



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

**CORRESPONDIENTE AL PERÍODO  
TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2015**

**ENAP REFINERÍAS S.A.**

**2015**

A continuación se presenta el Estado de Situación Financiera Clasificado de Enap Refinerías S.A. y Filiales, al 30 de junio 2015 comparado con el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2014, y los resultados consolidados intermedios de Enap Refinerías S.A. y Filiales, para el período comprendido entre el 01 de enero y el 30 de junio de los años 2015 y 2014. Todas las cifras están expresadas en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF (IFRS).

## 1.- RESUMEN EJECUTIVO

Enap Refinerías S.A., tuvo una utilidad en el período de US\$ 150 millones, situación que se compara con la pérdida al 30 de junio de 2014 de US\$ 11 millones. Esta variación de US\$ 161 millones se explica principalmente por una variación positiva de US\$ 216 millones en el margen bruto, alcanzando los US\$ 326 millones al 30 de junio de 2015. El EBITDA generado al 30 de junio de 2015 alcanzó a US\$ 348 millones, que se compara positivamente con los US\$ 122 millones generados al 30 de junio de 2014. El patrimonio de Enap Refinerías S.A., llegó a US\$ 485 millones al 30 de junio de 2015, aumentando en US\$ 127 millones respecto diciembre 2014.

Durante el primer semestre de 2015 el margen bruto representó un 11% de las ventas, superior al 2% registrado a junio de 2014, este positivo escenario se explica por el incremento de aproximadamente 5 US\$/Bbl del margen de refinación entre el primer semestre de 2014 y el primer semestre de 2015. A esto se suma el costo de compra promedio de la materia prima que pasó de 106,1 US\$/Bbl al 30 de junio de 2014 a 54 US\$/Bbl al 30 de junio de 2015, sumado esto a la optimización en la canasta de compra de crudo. Adicionalmente lo anterior se suma una baja en los costos no crudo, principalmente costos de energía (GNL, Energía eléctrica, Vapor, etc.)

### RESUMEN ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	jun-15	jun-14	Var. US\$	Var. %
Ingresos de actividades ordinarias	3.068	4.850	(1.782)	36,7%
Costos de ventas	(2.742)	(4.740)	1.998	42,2%
<b>Margen bruto</b>	<b>326</b>	<b>110</b>	<b>216</b>	<b>196,4%</b>
Otros ingresos, por función	9	12	(3)	25,0%
Costos de distribución	(74)	(74)	0	0,0%
Gasto de administración	(11)	(9)	(2)	22,2%
Otros gastos, por función	(6)	(11)	5	45,5%
Otras ganancias (pérdidas)	0	2	(2)	100,0%
Ingresos financieros	1	0	1	indet.
Costos financieros	(55)	(54)	(1)	1,9%
Diferencias de cambio	(6)	(5)	(1)	20,0%
<b>Utilidad, antes de impuestos</b>	<b>185</b>	<b>(29)</b>	<b>214</b>	<b>737,9%</b>
Beneficio (gasto) por impuestos a las ganancias	(35)	18	(53)	294,4%
<b>Utilidad del periodo</b>	<b>150</b>	<b>(11)</b>	<b>161</b>	<b>1463,6%</b>
Utilidad atribuible a las participaciones no controladoras	1	2	(1)	59,8%
Utilidad atribuible a los propietarios de la controladora	149	(13)	162	1204,8%

<b>ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA</b>	<b>jun-15</b>	<b>dic-14</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var.%</b>
<b>ACTIVOS</b>	<b>3.445</b>	<b>3.709</b>	<b>(264)</b>	<b>7,1%</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	14	22	(8)	36,4%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	480	529	(49)	9,3%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	33	22	11	50,0%
Inventarios	703	671	32	4,8%
Activos por impuestos corrientes	31	58	(27)	46,6%
Otros activos corrientes	36	216	(180)	83,3%
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	8	8	0	0,0%
Propiedades, planta y equipo, neto	1.651	1.662	(11)	0,7%
Activos por impuestos diferidos	425	454	(29)	6,4%
Otros activos no corrientes	64	67	(3)	4,5%
<b>PASIVOS</b>	<b>2.960</b>	<b>3.351</b>	<b>(391)</b>	<b>11,7%</b>
Otros pasivos financieros corrientes	76	57	19	33,3%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	425	636	(211)	33,2%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	2.056	2.236	(180)	8,1%
Otros pasivos corrientes	95	91	4	4,4%
Otros pasivos financieros no corrientes	203	228	(25)	11,0%
Otros pasivos no corrientes	105	103	2	1,9%
<b>PATRIMONIO</b>	<b>485</b>	<b>358</b>	<b>127</b>	<b>35,5%</b>

