ENAP REFINERÍAS S.A. Y FILIALES

ANÁLISIS RAZONADO
DE LOS ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS

CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

ENAP REFINERÍAS S.A.

2018

A continuación, se presenta el Estado de Situación Financiera Clasificado de Enap Refinerías S.A. y Filiales, al 31 de diciembre de 2018 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, y los resultados consolidados de Enap Refinerías S.A., para los períodos comprendido entre el 01 de enero y 31 de diciembre de los años 2018 y 2017. Todas las cifras están expresadas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

1.- RESUMEN EJECUTIVO

El Grupo Enap Refinerías S.A. y filiales, tuvo una pérdida en el año de US$ 150,9 millones, situación que se compara con la utilidad al 31 de diciembre de 2017 de US$ 75,3 millones. La variación de US$ 226,2 se debe principalmente a un menor margen bruto. El EBITDA generado al 31 de diciembre de 2018 alcanzó a US$ 177,5 millones, se compara con los US$ 428,3 millones generados al 31 de diciembre de 2017. El patrimonio llegó a US$ 698,1 millones al 31 de diciembre de 2018, US$ 118,7 millones menor a diciembre de 2017.

El margen bruto consolidado alcanzó los US$ 119,3 millones, se explica por el margen bruto de la Línea de Negocio de Refinación y Comercialización de US$ 84,4 millones, y Línea de Negocio Gas y Energía US$ 34,9 millones. El margen bruto al 31 de diciembre de 2017 fue de US$ 377,4 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de R&C de US$ 84,4 millones fue inferior en US$ 294,3 millones respecto al ejercicio 2017, principalmente debido a un menor margen de productos propios por US$ 147,7 millones y por mayores costos de materia prima respecto al ejercicio anterior que explican US$ 23,5 millones. Asimismo, el cambio en la curva de los precios futuros del crudo respecto al año 2017, escenario de contango en el 2017 y de backwardation en 2018, explican una reducción del margen bruto por US$ 67,6 millones. Finalmente, otros cargos, principalmente mayores costos de energía, explican una reducción del margen bruto de US$ 56 millones.

El Margen Bruto de la Línea de Negocio de G&E fue de US$ 34,9 millones y se compara positivamente con el margen negativo de US$ 1,2 millones obtenidos en año 2017, el cual se explica principalmente por: (i) Mayor Margen por partida de contrato de suministro con capacidad regasificación en el año 2018 US$ 30 millones (ii) Mayor Margen venta Electricidad y Vapor US$ 0,1 millones, y (iii) efecto precio que obedece a paridades y marcador Brent más altos que el 2017 por US$ 3,8 millones.

RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	dic-18	dic-17	Var. US$	Var.%
Ingresos de actividades ordinarias	7.502,7	5.755,4	1.747,3	30,4%
Costos de ventas	(7.383,4)	(5.378,0)	(2.005,4)	37,3%
Margen bruto	**119,3**	**377,4**	**(258,1)**	**68,4%**
Otros ingresos, por función	12,8	20,3	(7,5)	36,9%
Costos de distribución	(177,2)	(175,2)	(2,0)	1,1%
Gastos de administración	(43,5)	(34,4)	(9,1)	26,5%
Otros gastos, por función	(28,4)	(2,0)	(26,4)	1320,0%
(Perdída), ganancia de actividades operacionales	**(117,0)**	**186,1**	**(303,1)**	**162,9%**
Otras ganancias (pérdidas)	(0,1)	1,2	(1,3)	0,0%
Ingresos financieros	0,8	1,4	(0,6)	42,9%
Costos financieros	(88,8)	(82,6)	(6,2)	7,5%
Participación en asociadas	0,2	0,1	0,1	100,0%
Diferencias de cambio	3,7	(0,6)	4,3	716,7%
(Pérdida), utilidad antes de impuestos	**(201,2)**	**105,6**	**(306,8)**	**290,5%**
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias	50,3	(30,3)	80,6	266,0%
(Pérdida) utilidad del ejercicio	**(150,9)**	**75,3**	**(226,2)**	**300,4%**

