



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

**CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO
TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024**

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2024

El propósito de este documento es facilitar el análisis de los Estados Financieros Consolidados de Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y Filiales, para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024, y su comparación con el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023, para los saldos de balance, así como para las cifras de resultado.

Este informe debe entenderse complementario a los Estados Financieros Consolidados 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\$ 408,2 millones al 31 de diciembre de 2024 en comparación a los US\$ 565,8 millones obtenidos en el ejercicio anterior. Este menor resultado se explica principalmente por la disminución del margen bruto en términos nominales, desde los US\$1.370,3 millones presentados al cierre del año 2023 a los US\$1.032,7 millones obtenidos al cierre del año 2024. Esta contracción en el margen bruto responde a su vez a la caída de los márgenes de refinación internacionales, la cual fue compensada parcialmente por la optimización en el costo de la canasta de crudos.

En cuanto al resultado por Líneas de Negocio, la línea de Refinación y Comercialización (R&C) alcanzó un Resultado Antes de Impuesto (RAI) de US\$ 487,2 millones, inferior a los US\$ 769,0 millones del año anterior. Esta disminución se debe principalmente a la caída en los márgenes de refinación internacionales promedio durante el ejercicio, que pasaron de 22,4 US\$/bbl a 14,7 US\$/bbl en gasolinas, y de 32,9 US\$/bbl a 20,2 US\$/bbl en diésel. Lo anterior fue compensado parcialmente por optimización de costos por una mejor gestión operativa, en aspectos tales como sobrestadías, junto con un aumento en la proporción de producción de productos valiosos respecto del año anterior.

Por su parte, la línea de Exploración y Producción (E&P) reportó un RAI de US\$ 195,1 millones (US\$193,9 millones obtenidos en 2023) de los cuales US\$ 188,5 millones corresponden a las operaciones internacionales de ENAP (Ecuador y Egipto) y US\$ 6,6 millones a la operación en Magallanes. La operación internacional del negocio en Argentina para efectos de IFRS se presenta en una línea como “resultado de operaciones discontinuadas”, dada su condición de activos para la venta en el año 2024 como en 2023 para propósitos comparativos.

Considerando lo anterior, el RAI de E&P internacional (Ecuador y Egipto) ascendió a US\$188,5 millones, lo que se compara con US\$165,9 millones obtenidos en el año 2023; esta variación positiva de US\$ 29,3 millones se explica por un aumento en los ingresos por crudo, impulsado por un mayor volumen de producción en Ecuador, gracias al rendimiento destacado de nuevos pozos perforados en los bloques PBH-I y MDC en 2024, así como buenos resultados en pozos perforados e intervenciones realizadas en Egipto. Adicionalmente, existe un mayor efecto precio dado por la aplicación a partir del mes de julio de 2024, de la modificación del contrato para el bloque MDC en Ecuador, 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 31 de diciembre de 2024 ascendió a US\$1.066,1 millones el cual se compara con US\$1.413,5 millones obtenidos en el año 2023.

Durante el mes de julio de 2024, ENAP efectuó una colocación de bonos a 10 años por US\$ 600 millones, en los mercados internacionales, con sujeción a la Regla 144A Reg. S., con pagos semestrales de intereses y amortización de capital al vencimiento. La tasa cupón fue de 5,95% y la tasa *yield* fue de 6,15 %. En el marco de la estrategia de reducción de la deuda financiera de la Empresa, los fondos provenientes de esta colocación fueron

destinados a la recompra parcial de bonos existentes con vencimiento en los años 2026 y 2031, por hasta US\$800 millones en conjunto, lo cual se financió con un *mix* compuesto de los fondos de la nueva emisión y caja existente en la Empresa a dicha fecha.

El Estado de Chile durante el mes de diciembre de 2024 realizó un aporte para futuras capitalizaciones de US\$ 150 millones, los cuales serán utilizados para amortizar compromisos financieros futuros. El aporte realizado será reconocido como parte del capital de la Empresa una vez sea aprobado por la próxima Junta Extraordinaria de Accionistas.

El 18 de enero de 2025, la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) y su filial ENAP Sipetrol S.A. firmaron un acuerdo de compraventa con Oblitus International Ltd., compañía controlada por XTellus Partners, para la venta 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). El precio podría alcanzar los US\$ 41,43 millones, sujeto a ajustes por cierres contables, obligaciones pendientes y tipo de cambio. El proceso de cierre incluye trámites regulatorios en Chile y Argentina, y la notificación al socio de ENAP en Argentina sobre su derecho preferente de compra, en el caso del activo en operación Campamento Central Cañadón Perdido.

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS	dic-24	dic-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos de actividades ordinarias	9.353,0	10.480,9	(1.127,9)	10,8%
Costos de ventas	(8.320,3)	(9.110,5)	790,2	8,7%
Margen bruto	1.032,7	1.370,4	(337,7)	24,6%
Otros ingresos, por función	24,9	34,6	(9,7)	28,0%
Costos de distribución	(258,1)	(266,0)	7,9	3,0%
Gastos de administración	(88,4)	(84,2)	(4,2)	5,0%
Otros gastos, por función	(80,9)	(50,9)	(30,0)	58,9%
Ganancia de actividades operacionales	630,2	1.003,9	(373,7)	37,2%
Otras pérdidas	(10,0)	0,0	(10,0)	Indet.
Ingresos financieros	12,8	22,6	(9,8)	43,4%
Costos financieros	(205,0)	(210,8)	5,8	2,8%
Participación en asociadas	68,3	46,9	21,4	45,6%
Diferencias de cambio	8,6	(24,0)	32,6	135,8%
Ganancia antes de impuestos	504,9	838,6	(333,7)	39,8%
Gasto por impuestos a las ganancias	(39,1)	(167,1)	128,0	76,6%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	465,8	671,5	(205,7)	30,6%
Pérdida procedente de operaciones discontinuadas *	(57,6)	(105,5)	47,9	45,4%
Ganancia del ejercicio	408,2	565,8	(157,6)	27,9%

