



Compañía General de Combustibles S.A. anunció sus resultados no auditados del primer trimestre finalizado el 31 de marzo de 2025.

Compañía General de Combustibles S.A. ("CGC"), empresa de energía líder con operaciones en Argentina, anunció sus resultados no auditados por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025.

Las cifras financieras consolidadas se expresan en pesos y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB).

La información financiera preparada de acuerdo con la NIC 29 no es comparable con la información financiera preparada para períodos anteriores en términos nominales.¹ La Compañía presenta ciertas cifras en dólares estadounidenses en este comunicado únicamente para conveniencia del lector.²

Los estados financieros consolidados intermedios no auditados de CGC al 31 de marzo de 2025 consolidan línea por línea las cuentas patrimoniales y de resultados de ex CGC Energía S.A.U.

Para obtener más información, consulte los estados financieros consolidados intermedios no auditados de CGC para el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2025.

Acontecimientos destacados del primer trimestre finalizado el 31 de marzo de 2025³

- CGC desembarca en Vaca Muerta: El 21 de marzo de 2025, CGC suscribió un Acuerdo de Farm-In con YPF a través del cual adquirió el 49% de los intereses, derechos y obligaciones de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos "Aguada del Chañar", ubicada en la Cuenca Neuquina (Vaca Muerta). Se acordó que YPF mantendrá la titularidad del 51% restante de la concesión y continuará siendo su operador. La transferencia efectiva tuvo lugar el 1 de abril de 2025.
- A efectos de solventar el ingreso de CGC en Vaca Muerta a través de la adquisición del 49% de Aguada del Chañar, Latin Exploration S.L. (accionista mayoritario) ha decidido realizar un aporte de capital en CGC, por aproximadamente USD150 millones.
- La producción promedio de gas ascendió a 5.934,7 Mm³ por día en el 1T25, lo que representó una disminución del 4,4% respecto al 1T24. Por su parte, la producción promedio de petróleo (crudo + GLP) alcanzó los 3.543,1 m³ por día en el 1T25, representando una disminución del 5.0% frente al 1T24.⁴

¹ Los resultados no auditados de CGC están expresados en moneda constante al 31 de marzo de 2025, incluyendo las cifras comparativas del primer trimestre de 2024, de acuerdo con la NIC 29 "Información financiera en economías hiperinflacionarias" y a la Resolución General 777/2018, emitida por la Comisión Nacional de Valores ("CNV").

² Para mayor detalle, ver nota "Cifras expresadas en dólares estadounidenses" en la página 7.

³ Cifras expresadas en dólares utilizando el tipo de cambio al cierre de marzo de 2025 de AR\$1.074,0.

⁴ Producción en boca de pozo.



- Los ingresos totalizaron AR\$246.797,1 millones (o aproximadamente USD229,8 millones) en el 1T25, en comparación con AR\$299.332,7 millones del 1T24. Los ingresos registraron una disminución interanual del 17,6% en 1T25.
- El EBITDA Total Ajustado ascendió a AR\$61.368,8 millones (o aproximadamente USD57,1 millones) en el 1T25, una disminución del 26,8% frente al 1T24.
- El Capex fue de AR\$38.103,3 millones (o aproximadamente USD35,5 millones) en el 1T25, en comparación con AR\$114.943,3 (o aproximadamente USD107,0 millones) millones en el 1T24. El Capex registró una disminución interanual del 66,9% en el 1T25.
- Al 31 de marzo de 2025, la posición de caja ascendía a AR\$88.097,4 millones (o aproximadamente USD82,0 millones).
- El Ratio de Apalancamiento Neto al 31 de marzo de 2025 fue de 4,05x.^{1 2}
- CGC ha cobrado AR\$50.603,7 millones (o aproximadamente USD44,4 millones) durante mayo de 2025 en dividendos de TGN.

	1T25 IAS 29
Tipo de cambio AR\$/USD	
Promedio (últimos 12 meses)	970,9
Cierre de período	1.074,0
Cifras en millones de USD³	
Ingresos	229,8
EBITDA Ajustado	57,1
EBITDA Ajustado (LTM)	302,4
EBITDA Aguada del Chañar (2024) ⁴	102,6
CAPEX	35,5
Posición de Caja	82,0

¹ Ratio de Apalancamiento Neto calculado de acuerdo al Indenture del bono CGC 2025.

² El EBITDA incremental proveniente de la participación del 49% en Aguada del Chañar hubiera resultado en un Ratio de Apalancamiento Neto pro forma 2024 de aproximadamente 2,77x.