Cifras en Millones de dólares (US$) ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADOS	dic-18	dic-17	Var. US$	Var.%
ACTIVOS	**3.943,9**	**3.953,1**	**(9,2)**	**0,2%**
Efectivo y equivalentes al efectivo	33,0	46,5	(13,5)	29,0%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	579,1	581,9	(2,8)	0,5%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	15,2	6,2	9,0	145,2%
Inventarios	861,4	960,1	(98,7)	10,3%
Activos por impuestos corrientes	51,4	82,1	(30,7)	37,4%
Otros activos corrientes	134,7	20,4	114,3	560,3%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	2,9	2,7	0,2	7,4%
Propiedades, planta y equipo, neto	1.872,3	1.851,1	21,2	1,1%
Derechos de uso	62,1	93,8	(31,7)	33,8%
Activos por impuestos diferidos	282,4	244,1	38,3	15,7%
Otros activos no corrientes	49,4	64,2	(14,8)	23,1%
PASIVOS	**3.245,8**	**3.136,3**	**109,5**	**3,5%**
Otros pasivos financieros corrientes	0,4	62,1	(61,7)	99,4%
Pasivos por Arrendamientos, corrientes	28,4	31,1	(2,7)	8,7%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	733,7	712,3	21,4	3,0%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente y no corriente	2.202,3	2.097,6	104,7	5,0%
Otros pasivos corrientes	162,7	92,7	70,0	75,5%
Pasivos por Arrendamientos, no corrientes	35,7	64,1	(28,4)	44,3%
Otros pasivos no corrientes	82,6	76,4	6,2	8,1%
PATRIMONIO	**698,1**	**816,8**	**(118,7)**	**14,5%**

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Cifras en Millones de dólares (US$)	dic-18	dic-17	Var. US$	Var.%
Ingresos por ventas productos propios	5.593,4	4.574,9	1.018,5	22,3%
Ingresos por ventas productos importados	1.618,6	921,1	697,5	75,7%
Ingresos por servicios	4,4	29,3	(24,9)	85,0%
Ingresos por ventas gas natural	286,3	230,1	56,2	24,4%
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	**7.502,7**	**5.755,4**	**1.747,3**	**30,4%**

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US$ 7.502,7 millones al 31 de diciembre de 2018, los cuales se comparan con US$ 5.755,4 millones al 31 de diciembre de 2017.

El aumento en los ingresos ordinarios de US$ 1.747,3 millones se explica principalmente por:

El aumento en los ingresos por ventas de productos propios de US$ 1.018,5 millones debido al aumento en el precio relativo del crudo marcador Brent ICE de 54,8 US$/Bbl a diciembre de 2017 a 71,5 US$/Bbl a diciembre de 2018 (30%) promedio, explicando US$ 1.214,5 millones. Este efecto fue compensado por menores ingresos dado una baja en los márgenes de refinación que explican US$ 191,4 millones y una baja en otros por US$ 4,6 millones.

Con respecto a la venta de producto importados y comprados por ERSA (Diésel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas totalizaron una venta de 18.011,6 MBbl acumulado a diciembre del año 2018, lo cual se compara con los 12.522,6 MBbl de 2017, este aumento de un 43,8% se explica principalmente porque se cubrió la demanda en la venta de estos productos. Junto a lo anterior, el precio de venta aumentó desde 73,6 US$/Bbl a 89,9 US$/Bbl, lo que explica que a nivel de ingresos se refleje un aumento de MMUS$ 697,5 comparando ambos ejercicios.

Los ingresos por venta de gas natural importado aumentaron en US$ 56,2 millones debido principalmente a mayor marcador Brent respecto al año 2017, lo cual impactó positivamente en los precios de venta 2018, superando en 2,2 US$/MMBtu los precios de venta del 2017.

COSTOS DE VENTAS

En línea con el alza en los ingresos, los costos de ventas al 31 de diciembre de 2018 presentan un aumento de US$ 2.005,4 millones, lo que finalmente hace caer el margen de beneficio bruto en US$ 258,1 millones, esto representa una caída desde un 7% de las ventas a un 2%. El detalle es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US$) Ratio Costos de ventas a Ingresos	dic-18	%	dic-17	%	Var. US$
Ingresos de actividades ordinarias	7.502,7	100%	5.755,4	100%	1.747,3
Costos de ventas	(7.383,4)	-98%	(5.378,0)	-93%	(2.005,4)
Margen bruto	**119,3**	**2%**	**377,4**	**7%**	**(258,1)**

Los mayores costos de ventas, se explican por la variación de los siguientes conceptos:

Cifras en Millones de dólares (US$) Costos de ventas desagregados	dic-18	dic-17	Var. US$	Var.%
Costos por compra de crudo	(4.806,0)	(3.545,1)	(1.260,9)	35,6%
Costos operacionales no crudo	(756,6)	(711,7)	(44,9)	6,3%
Costos de compra de productos	(1.570,7)	(875,5)	(695,2)	79,4%
Costo por venta de gas natural	(261,0)	(235,4)	(25,4)	10,8%
Total Costos de ventas	**(7.383,4)**	**(5.378,0)**	**(2.005,4)**	**37,3%**

El costo de compra de crudo aumentó US$ 1.260,9 millones (35,6%) lo que se explica principalmente por un alza en el precio del costo de la materia prima, que pasó de 54,8 US$/Bbl promedio a diciembre en el año 2017 a un promedio de 71,5 US$/Bbl (30,5%) durante el ejercicio 2018, relacionado con el aumento del precio internacional del crudo Brent.

