen, Pan American Energy y Refinor.** **En el caso del gas, las actividades *downstream* suelen estar vinculadas a la regasificación del GNL**, para transformarlo nuevamente en gas y que pueda ser distribuido al usuario final. Las protagonistas de este proceso son las mismas que poseen las plantas extractoras.

Por último, **la etapa final del proceso es la comercialización**, que muchas veces está integrada con el *downstream*, pero **se centra en la distribución y venta de los diferentes derivados generados.** **Para el gas natural, el destino final son las distribuidoras**, cuya función es acercarle el recurso a clientes residenciales, comerciales o industriales para su utilización como fuente de energía, ya sea directamente o a través de la generación de energía eléctrica. Entre ellas se encuentran **Metrogas, Camuzzi, Ecogas y Naturgy** (las herederas de las redes de distribución de Gas del Estado fueron ocho en total). **En lo que respecta al petróleo, los subproductos abastecen a diversas industrias**, incluyendo la petroquímica, plantas de lubricantes, operadores de residuos, centrales térmicas, estaciones de servicio y centros logísticos como puertos y aeropuertos. Los principales comercializadores en este ámbito, y con los que usualmente el usuario está más familiarizado, son **YPF, Shell** (perteneciente a Raizen), **Axion Energy** (de PAE), **Puma** (de Trafigura) **y Refinor.**

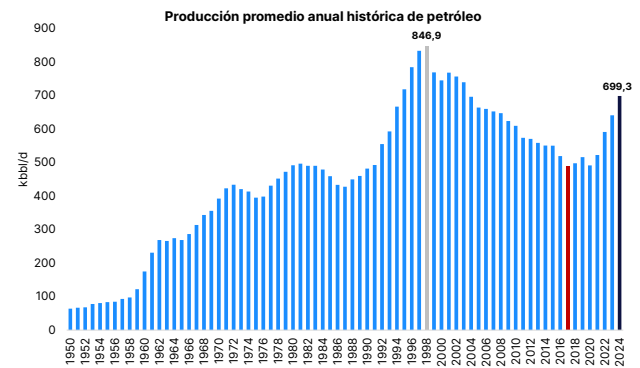
Evolución de la producción

Luego de que la producción alcanzara sus mínimos del milenio en el año 2014 para el gas y 2017 para el petróleo, la actividad comenzó a mostrar un marcado sendero alcista. **Por el lado del primero, en los últimos diez años la producción promedio anual creció más de 24% y se situó muy cerca de sus máximos de 2004.** De hecho, con lo desarrollos para incrementar la capacidad de transporte del gas natural, **parece inevitable que Argentina rompa su récord en 2025.** Por el lado del petróleo, la recuperación ha sido todavía más vertiginosa. En apenas siete años, **la producción promedio anual ha crecido más de 40% prácticamente situándose en 700 mil barriles diarios.** En este caso, se requerirá más tiempo para romper con el máximo histórico del año '98, pero no hace falta aclarar que los esfuerzos están alineados para lograrlo.

Producción histórica de gas



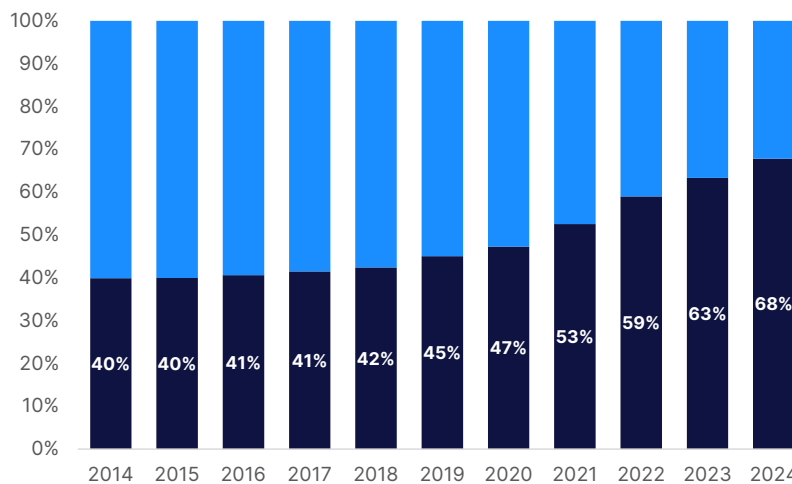
Producción histórica de petróleo



Fuente: **Portfoli Personal Inversiones (PPI)**

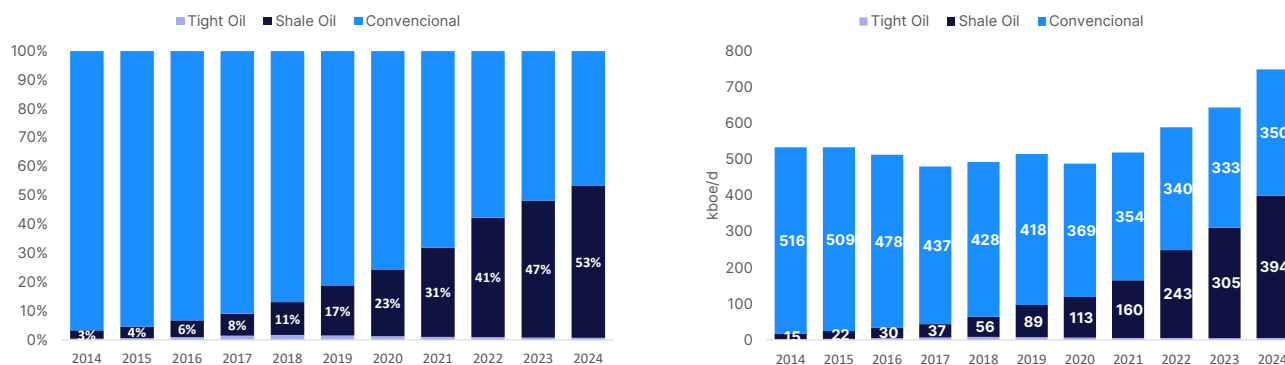
Para entender cómo Argentina pasó de un escenario al otro, es necesario desmenuzar la evolución de la producción de hidrocarburos para comprender sus *drivers*. Al hacerlo, se vuelve evidente la divergencia entre la producción convencional y no convencional. **El shale oil pasó de representar el 3% de la producción total en 2014 al 53% en octubre de este año.** Esto se debe a que **la producción no convencional promedió un crecimiento de 41% anual a lo largo de los últimos cinco años,** mientras que la producción convencional apenas ascendió 5,7% en promedio. Precisamente es en este punto donde observamos el rol clave que tuvo el desarrollo de Vaca Muerta, que empujó a la participación de la Cuenca Neuquina al 68% del petróleo que se produce a nivel nacional. No hay duda de que Vaca Muerta explica la expansión que registró la producción petrolera en el país.

Producción de petróleo en Cuenca Neuquina sobre producción nacional



Fuente: **Portfoli Personal Inversiones (PPI)**

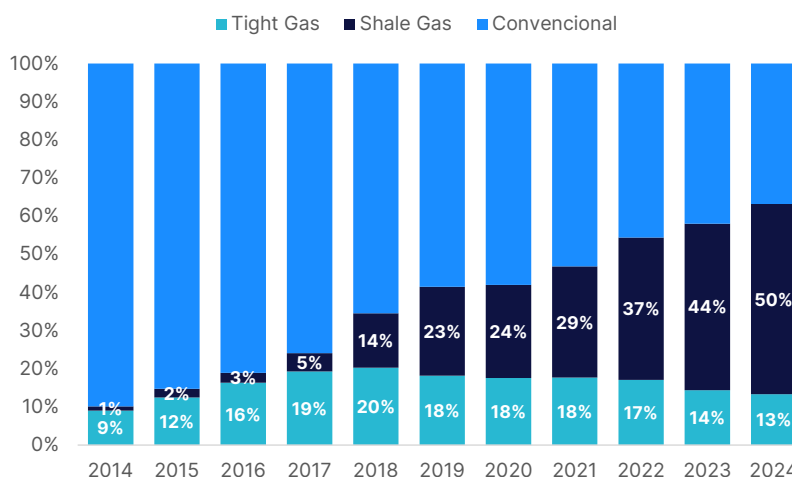
Evolución de la producción de petróleo por tipo



Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Esta misma dinámica también se repite en la producción de gas, para el cual la producción total tuvo un movimiento ascendente los últimos 10 años especialmente gracias al impulso shale, cuya participación sobre el total ascendió significativamente. A modo de referencia, **en 2014 la producción de shale gas representaba el 1% del total, mientras que esta participación ascendió hasta casi la mitad de la producción total en 2024 (49,9% para ser exactos).**

Porcentaje de producción de gas por tipo



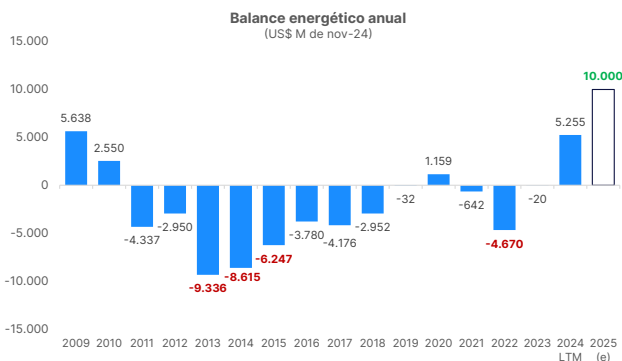
Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

¿Qué significa para el desarrollo de Argentina?

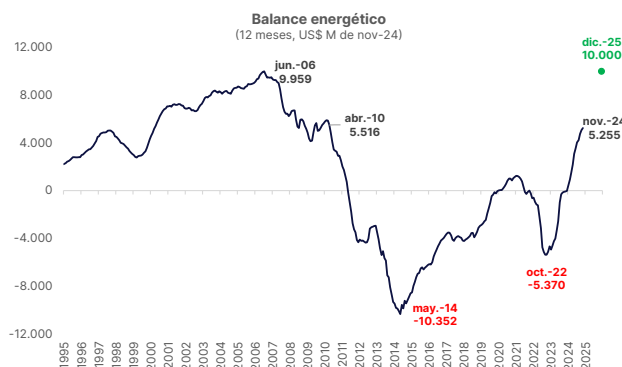
A esta altura ya debería ser claro que la explotación de Vaca Muerta será fundamental para el crecimiento del país, pero aún hay puntos que han quedado sin abordar. En este orden de ideas, hemos mencionado brevemente el ahorro fiscal que podría significar para Argentina no tener que importar gas de Bolivia ni GNL ni combustibles una vez que los proyectos de transporte hayan sido finalizados. Sin embargo, esto queda todavía más claro al observar la balanza energética de los últimos años. Particularmente, **resulta clave puntualizar la experiencia reciente del 2022, cuando los precios del gas y el petróleo se dispararon, significando un gasto de US\$4.670 mil millones para el país, con su contracara en reservas.** Es evidente que, para una economía frágil como la argentina, tener la posibilidad de **ser autosuficientes en términos energéticos se convierte en una ventaja abismal y evita que shocks externos**, como lo fue la guerra entre Rusia y Ucrania, **deriven en una crisis** como la sufrida en el año mencionado. Quizás, la pobre cosecha del 2023 no hubiera afectado tan agresivamente la macroeconomía local sin un print tan agresivo en su balanza

energética el año anterior. En otras palabras, alcanzar el autoabastecimiento energético a través del fomento de exportaciones en lugar de forzar un direccionamiento absoluto de la producción hacia el mercado interno, derivará en que no solo no se realicen gastos importantes en importaciones de energía, sino que, al contrario, se engrosen los flujos entrantes por exportaciones. Por otro lado, **que Argentina desarrolle un nuevo flujo de ingreso por fuera del agro, agrega estabilidad a la cuestión cambiaria**. Un mal año para el campo no necesariamente desencadenará una crisis cambiaria si las exportaciones de crudo y gas logran compensar la situación.

Balanza energética por año



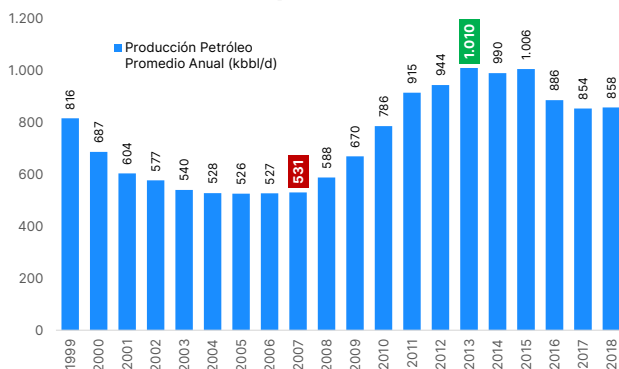
Evolución de la balanza energética



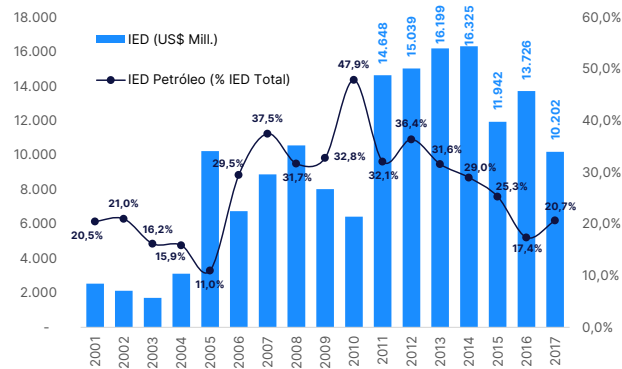
Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Por último, **también hay que tener en cuenta que el desarrollo de Vaca Muerta puede derivar en fuertes inversiones del exterior**. Esto se ha visto en Colombia a partir del 2005, pero especialmente entre los años 2011 y 2014, cuando las inversiones extranjeras directas oscilaron entre US\$14,6 mil millones y US\$16,3 mil millones. De 2007 en adelante, la producción de petróleo de Colombia creció velozmente, posándose cerca del millón de barriles por día en 2013, 2014 y 2015. Ello derivó en que las exportaciones de petróleo del país superen los 700 mil barriles por día para 2015, cuando en 2008 apenas no alcanzaban los 270 mil barriles diarios. Esto ayudó a que las capacidades exportables del país se revolucionen, pasando de US\$19,6 mil millones en 2004 a US\$69,7 mil millones en 2012. Ya para 2017, las exportaciones de petróleo y gas y de productos refinados alcanzaron un saldo combinado de US\$13 mil millones anuales, representando el 34% de las exportaciones totales. Incluso en años donde el petróleo tuvo precios elevados, esta representatividad llegó a posarse en 55%. Como contracara, **el PBI de Colombia creció al 4% en 2010, 6,6% en 2011, 4% en 2012 y 4,3% en 2013, y el PBI per cápita pasó de US\$4.636 millones a fines de 2007 a US\$8.066 para fines de 2013**. En resumidas cuentas, Vaca Muerta podría ser la puerta de entrada para que los capitales extranjeros cambien materialmente las cuentas nacionales e individuales de los argentinos.

Producción de petróleo de Colombia



Evolución de las IED en Colombia



Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

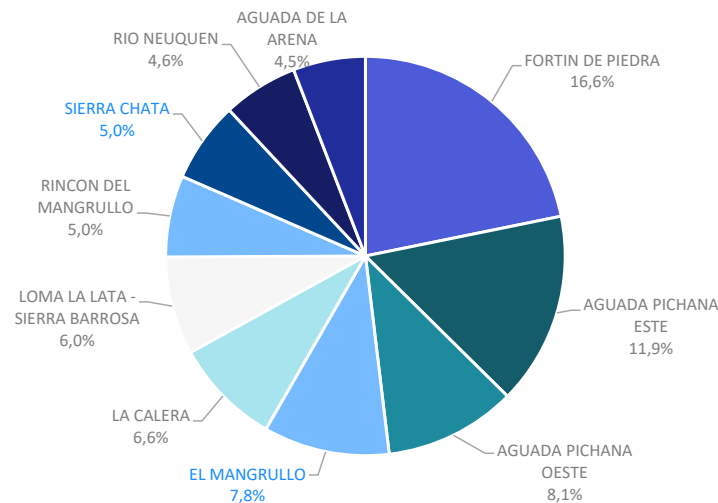
Nuestros Top Picks

Pampa Energía (NYSE: PAM; BYMA: PAMP)

Es uno de los holdings de energía más importantes del país. Produce energía eléctrica a través de centrales térmicas, hidroeléctricas y parques eólicos. **En total opera una capacidad instalada de 5.395 MW, lo que equivale al 12% de la capacidad instalada de Argentina.** Si consideramos los proyectos en construcción, la capacidad instalada total sumaría 77 MW y ascendería a 5.472 MW. Adicionalmente, co-controla Transener y Transportadora de Gas del Sur (TGS) con participaciones del 26,3% y 25,9% respectivamente. Cabe recordar que Transener es la compañía que tiene a cargo la red troncal de transporte de energía de alta tensión más grande de nuestro país con un *market share* que asciende al 86%, mientras que TGS es la mayor transportista de gas natural de América Latina y la encargada de transportar aproximadamente el 60% del gas consumido en el país. Complementariamente, **Pampa Energía también participa en el segmento de gas y petróleo, enfocada principalmente en la extracción del primero.** Durante el segundo trimestre de este año alcanzó su mayor nivel de producción histórica, promediando 90,8 kboe/d a través de la operación de 12 bloques y 814 pozos (94% de la producción corresponde a gas). Luego, durante el tercer trimestre la producción total descendió marginalmente a 87,5 kboe/d por cuestiones climáticas y falta de disponibilidad de evacuación, pero aun así se mantuvo en niveles récord. Por último, **la compañía también posee dos plantas petroquímicas de alta complejidad** que producen estireno, caucho sintético y poliestireno, con una participación de mercado local entre 94% y 100%. Este negocio, el cual es una herencia de la adquisición de la participación de Petrobras en el año 2016, no solamente abastece el mercado interno, sino que además exporta aproximadamente un tercio de la producción.

