



**ANÁLISIS RAZONADO
DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
CONSOLIDADOS**

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO
TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2025**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2025

El propósito de este documento es facilitar el análisis de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, para el período terminado al 30 de junio de 2025 y su comparación con el período terminado al 31 de diciembre de 2024, en cuanto a los saldos de balance; en tanto que, para las cifras de resultados su comparación es con el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2024.

Este informe debe entenderse complementario a los Estados Financieros Consolidados Intermedios y sus notas explicativas, y de su lectura conjunta con estos últimos se podrá obtener una conclusión más integral sobre los temas expuestos.

1.- RESUMEN EJECUTIVO

La Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) registró una utilidad de US\$ 318,4 millones al 30 de junio de 2025 en comparación con los US\$ 172,7 millones obtenidos en el primer semestre del año anterior. Este mejor resultado se explica principalmente por el aumento del margen bruto que alcanzó los US\$ 678,6 millones, comparado con los US\$434,7 millones, lo que a su vez se debe a una mayor venta de producción propia valiosa de R&C por US\$ 113 millones (+13%), menores costos de energía derivados de un precio Brent más bajo, menores costos por coberturas financieras, reducción en costos logísticos y disminución de los gastos financieros netos.

En cuanto al resultado por Líneas de Negocio, la línea de Refinación y Comercialización (R&C) alcanzó un Resultado Antes de Impuestos (RAI) de US\$ 351,8 millones, superior a los US\$ 177,7 millones del año anterior. Pese a la caída en los márgenes internacionales de refinación durante el periodo, los cuales pasaron de 15,6 US\$/bbl a 15,3 US\$/bbl en gasolinas, y de 23,6 US\$/bbl a 21,9 US\$/bbl en diésel, este aumento de RAI es explicado por la mayor venta de producción propia valiosa, impulsada por un cambio en el mix de ventas y una optimización de costos logísticos. Lo anterior, como resultado de varias iniciativas operacionales en implementación.

Por su parte, la línea de Exploración y Producción (E&P) reportó un RAI de US\$ 121,1 millones, en comparación con los US\$104,8 millones obtenidos en primer semestre de 2024. De este total, US\$ 93,7 millones corresponden a las operaciones internacionales de ENAP (Ecuador y Egipto) y US\$ 27,4 millones a la operación en Magallanes. La operación internacional en Argentina fue vendida con fecha 13 de junio de 2025 y, por normas IFRS, se presenta hasta esa fecha como “resultado de operaciones discontinuadas”, en una línea separada del estado de resultados.

Considerando lo anterior, el RAI de E&P internacional (Ecuador y Egipto) al 30 de junio de 2025 ascendió a US\$93,7 millones, lo que representa una disminución de US\$ 5,4 millones respecto del mismo período del año anterior. Esta variación se explica por mayores costos de ventas, asociados con la mayor actividad de *workovers*, además de producción de volúmenes de crudo fuera de especificación en Egipto y mayor actividad en Ecuador durante el primer semestre de 2025. Adicionalmente, se identifican otros factores que afectaron los ingresos de esta línea de negocios tales como el evento de suspensión de bombeo en Ecuador, entre el 16 y 31 de marzo de 2025, producto de la rotura en el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), ocasionada por un deslizamiento de tierra asociada a las fuertes lluvias que impactó a nuestra operación en Ecuador. A lo anterior se suma la declinación natural de los pozos en la operación de Egipto.

Lo anterior se compensa parcialmente con un efecto positivo en precio, originado por la modificación contractual del bloque MDC en Ecuador, vigente desde julio de 2024, que permitió incrementar una de las tarifas de servicio

de extracción de crudo de 27 a 31 US\$/bbl, además del ajuste correspondiente por inflación de las tarifas que percibe la filial.

El EBITDA Consolidado de ENAP al 30 de junio de 2025 ascendió a US\$681,8 millones, el cual muestra un incremento de 43,7% respecto de los US\$474,4 millones obtenidos en primer semestre de 2024.

El 13 de junio de 2025, ENAP y su filial ENAP Sipetrol S.A. firmaron una compraventa con Oblitus International Ltd., compañía constituida y en vigencia de conformidad con las leyes del Reino Unido, para la venta del 100% de las acciones de ENAP Sipetrol Argentina S.A. y del 13,79% en Terminales Marítimas Patagónicas S.A. (TERMAP). El precio de la transacción alcanzó los US\$ 41,4 millones y su efecto en resultado se presenta en el rubro “Otras pérdidas” por US\$ 24,6 millones.

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	jun-25	jun-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos de actividades ordinarias	4.394,7	4.866,1	(471,4)	9,7%
Costos de ventas	(3.716,1)	(4.431,4)	715,3	16,1%
Margen bruto	678,6	434,7	243,9	56,1%
Otros ingresos, por función	4,5	7,3	(2,8)	38,4%
Costos de distribución	(131,5)	(120,1)	(11,4)	9,5%
Gastos de administración	(42,8)	(42,1)	(0,7)	1,7%
Otros gastos, por función	(23,5)	(21,6)	(1,9)	8,8%
Ganancia de actividades operacionales	485,4	258,2	227,2	88,0%
Otras pérdidas	(24,6)	0,0	(24,6)	Indet.
Ingresos financieros	10,2	6,9	3,3	47,8%
Costos financieros	(92,7)	(103,6)	10,9	10,5%
Participación en asociadas	36,9	31,4	5,5	17,5%
Diferencias de cambio	(16,6)	6,4	(23,0)	359,4%
Ganancia antes de impuestos	398,4	199,3	199,1	99,9%
Gasto por impuestos a las ganancias	(60,0)	(20,7)	(39,3)	189,9%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	338,4	178,6	159,8	89,5%
Pérdida procedente de operaciones discontinuadas *	(20,0)	(5,9)	(14,1)	239,0%
Ganancia del periodo	318,4	172,7	145,7	84,4%

* Pérdida procedente de operaciones discontinuadas se explica en punto 2.E.

A. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias disminuyeron un 9,7% al 30 de junio de 2025 respecto al año anterior, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Ingresos de Actividades Ordinarias	jun-25	jun-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	3.400,9	3.523,9	(123,0)	3,5%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	437,0	809,7	(372,7)	46,0%
Ingresos por ventas E&P	352,2	332,2	20,0	6,0%
Ingresos por ventas gas natural importado	183,0	189,0	(6,0)	3,2%
Otros ingresos	21,6	11,3	10,3	91,2%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	4.394,7	4.866,1	(471,4)	9,7%

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C disminuyeron en US\$123,0 millones (-3,5%) en comparación con el mismo periodo del año anterior, debido a una baja en los precios de venta, desde un promedio de 106,4 US\$/bbl en el primer semestre de 2024 a 97,2 US\$/bbl en el primer semestre de 2025 (-9,2%), lo cual está compensado parcialmente por un aumento en el volumen de ventas de producción propia en 305,9 Mm³ al pasar de los 5.353,3 Mm³ a 5.659,3 Mm³ (5,7%), explicado por un cambio en el mix de ventas, con un mayor participación de productos propios respecto a productos importados.

