ENAP REFINERÍAS S.A.

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA INTERMEDIOS

CORRESPONDIENTE AL PERÍODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2026

ENAP REFINERÍAS S.A.

2026

El propósito de este documento es facilitar el análisis de los Estados Financieros ENAP Refinerías S.A., para el período terminado al 30 de septiembre de 2026, y su comparación con el período terminado al 31 de diciembre de 2025, en cuanto a los saldos de balance; en tanto que, para las cifras de resultado, su comparación es con el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2025.

Este informe debe entenderse complementario a los Estados Financieros 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

ENAP Refinerías S.A. (ERSA) registró una utilidad de US$ 1.017,9 millones al 30 de septiembre de 2026 lo que representa un incremento de US$586,1 millones (135,7%) respecto de los US$431,8 millones obtenidos en el mismo período de 2025. Este mayor resultado se explica principalmente por el aumento del margen bruto, que alcanzó los US$ 1.586,3 millones, frente a US$ 766,9 millones en el mismo período de 2025, impulsado por: i) un aumento de 17,8 US$/bbl en el crack internacional promedio del período; ii) una mayor venta de producción propia valiosa de R&C (+215 Mm^3). Estos efectos fueron compensados parcialmente por mayores costos indirectos asociados al alza en el precio de la materia prima.

En cuanto al Resultado antes de impuesto (RAI) de US$ 1.363,3 millones, este fue superior a los US$ 544,6 millones del mismo período del año anterior. Este aumento se explica principalmente por mayores márgenes internacionales de refinación, destacando el alza en diésel, que pasó de 24,0 US$/bbl a 61,7 US$/bbl, y en gasolinas, que aumentaron de 17,2 US$/bbl a 33,7 US$/bbl. Adicionalmente, se registró una mayor venta de producción propia valiosa, respecto al año anterior. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento en el costo de la canasta de crudos de referencia, además de mayores costos de cobertura y de costos indirectos asociados al alza en el precio de la materia prima.

El EBITDA de ENAP Refinerías S.A. al 30 de septiembre de 2026 ascendió a US$ 1.499,9 millones, lo que representa un incremento de 112,6% respecto de los US$ 705,6 millones obtenidos en el mismo período de 2025.

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

ESTADOS DE RESULTADOS

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Ingresos de actividades ordinarias	8.112,7	5.991,7	2.121,0	35,4%
Costos de ventas	(6.526,4)	(5.224,8)	(1.301,6)	24,9%
Margen bruto	**1.586,3**	**766,9**	**819,4**	**>100,0%**
Otros ingresos, por función	19,0	4,2	14,8	>100,0%
Costos de distribución	(222,5)	(162,3)	(60,2)	37,1%
Gastos de administración	(36,4)	(29,2)	(7,2)	24,7%
Otros gastos, por función	(1,1)	(7,7)	6,6	85,7%
Ganancia de actividades operacionales	**1.345,3**	**571,9**	**773,4**	**>100,0%**
Ingresos financieros	5,6	0,5	5,1	>100,0%
Costos financieros	(5,6)	(17,6)	12,0	68,2%
Participación en asociadas	0,5	0,3	0,2	66,7%
Diferencias de cambio	17,5	(10,5)	28,0	>100,0%
Ganancia antes de impuestos	**1.363,3**	**544,6**	**818,7**	**>100,0%**
Gasto por impuestos a las ganancias	(345,4)	(112,8)	(232,6)	>100,0%
Ganancia del período	**1.017,9**	**431,8**	**586,1**	**>100,0%**

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias aumentaron un 35,4% al 30 de septiembre de 2026 respecto al año anterior, el detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US$) Ingresos de Actividades Ordinarias	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Ingresos por ventas productos propios	7.446,7	5.271,7	2.175,0	41,3%
Ingresos por ventas productos importados	429,0	437,0	(8,0)	1,8%
Ingresos por ventas gas natural	217,3	267,0	(49,7)	18,6%
Ingresos por servicios	19,7	16,0	3,7	23,3%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	**8.112,7**	**5.991,7**	**2.121,0**	**35,4%**

Los ingresos por ventas de productos propios aumentaron en US$ 2.175,0 millones (41,3%) en comparación con el mismo período del año anterior, explicado por un aumento en el volumen de ventas de producción propia en 239,0 Mm^3 al pasar de los 8.410,2 Mm^3 a 8.649,2 Mm^3 (2,8%), impulsado por un cambio en el mix de ventas, con una mayor participación de productos propios respecto a productos importados, consistente con una estrategia de priorización de producción propia, Este efecto se complementó con un aumento del precio promedio de venta, desde 94,9 US$/bbl en el mismo período de 2025 a 130,8 US$/bbl en el mismo período de 2026 (37,8%).

Los ingresos asociados a la venta de productos importados, tales como diésel y gasolinas, disminuyeron en US$3,3 millones (-0,8%), respecto al mismo período del año 2025, debido principalmente a una reducción de 184,2 Mm³ en el volumen vendido, consistente con la menor participación de productos importados en el mix de ventas, pasando de 659,4 Mm^3 a 475,2 Mm^3 , compensado parcialmente por un aumento en el precio de venta promedio de la canasta de productos, que pasó de los 105,4 US$/bbl en el mismo período del año 2025 a 145,1 US$/bbl al 30 de septiembre de 2026 (37,7%).