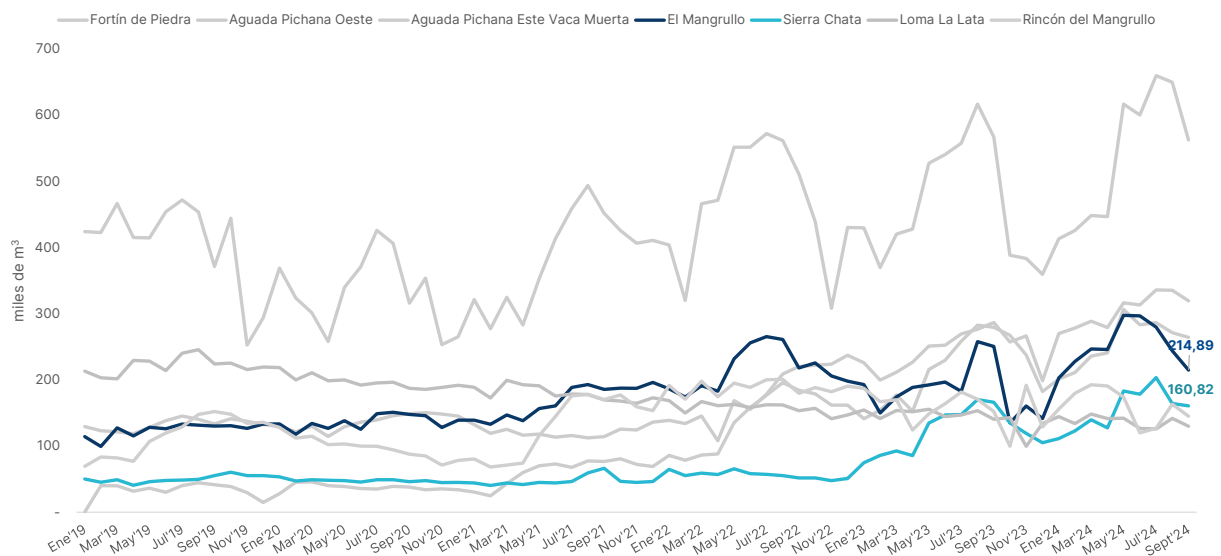
Actualmente **PAM es uno de nuestros papeles favoritos por la potencialidad que ofrece su presencia en la Cuenca Neuquina**, un punto que también fue destacado en su reciente *Investor Day* realizado en la ciudad de Nueva York. La compañía se ha convertido en uno de los principales jugadores de Vaca Muerta, posicionándose como el tercer productor de gas no convencional (*shale gas*) gracias a la explotación de sus yacimientos El Mangrullo y Sierra Chata. De hecho, en los últimos tres años, Pampa logró más que duplicar su producción de gas natural, llevando a sus principales bloques a figurar entre los diez yacimientos más productivos de la región con un *share* conjunto cercano al 13% sobre el total de la cuenca.

Share de producción por yacimientos en Cuenca Neuquina



Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Producción mensual en principales yacimientos de gas de la Cuenca Neuquina

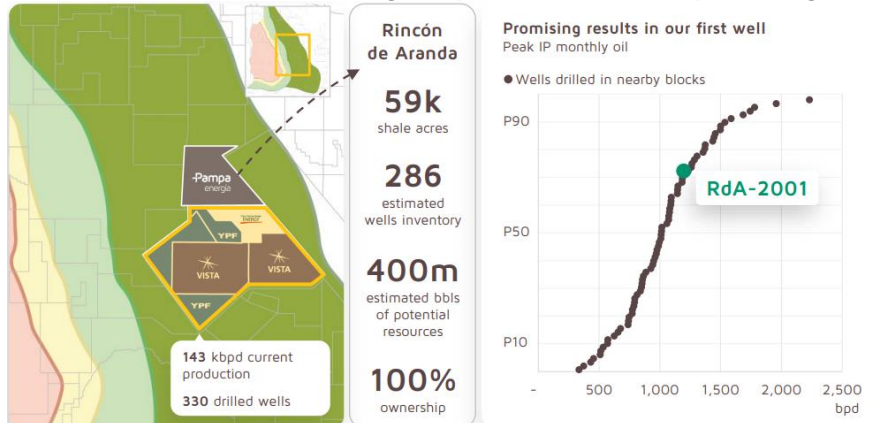


Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

En suma, el último día hábil de noviembre **PAM anunció que participará en el Proyecto FLNG para la licuefacción y exportación de gas natural licuado (GNL), liderado por Pan American Energy**. El proyecto consiste en la instalación del buque "Hilli Episeyo", de la compañía Golar, en el Golfo de San Matías (provincia de Río Negro), y la construcción de infraestructura complementaria, para producir GNL. **El buque tendrá capacidad para producir 2,45 millones de toneladas anuales de GNL** (equivalente a 11,5 millones de m³ por día de gas natural), **y se espera que las operaciones comiencen en el segundo semestre de 2027**. Pampa tendrá una participación accionaria inicial del 20% en Southern Energy S.A. (SESA), compañía creada por PAE y Golar para gestionar el proyecto, por lo que será el segundo mayor accionista. Durante la primera instancia del Proyecto FLNG, **Pampa se compromete a suministrar hasta 3 millones de m³ por día de gas natural**, lo cual es significativo considerando que actualmente produce un promedio anual de 13 millones de m³ por día. El proyecto en cuestión requerirá una inversión estimada de US\$2.900 millones a lo largo de diez años y se espera que se enmarque en el Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones. Vale la pena destacar que esto **representa un paso estratégico para monetizar las reservas de gas de la compañía en Vaca Muerta y posicionar a Argentina en el mercado global de GNL**.

De todos modos, más allá de la escalabilidad que el negocio gasífero de Pampa Energía posee, **el mayor atractivo de la compañía está vinculado a Rincón de Aranda, su nuevo activo estrella**. Se espera que este bloque, que abarca 59.000 acres con un potencial de producción de 400 millones de barriles en una zona especialmente prolífica de Vaca Muerta, sea un verdadero *game changer* para la compañía. En efecto, los resultados de su primer pozo ya la ubican bastante por encima de la media de la zona en términos de productividad, algo esperable dado que se encuentra adyacente a otros yacimientos de probada performance. Allí, **Pampa Energía proyecta alcanzar una producción de 45.000 barriles diarios de petróleo para 2027**, lo que se traduciría, según estimaciones de la compañía, en un **EBITDA anual adicional de US\$700 millones** una vez que se encuentre completamente operativo en 2027. Esto sería en parte consecuencia de las características propias de la producción no convencional, que llevarían a una reducción significativa en el *lifting cost* petrolero, el cual pasaría de US\$22 por barril a aproximadamente US\$5 en los próximos tres años. En definitiva, el holding energético proyecta aumentar su producción de 82 kboe/d al cierre de 2024 a 122 kboe/d para 2027, **pasando de US\$785 millones en ingresos a US\$1.720 millones** (asumiendo un precio de 60 US\$/bbl, un supuesto moderado).

Rincón de Aranda es la gran promesa de Pampa Energía



Fuente: Presentación del Investor Day de PAM

Por otro lado, **hay un driver adicional que apoya la selección de Pampa Energía como uno de nuestros top picks**, que por cuestiones de falta de claridad en su probabilidad de ocurrencia creemos que el mercado, acertadamente por ahora dada la discrecionalidad del asunto, no pone en precios. Nos referimos a una eventual **desregulación del mercado energético**, algo que en palabras del presidente argentino y allegados de la Secretaría de Energía pareciera estar en el plan, pero de lo que todavía no hay definiciones. Desde la compañía señalaron que **mientras sus contratos bajo Energía Base abarcan cerca del 68% de su capacidad instalada, apenas representan el 26% del EBITDA del segmento, lo que habla de los bajos márgenes a los que están sujetos estos activos**. Esperarían que esa situación mejore en un contexto donde la compañía deje de tener que operar a través de CAMMESA y pueda firmar contratos privados, en lo que sería un esquema más parecido a lo que sucede en Energías Renovables. En esta línea, también es clave destacar que, **al tratarse de una compañía verticalmente integrada, Pampa Energía podría maximizar sus márgenes utilizando el gas que produzca en Vaca Muerta para alimentar sus Centrales Térmicas**, especialmente aquellas ubicadas en la zona media de Argentina. Ello podría incluir también a sus centrales del norte del país tras la eventual reversión del Gasoducto Norte. Dicho de otra manera, **el potencial es interesante**.

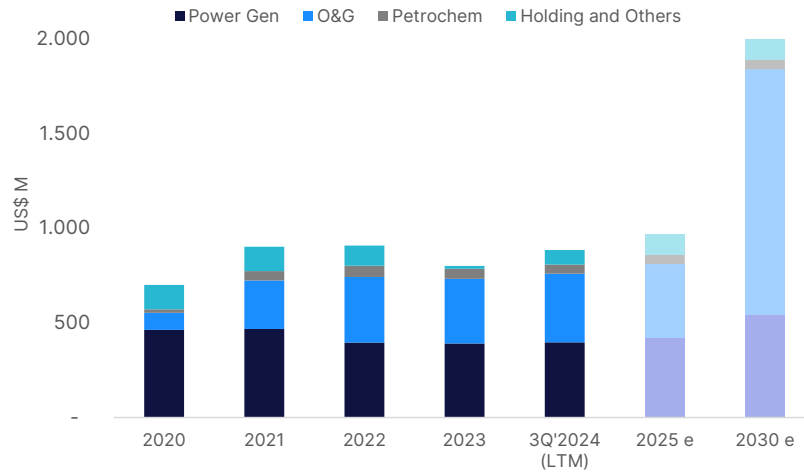
Activos de Pampa Energía



Fuente: Presentación del Investor Day de PAM

Con estos drivers en mente, **las proyecciones de EBITDA de la compañía resultan ambiciosas, pero factibles**. Como detallamos, **el crecimiento está principalmente apalancado en el desarrollo de Rincón de Aranda**, cuya producción incremental será destinada a exportaciones, mientras que el adicional por generación, si bien es importante, es comparativamente marginal. Complementariamente, destacamos que la compañía cuenta con un bajo nivel de apalancamiento y una sólida posición de caja, por lo que no habría inconvenientes en cuanto al financiamiento del proyecto. En este sentido, desde la compañía resaltaron que no tienen planeado acceder al mercado internacional para endeudarse, sino que solamente lo harían para extender *duration* y mejorar su perfil de deuda. Ello fue posteriormente evidenciado por la emisión de su ON con vencimiento en 2035 con el objetivo de rescatar su ON con vencimiento en 2027.

EBITDA por segmento



Métricas Financieras y Operativas de Pampa Energía

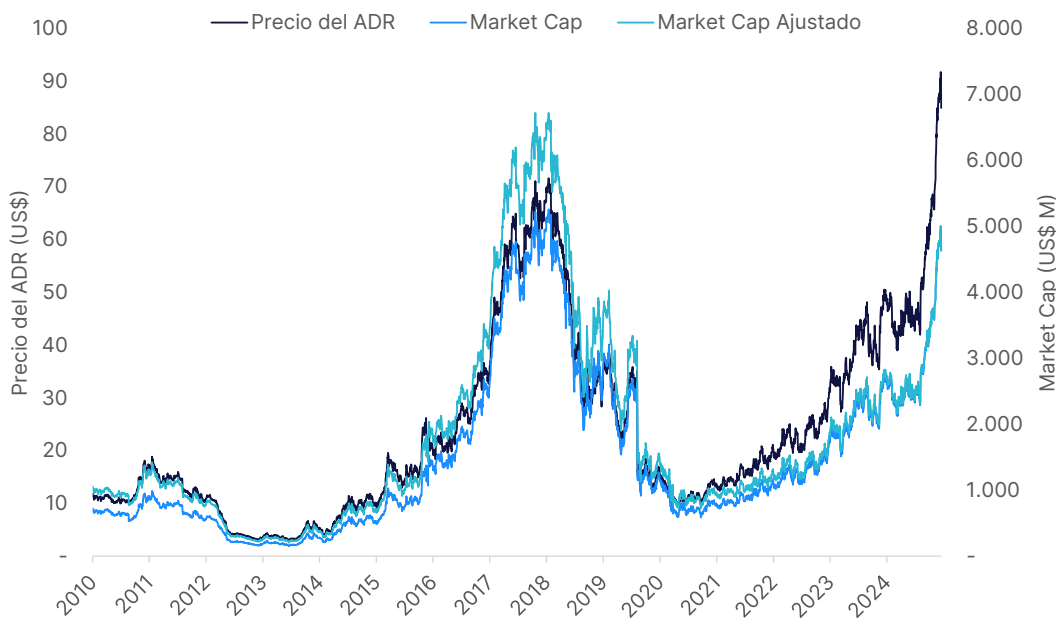
Resumen	Unidades	Histórico - Anual						Histórico - Trimestral					
		FY20	FY21	FY22	FY23	LTM	QoQ	YoY	3Q23	2Q24	3Q24	QoQ	YoY
Generación Eléctrica	US\$ M	559	656	663	648	646	3,2%	-3,6%	163	168	183	8,9%	12,3%
Petróleo y Gas	US\$ M	294	453	646	666	714	3,0%	1,6%	207	218	228	4,6%	10,1%
Petroquímica	US\$ M	266	490	617	507	512	1,6%	-5,7%	132	134	140	4,5%	6,1%
Holding y Otros	US\$ M	20	22	20	14	32	100,0%	113,3%	3	7	19	171,4%	533,3%
Ingresos Totales	US\$ M	1.072	1.508	1.829	1.731	1.803	3,8%	-0,8%	474	500	540	8,0%	13,9%
EBITDAX	US\$ M	514	672	784	749	869	4,1%	1,5%	244	220	278	26,4%	13,9%
Ingreso Operativo	US\$ M	243	579	631	443	402	-3,1%	-31,0%	167	119	154	29,4%	-7,8%
Resultado Neto	US\$ M	132	311	456	304	360	-1,6%	-36,8%	152	100	146	46,0%	-3,9%
GPA (ADR)	US\$ M	2,3	5,6	8,3	5,6	6,6	-1,6%	-36,4%	2,8	1,8	2,7	46,0%	-3,9%
Margen EBITDAX	%	47,9%	44,6%	42,9%	43,3%	48,2%	13 bps	109 bps	51,5%	44,0%	51,5%	748 bps	0 bps
Margen EBIT	%	22,7%	38,4%	34,5%	25,6%	22,3%	-160 bps	-979 bps	35,2%	23,8%	28,5%	472 bps	-671 bps
Margen Neto	%	12,3%	20,6%	24,9%	17,6%	20,0%	-110 bps	-1.140 bps	32,1%	20,0%	27,0%	704 bps	-503 bps
Generación - Operativo													
Térmica	MW	3.811	3.826	3.826	4.107	4.107	0,0%	0,0%	4.107	4.107	4.107	0,0%	0,0%
Hidro	MW	938	938	938	938	938	0,0%	0,0%	938	938	938	0,0%	0,0%
Eólica	MW	206	206	324	287	382	14,9%	32,9%	287	332	382	14,9%	32,9%
Capacidad Instalada	MW	4.955	4.970	5.088	5.332	5.426	0,9%	1,8%	5.332	5.377	5.426	0,9%	1,8%
Térmica	GWh	14.159	16.246	17.133	18.842	19.241	5,1%	-0,6%	4.340	4.559	5.280	15,8%	21,7%
Hidro	GWh	1.542	1.342	1.438	1.965	2.356	-2,3%	30,9%	596	418	540	29,4%	-9,4%
Eólica	GWh	862	870	896	1.223	1.153	2,1%	1,5%	316	258	340	31,7%	7,6%
Energía Vendida	GWh	16.563	18.458	19.468	22.029	22.750	4,2%	2,1%	5.252	5.234	6.161	17,7%	17,3%
Precios de Realización													
Térmica	US\$/MWh	47,4	46,9	39,0	34,8	34,8	-2,3%	2,7%	38,7	37,6	35,4	-5,8%	-8,5%
Hidro	US\$/MWh	21,9	21,8	24,5	19,6	14,8	6,2%	-27,9%	13,7	19,2	17,1	-10,9%	25,4%
Eólica	US\$/MWh	70,8	70,5	69,8	71,5	71,0	-0,1%	-0,8%	71,9	72,3	71,5	-1,0%	-0,5%
Hidrocarburos - Operativo													
Petróleo	kbbl/d	4,4	4,7	5,3	4,8	4,3	-2,9%	-16,6%	4,7	5,4	5,4	-0,3%	15,4%
Gas	Mmm3/d	6,9	8,0	9,8	10,3	12,2	2,3%	16,9%	12,9	14,5	13,9	-3,9%	8,4%
Total	kboed	45,1	51,8	63,0	65,4	76,3	2,0%	14,3%	80,4	90,8	87,5	-3,7%	8,8%
Precios de Realización													
Petróleo	US\$/bbl	39,0	58,8	69,6	66,2	70,3	3,2%	7,1%	63,1	71,8	71,9	0,1%	14,0%
Gas	US\$/MMBTU	2,2	3,6	4,2	4,2	3,7	-1,9%	-13,9%	4,7	4,0	4,4	9,6%	-6,1%
Petroquímica - Operativo													
Estireno y Poliestireno	kton	94,4	114,5	113,5	111,7	91,3	-8,2%	-19,7%	30,5	18,7	22,3	19,4%	-26,8%
SBR	kton	37,3	49,3	45,8	43,2	44,4	-3,0%	6,6%	12,4	12,1	11,1	-8,3%	-11,2%
Reforma y otros	kton	205,0	253,5	262,1	250,2	306,3	12,9%	11,0%	59,6	80,2	94,5	17,8%	58,6%
Total	kton	337	417	421	405	442	6,1%	2,5%	102	111	128	15,3%	24,7%
Precios de Realización													
Estireno y Poliestireno	US\$/ton	1.195,0	1.778,4	2.093,1	1.886,4	1.860,7	0,2%	-1,2%	1.809,4	1.941,2	1.824,7	-6,0%	0,8%
SBR	US\$/ton	1.302,1	2.003,4	2.309,6	1.795,7	1.810,6	4,1%	-6,8%	1.638,5	1.933,4	1.926,0	-0,4%	17,5%
Reforma y otros	US\$/ton	503,0	740,8	1.043,6	874,0	850,6	-3,3%	-5,5%	938,6	923,8	821,5	-11,1%	-12,5%
Caja y Equivalentes	US\$ M	466	573	700	834	1.186	29,7%	23,0%	964	914	1.186	29,7%	23,0%
Propiedad, Planta y Equipo	US\$ M	1.610	1.659	2.165	2.544	2.575	-1,9%	6,5%	2.418	2.627	2.575	-1,9%	6,5%
Total Activo	US\$ M	4.890	3.861	4.741	4.722	5.865	7,6%	13,2%	5.181	5.449	5.865	7,6%	13,2%
Total Deuda	US\$ M	1.614	1.439	1.613	1.448	1.725	7,5%	5,1%	1.641	1.605	1.725	7,5%	5,1%
Patrimonio Neto	US\$ M	1.428	1.786	2.277	2.404	3.187	6,0%	15,7%	2.754	3.007	3.187	6,0%	15,7%
Capital	US\$ M	3.042	3.225	3.890	3.852	4.912	6,5%	11,8%	4.395	4.612	4.912	6,5%	11,8%
Deuda Neta	US\$ M	1.148	866	913	613	539	-21,9%	-20,3%	677	691	539	-21,9%	-20,3%
Flujo Generado por Operaciones	US\$ M	312	440	639	540	603	2,1%	4,7%	190	171	202	18,5%	6,6%
Capital de Trabajo	US\$ M	(17)	(37)	(187)	(196)	(458)	-6,6%	234,7%	(97)	(148)	(65)	-56,2%	-33,1%
CAPEX	US\$ M	(126)	(205)	(428)	(674)	(490)	-14,5%	-20,1%	(172)	(129)	(102)	-21,4%	-41,0%
Flujo de Caja Libre	US\$ M	169	197	24	(330)	(346)	n.m.	n.m.	(80)	(107)	36	n.m.	n.m.