## 2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

### INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

<b>INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	Cifras en Millones de dólares (US\$)			
	<b>jun-15</b>	<b>jun-14</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var.%</b>
Ingresos por ventas productos propios	2.360	3.919	(1.559)	39,8%
Ingresos por ventas productos importados	457	590	(133)	22,5%
Ingresos por servicios	34	5	29	indet.
Ingresos por ventas gas natural	165	234	(69)	29,5%
<b>TOTAL INGRESOS ORDINARIOS</b>	<b>3.068</b>	<b>4.850</b>	<b>(1.782)</b>	<b>36,7%</b>

Los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados alcanzaron a US\$ 3.068 millones al 30 de junio de 2015, los cuales se comparan con US\$ 4.850 millones al 30 de junio de 2014.

La disminución en los ingresos por venta de productos propios (US\$ 1.559 millones), se explica por la reducción del precio internacional de los productos, lo cual repercute en la fijación de precios en el mercado local. El precio de venta promedio de productos propios disminuyó desde 122,3 US\$/Bbl a 76,3 US\$/Bbl (37,6%). El volumen de venta disminuyó de 5.173,1 Mm<sup>3</sup> a 4.977,8 Mm<sup>3</sup>, producto del paro de planta programado en la refinería Bio-Bio.

Con respecto a la venta de productos importados de R&C (Diesel, Gasolinas y Petróleo Combustible), éstas totalizaron una venta de 1.042,5 Mm<sup>3</sup> en el primer semestre del año 2015, lo cual se compara con los 893,1

Mm3 del mismo periodo del ejercicio anterior, este aumento de un 17% se explica principalmente para cubrir parte de menor producción propia derivada del paro de planta programado en la refinería Bio-Bio. No obstante lo anterior el precio de venta cayó desde 123,19 Usd/Bbl a 77,53 Usd/Bbl, lo que explica que a nivel de ingresos se refleje una baja de US\$ 133 millones entre ambos periodos comparados.

Las ventas de gas natural importado alcanzaron los 15,8 millones de MMBTU a junio de 2015, levemente inferior a los 16,3 millones de MMBTU de venta en primer semestre de 2014, la baja en el volumen de venta de gas natural licuado obedeció principalmente a que el 31 de diciembre de 2014 se terminó el contrato con GasValpo para el suministro a clientes industriales.

#### **COSTOS DE VENTAS**

En línea con la baja en los ingresos, los costos de ventas de ERSA al 30 de junio de 2015 disminuyeron en US\$ 1.998 millones, aumentando el margen de beneficio bruto a 11%, en contraste con el 2% para período anterior. El detalle es el siguiente:

Ratio Costo de venta a Ingresos c	Cifras en Millones de dólares (US\$)				
	jun-15	%	41791	%	Var. US\$
Ingresos de actividades ordinarias	3.068	100%	4.850	100%	(1.782)
Costos de ventas	(2.742)	-89%	(4.740)	-98%	1.998
<b>Margen bruto</b>	<b>326</b>	<b>11%</b>	<b>110</b>	<b>2%</b>	<b>216</b>

La baja en el costo de venta (US\$ 1.998 millones) se explica principalmente por la variación de los siguientes conceptos:

Costo de venta desagregados	Cifras en Millones de dólares (US\$)			
	jun-15	jun-14	Var. US\$	Var.%
Costos por compra de crudo	(1.693)	(3.400)	1.707	50,2%
Costos operacionales no crudo	(428)	(463)	35	7,5%
Costos de compra de productos	(428)	(570)	142	24,9%
Costo de venta de crudo	(50)	(102)	52	50,9%
Costo por venta de gas natural	(143)	(205)	62	30,3%
<b>Total Costo de venta</b>	<b>(2.742)</b>	<b>(4.740)</b>	<b>1.998</b>	<b>42,1%</b>

