



ENAP Y FILIALES

Análisis razonado al estado de situación financiera consolidado
al 31 de diciembre de 2011 y 2010



EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO Y FILIALES

ANALISIS RAZONADO DEL ESTADO FINANCIERO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011.

El presente análisis evalúa el Estado de Situación Financiera Clasificado consolidado al 31 de diciembre de 2011 y 2010, y el Estado de Resultados Integrales consolidado por los ejercicios concluidos al 31 de diciembre de 2011 y 2010 del Grupo ENAP.

El resultado del año 2011 después de impuesto a la renta y diferido (tasa del 20%) e impuesto especial del 40%, fue una pérdida de US\$ 67 millones. Este resultado es consecuencia de la difícil situación que enfrentó la industria petrolera a partir del segundo semestre de 2011, especialmente en el negocio de la Refinación, donde se produjo un fuerte deterioro de los márgenes internacionales, cuyo promedio fue de US\$4,1 Bbl para el tercer cuatrimestre del año, en comparación con el margen promedio de los primeros 8 meses del año, que fue de US\$ 7,8 Bbl. Pese a lo anterior, las medidas de optimización operativa implementadas durante el último trimestre, permitieron mitigar los efectos de esta situación, como fueron la disminución en las cargas de las refinerías, plan de ahorro en consumo de energía y el continuo plan de gestión de costos.

El total de activos de ENAP, al 31 de diciembre del 2011, ascendió a US\$ 6.203 millones, cifra superior en un 12,1% a los US\$ 5.532 millones de activos al 31 de diciembre de 2010. Los pasivos corrientes y no corrientes aumentaron en un 14,7%, pasando de US\$ 5.076 millones al 31 de diciembre de 2010 a US\$ 5.822 millones al 31 de diciembre de 2011.

El patrimonio total del Grupo ENAP disminuyó en un 16,5% pasando de US\$ 456 millones al 31 de diciembre de 2010 a US\$ 381 millones al 31 de diciembre de 2011.

A continuación se analiza la información financiera y marcha del negocio durante el ejercicio indicado.

1.- ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO

El Estado de Situación Financiera Clasificado de ENAP, que compara la posición patrimonial al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es la siguiente:

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS
(En miles de dólares)

	<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2010</u>
	MUS\$	MUS\$
ACTIVOS		
Activos corrientes		
Efectivo y equivalentes al efectivo	283.863	62.422
Otros activos financieros, corrientes	3.677	-
Otros Activos no financieros, corrientes	12.385	10.993
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	851.698	882.585
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	124.844	53.658
Inventarios	1.486.655	1.089.615
Activos por impuestos, corrientes	105.139	184.017
	<u>50.508</u>	<u>23</u>
Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta		
Total activos corrientes	<u>2.918.769</u>	<u>2.283.313</u>
Activos no corrientes		
Otros activos financieros, no corrientes	31.536	81.341
Otros activos no financieros, no corrientes	10.642	12.779
Derechos por cobrar, no corrientes	19.370	24.905
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	9.433	11.942
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	140.155	183.727
Activos intangibles distintos de la plusvalía	3.084	3.084
Propiedades, planta y equipo	2.672.175	2.634.479
Propiedad de inversión	2.055	2.061
Activos por impuestos diferidos	395.298	294.550
Total activos no corrientes	<u>3.283.748</u>	<u>3.248.868</u>
TOTAL DE ACTIVOS	<u>6.202.517</u>	<u>5.532.181</u>

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS
(En miles de dólares)

	<u>31.12.2011</u> MUS\$	<u>31.12.2010</u> MUS\$
PATRIMONIO Y PASIVOS		
PASIVOS		
Pasivos corrientes		
Otros pasivos financieros, corrientes	1.051.917	647.877
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.309.544	1.126.828
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente	26.800	17.664
Otras provisiones a corto plazo	36.894	13.346
Pasivos por impuestos, corrientes	54.576	82.529
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	35.594	72.833
Otros pasivos no financieros, corrientes	588	382
	<u>2.515.913</u>	<u>1.961.459</u>
Pasivos no corrientes		
Otros pasivos financieros, no corrientes	2.985.136	2.818.588
Pasivos no corrientes	9.958	5.850
Otras provisiones a largo plazo	96.498	79.444
Pasivos por impuestos diferidos	102.265	93.503
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	109.916	114.771
Otros pasivos no financieros, no corrientes	1.826	2.114
	<u>3.305.599</u>	<u>3.114.270</u>
Total pasivos	<u>5.821.512</u>	<u>5.075.729</u>
Patrimonio		
Capital emitido	1.232.332	1.232.332
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(722.545)	(651.972)
Otras reservas	(142.259)	(135.986)
	<u>367.528</u>	<u>444.374</u>
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	367.528	444.374
Participaciones no controladoras	13.477	12.078
	<u>381.005</u>	<u>456.452</u>
Patrimonio total	<u>381.005</u>	<u>456.452</u>
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	<u>6.202.517</u>	<u>5.532.181</u>