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

¿Es atractiva a estos precios?

En los últimos meses, **un tema que ha surgido es la comparación de los precios actuales de los ADRs con los alcanzados entre 2017 y 2018, tiempos en los que consiguieron sus máximos históricos.** Por más que este análisis provea un punto de referencia, carece de la profundidad necesaria para determinar si un papel está razonablemente en precio o no. Esto se debe a que, más allá de la evolución que puede haber tenido el negocio para justificar su valuación, la cantidad de acciones o ADRs que una compañía posee no son fijas, por lo que las variaciones de precios también pueden responder a movimientos en las cantidades. En parte, este es el caso de Pampa Energía, para la que no solo el negocio ha cambiado significativamente, sino que también la cantidad de ADRs en circulación ha disminuido sustancialmente. Para tener de referencia, la compañía actualmente tiene cerca de dos tercios de la cantidad de PAM que había durante el 1Q18. Esto significa que para que el valor del ADR sea comparable en términos corrientes al de aquel entonces, habría que sumarle cerca de un tercio de su valor de dicho período. En resumen, en el afán de llevar a cabo esta comparativa, lo correcto sería observar la evolución de la capitalización bursátil, que surge de multiplicar el precio del ADR por la cantidad de los mismos. Al realizar este ejercicio, **queda en evidencia que la valuación actual de la compañía todavía no ha alcanzado su máximo histórico en términos corrientes, y mucho menos en términos constantes, incluso cuando su capacidad instalada y sus niveles de extracción de gas son los mayores de su historia, y tenga entre manos un proyecto que podría más que duplicar su EBITDA.**

El Market Cap de Pampa Energía sigue por debajo de su máximo histórico



Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Por fuera de este análisis, actualmente **Pampa Energía cotiza a un P/E de 12,8x, P/S de 2,6x, P/BV de 1,5x y EV/EBITDA de 5,9x.** Cuando miramos los últimos cuatro años, estos ratios parecen claramente elevados, pero esto tiene que ver con dos razones fundamentales. La primera está vinculada al cambio de paradigma en términos macroeconómicos en los que opera la compañía. **Un marco regulatorio más estable y previsible amerita por sí mismo múltiplos más holgados.** La segunda está directamente vinculada a los planes de expansión de la compañía. Como detallamos anteriormente, **Pampa Energía tiene un plan de crecimiento que implicaría una mejora sustancial en sus ingresos y resultados.** Lógicamente, el mercado, que sabe de la factibilidad del plan esbozado, se anticipa a ello, y comienza a *pricear* parcialmente dicha expansión. Por esta razón, **si tomamos el *guidance* provisto por la compañía para el EBITDA de 2025 y 2030, vemos que el**

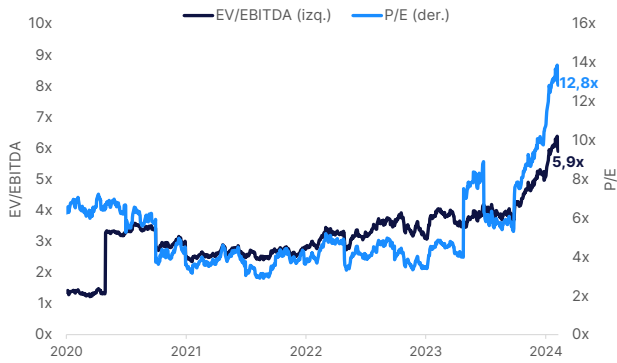
forward EV/EBITDA devuelve valuaciones más conservadoras y con potencial del crecimiento. El primero se posa en 5,2x, mientras que el segundo en 2,6x. De la misma manera, asumiendo que la relación de este año entre el EBITDA y el resultado neto se sostiene, alcanzamos un forward P/E de 12,2x para 2025 y de 6,1x para 2030, ambos considerablemente más atractivos que los niveles actuales. Más allá de eso, es fundamental seguir de cerca los desarrollos vinculados a las oportunidades de crecimiento de la compañía, puesto que, de no materializarse, podrían derivar en una baja del precio del papel. Lógicamente, esto juega también para el otro lado, dado que un desarrollo del negocio mejor al anunciado desbloquearía valor adicional para la acción. **Dado el track record de la compañía y el comportamiento de este management en particular, creemos que la probabilidad de encontrarnos con un sobredimensionamiento de su futuro es baja**, por lo que, por el contrario, podría haber un mayor *upside* en sus operaciones. El hecho que se hayan asegurado una capacidad de evacuación de 50 kboe/d a través de VMOS cuando ya tienen contratados 20 kboe/d en Duplicar (8 kboe/d garantizados y 12 kboe/d contratados para 2025 y 2026) y teóricamente apuntan a una producción de 45 kboe/d en Rincón de Aranda podría ser un indicio de ello. **Por estos motivos seleccionamos PAM entre nuestras preferidas.**

Métricas Financieras y de Valuación de Pampa Energía

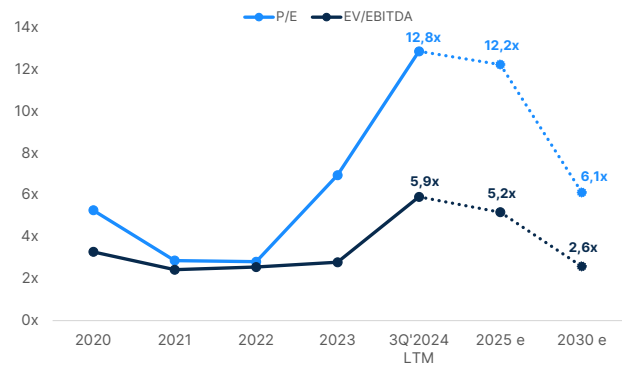
Resumen	Unidades	Histórico - Anual							Histórico - Trimestral				
		FY20	FY21	FY22	FY23	LTM	QoQ	YoY	3Q23	2Q24	3Q24	QoQ	YoY
Precio ADR	US\$	12,6	19,0	27,5	42,7	46,0	4,8%	33,0%	45,6	59,6	85,0	42,5%	86,5%
Capitalización de Mercado	US\$ M	770,1	1.059,0	1.520,7	2.330,5	3.266,2	35,7%	59,5%	2.478,8	3.243,2	4.622,4	42,5%	86,5%
Métricas de Rentabilidad													
Margen Bruto	%	38,2%	36,7%	37,2%	37,2%	34,2%	-268 bps	-458 bps	42,0%	38,6%	32,4%	-619 bps	-958 bps
Margen EBITDAX	%	47,9%	44,6%	42,9%	43,3%	48,2%	13 bps	109 bps	51,5%	44,0%	51,5%	748 bps	0 bps
Margen EBITDA	%	47,9%	44,6%	42,9%	42,9%	48,2%	13 bps	147 bps	51,5%	44,0%	51,5%	748 bps	0 bps
Generación % de EBITDA	%	66,0%	51,6%	43,5%	48,8%	44,8%	59 bps	3 bps	37,3%	36,8%	40,0%	324 bps	275 bps
Hidrocarburos % de EBITDA	%	12,9%	28,3%	38,2%	42,6%	41,0%	-288 bps	-145 bps	54,1%	42,0%	43,7%	168 bps	-1.040 bps
Holder y Otros % de EBITDA	%	18,4%	14,1%	11,8%	1,9%	8,6%	404 bps	863 bps	2,5%	16,0%	15,6%	-42 bps	1.310 bps
Margen EBIT	%	22,7%	38,4%	34,5%	25,6%	22,3%	-160 bps	-979 bps	35,2%	23,8%	28,5%	472 bps	-671 bps
Margen Neto	%	12,3%	20,6%	24,9%	17,6%	20,0%	-110 bps	-1.140 bps	32,1%	20,0%	27,0%	704 bps	-503 bps
COGS / Ingresos	%	61,8%	63,3%	62,8%	62,8%	65,8%	268 bps	458 bps	58,0%	61,4%	67,6%	619 bps	958 bps
SG&A / Ingresos	%	11,1%	8,8%	10,6%	14,5%	14,6%	37 bps	160 bps	12,9%	12,4%	14,3%	186 bps	139 bps
ROE	%	9,2%	17,4%	20,0%	12,6%	11,3%	-87 bps	-940 bps	22,6%	13,3%	12,6%	-71 bps	-1.003 bps
ROA	%	2,7%	8,1%	9,6%	6,4%	6,1%	-58 bps	-486 bps	11,3%	7,1%	6,8%	-34 bps	-455 bps
ROIC	%	5,2%	11,7%	10,5%	7,5%	5,3%	-53 bps	-330 bps	14,0%	9,6%	9,0%	-57 bps	-495 bps
Análisis Horizontal (yoy)													
Ingresos	%	-19,9%	40,7%	21,3%	-5,4%	-0,8%			-6,5%	7,8%	13,9%		
Costo de Ventas	%	-18,2%	44,0%	20,2%	-5,3%	6,6%			-14,6%	5,9%	32,7%		
Margen Bruto	%	-22,4%	35,2%	23,1%	-5,4%	-12,5%			7,6%	10,9%	-12,1%		
EBITDA	%	-15,6%	30,7%	16,7%	-5,4%	2,4%			-8,3%	4,8%	13,9%		
EBIT	%	-47,4%	138,3%	9,0%	-29,8%	-31,0%			-21,2%	-13,1%	-7,8%		
Resultado Neto	%	-78,1%	135,6%	46,7%	-33,4%	-36,8%			-14,6%	-39,0%	-3,9%		
GPA	%	-74,5%	147,3%	47,4%	-32,4%	-36,4%			-13,4%	-39,0%	-3,9%		
Métricas de Actividad													
Días de Inventario	días	64	59	55	69	73	-3 días	4 días	70	68	60	9 días	-11 días
Días de Cobranza	días	116	96	94	62	125	10 días	34 días	87	100	104	-4 días	17 días
Días de Pagos	días	64	69	89	80	72	-6 días	-21 días	94	69	55	14 días	-39 días
Ciclo de Efectivo	días	116	86	59	51	127	12 días	60 días	63	100	109	-9 días	46 días
CAPEX / Depreciación	x	0,6x	1,0x	2,0x	2,5x	1,5x	-22,0%	-36,5%	2,2x	1,5x	1,0x	-37,1%	-56,8%
Rotación de Activos	x	0,2x	0,3x	0,4x	0,4x	0,3x	-6,3%	-17,3%	0,1x	0,1x	0,1x	1,7%	4,6%
Métricas de Valuación													
EV/EBITDAX	x	3,7x	2,9x	3,1x	3,9x	4,4x	18,0%	37,6%	5,9x	4,9x	5,9x	21,1%	1,5%
EV/EBITDA	x	3,7x	2,9x	3,1x	4,0x	4,4x	18,0%	36,5%	5,9x	4,9x	5,9x	21,1%	0,6%
EV/EBIT	x	7,9x	3,3x	3,9x	6,6x	9,5x	26,8%	102,6%	8,6x	9,9x	12,8x	30,2%	49,4%
P/S	x	0,7x	0,7x	0,8x	1,3x	1,4x	1,0%	33,0%	1,4x	1,9x	2,6x	37,3%	86,6%
P/E	x	5,6x	3,4x	3,3x	7,6x	7,0x	6,6%	108,9%	4,4x	8,9x	12,8x	44,9%	193,0%
P/BV	x	0,3x	0,6x	0,7x	1,0x	0,8x	-1,3%	17,6%	0,9x	1,1x	1,5x	34,2%	66,1%
Métricas de Crédito													
Cobertura de Intereses	x	2,9x	3,6x	3,5x	2,0x	4,0x	28,9%	67,2%	2,4x	3,1x	4,0x	28,9%	67,2%
Deuda Neta / EBITDA	x	2,2x	1,3x	1,2x	0,8x	0,6x	-25,0%	-22,1%	0,8x	0,8x	0,6x	-25,0%	-22,1%
Deuda / Patrimonio Neto	x	1,1x	0,8x	0,7x	0,6x	0,5x	1,4%	-9,1%	0,6x	0,5x	0,5x	1,4%	-9,1%
Deuda de CP / Deuda Total	%	15,0%	5,5%	16,9%	15,5%	18,2%	141 bps	-321 bps	21,4%	16,8%	18,2%	141 bps	-321 bps

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Evolución histórica *trailing* P/E y EV/EBITDA



Evolución proyectada según *management*



*EBITDA Proyectado según esbozado por Pampa Energía en su último Investor Day

**Resultado Neto Proyectado calculado en base a la relación histórica entre Resultado Neto y EBITDA durante 2024

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Transportadora de Gas del Sur (NYSE: TGS; BYMA: TGSU2)

