



**ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA  
CONSOLIDADOS**

**CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013**

**EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO**

**2013**



## INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

Santiago, 28 de enero de 2014

Señores Presidente y Directores  
Empresa Nacional del Petróleo

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Empresa Nacional del Petróleo y filiales, que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y los correspondientes estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

### *Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados*

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

### *Responsabilidad del auditor*

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión.



Santiago, 28 de enero de 2014  
Empresa Nacional del Petróleo  
2

*Opinión*

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional del Petróleo y filiales al 31 de diciembre de 2013 y 2012, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

  
Ariel Olguín Pisani  
RUT: 6.504.283-5

  
Francisco Javier Cooper

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012  
(En miles de dólares)

<b>ACTIVOS</b>	<b>Nota N°</b>	<b>31.12.2013 MUS\$</b>	<b>31.12.2012 MUS\$</b>
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	469.013	180.852
Otros activos financieros, corrientes	8	152	562
Otros activos no financieros, corrientes	9	4.163	14.596
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	10	995.817	909.204
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	11	33.128	59.158
Inventarios, corrientes	12	1.300.602	1.497.712
Activos por impuestos corrientes, corrientes	13	29.318	110.139
Total de activos corrientes distintos de los activos clasificados como mantenidos para la venta		<u>2.832.193</u>	<u>2.772.223</u>
Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta	14	-	5.693
Total activos corrientes		<u>2.832.193</u>	<u>2.777.916</u>
<b>Activos no corrientes</b>			
Otros activos financieros, no corrientes	8	47.253	70.161
Otros activos no financieros, no corrientes	9	48.538	41.489
Cuentas por cobrar, no corrientes	10	18.584	20.690
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	11	1.916	4.933
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	15	117.028	223.329
Activos intangibles distintos de la plusvalía		3.083	3.084
Propiedades, planta y equipo	16	2.637.254	2.611.795
Propiedad de inversión	20	7.732	2.050
Activos por impuestos diferidos	13	560.470	556.911
Total activos no corrientes		<u>3.441.858</u>	<u>3.534.442</u>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<u><u>6.274.051</u></u>	<u><u>6.312.358</u></u>

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

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS  
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012  
 (En miles de dólares)

	Nota N°	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>			
<b>Pasivos corrientes</b>			
Otros pasivos financieros, corrientes	21	485.545	1.142.276
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	22	1.533.032	1.521.165
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	11	45.999	65.123
Otras provisiones a corto plazo	23	4.215	32.712
Pasivos por impuestos, corrientes	13	116.679	103.194
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	24	44.620	40.781
Otros pasivos no financieros, corrientes		9.078	766
Total pasivos corrientes		<u>2.239.168</u>	<u>2.906.017</u>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Otros pasivos financieros, no corrientes	21	3.415.982	3.012.595
Otras cuentas por pagar, no corrientes	22	7.864	8.075
Otras provisiones, no corrientes	23	143.695	81.222
Pasivos por impuestos diferidos	13	124.372	101.031
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	24	110.611	119.388
Otros pasivos no financieros, no corrientes		1.777	1.395
Total pasivos no corrientes		<u>3.804.301</u>	<u>3.323.706</u>
<b>Total pasivos</b>		<u>6.043.469</u>	<u>6.229.723</u>
<b>Patrimonio</b>			
Capital emitido	25	1.232.332	1.232.332
Ganancias (pérdidas) acumuladas	25	(902.217)	(1.034.262)
Otras reservas	25	(112.253)	(128.192)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		217.862	69.878
Participaciones no controladoras	26	12.720	12.757
<b>Patrimonio total</b>		<u>230.582</u>	<u>82.635</u>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<u>6.274.051</u>	<u>6.312.358</u>

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

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS  
 POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012  
 (En miles de dólares)

Estado de Resultados Ganancia (pérdida)	Nota N°	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	28	11.210.719	11.611.995
Costos de ventas		<u>(10.637.695)</u>	<u>(11.607.030)</u>
Margen bruto		<u>573.024</u>	<u>4.965</u>
Otros ingresos, por función		56.301	30.224
Costos de distribución	29	(180.905)	(170.882)
Gasto de administración		(89.138)	(88.150)
Otros gastos, por función	30	(90.028)	(73.915)
Otras ganancias (pérdidas)	32	125.728	327
Ingresos financieros		5.780	5.174
Costos financieros	31	(197.439)	(200.518)
Participación en las ganancias y (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	15	30.092	41.395
Diferencias de cambio	34	<u>(25.148)</u>	<u>(36.550)</u>
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		<u>208.267</u>	<u>(487.930)</u>
(Gasto) beneficio por impuesto a las ganancias	13	<u>(74.266)</u>	<u>168.709</u>
Ganancia (pérdida)		<u>134.001</u>	<u>(319.221)</u>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a:</b>			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		132.418	(320.531)
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	26	<u>1.583</u>	<u>1.310</u>
Ganancia (pérdida)		<u>134.001</u>	<u>(319.221)</u>

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

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS  
 POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012  
 (En miles de dólares)

<b>Estado de resultado integral</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
<b>Ganancia (pérdida)</b>	134.001	(319.221)
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo</b>		
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	426	-
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	(2.649)	19.034
Ajustes de reclasificación en diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	-	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión	<u>(2.223)</u>	<u>19.034</u>
<b>Coberturas de flujo de efectivo</b>		
(Pérdidas) ganancias por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	40.001	(3.575)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	-	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	<u>40.001</u>	<u>(3.575)</u>
Participación en el otro resultado integral de asociadas contabilizados utilizando el método de la participación	<u>16.098</u>	<u>1.639</u>
Otro resultado integral, antes de impuestos	<u>53.876</u>	<u>17.098</u>
<b>Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral</b>		
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(85)	-
Impuesto a las ganancias relacionado con diferencias de cambio de conversión de otro resultado integral	530	(436)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	<u>(20.541)</u>	<u>(535)</u>
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral	<u>(20.096)</u>	<u>(971)</u>
Otro resultado integral	<u>33.780</u>	<u>16.127</u>
Resultado integral total	<u>167.781</u>	<u>(303.094)</u>
<b>Resultado integral atribuible a</b>		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	166.198	(304.406)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	<u>1.583</u>	<u>1.312</u>
<b>Resultado integral total</b>	<u>167.781</u>	<u>(303.094)</u>