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

A. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias disminuyeron un 10,8% al 31 de diciembre de 2024 respecto al año anterior, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Ingresos de Actividades Ordinarias	dic-24	dic-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Ingresos por ventas productos propios (R&C)	7.162,2	8.156,3	(994,1)	12,2%
Ingresos por ventas productos importados (R&C)	1.084,0	1.214,8	(130,8)	10,8%
Ingresos por ventas E&P	681,6	627,2	54,4	8,7%
Ingresos por ventas gas natural importado	404,0	459,2	(55,2)	12,0%
Otros ingresos	21,2	23,4	(2,2)	9,4%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	9.353,0	10.480,9	(1.127,9)	10,8%

Los ingresos por ventas de productos propios en R&C disminuyeron en US\$994,1 millones (-12,2%) comparado con el año anterior, explicado por una disminución en el volumen de ventas de producción propia de 473,9 Mm³ al pasar de los 11.794,2 Mm³ a 11.320,3 Mm³ (-4,0%). Esto se explica debido a menor volumen de exportaciones no habituales de productos intermedios durante el año en curso en comparación con el año 2023. Adicionalmente los precios de venta disminuyeron desde los 111,4 US\$/bbl promedio en 2023 hasta los 102,1 US\$/bbl en 2024 (-8,3 %).

Los ingresos asociados a la venta de productos importados en R&C tales como, diésel y gasolinas, disminuyeron en US\$130,8 millones (-10,8%), respecto al año 2023 explicado por un menor volumen de venta por 108,3 Mm³, desde los 1.575,0 Mm³ a 1.466,7 Mm³ (-6,9%) sumado a un menor precio de venta promedio de la canasta de productos, que pasó desde los 122,6 US\$/bbl en 2023 hasta los 117,5 US\$/bbl en 2024 (-4,2%).

Los ingresos por venta en E&P en el exterior (Ecuador y Egipto) al 31 de diciembre de 2024 ascendieron a US\$379,9 millones, lo que representa un aumento de US\$65,7 millones en comparación con 2023 (US\$314,2 millones), explicado principalmente por un efecto volumen positivo debido al mayor aporte de la campaña de perforación 2024 en los Bloques PBH-I y MDC en Ecuador y mejor performance productivo en Egipto; junto con el mayor efecto precio que se explica por 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.

La operación internacional del negocio en Argentina para efectos de IFRS se presenta en una línea como resultado de operaciones discontinuadas, dada su condición de activos para la venta, tanto en el año 2024 como en 2023, para propósitos comparativos.

Los ingresos por venta E&P en Magallanes ascendieron a US\$301,7 millones que se comparan con los US\$313,0 millones de año anterior, registrándose una disminución de los ingresos en US\$11,3 millones (-3,6%) como resultado de menores ventas de gas a las ciudades por condiciones climáticas, mayor tipo de cambio que afecta los ingresos generados en pesos (Gasco y Aporte compensatorio) y menor precio internacional del petróleo.

Los ingresos por venta de gas natural importado disminuyeron en US\$55,2 millones explicado principalmente por menores volúmenes de ventas durante el primer semestre a cliente generador en zona centro por disponibilidad de Gas Natural Argentino (GNA) y menores valores del Brent durante el 4° trimestre.

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\$60,1 millones por el año 2024, el cual se compara con el equivalente a US\$65,3 millones percibidos durante el año anterior.

B. COSTOS DE VENTAS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Costos de Ventas	dic-24	dic-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Costos por compra de crudo	(5.721,4)	(6.108,2)	386,8	6,3%
Costos operacionales no crudo	(836,8)	(1.075,6)	238,8	22,2%
Costo de producción E&P	(407,7)	(371,5)	(36,2)	9,7%
Costos de productos importados	(1.049,4)	(1.226,4)	177,0	14,4%
Costo por venta de gas natural	(305,0)	(328,8)	23,8	7,2%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	(8.320,3)	(9.110,5)	790,2	8,7%

Los costos por compra de crudo disminuyeron en US\$386,8 millones (-6,3%) durante 2024. Esta reducción se explica principalmente por una disminución en el volumen costeadado de producción propia que pasó de 11.794,2 Mm³ en 2023 a 11.320,3 Mm³ en 2024 (-4,0%). Este efecto fue complementado con una disminución en los precios de la materia prima, que bajaron de 83,2 US\$/bbl en 2023 a 81,7 US\$/bbl en 2024 (-1,5 US\$/bbl).

Los costos operacionales no crudo disminuyeron en US\$238,8 millones (-22,2%), por una disminución en los costos variables y logísticos, asociado a la menor producción complementado con una optimización de costos por una mejor gestión operativa.