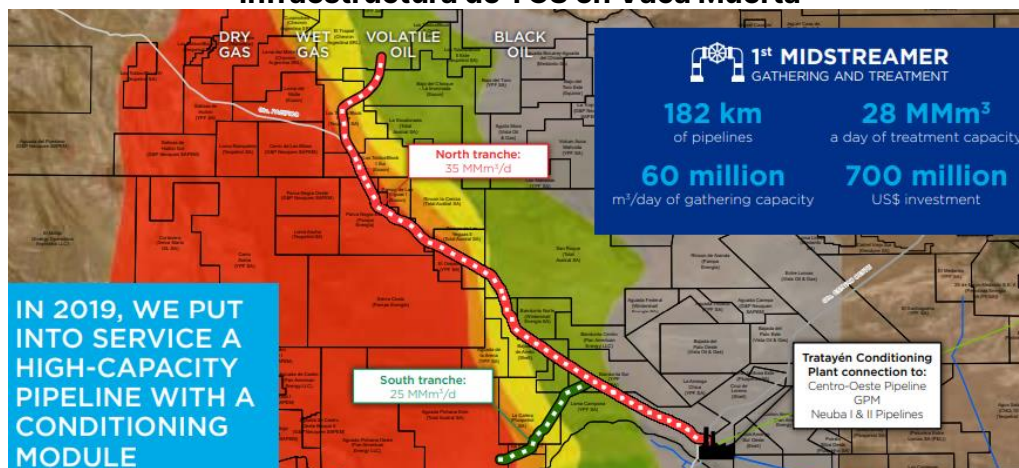
Transportadora de Gas del Sur surgió a partir de la privatización de la empresa pública Gas del Estado en 1992, cuando los activos de la compañía estatal se dividieron entre dos empresas transportadoras (Transportadora de Gas del Sur y Transportadora de Gas del Norte) y ocho distribuidoras. En ese entonces, **TGS fue adjudicada la concesión por 35 años para operar los activos del sur y centro del país previamente operados por Gas del Estado** (Ley 24.072 y Decreto 1189/92). A partir de ello, la compañía ahora controlada por CIESA, de quien Pampa Energía, Grupo Sielecki y Grupo Safra son únicos accionistas, ha sabido expandirse hasta convertirse en la mayor transportista de gas natural de América Latina. **A través de sus 9.248 km en gasoductos, conecta las cuencas de gas Neuquina, San Jorge y Austral con los principales puntos de consumo de las regiones sur y centro de la Argentina. Actualmente, aproximadamente el 60% del gas natural consumido en el país es transportado a través de la infraestructura que TGS opera.** En simultáneo, la compañía también ha desarrollado negocios no regulados, que son los que la han beneficiado en tiempos de tarifas congeladas. En primer lugar, **se ha convertido en un jugador relevante en la industria de procesamiento, fraccionamiento y despacho de líquidos derivados del gas natural** (etano, propano, butano y gasolina natural) gracias a sus inversiones en el Complejo General Cerri, donde ocurre la producción de líquidos, y Planta Galván, donde se almacenan y luego despachan. En segundo lugar, **también ha desarrollado una sólida participación en Vaca Muerta a través de dos ductos colectores** (Tramo Norte con capacidad de transporte de 35 millones de m³/d, y Tramo Sur con capacidad de 25 millones de m³/d) **que en conjunto suman 182 km y atraviesan más de 30 áreas productivas** y las conectan con su planta de acondicionamiento de Tratayén, que posee una capacidad de procesamiento de 28 millones de m³/d. A esta se suman la Planta Río Neuquén, con una capacidad de 5 millones de m³/d, y Planta Plaza Huincul, con una capacidad de 14 millones de m³/d, incrementando la capacidad de procesamiento de gas. En resumen, **Transportadora de Gas del Sur se consolida como el proveedor líder de servicios midstream en el yacimiento de Vaca Muerta.**

Sistema de TGS



Fuente: Presentación del Investor Day de TGS

Infraestructura de TGS en Vaca Muerta



Fuente: Presentación del Investor Day de TGS

Métricas Financieras y Operativas de TGS

Resumen	Unidades	Histórico - Anual						Histórico - Trimestral					
		FY20	FY21	FY22	FY23	LTM	QoQ	YoY	3Q23	2Q24	3Q24	QoQ	YoY
Transporte de Gas Natural	US\$ M	281,2	217,5	227,2	172,6	306,7	34,4%	56,4%	50,0	128,7	128,5	-0,1%	157,1%
Líquidos	US\$ M	330,0	500,9	580,6	462,0	415,3	-7,1%	-23,3%	114,9	114,4	83,1	-27,3%	-27,7%
Midstream	US\$ M	52,1	74,3	105,2	143,7	175,6	2,1%	27,7%	46,9	45,4	50,5	11,1%	7,6%
Telecomunicaciones	US\$ M	4,9	4,1	5,2	4,7	5,1	0,9%	1,8%	1,3	1,5	1,4	-9,0%	3,4%
Ingresos Totales	US\$ M	668,2	796,8	918,2	783,0	902,8	5,9%	2,6%	213,1	290,0	263,5	-9,1%	23,6%
EBITDA	US\$ M	357,7	388,3	400,3	306,8	457,5	15,8%	34,0%	77,4	165,1	139,9	-15,3%	80,8%
Resultado Neto	US\$ M	40,6	188,4	179,0	59,2	183,7	27,5%	55,0%	14,0	92,3	53,6	-42,0%	284,2%
Beneficio por acción (ADR)	US\$	0,3	1,3	1,2	0,4	1,2	27,5%	55,0%	0,1	0,6	0,4	-42,0%	284,2%
Margen EBITDA	%	53,5%	48,7%	43,6%	39,2%	50,7%	434 bps	1.187 bps	36,3%	56,9%	53,1%	-384 bps	1.678 bps
Margen EBIT	%	37,0%	37,9%	31,7%	26,0%	39,0%	471 bps	1.273 bps	23,2%	47,3%	41,4%	-588 bps	1.828 bps
Margen Neto	%	6,1%	23,6%	19,5%	7,6%	20,3%	345 bps	688 bps	6,5%	31,8%	20,3%	-1.151 bps	1.379 bps
Transporte de Gas Natural													
Capacidad contratada en firme promedio	MMm3/d	82,5	82,6	83,0	83,0	83,1	0,0%	0,0%	83,0	83,2	83,0	-0,2%	0,0%
Promedio diario de entregas	MMm3/d	64,2	68,3	68,6	68,6	67,8	-0,3%	3,3%	80,1	76,5	79,3	3,7%	-1,0%
Transporte en Vaca Muerta													
Capacidad contratada en firme promedio	MMm3/d	2,8	5,7	10,9	10,9	20,8	8,2%	44,9%	17,8	19,9	24,1	21,1%	35,4%
Promedio diario de entregas	MMm3/d	3,2	6,2	11,1	11,1	19,2	6,1%	20,2%	20,0	20,2	24,4	20,8%	22,0%
Servicio de Acondicionamiento													
Capacidad contratada en firme promedio	MMm3/d	2,5	4,9	7,4	7,4	14,2	5,4%	46,0%	11,6	14,1	14,5	2,8%	25,0%
Promedio diario de entregas	MMm3/d	3,2	5,6	7,3	7,3	13,7	3,6%	32,4%	12,8	13,7	14,7	7,3%	14,8%
Producción de Líquidos													
Etanol	mtn	360,9	353,1	329,2	329,2	298,9	-13,2%	-28,0%	98,7	85,7	53,4	-37,7%	-45,9%
Propano	mtn	402,5	389,9	398,9	398,9	371,7	-4,5%	-4,1%	80,5	103,4	62,9	-39,1%	-21,8%
Butano	mtn	279,7	264,2	266,7	266,7	239,2	-3,5%	-3,3%	47,0	61,9	38,4	-38,0%	-18,4%
Gasolina Natural	mtn	124,6	112,9	127,9	127,9	108,6	-7,6%	-15,6%	26,9	28,0	18,0	-35,8%	-33,1%
Ventas													
Mercado Local													
Etanol	mtn	360,9	353,1	329,2	329,2	298,9	-13,2%	-28,0%	98,7	85,7	53,4	-37,7%	-45,9%
Propano	mtn	225,7	238,3	215,8	215,8	207,4	-4,6%	4,8%	73,3	60,8	63,2	4,0%	-13,8%
Butano	mtn	180,1	182,0	185,5	185,5	150,9	0,7%	-7,7%	37,7	31,5	38,8	23,1%	2,8%
Exportación													
Propano	mtn	165,9	144,8	194,8	194,8	150,3	-1,1%	-21,6%	13,8	20,0	12,2	-39,1%	-11,8%
Butano	mtn	90,6	85,6	78,5	78,5	89,3	4,8%	-9,0%	9,3	23,6	13,4	-43,1%	44,1%
Gasolina Natural	mtn	122,2	115,7	125,3	125,3	112,8	-7,0%	-12,9%	26,2	28,2	17,7	-37,1%	-32,2%
Caja y Equivalentes	US\$ M	244,2	390,7	465,4	540,1	696,8	11,1%	16,0%	600,9	627,0	696,8	11,1%	16,0%
Propiedad, Planta y Equipo neto	US\$ M	1.175,0	1.461,6	1.662,5	1.228,1	2.180,4	7,1%	21,1%	1.800,5	2.035,5	2.180,4	7,1%	21,1%
Total Activos	US\$ M	1.528,2	2.026,1	2.326,5	1.887,2	3.067,1	7,1%	19,4%	2.567,8	2.863,1	3.067,1	7,1%	19,4%
Total Deuda	US\$ M	521,4	511,7	534,2	583,4	574,6	2,3%	0,2%	573,4	561,5	574,6	2,3%	0,2%
Patrimonio Neto	US\$ M	784,7	1.173,7	1.508,6	1.058,4	2.004,5	8,1%	22,3%	1.638,6	1.854,3	2.004,5	8,1%	22,3%
Capital	US\$ M	1.306,0	1.685,4	2.042,8	1.641,7	2.579,2	6,8%	16,6%	2.212,0	2.415,8	2.579,2	6,8%	16,6%
Deuda Neta	US\$ M	277,1	121,0	68,7	43,3	(122,2)	n.m.	n.m.	(27,5)	(65,4)	(122,2)	n.m.	n.m.
Flujo Generado por Operaciones	US\$ M	344,8	336,0	241,0	331,9	421,7	4,6%	36,8%	97,2	134,6	115,6	-14,2%	18,9%
Capital de Trabajo	US\$ M	(4,5)	(65,7)	(46,0)	(10,1)	(68,8)	-39,0%	181,5%	(35,4)	(26,8)	8,5	n.m.	n.m.
CAPEX	US\$ M	(93,5)	(87,5)	(141,8)	(225,6)	(234,7)	0,9%	5,4%	(53,2)	(55,9)	(55,4)	-0,9%	4,0%
Flujo de Caja Libre	US\$ M	246,8	182,9	53,1	96,2	118,2	103,8%	93,5%	8,5	52,0	68,7	32,2%	706,4%

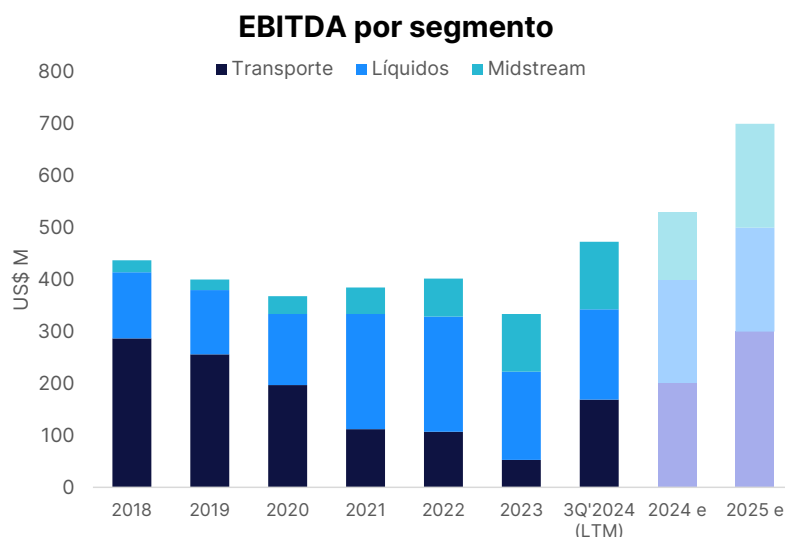
Fuente: Portfolio Personal Inversiones (PPI)

Hacia adelante, **TGS tiene drivers de crecimiento tanto en su segmento regulado como en los no regulados**. Respecto del primero, **la compañía busca la renovación de su licencia de explotación que vencería en 2027**. Cabe destacar que, debido a la aprobación de la Ley Bases, la extensión estaría garantizada por un período de 20 años (en lugar de los 10 años previamente estipulados), por lo que finalizaría en 2047. Con respecto a este pedido, recientemente ENARGAS emitió un informe técnico y legal favorable, lo que constituye un paso crucial para alcanzar la aprobación final de la extensión de la licencia. Además, se sostuvieron las audiencias públicas pertinentes y actualmente TGS espera la aprobación del interventor de ENARGAS y el decreto nacional extendiendo la licencia. No obstante, en caso de que ello se resuelva favorablemente, lo que creemos que sucederá, **quedan otras incógnitas por resolver, como lo sería el futuro esquema tarifario**, que hasta ahora ha sufrido de una notable discrecionalidad. Históricamente, el negocio regulado del gas ha dependido de lo que se conoce como Revisiones Tarifarias Integrales (RTI), en las que se determinan los ajustes tarifarios que deberá percibir la operadora para sostenerse financieramente al tiempo que ejecuta inversiones para mantener y expandir el sistema y mejorar la calidad del servicio, pero sin entrar en perjuicio de los usuarios. Este proceso, que depende de un estudio técnico y económico e involucra audiencias públicas con los entes reguladores, suele tener una frecuencia quinquenal que no se viene respetando. Esto seguirá pendiente de ser resuelto, dado que recientemente **el gobierno extendió la emergencia energética hasta el 9 de julio de 2025, postergando así las audiencias públicas necesarias para avanzar con un nuevo esquema**.

En cuanto a los negocios no regulados, como desarrollamos previamente, la compañía presentó al Ministerio de Economía **una propuesta para ampliar los sistemas de transporte de gas natural existentes, con una inversión que alcanzaría los US\$500 millones**. La meta es incrementar a partir del invierno de 2026 los volúmenes de gas natural transportados a través del Gasoducto Perito Moreno, del cual TGS es operador, en 14 millones de m³/d. Dado que esta ampliación se encontraría enmarcada en la Ley de Hidrocarburos, respetaría una tarifa en dólares a determinar en la licitación. A su vez, las características del proyecto permiten que sea encuadrado bajo el Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI). Vale la pena señalar que, en relación con este proyecto, **TGS también está evaluando la posibilidad de transformar su planta de Tratayén, que hoy tiene la capacidad de procesar 28 millones de m³/d, en una planta extractora de líquidos similar a su Complejo General Cerri por 13,2 millones de m³/d**. De esta manera podría maximizar el valor del gas producido en Vaca Muerta, que es muy rico en líquidos, obteniendo etano, butano, propano y gasolina y comercializándolos. Si bien los módulos actuales de la planta de Tratayén podrían ser reconvertidos para extraer estos líquidos sin mayores complicaciones, la necesidad de construir la infraestructura necesaria para transportar esos líquidos hasta Bahía Blanca acercaría al **costo total del proyecto a los US\$2.500 millones**. Por sus características, este también podría ingresar en el Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones, lo que lo hace más factible, pero dados los distintos proyectos planificados para producir GNL, la compañía sigue evaluando su conveniencia, lo cual espera definir para marzo de 2025.

Regresando a los negocios regulados de la compañía, debemos resaltar que **la propuesta de ampliación del Gasoducto Perito Moreno tuvo anexa una oferta de ampliación de la capacidad de transporte de la sección La Carlota – Tío Pujio**. Como describimos previamente, esta conllevaría una inversión de US\$200 millones y sumaría 12 millones de m³/d de capacidad instalada. Puesto que se trataría de una ampliación del sistema regulado de TGS, las tarifas aplicables por su operación serían en pesos.

En definitiva, las oportunidades de crecimiento de TGS son considerables, particularmente luego de que su segmento de Transporte de Gas Natural recuperara su rentabilidad tras varios años malos. Por ello, **se vuelve relevante observar el crecimiento proyectado** derivado de los dichos del *Board* en las últimas dos presentaciones de resultados y el reciente *Investor Day*, el cual se llevó a cabo en la ciudad de Nueva York en conmemoración de sus 30 años ininterrumpidos de cotización en la bolsa estadounidense. A su vez, es fundamental aclarar que **el EBITDA incremental no contempla el ambicioso proyecto de GNL, sino que es consecuencia de la actualización tarifaria y sus inversiones en Vaca Muerta**. Desmenuzando las proyecciones, **el management espera que el segmento de Transporte de Gas Natural cierre 2024 con un EBITDA en torno a US\$200 millones y más cerca de US\$300 millones en 2025**. Mientras que el primero estaría en línea con sus números de 2020, el pronóstico de 2025 implicaría regresar a valores similares a los de 2018. Por su parte, es importante destacar que **la compañía sigue enfocada en crecer en su segmento *Midstream***, en el que encuadra los desarrollos de transporte no regulado. Hay que señalar que es acá precisamente donde la compañía estableció el foco para crecer en el pasado y donde yacen las mayores oportunidades futuras. Por este motivo también es donde pretende enfocar sus inversiones. **Este año se encuentra encaminada a cerrar con un EBITDA en torno a US\$130 millones para dicho segmento, y creemos que el futuro será creciente**. Un ejemplo de ello parte de que este año TGS no contó con los dos módulos adicionales de acondicionamiento en su planta de Tratayén, por los que duplicará su capacidad de acondicionamiento para el año que viene.