Formando parte del costo de compra de crudo se incluyen el efecto neto (cargo o abono) de la liquidación de coberturas Time Spread Swap durante el ejercicio, cargo de MUS$ 97.738 y abono de MUS$ 22.692 por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, respectivamente, las cuales tuvieron por objetivo desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados toman precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que se van a vender, mitigando por medio de la cobertura del costo de venta, el time spread al que la Empresa se encuentra expuesta de manera natural.

Los costos no crudo presentaron las siguientes variaciones en el ejercicio enero-diciembre 2018 respecto al ejercicio 2017:

Cifras en Millones de dólares (US$) Detalle Costos no crudo	dic-18	dic-17	Var. US$	Var.%
Costos variables	(258,3)	(255,3)	(3,0)	1,2%
Costos fijos	(293,1)	(278,5)	(14,6)	5,2%
Depreciación	(177,0)	(151,2)	(25,8)	17,1%
Logística	(28,2)	(26,7)	(1,5)	5,6%
Total costos operacionales no crudo	**(756,6)**	**(711,7)**	**(44,9)**	**6,3%**

Los costos fijos se incrementaron por mayor gasto en costos de personal por US$16,2 millones, y en contratos y servicios por US$ 6,2 millones, neto de contribuciones y otros gastos por US$7,7 millones. Por otra parte la depreciación del ejercicio aumento en US$ 18,8 millones principalmente por la capitalización de repuestos.

MARGEN PRIMO

Cifras en Millones de dólares (US$) Productos propios	dic-18	dic-17	Var. US$	Var.%
Ingresos por ventas	5.593,4	4.574,9	1.018,5	22,3%
Costo de venta primo	(4.806,1)	(3.545,1)	(1.261,0)	35,6%
Margen primo total	787,3	1.029,8	(242,5)	23,5%
MARGEN PRIMO US$ / Bbl	**12,0**	**15,6**	**(3,6)**	**23,1%**

El Margen Primo Unitario promedio en el ejercicio enero- diciembre de 2018 disminuyó US$ 3,6 US$/Bbl, lo que representa US$ 242,5 millones de menor margen primo respecto del ejercicio anterior.

El detalle es el siguiente:

Margen Primo - Producción Propia 2018 (US$/Bbl)	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Prom. Anual
Precio de venta	81,5	83,0	77,1	79,7	87,2	86,6	86,1	84,8	89,7	89,7	88,4	75,7	84,1
Costo materia prima	69,7	70,0	65,7	67,8	75,9	75,8	77,1	74,5	76,9	79,3	73,7	59,7	72,2
Margen US$/Bbl	11,8	13,0	11,4	11,9	11,3	10,9	9,0	10,3	12,8	10,4	14,7	15,9	12,0

Margen Primo - Producción Propia 2017 (US$/Bbl)	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Prom. Anual
Precio de venta	71,7	67,7	66,7	66,1	65,8	63,8	63,8	67,0	73,2	72,5	77,6	76,3	69,3
Costo materia prima	52,4	53,0	54,2	48,9	51,0	49,2	46,7	50,6	53,6	58,2	63,9	62,9	53,7
Margen US$/Bbl	19,4	14,7	12,6	17,2	14,7	14,7	17,1	16,4	19,6	14,3	13,7	13,4	15,6

VARIACIONES OTROS RUBROS

Los Otros ingresos, por función disminuyeron US$ 7,5 millones al pasar de un saldo de US$ 20,3 millones al 31 de diciembre de 2017 a US$ 12,8 millones al 31 de diciembre de 2018, esta variación está dada principalmente por ingresos de US$ 4,3 millones en 2017 por regularizaciones contables, que no se repiten en 2018, US$ 1,6 millones de mayores ingresos en 2017 por reconocimiento de pagos provisionales por utilidades absorbidas (PPUA) y otros por US$ 3,4 millones en 2017.

El rubro Costos de distribución tuvo un gasto al 31 de diciembre de 2018 de US$ 177,2 millones, lo que se compara con el gasto de US$ 175,2 millones al 31 de diciembre de 2017, lo que significa un aumento de US$ 2,0 millones (1,1%), debido principalmente a un incremento en los costos de logística por US$ 3,5 millones, transporte por oleoductos US$ 3,7 millones, transporte terrestre US$ 2,1 millones, compensado en parte por la disminución en transporte marítimo de US$ 7,5 millones y otras partidas menores.

El rubro Otros gastos por función tuvo un gasto al 31 de diciembre de 2018 de US$ 28,4 millones, lo que se compara con el gasto de US$ 2,0 millones al 31 de diciembre de 2017, lo que significa un aumento de US$ 26,4 millones, debido principalmente a un ajuste en valor de proyecto en curso por US$23,96 millones.