El costo de compra de crudo disminuyó US\$ 1.707 millones (50,2%) lo que se explica por una baja en el precio del costo promedio de la materia prima que pasó de 106,1 US\$/Bbl al 30 de junio del año 2014 a 54,9 US\$/Bbl al 30 de junio del año 2015, relacionado con la caída del precio internacional y a la optimización del proceso de compra de crudo. Por otra parte se observó una disminución en los metros cúbicos vendidos desde 5.173,1 Mm3 al 31 de marzo de 2014 a 4.977,8 Mm3 al 30 de junio de 2015.

Los costos no crudo presentaron las siguientes variaciones durante el período junio 2015 respecto al mismo período 2014:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Detalle Costos no crudo	jun-15	jun-14	Var. US\$	Var. %
Costos variables	(204)	(252)	48	18,9%
Costos fijos	(118)	(122)	4	3,3%
Depreciación	(84)	(81)	(3)	3,7%
Logística	(22)	(8)	(14)	175,0%
<b>Total costos operacionales no crudo</b>	<b>(428)</b>	<b>(463)</b>	<b>35</b>	<b>7,5%</b>

Los costos de energía (GNL, Energía eléctrica, vapor y consumo interno), disminuyeron en US\$ 83,4 millones, los cuales fueron compensados con otros costos indirectos durante el semestre. Por otra parte el aumento de los costos en logística corresponde principalmente a sobrestadía de crudos y productos asociada a compras anticipadas, los cuales están incorporados en evaluación económica.

#### **MARGEN PRIMO**

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Productos propios	jun-15	jun-14	Var. US\$	Var. %
Ingresos por ventas	2.360	3.919	(1.559)	39,8%
Costo de venta primo	(1.693)	(3.400)	1.707	50,2%
Margen primo total	667	519	148	28,5%
<b>MARGEN PRIMO US\$ / Bbl</b>	<b>21,6</b>	<b>16,4</b>	<b>5,2</b>	<b>31,7%</b>

El Margen Primo Unitario aumentó en US\$ 5,2 US\$/Bbl respecto igual periodo del año anterior, lo cual está asociado al comportamiento de los márgenes internacionales para productos derivados del petróleo durante el periodo. El detalle es el siguiente:

Margen Primo - Producción Propia 2015 (US\$/Bbl)							
	ene	feb	mar	abr	may	jun	Promedio
Precio de venta	66,7	71,2	76,3	75,4	84,0	85,1	76,4
Costo materia prima	45,0	47,0	55,0	59,3	61,3	61,7	54,9
<b>Margen US\$/Bbl</b>	<b>21,6</b>	<b>24,2</b>	<b>21,3</b>	<b>16,1</b>	<b>22,7</b>	<b>23,4</b>	<b>21,6</b>

Margen Primo - Producción Propia 2014 (US\$/Bbl)							
	ene	feb	mar	abr	may	jun	Promedio
Precio de venta	121,5	120,9	124,2	122,5	122,0	123,4	122,4
Costo materia prima	105,4	103,6	105,6	105,5	107,2	108,9	106,1
<b>Margen US\$/Bbl</b>	<b>16,1</b>	<b>17,3</b>	<b>18,6</b>	<b>16,9</b>	<b>14,8</b>	<b>14,5</b>	<b>16,4</b>

#### **MARGEN BRUTO**

El margen bruto al 30 de junio de 2015 fue de US\$ 326 millones, respecto a los US\$ 110 millones obtenidos en igual período del año anterior se genera una variación positiva de US\$ 216 millones.

Durante el primer semestre de 2015 el margen bruto representó un 11% de las ventas, superior al 2% registrado a junio de 2014, este positivo escenario se explica por el incremento de aproximadamente 5 US\$/Bbl del margen de refinación entre el primer semestre de 2014 y el primer semestre de 2015, este

último período ha mostrado márgenes promedio por sobre los últimos 5 años. A lo anterior se suma una baja en los costos no crudo, principalmente costos de energía (GNL, Energía eléctrica, Vapor, etc.)