Los ingresos por venta de gas natural importado al 30 de septiembre de 2026 disminuyeron en US$49,7 millones respecto al mismo período de 2025. Esta variación se explica por menor volumen de venta programado para el tercer trimestre 2026 respecto del mismo trimestre de 2025.

COSTOS DE VENTAS

Cifras en Millones de dólares (US$) Costos de ventas desagregados	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Costos por compra de crudo	(5.197,3)	(3.932,0)	(1.265,3)	32,2%
Costos operacionales no crudo	(766,2)	(680,2)	(86,0)	12,6%
Costos de productos importados	(390,4)	(411,0)	20,6	5,0%
Costo por venta de gas natural	(172,5)	(201,6)	29,1	14,4%
TOTAL COSTOS DE VENTAS	**(6.526,4)**	**(5.224,8)**	**(1.301,6)**	**24,9%**

Los costos por compra de crudo se incrementaron en US$ 1.265,3 millones (32,2%) durante los primeros nueve meses de 2026. Este aumento se explica principalmente por el incremento de 28,7% en el costo promedio de la materia prima, que pasó de 70,0 US$/bbl en los primeros nueve meses de 2025 a 90,1 US$/bbl en el mismo período de 2026. Adicionalmente, el volumen costeado de producción propia aumentó en 239,0 Mm³ (2,8%), desde 8.410,2 Mm³ hasta 8.649,2 Mm³.

Los costos operacionales no crudo aumentaron en US$ 86,0 millones (12,6%), como consecuencia del mayor nivel de actividad de las refinerías en comparación con el mismo período de 2025, principalmente depreciación (US$ 22 millones), costos de logística (US$ 24 millones), costos variables, tales como, servicios, contratos y repuestos (US$ 22 millones) y otros (US$ 18 millones).

Los costos asociados a la compra de productos importados, disminuyeron en US$ 20,6 millones (5,0%), respecto al mismo período de 2025. Esta disminución se explica por un menor volumen de ventas de 193,0 Mm³, al pasar de 659,4 Mm³ a 466,4 Mm³ (-29,3%), parcialmente compensado por un aumento de 38,8% en el costo promedio de la canasta de productos importados, que pasó de 105,4 US$/bbl al 30 de septiembre de 2025 a 146,2 US$/bbl en el mismo período de 2026.

Los costos de venta del gas natural importado disminuyeron en US$29,1 millones, explicado principalmente por un menor costo promedio de suministro del GNL, asociado a una mayor disponibilidad de gas natural argentino.

MARGEN BRUTO

El Margen Bruto de R&C alcanzó a US$ 1.586,3 millones al 30 de septiembre de 2026, lo que representa un aumento de US$819,4 millones, equivalente a 106,8%, respecto de los US$766,9 millones registrados en el mismo período de 2025. Este incremento se explica principalmente por: (i) mayores márgenes internacionales de refinación; y (ii) una mayor venta de producción propia valiosa (+215 Mm^3).

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Costos de distribución aumentaron en US$ 60,2 millones, desde US$ 162,3 millones al 30 de septiembre de 2025 hasta US$ 222,5 millones al 30 de septiembre de 2026. Este incremento se explica principalmente por mayores costos de fletes marítimos a nivel internacional asociado al aumento de las exportaciones y actividad comercial.

Los Gastos de administración aumentaron en US$ 7,2 millones, desde US$ 29,2 millones al 30 de septiembre de 2025 hasta US$ 36,4 millones al 30 de septiembre de 2026. Este incremento se explica principalmente por la apreciación del peso chileno (TC promedio de $906/CLP vs $957/CLP) y la variación del IPC, cuyo efecto combinado representa una apreciación real del peso cercana al 9,6%, lo que encarece en dólares los gastos en moneda local.

Los Otros gastos por función presentan una disminución de US$ 6,6 millones. Esta disminución se explica por un cargo de US$ 7,4 millones realizado en 2025 por provisión de incobrables, el cual no se repitió en este período y compensado por otras variaciones de US$0,8 millones.

Los Costos financieros presentan una disminución de US$ 12,0 millones, al pasar de US$ 17,6 millones al 30 de septiembre de 2025 a US$ 5,6 millones al 30 de septiembre de 2026. Esta disminución se explica principalmente por la reducción de la deuda financiera con la Empresa Matriz.

El rubro Diferencias de cambio presenta un efecto positivo de US$ 17,5 millones al 30 de septiembre de 2026, que se compara con una pérdida de US$ 10,5 millones obtenida al 30 de septiembre de 2025. La variación favorable de US$28,0 millones se explica principalmente por el efecto contable de las coberturas de moneda, la apreciación del peso chileno y su efecto neto sobre los activos y pasivos monetarios denominados en moneda local.

El rubro Gasto por impuestos a las ganancias reflejó un mayor gasto de US$ 232,5 millones que se explica principalmente por un mayor resultado financiero y tributario.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVOS

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	sept-26	dic-25	Var	% Var. Abs.
Activos corrientes	2.480,6	967,3	1.513,3	156,4%
Activos no corrientes	2.617,6	2.596,3	21,3	0,8%
ACTIVOS	**5.098,2**	**3.563,6**	**1.534,6**	**43,1%**

Al 30 de septiembre de 2026, el total de activos registró un aumento neto de US$ 1.534,6 millones en comparación con el total al 31 de diciembre de 2025.