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

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO  
 POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012  
 (En miles de dólares)

	Cambios en otras reservas										Participaciones no controladora MUS\$	Patrimonio total MUS\$
	Capital emitido MUS\$	Superavit de Revaluación MUS\$	Reservas por diferencia de cambio por conversión MUS\$	Reservas de coberturas de flujo de caja MUS\$	Reservas actuariales en planes de beneficios definidos MUS\$	Reservas por remediación de activos financieros disponibles para la venta MUS\$	Otras reservas varias MUS\$	Otras reservas MUS\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas MUS\$	Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$		
Saldo Inicial 01.01.2013	1.232.332	-	(54.798)	(102.255)	-	1.190	27.671	(128.192)	(1.034.262)	69.878	12.757	82.635
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	-	(54.798)	(102.255)	-	1.190	27.671	(128.192)	(1.034.262)	69.878	12.757	82.635
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									132.418	132.418	1.583	134.001
Otro resultado integral		-	(2.119)	35.558	341	-	-	33.780	-	33.780	-	33.780
Resultado integral		-	(2.119)	35.558	341	-	-	33.780	132.418	166.198	1.583	167.781
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	(17.365)	-	-	-	(476)	(17.841)	(373)	(18.214)	(1.620)	(19.834)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(19.484)	35.558	341	-	(476)	15.939	132.045	147.984	(37)	147.947
Saldo Final 31.12.2013	<u>1.232.332</u>	<u>-</u>	<u>(74.282)</u>	<u>(66.697)</u>	<u>341</u>	<u>1.190</u>	<u>27.195</u>	<u>(112.253)</u>	<u>(902.217)</u>	<u>217.862</u>	<u>12.720</u>	<u>230.582</u>
Saldo Inicial 01.01.2012	1.232.332	-	(73.394)	(99.784)	-	1.190	29.729	(142.259)	(722.545)	367.528	13.477	381.005
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	-	(73.394)	(99.784)	-	1.190	29.729	(142.259)	(722.545)	367.528	13.477	381.005
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral:												
Ganancia (pérdida)									(320.531)	(320.531)	1.310	(319.221)
Otro resultado integral		-	18.596	(2.471)	-	-	-	16.125	-	16.125	2	16.127
Resultado integral		-	18.596	(2.471)	-	-	-	16.125	(320.531)	(304.406)	1.312	(303.094)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	(2.058)	(2.058)	8.814	6.756	(2.032)	4.724
Total de cambios en patrimonio	-	-	18.596	(2.471)	-	-	(2.058)	14.067	(311.717)	(297.650)	(720)	(298.370)
Saldo Final 31.12.2012	<u>1.232.332</u>	<u>-</u>	<u>(54.798)</u>	<u>(102.255)</u>	<u>-</u>	<u>1.190</u>	<u>27.671</u>	<u>(128.192)</u>	<u>(1.034.262)</u>	<u>69.878</u>	<u>12.757</u>	<u>82.635</u>

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



ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS  
 POR LOS EJERCICIOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 Y 2012  
 (En miles de dólares)

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
<b>Estado de Flujos de Efectivo Directo</b>		
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	15.493.831	15.603.673
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	274	4.581
Otros cobros (pagos) por actividades de operación	120.349	133.768
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(11.919.297)	(12.852.941)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(350.413)	(342.405)
Otros pagos por actividades de operación	(2.485.665)	(2.297.630)
Dividendos pagados	(1.134)	(2.025)
Dividendos recibidos	14.417	15.756
Intereses pagados	(372)	(1.535)
Intereses recibidos	816	1.986
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(26.366)	296
Otras entradas de efectivo	39.899	16.434
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación	<u>886.339</u>	<u>279.958</u>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		
Compra de participaciones no controladoras	(194)	(3.242)
Compras de propiedades, planta y equipo	(473.645)	(296.358)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros	(2.834)	(3.270)
Importes procedentes de otros activos a largo plazo	255.168	-
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	2.748	2.149
Cobros a entidades relacionadas	3.017	29.389
Dividendos recibidos	-	14.701
Intereses recibidos	2.810	1.247
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión	<u>(212.930)</u>	<u>(255.384)</u>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	200.000	300.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	434.491	556.644
Pagos de préstamos	(1.349.281)	(338.355)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(2.560)	(1.789)
Intereses pagados	(176.871)	(198.566)
Otras entradas (salidas) de efectivo (Nota N° 3.1.z.)	513.110	(454.134)
Flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación	<u>(381.111)</u>	<u>(136.200)</u>
Incremento (disminución) neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	<u>292.298</u>	<u>(111.626)</u>
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>		
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(4.137)	8.615
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	<u>288.161</u>	<u>(103.011)</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	<u>180.852</u>	<u>283.863</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	<u><u>469.013</u></u>	<u><u>180.852</u></u>

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

**Índice****Página**

1. Información general	1
2. Descripción del negocio	1
3. Resumen de principales políticas contables aplicadas	2
4. Gestión de riesgos financieros y definición de coberturas	18
5. Estimaciones y juicios contables críticos	22
6. Activos financieros	25
7. Efectivo y equivalentes al efectivo	26
8. Otros activos financieros corrientes y no corrientes	26
9. Otros activos no financieros corrientes y no corrientes	27
10. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	27
11. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	29
12. Inventarios	31
13. Activos y pasivos por impuestos corrientes y diferidos	32
14. Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta	35
15. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	35
16. Propiedades, planta y equipo	39
17. Pérdidas por deterioro y provisiones	42
18. Participaciones en negocios conjuntos	43
19. Otros negocios	51
20. Propiedades de inversión	53
21. Otros pasivos financieros	54
22. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	65
23. Otras provisiones	66
24. Provisiones por beneficios a los empleados	67
25. Patrimonio	69
26. Interés no controlable	72
27. Segmentos de negocio	73
28. Ingresos de actividades ordinarias	76
29. Costos de distribución	76
30. Otros gastos, por función	77
31. Costos financieros	77
32. Otras ganancias (perdidas)	78
33. Gastos del personal	78
34. Diferencias de cambio	78
35. Moneda extranjera	79
36. Información sobre medio ambiente	80
37. Juicios y compromisos comerciales	81
38. Garantías comprometidas con terceros	87
39. Ámbito de consolidación	87
40. Hechos posteriores	89