El costo de producción de E&P aumentó en US\$36,2 millones, impulsado por un incremento de US\$43,0 millones en los costos de las operaciones internacionales, particularmente en Ecuador como resultado del reconocimiento de un mayor costo de cuota de agotamiento y mayores costos variables asociados al aumento de la producción en 2024, junto con el incremento de participación de utilidades a trabajadores por los mejores resultados de la filial, respecto al mismo periodo del año anterior. Por otra parte, la operación en Egipto no tuvo variaciones importantes respecto al año anterior.

Los costos de venta de gas natural importado disminuyeron en US\$23,8 millones explicado principalmente por menor costo de suministro por menores precios de los marcadores Henry Hub en comparación con 2023 y la mayor disponibilidad de Gas Natural argentino.

C. MARGEN BRUTO

El Margen Bruto Consolidado, durante el año terminado al 31 de diciembre de 2024, alcanzó los US\$1.032,7 millones, lo que representa una disminución de US\$337,7 millones respecto del año 2023 (-24,6%).

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

Línea de Negocio de Refinación y Comercialización (R&C)	US\$771,4 millones
Línea de Negocios de Exploración y Producción (E&P)	US\$273,9 millones

El Margen Bruto consolidado considera adicionalmente costos corporativos por US\$12,6 millones.

El Margen Bruto de R&C disminuyó de US\$ 1.126,5 millones en 2023 a US\$ 771,4 millones en 2024. Esta reducción se atribuye a la caída en los márgenes internacionales de refinación.

Por otro lado, el Margen Bruto de E&P en el exterior aumentó de US\$ 159,7 millones en 2023 a US\$ 182,4 millones en 2024. Este incremento se explica principalmente por mayores ingresos de crudo en Ecuador, como resultado de la exitosa campaña de perforación en 2024 que permitió incrementar la producción; además de la entrada en vigor, a partir de julio del año 2024, de la modificación de contrato de servicios en Ecuador, que aumentó las tarifas del Bloque MDC y ajustes inflacionarios aplicados en dicho país. Lo anterior, fue parcialmente contrarrestado por mayores costos asociados a mayor producción y a mejores resultados en Ecuador. Por otra parte, la operación en Egipto no tuvo variaciones importantes respecto al año anterior.

Finalmente, el Margen Bruto de E&P en Magallanes ascendió a US\$ 91,5 millones, por debajo de los US\$96,0 millones obtenidos 2023. Esta disminución 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 Otros ingresos, por función registraron una disminución de US\$9,7 millones, desde los US\$34,6 millones en 2023 a US\$ 24,9 millones en 2024, principalmente por menores ingresos por recuperación de PPUA (US\$7,3 millones), así como también menores ingresos de venta de materiales y servicios (US\$7,8 millones), compensado parcialmente por US\$ 6,1 millones de compensación recibida por juicios.

Los Costos de distribución disminuyeron en US\$7,9 millones, desde US\$266,0 millones en 2023 a US\$258,1 millones en 2024. Esta reducción está relacionada con un menor número de buques arrendados para exportación (US\$ 30 millones); parcialmente contrarrestado por el incremento en costos de fletes marítimos, fletes terrestres, contratos por almacenamiento de productos y otros, que aumentaron en conjunto US\$ 22,1 millones.

Los Otros gastos por función presentan un incremento de US\$30,0 millones, al pasar de US\$50,9 millones en 2023 a US\$80,9 millones en 2024, este aumento se debe a un mayor cargo a resultado por un monto de US\$ 18,2

millones por ajuste a las provisiones asociadas a bonos al personal, US\$ 10,8 millones por obsolescencia de Propiedades Planta y Equipos y otros egresos por US\$1,0 millones.

El rubro Otras pérdidas por US\$ 10,0 millones presenta el reconocimiento a valor de mercado de las inversiones en Enap Sipetrol Argentina S.A. y Terminales Marítimas Patagónicas S.A., dada su condición de activos para la venta.

Los Ingresos financieros presentan una disminución de US\$9,8 millones, al pasar de US\$22,6 millones en 2023 a US\$12,8 millones en 2024. Este cambio refleja menores intereses por inversiones de corto plazo (depósitos a plazo), debido a un menor superávit de caja derivado de los prepagos de deuda financiera bancaria y de obligaciones con el público realizados durante 2024.

Los Costos financieros disminuyeron en US\$5,8 millones, pasando de US\$210,8 millones en 2023 a US\$205,0 millones en 2024, como resultado de la disminución de la deuda financiera y capitalización de intereses, respecto al año anterior. Este rubro incluye el descuento de la recompra anticipada de bonos por US\$ 27,8 millones y un cargo por la amortización de los gastos diferidos de los bonos recomprados por US\$28,3 millones.

El rubro Participación en asociadas aumentó en US\$21,4 millones, al pasar de US\$46,9 millones durante el año 2023 a US\$68,3 millones durante el año 2024. Este aumento está relacionado principalmente con mejores resultados devengados de Geotérmica del Norte S.A., GNL Chile S.A., GNL Quintero S.A., Oleoductos Trasandino Chile S.A. y Oleoductos Trasandino Argentina S.A.

El rubro Diferencias de cambio presenta un resultado positivo de US\$8,6 millones en 2024, en contraste con la pérdida de US\$24,0 millones obtenida en 2023. Este resultado tiene relación con la exposición de saldos de moneda local en Chile y un mayor tipo de cambio promedio en el ejercicio que afectó las obligaciones en pesos chilenos.