Por otra parte, la línea de negocio de Gas & Energía (G&E) presentó un mayor margen de venta de gas natural de US\$ 2 millones respecto al primer semestre de 2014, debido principalmente a un menor costo del gas natural licuado, originado por una fuerte caída en el precio de los indexadores Brent y Henry Hubs que forman parte la fórmula de precio con que ERSA adquiere el gas natural licuado. Adicionalmente, la caída en los costos del GNL generó una caída en los costos marginales del SIC.

#### ***VARIACIONES OTROS RUBROS***

Los Otros gastos por función, disminuyeron US\$ 5 millones al pasar de US\$ 11 millones al 30 de junio de 2014 a US\$ 6 millones al 30 de junio de 2015, correspondiente a provisión por menor recupero en platino de catalizadores y otros ajustes de inventario.

Los Otros ingresos por función disminuyeron US\$ 3 millones pasando de US\$ 12 millones al 30 de junio de 2014 a US\$ 9 millones al 30 de junio de 2015 (25,0%), asociado a la participación en resultados de Surplus de Petropower.

Los Gastos de administración aumentaron US\$ 2 millones al pasar de US\$ 9 millones al 30 de junio de 2014 a US\$ 11 millones al 30 de junio de 2015 (22,2%).

Los Costos financieros, por su parte, tuvieron un aumento de US\$ 1 millón (1,9%) al pasar de US\$ 54 millones acumulado al 30 de junio de 2014 a US\$ 55 millones al 30 de junio de 2015.

El rubro Impuesto a la renta tuvo un gasto al 30 de junio de 2015 de US\$ 35 millones, lo que se compara con el beneficio de US\$ 18 millones en junio de 2014, esta variación corresponde a impuesto a la renta sobre el resultado antes de impuesto en ambos periodos.

### **3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO**

#### ***ACTIVOS***

Al 30 de junio de 2015 el total de activos presenta una disminución de US\$ 264 millones (7,1%) con relación al existente al 31 de diciembre de 2014. Esta disminución se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

- Otros activos corrientes que disminuye desde US\$ 216 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 36 millones al 30 de junio de 2015 cuyo principal componente es la cuenta Otros activos financieros corrientes producto de la posición activa de los derivados de coberturas, principalmente Time Spread Swap - TSS que disminuye de US\$ 211 millones al 31 de diciembre de 2014 a US\$ 22 millones al 30 de junio de 2015, compensado con el saldo no devengado de los Seguros pagados por anticipado a junio de 2015 US\$ 10.

- El rubro Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes refleja una disminución de US\$ 60 millones (11,3%) con respecto al 31 de diciembre de 2014 se debe principalmente a una disminución en el volumen físico de venta de un 4,5%, complementada con una disminución de un 2,4% en el precio promedio de venta, además de mayores cobranzas durante el periodo.

- Una disminución de US\$ 30 millones en el rubro Activos por impuestos diferidos principalmente por utilización de impuestos diferidos asociados los resultados positivos del periodo.

- El rubro Activos por impuestos corrientes, refleja una disminución de US\$ 27 millones (46,6%) con respecto al 31 de diciembre de 2014 se debe principalmente a la disminución en la cuenta remanente crédito fiscal que disminuye en US\$ 18 millones y los derechos de aduana que disminuyen en US\$ 9 millones..

Lo anterior se ve en parte compensado principalmente por:

- El rubro Inventarios refleja un aumento de US\$ 32 millones (4,8%) con respecto al 31 de diciembre de 2014. Las principales variaciones son el efecto compensado de:

- El mayor valor del Inventario de Crudos para refinación, que aumenta desde US\$ 186 millones a US\$ 320 millones (72%) explicado principalmente por un aumento en el volumen de inventarios, que sube desde 730,1 Mm<sup>3</sup> en diciembre de 2014 a 836,5 Mm<sup>3</sup> (14,6%) al 30 de junio de 2015, complementado con el efecto de un aumento de los precios internacionales del crudo, respecto del 31 de diciembre de 2014.
- Lo anterior compensado por un menor valor del Inventario de Productos, que disminuye de US\$ 431 millones a US\$ 368 millones explicado por una disminución en el volumen de inventario de productos, desde 901,6 Mm<sup>3</sup> a 863,6 Mm<sup>3</sup> (4,2%) y por un menor precio en el costo unitario de las existencias respecto del 31 de diciembre de 2014.
- Además de una disminución en el stock de materiales de bodegas y en tránsito por US\$ 39 millones.