**(En miles de dólares)**

---

## 1. INFORMACION GENERAL

Empresa Nacional del Petróleo (en adelante “la Empresa” o “ENAP”), es la matriz del grupo de empresas a que se refieren los presentes estados financieros consolidados (en adelante “Grupo ENAP”).

Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el N° 783. De acuerdo a lo anterior, la Empresa se encuentra sujeta a las normas y a la fiscalización de la citada Superintendencia.

ENAP fue creada por la Ley 9.618 de fecha 19 de junio de 1950 y es de propiedad del Estado de Chile, cuyo giro es la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados. Los domicilios de la Empresa son en Santiago, Avenida Vitacura 2736 Piso 10, Las Condes y en Punta Arenas, José Nogueira 1101.

Los estados financieros de la Empresa correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 fueron aprobados por su Directorio en Sesión Ordinaria N°1.098 de fecha 28 de enero de 2014. Los estados financieros de la Empresa correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 fueron aprobados por su Directorio en Sesión Ordinaria N°1084 de fecha 26 de marzo de 2013.

## 2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

La actividad principal de ENAP, de acuerdo con la Ley 9.618 y modificaciones posteriores, es la exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos, actividad que está facultada para desarrollar dentro y fuera del territorio nacional.

La filial Enap Refinerías S.A., es una Sociedad Anónima Cerrada, que comenzó a operar oficialmente el 1 de enero de 2004, cuyo domicilio social es Avenida Borgoño 25777 comuna de Concón. Enap Refinerías S.A., nace de la fusión entre Petrox S.A. Refinería de Petróleo y Refinería de Petróleo de Concón S.A. (RPC), mediante la incorporación de esta última a la primera, acuerdo adoptado en Junta General Extraordinaria de Accionistas de Petrox S.A. Refinería de Petróleo, realizada el 23 de diciembre de 2003. El giro comercial de Enap Refinerías S.A. (Ex - Petrox S.A. Refinería de Petróleo) es la importación, elaboración, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos y sus derivados y todas las demás actividades que directa o indirectamente se relacionan con las aquí mencionadas y con las que en forma detallada se expresan en el artículo tercero del estatuto social vigente.

La filial Enap Sipetrol S.A. realiza fuera del territorio nacional una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.

Enap Sipetrol S.A. posee sucursales en Ecuador y Venezuela (ésta última sin actividad económica), y filiales en Argentina, Inglaterra, Ecuador, Uruguay además de sus negocios conjuntos. Por medio de la filial en Uruguay participa en actividades de producción en Egipto. Enap Sipetrol (UK) Limited (Reino Unido), se encuentra en proceso de cierre de sus operaciones, el cual se espera concluir en el mediano plazo.

Las filiales Enap Refinerías S.A. y Enap Sipetrol S.A. son sociedades anónimas cerradas, inscritas voluntariamente en el Registro Especial de Entidades Informantes de la Superintendencia de Valores y Seguros, bajo los números 95 y 187 respectivamente.

La filial Petro Servicio Corp. S.A. se encuentra en proceso de cierre de sus operaciones, el cual se espera concluir en el primer semestre del año 2014. Grupo ENAP tiene un 100% de participación en el capital social.

### 3. RESUMEN DE PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

#### 3.1 Principios contables

Los presentes estados financieros consolidados, se presentan en miles de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica y se han preparado a partir de los registros de contabilidad mantenidos por ENAP y Filiales y han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante “NIIF”), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante “IASB”).

La preparación de los presentes estados financieros consolidados en conformidad con NIIF requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración del Grupo ENAP. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la administración sobre los montos reportados, eventos o acciones. El detalle de las estimaciones y juicios contables críticos se detallan en la Nota 5.

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados, estas políticas han sido definidas en función de las NIC y NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2013 y han sido aplicadas de manera uniforme a los ejercicios que se presentan en estos estados financieros consolidados.

**a. Bases de preparación, período y reclasificaciones** – Los presentes estados financieros consolidados del Grupo ENAP comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el estado de resultados integrales, cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivos por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012. El estado de resultados al 31 de diciembre de 2013 presenta el “Costos de distribución” en una línea desagregada del “Costos de venta”, esta partida se ha reclasificado en el estado de resultado al 31 de diciembre de 2012 para efectos comparativos. Bajo el concepto “Costos de distribución” se han incorporado todos aquellos costos de distribución y comercialización representados principalmente por la logística de distribución de salida, además de los costos propios asociados a estas actividades incluyendo los de ventas y abastecimiento. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2012, se ha reclasificado material precioso “Platino” incorporado en los catalizadores, desde el rubro Propiedades, planta y equipos a Otros activos no financieros no corrientes por MUS\$ 35.768.

Estos estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto los instrumentos financieros que son medidos a valor razonable y de aquellos activos no corrientes disponibles para la venta que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos los costos de venta, como se explica en las políticas contables descritas a continuación. El costo histórico, generalmente se basa en el valor razonable de la consideración entregada en un intercambio de activos.

**b. Bases de consolidación** – Los presentes estados financieros consolidados del Grupo ENAP incluyen los activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de caja de ENAP y de las entidades controladas por ENAP ya sean subsidiarias y entidades estructuradas, después de eliminar las transacciones entre compañías relacionadas.