El incremento del total de activos de US\$ 671 millones (12,1%) con relación al existente al 31 de diciembre de 2010, se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

Activos corrientes y no corrientes (En millones de dólares)	31.12.2011	31.12.2010	Variación
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Inventarios	1.487	1.090	397
Efectivo y equivalentes al efectivo	284	62	222
Activos por impuestos diferidos	395	295	100
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	125	54	71
Activos mantenidos para la venta	51	-	51
Inversiones utilizando método de participación	140	184	(44)
Activos por impuestos corrientes	105	184	(79)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	852	883	(31)

La cuenta de Inventarios, refleja un aumento de US\$ 397 millones respecto al 31 de diciembre de 2010, el cual se explica principalmente por un aumento de los Inventarios de Crudos de US\$ 277,7 millones y por un incremento del Inventario de Productos, de US\$ 98,3 millones. Respecto de la variación de los inventarios de crudo, este se explica por un mayor volumen (41,0%), que sube desde 610,4 Mm³ en diciembre de 2010 a 860,5 Mm³ en diciembre de 2011, debido al efecto de los Crudos en Tránsito, los cuales a diciembre 2010 eran de US\$ 20 millones, en comparación con los inventarios de Crudo en Tránsito a diciembre 2011, los que eran de US\$ 256 millones, cuya internación se produjo en enero de 2012. La variación del inventario de productos se explica por un alza en el costo unitario de las existencias de un 36,4% (100,0 US\$/Bbl en diciembre 2010 a 136,4 US\$/Bbl en diciembre de 2011), lo anterior compensado por la disminución en el volumen de inventario de productos de un 15,2% (994,9 Mm³ en diciembre de 2010 a 844,0 Mm³ en diciembre de 2011).

El aumento en el rubro Efectivo y equivalentes de efectivo de US\$ 222 millones se explica por los excedentes de la colocación de un bono por US\$ 500 millones realizada en el mes de diciembre de 2011, el cual se utilizó para financiar momentáneamente requerimientos de capital de trabajo como pago de importaciones de crudo y productos durante los primeros 10 días del mes.

El aumento en impuestos diferidos de US\$100 al 31 de diciembre de 2011, corresponde al incremento en activos diferidos asociados a las pérdidas fiscales de ENAP y Enap Refinerías S.A.

El aumento en cuentas por cobrar a entidades relacionadas por US\$ 71 millones, se explica por un aumento en los anticipos realizados a GNL Chile S.A. para la compra de GNL en el mercado exterior por US\$ 40 millones, cuenta por cobrar a GNL Quintero S.A. por disminución de capital por US\$16 millones, más cuentas por cobrar a Petropower Energía Ltda. por US\$10 millones y otros incrementos menores por US\$ 5 millones.

La disminución experimentada por US\$ 79 en impuestos corrientes corresponde a una utilización neta de IVA Crédito Fiscal por US\$ 56, más una disminución de impuestos en el extranjero y otros impuestos ascendente a US\$ 23 millones.

La disminución experimentada en el rubro Deudores comerciales por US\$ 31 millones, entre diciembre de 2011 y 2010, se explica por una disminución del periodo promedio de cobro que bajó de 18,5 días a diciembre 2010 a 17,4 días a diciembre de 2011.

La disminución de US\$ 44 millones del rubro Inversiones, corresponde a la reclasificación (de acuerdo a normas IFRS), al rubro “Activos mantenidos para la venta” de las participaciones en las sociedades Geotérmica del Norte S.A. y Empresa Nacional de Geotermia S.A, por US\$ 51 millones.

El incremento del total de pasivos exigibles por US\$ 746 millones (14,7%), se genera principalmente por las variaciones experimentadas en los saldos de los siguientes rubros:

Pasivos corrientes y no corrientes (En millones de dólares)	31.12.2011	31.12.2010	Variación
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Otros pasivos financieros, corrientes	1.052	648	404
Otros pasivos financieros, no corrientes	2.985	2.819	167
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.310	1.127	183

El aumento de US\$ 571 millones en los Otros pasivos financieros corrientes (US\$ 404 millones) y no corrientes (US\$ 167 millones) se explica principalmente por la colocación en diciembre de 2011, de un bono bajo la regla 144-A por US\$ 500 millones en el mercado norteamericano y traspasos desde Pasivos financieros no corrientes a corrientes, por vencimientos durante el año 2012, el destino de dichos fondos fue para financiar parte de las inversiones de capital del año ascendentes a US\$ 373 millones, dejando un mayor saldo de caja (efectivo y efectivo equivalente) de US\$ 222 millones respecto del 2010, cuyo propósito, como se explicó anteriormente, fue financiar momentáneamente requerimientos de capital de trabajo como por ejemplo pago de importaciones de crudo y productos.