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C, tales como diésel y gasolinas, disminuyeron en US\$372,7 millones (-46,0%), respecto al primer semestre de 2024 explicado por un cambio en el mix de productos a venta, lo que implicó un menor volumen de venta por 396,7 Mm³, al pasar de 1.056,1 Mm³ a 659,4 Mm³ (-37,6%), sumado a un menor precio de venta promedio de la canasta de productos, que se redujo de los 121,9 US\$/bbl en primer semestre de 2024 hasta los 105,4 US\$/bbl en primer semestre de 2025 (-13,5%).

Los ingresos por venta en E&P en el exterior (Ecuador y Egipto) al 30 de junio de 2025 ascendieron a US\$192,4 millones, lo que representa un aumento de US\$ 9,6 millones en comparación con primer semestre de 2024 (US\$ 182,8 millones), explicado principalmente por mayores precios debido a la aplicación de la modificación de contrato en MDC en Ecuador (incremento de la tarifa de servicio de extracción de crudo desde 27 a 31 US\$/bbl) además del ajuste correspondiente por inflación de las tarifas que percibe la filial junto con un efecto volumen positivo debido a la mejor performance productiva de los pozos perforados el año 2025 en Ecuador. Lo anterior, fue parcialmente contrarrestado por la afectación del evento exógeno SOTE en Ecuador y a la declinación natural en Egipto, junto con el impacto negativo de la caída del precio del Brent (2025: US\$ 70,8 vs 2024: US\$ 83,4).

Los ingresos por venta E&P en Magallanes ascendieron a US\$159,8 millones que se comparan con los US\$149,3 millones de primer semestre de 2024, registrándose un incremento de US\$10,5 millones (7,0%) como resultado de mayores ventas de gas a Methanex (nuevo contrato). Además, se presentaron mayores ingresos por venta de licuables.

Los ingresos por venta de gas natural importado disminuyeron en US\$6,0 millones, explicado principalmente por menor valor del Brent utilizado como referencia en los precios de venta a los clientes durante el primer semestre. Cabe señalar que los niveles de Brent fueron en promedio un 13% menores a los del primer semestre 2024.

Finalmente, los ingresos asociados a la compensación del Estado de Chile, que cubre el precio de gas estabilizado para el suministro de gas residencial y comercial en la Región de Magallanes, ascendieron al equivalente de US\$33,3 millones en el primer semestre de 2025, cifra que se compara con los US\$32,3 millones equivalentes percibidos durante el primer semestre de 2024.

B. COSTOS DE VENTAS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de Ventas	jun-25	jun-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Costos por compra de crudo	(2.507,2)	(2.924,9)	417,7	14,3%
Costos operacionales no crudo	(460,2)	(386,0)	(74,2)	19,2%
Costo de producción E&P	(203,1)	(194,6)	(8,5)	4,4%
Costos de productos importados	(411,0)	(790,9)	379,9	48,0%
Costo por venta de gas natural	(134,6)	(135,0)	0,4	0,3%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	(3.716,1)	(4.431,4)	715,3	16,1%

Los costos por compra de crudo disminuyeron en US\$417,7 millones (-14,3%) durante el primer semestre de 2025. Esta disminución se debe principalmente al mayor volumen costado de producción propia que pasó de 5.353,3 Mm³ a 5.659,3 Mm³ en primer semestre de 2025 (5,7%). Este efecto fue compensado con una disminución en los precios de la materia prima, que disminuyeron desde los 86,8 US\$/bbl en el primer semestre de 2024 a 72,0 US\$/bbl en primer semestre de 2025 (-17,1 US\$/bbl).

Los costos asociados a la compra de productos importados en R&C, disminuyeron en US\$379,9 millones (-48,0%), respecto al primer semestre de 2024. Esta caída se explica por un cambio en el mix de productos vendidos, lo que resultó en un menor volumen de venta por 396,7 Mm³, al pasar de 1.056,1 Mm³ a 659,4 Mm³ (-37,6%), sumado a un menor precio de costo promedio de la canasta de productos, que se redujo de los 119,3 US\$/bbl en primer semestre de 2024 hasta los 99,1 US\$/bbl en primer semestre de 2025.

Los costos operacionales no crudo aumentaron en US\$74,2 millones (19,2%), debido a un aumento de provisiones varias a junio de 2025 por US\$ 25,6 millones, tales como, provisión por corte eléctrico nacional US\$10 millones, pérdida en exportaciones por US\$5,2 millones y provisión transporte en Magallanes por US\$6,4 millones; reverso de provisión por contingencia en Planta Biobío en 2024 por US\$ 18,7 millones, y US\$ 29,9 millones de incremento asociado a mayores costos variables, por aumento en la producción.

El costo de producción de E&P en el exterior aumentó en US\$ 12,1 millones, impulsado por un incremento de US\$ 8,9 millones en los costos de las operaciones internacionales, particularmente en Ecuador como consecuencia de la mayor actividad durante 2025 y Egipto debido a mayor actividad de workover y costo de transporte por volumen de crudo fuera de especificación. El costo de producción de E&P en Magallanes disminuyó en US\$ 3,6 millones.

Los costos de venta de gas natural importado disminuyeron en US\$0,4 millones, explicado principalmente por un menor costo de suministro, asociado a disponibilidad de Gas Natural Argentino.

C. MARGEN BRUTO

El Margen Bruto Consolidado, en el primer semestre de 2025, alcanzó los US\$678,6 millones, lo que representa un aumento de US\$243,9 millones respecto del primer semestre de 2024 que alcanzó los US\$ 434,7 millones (56,1%).