Finalmente, el rubro Gasto por impuestos a las ganancias registró un menor gasto de US\$128,0 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 ser distinguidos claramente del resto de la entidad, se presenta en una línea el “resultado después de impuestos de las operaciones discontinuadas”, y en notas a los Estados de Situación Financiera se presenta un desglose de los ingresos, costos y resultados antes de impuesto. Por norma IFRS la información del ejercicio comparativo del año 2023 se presenta de la misma forma.

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). Las operaciones en Argentina al 31 de diciembre de 2024 se excluyen de la Línea de Negocio E&P, ya que por normativa IFRS se presentan agrupadas en una línea a continuación del resultado de actividades continuadas.

Considerando el avance del proceso de venta, se presenta a continuación un cuadro con el resultado línea a línea, de la operación discontinuada de los activos mantenidos para la venta ejercicio 2024 y 2023:

Cifras en Millones de dólares (US\$)	AÑO	AÑO
ESTADO DE RESULTADOS OPERACIÓN DISCONTINUADA	2024	2023
Ingresos de actividades ordinarias	125,9	158,9
Costos de ventas	(117,3)	(133,7)
Margen bruto	8,6	25,2
Costos de distribución	(6,4)	(6,4)
Gastos de administración	(7,1)	(4,8)
Otros gastos, por función	(34,5)	(174,8)
Resultado de actividades operacionales	(39,4)	(160,8)
Ingresos financieros	0,1	0,0
Costos financieros	(12,6)	(18,4)
Diferencias de cambio	7,2	(15,2)
Resultado antes de impuestos	(44,7)	(194,4)
Gasto por impuestos a las ganancias	(12,9)	88,9
Pérdida atribuible a operaciones discontinuadas	(57,6)	(105,5)

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)	dic-24	dic-23	Var. US\$	% Var. Abs.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS				
Activos corrientes	2.133,4	2.130,5	2,9	0,1%
Activos no corrientes	5.263,9	4.986,1	277,8	5,6%
ACTIVOS	7.397,3	7.116,6	280,7	3,9%

Al 31 de diciembre de 2024, el total de activos presenta un aumento neto de US\$280,7 millones en comparación con el total registrado al 31 de diciembre de 2023. Este aumento se explica principalmente por el efecto de las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- **Efectivo y equivalentes al efectivo** aumentó en US\$21,9 millones (12%) al pasar de US\$182,5 millones en 2023 a US\$204,4 millones en 2024. Este aumento se debe principalmente a los resultados del ejercicio.
- **Otros Activos Financieros corrientes** aumentó en US\$131,9 millones al pasar de US\$29,2 millones en 2023 a US\$161,1 millones en 2024, como resultado del aporte realizado por el Estado de Chile para futuras capitalizaciones por US\$ 150 millones, compensado parcialmente por el *mark to market* de las coberturas de riesgo de tipo de cambio y de precios del crudo por US\$ 18,3 millones.
- **Deudores Comerciales y Otras cuentas por cobrar corrientes** disminuyeron en US\$107,7 millones (16%) al pasar de US\$675,2 millones en 2023 a US\$567,5 millones en 2024, debido a la disminución interanual del 14% en las ventas, principalmente por una disminución en los precios de venta en 2024. Adicionalmente, en este rubro se presenta la reclasificación de los saldos de ENAP Sipetrol Argentina

S.A. a Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta, lo que implicó una disminución respecto en 2023 de US\$ 45,1 millones, el cual se compensa con un aumento en ventas de gas al cierre del ejercicio.

- **Cuentas por cobrar a entidades relacionadas** disminuyeron en US\$51,1 millones (59%) al pasar de US\$87,1 millones en 2023 a US\$36,0 millones en 2024. Esta disminución se debe a principalmente por menores saldos con el Ministerio de Hacienda dado impuestos específicos negativos pendientes de cobro en año 2023 por US\$38,5 millones y menores saldos con GNL Chile S.A. por la posición de compra de los saldos al cierre de mes por US\$ 13,9 millones.
- **Inventarios** presenta una disminución de US\$94,4 millones (8%) al pasar de US\$1.129,5 millones en 2023 a US\$ 1.035,1 millones en 2024, debido principalmente a un menor nivel de inventario de crudo de 150 mil m³ valorizado en US\$ 118,1.
- **Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta** refleja un saldo al 31 de diciembre de 2024 de US\$ 119,1 millones corresponde a los activos del negocio de ENAP Sipetrol Argentina S.A. disponibles para la venta de acuerdo con lo informado por la Empresa en Hecho Esencial enviado a la CMF con fecha 12 de abril de 2024.
- **Otros activos financieros, no corrientes** presenta una disminución de US\$46,5 millones (90%) al pasar de US\$51,4 millones en 2023 a US\$ 4,9 millones en 2024, debido principalmente a menores saldos por cobrar asociado a Cobertura de flujo de caja por US\$ 38,9 millones y la reclasificación de Terminales Marítimas Patagónicas S.A. a activos para la venta.
- **Otros activos no financieros, no corrientes** presenta una disminución de US\$32,8 millones (44%) al pasar de US\$75,3 millones en 2023 a US\$ 42,6 millones en 2024, debido a que durante el ejercicio 2024 se modificó el monto de provisión asociado los bonos al personal establecidos en los convenios colectivos de los trabajadores.
- **Inversión en Asociadas** refleja un aumento de US\$22,8 millones (13%) al pasar de US\$176,5 millones en 2023 a US\$ 199,3 millones en 2024, debido al reconocimiento de resultados devengados por US\$ 68,3 millones (destacando los resultados de GNL Quintero S.A. y GNL Chile por US\$ 37,6 millones y US\$ 9,7 millones, respectivamente), neto de dividendos devengados por US\$41,8 millones y otras variaciones por US\$3,7 millones.
- **Propiedades, Planta y Equipo** se incrementó desde los US\$3.315,4 millones en 2023 hasta los US\$3.520,6 millones en 2024, representando un aumento neto de US\$205,2 millones (6,2%). Los principales movimientos de la cuenta se componen de adiciones por US\$709,3 millones (US\$348,0 millones corresponden a LN E&P y US\$361,3 millones a LN R&C), compensado por depreciaciones y otros abonos por US\$351,3 millones, y adicionalmente compensado con la reclasificación de activos para la venta de ENAP Sipetrol Argentina S.A. por US\$113,8 millones.