El aumento de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por US\$183 millones, se explica principalmente por mayores compras y al aumento de los precios de crudos y productos.

El patrimonio de la empresa experimentó una disminución de US\$ 75 millones (16,5%) en relación al 31 de diciembre de 2010, generado por la pérdida del ejercicio a diciembre de 2011 por US\$ 67 millones, adicionalmente por el efecto negativo de reservas por conversión por US\$ 3 millones y reservas de cobertura por US\$ 3 millones, este valor corresponde a la diferencia en el valor de mercado de las coberturas clasificadas como efectivas de acuerdo a IFRS y principalmente recoge las diferencias de valorización de coberturas de tasa de interés, causadas por el aumento del tipo de cambio en el país.

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

Liquidez

La razón de liquidez, se mantuvo sin variación entre diciembre de 2010 y 2011. La razón ácida disminuyó en 0,04 veces al pasar de 0,61 veces a diciembre de 2010 a 0,57 veces al 31 de diciembre de 2011.

			<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2010</u>
Liquidez corriente	$\frac{\text{Activo corriente}}{\text{Pasivo corriente}}$	Veces	1,16	1,16
Razón ácida	$\frac{\text{Fondos disponibles}}{\text{Pasivo corriente}}$	Veces	0,57	0,61

Endeudamiento

Muestra un aumento al 31 de diciembre de 2011 en comparación a diciembre de 2010, influenciado por reestructuración de la deuda financiera, comentada anteriormente, y por la disminución del patrimonio en 16,5 %:

			<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2010</u>
Razón de endeudamiento	$\frac{\text{Total pasivo exigible}}{\text{Patrimonio}}$	Veces	15,28	11,12
Razón de endeudamiento financiero neto, (neto de activos financieros)	$\frac{\text{Total deuda financiera, neta}}{\text{Patrimonio}}$	Veces	9,77	7,28
Razón de endeudamiento, corriente	$\frac{\text{Pasivo financiero corriente}}{\text{Total pasivos financieros}}$	Veces	0,26	0,19
Razón de endeudamiento, no corriente	$\frac{\text{Pasivo financiero no corriente}}{\text{Total pasivos financieros}}$	Veces	0,74	0,85

Actividad

	<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2010</u>
	MUS\$	MUS\$
Activos	6.202.517	5.532.181
Activos promedio	5.867.349	5.545.967

Rotación de inventario

			<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2010</u>
Rotación de inventarios	$\frac{\text{Costo de venta del período}}{\text{Inventario promedio}}$	Veces	8,28	7,38
Permanencia de inventarios	$\frac{\text{Inventario promedio}}{\text{Costo de venta del período}}$	meses	1,45	1,63

2.- ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

La Empresa tuvo un resultado neto consolidado negativo de US\$ 67 millones después de impuesto a la renta e impuesto especial del 40%, en el año 2011, lo que se compara con el resultado acumulado de US\$ 70 millones por el año 2010.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

(En miles de dólares)

Estado de Resultados	31.12.2011	31.12.2010
Ganancia (pérdida)	MUS\$	MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	10.834.843	8.179.889
Costos de ventas	(10.662.555)	(7.933.844)
Ganancia bruta	<u>172.288</u>	<u>246.045</u>
Otros Ingresos, por función	36.007	32.543
Gasto de administración	(84.667)	(104.226)
Otros gastos, por función	(89.248)	(47.062)
Otras ganancias (pérdidas)	29.245	34.029
Ingresos financieros	4.244	3.639
Costos financieros	(175.315)	(181.131)
Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	37.166	22.625
Diferencias de cambio	<u>(42.620)</u>	<u>48.826</u>
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	<u>(112.900)</u>	<u>55.288</u>
Gasto por impuesto a las ganancias (1)	<u>45.942</u>	<u>14.844</u>
Ganancia (pérdida)	<u><u>(66.958)</u></u>	<u><u>70.132</u></u>

(1) Total de impuestos (tasa del 20% para el 2011 y 17% en 2010 y tasa según DL 2398 del 40% para ambos ejercicios)

El resultado última línea, aplicados los impuestos a los cuales está afecta la empresa, se desglosa en el siguiente cuadro:

	31.12.2011		31.12.2010	
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
GANANCIA (PÉRDIDA)				
Resultados antes de impuestos		(112.900)		55.288
Impuesto a la renta		17.813		26.654
Impuesto a la renta (20% en 2011 y 17% en 2010)	(10.115)		3.890	
Impuestos diferidos	42.882		36.700	
Impuestos pagados en el exterior	(14.954)		(13.936)	
Resultado después de impuesto a la renta		<u>(95.087)</u>		<u>81.942</u>
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%		28.129		(11.810)
Impuesto a la renta (40%)	(23.183)		(7.869)	
Impuestos diferidos (40%)	51.312		(3.941)	
GANANCIA (PÉRDIDA)		<u>(66.958)</u>		<u>70.132</u>