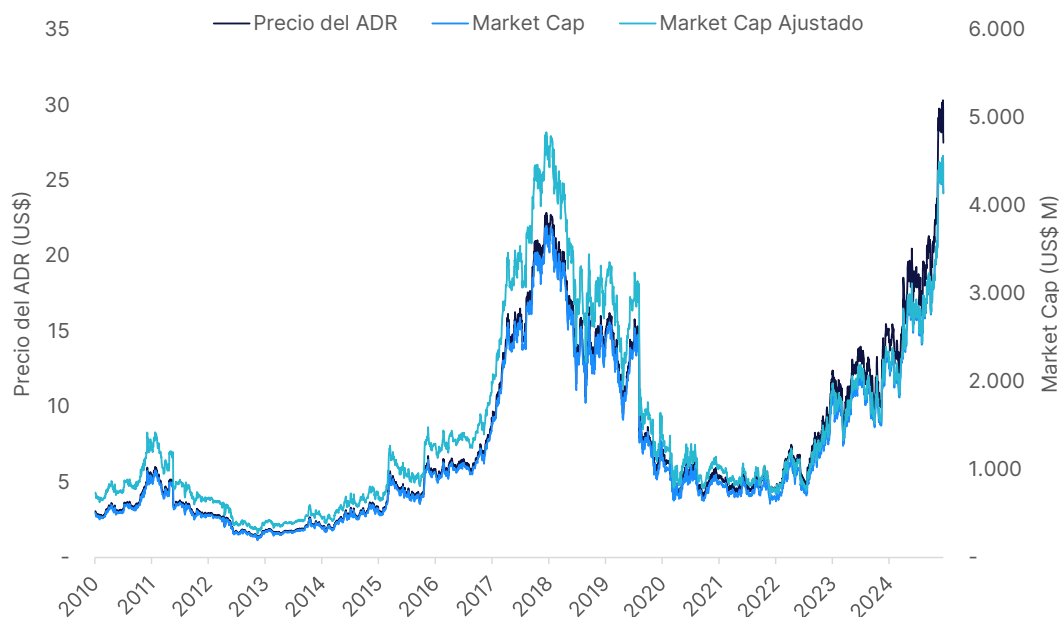


Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

¿Es atractiva a estos precios?

Al igual que sucede con Pampa Energía, al observar el precio del ADR, vemos que ya ha superado sus máximos de 2017/2018. Si bien también consideramos erróneo comparar los precios del papel dado que TGS ha recomprado cerca del 5% de sus acciones circulantes desde 2018, debemos destacar que su capitalización bursátil en términos corrientes ha corrido la misma suerte y ya se encuentra en máximos históricos. No así en términos constantes, que todavía le queda recorrido al alza para igualarlo.

TGS va por su máximo histórico en términos constantes



Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

En este contexto, la realidad es que los ratios de valuación en base a su performance pasada no lucen atractivos. **Su P/E de 22,5x, P/S de 4,6x, P/B de 2,1x y EV/EBITDA de 9,1x parece más cercano a un componente del Nasdaq que a una compañía vinculada al transporte de hidrocarburos.** Sin embargo, **esto tiene que ver principalmente con los trimestres previos a la normalización de los ingresos de TGS.** Yendo más al detalle, en términos de EBITDA y resultado neto, el 4Q23 y 1Q24 no

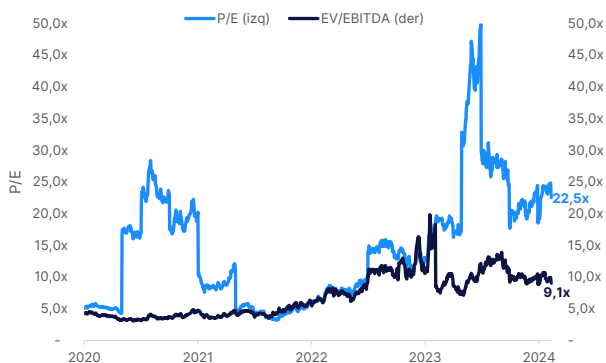
fueron los mejores trimestres para la compañía. Su segmento de Transporte de Gas Natural recién logró recomponerse y alcanzar sus niveles de ingresos y EBITDA actuales (US\$128,5 millones y US\$90 millones por trimestre aproximadamente, respectivamente) en los últimos dos trimestres. Para tener de referencia, el EBITDA del 4Q23 se posó en -US\$2,2 millones y el del 1Q24 en -US\$8,4 millones. **La recuperación llegó recién en abril, con el ajuste tarifario de 675%, que acercó a esta pata del negocio a la rentabilidad de épocas de Macri. Esto significa que los ratios actuales ya consideran una normalización de dicho segmento,** que debería contar con una notable estabilidad. Por esta razón, la expansión de múltiplos reciente no nos resulta preocupante y creemos que continúa siendo una alternativa atractiva. Al igual que lo expuesto para Pampa Energía, **el cambio en las condiciones generales de negocio ya justifica ratios más holgados a los del pasado. Esto aplica especialmente para una compañía como TGS que depende parcialmente de la discreción del Gobierno para mantener la rentabilidad del negocio regulado.** Por fuera de ello, las oportunidades de crecimiento en los negocios no regulados son destacables también. En conjunto, y tomando de referencia el *guidance* provisto por la propia compañía en su último *Investor Day*, vemos que los ratios *forward looking* son más apetitosos y razonables. **Un P/E de 11,2x y un EV/EBITDA de 4,5x para 2025 lucen razonables para uno de los jugadores más importantes de la industria y un key player en el desarrollo de Vaca Muerta.** Particularmente cuando las estimaciones provistas por el *management* no incluyen el potencial de transformar su planta de Tratayén en una planta extractora de líquidos.

Métricas Financieras y de Valuación de TGS

Resumen	Unidades	Histórico - Anual						Histórico - Trimestral					
		FY20	FY21	FY22	FY23	LTM	QoQ	YoY	3Q23	2Q24	3Q24	QoQ	YoY
Precio ADR	US\$	4,6	6,6	10,3	15,5	20,3	20,4%	67,9%	13,7	20,1	27,5	37,0%	100,3%
Capitalización de Mercado	US\$ M	751,1	867,0	1.539,2	2.626,1	3.106,6	10,1%	26,0%	2.716,7	2.772,4	3.855,4	39,1%	41,9%
Indicadores de Rentabilidad													
Margen Bruto	%	50,7%	46,1%	41,4%	37,2%	49,9%	424 bps	1.297 bps	34,1%	57,5%	50,8%	-670 bps	1.676 bps
Margen EBITDA	%	53,5%	48,7%	43,6%	39,2%	50,7%	434 bps	1.187 bps	36,3%	56,9%	53,1%	-384 bps	1.678 bps
Transporte % de EBITDA	%	57,7%	32,7%	27,0%	17,7%	37,2%	1.138 bps	1.495 bps	26,7%	55,7%	63,5%	788 bps	3.682 bps
Líquidos % de EBITDA	%	33,4%	55,4%	55,6%	50,6%	35,1%	-847 bps	-1.666 bps	33,3%	24,8%	10,2%	-1.456 bps	-2.312 bps
Midstream % de EBITDA	%	8,5%	11,6%	17,3%	31,8%	27,6%	-296 bps	157 bps	40,1%	19,4%	26,2%	675 bps	-1.396 bps
Telecom % de EBITDA	%	0,3%	0,2%	0,2%	0,0%	0,1%	5 bps	14 bps	-0,2%	0,1%	0,1%	-6 bps	26 bps
Margen EBIT	%	37,0%	37,9%	31,7%	26,0%	39,0%	471 bps	1.273 bps	23,2%	47,3%	41,4%	-588 bps	1.828 bps
Margen Neto	%	6,1%	23,6%	19,5%	7,6%	20,3%	345 bps	688 bps	6,5%	31,8%	20,3%	-1.151 bps	1.379 bps
COGS / Ingresos	%	49,3%	53,9%	58,6%	62,8%	50,1%	-424 bps	-1.297 bps	65,9%	42,5%	49,2%	670 bps	-1.676 bps
SG&A / Ingresos	%	8,3%	8,3%	9,7%	11,1%	10,7%	-19 bps	15 bps	10,6%	8,9%	10,0%	114 bps	-58 bps
ROE	%	5,1%	19,2%	13,3%	4,6%	9,2%	140 bps	193 bps	7,4%	9,4%	11,3%	191	388
ROA	%	2,6%	10,6%	8,2%	2,8%	6,0%	96 bps	137 bps	4,8%	5,9%	7,1%	125	231
ROIC	%	18,5%	20,2%	15,6%	11,1%	13,7%	512 bps	629 bps	10,8%	13,9%	16,0%	214	520
Análisis Horizontal (yoy)													
Ingresos	%	-19,1%	19,2%	15,2%	-14,7%	2,6%			0,3%	31,2%	23,6%		
Costo de Ventas	%	-20,1%	30,2%	25,3%	-8,6%	-18,5%			0,8%	-11,1%	-7,8%		
Margen Bruto	%	-18,1%	8,5%	3,5%	-23,4%	38,6%			-0,6%	102,6%	84,5%		
EBITDA	%	-10,8%	8,6%	3,1%	-23,4%	34,0%			-1,6%	91,1%	80,8%		
EBIT	%	-27,0%	22,4%	-3,8%	-29,9%	52,3%			-1,6%	133,0%	121,2%		
Resultado Neto	%	-81,9%	363,7%	-5,0%	-66,9%	55,0%			-56,8%	95,9%	284,2%		
GPA	%	-81,8%	377,4%	-5,0%	-66,9%	55,0%			-56,8%	95,9%	284,2%		
Métricas de Actividad													
Días de Inventario	días	8	10	7	7	8	-3 días	2 días	6	10	7	-3 días	1 días
Días de Cobranza	días	40	47	38	29	49	-7 días	11 días	40	42	42	0 días	2 días
Días de Pagos	días	37	50	40	38	57	3 días	19 días	38	51	50	-1 días	12 días
Ciclo de Efectivo	días	11	7	5	-2	0	-14 días	-6 días	8	1	-1	-2 días	-9 días
CAPEX / Depreciación	x	1,3x	1,0x	1,3x	2,2x	2,2x	-1,6%	10,2%	1,9x	2,0x	1,8x	-10,1%	-5,0%
Rotación de Activos	x	2,5x	3,0x	2,3x	1,6x	2,1x	-1,4%	-24,0%	0,4x	0,4x	0,4x	6,5%	7,7%
Métricas de Valuación													
EV/EBITDA	x	1,9x	2,6x	3,9x	7,6x	6,7x	3,9%	25,3%	6,1x	7,7x	9,1x	18,3%	49,4%
EV/EBIT	x	2,8x	3,3x	5,3x	11,5x	8,7x	-0,1%	10,2%	8,9x	10,3x	11,8x	13,7%	31,5%
P/S	x	1,0x	1,2x	1,7x	3,0x	3,4x	13,7%	63,6%	2,3x	3,5x	4,6x	29,4%	95,2%
P/E	x	17,1x	5,3x	8,6x	39,5x	16,7x	-5,6%	8,3%	17,5x	21,0x	22,5x	7,4%	29,2%
P/BV	x	0,9x	0,8x	1,0x	2,2x	1,5x	11,3%	37,2%	1,3x	1,6x	2,1x	26,7%	63,7%
Métricas de Crédito													
Cobertura de Intereses	x	8,9x	9,8x	10,5x	7,5x	9,5x	10,3%	10,1%	8,7x	8,7x	9,5x	10,3%	10,1%
Deuda Neta / EBITDA	x	0,8x	0,3x	0,2x	0,1x	-0,3x	61,2%	231,6%	-0,1x	-0,2x	-0,3x	61,2%	231,6%
Deuda / Patrimonio Neto	x	0,7x	0,4x	0,4x	0,6x	0,3x	-5,3%	-18,1%	0,3x	0,3x	0,3x	-5,3%	-18,1%
Deuda de CP / Deuda total	%	2,1%	2,2%	4,1%	12,8%	15,3%	-8.299 bps	420 bps	11,1%	98,2%	15,3%	-8.299 bps	420 bps

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Evolución histórica *trailing* P/E y EV/EBITDA

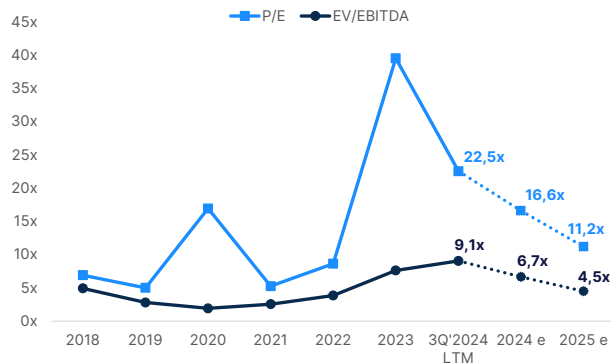


*EBITDA mencionado por TGS en su último Investor Day

** Resultado Neto Proyectado calculado en base a la relación histórica entre Resultado Neto y EBITDA durante 2024

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Evolución proyectada según *management*



Vista Energy (NYSE: VIST; BYMA: VIST)

Es un operador independiente líder que cuenta con sus principales activos en Vaca Muerta y desde 2019 se encuentra cotizando en el NYSE. La tesis de inversión de Vista Energy es desarrollar un inventario de hasta 1.150 pozos de alta rentabilidad cubriendo un área de aproximadamente 205.600 acres de Vaca Muerta, teniendo como principal enfoque la eficiencia de costos y producción de menor intensidad de carbono. Además, **desde febrero 2023 se dedica exclusivamente a operaciones no convencionales** luego de haber transferido sus activos convencionales a Aconcagua Energía, **por lo que representa el único pure play shale de Vaca Muerta cotizando en bolsa**. De esta forma, se convierte en el vehículo ideal para apostar al desarrollo de lo que es la historia más atractiva de Argentina. En esta misma línea, **su enfoque en operaciones no convencionales le permiten que se mantenga como una de las compañías con el lifting cost por barril más bajo de la industria, y, por ende, uno de los márgenes de rentabilidad más abultados**. No menos importante, su perfil primordialmente exportador le ha permitido sortear las dificultades planteadas por tiempos pasados en los que el precio local del petróleo se encontraba regulado. Cabe destacar que en la actualidad Vista Energy ha probado reservas por 318,5 MMboe y lleva conectados 139 pozos, lo que le ha permitido alcanzar una **producción récord de 72,8 kboe/d durante el tercer trimestre del año (+42% yoy) y apuntar a 85 kboe/d para fines de 2024**.