El aumento de activos se explica principalmente por el incremento de US$771,8 millones en inventarios asociados a mayores volúmenes y costos unitarios de compra, y a US$731,3 millones en cuentas por cobrar a entidades relacionadas. El detalle de las principales variaciones es el siguiente:

- **Efectivo y equivalentes al efectivo** aumentó en US$ 0,3 y con esta variación el efectivo cerró en US$ 0,6 millones, debido a que el Grupo mantiene una operación de caja centralizada con lo cual diariamente los movimientos se transfieren a la cuenta corriente mercantil con la Matriz ENAP.

- **Otros activos no financieros, corrientes** presentan un aumento de US$ 27,6 millones al pasar de US$ 8,0 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 35,6 millones al 30 de septiembre de 2026, principalmente por gastos diferidos asociados a arriendo de naves y seguros vigentes por US$22,8 millones y gastos diferidos de negociación colectiva de US$ 4,8 millones.

- **Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes** disminuyeron en US$ 18,0 millones (13,8%) al pasar de US$ 131,3 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 113,3 millones al 30 de septiembre de 2026, esta disminución se debe al aumento de clientes con pago contado.

- **Cuentas por cobrar a entidades relacionadas**, presenta un aumento de US$ 731,3 millones, al pasar de US$ 21,5 millones 31 de diciembre de 2025 a US$752,8 millones al 30 de septiembre de 2026 y cuya variación principal está en la cuenta corriente mercantil con la Empresa Matriz por US$ 572,2 millones y en la cuenta por cobrar a Ministerio de Hacienda por saldos de Impuesto específico negativo por US$ 157,3 millones.

- **Inventarios** presenta un aumento de US$ 771,8 millones (98,6%) al pasar de US$ 782,8 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 1.554,5 millones al 30 de septiembre de 2026, debido principalmente aumento en volumen alcanza un 18,3% (310 Mm3) valorizado en MUS$ 163 millones, asociado a los paros de planta programados para el cuarto trimestre y a un efecto precio de US$ 435 millones y valorización de coberturas TSS por US$161 millones y a aumento en insumos químicos por US$ 4 millones.

- **Propiedades, Planta y Equipo** se incrementó desde US$ 2.450,8 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 2.495,5 millones al 30 de septiembre de 2026, representando un aumento de US$ 44,6 millones. Los principales movimientos de la cuenta se componen de adiciones por US$ 175,7 millones, neto de depreciaciones y otros ajustes por US$ 131,1 millones.

PASIVOS

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA	sept-26	dic-25	Var US$	% Var. Abs.
Pasivos corrientes	1.262,8	800,4	462,4	57,8%
Pasivos no corrientes	183,9	158,1	25,8	16,3%
PASIVOS	**1.446,7**	**958,5**	**488,2**	**50,9%**
Patrimonio	3.651,5	2.605,1	1.046,4	40,2%
Total pasivos y patrimonio	**5.098,2**	**3.563,6**	**1.534,6**	**43,1%**

Al 30 de septiembre de 2026 los pasivos totales de la Empresa registraron un aumento de US$488,2 millones respecto del cierre de 2025. Este aumento se explica principalmente por mayores cuentas por pagar comerciales y variaciones en instrumentos de cobertura. Algunas de las principales variaciones se detallan a continuación:

- **Pasivos financieros corrientes** presentaron un aumento de US$ 116,2 millones. Este aumento corresponde a la posición de cierre de derivados financieros de cobertura, asociados a coberturas del riesgo de variación en el precio del crudo.

- **Cuentas por pagar comerciales** aumentaron en US$ 406,7 millones, al pasar de US$ 565,3 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 972,0 millones al 30 de septiembre de 2026, explicado por mayores saldos con proveedores extranjeros provisionados de crudo y productos por MUS$ 235, proveedores extranjeros facturados de crudo y productos por MUS$ 98, pagados con fecha 1 de octubre de 2026, en línea con el incremento en el valor de inventarios, además de un aumento por provisiones por US$73,7 millones.

- **Cuentas por pagar entidades relacionadas** disminuyen en US$ 103,7 millones, al pasar de US$ 120,4 millones al 31 de diciembre de 2025 a US$ 16,7 millones al 30 de septiembre de 2026, explicado por el cambio en el saldo de la cuenta mercantil con la sociedad matriz, de acreedor a deudor, generando una disminución en el pasivo con empresas relacionadas.

- **Pasivos por impuestos corrientes** aumentaron en US$ 59,7 millones, producto de los impuestos a pagar devengados por los resultados tributarios al 30 de septiembre de 2026.

- **Pasivos por impuestos diferidos** aumentaron en US$ 38,0 millones, producto de la posición de cierre del valor neto realizable de los inventarios que generó el aumento en la presentación neta de pasivo de los impuestos diferidos.

PATRIMONIO

Al 30 de septiembre de 2026 el patrimonio aumentó en US$1.046,5 millones (40,2%) respecto al cierre de 2025, explicado por la utilidad del período de US$1.017,9 millones y por un efecto positivo de US$28,5 millones asociado a coberturas de flujo de caja (instrumentos financieros TSS).