#### *PASIVOS*

Al 30 de junio de 2015 los pasivos en su conjunto disminuyeron en US\$ 391 millones (11,7%) con relación a los pasivos vigentes al 31 de diciembre de 2014. Las principales variaciones corresponden a:

- La disminución de las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por US\$ 211 millones (33,2%) principalmente debido a la disminución de las cuentas proveedores extranjeros por pago de compras de crudo.

- La disminución de las Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, por US\$ 180 millones (8,1%) principalmente debido a la disminución de la cuenta por pagar con la matriz ENAP.

- El nivel de los Otros pasivos financieros no corrientes disminuyó en US\$ 25 millones, (11,0%), debido al pago de deuda bancaria con BNP Paribas por MMUS\$ 23 y otras variaciones por US\$ 2 millones.

Lo anterior se ve levemente compensado por:

- El nivel de los Otros pasivos financieros corrientes que aumentaron en US\$ 19 millones, principalmente por el MtM del contrato de cobertura de energía eléctrica.



**PATRIMONIO**

El Patrimonio de la Empresa aumentó en US\$ 127 millones (35,5%) al 30 de junio de 2015 respecto al 31 de diciembre de 2014, producto del resultado del período de US\$ 151 millones, compensado en US\$ 24 millones asociado a efectos de cambios en otros resultados integrales.

**4.- ANÁLISIS DE ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO**

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 30 de junio de 2015 y 2014, son los siguientes:

El saldo final de Efectivo y de Equivalentes al Efectivo alcanzó US\$ 14 millones al 30 de junio de 2015, que se compara con US\$ 21 millones al 30 de junio de 2014.

El flujo de efectivo procedente de actividades de operación, tuvo un saldo de US\$ 113 millones al 30 de junio de 2015, que se compara con los flujos de efectivo procedente de actividades de operación de US\$ 60 millones al 30 de junio de 2014. Los mayores flujos de operación asociados al mayor resultado operacional, la disminución de otros activos corrientes y cuentas por cobrar fueron utilizados en una disminución neta de los pasivos con proveedores y la cuenta corriente con la Matriz.

El flujo utilizado en actividades de inversión alcanza US\$ 89 millones al 30 de junio de 2015, que se compara con el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión de US\$ 34 millones al 30 de junio de 2014, lo que representa una variación de US\$ 55 millones, asociados al paro de plantas de refinación.

El flujo utilizado en actividades de financiación fue de US\$ 31 en los períodos al 30 de junio de 2015 y 2014, asociado al pago de intereses y amortización de capital de las obligaciones financieras de largo plazo.

El detalle de las principales partidas es el siguiente:

Cifras en Millones de dólares (US\$)				
Estado de Flujo de Efectivo	jun-15	jun-14	Var. US\$	Var. %
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	113	60	54	89,7%
Flujos de efectivoutilizados en actividades de inversión	(89)	(34)	(55)	164,1%
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	(31)	(31)	0	0,6%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de los cambios en la tasa de cambio	(7)	(5)	(2)	35,6%
Variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(2)	(1)	(1)	62,8%
Variación de efectivo y equivalentes al efectivo	(8)	(6)	(2)	40,0%
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	22	27	(5)	18,6%
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	14	21	(7)	35,0%

**5.- EBITDA**

El EBITDA generado al 30 de junio de 2015 alcanzó a US\$ 348 millones, lo que se compara con los US\$ 122 millones del mismo período de 2014. La conciliación del EBITDA a partir del margen bruto se presenta a continuación:



<b>EBITDA</b>	<b>jun-15</b>	<b>jun-14</b>	<b>Var. US\$</b>	<b>Var.%</b>
<b>Margen Bruto</b>	<b>326</b>	<b>110</b>	<b>216</b>	<b>195,4%</b>
Otros ingresos, por función	9	12	(2)	19,0%
Costos de distribución	(74)	(74)	1	1,0%
Gastos de administración	(11)	(9)	(2)	23,3%
Otros gastos, por función	(6)	(11)	5	49,4%
<b>Resultado Operacional</b>	<b>245</b>	<b>27</b>	<b>217</b>	<b>799,0%</b>
Depreciación	99	95	5	4,8%
Otras Provisiones no operacionales	4			
<b>EBITDA</b>	<b>348</b>	<b>122</b>	<b>226</b>	<b>185,3%</b>