Métricas Financieras y Operativas de Vista Energy

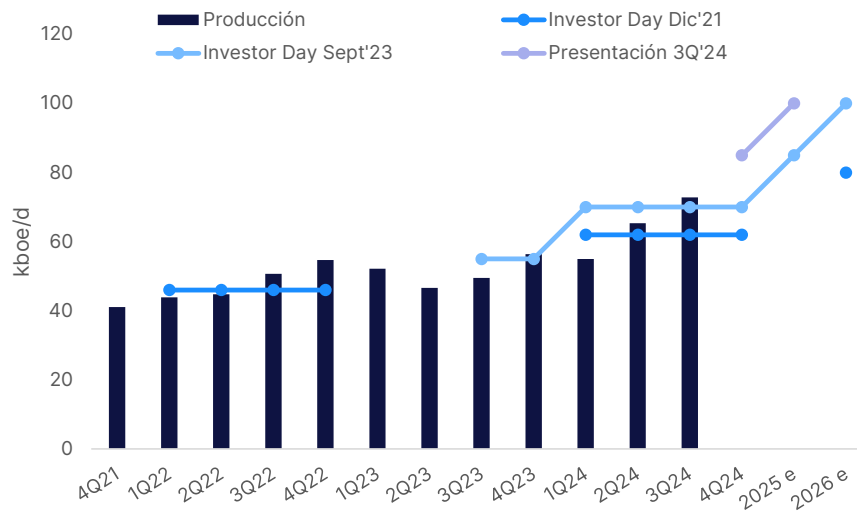
Resumen	Unidades	Histórico - Anual					Histórico - Trimestral						
		FY20	FY21	FY22	FY23	LTM	QoQ	YoY	3Q23	2Q24	3Q24	QoQ	YoY
Petróleo Crudo	US\$ M	236,6	593,1	1.068,0	1.061,3	1.414,5	13,5%	34,7%	272,6	374,7	441,2	17,7%	61,9%
Gas Natural	US\$ M	33,6	54,3	70,2	67,6	68,5	5,7%	-10,6%	16,4	21,8	20,1	-7,7%	22,5%
GNL	US\$ M	3,8	4,8	5,7	4,2	2,6	17,1%	-46,0%	0,7	0,3	1,1	301,4%	51,2%
Ingresos Totales	US\$ M	273,9	652,2	1.143,9	1.133,1	1.485,6	13,2%	31,2%	289,7	396,7	462,4	16,6%	59,6%
EBITDA	US\$ M	95,6	380,1	764,6	882,8	1.107,2	7,3%	39,0%	235,3	288,4	310,2	7,5%	31,8%
Resultado Neto	US\$ M	(102,7)	50,7	269,5	397,0	516,7	19,0%	52,2%	83,1	139,6	165,5	18,5%	99,1%
GPA (ADR)	US\$ M	(1,2)	0,6	3,1	4,2	1,3	18,9%	45,1%	0,9	1,4	1,7	19,7%	97,9%
<i>Margen EBITDA</i>	%	34,9%	58,3%	66,8%	77,9%	74,5%	-410 bps	418 bps	81,2%	72,7%	67,1%	-562 bps	-1.415 bps
<i>Margen EBIT</i>	%	-25,6%	32,3%	46,3%	55,7%	33,2%	-4.539 bps	-3.712 bps	50,3%	45,3%	40,5%	-476 bps	-977 bps
<i>Margen Neto</i>	%	-37,5%	7,8%	23,6%	35,0%	34,8%	170 bps	479 bps	28,7%	35,2%	35,8%	58 bps	710 bps
Producción													
Petróleo Crudo	kbb/d	18,3	30,3	40,0	43,3	63,5	11,0%	53,0%	41,5	57,2	63,5	11,0%	53,0%
Shale	kbb/d	7,5	20,3	30,3	38,1	60,4	13,0%	62,3%	37,2	53,4	53,6	0,4%	44,2%
Gas Natural	MMm3/d	1,2	1,3	1,3	1,2	1,4	11,0%	16,5%	1,2	1,3	1,4	11,0%	16,5%
Shale	MMm3/d	0,2	0,5	0,7	0,8	1,2	18,2%	36,0%	0,9	1,0	1,0	3,0%	18,6%
GNL	kbb/d	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	197,6%	36,1%	0,3	0,1	0,4	197,6%	36,1%
Producción no operada	kbb/d	-	-	-	3,6	3,8	-6,5%	-6,8%	4,1	4,1	3,8	-6,5%	-6,8%
Total	kboe/d	26,6	38,9	48,6	51,1	72,8	11,4%	47,3%	49,4	65,3	72,8	11,4%	47,3%
Precios													
Petróleo Crudo	US\$/bbl	37,2	54,5	72,0	66,6	69,6	0,3%	4,1%	67,6	71,8	68,4	-4,7%	1,2%
Gas Natural	US\$/MMBTU	2,1	3,1	4,0	3,5	3,2	4,1%	-22,6%	3,3	3,9	3,8	-2,6%	15,2%
GNL	US\$/ton	204,8	326,5	378,8	303,0	280,3	7,9%	-13,4%	233,0	299,0	315,0	5,4%	35,2%
Caja y Equivalentes	US\$ M	202,9	315,0	244,4	213,3	256,0	-22,0%	47,3%	173,8	328,2	256,0	-22,0%	47,3%
Propiedad, Planta y Equipo	US\$ M	1.002,3	1.224,0	1.606,3	1.927,8	2.597,0	11,0%	43,1%	1.814,4	2.339,4	2.597,0	11,0%	43,1%
Total Activo	US\$ M	1.372,6	1.683,8	2.038,0	2.598,0	3.481,7	8,1%	39,0%	2.504,8	3.220,0	3.481,7	8,1%	39,0%
Total Deuda	US\$ M	563,5	638,0	578,5	686,5	1.020,5	6,3%	35,2%	754,5	959,6	1.020,5	6,3%	35,2%
Patrimonio Neto	US\$ M	508,5	565,3	844,1	1.247,0	1.520,3	8,4%	37,4%	1.106,4	1.402,5	1.520,3	8,4%	37,4%
Capital	US\$ M	1.072,0	1.203,3	1.422,6	1.933,5	2.540,8	7,6%	36,5%	1.861,0	2.362,1	2.540,8	7,6%	36,5%
Deuda Neta	US\$ M	360,5	323,0	334,1	473,3	764,5	21,1%	31,6%	580,7	631,4	764,5	21,1%	31,6%
Flujo Generado por Operaciones	US\$ M	53,7	327,9	668,6	778,6	1.088,8	12,8%	57,0%	182,5	286,9	305,7	6,5%	67,5%
Capital de Trabajo	US\$ M	(3,7)	18,9	(13,3)	(89,6)	(177,7)	-5,7%	31,0%	(72,1)	(10,2)	(61,4)	502,8%	-14,8%
CAPEX	US\$ M	(164,4)	(331,8)	(502,1)	(730,5)	(1.022,8)	19,3%	58,2%	(174,2)	(284,5)	(339,8)	19,4%	95,0%
Flujo de Caja Libre	US\$ M	(114,4)	14,9	153,2	(41,5)	(111,7)	n.m.	n.m.	(63,8)	(7,8)	(95,5)	n.m.	n.m.

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Más allá de la gran eficiencia de las operaciones de Vista Energy, **es justamente en lo referido a las proyecciones de crecimiento donde la petrolera comandada por Miguel Galuccio ofrece un factor diferencial**. En la última presentación de resultados, durante la llamada con inversores, no solamente revalidó el *guidance* para el cuarto trimestre de 2024, sino que realizó un ajuste al alza en lo referente a las estimaciones de producción, ingresos y EBITDA para el próximo año fiscal. Para 2025 espera alcanzar un nivel de producción promedio diario de entre 95.000 y 100.000 barriles. Esto tiene implícito que para la segunda mitad de 2025 Vista se encontrará generando en torno a 120.000 barriles diarios. Por supuesto, estos estimativos están sujetos a imponderables, pero **la compañía**

tiene un espectacular *track record* que la avala. Para ello no hace falta más que realizar un *backtesting* de la historia reciente:

VIST suele revisar al alza sus targets iniciales

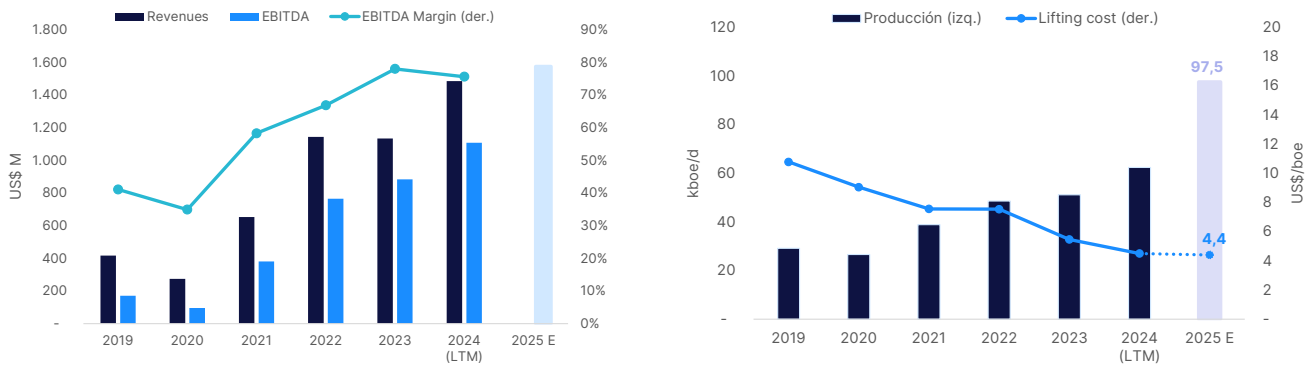


Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

En otras palabras, es evidente que **la compañía suele superarse y adelantarse**. Desarrollos recientes, como la contratación de un nuevo rig no convencional y un nuevo set de fractura sientan las bases para ello. A esta altura es conveniente tener en cuenta que, **al contratar un segundo frac set, la compañía abrió las puertas a eventualmente sumar otros tres rigs no convencionales, lo que significaría más que duplicar su capacidad de perforación del 2024** (recién en el 4Q24 VIST habría comenzado a operar con su tercer *high-spec walking rig*) **una vez que la capacidad de evacuación de la cuenca lo permita**. Si a ello sumamos que la compañía ha incursionado por primera vez en su historia en los mercados de crédito internacionales levantando US\$600 millones en una obligación negociable con vida promedio de 10 años y no debe realizar grandes desembolsos para refinanciarse, podríamos especular con futuros catalizadores para su papel. Entre ellos podríamos contar con que, **a través del VMOS, ya se aseguró 50 kboe/d adicionales a partir del 2H27, abriendo el abanico de posibilidades para acelerar su producción**.

De esto también se desprende lo que creemos resulta especialmente atractivo acerca de Vista. Entendemos que el diferencial no reside únicamente en sus números actuales. Lógicamente **sus niveles de producción y la eficiencia de sus operaciones atraen, pero su capacidad de dar *delivery* y adelantar *targets* suman notoriamente**. Vale recordar que apenas cinco años atrás la compañía registraba una producción diaria promedio de 29 mil barriles con un costo promedio por barril de US\$10,8. En cinco años logró más que duplicar su producción y reducir a menos de la mitad el *lifting cost*. Todo ello sin incurrir en riesgos innecesarios (aun en tiempos complicados como lo fue el 2020 para las petroleras), sino manteniendo una política de financiamiento y expansión acorde a la capacidad de generar caja de la propia compañía. En definitiva, **Vista Energy genera que *targets* agresivos pero realizables luzcan conservadores bajo el ala de su espectacular *management*, y ello la convierte en una de nuestras más selectas**.

Los objetivos de Vista Energy de cara al 2025

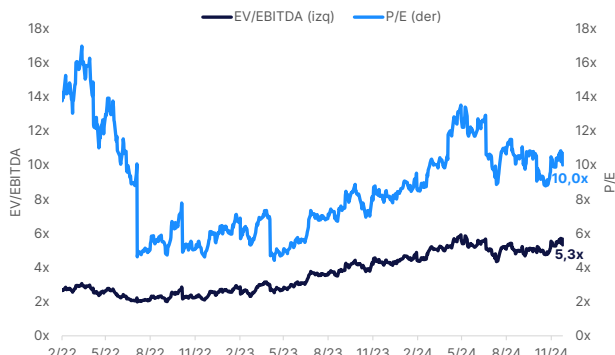


Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

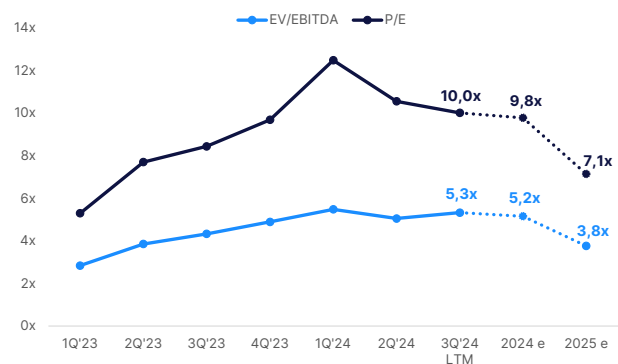
¿Es atractiva a estos precios?

En términos de valuación, **VIST no parece sobredimensionada, sino en línea con su promedio del último año y medio**. Lógicamente, sus ratios en base a la performance de los últimos 12 meses (**P/E 10,0x, P/S 3,5x, P/BV 3,4x y EV/EBITDA 5,3x**) denotan que **el precio asume un crecimiento importante a futuro**, tal como ha sucedido en el pasado. Sin embargo, ello no ha frenado a la acción de multiplicarse por más de cinco veces desde su salida a la bolsa en 2019 (sin considerar su declive durante la pandemia). Definitivamente **coincidimos en que el potencial de crecimiento de Vista Energy es considerable, y los hechos recientes apuntan a que podría haber una aceleración mayor a la ya anunciada**. Sabemos, en base al comportamiento de sus ejecutivos en los últimos años, que **prefieren pecar de conservadores que de osados en sus proyecciones y nos gusta esta forma de actuar puesto que habla de un *management* que protege al accionista al no exagerar las posibilidades de la compañía**. Por este motivo, el hecho que los ratios ya luzcan atractivos a partir de utilizar la proyección de EBITDA de la compañía hace que consideremos apropiado mantenerla como un *buy* entre nuestras alternativas. Lógicamente, no es una decisión libre de riesgo, pero creemos que el *upside* potencial es mayor. No solo porque de mantener ratios similares con la proyección de EBITDA, la acción tiene camino al alza por recorrer, sino también porque cualquier sorpresa positiva en términos operacionales o adelantamiento de targets productivos que sea anunciado tendrá su contracara en el papel.

Evolución histórica *trailing* P/E y EV/EBITDA



Evolución proyectada según *management*



*EBITDA mencionado por Vista Energy en su última presentación de resultados (3Q2024)

** Resultado Neto Proyectado calculado en base a la relación histórica entre Resultado Neto y EBITDA durante 2024

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Métricas Financieras y de Valuación de Vista Energy

Resumen	Unidades	Histórico - Anual							Histórico - Trimestral				
		FY20	FY21	FY22	FY23	LTM	QoQ	YoY	3Q23	2Q24	3Q24	QoQ	YoY
Precio ADR	US\$	2,8	5,8	13,1	30,0	46,7	14,6%	88,1%	30,1	47,4	53,9	13,7%	78,9%
Capitalización de Mercado	US\$ M	247,5	512,6	1.156,6	2.865,0	4.479,3	14,5%	93,5%	2.867,6	4.562,3	5.133,0	12,5%	79,0%
Métricas de Rentabilidad													
Margen Bruto	%	0,9%	40,9%	55,1%	52,2%	50,9%	-74 bps	-301 bps	53,2%	52,4%	50,3%	-219 bps	-297 bps
Margen EBITDAX	%	35,1%	58,4%	66,9%	77,9%	74,5%	-409 bps	411 bps	81,2%	72,7%	67,1%	-562 bps	-1.409 bps
Margen EBITDA	%	34,9%	58,3%	66,8%	77,9%	74,5%	-410 bps	418 bps	81,2%	72,7%	67,1%	-562 bps	-1.415 bps
Margen EBIT	%	-25,6%	32,3%	46,3%	55,7%	45,3%	-278 bps	-716 bps	50,3%	45,3%	40,5%	-476 bps	-977 bps
Margen Neto	%	-37,5%	7,8%	23,6%	35,0%	34,8%	170 bps	479 bps	28,7%	35,2%	35,8%	58 bps	710 bps
COGS / Ingresos	%	99,1%	59,1%	44,9%	47,8%	49,1%	74 bps	301 bps	46,8%	47,6%	49,7%	219 bps	297 bps
SG&A / Ingresos	%	21,2%	13,6%	10,8%	12,3%	12,7%	86 bps	39 bps	11,3%	11,2%	14,3%	307 bps	300 bps
ROE	%	-20,2%	9,0%	31,9%	31,8%	34,0%	302 bps	330 bps	30,7%	31,0%	34,0%	302 bps	330 bps
ROA	%	-7,5%	3,0%	13,2%	15,3%	14,8%	135 bps	129 bps	13,6%	13,5%	14,8%	135 bps	129 bps
ROIC	%	-4,2%	11,4%	24,2%	21,2%	17,2%	-16 bps	-352 bps	20,7%	17,4%	17,2%	-16 bps	-352 bps
Análisis Horizontal (yoy)													
Ingresos	%	-34,1%	138,1%	75,4%	-0,9%	31,2%			-13,2%	71,8%	59,6%		
Costo de Ventas	%	-17,3%	42,0%	33,2%	5,5%	39,8%			-6,8%	64,4%	69,8%		
Margen Bruto	%	-97,2%	10857,9%	136,4%	-6,2%	23,9%			-18,1%	79,0%	50,7%		
EBITDA	%	-44,0%	297,6%	101,2%	15,5%	39,0%			0,7%	90,0%	31,8%		
EBIT	%	-578,9%	-400,8%	151,3%	19,3%	13,3%			-12,7%	115,9%	28,6%		
Resultado Neto	%	214,8%	-149,3%	432,1%	47,3%	52,2%			8,4%	167,6%	99,1%		
GPA	%	185,6%	-148,9%	431,5%	38,8%	45,1%			0,1%	160,1%	97,9%		
Métricas de actividad													
Días de Inventario	días	21	17	13	7	2	-6 días	-4 días	5	7	2	5 días	-4 días
Días de Cobranza	días	68	26	29	38	86	8 días	31 días	54	64	69	-5 días	15 días
Días de Pagos	días	184	169	219	202	307	-9 días	72 días	234	262	251	11 días	17 días
Ciclo de Efectivo	días	-94	-126	-177	-156	-219	10 días	-45 días	-175	-191	-181	-11 días	-6 días
CAPEX / Depreciación	x	1,1x	1,7x	2,1x	2,6x	2,7x	5,4%	9,3%	2,5x	2,8x	3,0x	5,2%	20,0%
Rotación de Activos	x	0,2x	0,4x	0,6x	0,5x	0,9x	117,8%	115,8%	0,1x	0,1x	0,1x	4,6%	15,7%
Métricas de Valuación													
EV/EBITDAX	x	6,3x	2,2x	1,9x	3,7x	4,7x	7,8%	32,1%	4,3x	5,1x	5,3x	5,4%	23,2%
EV/EBITDA	x	6,3x	2,2x	1,9x	3,7x	4,7x	7,8%	31,9%	4,3x	5,1x	5,3x	5,4%	23,1%
EV/EBIT	x	-8,7x	4,0x	2,8x	5,2x	7,8x	8,5%	61,9%	5,8x	8,3x	8,8x	6,0%	51,0%
P/S	x	0,9x	0,8x	1,0x	2,5x	3,0x	1,4%	49,8%	2,5x	3,5x	3,5x	-0,5%	37,2%
P/E	x	-2,4x	10,1x	4,3x	7,1x	8,7x	-3,5%	29,2%	8,4x	10,6x	10,0x	-5,4%	18,3%
P/BV	x	0,5x	0,9x	1,4x	2,3x	2,9x	5,9%	43,1%	2,6x	3,3x	3,4x	3,7%	30,3%
Métricas de Crédito													
Cobertura de Intereses	x	2,0x	7,4x	26,5x	40,3x	25,9x	-33,3%	-26,1%	35,0x	38,8x	25,9x	-33,3%	-26,1%
Deuda Neta / EBITDA	x	3,8x	0,8x	0,4x	0,5x	0,7x	12,9%	-5,3%	0,7x	0,6x	0,7x	12,9%	-5,3%
Deuda / Patrimonio Neto	x	1,1x	1,1x	0,7x	0,6x	0,7x	-1,9%	-1,6%	0,7x	0,7x	0,7x	-1,9%	-1,6%
Deuda de CP / Deuda Total	%	33,4%	25,3%	12,2%	8,5%	24,1%	325 bps	1.131 bps	12,8%	20,9%	24,1%	325 bps	1.131 bps