Las principales variaciones del estado de resultado son las siguientes:

(en millones de US\$)	31.12.2011	31.12.2010	Variación
	US\$	US\$	US\$
Ingresos de actividades ordinarias	10.835	8.180	2.655
Costos de Ventas	(10.663)	(7.934)	(2.729)
Ganancia Bruta	<u>172</u>	<u>246</u>	<u>(74)</u>
Gastos de Administración	(85)	(104)	20
Otros Gastos, por función	(89)	(47)	(42)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas	37	23	15
Otras ganancias (pérdidas)	29	34	(5)
Diferencia de cambio	(43)	49	(91)

Ingresos de Actividades Ordinarias

Los ingresos ordinarios acumulados a diciembre de 2011 alcanzaron a US\$ 10.835 millones, superiores a los US\$ 8.180 millones a similar periodo del año 2010, lo que se explica fundamentalmente por el aumento en el precio de venta promedio del total de productos vendidos, que sube desde 89,9 US\$/Bbl a 122,1 US\$/Bbl (35,8%) compensado por una disminución en el volumen de ventas que baja desde 13.396,7 Mm³ a 12.533,9 Mm³ (-6,4%).

Los ingresos por venta de productos propios alcanzaron a US\$ 7.689,8 millones, superiores a los US\$ 5.181,4 millones (48,4%) del año anterior, lo que se explica por el aumento en el precio de venta promedio, que sube desde 90,1 US\$/Bbl a 122,4 US\$/Bbl (35,8%) a lo que se agrega el aumento en el volumen de ventas desde 9.140,7 Mm³ a 9.989,1 Mm³ (9,3%).

La mayor parte del aumento de venta de producción propia se explica por el crecimiento del 14,2% en el volumen de ventas de diesel, 10,9% en gasolinas, 15,3% en LPG, 4,6 % en kerosenes y 40,6% en productos industriales, compensado lo anterior con una disminución del 9,5% en petróleos combustibles. Cabe acotar que la base de comparación en el volumen de ventas de producción propia refleja los efectos de la paralización de las refinerías, como consecuencia de los daños en las plantas productivas, generado por el terremoto del 27 de febrero del 2010.

Sobre la base del menor valor de venta del Gas en la décima segunda región en comparación al resto del país, ENAP muestra en su estado de resultado al 31 de diciembre de 2011, un menor ingreso que la administración ha estimado en US\$46 millones aproximadamente.

Costos de ventas

Los costos de ventas de la Empresa se muestran desagregados en el siguiente cuadro:

(en millones de US\$)	31.12.2011	31.12.2010	Variación
	MMUS\$	MMUS\$	MMUS\$
Costo productos propios	(6.744)	(4.554)	(2.190)
Costos operacionales	(1.148)	(842)	(306)
Costos productos importados	(2.771)	(2.538)	(233)
Total Costo de venta	(10.663)	(7.934)	(2.729)

Los costos de la materia prima de los productos propios vendidos, ascendieron a US\$ 6.744,1 millones, superiores a los US\$ 4.554,4 millones (48,1%) de similar período del año 2010. Lo anterior por efecto al alza en el costo promedio de la materia prima, que sube desde 79,2 US\$/Bbl a 107,3 US\$/Bbl (35,5%) a lo que se agrega el aumento de un 9,3% en el volumen de ventas.

El margen de ventas de productos propios, estimado por el valor de la venta menos el costo del crudo de la producción propia vendida, alcanzó el año 2011 a US\$ 945,6 millones superior a los US\$ 626,9 millones (50,8%) del año anterior.

Los costos operacionales no crudo, alcanzaron el año 2011 a US\$ 1.148,2 millones, superiores a los US\$ 842,0 millones (36,4%) acumulados a diciembre del año 2010, de acuerdo al siguiente detalle:

Costos No Crudos	2011	2010	Variación
	MMUS\$		
Costos Variables	547,3	261,8	285,4
Costos Fijos	318,3	285,4	32,9
Depreciación	134,7	120,3	14,4
Logística	147,9	174,5	-26,6
Total Costos No Crudos	1.148,2	842,0	306,2

Cabe destacar que a diciembre del año 2011 las ventas de productos propios, en términos de volúmenes, representaron el 79,7% del total de la venta de productos, aumentando respecto del 68,2 % de similar período del año 2010, lo que refleja una baja del 6,4% en el volumen total de venta de productos importados.