La distribución del resultado por las líneas de negocio es la siguiente:

Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C)	US\$ 533,0 millones
Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P)	US\$ 149,1 millones

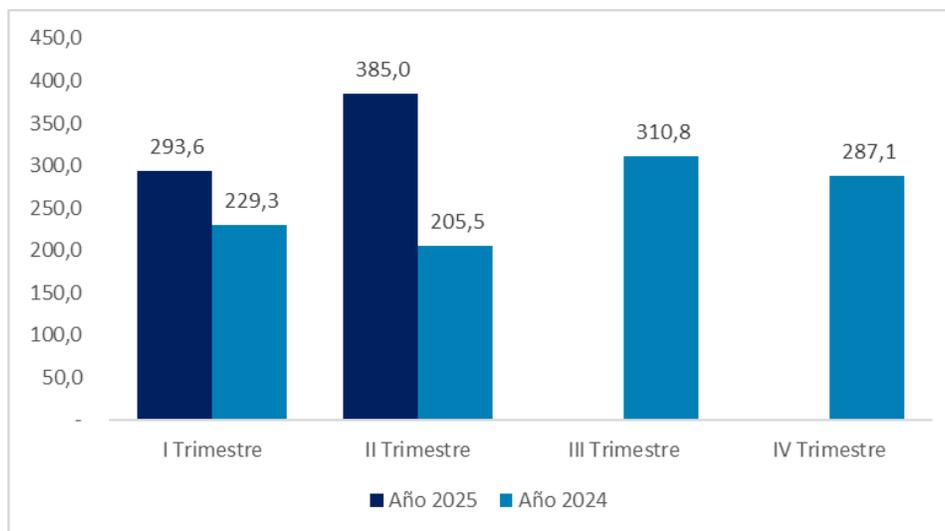
El Margen Bruto consolidado considera adicionalmente resultado negativo de la operación del Centro Corporativo por US\$3,5 millones.

El Margen Bruto de R&C aumentó desde los US\$303,1 millones en primer semestre de 2024 a US\$ 533,0 millones en primer semestre de 2025. Este aumento se atribuye principalmente a la mayor venta de producción propia valiosa de R&C (+13%), menores costos de energía por menor Brent, menores coberturas, menor costo logístico.

Por otro lado, el Margen Bruto de E&P en el exterior disminuyó de US\$ 90,3 millones en primer semestre de 2024 a US\$ 87,8 millones en primer semestre de 2025. Esta disminución de US\$ 2,5 millones, se explica por mayores costos operacionales en Ecuador y Egipto, junto con menor volumen dado el impacto negativo del efecto exógeno por la falla de SOTE en Ecuador, la declinación natural de los pozos productivos en Egipto y el impacto de la caída del precio internacional del Brent. Lo anterior, se contrarresta en parte por mayor efecto precio en Ecuador por la entrada en vigor, a partir de julio del año 2024, de la modificación de contrato de servicios, que aumentó las tarifas del Bloque MDC, además de los ajustes inflacionarios aplicados en dicho país y el mejor performance productivo de la campaña de perforación año 2025 en Ecuador.

El Margen Bruto de E&P en Magallanes ascendió a US\$ 61,3 millones, superior a los US\$47,3 millones obtenidos en primer semestre de 2024. Este aumento se explica por los mismos factores mencionados previamente en los ingresos.

A continuación, se muestra la evolución trimestral del margen bruto consolidado para ENAP, comparado con el año anterior (en millones de US\$):



D. VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Costos de distribución aumentaron en US\$11,4 millones, desde US\$120,1 millones en el primer semestre de 2024 a US\$131,5 millones en primer semestre de 2025. Este aumento está relacionado con el incremento en costos de servicios de logística, transporte por oleoductos, contratos por almacenamiento de productos, depreciación y otros.

Los Otros gastos por función presentan un aumento de US\$1,9 millones, al pasar de US\$21,6 millones en primer semestre de 2024 a US\$23,5 millones en primer semestre de 2025, este aumento se explica por una provisión de

incobrables de US\$ 7,4 millones compensado con menores costos de pozos exploratorios y otros efectos por US\$ 5,5 millones.

El rubro Otras pérdidas, al 30 de junio de 2025 refleja la pérdida contable de la venta de las operaciones en Argentina que ascendió a US\$ 24,6 millones.

Los Costos financieros disminuyeron en US\$10,9 millones, pasando de US\$103,6 millones en primer semestre de 2024 a US\$92,7 millones en primer semestre de 2025, como resultado de la reducción de la deuda financiera en 2024, lo que a su vez disminuyó los gastos diferidos, además de un menor uso de financiamiento de proveedores en el período.

El rubro Participación en asociadas aumentó en US\$5,5 millones, al pasar de US\$31,4 millones el primer semestre de 2024 a US\$36,9 millones el primer semestre de 2025. Este aumento está relacionado principalmente con mejores resultados atribuibles de las sociedades Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A., Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., GNL Chile S.A., Oleoductos Trasadino Chile S.A. y Oleoductos Trasadino Argentina S.A.

El rubro Diferencias de cambio presenta un resultado negativo de US\$16,6 millones en primer semestre de 2025, en contraste con la utilidad de US\$6,4 millones obtenida en primer semestre de 2024. Este resultado tiene relación con la exposición de saldos de moneda local en Chile y un menor tipo de cambio promedio en 2025 que afectó las obligaciones y provisiones en pesos chilenos.

Finalmente, el rubro Gasto por impuestos a las ganancias registró un mayor gasto de US\$39,3 millones y se explica principalmente por una compensación entre la utilidad tributaria de la filial Enap Refinerías S.A. y la pérdida tributaria de la matriz, ENAP, cuya tasa de impuesto es de un 65%.

E. PÉRDIDA PROCEDENTE DE OPERACIONES DISCONTINUADAS

Una operación discontinuada corresponde a un componente de la Empresa que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y cuyas operaciones y flujos pueden distinguirse claramente del resto de la entidad, se presenta en una línea el “resultado después de impuestos de las operaciones discontinuadas”, mientras que en las notas a los Estados de Situación Financiera se presenta un desglose de los ingresos, costos y resultados antes de impuesto. De acuerdo con la norma IFRS, la información del ejercicio comparativo del año 2024 se presenta de la misma forma y clasificación antes descrita.

La Empresa durante el año 2024, inició un proceso de venta de sus inversiones en Argentina y con fecha 18 de enero de 2025 informó a la CMF de la firma de un acuerdo de compraventa de la totalidad de las acciones de ENAP Sipetrol Argentina S.A. y de su participación del 13,79% en Terminales Marítimas Patagónicas S.A. (TERMAP). Con fecha 13 de junio de 2025, se materializó la venta de las operaciones en Argentina y tanto el resultado de las operaciones hasta el 31 de mayo de 2025 como el resultado en la venta se excluyen de la Línea de Negocio E&P.