- **Activos por impuestos diferidos** aumentó US\$112,8 millones (9%) al pasar de US\$1.215,0 millones en 2023 a US\$1.327,9 millones en 2024 principalmente por incremento en las pérdidas tributarias de ENAP. La Empresa está 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	dic-24	dic-23	Var	Var.% abs.
Pasivos financieros corrientes	367,5	40,9	326,6	798,5%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	733,9	727,5	6,4	0,9%
Otros pasivos corrientes	347,6	314,6	33,0	-10,5%
Total pasivos corrientes	1.449,0	1.083,0	366,0	33,8%
Pasivos financieros, no corrientes	3.185,0	3.809,0	(624,0)	16,4%
Otros pasivos, no corrientes	399,8	429,9	(30,1)	7,0%
Total pasivos, no corrientes	3.584,8	4.238,9	(654,1)	15,4%
Total pasivos	5.033,8	5.321,9	(288,1)	5,4%
Patrimonio	2.363,5	1.794,7	568,8	31,7%
Total pasivos y patrimonio	7.397,3	7.116,6	280,7	3,9%

PASIVOS - Al 31 de diciembre de 2024 los pasivos totales de la Empresa registran una disminución de US\$288,1 millones respecto al cierre de 2023. Esta disminución se desglosa principalmente de la siguiente manera:

- **Pasivos financieros corrientes y no corrientes** presentaron una disminución neta de US\$ 297,4 millones. Esta reducción responde a la estrategia de reducción de deuda bruta de la Empresa y se origina principalmente por la colocación de bonos a 10 años por US\$ 600 millones, en los mercados internacionales, con sujeción a la Regla 144A Reg. S., con pagos semestrales de intereses y amortización de capital al vencimiento. Los fondos provenientes de esta colocación fueron destinados a la recompra de bonos con vencimientos para los años 2026 y 2031, por US\$831 millones en conjunto, lo cuales se financiaron con los fondos de la nueva emisión y caja existente en la Empresa a dicha fecha. Esta operación de recompra anticipada de los Bonos generó el reconocimiento de un beneficio de US\$ 27,8 millones, como resultado de la recompra de los Bonos a un precio inferior (“bajo la par”) respecto al valor nominal de la deuda. Adicionalmente, en 2024 la Empresa pagó US\$ 60 millones por deuda largo plazo de Scotiabank con Enap Sipetrol Argentina S.A. dado las restricciones cambiarias de la filial Argentina para hacer frente a estas obligaciones con bancos internacionales.
- **Cuentas por pagar comerciales** se redujeron en US\$110,6 millones, al pasar de US\$844,5 millones en 2023 a US\$ 733,9 millones en 2024, y corresponde principalmente a menores cuentas por pagar con proveedores de crudo y productos.
- **Pasivo por impuestos corrientes** aumentó en US\$42,6 millones, al pasar de US\$58,0 millones en 2023 a US\$ 100,6 millones en 2024. Este aumento se debe a que Enap Refinerías S.A. comenzó a pagar impuesto a la renta en 2024, con una obligación neta por Pagos Provisionales Mensuales (PPM) que asciende a US\$ 90,5 millones, parcialmente compensada por menores impuestos en el exterior por un total de US\$ 31,9 millones.

PATRIMONIO

Al 31 de diciembre de 2024 el Patrimonio aumentó en US\$568,8 millones (31,7%) respecto al cierre de 2023, debido a la utilidad del ejercicio de US\$ 408,2 millones, aporte para futuras capitalizaciones efectuado por el Estado de Chile por US\$150 millones y efectos positivos de reservas de cobertura por US\$ 10,6 millones.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 31 de diciembre de 2024 y 2023, son los siguientes:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estados de Flujos de Efectivos	dic-24	dic-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	1.224,0	1.611,8	(387,8)	24,1%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(847,4)	(615,7)	(231,7)	37,6%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(346,7)	(1.239,1)	892,4	72,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	30,0	(243,0)	273,0	112,3%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(8,1)	(23,9)	15,8	66,1%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	21,9	(266,9)	288,8	108,2%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	182,5	449,4	(266,9)	59,4%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	204,4	182,5	21,9	12,0%

El flujo de actividades de operación al 31 de diciembre de 2024 reflejó un saldo positivo de US\$ 1.224,0 millones, en comparación con los US\$ 1.611,8 millones registrados al cierre de 2023. El flujo utilizado en actividades de inversión ascendió a US\$ 847,4 millones en 2024, frente a los US\$ 615,7 millones de 2023. Este aumento se explica principalmente por mayores inversiones de capital, que sumaron US\$ 71,1 millones, además de una inversión en depósitos a plazo por US\$ 150 millones. El flujo de actividades de financiamiento al 31 de diciembre de 2024 registró una utilización neta de recursos por US\$ 346,7 millones, en comparación con US\$ 1.239,1 millones al cierre de 2023. En ambos períodos, esta utilización se relaciona con la ejecución de pagos de capital de deuda bancaria y deuda con el público (bonos), lo que ha contribuido a reducir la posición de pasivos financieros. Finalmente, el saldo final de Efectivo y Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$204,4 millones al 31 de diciembre de 2024 que se compara con US\$182,5 millones al 31 de diciembre de 2023.