Ganancia Bruta

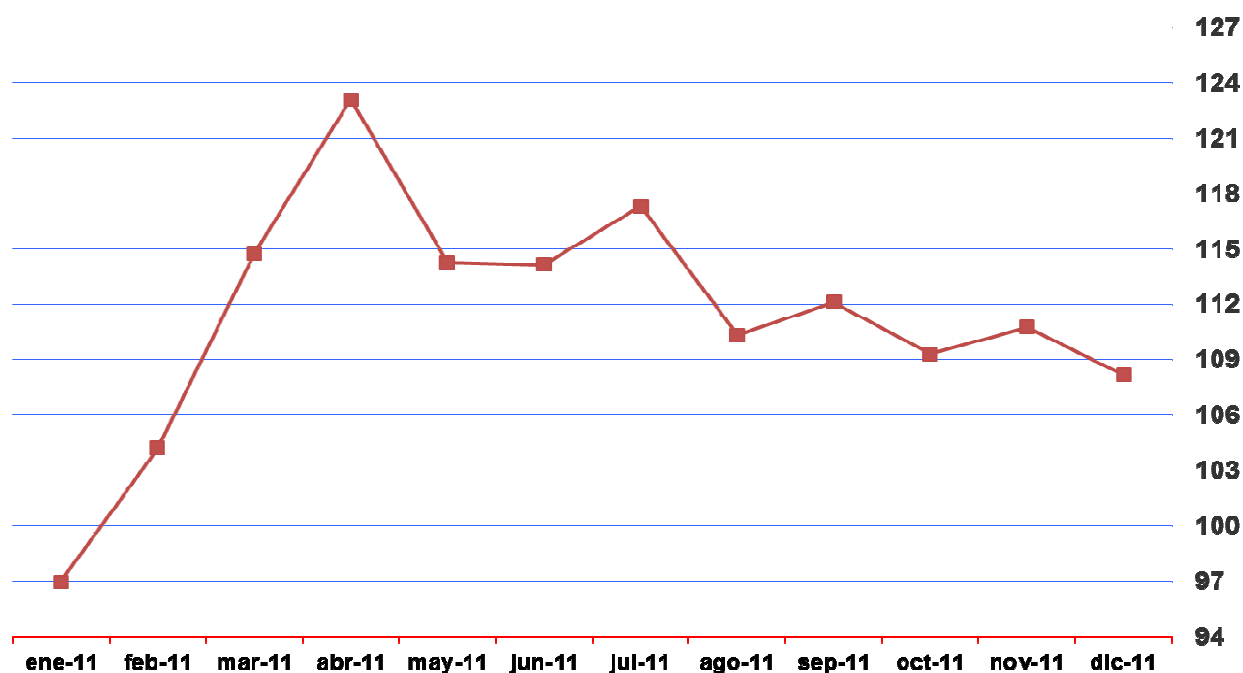
Previo a comentar la ganancia bruta, definida como la diferencia entre el total de los ingresos ordinarios y el costo de ventas, es necesario mencionar que el período que transcurre entre la compra del crudo, su transporte hasta las refinerías, su transformación en productos refinados y su venta, toma entre 45 y 75 días, dependiendo del origen geográfico del crudo.

Dado que los precios de los productos refinados que vende el Grupo ENAP (tanto en Chile como en sus exportaciones) reflejan paridad de importación de la Costa del Golfo, es decir, precios de mercado, con un desfase de sólo 20 días, una tendencia a la baja en los precios internacionales en un período de entre 45 y 75 días puede representar pérdidas, ya que en dicha circunstancia, la sociedad compra crudos a precios altos y vende productos a precios más bajos. La situación inversa ocurre con tendencias al alza en los precios internacionales durante períodos similares. Con el objeto de minimizar los riesgos de cambios bruscos en los precios de crudos, la empresa realiza operaciones de cobertura en la totalidad de las compras de crudos.

La ganancia bruta experimento una baja de US\$ 74 millones respecto de la ganancia bruta acumulada a diciembre del año 2010, lo que se explica por una caída en los márgenes internacionales de refinación durante el tercer cuatrimestre, cuyo promedio fue de US\$4,1, junto con un quiebre en la tendencia alcista del marcador Brent en el mes de abril de 2011, lo que afecto el período abril - diciembre. Por otra parte el margen del negocio de exploración y producción disminuyó respecto del 2010 a consecuencia de un menor nivel de producción de barriles de petróleo equivalentes de un 16,4%, debido principalmente a la postergación en la ejecución de proyectos de inversión en el área.

El comportamiento promedio mensual del crudo Brent durante el año 2011, se refleja en el siguiente gráfico:

Precio Brent Dated mensual (US\$/bbl)



Variaciones otros rubros

Los gastos de administración a nivel consolidado mostraron una disminución de US\$ 19,6 millones producto a la menor dotación y al programa de contención de costos.

El incremento en los otros gastos por función por US\$ 42 millones al 31 de diciembre de 2011, respecto al año anterior, corresponde a un incremento en pozos exploratorios sin reservas comercialmente explotables.