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de septiembre de 2026 y 2025 son los siguientes:

Cifras en Millones de dólares (US$) Estados de Flujos de Efectivos	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	859,8	581,6	278,2	47,8%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(175,7)	(236,4)	60,7	25,7%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(685,7)	(347,7)	(338,0)	97,2%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(1,6)	(2,5)	0,9	36,0%
Variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	1,8	0,1	1,7	>100,0%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	**0,3**	**(2,4)**	**2,7**	**>100,0%**
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	0,3	2,7	(2,4)	88,9%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	**0,6**	**0,3**	**0,3**	**100,0%**

El flujo de actividades de operación al 30 de septiembre de 2026 registró un saldo positivo de US$ 859,8 millones, en comparación con los US$ 581,6 millones registrados en mismo período de 2025. Este incremento del flujo de actividades de operación se explica principalmente por un mejor resultado operacional.

El flujo utilizado en actividades de inversión ascendió a US$ 175,7 millones al 30 de septiembre de 2026, en comparación con los US$ 236,4 millones registrados en mismo período de 2025. Esta disminución se explica principalmente por menores adiciones de Propiedades, planta y equipo.

El flujo de actividades de financiamiento al 30 de septiembre de 2026 reflejó una salida neta de fondos por US$ 685,7 millones, en comparación con US$ 347,7 millones en mismo período de 2025, En 2026 se explica por la posición a favor de la cuenta corriente con la Empresa matriz ENAP, por mayores excedentes de caja.

Finalmente, el efectivo y equivalentes al efectivo alcanzó US$0,6 millones al 30 de septiembre de 2026. Este saldo fue US$0,3 millones superior al registrado a septiembre de 2025.

5.- EBITDA

El EBITDA de US$1.499,9 millones al 30 de septiembre de 2026, se compara con los US$705,6 millones obtenidos en el mismo período de 2025. El detalle es el siguiente:

EBITDA	sept-26	sept-25	Var. US$	% Var. Abs.
Resultado Operacional	**1.345,3**	**571,9**	**773,4**	**135,2%**
Depreciación y amortización	154,0	133,6	20,4	15,3%
Otros cargos /abonos a resultados	0,6	0,1	0,5	>100,0%
EBITDA	**1.499,9**	**705,6**	**794,3**	**112,6%**

6.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

Los principales indicadores financieros de liquidez, actividad y rentabilidad de ENAP Refinerías S.A., se detallan a continuación:

LIQUIDEZ		sept-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Liquidez Corriente [1]	(veces)	1,96	1,21	0,75	62,0%
Razón Ácida [2]	(veces)	0,73	0,23	0,50	>100,0%

[1] Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

ACTIVIDAD Activos		sept-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Activos totales [1]	(Millones US$)	5.098	3.564	1.534,2	43,0%
Activos promedio [2]	(Millones US$)	4.331	3.704	626,9	16,9%
Inventarios		**sept-26**	**dic-25**	**Var.**	**% Var. Abs.**
Rotación de inventarios [3]	(veces)	6,41	7,75	(1,3)	17,2%
Permanencia de inventarios [4]	(meses)	1,87	1,55	0,3	20,7%

[1] Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

[2] Activos promedio = (Activos Totales del períodoactual + 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		sept-26	dic-25	Var.	% Var. Abs.
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio [1]	(porcentaje)	39,33	28,19	11,14	39,5%
Rentabilidad de activos [2]	(porcentaje)	28,41	17,39	11,02	63,4%
Utilidad por acción [3]	(US$)	7,02	3,68	3,34	90,8%

[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

[3] Utilidad por acción = Resultado últimos 12 meses / Número de acciones

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

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

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

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

- Inventarios
- Propiedades, Planta y Equipos
- Inversiones en Sociedades 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 que el activo no genere flujos de caja que sean independientes de otros activos, la Sociedad 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 a las NIIF según lo que se señala en la Nota 3 de los Estados Financieros.

De acuerdo con las normas de la Comisión para el Mercado Financiero, las inversiones en coligadas, 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.

8.- SITUACIÓN DE MERCADO.

Entre enero y septiembre de 2026, el precio del petróleo crudo Brent ICE promedió 88,9 dólares por barril (US$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, situándose 19,0 US$/bbl por sobre el valor registrado en igual período de 2025 (69,9 US$/bbl). Por su parte, el crudo WTI de EE. UU. alcanzó un promedio de 83,8 US$/bbl, superior en 17,1 US$/bbl al de enero–septiembre de 2025 (66,6 US$/bbl).

Contexto mercado del petróleo:

Durante lo que va del 2026, el Brent ICE registró una elevada volatilidad. El crudo inició el año en torno a los 60 US$/bbl y posteriormente superó los 110 US$/bbl, con episodios puntuales por encima de los 118 US$/bbl, sus niveles más altos del período.

En enero predominaron los factores alcistas. Las condiciones climáticas adversas en EE. UU. afectaron la producción de energía y contribuyeron a la reducción de los inventarios, mientras que la firme demanda europea ajustó los balances de combustibles en la cuenca del Atlántico. A ello se sumaron las tensiones en torno a Venezuela, que elevaron la incertidumbre sobre la continuidad de sus exportaciones, y la mantención de los recortes de producción de la OPEP+, que reforzó la percepción de una oferta global restringida.

En febrero, el Brent promedió cerca de 70 US$/bbl. Las expectativas de una eventual flexibilización de los recortes de producción de la OPEP+ a partir de abril comenzaron a moderar las presiones alcistas. Sin embargo, hacia fines de mes, la escalada del conflicto entre EE. UU., Israel e Irán cambió abruptamente el escenario e impulsó los precios a niveles no observados desde el inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania en 2022. La atención del mercado se concentró en los riesgos para el tránsito por el Estrecho de Ormuz, corredor estratégico por el que circulan cerca del 20% del comercio mundial de crudo, alrededor de 5 MMbbl/d de productos refinados y aproximadamente el 15% del comercio global de gas natural.