Los Costos financieros aumentaron US$ 6,2 millones al pasar de un saldo de US$ 82,6 millones al 31 de diciembre de 2017 a US$ 88,8 millones al 31 de diciembre de 2018, principalmente por aumento en los intereses de cuentas por pagar a matriz ENAP, por incremento de saldo en cuenta corriente.

La diferencia de cambio pasó de saldo negativo de US$ 0,6 millones al 31 de diciembre de 2017 a US$ 3,7 millones positivos al 31 de diciembre de 2018.

El rubro impuesto reflejó un beneficio de US$ 50,3 millones al 31 de diciembre de 2018, lo que se compara con el gasto de US$ 30,3 millones obtenido al 31 de diciembre de 2017. Esta variación de US$ 80,6 millones se explica porque a diciembre de 2017 la empresa tuvo un resultado tributario positivo y a diciembre de 2018 presenta una pérdida tributaria, la tasa efectiva de ambos ejercicios fue de 25% en 2018 y 28,7% en 2017.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO

ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2018 el total de activos presenta una disminución de US$ 9,2 millones (0,2%) con relación al existente al 31 de diciembre de 2017. Este aumento se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- El rubro Inventarios refleja una disminución de US$ 98,7 millones (8,1%) con respecto al 31 de diciembre de 2017. La principal variación está en el inventario de petróleo crudo en existencias y en tránsito que disminuyó US$ 68,5 millones, desde US$ 401,2 millones al 31 de diciembre de 2017 a US$ 332,7 millones al 31 de diciembre de 2018, explicado principalmente por US$ 47,3 millones que ajustó a la baja el valor libro del crudo respecto de su valor razonable, lo cual forma parte de la estrategia de cobertura de crudo (TSS) de la Empresa, adicionalmente entre ambos ejercicios hubo una disminución en el precio unitario del crudo el cual pasó desde los 61,9 US$/Bbl al 31 de diciembre de 2017 a 57,4 US$/Bbl al 31 de diciembre de 2018 (7,25%) que no alcanza a ser contrarrestado por un leve aumento de (2,1%) en el volumen de inventarios de 137,7 MBbl que explica una baja de US$ 21,2 millones.

El inventario de productos que disminuye US$ 21,6 millones desde US$ 505,6 millones al 31 de diciembre de 2017 a US$ 484,0 millones al 31 de diciembre de 2018, explicado por US$ 105,6 millones que ajustó a la baja el valor libro de los productos respecto de su valor razonable, lo cual forma parte de la estrategia de cobertura de crudo (TSS) de la Empresa, esta disminución fue contrarrestada parcialmente por un aumento en el precio el cual pasó desde los 71,6 US$/Bbl al 31 de diciembre de 2017 a 77,8 US$/Bbl al 31 de diciembre de 2018 y un aumento en el volumen de 398,7 MBbl. lo que refleja un aumento de US$ 68,4 millones.

Adicionalmente hay un menor volumen de Materiales en bodega por mayores consumos por US$ 8,6 millones.

- Activos por impuestos corrientes disminuye US$ 30,7 millones desde US$ 82,1 millones al 31 de diciembre de 2017 a US$ 51,4 millones al 31 de diciembre de 2018 debido principalmente a la disminución en la cuenta Remanente IVA crédito fiscal por US$ 24,8 millones.

- Un aumento de US$ 21,2 millones en el rubro Propiedades, planta y equipos (1,1%), se debe principalmente al aumento US$ 223,8 millones por concepto de adiciones en Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua, mantención de estanques, ductos y repuestos capitalizables, también al aumento de US$ 25.4 millones por otros incrementos (decrementos), todo esto compensado por la depreciación del ejercicio por US$ 228,0 millones.

- Derechos de uso que presenta una disminución de US$ 31,7 millones al pasar de US$ 93,8 millones al 31 de diciembre de 2017 a US$ 62,1 millones al 31 de diciembre de 2018 y corresponde a la aplicación anticipada de la NIIF 16 “Arrendamientos”, la cual consiste en aplicar un modelo de control para la identificación de los

arrendamientos, distinguiendo entre arrendamientos y contratos de servicio con base en si hay un activo identificado controlado por el cliente.

- Activos por impuestos diferidos aumenta US$ 38,3 millones desde US$ 244,1 millones al 31 de diciembre de 2017 a US$ 282,4 millones al 31 de diciembre de 2018 principalmente debido al aumento de la diferencia temporal en los relativos a valor neto realizable de inventarios.

- Otros activos no corrientes que disminuye US$ 14,8 millones al pasar de US$ 64,2 millones al 31 de diciembre de 2017 a US$ 49,4 millones al 31 de diciembre de 2018, principalmente por la disminución en cuentas por cobrar no corrientes de US$ 14,7 millones de otros deudores.