³ Cifras expresadas en dólares utilizando el tipo de cambio al cierre de marzo de 2025 de AR\$1.074,0, a excepción del EBITDA Ajustado (LTM), que considera el tipo de cambio promedio de los últimos 12 meses al cierre de marzo de 2025 de AR\$970,9.

⁴ De acuerdo a cifras de gestión recibidas del vendedor (las cifras del 1T25 aún no se encuentran disponibles). Corresponde a la participación del 49% de CGC.



Breve reseña

Al 31 de marzo de 2025, CGC estaba operando con un equipo de perforación en la Cuenca del Golfo San Jorge. La Compañía perforó un total de 5 pozos con una tasa de éxito total del 100%.

La producción promedio total alcanzó los 59,6 Mboe por día durante el 1T25, de la cual el 62,6% correspondió a gas natural, el 35,8% a crudo y el 1,5% a GLP. La producción de gas alcanzó los 5.934,7 Mm³/d en el 1T25, lo que representó una disminución del 4,4% con respecto al 1T24. Por su parte, la producción de petróleo (crudo + GLP) alcanzó los 3.543,1 m³/d en el 1T25, representando una disminución del 5% frente al 1T24.¹

Durante el 1T25, la producción total disponible en punto de venta ascendió a 51,6 Mboe/d (56,8% gas, 41,4% crudo y 1,8% GLP). La producción de gas disponible en punto de venta (expresada en 9.300 Kcal por m³) alcanzó los 4.659,6 Mm³/d en el 1T25, disminuyendo un 5,5% en relación al 1T24, y la producción de petróleo (crudo + GLP) disponible en punto de venta fue de 3.543,1 m³/d en el 1T25, lo que representó una disminución del 5,0% en comparación con el 1T24.²

Al diciembre de 2024, las reservas 1P totales ascendieron a 157,3 MMboe, lo que representa un aumento del 2% con respecto a 2023. Adicionalmente, CGC registró un Índice de Reposición de Reservas de 99% en gas natural y de 170% en crudo. Las reservas en la Cuenca Austral, Cuenca del Golfo de San Jorge y en la Cuenca Cuyana fueron auditadas por DeGolyer y MacNaughton.

Los ingresos del 1T25 ascendieron a AR\$246.797,1 millones (o aproximadamente USD229,8 millones), de los cuales el 65,5% correspondió a petróleo (crudo + GLP), el 32,6% a gas natural y el restante 1,9% a servicios (relacionados con el almacenamiento e instalaciones del puerto en Punta Loyola). Durante este período, el 100% de las ventas del crudo de CGC proveniente de la Cuenca Austral fueron exportaciones y el 100% de la producción de crudo proveniente de la Cuenca del Golfo San Jorge fue vendida localmente. Los ingresos registraron una disminución interanual del 17,6% en el 1T25.

Ingresos	1T25 (IAS 29)		1T24 (IAS 29)	
	Millones de ARS	%	Millones de ARS	%
Petróleo	161.600,5	65,5%	189.173,7	63,2%
Gas	80.559,8	32,6%	100.194,6	33,5%
Otros	4.636,7	1,9%	9.964,4	3,3%
Total	246.797,1	100%	299.332,7	100%

El EBITDA ajustado en el 1T25 ascendió a AR\$61.368,8 millones (o aproximadamente USD57,1 millones), lo que representó una disminución del 26,8% respecto del 1T24. La disminución se explica por una menor producción en relación al 1T25, así como también a

¹ Producción en boca de pozo.

² La producción disponible en punto de venta es aproximadamente 1.275,1 Mm³/d (8.0 Mboe/d) menor debido al consumo interno de gas, empleado para generar la energía eléctrica utilizada en la operación. Esta producción destinada al consumo dentro de la Compañía podría eventualmente ser comercializada en el mercado doméstico.



mayores costos, relacionados con el contexto macroeconómico (que presentó una apreciación real del tipo de cambio).

El margen de EBITDA disminuyó a 25% en el 1T25, en comparación con el 28% registrado en el 1T24. El margen bruto fue del 11% en el 1T25, en comparación con el 18% del 1T24. El margen neto disminuyó al 11% en el 1T25, en comparación con el 164% del 1T24.

	1T25	1T24
	IAS29	IAS29
Margen EBITDA	25%	28%
Margen Bruto	11%	18%
Margen Neto	11%	164%

El Capex fue de AR\$38.103,3 millones (o aproximadamente USD35,5 millones) en el 1T25, en comparación con AR\$114.943,3 (o aproximadamente USD107,0 millones) millones en el 1T24. El Capex registró una disminución interanual del 66,9% en el 1T25.