Considerando la venta, se presenta a continuación un cuadro con el resultado línea a línea, de la operación discontinuada hasta el 13 de junio de 2025 y 30 de junio de 2024:

Cifras en Millones de dólares (US\$)	30 de junio de	
	2025	2024
ESTADO DE RESULTADOS OPERACIÓN DISCONTINUADA		
Ingresos de actividades ordinarias	35,6	71,2
Costos de ventas	(44,9)	(56,0)
Margen bruto	(9,3)	15,2
Costos de distribución	(2,4)	(3,1)
Gastos de administración	(2,7)	(2,9)
Otros gastos, por función	(1,2)	(0,3)
Resultado de actividades operacionales	(15,6)	8,9
Costos financieros	(3,1)	(7,5)
Diferencias de cambio	(1,3)	3,1
Resultado antes de impuestos	(20,0)	4,5
Gasto por impuestos a las ganancias	0,0	(10,4)
Pérdida atribuible a operaciones discontinuadas	(20,0)	(5,9)

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)	ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS			
	jun-25	dic-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Activos corrientes	2.299,7	2.133,4	166,3	7,8%
Activos no corrientes	5.462,2	5.263,9	198,3	3,8%
ACTIVOS	7.761,9	7.397,3	364,6	4,9%

Al 30 de junio de 2025, el total de activos registró un aumento neto de US\$364,6 millones en comparación con el total registrado al 31 de diciembre de 2024. Este aumento se explica principalmente por el efecto de las variaciones observadas en los saldos de los siguientes rubros:

- **Efectivo y equivalentes al efectivo** aumentó en US\$124,1 millones (61%) al pasar de US\$204,4 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$328,5 millones al 30 de junio de 2025. Este aumento se debe principalmente al resultado del periodo y posición de caja al cierre del semestre destinada a afrontar vencimientos de pagos del tercer trimestre.
- **Otros Activos Financieros corrientes** aumentó en US\$264,5 millones al pasar de US\$161,1 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$425,7 millones al 30 de junio de 2025, principalmente por depósitos a plazo designados para cubrir el dividendo por pagar US\$204 millones y un vencimiento de la deuda de Bonos, adicionalmente como resultado de la posición de cierre de los *mark-to-market* de las coberturas de riesgo de tipo de cambio y de precios del crudo se tuvo una variación de US\$ 2,6 millones.
- **Deudores Comerciales y Otras cuentas por cobrar corrientes** disminuyeron en US\$149,6 millones (26,0%) al pasar de US\$567,5 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$417,9 millones al 30 de junio de 2025, esta variación se debe a una caída del 4,7% en el volumen de venta respecto de diciembre de

2024, y pagos al cierre del semestre de los principales distribuidores lo cual generó la disminución indicada.

- **Cuentas por cobrar a entidades relacionadas** aumentaron US\$16,0 millones (45,5%) al pasar de US\$36,0 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$52,0 millones al 30 de junio de 2025. Este aumento se debe principalmente a mayores saldos con GNL Chile S.A., por la posición de compra de los saldos al cierre de mes por US\$ 11,7 millones.
- **Inventarios** presenta un aumento de US\$6,6 millones (0,6%) al pasar de US\$1.035,1 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$1.041,7 millones al 30 de junio de 2025, debido a un mayor nivel de inventario de crudo por US\$ 21,0 millones compensado parcialmente por menor inventario de productos por US\$ 12,3 millones y otras variaciones por US\$2,1 millones.
- **Otros activos financieros, no corrientes** presenta un aumento de US\$21,1 millones (430%) al pasar de US\$4,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 26,0 millones al 30 de junio de 2025, debido a una posición de cierre a favor asociada a Cobertura de flujo de caja por US\$ 21,1 millones.
- **Inversión en Asociadas** refleja un aumento de US\$14,6 millones (7,3%) al pasar de US\$199,3 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 213,9 millones al 30 de junio de 2025, debido al reconocimiento de resultados devengados por US\$ 36,8 millones (destacando los resultados de GNL Quintero S.A. y GNL Chile por US\$18,2 millones y US\$ 6,8 millones, respectivamente), neto de dividendos recibidos por US\$ 19,9 millones y otras variaciones por US\$2,3 millones.
- **Propiedades, Planta y Equipo** se incrementó desde los US\$3.520,6 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 3.665,3 millones al 30 de junio de 2025, representando un aumento neto de US\$144,7 millones (4,1%). Los principales movimientos de la cuenta se componen de adiciones por US\$315,4 millones (US\$142,8 millones corresponden a Línea de Negocios E&P y US\$172,6 millones a Línea de Negocios R&C), compensado por depreciaciones y otros ajustes por US\$170,7 millones.
- **Activos por impuestos diferidos** aumentó US\$32,7 millones (2,5%) al pasar de US\$1.327,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$1.360,6 millones al 30 de junio de 2025, principalmente debido al incremento en las pérdidas tributarias de ENAP. La Empresa se encuentra evaluando diferentes alternativas que permitan el uso de este activo diferido.

PASIVOS Y PATRIMONIO

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	jun-25	dic-24	Var	Var.% abs.
Pasivos financieros corrientes	261,7	367,5	(105,8)	28,8%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.115,3	733,9	381,4	52,0%
Otros pasivos corrientes	206,4	347,6	(141,2)	40,6%
Total pasivos corrientes	1.583,4	1.449,0	134,4	9,3%
Pasivos financieros, no corrientes	3.213,6	3.185,0	28,6	0,9%
Otros pasivos, no corrientes	391,3	399,8	(8,5)	2,1%
Total pasivos, no corrientes	3.604,9	3.584,8	20,1	0,6%
Total pasivos	5.188,3	5.033,8	154,5	3,1%
Patrimonio	2.573,5	2.363,5	210,0	8,9%
Total pasivos y patrimonio	7.761,9	7.397,3	364,6	4,9%

PASIVOS

Al 30 de junio de 2025 los pasivos totales de la Empresa registraron un aumento de US\$154,5 millones respecto del cierre de 2024. Este aumento se desglosa principalmente de la siguiente manera:

- **Pasivos financieros corrientes y no corrientes** presentaron una disminución de US\$ 77,2 millones. Esta disminución en el primer semestre del año corresponde al pago del bono reajutable por UF 3.000.000, equivalente a US\$ 125,5 millones efectuada con fecha 16 de junio de 2025, compensado con US\$54,7 millones por la variación del valor de los Bonos en UF respecto del dólar americano (esta variación de los Bonos en UF tienen una estrategia de coberturas de flujo de caja, que cubren la variación de la UF respecto del dólar americano, dado el cierre de dichas coberturas, estas se presentan dentro del rubro “Otros activos financieros corrientes y no corrientes”).
- **Cuentas por pagar comerciales** aumentaron en US\$381,4 millones, al pasar de US\$733,9 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 1.115,3 millones al 30 de junio de 2025, explicado por el dividendo por pagar al Estado por un monto de US\$204 millones correspondiente al 50% de las utilidades del año 2024, y mayores saldos con proveedores de crudo y productos por US\$ 136 millones y un aumento de anticipo de clientes por US\$ 40 millones, principalmente.
- **Cuentas por pagar a empresas relacionadas** disminuyeron en US\$50,2 millones, al pasar de US\$59,1 millones al 31 de diciembre de 2024 a US\$ 8,9 millones al 30 de junio de 2025, principalmente por el saldo por pagar a GNL Chile S.A., relacionados con la posición de cierre de las operaciones de compra de gas natural.
- **Pasivos incluidos en grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta** disminuyeron en US\$78,2 millones, como resultado de la venta de las operaciones en Argentina con fecha 13 de junio de 2025, parcialmente compensada por una disminución de impuestos en las operaciones internacionales de la compañía por un total de US\$ 3,1 millones.