5.- EBITDA

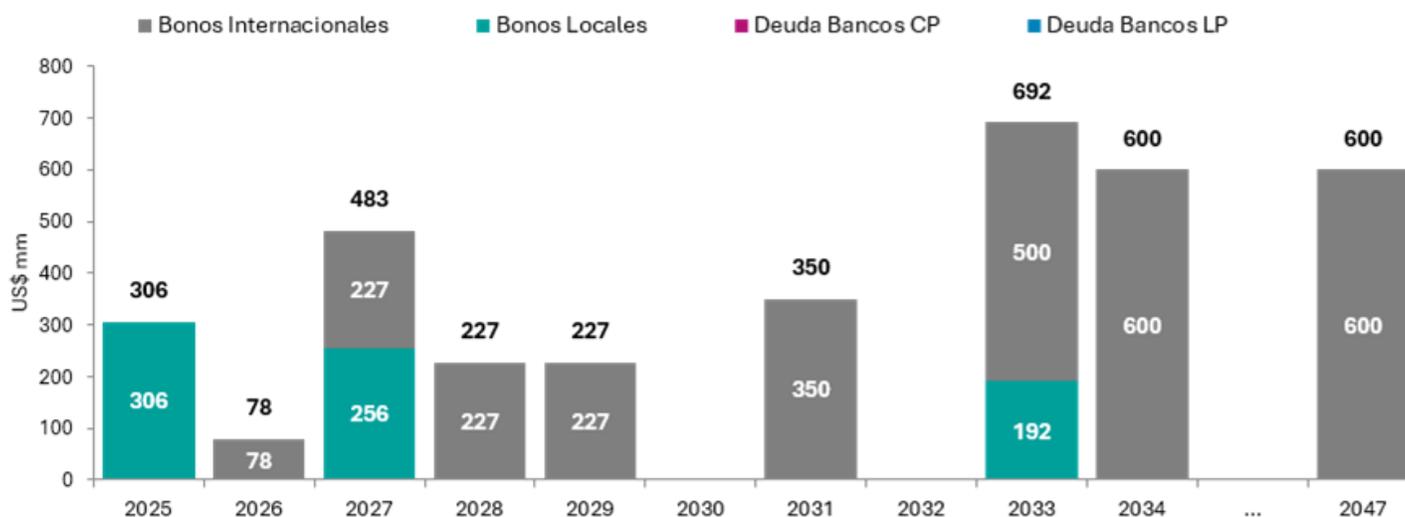
El EBITDA de US\$1.066,1 millones al 31 de diciembre de 2024, se compara con los US\$1.413,5 millones obtenidos en el año 2023, el detalle es el siguiente:

EBITDA	dic-24	dic-23	Var. US\$	% Var. Abs.
Resultado Operacional	630,2	1.003,9	(373,7)	37,2%
Depreciación, amortización y cuota de agotamiento	371,8	322,6	49,2	15,3%
EBITDA operaciones discontinuadas	15,6	56,2	(40,6)	72,2%
Otros cargos a resultados	48,5	30,8	17,7	57,5%
EBITDA	1.066,1	1.413,5	(347,4)	24,6%

Al 31 de diciembre de 2024 la contribución al EBITDA por parte de R&C es de US\$685,9 millones, en tanto que E&P, considerando tanto Magallanes, así como las operaciones internacionales, alcanzó los US\$408,0 millones. Además de costos corporativos ascendentes a US\$ 43,4 millones y las operaciones discontinuadas aportan un Ebitda de US\$15,6 millones.

6.- PERFIL AMORTIZACIÓN DE CAPITAL ENAP AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

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



7.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

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

LIQUIDEZ		dic-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente ⁽¹⁾	(veces)	1,47	1,97	(0,50)	25,4%
Razón Ácida ⁽²⁾	(veces)	0,76	0,92	(0,16)	17,4%

⁽¹⁾ Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ENDEUDAMIENTO		dic-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Razón de endeudamiento ⁽¹⁾	(veces)	2,13	2,97	(0,84)	28,3%
Razón de endeudamiento financiero neto ⁽²⁾	(veces)	1,35	2,00	(0,65)	32,4%
Razón de endeudamiento financiero, corriente ⁽³⁾	(porcentaje)	10,34	1,06	9,28	875,9%
Razón de endeudamiento financiero, no corriente ⁽⁴⁾	(porcentaje)	89,66	98,94	(9,28)	9,4%
Cobertura de gastos financieros ⁽⁵⁾	(veces)	5,55	6,84	(1,29)	18,9%
Razón de deuda financiera neta a EBITDA ⁽⁶⁾	(veces)	3,00	2,59	0,41	15,8%

⁽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		dic-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Activos totales ⁽¹⁾	(Millones US\$)	7.397,3	7.116,6	280,7	3,9%
Activos promedio ⁽²⁾	(Millones US\$)	7.257,0	7.320,1	(63,1)	(0,9%)
Inventarios		dic-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Rotación de inventarios ⁽³⁾	(veces)	7,81	7,11	0,70	9,8%
Permanencia de inventarios ⁽⁴⁾	(meses)	1,54	1,69	(0,15)	9,1%

⁽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					
		dic-24	dic-23	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio ⁽¹⁾	(porcentaje)	19,63	33,10	(13,47)	40,7%
Rentabilidad de activos ⁽²⁾	(porcentaje)	5,62	8,20	(2,58)	31,4%

⁽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.