## 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:

<b>LIQUIDEZ</b>		<b>jun-15</b>	<b>dic-14</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Liquidez Corriente <sup>(1)</sup>	(veces)	0,49	0,50	(0,01)	2,7%
Razón Ácida <sup>(2)</sup>	(veces)	0,22	0,28	(0,06)	20,1%

<sup>(1)</sup> Liquidez corriente = Activos corrientes / Pasivos corrientes

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

<b>ENDEUDAMIENTO</b>		<b>jun-15</b>	<b>dic-14</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Razón de endeudamiento <sup>(1)</sup>	(veces)	6,10	9,36	(3,25)	34,7%
Razón de endeudamiento financiero neto <sup>(2)</sup>	(veces)	0,50	0,15	0,36	242,7%
Razón de endeudamiento, corriente <sup>(3)</sup>	(porcentaje)	27,31	20,04	7,27	36,3%
Razón de endeudamiento, no corriente <sup>(4)</sup>	(porcentaje)	72,69	79,96	(7,27)	9,1%
		<b>jun-15</b>	<b>jun-14</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Cobertura gastos financieros <sup>(5)</sup>	(veces)	6,1	2,2	3,91	175,9%
R.A.I.I.D.A.I.E. <sup>(6)</sup>	(Millones US\$)	339	119	220	183,8%

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

<sup>(2)</sup> Razón de endeudamiento financiero neto = (Pasivos Financieros - Activos financieros) / Patrimonio total

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

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

<sup>(5)</sup> Cobertura gastos financieros = R.A.I.I.D.A.I.E. / Costos financieros

<sup>(6)</sup> R.A.I.I.D.A.I.E. = Resultado antes de imptos, intereses, depreciación, amortización e items extraordinarios

<b>ACTIVIDAD</b>		<b>jun-15</b>	<b>dic-14</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
<b>Activos</b>					
Activos totales <sup>(1)</sup>	(Millones US\$)	3.445	3.709	(264,79)	7,1%
Activos promedio <sup>(2)</sup>	(Millones US\$)	3.577	3.976	(399,51)	10,0%
<b>Inventarios</b>		<b>jun-15</b>	<b>dic-14</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Rotación de inventarios <sup>(3)</sup>	(veces)	7,61	9,25	(1,64)	17,7%
Permanencia de inventarios <sup>(4)</sup>	(meses)	1,58	1,30	0,28	21,6%

<sup>(1)</sup> Activos totales = Total activos corrientes y no corrientes

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

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

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

<b>RENTABILIDAD</b>		<b>jun-15</b>	<b>dic-14</b>	<b>Var.</b>	<b>Var.%</b>
Rentabilidad de patrimonio controlador promedio <sup>(1)</sup>	(porcentaje)	62,86	12,03	50,83	422,7%
Rentabilidad de activos <sup>(2)</sup>	(porcentaje)	5,02	0,77	4,25	549,8%
Utilidad (pérdida) por acción <sup>(3)</sup>	(US\$)	1,10	0,18	0,92	523,9%

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

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

<sup>(3)</sup> 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 Superintendencia de Valores y Seguros, 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 primer semestre de 2015, el precio del petróleo crudo marcador mundial Brent registró un promedio de 59,4 dólares por barril (US\$/bbl) en la Bolsa Intercontinental de Londres, menor en 45,4% con respecto al promedio del primer semestre de 2014 (108,8 US\$/bbl).

Este gran descenso en el precio se explica por una situación de sobreoferta en el mercado mundial que comenzó en el primer semestre de 2014 y que se intensificó en el segundo semestre de 2014 y en el primer semestre de 2015.