Los estados financieros de la entidad dependiente cuya moneda funcional es distinta a la moneda de presentación, se convierte utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
- Las partidas del estado de resultados utilizando el tipo de cambio promedio mensual.
- El patrimonio neto se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Reservas por diferencias de cambio por conversión” dentro del rubro “Otras reservas” del Patrimonio.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al dólar, las diferencias de cambio diferidas como un componente de patrimonio, relacionadas con esa sociedad, se reconocen en cuentas de resultados en el mismo momento en que se reconoce el resultado derivado de dicha enajenación.

Los resultados de los negocios adquiridos durante el ejercicio se imputan a los estados financieros consolidados desde la fecha efectiva de adquisición; los resultados de los negocios vendidos durante el ejercicio se incluyen en los estados financieros consolidados para el ejercicio hasta la fecha efectiva de enajenación. Las ganancias o pérdidas de la enajenación se calculan como la diferencia entre los ingresos obtenidos de las ventas (netos de gastos) y los activos atribuibles a la participación que se ha vendido.

#### **i) Filiales**

Las filiales, incluyendo la Entidad Estructurada, son aquellas sobre las que el Grupo ENAP ejerce, directa o indirectamente su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras de una empresa para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la propiedad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos en la entidad. Asimismo, se consolidan aquellas entidades en las que, a pesar de no tener este porcentaje de participación, se entiende que sus actividades se realizan en beneficio del Grupo ENAP, estando expuesto a la mayoría de los riesgos y beneficios de la entidad dependiente.

A la hora de evaluar si el Grupo ENAP controla a otra entidad se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente susceptibles de ser ejercidos. Las filiales se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control al Grupo ENAP, y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de las afiliadas se utiliza el método de adquisición, según este método el costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación del Grupo en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como "Plusvalía". Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la afiliada adquirida, la diferencia se reconoce directamente como utilidad en el estado de resultados.

En el caso de las filiales de propiedad parcial, las participaciones no controladoras en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presentan, respectivamente, en los rubros "Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado intermedio y "Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado intermedio.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas, se modifican las políticas contables de las afiliadas.

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



En el siguiente cuadro, se detallan las sociedades filiales directas, indirectas y la Entidad Estructurada, que han sido consolidadas por ENAP.

Sociedad	Domicilio	Relación con matriz	Porcentaje de participación accionaria	
			31.12.2013	31.12.2012
Enap Refinerías S.A.	Chile	Filial directa	99,98%	99,98%
Petro Servicios Corp. S.A.	Argentina	Filial directa	100,00%	100,00%
Enap Sipetrol S.A.	Chile	Filial directa	100,00%	100,00%
Gas de Chile S.A.	Chile	Filial directa	100,00%	100,00%
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Enap Sipetrol (UK) Limited	Reino Unido	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A.	Ecuador	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Manu Perú Holding S.A.	Perú	Filial indirecta	0,00%	100,00%
Energía Concón S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Éteres y Alcoholes S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Petrosul S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Productora de Diesel S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Biocomsa S.A.	Chile	Filial indirecta	58,00%	32,00%
Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.	Chile	Entidad estructurada	10,00%	10,00%

Cambios durante el ejercicio:

Con fecha 10 de septiembre de 2013, el Grupo incrementó su participación accionaria en Biocomsa S.A., a un 58% de participación, mediante aporte realizado por Enap Refinerías S.A. y la no concurrencia del resto de los accionistas a este aumento de capital. Dado este nuevo porcentaje de participación, al 31 de diciembre de 2013, Biocomsa S.A. se presenta consolidada en Grupo Enap a partir de esa fecha.

Durante el presente año Grupo Enap vendió el total de su participación en el negocio de retail de combustibles y productos de conveniencia “Primax” en Perú y Ecuador, aceptando la oferta por US\$ 308,5 millones del grupo Romero. Esta transacción le reportó ingreso de US\$ 255 millones y una utilidad antes de impuestos de US\$ 111 millones en los resultados consolidados, la cual se registró en el rubro “Otras ganancias (pérdidas)”. La inversión original fue parte de una estrategia de negocio cuya finalidad era exportar la producción excedentaria de las refinerías. Actualmente la producción total se vende en mercado interno, por lo que la decisión de aceptar la oferta del grupo Romero es congruente con la estrategia de largo plazo del Grupo.

Los estados financieros de la Filial Manu Perú Holding S.A., objeto de la transacción al momento de la venta (23 de diciembre de 2013) es el siguiente:

ACTIVOS	MUS\$	PASIVOS	MUS\$
Activos Corrientes	34.648	Pasivos Corrientes	27.565
Activos No Corrientes	135.710	Pasivos No Corrientes	-
		Patrimonio Neto	142.793
<b>Total Activos</b>	<b>170.358</b>	<b>Total Pasivos</b>	<b>170.358</b>

## ii) Acuerdos conjuntos

Los principios para la presentación de información financiera donde la empresa tiene una participación en acuerdos que son controlados conjuntamente, se reconocen de acuerdo a NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”.

Un acuerdo conjunto puede tomar las formas de una operación conjunta o un negocio conjunto, para su distinción una entidad determinará el tipo de acuerdo conjunto en el que está involucrada considerando sus derechos y obligaciones surgidos del acuerdo, adicionalmente evaluará sus derechos y obligaciones considerando la estructura y forma legal del acuerdo, las cláusulas acordadas por las partes en el acuerdo contractual y, otros factores y circunstancias, cuando sean relevantes.

- Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derechos a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos, relacionados con el acuerdo. Esas partes se denominan operadores conjuntos.

Un operador conjunto reconocerá en relación con su participación en una operación conjunta:

- (i) sus activos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente;
- (ii) sus pasivos, incluyendo su participación en los pasivos incurridos conjuntamente;
- (iii) sus ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta de su participación en el producto que surge de la operación conjunta;
- (iv) su participación en los ingresos de actividades ordinarias procedentes de la venta del producto que realiza la operación conjunta; y
- (v) sus gastos, incluyendo su participación en los gastos incurridos conjuntamente.

- Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derechos a los activos netos del acuerdo. Esas partes se denominan partícipes de un negocio conjunto.

Un partícipe de un negocio conjunto contabilizará en los estados financieros consolidados su participación en un negocio conjunto como una inversión en asociadas utilizando el método de la participación.

## iii) Entidad Estructurada

Se considera una Entidad Estructurada, a una organización que se constituye con un propósito o duración limitada. Pueden servir como organizaciones intermediarias, de alguna manera estas organizaciones cumplen con el rol de aislar el riesgo financiero.

De esta forma el Grupo ENAP en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, ejerce el control de Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A. (en adelante “CHBB”), aunque posee una participación inferior al 50% tiene la consideración de “Sociedad Filial”. También se ha reconocido el interés no controlador que corresponde al porcentaje de participación de terceros en esta entidad estructurada.

Los principios y procedimientos de contabilidad utilizados en esta sociedad (entidad estructurada), se han homogenizado con los de Grupo ENAP con el fin de presentar los estados financieros consolidados en base a normas de valoración homogéneas.

## iv) Transacciones con intereses minoritarios

Cuando hay cambios en la proporción del capital perteneciente a la participación no controladora en una filial, el Grupo ajusta los importes en libros de las participaciones controladoras y no controladoras para reflejar los cambios en sus intereses relativos con respecto a la filial. El Grupo reconoce directamente en patrimonio cualquier diferencia entre

el importe del ajuste a la participación no controladora y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida atribuible a los propietarios de la matriz.

**c. Moneda funcional** - La moneda funcional y de presentación del Grupo ENAP es el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica. La moneda funcional para cada entidad del Grupo ENAP se ha determinado como la moneda del ambiente económico principal en el que opera. Las transacciones distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se han convertido a la tasa de cambio vigente a la fecha de la transacción. Los activos y pasivos monetarios expresados en monedas distintas a la funcional se han convertido a las tasas de cambio de cierre. El patrimonio neto se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación. Las ganancias y pérdidas por la conversión se han incluido en las utilidades o pérdidas netas del ejercicio dentro de otras partidas financieras.

**d. Bases de conversión** - Los activos y pasivos en pesos chilenos, en unidades de fomento y otras monedas, han sido traducidos a dólares a los tipos de cambio vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, de acuerdo al siguiente detalle:

	<b>31-12-2013</b>	<b>31-12-2012</b>
	US\$	US\$
Pesos Chilenos	524,61	479,96
Pesos Argentinos	6,52	4,91
Libra Esterlina	0,61	0,62
Libra Egipcia	6,94	6,18
Unidad de Fomento	0,02	0,02
Nuevo Sol Peruano	2,80	2,55
Franco Suizo	0,89	0,91
EURO	0,72	0,76

**e. Compensación de saldos y transacciones** - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos y tampoco los ingresos y gastos, salvo en aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

Los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma o interpretación, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo ENAP tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en la cuenta de resultados.

**f. Moneda extranjera** - Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en “moneda extranjera”, y se contabilizan en su moneda funcional al tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos del estado de situación financiera de las partidas monetarias en moneda extranjera se valorizan al tipo de cambio vigente a dicha fecha, y las diferencias de cambio que surgen de tal valoración se registran en los estados de resultados integrales, en el rubro “Diferencias de cambio”.

**g. Propiedades, planta y equipo** - Los bienes de propiedades, planta y equipo son registrados al costo, excluyendo los costos de mantención periódica, menos depreciación acumulada, menos pérdidas por deterioro de valor.

El costo de los elementos de propiedades, planta y equipo comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento según lo previsto por la gerencia y la estimación inicial de cualquier costo de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta.



Adicionalmente, se considera como costo de los elementos de propiedades, planta y equipo, los costos por intereses del financiamiento, atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un ejercicio de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Cabe señalar, que algunos elementos de propiedades, plantas y equipos del Grupo ENAP requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución son reconocidos separadamente del resto del activo y con un nivel de desagregación que permita depreciarlos en el ejercicio que medie entre la actual y hasta la siguiente reparación.

Las operaciones de exploración se registran de acuerdo a las normas establecidas en la NIIF 6 “Exploración y Evaluación de Recursos Minerales”.

Las operaciones de Exploración y Producción de Hidrocarburos se registran de acuerdo con el método de esfuerzos exitosos (successful-efforts). El tratamiento contable de los diferentes costos incurridos bajo este método es el siguiente.

*i)* Los costos originados en la adquisición de nuevos derechos o participaciones en áreas con reservas probadas y no probadas se capitalizan en el rubro Propiedades, planta y equipo.

*ii)* Los costos originados en la adquisición de participaciones en áreas de exploración se capitalizan a su precio de compra y se amortizan con cargo a resultados de acuerdo con el criterio señalado en el rubro Costos de exploración. En el caso que no se encuentren reservas, estos valores previamente capitalizados, son registrados como gasto en resultados. Cuando el resultado es positivo en la exploración, es decir, existe un descubrimiento comercialmente explotable, los costos se presentan en el rubro Propiedades, planta y equipo, a su valor neto contable en el momento que así se determine. Los pozos se clasifican como comerciales únicamente si se espera que generen un volumen de reservas suficiente para justificar su desarrollo comercial.

*iii)* Los costos de exploración, anterior a la perforación, como los gastos de geología y geofísica, costos asociados al mantenimiento de las reservas no probadas y los otros costos relacionados con la exploración se cargan a resultados en el momento en que se incurrir.

*iv)* Los costos de perforación incurridos en las campañas exploratorias, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, planta y equipo, pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, estos costos inicialmente capitalizados son cargados en resultados.

*v)* Los costos de perforación de pozos que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, planta y equipo.

*vi)* Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costos de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan y se presentan en el rubro Propiedades, planta y equipo.

*vii)* Los costos por los futuros abandonos y dismantelamientos de campos están calculados, campo por campo y se capitalizan por su valor estimado. Esta capitalización se realiza con abono al rubro provisiones no corrientes.