La posición de caja al 31 de marzo de 2025 ascendía a AR\$88.097,4 millones (o aproximadamente USD82,0 millones).

Adicionalmente, al 31 de marzo de 2025, la deuda financiera total de la Compañía ascendía a AR\$1.381.219,0 millones o aproximadamente USD1.286,1 millones (100% denominada en USD), con un costo promedio de deuda de aproximadamente 3,56% anual. El Ratio de Apalancamiento Neto fue de 4,05x y el Ratio de Cobertura de Intereses fue de 5,87x.^{1 2}

¹ Ratio de Apalancamiento Neto y Ratio de Cobertura de Intereses calculados de acuerdo al Indenture del bono CGC 2025.

² El EBITDA incremental proveniente de la participación del 49% en Aguada del Chañar hubiera resultado en un Ratio de Apalancamiento Neto pro forma 2024 de aproximadamente 2,77x y en un Ratio de Cobertura de Intereses proforma de 9,26x.



CGC desembarca en Vaca Muerta

El 21 de marzo de 2025, CGC suscribió un Acuerdo de Farm-In con YPF a través del cual adquirió el 49% de los intereses, derechos y obligaciones de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos “Aguada del Chañar”, ubicada en la Cuenca Neuquina (Vaca Muerta). Se acordó que YPF mantendrá la titularidad del 51% restante de la concesión y continuará siendo su operador. La transferencia efectiva tuvo lugar el 1 de abril de 2025.

La Compañía abonó a YPF una suma de USD75 millones y se comprometió a abonar un total de USD371,9 millones en 48 cuotas mensuales consecutivas de aproximadamente USD7,8 millones, desde enero de 2026 hasta diciembre de 2029 inclusive. La Sociedad tiene el derecho (pero no la obligación) de hacer cancelaciones anticipadas, parciales o totales, a una TNA de descuento del 15%.

Entre los acuerdos complementarios, el 21 de marzo de 2025 YPF abonó a CGC USD50 millones por un derecho de preferencia para la compra de petróleo crudo proveniente de la Cuenca del Golfo San Jorge o del área Aguada del Chañar, por un período de cinco años.

Aporte de Capital

A efectos de solventar el ingreso de CGC en Vaca Muerta a través de la adquisición del 49% de Aguada del Chañar, Latin Exploration S.L. (accionista mayoritario de la Compañía) ha decidido realizar un aporte de capital en CGC, por aproximadamente USD150 millones.

Emisiones de bonos locales

El 10 de marzo de 2025, CGC emitió la serie de Obligaciones Negociables Clase 37 por un valor nominal de USD27,6 millones, denominada y pagadera en dólares estadounidenses a una tasa nominal anual de 7,00% y vencimiento a los 24 meses. La emisión se destinó a financiar el pago adelantado de la adquisición del 49% de Aguada del Chañar.

Para más información, consulte nuestras presentaciones en la CNV / hechos relevantes.

Cancelación de la Obligación Negociable Internacional

El 8 de marzo de 2025, CGC canceló en su totalidad el monto outstanding del bono CGC 2025 (ON Clase 17), por aproximadamente USD68,4 millones.



Dividendos cobrados

CGC ha cobrado AR\$50.603,7 millones (o aproximadamente USD44,4 millones) durante mayo de 2025 en dividendos de su negocio de gasoductos, donde tiene un 28,2% de participación en TGN, principalmente a través de su inversión en Gasinvest S.A, del 43,5% en GasAndes y del 15,8% en TGM.



Cifras expresadas en dólares estadounidenses

La Compañía presentó ciertas cifras convertidas de pesos a dólares estadounidenses con fines comparativos. El tipo de cambio utilizado para convertir las cifras financieras expresadas en pesos (al 31 de marzo de 2025) a dólares estadounidenses fue el tipo de cambio vendedor para transferencias electrónicas (divisas) al cierre de operaciones según lo informado por el Banco de la Nación Argentina, al 31 de marzo de 2025. La información presentada en dólares estadounidenses es solo para conveniencia del lector.

Acerca de Compañía General de Combustibles S.A.

CGC es una empresa de energía líder con operaciones en Argentina, dedicada principalmente al desarrollo, producción y exploración de gas natural, petróleo crudo, GLP (Negocio de Upstream) y con un interés significativo en una red de gasoductos en el norte y centro de Argentina, con participaciones directas e indirectas de co-control en Transportadora de Gas del Norte ("TGN"), Gasoducto GasAndes Argentina, Gasoducto GasAndes ("GasAndes"), y una participación minoritaria en Transportadora de Gas del Mercosur ("TGM") (Negocio de Midstream). Para más información, visite <http://cgc.energy/>.