De acuerdo a estimaciones preliminares del Departamento de Energía de los Estados Unidos (Short Term Energy Outlook, Julio 2015) el consumo mundial de petróleo alcanzó los 92,9 millones de barriles por día (MM bpd) en el primer semestre de 2015, mientras que la oferta mundial fue 95,1 MM bpd, generándose en consecuencia una acumulación de inventarios, a nivel mundial, de 2,2 MM bpd.

### MERCADO MUNDIAL DE PETRÓLEO 2015 - 2014 (Cifras en millones de barriles diarios)

	1er. Sem <u>2015</u>	1er. Sem <u>2014</u>	<u>Variación</u>
<b>DEMANDA</b>	<b>92,9</b>	<b>91,6</b>	<b>1,3</b>
OECD	45,8	45,3	0,5
No-OECD	47,1	46,3	0,8
<b>OFERTA</b>	<b>95,1</b>	<b>92,2</b>	<b>2,9</b>
Norteamérica	22,4	20,8	1,6
Resto No-OPEP	35,8	35,3	0,5
LGN y Condensados OPEP	6,3	6,2	0,1
Crudo OPEP	30,6	29,9	0,7
<b>VARIACIÓN INVENTARIOS</b>	<b>2,2</b>	<b>0,6</b>	

**Fuente :** *Departamento de Energía, EE.UU., "Short Term Energy Outlook, Julio 2015"*

En cambio, durante el primer semestre de 2014, la situación de sobreoferta fue mucho menos acentuada, con un consumo de 91,6 MM bpd y una oferta de 92,2 MM bpd. La acumulación de inventarios fue sólo de 600.000 bpd en dicho semestre.

En el segundo semestre de 2014, la acumulación de inventarios de crudo subió a 1,2 MM bpd, debido al gran crecimiento de la producción de petróleo no convencional en Estados Unidos y a la decisión de Arabia Saudita, primero, y de la OPEP en su conjunto después, de mantener alta su producción para defender su participación de mercado, renunciando a su tradicional política de actuar como productor "bisagra" para sostener alto el precio, formalizándose esto en la reunión interministerial de dicha organización en noviembre de 2014.

Durante el primer semestre, la OPEP continuó con su política de alta producción, excediendo con largueza su producción meta de 30 MM bpd, mientras en los Estados Unidos la producción alcanzaba nuevos records históricos (9,6 MM bpd en las últimas semanas del semestre), sin mostrar aún señales de que el descenso del precio haya logrado quebrar el impulso de la producción de petróleo no convencional. Todo esto resultó en un agravamiento de la situación de sobreoferta que mantuvo el precio bajo los 60 US\$/bbl como promedio semestral

### **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 disminuyeron en el primer semestre de 2015 en relación a igual período de 2014, siguiendo a grandes rasgos la caída del precio del crudo Brent pero en montos menores en general, lo que se tradujo en márgenes de refinación más altos en relación al primer semestre del año pasado.

El precio de la gasolina promedió 73,7 US\$/bbl en el primer semestre de 2015, bajando así en 37,1% con respecto al mismo periodo en 2014. El precio de la gasolina cayó así menos que el precio del crudo, debido a la sostenida recuperación de la economía de Estados Unidos – el mayor consumidor mundial de este producto – y a la creación de demanda que la misma baja del precio generó.

En el caso del precio del diesel, el promedio del primer semestre de 2015 fue 74,4 US\$/bbl, esto es, 39,7% menor al promedio del primer semestre del año pasado. Aunque en menor grado que en el caso de la gasolina, en el caso del diesel también el impacto negativo de la baja del precio del crudo fue compensado parcialmente por creación de demanda.

Por su parte, el precio del fuel oil N° 6 registró un promedio de 47,7 US\$/bbl en el primer semestre de 2015, con una baja de 47,4% con respecto al primer semestre de 2014. El precio del fuel oil N° 6 bajó proporcionalmente algo más que el petróleo crudo debido al menor consumo de este producto como combustible marítimo, y también debido a menores exportaciones al mercado del Asia.

## **9.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.**

ENAP Refinerías S.A. participa en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo. ENAP Refinerías S.A. lidera el abastecimiento del mercado nacional con una participación de mercado que históricamente ha fluctuado entre el 70-80%.

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 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 72 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un impacto en resultados de US\$ 72 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 lo cual 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. 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. 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 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 el 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.