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

YPF (NYSE: YPF; BYMA: YPFD)

Es la operadora más importante de hidrocarburos de Argentina y la mayor comercializadora de combustibles del país, con un *market share* superior al 50%. Al ser una compañía verticalmente integrada, participa de todas las etapas vinculadas a la industria Oil & Gas: *upstream*, *midstream* y *downstream*. Si bien su participación en el segmento de extracción de hidrocarburos es significativa, YPF canaliza la mayor parte de su producción entre sus tres refinerías (Plaza Huincul, Luján de Cuyo y La Plata), por lo que **sus ingresos provienen mayormente de las ventas de productos refinados con los que abastece al mercado local.**

Métricas Financieras y Operativas de YPF

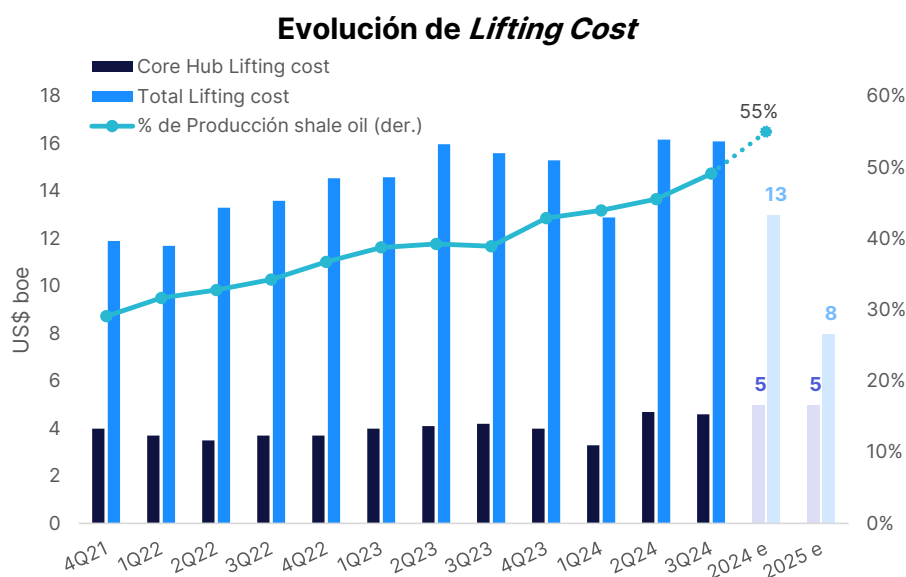
Resumen	Unidades	Histórico - Anual							Histórico - Trimestral				
		FY20	FY21	FY22	FY23	LTM	QoQ	YoY	3Q23	2Q24	3Q24	QoQ	YoY
Ingresos Totales	US\$ M	9.376	13.238	18.757	17.311	18.736	4,4%	5,5%	4.504	4.935	5.297	7,3%	17,6%
EBITDA	US\$ M	1.896	3.802	5.413	4.313	5.145	10,0%	17,5%	983	1.233	1.449	17,5%	47,4%
Resultado Neto	US\$ M	(1.098)	(34)	2.234	(1.277)	816	n.m.	-22,1%	(137)	535	1.485	177,6%	n.m.
EPS (ADR)	US\$	(2,8)	(0,1)	5,7	(3,3)	2,1	n.m.	-22,1%	(0,3)	1,4	3,8	177,4%	n.m.
Margen EBITDA	%	20,2%	28,7%	28,9%	24,9%	27,5%	1,4%	2,8%	21,8%	25,0%	27,4%	2,4%	5,5%
Margen EBIT	%	-9,7%	4,7%	13,2%	-7,2%	3,2%	6,2%	-0,3%	-8,6%	12,0%	14,2%	2,3%	22,8%
Margen Neto	%	-11,7%	-0,3%	11,9%	-7,4%	4,4%	8,8%	-1,5%	-3,0%	10,8%	28,0%	17,2%	31,1%
Producción													
Petróleo	kbb/d	206,8	210,8	226,0	242,8	253,8	1,9%	7,1%	236,9	248,8	255,8	2,8%	8,0%
Shale	kbb/d	39,4	52,8	76,6	97,2	115,2	7,8%	26,4%	92,2	113,3	125,7	10,9%	36,3%
Gas Natural	MMm3/d	35,6	35,6	37,5	36,2	37,5	1,9%	2,5%	37,5	38,8	40,3	3,8%	7,3%
Shale	MMm3/d	7,9	10,8	16,0	17,2	19,9	7,0%	16,7%	18,2	21,0	23,4	11,3%	28,4%
Gas Natural Licuado	kbb/d	36,6	34,4	41,6	42,9	44,2	1,6%	1,2%	46,6	46,1	49,5	7,3%	6,1%
Shale	kbb/d	12,2	17,9	25,2	30,1	32,6	2,7%	9,3%	33,1	34,5	36,5	5,8%	10,3%
Total	kboe/d	467,1	469,5	503,3	513,5	533,6	1,9%	4,5%	519,7	539,0	558,7	3,7%	7,5%
Procesamiento de Refinería													
Capacidad Técnica	kbb/d	319,5	328,1	328,1	328,1	328,1	0,0%	0,0%	328,1	328,1	328,1	0,0%	0,0%
Crudo Procesado	kbb/d	234,3	270,2	285,7	294,5	297,1	1,9%	0,6%	276,1	299,2	298,3	-0,3%	8,1%
Utilización	%	73,3%	82,3%	87,1%	89,8%	91%	1,7%	0,5%	84,1%	91,2%	90,9%	-0,3%	8,1%
Ventas de Productos Refinados													
Gasolina	km3	3.697,8	4.986,7	5.680,0	6.063,2	5.899,8	-1,3%	-0,5%	1.499,6	1.349,6	1.420,5	5,3%	-5,3%
Diesel	km3	7.043,7	8.006,5	8.782,6	8.863,1	8.400,0	-2,8%	-3,8%	2.272,1	2.081,7	2.028,9	-2,5%	-10,7%
Otros	km3	4.228,3	5.062,1	4.692,2	4.825,2	4.949,0	3,3%	2,1%	1.164,7	1.202,1	1.322,4	10,0%	13,5%
Precios													
Petróleo Crudo	US\$/bbl	39,4	53,7	64,4	62,6	66,7	2,9%	3,7%	60,7	70,8	68,3	-3,6%	12,5%
Gas Natural	US\$/MMBTU	2,6	3,5	3,6	3,5	3,6	1,5%	0,9%	4,3	4,0	4,5	12,7%	4,9%
Gasolina	US\$/m3	476,1	501,4	589,4	548,9	612,7	5,4%	9,4%	532,1	639,8	656,8	2,7%	23,4%
Diesel	US\$/m3	508,0	527,6	764,3	720,7	736,7	2,6%	-2,1%	683,5	760,3	758,1	-0,3%	10,9%
Caja y Equivalentes	US\$ M	994	1.108	1.092	1.387	1.195	-14,3%	-19,1%	1.478	1.394	1.195	-14,3%	-19,1%
Propiedad, Planta y Equipo	US\$ M	16.413	16.003	17.510	17.712	18.102	3,9%	-3,1%	18.672	17.423	18.102	3,9%	-3,1%
Total Activo	US\$ M	22.882	23.290	25.912	25.035	28.758	4,4%	7,1%	26.847	27.539	28.758	4,4%	7,1%
Total Deuda	US\$ M	8.621	7.921	7.654	8.856	9.287	-1,8%	6,9%	8.689	9.454	9.287	-1,8%	6,9%
Patrimonio Neto	US\$ M	8.131	8.265	10.552	9.051	12.135	14,4%	9,1%	11.119	10.605	12.135	14,4%	9,1%
Capital	US\$ M	16.752	16.185	18.206	17.907	21.422	6,8%	8,1%	19.808	20.059	21.422	6,8%	8,1%
Deuda Neta	US\$ M	7.626,7	6.813,0	6.562,0	7.469,0	8.092,0	0,4%	12,2%	7.211,0	8.060,0	8.092,0	0,4%	12,2%
Flujo Generado por Operaciones	US\$ M	1.321	4.262	5.179	5.308	5.458	2,5%	21,4%	1.197	1.281	1.331	3,9%	11,2%
Capital de Trabajo	US\$ M	765	(725)	(104)	(108)	(330)	-25,5%	n.m.	(12)	(3)	101	n.m.	n.m.
CAPEX	US\$ M	(2.002)	(2.702)	(4.280)	(5.950)	(6.008)	0,5%	5,0%	(1.566)	(1.537)	(1.597)	3,9%	2,0%
Flujo de Caja Libre	US\$ M	84	835	795	(750)	(880)	n.m.	n.m.	(381)	(259)	(165)	n.m.	n.m.

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Desde la llegada de Horacio Marín y su equipo en diciembre del año pasado, **YPF se encuentra inmersa en un proceso de cambio radical.** No es una novedad que en el pasado la compañía controlada por mayoría estatal priorizaba los intereses de quienes designaban a sus directivos por encima de los de sus accionistas privados. Ejemplos de ello era mantener precios de las naftas desfasados con respecto a los precios de importación, lo que influía en el resto de la industria dado que YPF es formadora de precios localmente por su vasta presencia en el mercado, o mantener sus operaciones en áreas que ya no le eran rentables para sostener el empleo en ciertas regiones del país. Esto parece haber quedado en el pasado, puesto que la **nueva dirección planteó desde el primer momento la necesidad de cambiar las prioridades de la compañía.** Así, los precios de los combustibles convergieron en tiempo récord hacia los valores de importación aun tras la devaluación del 118% de diciembre del 2023. Adicionalmente, **anunció un vuelco rotundo en sus operaciones, priorizando las no convencionales, que son las más rentables.** La promesa pasó de convertirse en una compañía con 50% de operaciones *shale* y 50% convencionales, a que el mix sea 80/20, con Manantiales Behr como su principal activo convencional. En línea con ese objetivo, **Marín anunció a principios de año que vendería o cedería las áreas que para YPF no tuviera sentido continuar**

operando puesto que el retorno esperado por dólar invertido era muy inferior a lo que podría conseguir en sus áreas insignia. Sorprendentemente, y **en contra de la mayoría de los pronósticos, que anunciaban trabas provinciales y sindicales, este cambio está ocurriendo**, lo que queda plasmado en los ya nueve acuerdos de ventas firmados.

En síntesis, la nueva estrategia de YPF está basada en lograr una reducción significativa de su exposición a campos maduros convencionales para redireccionar sus recursos a campos no convencionales. Dadas las características de estas áreas, **ello eventualmente debería traducirse en una reducción sustancial en los costos de operación**. Ya al comparar el *lifting cost* de los pozos convencionales de la misma YPF con el de su *core-hub shale*, se percibe una gran diferencia. Mientras que al 3Q24, el *lifting cost* convencional era de US\$31,1 por barril, el de sus operaciones *shale* era de US\$4,6. Ello es producto de la facilidad con la que el *shale oil* fluye en Vaca Muerta. No obstante, Marín no se conforma con enfocarse en áreas ya beneficiosas que mejoren los márgenes de la compañía. **Además, pretende mejorar la eficiencia de las perforaciones, bajando en hasta un 30% los tiempos de construcción de pozos**. También tiene el ojo puesto en pulir el resto del negocio, incluyendo la refinación/procesamiento de petróleo crudo y gas natural y la distribución y comercialización de hidrocarburos y productos derivados.



Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

No menos importante, parte del “Plan 4x4” anunciado por el presidente de la compañía a inicios de año implicaba cuadruplicar la producción de YPF. Este es un punto clave dado que desata diversas aristas. Una de ellas es la capacidad de evacuación de la cuenca, que no avala semejante crecimiento productivo. Consecuencia de esto, **las inversiones en Vaca Muerta no solo estarán destinadas a incrementar la producción, sino también a mejorar la evacuación.** Como mencionamos en el apartado de los grandes proyectos que están realizándose en el área, se encuentra el referente Vaca Muerta Sur, que inicialmente constará de una conexión de Loma Campana al punto de ingreso de Duplicar en Allen, pero eventualmente llevaría a un puerto exclusivamente exportador en Punta Colorada. **Esto permitirá ampliar la capacidad de transporte de la Cuenca Neuquina y, al mismo tiempo, enfatizar el perfil exportador que comienza a desarrollar YPF.**

Más allá del petróleo, **Marín también tiene el ojo puesto en la producción de gas de YPF y, particularmente, en los líquidos de gas.** En este punto, si bien la idea de construir una planta de

licuefacción en Argentina con Petronas como socio ya no se volverá realidad luego de que la compañía malaya se baje del megaproyecto, **YPF tiene una alternativa: Shell**. Las compañías firmaron un Project Development Agreement comprometiéndose a avanzar en la primera fase de Argentina LNG, el ambicioso proyecto del nuevo CEO de YPF. Esta primera etapa, para la cual Shell proveería el *know how* y se convertiría en el *offtaker*, **consistirá inicialmente en instalar dos barcos de licuefacción en el Golfo de San Matías en Río Negro para producir 10 millones de toneladas al año (equivalentes a aproximadamente 40 millones de m³/d). También requerirá un gasoducto dedicado de 580 km de extensión**. Luego, en una siguiente etapa que dependerá de que se apruebe el Front-End Engineering and Design, el proyecto podría escalar hasta la construcción de una planta modular terrestre en Sierra Grande, Río Negro, para sumar 10 millones de toneladas adicionales. Finalmente, el último paso sería construir una planta en tierra con nuevos trenes de licuefacción que sumen 10 millones de toneladas más.

En busca de alternativas de más corto plazo, **YPF también actuó con celeridad y se unió a PAE, Pampa Energía y la noruega Golar en el proyecto para comenzar a producir GNL aprovechando el potencial gasífero de Vaca Muerta**. Como mencionamos previamente, este desarrollo permitirá la producción de 11,3 MMm³/d de gas líquido gracias a la instalación del buque "Hilli Episeyo" también en el Golfo San Matías. De esta manera ya se abre la puerta a que YPF pueda incrementar su producción de gas de manera significativa. Como si fuera poco, **el 17 de diciembre anunció haber adquirido de ExxonMobil y QatarEnergy el 100% de las acciones de Mobil Argentina, que posee 54,45% de la concesión de explotación no convencional de Sierra Chata**. Esto significa que YPF será la socia de Pampa Energía en el área, beneficiándose directamente de los excelentes resultados que esta última viene obteniendo de operar la misma. Así, ya en 2025, y en particular durante el invierno, la producción de gas de YPF debería mostrar un salto de calidad interesante.

Para cerrar con las oportunidades de crecimiento de YPF, cabe recordar que **la compañía también:**

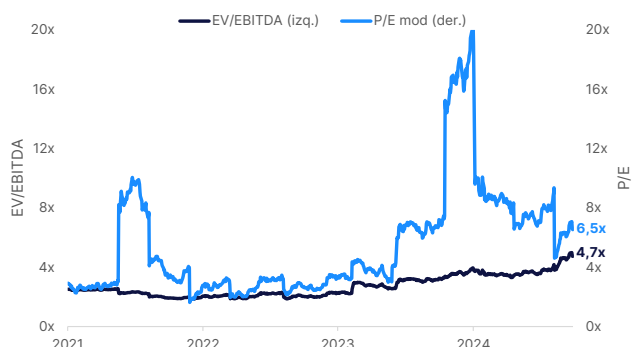
1. **Amplió las fronteras de su core-hub de Vaca Muerta en el sur de Mendoza**. Luego de completar la fase de ensayo, en el tercer trimestre conectó dos pozos a las instalaciones de producción obteniendo resultados auspiciosos.
2. **Comenzó los ensayos de productividad del primer pozo horizontal en el área El Cerrito, poniendo a prueba la formación de Palermo Aike**. Los datos de producción recopilados se encuentran en análisis.
3. **Inició el procesamiento de datos sísmicos 3D obtenidos del área CAN-102 (Offshore en la Cuenca Argentina Norte)**, esperando resultados para principios de 2025.