Las otras ganancias (pérdidas) por US\$ 29.2 millones corresponden principalmente al registro de US\$ 19.8 millones por seguros asociados a la contingencia del proyecto AM-2 en Argentina y a la utilidad neta de la venta de la participación en la sociedad Energía Andina S.A.

El aumento en las participaciones en ganancias de asociadas por US\$ 15 millones, se explica por el reconocimiento de las utilidades provenientes de las inversiones en las sociedades: GNL Quintero S.A., Petropower Energía Ltda. y Primax S.A.

El concepto Diferencias de Cambio reflejó una pérdida de US\$ 42.6 millones en 2011. Este valor recoge US\$ 19.5 millones que corresponden al costo de las coberturas de cuentas por cobrar. Dichas coberturas consisten en contratos forward que permiten fijar el tipo de cambio a futuro, en previsión del riesgo de pérdida por las cuentas por cobrar a clientes denominadas en pesos. Los tipos de cambio fijados durante 2011 fueron mayores que los tipos de cambio observados, en promedio en 1.2 pesos por dólar en cada ocasión producto de la diferencia de tasas entre pesos y dólares aplicable. Adicionalmente, la depreciación de 10% de la moneda peso implicó que las diferencias entre los saldos activos y pasivos durante el año produjeran pérdidas por US\$23.1 millones.

Los principales indicadores financieros relativos a rentabilidad y resultado son los siguientes:

			<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2010</u>
Cobertura gastos financieros	<u>R.A.I.I.D.A.I.E.</u> Gastos financieros	veces	2,12	2,22
EBITDA		MUS\$	372.400	402.000
			<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2010</u>
Rentabilidad de patrimonio promedio	<u>Utilidad (pérdida) del ejercicio</u> Patrimonio promedio		-16,0%	15,6%
Rentabilidad de activos	<u>Utilidad (pérdida) del ejercicio</u> Activos promedios		-1,1%	1,3%

3.- FLUJO DE EFECTIVO.

Los principales componentes del flujo neto de efectivo originado al 31 de diciembre de 2011 y 2010, son los siguientes:

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

(En miles de dólares)

Estado de Flujos de Efectivo Directo	31.12.2011 MUS\$	31.12.2010 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	15.284.631	10.784.669
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	53.012	40.117
Otros cobros (pagos) por actividades de operación	188.745	157.360
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(13.316.452)	(9.204.605)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(328.018)	(326.107)
Otros pagos por actividades de operación	(1.697.558)	(1.223.110)
Dividendos pagados	(986)	(5.014)
Dividendos recibidos	6.844	6.974
Intereses recibidos	3.097	602
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(5.243)	13.181
Otras entradas de efectivo	10.928	2.410
	<u>199.000</u>	<u>246.477</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras	(201)	(33.000)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras	39	211
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos	-	(20.098)
Préstamos a entidades relacionadas	(5.600)	(6.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	41	3.753
Compras de propiedades, planta y equipo	(386.078)	(410.589)
Compras de activos intangibles	-	(3.081)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros	(128)	(1.986)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo	12.000	-
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	3.855	-
Cobros a entidades relacionadas	2.500	2.327
Intereses recibidos	-	156
Otras salidas de efectivo	(76)	-
	<u>(373.648)</u>	<u>(468.307)</u>
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión		

Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación

Importes procedentes de préstamos de largo plazo	890.917	496.325
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	654.644	1.291.690
Préstamos de entidades relacionadas	16.270	15.615
Pagos de préstamos	(953.633)	(1.479.864)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(1.311)	(3.495)
Intereses pagados	(184.863)	(144.382)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(17.507)	33.396
Flujos de efectivo procedentes de actividades de financiación	404.517	209.285
Incremento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	229.869	(12.545)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(8.428)	(1.845)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	221.441	(14.390)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	62.422	76.812
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	283.863	62.422

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

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

Al cierre del ejercicio 2011 y 2010 no se aprecian diferencias significativas entre los valores económicos y de libros de los principales activos de la empresa.

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 valor proporcional del patrimonio de las respectivas empresas.

5.- SITUACIÓN DE MERCADO.

En 2011, el precio del petróleo crudo West Texas Intermediate (WTI) en la Bolsa Mercantil de Nueva York registró un promedio de US\$ 95,1 dólares por barril (US\$/bbl), con un alza de 19,5% con respecto al promedio de 2010 (79,6 US\$/bbl).

Sin embargo, durante el año, el precio del WTI dejó de reflejar el nivel de precios del mercado mundial de petróleo debido a que se produjo una creciente desconexión del mercado del Medio Oeste de los Estados Unidos, donde se comercializa el WTI, con el mercado internacional global.