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.

Desde enero a diciembre de 2024, el precio del petróleo Brent ICE promedió 79,9 dólares por barril (US\$/bbl); 2,3 US\$/bbl inferior al año 2023 (82,2 US\$/bbl). Por su parte, el crudo WTI, de EE. UU., promedió 75,8 US\$/bbl, 1,8 US\$/bbl por debajo del año 2023 (77,6 US\$/bbl).

Contexto mercado del petróleo

En gran parte del año 2024, los precios del petróleo se mantuvieron en torno a los 80 US\$/bbl, apoyados por los recortes de producción de la OPEP+, así como conflictos geopolíticos que amenazaron el suministro global.

Por otra parte, un mayor suministro de petróleo de países no-OPEP, sumado al debilitamiento del crecimiento de la demanda global, principalmente en China, limitaron el alza de precios.

En año 2024 los futuros del petróleo experimentaron gran volatilidad, alcanzando un máximo de 91 US\$/bbl a inicios de abril y un mínimo de 69,2 US\$/bbl a mediados de septiembre, para cerrar el año en 74,6 US\$/bbl.

Durante el año 2024, fueron determinante los siguientes factores:

- **Menor crecimiento de la demanda de combustibles**
 - El consumo de gasolina de EE. UU. no creció en 2024, debido a mejoras obligatorias en la eficiencia de los vehículos nuevos y a la creciente introducción de vehículos eléctricos, por otro lado, el consumo de diésel disminuyó.
 - Menor crecimiento del consumo de combustibles de China, el cual creció en 2024 sólo 200.000 bbl/día vs un crecimiento promedio de 674.000 bbl/día registrado durante el periodo pre-pandemia (2015-2019).
- **Tensiones geopolíticas en Medio Oriente**, que siguen siendo una amenaza para el suministro global de petróleo.
- **Débiles datos económicos**, reflejados en una contracción del crecimiento industrial (PMI) en las principales economías, junto con altas tasas de interés, indicando que la demanda global seguirá deprimida.
- **Recortes de producción de la OPEP y sus aliados (OPEP+).**
- **Mayor oferta de petróleo de países no OPEP+** (EE. UU., Canadá, Guyana, Brasil). En 2024, EE. UU. incrementó su producción en 671.000 b/d, un 5% más respecto a 2023.

Durante el cuarto trimestre, los futuros del Brent ICE descendieron desde los 80 US\$/bbl hasta los 71 US\$/bbl, presionados principalmente por menores perspectivas del crecimiento de la demanda para el 2025.

- ✓ El débil crecimiento de la demanda de China, sumado al avance de la transición energética hacia combustibles de menores emisiones, en que los vehículos eléctricos están jugando un rol relevante en China, llevó a las principales agencias de mercado, entre ellas la Agencia Internacional de Energía (IEA), a realizar reiterados recortes en sus estimaciones del crecimiento de la demanda de petróleo y refinados para el año 2024.

- ✓ La caída de precios fue contenida por las crecientes tensiones geopolíticas en Medio Oriente, la postergación del aumento de producción de OPEP+ hasta abril de 2025, la reducción de inventarios en EE. UU. 13 mn bbl durante el año 2024 (un 3% más que en año 2023) y la reducción de tasas de interés por parte de la FED.

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

Durante el cuarto trimestre los márgenes de refinación de gasolina y diésel disminuyeron a medida que un exceso de oferta generó una acumulación de inventarios. La excepción fue el crack del fuel oil 3%, que mantuvo una trayectoria alcista.

En la Costa del Golfo de Estados Unidos, mercado de referencia para el cálculo de precios de paridad en Chile, el margen de referencia 7-331 (promedio ponderado de márgenes de gasolinas, diésel y fuel oil) se recuperó por sobre los 10 US\$/bbl en el último trimestre, respaldado por un incremento en la demanda en las últimas semanas del año.

Gasolinas

Durante el cuarto trimestre, el margen de la gasolina en EE. UU. siguió una tendencia estacional a la baja. Sin embargo, estuvo por sobre los niveles observados en 2023.

- ✓ Entre octubre y diciembre, el margen de refinación de gasolina en USGC promedió 9,4 US\$/bbl, superando en 2,2 US\$/bbl al mismo periodo de 2023, pero 5 US\$/bbl por debajo del nivel registrado en 2022.

En términos anuales, los márgenes de refinación de gasolina fueron presionados a la baja debido a un débil repunte estacional de la demanda durante la temporada de conducción (junio-agosto), tradicionalmente caracterizada por un aumento del consumo y una disminución de inventarios. En este periodo, los márgenes alcanzaron un peak estacional en agosto, promediando 16,7 US\$/bbl, muy por debajo de los 36,4 US\$/bbl registrados en el mismo mes de 2023.