En abril, un alto el fuego de 60 días dio paso a las negociaciones entre EE. UU. e Irán. No obstante, las conversaciones no lograron avances concretos ante la negativa iraní a abandonar su programa nuclear. El Estrecho de Ormuz permaneció cerrado y EE. UU. mantuvo su bloqueo naval, lo que sostuvo una elevada prima de riesgo geopolítico en los precios del crudo.

En mayo, las negociaciones continuaron en medio de episodios recurrentes de tensión militar y declaraciones contradictorias de ambas partes, lo que dificultó alcanzar un acuerdo definitivo. A comienzos de junio, sin embargo, se fortalecieron las expectativas de una salida diplomática y los precios comenzaron a moderarse. Finalmente, el 14 de junio se anunció un acuerdo preliminar entre EE. UU. e Irán, que provocó una fuerte corrección a la baja del Brent ICE y lo situó nuevamente por debajo de los 80 US$/bbl.

La estabilidad fue transitoria. En julio expiró el acuerdo de desescalada y EE. UU. restableció el bloqueo naval y reimpuso sanciones al petróleo iraní. En respuesta, Irán volvió a restringir el tránsito por el Estrecho de Ormuz y endureció sus exigencias económicas. En paralelo, los hutíes intensificaron sus ataques en el mar Rojo, convirtiendo al Estrecho de Bab el-Mandeb en un segundo cuello de botella para el comercio energético global. Este escenario elevó nuevamente la prima de riesgo geopolítico y llevó al Brent a superar los 90 US$/bbl.

En agosto persistió la incertidumbre sobre una posible reapertura del Estrecho de Ormuz. Las negociaciones entre Irán, EE. UU. y Omán registraron avances parciales, aunque sin resultados concretos. A ello se sumaron los ataques contra embarcaciones comerciales e infraestructura energética regional. Rusia, por su parte, mantuvo las restricciones a sus exportaciones de diésel debido a los ataques ucranianos contra su sistema de refinación. En conjunto, estos factores mantuvieron al Brent en torno a los 90 US$/bbl y los márgenes de los combustibles refinados en niveles elevados.

En septiembre, el conflicto volvió a intensificarse, con ataques directos entre EE. UU. e Irán y daños a la infraestructura energética de Arabia Saudita por ataques hutíes contra refinerías y campos petroleros. A ello se sumó el cierre preventivo del oleoducto Este-Oeste, cuya capacidad se sitúa en torno a los 7 MMbbl/d. Estos acontecimientos acentuaron los riesgos para el suministro global e impulsaron al Brent por sobre los 100 US$/bbl.

Existen varios factores que impactaron el precio del petróleo:

Factores a la baja:

Expectativa de aumento de producción por parte de la OPEP+:
A comienzos de año, la posibilidad de que el grupo incrementara su oferta generó preocupación por un eventual excedente de crudo y planteó dudas sobre su capacidad para mantener el equilibrio del mercado global.
La OPEP+ ha devuelto gradualmente casi 1,65 MMbbl/d al mercado a la fecha. Adicionalmente, el grupo tiene previsto un aumento adicional de 188 kbbl/d en octubre, como parte del retorno parcial de su producción.

Mayor producción de Venezuela y reincorporación al mercado:
Luego de los acontecimientos del 3 de enero, cuando militares de EE.UU. ingresaron a Venezuela y capturaron al presidente Nicolás Maduro, las reservas petroleras del país volvieron a estar en el foco del mercado. La producción petrolera de Venezuela aumentó un 10% y volvió a superar el millón de barriles diarios en febrero, por primera vez desde junio de 2019.

En mayo, alcanzó niveles cercanos a 1,2 MMbbl diarios, estancándose en ese nivel en agosto. El país permitió la entrada de capital privado y extranjero en su industria petrolera, mediante una reforma a la Ley Orgánica de Hidrocarburos en el marco de las negociaciones con EE.UU. Para 2026, se espera que la producción petrolera venezolana pueda promediar en torno a 1,3 MMbbl/d. En lo que va del 2026, la producción ha aumentado un 30% desde los 924 kbbl/d de enero, cuando EE. UU. mantenía un bloqueo a los buques petroleros sancionados que entraran y salieran de Venezuela.

Entre enero y septiembre de 2026, la intervención de EE. UU. en Venezuela reconfiguró los destinos de las exportaciones de crudo venezolano. Respecto de igual período de 2025, la participación de China cayó del 72% al 0%, mientras que la de EE. UU. aumentó del 16% al 57% y la de India pasó del 4% al 22%. El 28 de agosto, Donald Trump y Delcy Rodríguez anunciaron un acuerdo, para la explotación de una quinta parte de las reservas de crudo de Venezuela mediante una compañía en la que el gobierno de EE. UU. tiene una participación accionaria del 35%.

Apertura temporal a crudo ruso para aliviar el déficit de oferta:
Para mitigar la escasez de suministro derivada del conflicto en Medio Oriente, Washington anunció el 5 de marzo una exención de sanciones por 30 días para las compras de petróleo ruso en alta mar realizadas por compradores indios. Posteriormente, la medida fue extendida a todos los compradores hasta el 17 de junio fecha en que el Gobierno de EE. UU. decidió no renovar la prórroga temporal y permitió que la exención expirara.