PASIVOS

Al 31 de diciembre de 2018 los pasivos en su conjunto aumentaron en US$ 109,5 millones (3,5%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2017. Las principales variaciones corresponden a:

- La disminución de Otros pasivos financieros corrientes en US$ 61,7 millones (99,4%) al pasar de un saldo de US$ 62,1 al 31 de diciembre de 2017 a US$ 0,4 millones al 31 de diciembre de 2018, debido a la disminución en derivados financieros de coberturas.

- Aumento en las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por US$ 21,4 millones (3,0%) al pasar de un saldo de US$ 712,3 al 31 de diciembre de 2017 a US$ 733,7 millones al 31 de diciembre de 2018, cuyo aumento corresponde a posición de cierre.

- Aumento en las Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente y no corriente por US$ 104,7 millones (5,0%) al pasar de un saldo de US$ 2.097,6 al 31 de diciembre de 2017 a US$ 2.202,3 millones al 31 de diciembre de 2018 y cuyo aumento corresponde a aumento de deuda con la Matriz ENAP.

- El aumento de Otros pasivos corrientes en US$ 70,0 millones (75,5%) al pasar de un saldo de US$ 92,7 al 31 de diciembre de 2017 a US$ 162,7 millones al 31 de diciembre de 2018, principalmente debido al aumento en pasivos por impuestos corrientes correspondiente al aumento del impuesto específico.

- Disminución en Pasivos por arrendamientos, no corriente por US$ 28,4 millones (44,3%) al pasar de un saldo de US$ 64,1 al 31 de diciembre de 2017 a US$ 35,7 millones al 31 de diciembre de 2018 principalmente corresponde a la disminución de contratos de operación naviera.

PATRIMONIO

El Patrimonio de la Empresa disminuyó en US$ 118,7 millones (14,5%) al 31 de diciembre de 2018 respecto al 31 de diciembre de 2017, producto de la pérdida del ejercicio de US$ 150,9 millones y otros cargos a resultados acumulados por US$ 9,3 millones, compensado con abono de US$ 41,5 millones en otras reservas, generado por cambio de criterio de coberturas de crudo por aplicación de IFRS 9.

4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 31 de diciembre de 2018 y 2017, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y de Equivalentes al Efectivo alcanzó US$ 33,0 millones al 31 de diciembre de 2018, que se compara con US$ 46,5 millones al 31 de diciembre de 2017.

El flujo de efectivo procedente de actividades de operación tuvo un saldo de US$ 250,5 millones al 31 de diciembre de 2018, que se compara con los flujos de efectivo procedente de actividades de operación de US$ 355,1 millones al 31 de diciembre de 2017. El menor flujo de operación está asociado a mayores pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios, y otros pagos de operación compensado en parte por los cobros procedentes de las ventas de bienes y servicios y otros efectos.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US$ 220,9 millones al 31 de diciembre de 2018, que se compara con el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión de US$ 262,1 millones al 31 de diciembre de 2017, principalmente debido a la disminución en las compras de propiedades, planta y equipo.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US$ 34,1 millones en el periodo al 31 de diciembre de 2018 y US$ 69,2 millones al 31 de diciembre de 2017 esta menor utilización se genera principalmente porque al 31 de diciembre de 2017 se amortizó el crédito bancario de la filial Enercon.

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US$) Estado de Flujo de Efectivo	dic-18	dic-17	Var. US$	Var.%
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	250,5	355,1	(104,6)	29,5%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	(220,9)	(262,1)	41,1	15,7%
Flujos de procedentes/efectivo utilizados en actividades de financiación	(34,1)	(69,2)	35,1	50,7%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(4,6)	23,9	(28,5)	119,3%
Variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(8,9)	3,6	(12,4)	349,6%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(13,5)	27,4	(40,9)	149,2%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	46,5	19,1	27,4	143,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	33,0	46,5	(13,5)	29,0%

5.- EBITDA

El EBITDA generado al 31 de diciembre de 2018 alcanzó a US$ 177,5 millones, lo que se compara con los US$ 428,3 millones generados en el ejercicio 2017. La conciliación del EBITDA a partir del margen bruto se presenta a continuación:

EBITDA	dic-18	dic-17	Var. US$	Var.%
Margen Bruto	**119,2**	**377,4**	**(258,2)**	**68,4%**
Otros ingresos, por función	12,8	20,3	(7,5)	37,0%
Costos de distribución	(177,2)	(175,2)	(2,0)	1,2%
Gastos de administración	(32,7)	(34,4)	1,7	4,9%
Otros gastos, por función	(28,4)	(2,0)	(26,4)	1334,5%
Resultado Operacional	**(106,3)**	**186,1**	**(292,5)**	**157,1%**
Depreciación	228,0	211,0	17,1	8,1%
Amortización por contratos de arrendamiento	31,8	29,8	1,9	6,4%
Otros egresos no operacionales	24,0	1,3	22,7	Indet.
EBITDA	**177,5**	**428,3**	**(250,8)**	**58,6%**

6.- ÍNDICES DE RENTABILIDAD Y RESULTADO.