¿Es atractiva a estos precios?

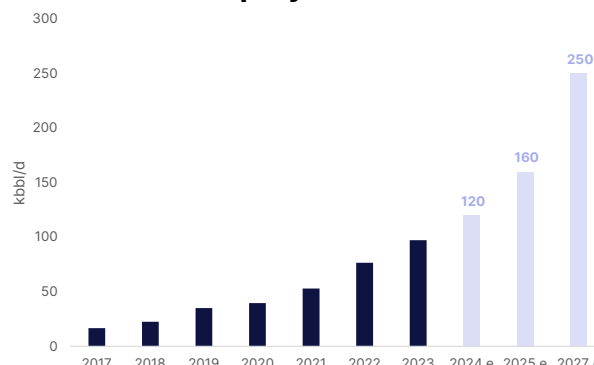
Durante 2024, YPF lideró el panel local subiendo más de 150%. Ya hasta el primer día de noviembre había tenido un año destacable, creciendo más de 40%, pero desde entonces el rally aceleró. En consecuencia, no solo se convirtió en una de las mejores localmente, sino también internacionalmente, peleando contra papeles como NVDA y hasta ganándole a la suba del Bitcoin. Como es de esperar, una situación así dispara cuestionamientos sobre la sostenibilidad del rally y sobre la valuación de la acción. Sin embargo, **con ratios de P/S 0,9x, P/BV 1,4x, EV/EBITDA de 4,7x y P/E normalizado de 6,5x** (usamos un P/E normalizado dado que en el 4Q23 registró una carga por deterioro de activos de US\$1.782 millones que altera el análisis), **nos sigue pareciendo atractiva. Esto se debe no solo a los proyectos de crecimiento que posee la compañía, que podrían aumentar la producción y las ventas significativamente, sino también a la expansión de márgenes que percibirían las operaciones de la compañía por su vuelco al negocio no convencional**. En este sentido, que YPF se haya asegurado una capacidad de transporte adicional de 120 kboe/d a través del VMOS nos parece una excelente señal tanto en cuanto a su vuelco exportador como a su aceleración productiva para *shale oil*. Por supuesto, no ignoramos que la compleción de los proyectos de la petrolera puede estar sujetos a imprevistos, pero la estrategia de la compañía es clara, y

compartimos la dirección elegida. Sumado a eso, **que trimestre a trimestre muestre que se encuentra *on track* con sus promesas hace que seamos positivos de cara al futuro.**

Evolución histórica *trailing* P/E y EV/EBITDA



Evolución proyectada de *shale oil*



*P/E normalizado para evitar las distorsiones de los deterioros de activos

**Evolución proyectada de producción de *shale oil* informada por el *management* en su Presentación de Resultados

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Retornando al punto del P/E normalizado, **nos propusimos realizar un análisis para determinar cuál podría ser el P/E teórico de YPF a cierre de 2024 de no haber distorsiones en su balance** como las observadas en lo que actualmente son sus últimos doce meses. El objetivo de este ejercicio es entender cuál sería el *trailing* P/E de YPF una vez que dejara de verse afectado por el enorme deterioro de activos por campos maduros registrado en el 4Q23 (-US\$1.782 millones), y beneficiado por sus significativos créditos impositivos del año, que sumaron US\$987 millones en los últimos nueve meses (dado que entendemos que no se deberían repetir a futuro). Resumidamente, tomamos un resultado neto acumulado entre el 1Q24 y el 3Q24 de US\$1.690 millones (los US\$2.677 millones reales menos los US\$987 millones mencionados). Consecuentemente, **si asumimos que YPF obtendrá un resultado neto cercano a los US\$500 millones para el último trimestre de 2024, y tomamos como precio del ADR el cierre del 19 de diciembre (US\$42), el P/E teórico se ubicaría en torno a 7,5x, más cerca de sus niveles del 3Q23.** Incluso yendo al caso que su resultado neto fuera nulo, su P/E se ubicaría cercano a 9,7x, lo cual también representaría un precio razonable.

Análisis de sensibilidad del P/E teórico ante distintos escenarios de resultado neto en 4Q24

Precio ADR	Ganancia 4Q24						
	US\$0m	US\$100m	US\$300m	US\$500m	US\$700m	US\$900m	US\$1.000m
US\$50	11,6x	11,0x	9,9x	9,0x	8,2x	7,6x	7,3x
US\$48	11,1x	10,5x	9,5x	8,6x	7,9x	7,3x	7,0x
US\$46	10,7x	10,1x	9,1x	8,2x	7,5x	7,0x	6,7x
US\$44	10,2x	9,6x	8,7x	7,9x	7,2x	6,7x	6,4x
US\$42	9,7x	9,2x	8,3x	7,5x	6,9x	6,4x	6,1x
US\$40	9,3x	8,8x	7,9x	7,2x	6,6x	6,1x	5,8x
US\$38	8,8x	8,3x	7,5x	6,8x	6,2x	5,8x	5,5x
US\$36	8,4x	7,9x	7,1x	6,4x	5,9x	5,4x	5,2x
US\$34	7,9x	7,4x	6,7x	6,1x	5,6x	5,1x	5,0x

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

De más está decir que este análisis deja varias incógnitas sin resolver, como cuál sería el resultado neto genuino de la compañía si además de quitar los créditos impositivos se hubieran aplicado cargos por impuesto a las ganancias. Lógicamente eso estresaría las ganancias por acción y amplificaría el múltiplo. Se podrían asumir varias tasas efectivas, y dividir el múltiplo resultante por “(1-t)”. Por ejemplo, **si asumiéramos una tasa efectiva de 35%, el ratio resultante pasaría a ser de 11,5x, lo que todavía nos parece atractivo dado el potencial de YPF.** Del otro lado, para ser justos, también

debemos señalar que **de tomar las ganancias tal cual fueron registradas por la compañía, es decir, sin deducir los créditos impositivos, el P/E resultante con una ganancia de US\$500 millones en el 4Q24 sería de 5,2x**. También debemos considerar que tampoco estamos contemplando el potencial incremento en producción ni márgenes de rentabilidad. Cualquier mejora experimentada en los ingresos que derive en un resultado neto mayor, o cualquier leve corrección temporal en el precio de la acción dejaría a YPF con un ratio de P/E aún más atractivo.

Métricas Financieras y de Valuación de YPF

Resumen	Unidades	Histórico - Anual							Histórico - Trimestral				
		FY20	FY21	FY22	FY23	LTM	QoQ	YoY	3Q23	2Q24	3Q24	QoQ	YoY
Precio ADR	US\$	4,7	4,5	7,8	15,8	26,5	31,1%	98,2%	16,3	23,4	41,4	76,8%	154,8%
Capitalización de Mercado	US\$ M	1.850,1	1.779,5	3.059,8	6.175,7	10.403,1	31,1%	98,3%	6.366,5	9.181,4	16.239,3	76,9%	155,1%
Métricas de Rentabilidad													
Margen Bruto	%	6,5%	19,1%	27,0%	20,0%	27,9%	325 bps	783 bps	18,1%	29,9%	30,6%	62 bps	1.247 bps
Margen EBITDAX	%	21,1%	28,9%	29,2%	25,3%	28,3%	137 bps	324 bps	22,2%	26,8%	27,7%	96 bps	555 bps
Margen EBITDA	%	20,2%	28,7%	28,9%	24,9%	27,5%	138 bps	281 bps	21,8%	25,0%	27,4%	237 bps	553 bps
Upstream como % de EBITDA	%	85,8%	68,6%	61,9%	69,1%	63,4%	-514 bps	-840 bps	79,3%	68,2%	57,4%	-1.082 bps	-2.189 bps
Downstream como % de EBITDA	%	40,0%	36,3%	40,6%	34,6%	38,9%	253 bps	938 bps	11,8%	30,6%	28,8%	-187 bps	1.700 bps
Gas y Energía como % de EBITDA	%	-18,0%	1,1%	2,9%	0,9%	2,7%	195 bps	51 bps	4,7%	4,9%	10,4%	555 bps	570 bps
Corporación as % of EBITDA	%	-14,5%	-2,4%	-4,6%	-5,3%	-3,5%	63 bps	376 bps	-8,5%	-5,6%	-4,9%	69 bps	365 bps
Eliminaciones	%	6,7%	-3,6%	-0,7%	0,6%	-1,5%	3 bps	-525 bps	12,7%	1,8%	8,3%	644 bps	-446 bps
Margen EBIT	%	-9,7%	4,7%	13,2%	-7,2%	3,2%	622 bps	-27 bps	-8,6%	12,0%	14,2%	228 bps	2.283 bps
Margen Neto	%	-11,7%	-0,3%	11,9%	-7,4%	4,4%	885 bps	-155 bps	-3,0%	10,8%	28,0%	1.719 bps	3.108 bps
COGS / Ingresos	%	93,5%	80,9%	73,0%	80,0%	72,1%	-325 bps	-783 bps	81,9%	70,1%	69,4%	-62 bps	-1.247 bps
SG&A / Ingresos	%	15,8%	11,6%	13,6%	14,5%	14,8%	-10 bps	45 bps	15,0%	15,9%	14,6%	-130 bps	-38 bps
ROE	%	-13,5%	-0,4%	21,2%	-14,1%	6,7%	1.432 bps	-270 bps	9,6%	-7,9%	7,8%	1.573 bps	-174 bps
ROA	%	-4,8%	-0,1%	8,6%	-5,1%	2,8%	576 bps	-107 bps	4,0%	-3,0%	3,0%	606 bps	-93 bps
ROIC	%	-2,9%	2,0%	7,4%	-3,7%	1,6%	304 bps	-16 bps	3,2%	-2,8%	3,0%	585 bps	-19 bps
Análisis Horizontal													
Ingresos	%	-31,8%	41,2%	41,7%	-7,7%	5,5%			-15,9%	12,8%	17,6%		
Costo de Ventas	%	-24,3%	22,1%	27,8%	1,2%	-4,8%			-1,7%	-1,5%	-0,3%		
Margen Bruto	%	-71,9%	316,2%	100,6%	-31,8%	46,6%			-49,2%	70,7%	98,7%		
EBITDA	%	-49,7%	100,5%	42,4%	-20,3%	17,5%			-37,5%	14,7%	47,4%		
EBIT	%	180,5%	-168,1%	300,3%	-150,3%	-2,9%			-151,5%	167,0%	-294,8%		
Resultado Neto	%	59,5%	-96,9%	-6730,6%	-157,2%	-22,1%			-119,8%	40,8%	-1183,9%		
GPA	%	59,5%	-96,9%	-6725,5%	-157,4%	-22,1%			-119,8%	40,7%	-1182,6%		
Métricas de Actividad													
Días de Inventario	días	46	41	34	35	33	1 días	-3 días	36	29	30	0 días	-6 días
Días de Cobranza	días	50	36	29	21	38	-8 días	-1 días	30	31	33	2 días	3 días
Días de Pagos	días	72	67	68	61	81	10 días	8 días	70	69	74	5 días	4 días
Ciclo de Efectivo	días	25	10	-5	-5	-10	-17 días	-12 días	-4	-8	-11	-3 días	-8 días
CAPEX / Depreciación	x	0,7x	0,9x	1,5x	1,8x	2,2x	7,6%	24,1%	1,8x	2,4x	2,4x	-1,6%	31,2%
Rotación de Activos	x	2,1x	3,1x	3,9x	3,6x	5,0x	104,1%	74,7%	0,8x	0,7x	0,7x	3,2%	-13,7%
Métricas de Valuación													
EV/EBITDAX	x	4,8x	2,2x	1,8x	3,1x	3,5x	5,4%	24,6%	3,1x	3,6x	4,6x	28,6%	50,4%
EV/EBITDA	x	5,0x	2,3x	1,8x	3,2x	3,6x	5,2%	26,4%	3,1x	3,7x	4,7x	28,3%	52,5%
EV/EBIT	x	10,4x	13,9x	3,9x	10,9x	31,2x	-206,9%	53,0%	22,2x	31,5x	41,0x	-230,4%	84,6%
P/S	x	0,2x	0,1x	0,2x	0,4x	0,6x	25,5%	87,9%	0,4x	0,5x	0,9x	69,4%	141,8%
P/E	x	1,7x	52,8x	1,4x	4,8x	12,7x	-229,5%	154,6%	6,1x	11,4x	19,9x	-274,7%	227,6%
P/BV	x	0,2x	0,2x	0,3x	0,7x	0,9x	14,2%	81,7%	0,6x	0,9x	1,4x	54,1%	133,8%
Métricas de Crédito													
Cobertura de Intereses	x	2,1x	5,1x	7,6x	4,8x	6,6x	22,4%	22,2%	5,4x	5,4x	6,6x	22,4%	22,2%
Deuda Neta / EBITDA	x	4,0x	1,8x	1,2x	1,7x	1,6x	-8,7%	-4,5%	1,6x	1,7x	1,6x	-8,7%	-4,5%
Deuda / Patrimonio Neto	x	1,1x	1,0x	0,7x	1,0x	0,8x	-14,2%	-2,1%	0,8x	0,9x	0,8x	-14,2%	-2,1%
Deuda de CP / Deuda Total	%	23,9%	14,0%	18,7%	20,9%	22,9%	216 bps	178 bps	21,1%	20,8%	22,9%	216 bps	178 bps

Fuente: **Portfolio Personal Inversiones (PPI)**

Un punto adicional clave para analizar es que la acción cotice con una prima por debajo de Pampa Energía, TGS y Vista Energy en términos de múltiplos. Es cierto que esto podría estar vinculado al crecimiento proyectado de cada una de las compañías, pero dado que los proyectos de YPF son de los más interesantes y ambiciosos en términos de desbloquear valor para sus accionistas, **creemos que tiene que ver con que YPF es una compañía con fuerte influencia del Estado argentino, que es tenedor del 51% de sus acciones.** Por más que hoy esto sea un aspecto menos relevante que lo que lo ha sido en el pasado, dado que el Gobierno actual es considerado *market friendly* por entender y respetar las dinámicas del mercado y por avalar que YPF sea gestionada como una compañía privada, es una contingencia que pesa sobre su papel. De todas formas, **esta situación podría cambiar en el futuro.** A lo largo del 2024 ha quedado en evidencia que Javier Milei tiene en agenda privatizar todas las compañías que el Estado posee. Acá es importante recordar que el artículo referido a las privatizaciones de la Ley Bases originalmente incluía a YPF, pero luego fue retirada en medio de las negociaciones para lograr su aprobación. **Si en 2025 se diera el caso que el Gobierno**

de Milei adquiere una representatividad más importante en el Congreso y en el Senado, se podría retomar el debate sobre su privatización nuevamente. Esto sería un *driver* destacable para el papel, pues le quitaría un pie de encima a su cotización. En definitiva, **entre factores concretos y potenciales, creemos que YPF tiene recorrido al alza y eso la convierte en un *buy*.**

NUESTRO EQUIPO

Pedro Siaba Serrate

Head of Research & Strategy
psiabaserrate@portfoliopersonal.com

Pedro Morini

Strategy Team Leader
pmorini@portfoliopersonal.com

Emiliano Anselmi

Chief Economist
eanselmi@portfoliopersonal.com

Diego Ilan Méndez, CFA

Corporate Credit Team Leader
dmendez@portfoliopersonal.com

Lucas Caldi

Research Asset Management
lcaldi@portfoliopersonal.com

Natalia Denise Martin

Analyst
nmartin@portfoliopersonal.com

Melina Eidner

Economist
meidner@portfoliopersonal.com

Gerardo Stvass

Analyst
gstvass@portfoliopersonal.com

Damián Lucas Vlassich

Equity Analyst
dvlassich@portfoliopersonal.com

Martín Cordeviola

Analyst
mcordeviola@portfoliopersonal.com

María Solana Cucher Fajans

Economist
mcucher@portfoliopersonal.com

Lautaro Casasco Herrera

Analyst
lherrera@portfoliopersonal.com

Lucas Delaney

Intern
ldelaney@portfoliopersonal.com

www.portfoliopersonal.com

✉ consultas@portfoliopersonal.com

☎ 0800 345 7599

El presente documento es propiedad de PP Inversiones S.A. ("PPI"), no pudiendo su contenido ser modificado, transmitido, copiado, y/o distribuido sin el consentimiento expreso de PPI. El presente tiene un carácter exclusivamente informativo y se basa en información proveniente de fuentes públicas. Nada en este documento podrá ser interpretado como una oferta, invitación o solicitud de ningún tipo para realizar actividades con valores negociables u otros activos financieros. PPI no efectúa declaración alguna, ni otorga garantía alguna, sobre la veracidad, integridad y/o exactitud de la información sobre la cual se basa este informe. El presente no constituye asesoramiento en inversiones. El receptor deberá basarse exclusivamente en su propia investigación, evaluación y juicio independiente para tomar una decisión relativa a la inversión en valores negociables. PPI es un Agente de Liquidación y Compensación - Integral registrado bajo la matrícula n° 686 y Agente de Colocación y Distribución Integral de FCI registrado bajo la matrícula n° 73, en todos los casos de la CNV.