Factores al alza, factores geopolíticos:

Conflicto en Medio Oriente:
Desde el inicio del conflicto, el 28 de febrero, los precios del petróleo comenzaron a subir y superaron la barrera de los 100 US$/bbl a mediados de marzo, en un contexto en que un enfrentamiento inicialmente previsto como de corta duración se ha extendido por más de siete meses. Durante este período, las hostilidades afectaron infraestructura energética clave y provocaron el cierre del Estrecho de Ormuz.

El tráfico marítimo en Ormuz se redujo en torno a un 94% desde el inicio del conflicto con Irán, intensificando significativamente los riesgos sobre el abastecimiento global. En respuesta a estas disrupciones, la AIE anunció la liberación de 400 MMbbl desde las reservas estratégicas de sus países miembros, con el objetivo de mitigar las perturbaciones derivadas del conflicto. Por su parte, Japón liberó 80 MMbbl desde sus reservas estratégicas, tanto gubernamentales como privadas, a partir del 16 de marzo.

Adicionalmente, EE. UU. suspendió temporalmente la aplicación de la Ley Jones por un período inicial de 60 días, hasta mediados de agosto, permitiendo que buques extranjeros realizaran operaciones de cabotaje para el transporte de energéticos con el fin de reducir las disrupciones en el mercado. Posteriormente, en agosto de 2026, se extendió por otros 90 días.

En paralelo, Irán intensificó los ataques contra infraestructura energética en el Golfo, afectando activos petroleros en Qatar, Emiratos Árabes Unidos, Arabia Saudita y Kuwait. Entre las instalaciones impactadas destacaron Ras Laffan —responsable de cerca del 20% del suministro global de GNL—, además de refinerías clave como Ras Tanura de 550 kbbl/d, y Ruwais de 450 kbbl/d, entre otras.

El 14 de junio, EE. UU. e Irán alcanzaron un acuerdo de paz, conocido como el Memorando de Islamabad, que inició a una tregua de 60 días bajo la mediación de Pakistán. Entre las primeras medidas implementadas, EE.UU. comenzó el levantamiento del bloqueo naval sobre puertos iraníes, mientras que Irán reabrió el Estrecho de Ormuz al tránsito comercial. Sin embargo, la implementación del acuerdo se mantuvo frágil debido a la persistencia de tensiones geopolíticas, episodios de escalada militar, retrasos técnicos y acusaciones mutuas de incumplimiento. Finalmente, el acuerdo expiró el 16 de agosto sin que las partes alcanzaran un entendimiento definitivo.

Hacia fines de agosto y durante septiembre, aumentaron nuevamente la incertidumbre y las preocupaciones sobre la seguridad del suministro energético global, ante el estancamiento de las negociaciones y la persistencia de restricciones al tránsito por el Estrecho de Ormuz. Paralelamente, los ataques de los hutíes contra petroleros e infraestructura saudita elevaron los riesgos para las rutas de abastecimiento del mar Rojo y el estrecho de Bab el-Mandeb. A mediados de septiembre, los ataques al oleoducto Este-Oeste y las interrupciones operativas en el puerto de Yanbú comprometieron la ruta alternativa de exportación saudita, cuya capacidad de transporte equivale a cerca del 4% del suministro mundial de petróleo. Estas disrupciones agravaron las restricciones de suministro y contribuyeron a que el Brent superara los 100 US$/bbl.

Conflicto Rusia-Ucrania:

La infraestructura energética de ambos países continuó siendo blanco de ataques cruzados, manteniendo la incertidumbre sobre la disponibilidad de exportaciones de crudo y productos de Rusia.

Durante las últimas semanas de junio y comienzos de julio, las ofensivas se intensificaron contra instalaciones clave, incluyendo la refinería de Omsk —la mayor del país—, la refinería de Moscú y terminales en el Mar Báltico.

A mediados de septiembre de 2026, la refinería de Kapótnia, en las afueras de Moscú, resultó dañada tras un ataque masivo con drones. Días después, un ataque de largo alcance alcanzó la refinería Lukoil-Permnefteorgsintez, una de las seis mayores de Rusia, mientras que otra instalación en la región de Rostov debió suspender temporalmente sus operaciones tras nuevos impactos. Estos eventos evidencian una intensificación de los ataques contra la infraestructura energética rusa y elevan el riesgo de interrupciones en la capacidad de refinación del país. De acuerdo con estimaciones ucranianas, la capacidad de refinación afectada habría alcanzado cerca del 45% a fines de septiembre.

Estas disrupciones presionaron el abastecimiento interno de combustibles en Rusia, provocando episodios de escasez y congestión en las estaciones de servicio. Durante el tercer trimestre de 2026, las exportaciones de diésel de 800 kbbl/d en 2025, se redujeron en más del 80% interanual debido a los daños causados por los ataques a refinerías y las restricciones gubernamentales.

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

Los márgenes de refinación en la Costa del Golfo de EE.UU. registraron un aumento importante, impulsados por el alza en el margen internacional del diésel y el mayor costo del impuesto verde (RVO) que se aplica a gasolina y diésel de EE.UU. En lo que va del 2026, los márgenes del diésel se ubicaron en promedio 37,6 US$/bbl por encima de los niveles de 2025, lo que equivale a un incremento de más de un 150%. Parte de este aumento incluye el mayor costo del RVO que subió de 5,8 a 12,3 US$/bbl, un aumento de 6,6 US$/bbl.