PATRIMONIO

Al 30 de junio de 2025 el Patrimonio aumentó en US\$210,0 millones (8,9%) respecto al cierre de 2024, debido a la utilidad del semestre de US\$ 318,4 millones y US\$ 100 millones de aportes para futuras capitalizaciones realizados por el Estado, compensado parcialmente por el reconocimiento de dividendos por pagar al Estado de US\$ 204 millones correspondientes al 50% de la utilidad del año 2024 y ajustes a resultados acumulados y reservas de cobertura por US\$ 4,4 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de junio de 2025 y 2024, son los siguientes:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estados de Flujos de Efectivos	jun-25	jun-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	825,1	546,3	278,8	51,0%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(582,5)	(291,7)	(290,8)	99,7%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(122,1)	(113,4)	(8,7)	7,7%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	120,5	141,1	(20,6)	14,6%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	3,6	(5,5)	9,1	165,5%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	124,1	135,6	(11,5)	8,5%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	204,4	182,5	21,9	12,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	328,5	318,1	10,4	3,3%

El flujo de actividades de operación en 2025 registró un saldo positivo de US\$ 825,1 millones, en comparación con los US\$ 546,3 millones registrados en periodo comparado. El flujo utilizado en actividades de inversión ascendió a US\$ 582,5 millones en 2025, en comparación con los US\$ 291,7 millones registrados en periodo comparado. Este aumento se explica principalmente por mayores inversiones en depósitos a plazo. El flujo de actividades de financiamiento en 2025 reflejó una salida neta de fondos por US\$ 122,1 millones, comparado con US\$ 113,4 millones en periodo comparado. En ambos períodos, esta utilización se relaciona con la ejecución de pagos de intereses de deuda con el público (bonos), y amortización de arrendamientos financieros. Finalmente, el saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo ascendió a US\$328,5 millones al 30 de junio de 2025 que se compara con US\$318,1 millones en 2024.

5.- EBITDA

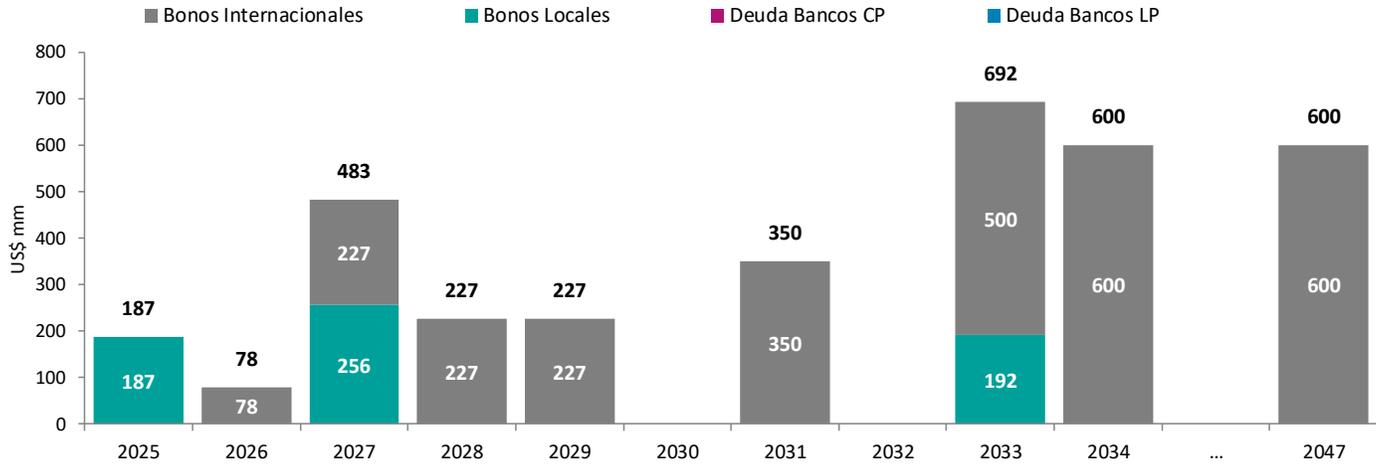
El EBITDA de US\$681,8 millones al 30 de junio de 2025, se compara con los US\$474,3 millones obtenidos en el mismo periodo del año 2024, el detalle es el siguiente:

EBITDA	jun-25	jun-24	Var. US\$	% Var. Abs.
Resultado Operacional	485,4	258,2	227,2	88,0%
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	185,5	190,2	(4,7)	2,5%
Otros cargos a resultados	10,9	25,9	(15,0)	57,9%
EBITDA	681,8	474,3	207,5	43,7%
EBITDA LTM	1.273,5	1.171,6	101,9	8,7%

Al 30 de junio de 2025 la contribución al EBITDA por parte de R&C es de US\$477,2 millones, en tanto que E&P alcanzó los US\$214,5 millones. Además de costos corporativos ascendentes a US\$ 9,9 millones.

6.- PERFIL AMORTIZACIÓN DE CAPITAL ENAP AL 30 DE JUNIO DE 2025

El presente gráfico muestra el perfil de amortización del capital de la deuda de ENAP:



* Instrumentos se muestran en este gráfico fijados sus valores por CCS

7.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Los principales indicadores financieros de liquidez, endeudamiento, actividad y rentabilidad del Grupo ENAP se detallan a continuación:

LIQUIDEZ		jun-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,45	1,47	(0,02)	1,4%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,79	0,76	0,03	3,9%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

⁽²⁾ Razón ácida = (Activos corrientes - Inventarios) / Pasivos corrientes

ENDEUDAMIENTO		jun-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	2,02	2,13	(0,11)	5,3%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	1,14	1,35	(0,21)	15,9%
Razón de endeudamiento financiero, corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	7,53	10,34	(2,81)	27,2%
Razón de endeudamiento financiero, no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	92,47	89,66	2,81	3,1%
Cobertura de gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	7,15	5,55	1,60	28,9%
Razón de deuda financiera neta a EBITDA ⁽⁶⁾	(veces)	2,32	3,00	(0,68)	22,8%