Las inversiones capitalizadas según los criterios anteriores se amortizan de acuerdo con el siguiente método:

- Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas del campo al inicio del ejercicio de amortización.

- Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son analizadas, al menos anualmente, o antes si existiera un indicio de deterioro y de producirse un deterioro, éste se reconoce con cargo a resultados.
- Los costos originados en perforaciones y las inversiones efectuadas con posterioridad para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento, en función de la relación existente entre la producción del año y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del ejercicio de amortización.

Los cambios en las estimaciones de reservas se tienen en cuenta en el cálculo de las amortizaciones con carácter prospectivo.

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable.

Cualquier registro o reverso de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registra con cargo o abono a resultados según corresponda.

**h. Depreciación** - Los elementos de propiedades, planta y equipo, excepto aquellos relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, se deprecian siguiendo el método lineal, mediante la distribución del costo de adquisición de los activos menos el valor residual estimado entre los años de vida útil estimada de los elementos. A continuación se presentan los rangos de vida útil para los principales elementos de propiedad, planta y equipo:

	<b>Vida útil años</b>
	<hr/>
Edificios	30 y 50
Planta y Equipo:	
Plantas	10 y 15
Equipo	10 y 18
Equipos de tecnología de la información	4 y 6
Instalaciones fijas y accesorios	10 y 20
Vehículos de motor	7
Mejoras de bienes arrendados - Edificaciones	10
Inversiones en exploración y producción	Cuota de agotamiento
Otras propiedades de planta y equipo	3 y 20

Para aquellos elementos de Propiedades, planta y equipo relacionados con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, la amortización se calcula según el método de unidades de producción (cuotas de agotamiento).

El valor residual y la vida útil de los elementos de activos fijos se revisan anualmente y su depreciación comienza cuando los activos están en condiciones de uso.

Los terrenos se registran de forma independiente de los edificios o instalaciones que puedan estar asentadas sobre los mismos y se entiende que tienen una vida útil indefinida y por lo tanto, no son objetos de depreciación.

El Grupo ENAP evalúa, al menos anualmente, la existencia de un posible deterioro de valor de los activos de propiedades, planta y equipo. Mediante la metodología de descontar los flujos futuros a una tasa de descuento real antes de impuesto, las proyecciones consideran un horizonte de 5 años más la perpetuidad. Al 31 de diciembre de 2013, dicho análisis concluyó que las inversiones de la línea R&C y la línea E&P no requieren ajustes en tal sentido.

**i. Propiedades de inversión** - El rubro “Propiedades de Inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

**j. Coligadas o asociadas** - Se consideran entidades coligadas o asociadas a aquellas sobre las cuales el Grupo ENAP está en posición de ejercer una influencia significativa, pero no un control ni control conjunto, por medio del poder de participar en las decisiones sobre sus políticas operativas y financieras y son incorporadas en estos estados financieros consolidados usando el método de la participación. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en los que el Grupo ENAP posee una participación superior al 20%.

Según el método de la participación, 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. El resultado del ejercicio consolidado incluye la participación en el resultado del ejercicio de la participada en el rubro “Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas contabilizadas por el método de la participación” y el otro resultado integral incluye su participación en el otro resultado integral de la participada.

En el momento de la adquisición de una inversión, la plusvalía relacionada con una asociada, no se reconoce de forma separada, sino que se incluye en el importe en libros de la inversión, no se permite su amortización y se controla en la moneda funcional del país de la inversión.

Cuando la participación del Grupo ENAP en las pérdidas de una asociada supera la inversión en dicha asociada, el Grupo ENAP discontinúa el reconocimiento de su participación en las pérdidas adicionales. Las pérdidas adicionales sólo se reconocen en la medida en que el Grupo ENAP haya incurrido en obligaciones legales o constructivas o haya realizado pagos en nombre de la asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre el Grupo ENAP y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación del Grupo ENAP en éstas. También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por el Grupo ENAP, se ajusta la información financiera de coligadas o asociadas.

**k. Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición** – Los activos no corrientes y grupos de activos se clasifican como activos para la venta si se considera que su importe en libros se recuperará a través de una operación de venta en vez del uso continuado. Esta condición se considera cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable, está disponible para su venta inmediata en su condición actual y previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación. Los activos y pasivos que forman parte de un grupo de activos para su disposición, clasificados como mantenidos para su venta, se presentan en forma separada del resto de los activos y pasivos, estos activos y pasivos no se compensan, ni se presentan como un único importe y son valorados al menor importe entre su valor libro y el valor razonable menos los costos de venta.

**I. Deterioro de activos no financieros** – La política definida por el Grupo ENAP es que cada vez que exista evidencia objetiva como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial el importe en libros no puede ser recuperable se realizan pruebas de deterioro.

La pérdida por deterioro, se reconoce por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable de un activo menos los costos para la venta y su valor en uso.

A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo).

Los activos sobre los cuales se aplica la metodología anteriormente descrita, son los siguientes:

- Propiedades, planta y equipo, relacionados con las operaciones de refinación, logística, producción y exploración de hidrocarburos
- Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

**m. Otros activos financieros** – El Grupo ENAP clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: *a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas a cobrar, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y disponibles para la venta*. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros y se determina al momento del reconocimiento inicial.

- *Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados*: Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo.

- *Préstamos y cuentas por cobrar*: Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo, se clasifican en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde de la fecha del balance, que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar incluyen los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

- *Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento*: Los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimiento fijo, que la administración del Grupo ENAP tiene la intención positiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento.

Si el Grupo ENAP vendiese un importe significativo de los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, la categoría completa se reclasificaría como disponible para la venta. Estos activos financieros se clasifican como otros activos financieros no corrientes, excepto aquéllos con vencimiento inferior a 12 meses a partir de la fecha del Estado de Situación Financiera, que se clasifican como activos financieros corrientes.