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

LIQUIDEZ		dic-18	dic-17	Var.	Var.%
Liquidez Corriente [1]	(veces)	0,54	0,57	(0,03)	5,5%
Razón Ácida [2]	(veces)	0,26	0,25	0,01	5,7%

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

ENDEUDAMIENTO		dic-18	dic-17	Var.	Var.%
Razón de endeudamiento [1]	(veces)	4,65	3,84	0,81	21,1%
Razón de endeudamiento financiero neto [2]	(veces)	(0,23)	0,02	(0,25)	1382,7%
Razón de endeudamiento, corriente [3]	(porcentaje)	100,00	100,00	0,00	0,0%
		dic-18	dic-17	Var.	Var.%
Cobertura gastos financieros [5]	(veces)	1,73	5,18	(3,46)	66,7%

[1] Razón de endeudamiento = (Total pasivos corrientes + Total pasivos no corrientes) / Patrimonio total
[2] Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros-efect y eq al efect) / Patrimonio total
[3] Razón de endeudamiento, corriente = Pasivo financiero corriente / Total pasivos financieros
[5] Cobertura gastos financieros = EBITDA / Costos financieros

ACTIVIDAD					
Activos		**dic-18**	**dic-17**	**Var.**	**Var.%**
Activos totales [1]	(Millones US$)	3.944	3.953	(9)	0,2%
Activos promedio [2]	(Millones US$)	3.948	3.675	273	7,4%
Inventarios		**dic-18**	**dic-17**	**Var.**	**Var.%**
Rotación de inventarios [3]	(veces)	8,11	6,63	1,48	22,3%
Permanencia de inventarios [4]	(meses)	1,48	1,81	(0,33)	18,2%

[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		dic-18	dic-17	Var.	Var.%
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio [1]	(porcentaje)	(20,30)	9,72	(30,02)	308,8%
Rentabilidad de activos [2]	(porcentaje)	(3,81)	2,05	(5,86)	286,1%
Utilidad (pérdida) por acción [3]	(US$)	(0,86)	0,43	(1,29)	300,6%

[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 (pérdida) 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 Empresa, cabe mencionar lo siguiente:

La Empresa 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:

- Activo Fijo
- Activos Intangibles
- Inversiones en sociedades 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 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 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 empresas filiales y 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.

Precio del Petróleo Crudo

Durante el 2018, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent ICE registró un promedio de 71,5 dólares por barril (US$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, un 30 % mayor respecto al promedio del año 2017 (54,8 US$/bbl).

Esta importante recuperación del precio se explica principalmente como el resultado positivo de la estrategia tomada por la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) y otros países productores como Rusia a fines del año 2016 con el fin de disminuir la sobreoferta mundial que imperaba y que había llevado el precio del Brent a niveles de 27,5 US$/bbl por una situación de sobreoferta en el mercado mundial que comenzó el 2014 y se prolongó a lo largo de 2015 y primer semestre del 2016.

De acuerdo con estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, enero 2019) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 100,08 millones de barriles por día (MMbpd) en 2018, mientras que la oferta mundial fue 100,41 MMbpd, generándose en consecuencia un aumento de inventarios, a nivel mundial, de 0,8 MMbpd con respecto al 2017.

MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2018
(Cifras en millones de barriles diarios)

	Ene-Dic 2018	Ene-Dic 2017	Variación
DEMANDA	**100,08**	**98,55**	**1,53**
OECD	47,66	47,23	0,43
NO-OECD	52,42	51,32	1,10
OFERTA	**100,41**	**98,05**	**2,36**
Norteamérica	25,17	22,87	2,30
Resto NO-OPEP	36,02	35,87	0,15
LGN y Condensados OPEP	6,65	6,63	0,02
Crudo OPEP	32,57	32,68	-0,11
INVENTARIOS	**0,3**	**-0,5**	**0,8**

Fuente: Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook Enero 2019"

A principios del año 2018 el precio del crudo Brent oscilaba alrededor de los 68 US$/bbl y alcanzó su mayor nivel desde octubre del 2014 en el mes de octubre del 2018 con 86,3 US$/bbl, para luego descender al menor nivel desde agosto del 2017 el mes de diciembre cuando llegó a 50,5 US$/bbl.

El año 2018 el precio del crudo Brent alcanzó los niveles más altos desde el año 2014, impulsados por la estrategia de recortes de producción de la OPEP y sus aliados, principalmente Rusia. La OPEP apostó por un mercado equilibrado en cuanto a oferta y demanda, pero la capacidad de reserva limitada terminó apoyando los precios a medida que los barriles de crudo iraní eran retirados gradualmente del mercado debido al embargo de EE.UU. a este país. Si bien las sanciones hacia Irán entrarían en vigor oficialmente el 4 de noviembre, sus efectos se comenzaron a explicitar a fines del primer semestre.