En 2024, el precio de la gasolina en USGC promedió 94,5 US\$/bbl, una disminución de 10,2 US\$/bbl respecto al año anterior (104,7 US\$/bbl). El diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent Ice promedió 14,7 US\$/bbl; 7,8 US\$/bbl inferior al año 2023 (22,4 US\$/bbl).

Diésel

En 2024, los márgenes de refinación del diésel retrocedieron a nivel global, en un contexto macroeconómico desafiante por las altas tasas de interés y un menor crecimiento en el consumo.

- ✓ En septiembre, el margen del diésel en USGC cayó a 12,8 US\$/bbl, alcanzando su nivel más bajo desde 2021.
- ✓ China aumentó las exportaciones y redujo la producción de diésel, presionado por la menor actividad del sector de la construcción.

En este contexto, el precio del diésel de bajo azufre en USGC promedió 100,0 US\$/bbl durante el 2024, una caída de 15,1 US\$/bbl respecto al mismo periodo de 2023. El diferencial de precio del diésel respecto al Brent Ice promedió 20,2 US\$/bbl; 12,7 US\$/bbl inferior al 2023.

Durante la penúltima semana del año, la demanda de diésel en EE. UU. alcanzó un máximo anual de ~4,5 millones bl/d, nivel no visto desde marzo de 2022, lo que impulsó a los márgenes a superar los 20 US\$/bbl. Adicionalmente,

las exportaciones de diésel de USGC aumentaron en 196.00 barriles diarios (+16%) durante el segundo semestre, dirigidas principalmente a Europa, lo que respaldó los márgenes.

Kerosén aviación

Durante el cuarto trimestre 2024 el margen del kerosene de aviación se recuperó, superando los dos dígitos. El margen promedió 13,9 US\$/bbl, 15,1 US\$/bbl inferior al mismo periodo de 2023.

- ✓ En febrero el margen alcanzó su nivel máximo 40,3 US\$/bbl, para luego seguir una tendencia a la baja durante el resto del año.
- ✓ En septiembre, el margen descendió a 8,4 US\$/bbl, su nivel más bajo desde noviembre de 2021, debido a la débil recuperación de la demanda y al aumento de la producción.

Durante el 2024, el precio del kerosene de aviación promedió 98,8 US\$/bbl, una disminución de 14,7 US\$/bbl respecto al año anterior, cuando se situó en 113,5 US\$/bbl. El diferencial de precio del kero-jet respecto al Brent Ice promedió 18,9 US\$/bbl; 12,4 US\$/bbl inferior al año 2023.

Fuel Oil

El crack del Fuel Oil N°6 de 3% mantuvo una tendencia alcista desde abril, impulsado por un mayor consumo estacional en Medio Oriente y Europa, junto a una mayor actividad de bunkering debido a las interrupciones en el Mar Rojo, lo que resultó en viajes más largos que incrementaron los consumos de este producto.

En 2024, el precio del fuel oil N°6 de 3% promedió 69,1 US\$/bbl, 0,9 US\$/bbl por sobre el 2023. El diferencial de refinación respecto al Brent Ice promedió -10,7 US\$/bbl, lo que representa un aumento anual de 3,3 US\$/bbl.

Tarifas de transporte marítimo de refinados USGC-Chile

La tarifa de transporte marítimo de refinados USGC-Chile promedió 7,8 US\$/bbl durante el cuarto trimestre de 2024, 3,4 US\$/bbl menos que en el mismo período de 2023. En 2024, las tarifas retrocedieron 0,2 US\$/bbl frente a 2023, tras la mejora de las condiciones en el Canal de Panamá debido a las lluvias de mitad de año, que incrementaron el caudal de los lagos que lo abastecen. Sin embargo, se mantuvieron elevadas debido a la menor disponibilidad de naves hacia el Pacífico, impulsada por el aumento de envíos de diésel a Europa.

Gas natural

El precio del Gas Natural, según el marcador Henry Hub de EE.UU., promedió 2,4 US\$/MMBTU durante el 2024, 0,3 US\$/MMBTU inferior al año 2023.

Una producción récord al cierre de 2023, sumado a un consumo estacional relativamente bajo, elevó los inventarios de gas durante los primeros meses de 2024, alcanzando niveles máximos desde 2016 y un precio de 1,6 US\$/MMBTU, el más bajo de 2024.

Durante el segundo semestre los precios del marcador Henry Hub siguieron una tendencia al alza, alcanzando el máximo anual a final de diciembre cercano a los 4 US\$/MMBTU, impulsado por una menor producción, la cual se situó 1,9 Bcf/d (1,8%) por debajo del nivel del 2023 (105,1 Bcf/d).

A nivel internacional, el consumo de gas natural en Europa ha repuntado en los últimos meses, lo que ha significado un incremento de las importaciones y del precio del TTF, que aumentó de 11,5 US\$/MMBTU en diciembre 2023 a 13,9 US\$/MMBTU en diciembre 2024.

- ✓ Con el comienzo de los meses fríos el consumo de gas natural en la Unión Europea aumentó en 2% en Sep y 5% en Oct versus el año pasado.
- ✓ Las importaciones de GNL ruso hacia la Unión Europea alcanzaron un máximo histórico, a pesar de los esfuerzos del bloque por reducir su dependencia del gas de este país. Estas crecieron un 33% en comparación con 2023, año en que se implementaron las restricciones.

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, tal como lo fue la puesta en operación del Wet Gas Scrubber, entre otros.

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).