En los primeros meses del año, EE. UU. realizó una amplia temporada de mantenimiento de refinerías, que redujo los inventarios respaldando los márgenes de refinación.

Entre marzo y mayo, el cierre del Estrecho de Ormuz y los ataques a refinerías de la región afectaron significativamente las exportaciones de crudo y productos hacia Europa. En el caso del crudo, los envíos cayeron un 67% respecto del mismo período de 2025, mientras que las exportaciones de jet disminuyeron en torno a 29 MMbbl, aproximadamente 29%, y las de diésel cerca de 19 MMbbl, alrededor de 92%. Ante esta menor disponibilidad, Europa debió reforzar su abastecimiento principalmente desde la Costa del Golfo de EE. UU., impulsando al alza los precios y los cracks de productos.

A fines de marzo, la EPA de EE. UU. estableció los requerimientos de biocombustibles para combustibles de transporte para el 2026. En particular, el requerimiento de biocombustibles avanzados subió por sobre el 50% de los niveles del 2025, lo cual ha presionado al alza el precio del RVO.

Gasolinas

El precio de la gasolina Unleaded 87 en USGC hasta septiembre promedió 122,6 US$/bbl, un aumento de 35,6 US$/bbl respecto al mismo período del año anterior, cuando se situó en 87,0 US$/bbl. El margen de la gasolina, definido como el diferencial de precio de la gasolina respecto al Brent ICE, promedió 33,7 US$/bbl, 16,5 US$/bbl por sobre al mismo período en 2025 (17,2 US$/bbl).

Los márgenes de gasolinas han sido respaldados debido a los siguientes factores:

- Durante enero, la disponibilidad de refinación se redujo debido a mantenimientos programados y a interrupciones imprevistas asociadas a una tormenta invernal que afectó al hemisferio norte.
- Desde marzo, se ha observado una reducción de las importaciones de gasolina del PADD 1 producto de la guerra de Medio Oriente, lo que debió ser cubierto desde el USGC.
- Entre marzo y junio, en pleno auge del conflicto en Medio Oriente, las exportaciones de gasolina desde EE. UU. aumentaron en promedio un 11%, con junio marcando máximos históricos cercanos a 1,1 MMbbl/d.
- Desde mediados de abril, los inventarios de gasolina en la Costa del Golfo descendieron a mínimos históricos y se mantuvieron bajos pese al aumento de la producción, coincidiendo con el inicio de la temporada de mayor demanda por conducción en el hemisferio norte. En este contexto, julio comenzó con existencias cercanas a 76,5 MMbbl, aproximadamente un 11% por debajo del nivel registrado al inicio de la temporada alta de 2025
- Al cerrar septiembre, los stocks de EE. UU. llegaron a su nivel más bajo en los últimos 10 años, acumulando desde marzo una caída de ~15,6 MMbbl (-13%).

Diésel

Durante el 2026, el precio promedio del diésel de bajo azufre en USGC se ubicó en 150,8 US$/bbl, registrando un alza de 57 US$/bbl respecto del mismo período de 2025. En tanto, el margen del diésel, definido como el diferencial respecto al Brent ICE, promedió 61,7 US$/bbl, superando en 37,6 US$/bbl el nivel observado durante el primer semestre de 2025, cuando alcanzó 24,0 US$/bbl (+156%).

- Durante enero y febrero, el margen del diésel se mantuvo por sobre los 25 US$/bbl, respaldado por una mayor demanda y el aumento de las exportaciones. Las bajas temperaturas asociadas a la tormenta invernal que afectó al hemisferio norte a fines de enero impulsaron la demanda de diésel para calefacción hasta los

4,4 MMbbl/d en la semana más fría, elevando su crack por sobre los 31 US$/bbl. Asimismo, ante la entrada en vigor, el 25 de enero, de las sanciones que prohíben la compra de productos elaborados a partir de crudo ruso, las exportaciones aumentaron, especialmente hacia Europa, y alcanzaron los 1,3 MMbbl/d durante las primeras semanas de enero.

- El inicio del conflicto en Medio Oriente a fines de febrero impulsó adicionalmente los márgenes del diésel, ante la incertidumbre sobre el suministro, llevando los cracks a niveles superiores a los de la guerra entre Rusia y Ucrania en 2022, sobrepasando los 100 US$/bbl.
- Europa se enfrentó a una grave escasez de diésel y kerosene de aviación debido al cierre del Estrecho de Ormuz. En 2025 el Golfo Pérsico suministró el 60% de las importaciones de jet fuel de Europa y 30% de las importaciones de diésel. Estos flujos sustituyeron al suministro ruso prohibido en 2023, por lo que Europa perdió su proveedor actual y el anterior en menos de tres años.
- Durante mayo-junio y agosto-septiembre, los inventarios de diésel en EE. UU. se mantuvieron en niveles mínimos, presionados principalmente por una mayor demanda de exportación. Esta última alcanzó un máximo histórico a comienzos de agosto, en torno a 1,94 MMbbl/d, cerca del 40% de la producción promedio de EE. UU.
- El crack del diésel alcanzó un máximo histórico de 110,4 US$/bbl a mediados de septiembre, impulsado por el cierre de la refinería Jizán en Arabia Saudita, que elevó la incertidumbre sobre el suministro internacional.