Desde el mes de julio las exportaciones petroleras iraníes cayeron a su nivel más bajo en cuatro meses luego de que Corea del Sur y Europa redujeran las compras. Si bien algunos países importantes como Japón habrían aumentado sus requerimientos de este tipo de crudo, esto sólo respondería a la motivación por asegurar el suministro antes de que comenzaran a regir dichas sanciones. De esta forma, el panorama para Irán se fue agravando progresivamente y con ello los precios fueron impulsados significativamente.
Bajo este contexto, se realizó una reunión entre la OPEP y sus aliados para revisar su política de recortes. Los resultados de ésta consiguieron que los precios fueran todavía más impulsados y el precio del crudo alcanzó su nivel más alto desde 2014, superando los 80 US$/bbl. Fue relevante el hecho de que los miembros participantes de la reunión no demostraron una urgencia para aumentar la producción. Desde Arabia Saudita, trascendió que sus autoridades estarían cómodas con precios del Brent por encima de los 80 US$bbl.

Con el inicio el segundo semestre el mercado comenzó a mostrarse expectante ante la inminente guerra comercial entre EE.UU. y China luego de que 6 de julio comenzó a regir el memorándum firmado por el presidente Trump que dictaba la aplicación de aranceles a las importaciones de productos industriales y tecnológicos provenientes desde China. Como respuesta, este país anunció que no le quedaba más alternativa que responder de la misma manera a EE.UU. por lo que inmediatamente comenzó a establecer impuestos a productos provenientes de dicho país. el país asiático informó que serían impuestas tarifas de un 25% a los combustibles provenientes desde EE.UU. Bajo este contexto, las perspectivas de demanda se vieron deterioradas lo cual deprimió la valoración del crudo y sus derivados.

Sin embargo, la preocupación del mercado con respecto a un déficit de oferta por parte de EE.UU. comenzó a disminuir debido a informes que dieron cuenta de un constante aumento de las exportaciones de crudo estadounidense. Durante el mes de agosto alcanzaron 2,7 MMbd y con proyección de crecimiento, considerando que debido al recorte de crudo iraní Europa aumentó en un 50% sus requerimientos de combustibles provenientes de dicho país.

La capacidad de reserva limitada de la OPEP continuó respaldando los precios del barril de crudo Brent al alza, lo que se prolongó hasta noviembre.

Durante el mes de noviembre se inició una disminución del precio del crudo ante el temor del mercado de una sobreoferta a nivel mundial. Las cifras de inventarios globales iniciaron una tendencia al alza, junto con alarmantes cifras de menor crecimiento y consumo por parte de China, el segundo consumidor a nivel mundial.

Por otra parte, las exenciones realizadas por el gobierno estadounidense a algunos países para que puedan comprar crudo de Irán se convirtieron en un factor que contribuyó a deprimir los precios. En cuanto a los países beneficiados, se destaca China, India y Corea del Sur, quienes podrán comprar crudo a Irán a un ritmo máximo de 360, 300 y 200 Mbd respectivamente.

En diciembre los productores de petróleo se vieron afectados por una caída del 30% en los precios del crudo desde octubre, ya que la oferta aumentó a la vez que la perspectiva de la demanda se debilitó en medio de una desaceleración económica mundial.

El aumento productivo en gran medida se ha debido a la creciente producción de petróleo crudo de EE.UU., que se ha incrementado en 2,5 MMbd desde principios de 2016 a un récord de 11,7 MMbd, lo que convierte a los Estados Unidos en el mayor productor de crudo del mundo. Hacia fines del 2018, EE.UU. exportó más petróleo crudo y combustible del que importó por primera vez desde 1973.

En la reunión celebrada por la OPEP y sus aliados el 11 de noviembre, Arabia Saudita confirmó que la organización acordaba la necesidad de recortar el suministro de petróleo el próximo año en alrededor 1,2 MMbd, a partir de enero del 2019.

Precio de los Productos en la Costa del Golfo

En el mercado internacional de la Costa estadounidense del Golfo de México (Costa del Golfo, en adelante), los precios de los distintos combustibles aumentaron durante el año 2018 con relación al 2017, siguiendo a grandes rasgos la trayectoria del precio del crudo Brent ICE.

El precio de la gasolina promedió 79,4 US$/bbl en el 2018, aumentando así en 17% con respecto al 2017. El precio de la gasolina aumentó en menor proporción que el precio del crudo, durante este año. Los inventarios de gasolinas terminadas en EE.UU. aumentaron en 2,7 MMbbls ubicándose sobre niveles promedio de los últimos 5 años. Por otra parte, la demanda en EE.UU. experimentó una disminución de 30 Mbd.