El crudo WTI se produce en Texas, se acopia en un gran centro de almacenamiento en Cushing (Oklahoma) y se comercializa en el Medio Oeste de los Estados Unidos, principalmente a los estados de Illinois y Kansas. Históricamente, la producción local y las importaciones desde el Canadá no eran suficientes para satisfacer la demanda de las refinerías de esa región, por lo que el faltante se surtía desde el mercado internacional, transportándose mediante oleoductos desde puertos petroleros en la Costa estadounidense del Golfo de México. Consecuentemente, el precio del WTI comandaba un premio con respecto al Brent y otros crudos de similar calidad, justamente para inducir el flujo de petróleo desde el mercado internacional al Medio Oeste estadounidense.

En los últimos dos años, se registraron importantes aumentos en la producción no convencional de petróleo en el Medio Oeste, el llamado petróleo de esquisto (“shale oil”), comercializado casi en su totalidad en la zona de Cushing, lo que ya venía generando un debilitamiento gradual del premio del WTI debido a la mayor oferta en la zona. Pero a comienzos de 2011, hubo otro gran aumento en la oferta de petróleo crudo en el Medio Oeste al entrar en servicios nuevos oleoductos que aumentaron sustancialmente las entregas de crudo canadiense a Cushing, compitiendo directamente con el WTI. Todo esto condujo a una depreciación de éste, al producirse una sobreoferta y al no contarse con infraestructura suficiente para llevar el exceso de crudo desde el Medio Oeste al gran centro de refinación de la Costa estadounidense del Golfo de México. Como resultado, el precio del WTI quedó así desalineado con los precios de los crudos del mercado internacional, los que se transportan, en general, por vía marítima y no están sujetos a las restricciones logísticas que aquejan a aquél.

Así, aunque el precio del crudo WTI subió junto con el resto del mercado del petróleo, su alza fue mucho menor que la de los crudos en el mercado internacional debido a la situación de sobreoferta local antes detallada. El WTI, que históricamente se transaba con un leve premio con respecto al crudo Brent pasó a ser transado con un descuento con respecto a éste, descuento que superó los 26 US\$/bbl en algunos días del año. En promedio, durante 2011, el precio del WTI fue inferior en 15,8 US\$/bbl al precio del crudo Brent.

En consideración a todo lo anterior es que el crudo Brent recuperó la preeminencia como referente mundial que tuvo en el pasado. De acuerdo a este marcador, el aumento del precio mundial del petróleo fue aun más notable que si se considera el WTI: el precio del Brent promedió 110,9 US\$/bbl durante 2011 en la Bolsa Intercontinental de Londres, con un aumento de 38,1% respecto al nivel registrado en 2010 (80,3 US\$/bbl).

El aumento del precio del petróleo se explica por el aumento de la demanda mundial y por dificultades de la oferta de petróleo para crecer al mismo ritmo.

La demanda mundial creció 1,0 millones de barriles por día (MMbpd), de 87,1 MMbpd en 2010, a 88,1 MMbpd en 2011, impulsada por un crecimiento de 2,9% en la actividad económica mundial, según estimaciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos.

De acuerdo a la misma fuente, la oferta global de petróleo creció solamente 0,5 MMbpd de 87,1 a 87,6 MMbpd, entre 2010 y 2011, abasteciéndose la diferencia mediante una reducción de los inventarios globales de petróleo, de 0,5 MMbpd. La guerra civil libia y la consiguiente interrupción de la producción y exportaciones de su petróleo de alta calidad fue la principal causa del déficit de oferta. La pérdida acumulada de crudo libio se estima en 400 millones de barriles desde febrero de 2011, pérdida que se suplió, prácticamente en partes iguales, con mayor producción del Medio Oriente y desacumulando inventarios.

Aunque la comparación interanual muestra un gran aumento de los precios del petróleo, a lo largo de 2011 pueden distinguirse tres sub-períodos muy marcados: (i) El cuatrimestre enero-abril, en que predominó una tendencia alcista muy pronunciada, que llevó el precio del Brent de 94,8 a 125,9 US\$/bbl (el mayor valor del año, registrado el 29 de abril), con un promedio de 109,7 US\$/bbl. El alza reflejó una vigorosa recuperación económica en los Estados Unidos y un alto crecimiento de las economías emergentes del Asia, por el lado de la demanda, y la insuficiencia de oferta producida por la guerra civil en Libia; (ii) El trimestre mayo-julio, en que el precio cayó bruscamente, del máximo registrado en abril, a un nivel promedio de 115,3 US\$/bbl, debido a la desaceleración de la economía de los Estados Unidos y el agravamiento de la crisis fiscal de Grecia que produjo un estancamiento en Europa, mientras que al mismo tiempo la falta de crudo libio no alcanzaba a ser compensada por mayor producción de otras fuentes; y (iii) El período agosto-diciembre, en que el precio cayó, estabilizándose en torno a una media de 109,4 US\$/bbl, aunque con

algunas grandes fluctuaciones puntuales, a medida que la crisis financiera europea seguía sin solución y la economía estadounidense mostraba índices francamente recesivos, reduciendo la demanda.