⁽¹⁾ Razón de endeudamiento = (Total pasivos corrientes + Total pasivos no corrientes) / Patrimonio total

⁽²⁾ Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros - efectivo y equivalentes) / Patrimonio total

⁽³⁾ Razón de endeudamiento, corriente = Pasivo financiero corriente / Total pasivos financieros

⁽⁴⁾ Razón de endeudamiento, no corriente = Pasivo financiero no corriente / Total pasivos financieros

⁽⁵⁾ Cobertura de gastos financieros = EBITDA LTM / Costos financieros netos LTM

⁽⁶⁾ Razón de deuda financiera neta a EBITDA = (Total Pasivos Financieros – efectivo y equivalentes y DAP) / EBITDA LTM

ACTIVIDAD					
Activos		jun-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	7.761,9	7.397,3	364,6	4,9%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	7.579,6	7.257,0	322,6	4,4%
Inventarios		jun-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	7,32	7,81	(0,49)	6,3%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,64	1,54	0,10	6,5%

(1) Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

(2) Activos promedio = (Activos Totales del período actual + Activos totales año anterior) / 2

(3) Rotación de inventarios = Costo de venta últimos doce meses / Inventario promedio últimos doce meses

(4) Permanencia de inventarios = Inventario promedio últimos doce meses / Costo de venta últimos doce meses (promedio mensual)

RENTABILIDAD					
		jun-25	dic-24	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	22,44	19,63	2,81	14,3%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	7,31	5,62	1,69	30,0%

(1) Rentabilidad de patrimonio promedio = Resultado últimos 12 meses / ((Patrimonio período actual + Patrimonio período anterior) / 2)

(2) Rentabilidad de activos = Resultado últimos 12 meses / Activos Totales promedio últimos doce meses

8.- DIFERENCIAS ENTRE VALORES ECONÓMICOS Y DE LIBROS DE LOS ACTIVOS.

Respecto a los principales activos de la Empresa, cabe mencionar lo siguiente:

La Empresa evalúa anualmente el deterioro del valor de los activos, conforme a la metodología establecida y de acuerdo con lo determinado en la NIC 36.

Los activos sobre los cuales aplica la metodología son los siguientes:

- ❖ Propiedades, Planta y Equipos
- ❖ Activos Intangibles
- ❖ Inversiones en Filiales y Asociadas
- ❖ Otros Activos no Corrientes

La evaluación de deterioro del valor de los activos se realiza a fin de verificar si existe algún indicio que el valor libro sea menor al importe recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro (de haberlo). En caso de que el activo no genere flujos de caja que sean independientes de otros activos, la Empresa determina el valor recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El valor recuperable es el más alto entre el valor justo menos los costos de vender y el valor en uso. Para determinar el valor en uso, se calcula el valor presente de los flujos de caja futuros descontados, a una tasa asociada al activo evaluado. Si el valor recuperable de un activo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo con las NIIF, según lo que se señala en la Nota 3 de los Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios.

De acuerdo con las normas de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), las inversiones en empresas filiales y asociadas se valorizan según el método de la participación de las respectivas empresas. Según este método, la inversión se registra inicialmente al costo, y es ajustada posteriormente por los cambios posteriores a la adquisición en la parte del inversor, de los activos netos de la participada.

9.- SITUACIÓN DE MERCADO.

En el primer semestre de 2025, el precio del petróleo crudo Brent ICE promedió 70,8 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, esto es, 12,6 US\$/bbl por debajo de igual periodo de 2024 (83,4 US\$/bbl). Por su parte, el crudo WTI de EE.UU., promedió 67,5 US\$/bbl, 11,3 US\$/bbl por debajo de 2024 (78,8 US\$/bbl).

Contexto mercado del petróleo:

En el primer semestre de 2025 los precios del petróleo tuvieron una volatilidad mayor a la habitual, fluctuando entre los 60 y 80 US\$/bbl. A mediados de enero alcanzó el máximo de 82,0 US\$/bbl, para posteriormente comenzar a caer. A inicios de abril el precio cayó 10 US\$/bbl hasta los 65 US\$/bbl, posterior al anuncio de aranceles por parte de EE.UU. y la amenaza al crecimiento global que esto significa. A inicios de mayo el precio cayó a un mínimo de 60 US\$/bbl posterior al anuncio de la Opep+ de aumentar la producción. Los precios volvieron a subir junto al ataque de Israel a Irán a mediados de junio, y llegaron hasta 78,9 US\$/bbl después que EE.UU. se involucrará en el conflicto, bombardeando instalaciones nucleares de Irán. Posteriormente se alcanzó un cese al fuego en que los precios se han estabilizado entre 67 y 70 US\$/bbl.

Durante mayo, los precios cayeron hasta los 60 US\$/bbl, su nivel más bajo en cuatro años (60,2 US\$/bbl el 5 de mayo de 2025). Posteriormente en junio, repuntaron hasta los 79 US\$/bbl tras la escalada del conflicto entre Israel e Irán, que se prolongó por 12 días con ataques cruzados. La intervención de EE.UU., con ataques a instalaciones nucleares iraníes, forzó un acuerdo de paz que puso fin al conflicto.

Factores a la baja:

- **Declaración de crisis energética en EE. UU.**, junto con las políticas de la nueva administración de Donald Trump que impulsarán un aumento en la producción de crudo y gas de este país.
 - A junio, la producción de crudo en EE. UU. ha crecido un 2,6% por sobre 2024 y se encuentra en ~13,4 mn bbl/d.
 - A igual mes, la producción de gas natural promedia 3% por sobre los niveles de 2024.
- **Propuesta de aranceles** por parte de EE. UU. que ha generado incertidumbre y dio lugar a una guerra comercial.
 - El 2 de abril, el presidente Trump impuso una serie de aranceles a 184 países.
 - El 9 de abril Donald Trump anunció una pausa de 90 días en los aranceles suspendiendo temporalmente los gravámenes más altos que habían entrado en vigor a comienzos del mes, con la excepción de China, que vio incrementos adicionales hasta un 145%. Posteriormente se han reducido a 30%.

- **Aumento de producción por parte de la OPEP+**, que generó preocupación por un posible exceso de oferta, así como dudas sobre la efectividad de la medida para equilibrar el mercado global.
 - Durante Mayo, Junio y Julio la OPEP+ ha retornado ~400 mil bbl/d en cada mes, a cuenta de recortes voluntarios realizados anteriormente.