- *Activos financieros disponibles para la venta*: Los activos financieros disponibles para la venta son activos no derivados que se designan en esta categoría, o que no son clasificados en ninguna de las otras categorías. Se clasifican en otros activos financieros no corrientes, a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha del Estado de Situación Financiera.

- i) Deterioro de activos financieros*: Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor razonable a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido afectados negativamente.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor libro del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimados, descontados a la

tasa de interés efectiva original del activo financiero. Las inversiones financieras del Grupo ENAP son realizadas en instituciones de la más alta calidad crediticia y mantenidas en el corto plazo, por lo que no presentan a la fecha un indicio de deterioro respecto de su valor libro.

Para determinar si los títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, han sufrido pérdidas por deterioro, se considerará si ha habido un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo, para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados acumulados se reversan del patrimonio y se reconoce en el estado de resultados en el rubro “Otros gastos por función”. Estas pérdidas por deterioro del valor, reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio, no se revierten.

*ii) Valorizaciones en momento de reconocimiento inicial y enajenación:* Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que el Grupo ENAP se compromete a adquirir o vender el activo. Las inversiones se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no clasificados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados. Las inversiones se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y el Grupo ENAP ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su titularidad.

*iii) Valorización posterior:* Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable. Los préstamos y cuentas a cobrar y los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento se contabilizan por su costo amortizado de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva.

Las pérdidas y ganancias que surgen de cambios en el valor razonable de la categoría de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas)” en el ejercicio en que surgen. Los ingresos por dividendos derivados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en el estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas)” cuando se establece el derecho del Grupo ENAP a recibir el pago.

Los cambios en el valor razonable de inversiones financieras en títulos de deuda denominados en moneda extranjera, clasificados como disponibles para la venta, son separados entre diferencias de cambio resultantes de modificaciones en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del mismo. Las diferencias de cambio se reconocen en el resultado del ejercicio y los otros cambios en el importe en libros se reconocen en el patrimonio, y son estos últimos reflejados de acuerdo con NIC 1 a través del estado de otros resultados integrales. Las diferencias de cambio sobre inversiones financieras en instrumentos de patrimonio mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, se presentan clasificados como activos financieros disponibles para la venta parte de la ganancia o pérdida en el valor razonable. Las diferencias de cambio sobre estas inversiones clasificadas como activos financieros disponibles para la venta, se incluyen en el patrimonio en la cuenta de reserva correspondiente, y son reflejados en el estado de otros resultados integrales.

Cuando el valor de un título clasificado como disponible para la venta se vende o su valor se deteriora, los ajustes acumulados por fluctuaciones en su valor razonable reconocidos en el patrimonio, se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otras ganancias (pérdidas)”.

Los intereses que, surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo, se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otros ingresos por función”. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otros ingresos por función” cuando se ha establecido el derecho del Grupo ENAP a percibir el pago de los dividendos.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan, se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (o el instrumento no cotiza en bolsa), el Grupo ENAP establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen, el uso de valores observados en transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referencias a otros instrumentos sustancialmente similares, el análisis de flujos de efectivo descontados y modelos de fijación de precios de opciones, haciendo uso máximo de información del mercado y usando lo menos posible información interna específica del Grupo ENAP. En caso que, ninguna técnica mencionada pueda ser utilizada para fijar el valor razonable, se registran las inversiones a su costo de adquisición neto de la pérdida por deterioro, si fuera el caso.

**n. Instrumentos financieros derivados y de cobertura** – Los contratos de derivados suscritos por el Grupo ENAP, corresponden principalmente a contratos forward de moneda y swaps de tasa de interés, para cubrir sus riesgos asociados con fluctuaciones en las tasas de interés y tipo de cambio y opciones Time Spread Swap (TSS), para cubrir el riesgo asociado al tiempo que transcurre entre el momento de la compra de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, todos ellos corresponden a contratos de cobertura, por lo que los efectos que se originen producto de los cambios en el valor razonable de este tipo de instrumentos, se registrarán en activos y pasivos de coberturas, siempre y cuando la cobertura de esta partida haya sido declarada como efectiva de acuerdo a su propósito de cobertura.

La correspondiente utilidad o pérdida del valor se reconocerá en resultados del ejercicio sólo en aquellos casos en que los contratos son liquidados o dejan de cumplir con las características de un contrato de cobertura.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante, depende de, si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. El Grupo ENAP actualmente mantiene sólo instrumentos designado como coberturas de un riesgo concreto asociado a un pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo).

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, de los contratos swap de tasa de interés, es determinado tomando como referencia los valores de mercado de instrumentos similares. El valor razonable, de los contratos TSS, es determinado tomando como referencia los valores de mercado del marcador Brent en el ICE Brent Crude Futures en Londres.

El valor razonable total, de los derivados de cobertura, se clasifica como un activo o pasivo no corriente, si el vencimiento restante de la partida cubierta es superior a 12 meses y como un activo o pasivo corriente, si el vencimiento restante de la partida cubierta es inferior a 12 meses.

i) *Coberturas de flujos de efectivo*: La parte efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados, que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo, se reconoce en el patrimonio a través del estado de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida, relativa a la porción inefectiva, se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

Los montos acumulados en el patrimonio neto se reclasifican al estado de resultados cuando la partida cubierta afecta los resultados (por ejemplo, cuando la venta proyectada cubierta ocurre o el flujo cubierto se realiza). Sin embargo, cuando la transacción prevista cubierta da como resultado el reconocimiento de un activo no financiero (por ejemplo existencias), las ganancias o pérdidas previamente reconocidas en el patrimonio neto se reclasifican como parte del costo inicial del activo. Estos montos diferidos son, finalmente, reconocidos en el costo de los productos vendidos, si se trata de existencias.