Los precios de los combustibles refinados del petróleo en el mercado internacional de la Costa del Golfo en los Estados Unidos subieron entre 2010 y 2011, siguiendo, en general, la tendencia del precio del crudo Brent, aunque los aumentos fueron porcentualmente menores. En el caso de la gasolina, el precio subió 33,6%, de 86,2 a 115,2 US\$/bbl; el precio del diesel subió 37,6%, de 90,7 a 124,8 US\$/bbl; y en el caso del fuel oil N° 6, la variación del precio fue de 37,2%, de 69,8 a 95,8 US\$/bbl.

6.- ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO.

Grupo ENAP participa en la refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de los productos derivados del petróleo, liderando el abastecimiento del mercado nacional con una participación de aproximadamente 65% del mercado. Grupo ENAP exporta parte de su producción, no absorbida en el mercado nacional, a diversos países de América Latina.

Grupo ENAP accede regularmente al mercado internacional para el suministro de petróleo crudo y productos, situación que le permite asegurar el abastecimiento y los compromisos comerciales, convenientemente. Como resultado de lo anterior, el abastecimiento de petróleo crudo de ENAP se obtiene mayoritariamente en Sudamérica y el Mar del Norte, siendo los principales proveedores Brasil, Colombia, Ecuador, Argentina y el Reino Unido, contando las refinerías 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 del mercado estadounidense de la Costa del Golfo de México, Canadá y Corea.

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, para lo cual se efectúan coberturas de petróleo crudo con el fin de mitigar el riesgo de variación del valor del petróleo crudo importado entre las fechas de embarque de éste y la fecha estimada de fijación de precio de venta de los productos refinados. Dichas estrategias de cobertura son complementadas con el uso de contratos de venta swap de productos importados. 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 bajas 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.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, Grupo ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 no hay contratos derivados financieros vigentes para fijar el margen de refinación, no obstante, la Compañía está monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

A partir del 1 de septiembre de 2011, ENAP realizó cambios en su política de cobertura para la mitigación del riesgo de desvalorización de inventario, pasando de la contratación de collars de opciones destinados a proteger, dentro de una banda, el precio de un porcentaje de sus embarques de petróleo crudo a la contratación de time spread swaps, los cuales tienen por objetivo poder desplazar, financieramente, la ventana de toma de precios de un embarque de crudo (la cual habitualmente es en los días que están en torno a la fecha de carga del mismo) y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados a partir de ese crudo tomen precio y así poder tener costos de inventario que estén en línea con los precios de los productos que

se van a vender, mitigando de buena forma el time spread al que la compañía se encuentra expuesta de manera natural. Esta estrategia es complementada con el uso de contratos de venta swap de productos importados.

En la actualidad el crudo Brent es el marcador relevante para el mercado y para los precios de los productos del mercado de referencia de ENAP, puesto que los precios de éstos están fuertemente correlacionados con el precio de este marcador. Es por esto que en los casos en que el área de Trading, quien se encarga de las compras de crudo, adjudica crudos cuyo precio queda en función del WTI, se contrata un derivado denominado “Swap de diferencial” cuya finalidad es transferir financieramente una posición WTI a una Brent y así 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, con el fin de minimizar este riesgo, el Grupo ENAP mantiene en operación una política de cobertura consistente en el cierre semanal de contratos forward de tipo de cambio, por un monto máximo equivalente al 95% de las ventas estimadas para dicha semana y por plazos correspondientes a las fechas estimadas de cobro de la respectiva facturación. Adicionalmente se mantienen Obligaciones con el público en UF, con el fin de mitigar este riesgo, el Grupo ENAP ha cerrado contratos derivados del tipo cross-currency swap, mediante los cuales la empresa recibe de sus contrapartes flujos en UF iguales a los flujos pagaderos a los tenedores de bonos, y paga a éstas flujos fijos en dólares, quedando en consecuencia libre del riesgo cambiario descrito.

En términos de riesgo de tasa de interés, la empresa mantiene una mezcla de deuda financiera a tasa fija (principalmente bonos de largo plazo) y tasa variable (principalmente créditos bilaterales, créditos sindicados y préstamos bancarios de corto plazo). Para mitigar este riesgo ENAP ha ejecutado diversos contratos de derivados de tasa de interés, llevando las obligaciones de largo plazo de tasa variable, principalmente LIBOR más un margen, a tasa fija. Del total de deuda financiera vigente al 31 de diciembre de 2011, considerando los instrumentos de cobertura vigentes a dicha fecha un 16,5% corresponde a deuda con tasa variable no cubierta, representada principalmente por deuda bancaria corriente.