Factores al alza:

- **Factores geopolíticos:**
 - Nuevas restricciones al sector energético ruso y a la industria petrolera de Irán y Venezuela, junto a sanciones a naves que transporten crudo de estos países.
 - Conflicto Israel-Gaza: Persisten las tensiones tras el fracaso de las negociaciones de paz, con reanudación de operaciones militares en la Franja.
 - Conflicto Israel-Irán: escalada del conflicto el 12 de junio, cuando Israel decide atacar objetivos nucleares y militares de Irán. El 21 de junio, EE.UU. se involucró en el conflicto bombardeando selectivamente 3 plantas de enriquecimiento de uranio. Finalmente, el 23 de junio se anunció el acuerdo de cese al fuego.
 - Durante el conflicto, aumentó el riesgo de un posible cierre del estrecho de Ormuz en la costa de Irán, por el cual transita diariamente un 20% de la demanda mundial de crudo (~20 mn bl/d); 20% de las exportaciones de GNL; y 0,5 mn bl/d de diésel que va principalmente a cubrir los déficits de Europa, que importa ~1,5 MMBD principalmente desde Arabia Saudita (15%) y EE.UU. (13%).
 - Mar Rojo: Grupos hutíes en Yemen intensificaron los ataques a embarcaciones comerciales en el estrecho de Bab el-Mandeb, declarando un bloqueo naval contra Israel desde mayo, lo que ha elevado los riesgos para la navegación a través del Canal de Suez, obligando a las naves a realizar el viaje más largo a través del Cabo de Buena Esperanza.
 - Conflicto Rusia-Ucrania: la propuesta de un alto al fuego no se ve cercana, dado a los constantes ataques de ambos países a su sector energéticos, bases aéreas, puertos.

Refinados - Costa del Golfo de EE. UU. (USGC)

Durante el primer semestre de 2025 los márgenes de refinación en la Costa del Golfo de EE.UU. mostraron una leve disminución de 0,3 US\$/bbl en comparación con el mismo período de 2024 (15,3 vs 15,6 US\$/bbl).

- En los primeros meses del año, EE.UU. realizó una amplia temporada de mantenimiento de refinerías, lo que junto a un alto consumo de diésel durante el invierno, redujo los inventarios de productos respaldando los márgenes de refinación.
- A fines de febrero se concretó el cierre de la refinería de Lyondell-basell en USGC de 260 kbd, lo que representa un 3% de la capacidad del USGC y un 1,4% de la capacidad del país.

Gasolinas

Durante el primer semestre de 2025 el precio de la gasolina Unleaded 87 en USGC promedió 86,6 US\$/bbl, una disminución de 14,2 US\$/bbl respecto mismo periodo el año anterior, cuando se situó en 100,7 US\$/bbl. El diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent Ice promedió 15,9 US\$/bbl; 1,4 US\$/bbl menos que el mismo período de 2024 (17,3 US\$/bbl).

Los márgenes de gasolinas han sido afectados por los siguientes factores:

- Durante el primer semestre de 2025 la demanda de gasolina en EE.UU. se ha mantenido sin crecimiento respecto al año 2024 en promedio, lo que contribuyó a una recuperación de inventarios en junio y a una disminución del crack de gasolina.
- La venta de vehículos eléctricos en EE.UU. subió un 7% vs 2024 y su participación de mercado alcanzó un 9,9% de la venta de vehículos livianos (cifras a abr).

Diésel

Durante el primer semestre de 2025 el precio promedio del diésel de bajo azufre en USGC fue de 92,6 US\$/bbl, una caída de 14,5 US\$/bbl respecto al mismo periodo de 2024. El diferencial de precio del diésel respecto al Brent Ice promedió 21,9 US\$/bbl; 1,7 US\$/bbl menos que el año pasado (23,6 US\$/bbl).

Los cracks del diésel encontraron un sustento por sobre los 20 US\$/bbl, apoyados por:

- Durante el primer semestre de 2025 la demanda de diésel en EE.UU. subió 5% vs 2024. El aumento se concentró entre enero y marzo, como resultado de un invierno crudo que aumentó el consumo, por lo que los inventarios se redujeron a mínimos históricos, a partir de abril.
- Las exportaciones de diésel aumentaron en 7% promedio en mayo y junio vs. 2024, incentivados por los eventos geopolíticos ocurridos, tales como la definición de los aranceles en mayo y el conflicto en Medio Oriente en junio.
- En particular, las exportaciones de diésel desde USGC a Europa aumentaron en promedio por sobre el 30% vs 2024, en mayo y junio.

Fuel Oil

Durante el primer semestre de 2025 el precio del fuel oil N°6 con 3% de azufre promedió 64,6 US\$/bbl, lo que representa una caída de 5,6 US\$/bbl en comparación con el mismo período de 2024. El diferencial frente al Brent ICE se ubicó en -6,1 US\$/bbl, mostrando un aumento de 7,2 US\$/bbl respecto al mismo periodo del año pasado.

- Los crack del fuel oil se mantienen respaldados por una mayor demanda de combustible para transporte marítimo, debido a los viajes más largos ante el bloqueo de los Hutíes en el Mar Rojo.
- La apertura del oleoducto Transmountain en Canadá en mayo del 2024, junto al término del “waiver” a Chevron para importar crudo de Venezuela, han llevado a una reducción de importaciones de crudos pesados en EE.UU. (-7% en abril) y a una menor producción local de fuel, la cual cayó un 25% vs 2024 (230 vs 310 mil bbl/d).
- En EE.UU. los stocks se ubican en mínimos de 10 años, lo que ha impulsado los cracks del fuel en lo que va del año.

Tarifas de flete USGC-Chile

En el primer semestre de 2025 las tarifas de fletes promediaron 7,0 US\$/bbl, 2,8 US\$/bbl menos que en el mismo período de 2024 (9,8 US\$/bbl), favorecidas por una disponibilidad permanente del Canal de Panamá, que en el primer semestre de 2024 estaba afectado por la sequía.

- Durante la semana de mayores tensiones en Medio Oriente, las tarifas de flete aumentaron hasta los 8,3 US\$/bbl, debido a un aumento de las exportaciones de diésel a Europa.

Gas natural

En el primer semestre de 2025 el precio del Gas Natural, según el marcador Henry Hub de EE.UU., promedió 3,7 US\$/MMBTU, un aumento de 1,5 US\$/MMBTU respecto al año 2024 (2,2 US\$/MMBTU).

- A fines de junio, los stocks de gas natural fueron un 5% inferiores al del año pasado, influenciados por una mayor demanda de gas durante el invierno, principalmente en febrero, y mayores exportaciones de GNL que crecieron un 20% vs. el año pasado.