En el caso del precio del diésel, el promedio de 2018 fue 86,1 US$/bbl, esto es, 26% mayor al promedio de 2017. El precio del diésel aumentó en línea con el precio del crudo, y durante este año los inventarios de diésel en EE.UU. disminuyeron en 13,7 MMbls ubicándose bajo el promedio de los últimos 5 años. Adicionalmente, la demanda en EE.UU. experimentó un aumento de 326 Mbd, impulsada por el mayor consumo en transporte en camiones para movilizar la creciente producción de crudo shale oil.

Por su parte, el precio del fuel oil Nº 6 registró un promedio de 60,0 US$/bbl durante 2018, con un aumento de 30 % con respecto a 2017. El precio del fuel oil N° 6 aumentó en línea con el precio del crudo, presentando un diferencial en relación con el precio del crudo superior a lo esperado debido a la menor disponibilidad de crudos pesados en el mercado por las sanciones al crudo iraní, así como la constante disminución del crudo venezolano.

9.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

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. El abastecimiento

de petróleo crudo de ENAP Refinerías S.A. se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y el Mar del Norte, siendo los principales proveedores Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina y el Reino Unido. 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 a su política de precios de paridad de importación. El margen de refinación se encuentra afecto a la fluctuación de los precios internacionales del petróleo crudo, de los productos refinados y al diferencial entre ambos (margen internacional o "crack"). Considerando un nivel de refinación promedio de 68 millones de bbl al año, una variación de US$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de U$ 68 millones en una dirección u otra.

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.

Los riesgos relevantes para el negocio están esencialmente en el margen de refinación y en las fluctuaciones de precios en los mercados internacionales de crudo y productos, 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. Para cubrir este último riesgo, se efectúan coberturas del tipo Time Spread Swaps. Dichas estrategias de cobertura son complementadas con el uso de contratos de venta swap de productos refinados. Dada la alta volatilidad del precio del crudo, la administración ha continuado con la política de contratación de coberturas que permitieran 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 lo anterior 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.

Adicionalmente, la compañía ha efectuado operaciones del tipo Swap de Diferencial, el cual tiene por objetivo fijar el precio de aquellos embarques indexados a los marcadores WTI ó DTD al marcador Brent ICE. En cada licitación de compra de petróleo crudo, la decisión de comprar una u otra alternativa ofrecida se toma en base a un modelo de optimización que toma en cuenta, entre otras variables, un margen de refinación proyectado sobre el marcador Brent ICE. Por lo anterior, al adjudicar una licitación de petróleo crudo a una oferta denominada en marcador WTI ó DTD es de relevancia asegurar que el diferencial entre el dicho marcador y el Brent ICE en el momento que se tomó la decisión de compra no se deteriore en forma significativa, con el fin de mantener el criterio de optimización que primó al momento de adjudicar la compra de dicho crudo.

El tipo de cambio 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. Este factor se ve minimizado por la política de cobertura de tipo de cambio de cuentas por cobrar y de precios de productos basada en la paridad de importación indexada en dólares, situación que se analiza en forma periódica para mantener una posición competitiva, considerando la libertad de precios y de importación que existe en Chile.

El valor razonable, de los contratos forward de moneda, es calculado tomando como referencia a los tipos de cambio forward actuales de contratos con similares perfiles de vencimiento. El valor razonable del swap de diferencial, es calculado utilizando las tablas de contratos de futuros de los marcadores relevantes (WTI Nymex, DTD Brent o ICE Brent).

10.- RIESGOS DEL NEGOCIO.

ENAP Refinerías 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 empresa y las buenas prácticas, además de riesgos relacionados a la inexistencia y/o falta de actualización de normativa interna de la empresa.

En los ámbitos Legales, se mencionan riesgos asociados a la gestión de juicios y a conflictos relacionados a la redacción ambigua de cláusulas contractuales, como también aquellos riesgos asociados al incumplimiento de normativa legal y reglamentaria que pueda afectar las operaciones y contratos en curso.

En al ámbito operacional se están gestionando, entre otros, aquellos riesgos relacionados a escapes, vertidos y/o fugas de hidrocarburos, ya sean líquidos y/o gaseosos, tanto en tierra, como en mar o ríos; como también aquellos riesgos relacionados al daño y/o lesión a las personas, las inflamaciones, incendios y explosiones, por último, los vinculados a ruidos y emisiones de material particulado.

Dentro de la metodología establecida, el Comité de Auditoría de la empresa matriz es la instancia encargada de hacer seguimiento periódico al cumplimiento de los compromisos asumidos por la administración, en relación a la implementación de las medidas tendientes a mitigar los riesgos detectados.