Fuel Oil

El precio del fuel oil Nº6 de 3% de azufre registró un promedio de 73,4 US$/bbl, 9,0 US$/bbl por sobre el mismo período enero-septiembre del 2025 (64,4 US$/bbl). El diferencial respecto al Brent ICE promedió -15,7 US$/bbl, lo que representa una caída de 10,3 US$/bbl con respecto al mismo período del 2025.

La mayor disponibilidad de crudo pesado venezolano en EE.UU. ha incrementado la producción de productos residuales en las refinerías del Golfo, elevando la oferta de fuel oil y presionando el crack a la baja. Este escenario se refleja en un aumento de los inventarios en la Costa del Golfo de EE. UU., que en promedio durante enero-septiembre se ubicaron 1,7 MMbbl por sobre el mismo período de 2025 (+15%).

Tarifas de flete USGC-Chile

Entre enero - septiembre, las tarifas han promediado 11,2 US$/bbl, ubicándose 4,1 US$/bbl (+59%) por sobre el mismo período de 2025 (7,0 US$/bbl).

El alza ha estado asociada a una mayor demanda de naves en la ruta USGC-Europa que redujo la disponibilidad de buques hacia la costa oeste de Sudamérica.

En enero, las exportaciones hacia Europa superaron a las dirigidas a Sudamérica, tensionando la oferta de tonelaje y sosteniendo las tarifas en niveles elevados, lo que las llevó a alcanzar un máximo de 10,8 US$/bbl. En abril, con el conflicto en Medio Oriente las tarifas de transporte marítimo se han elevado a niveles históricos, alcanzando un máximo de 20,5 US$/bbl. Durante el tercer trimestre de 2026, la menor disponibilidad hídrica en la cuenca del canal de Panamá, asociada al fenómeno de El Niño, llevó a restringir su capacidad operativa. La reducción de los cupos de tránsito a comienzos de septiembre se profundizó a mediados de mes, contribuyendo a mantener elevadas las tarifas de flete hacia Chile.

Gas natural

En lo que va del 2026, el precio del gas natural en EE.UU., medido por el marcador Henry Hub, promedió 3,1 US$/MMBtu, situándose 0,4 US$/MMBtu por debajo del mismo período de 2025, cuando alcanzó 3,5 US$/MMBtu.

En enero, el Henry Hub alcanzó un máximo de 7,5 US$/MMBtu hacia fines de mes, impulsado por una mayor demanda de calefacción ante las condiciones invernales severas en el hemisferio norte.

El cierre del estrecho de Ormuz profundizó la divergencia entre los precios internacionales del GNL y el Henry Hub. Mientras el TTF europeo y el JKM asiático aumentaron un 35% y un 51%, respectivamente, frente a los niveles previos al cierre, el marcador estadounidense retrocedió un 9%, presionado por inventarios abundantes, una menor demanda estacional y limitaciones para incrementar las exportaciones en el corto plazo.

La disrupción de Medio Oriente afectó a cerca del 20% del mercado global de GNL, intensificando la competencia por cargamentos spot en Europa y Asia.

A nivel internacional, los ataques al campo gasífero South Pars/North Dome —compartido por Irán y Qatar— y al complejo de Ras Laffan, en Qatar, afectaron una parte relevante del suministro mundial de GNL, impulsando los precios al alza. En Ras Laffan, la reparación de los dos trenes de licuefacción dañados, equivalentes al 17% de la capacidad de exportación de GNL de Qatar, podría demorar entre tres y cinco años, prolongando la estrechez del suministro internacional. Por su parte, Irán informó en septiembre que había recuperado aproximadamente la mitad de la capacidad afectada en South Pars y que proyectaba completar los trabajos de restauración previstos antes del invierno boreal de 2026.

Las exportaciones estadounidenses de GNL representan cerca del 14% del consumo total de gas natural del país, lo que limita la transmisión de las alzas internacionales al Henry Hub.

La producción de gas natural en EE. UU. alcanzó un máximo histórico de 137 mil millones de pies cúbicos diarios (Bcf/d) en julio de 2026, impulsada principalmente por la puesta en marcha de nuevos pozos en Texas y Nuevo México.

Nota a Situación de Mercado: las fuentes de información provienen de Vortexa, Argus, Platts, EIA, WM.

9.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

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 Refinerías S.A. 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.

10.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

ENAP Refinerías S.A. a través de su matriz ENAP, adoptó en diciembre de 2012 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 los ámbitos de cumplimiento, se están gestionando riesgos relacionados a la cultura ética de la Sociedad y las buenas prácticas.

11.- HECHOS POSTERIORES A LOS ESTADOS FINANCIEROS.

Con fecha 26 de octubre de 2026, la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA) notificó la formulación de cargos a Enap Refinerías S.A., referido a las inconsistencias en la información reportada de obligaciones ambientales establecidas en el PPDA, así como incumplimientos en la norma de emisión de ruidos.

Este hecho es el inicio de un proceso administrativo y no constituye una sanción en sí misma ni un pronunciamiento definitivo. La empresa informó que este proceso comenzó luego de que la propia compañía detectara internamente inconsistencias en la información reportada, resolviendo informar a la SMA y al Ministerio Público, colaborar con las autoridades competentes y, en paralelo, adoptar medidas para fortalecer sus procesos de control y cumplimiento ambiental.

* * * * * *