10.- ANÁLISIS DE RIESGO

a.- Riesgo de mercado - precio del crudo

ENAP participa en la exploración y producción de hidrocarburos a través de su filial ENAP Sipetrol S.A. y en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo a través de ENAP Refinerías S.A. La refinación y comercialización de sus productos en Chile representa una parte substancial de las operaciones de ENAP.

La Empresa accede al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y el cumplimiento de sus compromisos comerciales se obtiene mayoritariamente de Sudamérica, siendo los principales proveedores Brasil, Argentina y Ecuador. Las refinerías de la compañía cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de esta materia prima. En cuanto al origen de las importaciones de productos refinados, durante el último año éstos provinieron principalmente de los Estados Unidos.

El negocio de ENAP Refinerías S.A. consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y posterior venta de los productos así elaborados en el mercado doméstico, de acuerdo con su política de precios de paridad de importación.

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente, por un lado, en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra (embarque) de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, y por otro, en las fluctuaciones en el precio de los productos, asociados a su vez a variaciones en el margen de refinación.

Para cubrir el primer riesgo (fluctuaciones de precios de crudo), se efectúan coberturas del tipo *Time Spread Swaps*. Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitan minimizar el impacto de eventuales bajas repentinas y significativas en el precio del crudo, considerando el ciclo del negocio de refinación, por el desfase entre los precios de venta de los productos y el costo del crudo refinado. No obstante, es importante mencionar que estos instrumentos, por su naturaleza y forma de operar, protegen de las variaciones de precios del crudo, pero no aseguran en un 100% la eliminación de efectos en resultados producto de la volatilidad en la compra de materia prima.

Respecto del segundo de los riesgos enunciados (fluctuaciones de precio de productos), este depende de los volúmenes de producción y consumo de éstos en el mercado internacional. Su relevancia se observa en el siguiente ejemplo: considerando un nivel de refinación de 66 millones de barriles de crudo durante el año, una variación de US\$1 / bbl en el margen de refinación se tendría, *ceteris paribus*, un impacto en resultados de US\$66 millones.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

b.- Riesgo de mercado – tipo de cambio y tasa de interés

Para cubrir el riesgo de tipo de cambio (que es otro de los factores de riesgo del negocio debido a que parte importante de los ingresos son en pesos y los pasivos en dólares) se utilizan instrumentos de cobertura forward peso/dólar para cubrir principalmente las cuentas por cobrar locales. Éstas son originadas por ventas de productos realizadas a precios basados en la paridad de importación indexada en dólares, pero en su equivalencia en pesos, situación que se analiza en forma periódica para mantener una posición competitiva, considerando la libertad de precios y de importación que existe en Chile.

Para cubrir el riesgo de tasa de interés la compañía suscribe contratos derivados Swap de tasa flotante a tasa fija y productos financieros como *cross currency swap* que transforman tasa flotante y moneda a tasa fija y moneda funcional dólar.

Estas operaciones se contabilizan en base al valor razonable registrando su variación en patrimonio y en resultado de acuerdo con las normas NIC 39.

c.- Riesgo de negocio.

ENAP mantiene un Modelo de Gestión Integral de Riesgos, basado en estándares internacionales y las mejores prácticas en la materia. El modelo se sustenta en una política corporativa que apunta a fortalecer la gestión estratégica, y una metodología que asegura que los riesgos críticos sean identificados, evaluados y mitigados, en forma consistente y sistemática.

La gestión integral de riesgos se aplica en todas las líneas, unidades de negocio, áreas y procesos del grupo empresarial. Comienza en el primer nivel de la organización y se aplica en todos los ámbitos de gestión. Comprende todos los riesgos críticos, sean estos estratégicos, operacionales, de cumplimiento y de reportabilidad y financieros, que puedan afectar la visión, misión y el plan estratégico de negocios de ENAP y sus filiales.

Dentro de los principales riesgos financieros que se están gestionando, se mencionan: las pérdidas por variaciones significativas en la tasa de interés, el tipo de cambio, y los relacionados al inadecuado traspaso de riesgos en temas de seguros patrimoniales. En este ámbito la empresa contrata seguros de *property*, responsabilidad civil y transporte para proteger sus activos y mitigar el riesgo.

En los ámbitos de Cumplimiento, se están gestionando riesgos relacionados a la cultura ética de la empresa y las buenas prácticas.

d. Riesgo de Operar Fuera del Marco Normativo Ambiental.

Desde la promulgación de la ley base de medio ambiente en el año 1994 (ley 19.300) y su Reglamento, ENAP ha sometido a tramitaciones ambientales, en conformidad con lo mandatado y aplicable, sus proyectos de inversión, obteniendo para cada uno de ellos sus respectivas Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA), que amparan su operación. Desde el año 2013, con la entrada en funcionamiento de la Superintendencia de Medio Ambiente, ésta ha realizado diversas fiscalizaciones, requerimientos de información e inicios de procesos de sanción.

Además de las RCA, ENAP se encuentra sujeto al cumplimiento de las obligaciones contenidas en los Planes de Prevención y Descontaminación Atmosféricos (PPDAs), dictados en localidades donde se encuentran emplazadas nuestras operaciones, los que, entre otros, establecieron límites de emisión y compensaciones para Material Particulado y Gases (SO₂ y NO_x).

Entre las principales acciones ejecutadas por ENAP para dar cumplimiento a la normativa y a los compromisos establecidos con las autoridades se pueden señalar:

Refinería Aconcagua: Proyectos e iniciativas ambientales, aprobados por el directorio de ENAP, con el objeto de reducir emisiones de ruidos, monitorear emisiones atmosféricas y la ejecución del Plan de Cumplimiento presentado a la Superintendencia del Medio Ambiente, asociado al proceso de sanción del año 2017. Adicionalmente ejecución de proyectos asociados al cumplimiento del PPDA de Concón, Quintero y Puchuncaví.

Refinería Bío Bío: Proyectos e iniciativas ambientales para la mejora del desempeño ambiental y para ejecutar las medidas establecidas con la Ilustre Corte de Apelaciones de Concepción (ICA); medidas relacionadas a un programa de mitigación de olores. Sumado a lo anterior, proyectos e iniciativas para mantener el cumplimiento del PPDA de Concepción Metropolitano, entre ellas el correspondiente al plan de Compensación de Emisiones del Sistema de Antorchas.

ENAP Magallanes: Proyectos e iniciativas ambientales con el objeto obtener las RCAs asociadas a nuevos proyectos, así como aquellos necesarios para la operación y el cumplimiento de los compromisos y obligaciones establecidas, tales como las relacionadas con las descargas de residuos industriales líquidos (RILES).

* * * * *