Cuando un instrumento de cobertura vence o se vende, o deja de cumplir con los requisitos exigidos para contabilidad de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio neto permanece en el patrimonio neto y se

reconoce cuando la transacción prevista afecte al estado de resultados. Cuando se espera que no se produzca una transacción prevista, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere al estado de resultados.

ii) *Derivados implícitos*: El Grupo ENAP evalúa la existencia de derivados implícitos, en los contratos, para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal, siempre que, el conjunto no esté contabilizado a valor razonable. Los derivados implícitos, son separados del contrato principal que no es medido a valor razonable a través de resultado, cuando el análisis muestra que las características económicas y los riesgos de los derivados implícitos no están estrechamente relacionados con el contrato principal.

**o. Reconocimiento de ingresos** – Los ingresos por ventas y servicios son reconocidos por el Grupo ENAP, cuando los riesgos relevantes y beneficios de la propiedad de los productos son transferidos al comprador y los productos son entregados en la ubicación acordada. Los ingresos son medidos al valor razonable de la consideración recibida o por recibir y representa los montos a recibir por los servicios provistos en el curso normal de los negocios, neto de los descuentos e impuestos relacionados.

El Grupo ENAP reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos puede ser valorado de manera fiable y es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir al Grupo ENAP, según se describe a continuación:

i) *Ventas de bienes*: Los ingresos por ventas de bienes se reconocen, cuando el Grupo ENAP ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente, de cumplirse, que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar, hasta que los productos se han enviado al lugar indicado por el comprador, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien el Grupo ENAP tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para su aceptación. Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de su venta. Se presume que no existe un componente de financiación significativo, debido a que las ventas se realizan con un ejercicio medio de cobro reducido, lo que está en línea con la práctica habitual del mercado.

ii) *Venta de servicios*: Los ingresos por ventas de servicios se reconocen cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función a los servicios efectivamente prestados a la fecha de cierre de los estados financieros.

iii) *Ingresos por dividendos*: Los dividendos son reconocidos por el Grupo Enap, cuando el derecho a recibir el pago queda establecido.

iv) *Ingresos por intereses*: Los intereses se reconocen usando el método de tasa de interés efectiva.

v) *Ingresos diferidos*: Los ingresos diferidos, corresponden a valores percibidos anticipadamente en virtud de un contrato de usufructo suscrito. Estos ingresos se amortizan linealmente con abono a resultados sobre base devengada.

**p. Existencias** – Las materias primas, productos en proceso, productos terminados y materiales, están valorizados inicialmente al costo. Posteriormente, al reconocimiento inicial, se valorizan al menor entre el valor neto realizable y el costo. El Grupo ENAP utiliza el método FIFO como método de costeo para los productos en existencia y el método del Precio Promedio Ponderado para los materiales.

El valor neto realizable, representa la estimación del precio de venta al cierre del ejercicio menos todos los costos estimados de terminación y los costos que serán incurridos en los procesos de comercialización, ventas y distribución.

**q. Provisión de beneficios a los empleados** – Los costos asociados a los beneficios contractuales del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el ejercicio, son cargados a resultados en el ejercicio en que se devengan.

Las obligaciones por concepto de indemnizaciones por años de servicios, surgen como consecuencia de acuerdos de carácter colectivo, suscritos con los trabajadores del Grupo ENAP, en los que se establece el compromiso por parte de

la empresa. El Grupo ENAP reconoce el costo de los beneficios del personal de acuerdo a cálculos actuariales, según lo requerido por la NIC 19 “Beneficios del personal” donde se consideran estimaciones como la expectativa de vida, permanencia futura e incrementos de salarios futuros. Para determinar dicho cálculo se ha utilizado una tasa de descuento del 6,49% anual.

**r. Otras provisiones y pasivos contingentes** – Las otras provisiones corresponden a obligaciones presentes, legales o asumidas, surgidas como consecuencia de un suceso pasado, para cuya cancelación se espera una salida de recursos, cuyo importe y oportunidad se pueden estimar fiablemente.

Los pasivos contingentes corresponden a obligaciones posibles, surgidas a raíz de sucesos pasados y cuya existencia ha de ser confirmada sólo por que ocurran o no ocurran uno o más hechos futuros inciertos que no están enteramente bajo el control de la Empresa; o una obligación presente, surgida a raíz de sucesos pasados, que no se ha reconocido contablemente porque no es probable que para satisfacerla se vaya a requerir una salida de recursos que incorporen beneficios económicos; o porque el importe de la obligación no pueda ser medido con la suficiente fiabilidad.

El Grupo ENAP no registra activos ni pasivos contingentes salvo aquellos que deriven de contratos de carácter oneroso, los cuales se registran como provisión y son revisados a fecha de cada estado de situación financiera para reflejar la mejor estimación existente a ese momento.

**s. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos** – ENAP y sus filiales en Chile, determinan la base imponible y calculan sus impuestos a la renta de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada ejercicio. En el caso de las filiales extranjeras, éstas presentan individualmente sus declaraciones de impuestos, de acuerdo con las normativas fiscales aplicables en el país de operación.

Los impuestos diferidos, originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria, de activos y pasivos, se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 “Impuesto a las ganancias”.

El impuesto a las ganancias, se registra en el estado de resultados o en las cuentas de patrimonio neto del estado de situación financiera consolidado, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base fiscal, generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo que se calculan utilizando las tasas fiscales que se espera que estén vigentes cuando los activos y pasivos se realicen.

Las variaciones producidas durante el ejercicio, en los impuestos diferidos de activo o pasivo, se registran en la cuenta de resultados consolidada o directamente en las cuentas de patrimonio del estado de situación financiera, según corresponda.

Los activos por impuestos diferidos se reconocen únicamente cuando se espera disponer de beneficios tributarios futuros, suficientes para compensar las diferencias temporarias.

**t. Otros pasivos financieros** – Los préstamos que devengan intereses y las obligaciones con el público y pasivos financieros de naturaleza similar, se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos en que se haya incurrido en la transacción. Posteriormente, se valorizan a su costo amortizado y cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

Las obligaciones financieras se clasifican como pasivos corrientes a menos que el Grupo ENAP tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha del balance.

**u. Arrendamientos financieros** – El arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad del activo, en su caso, puede o no ser transferida, el costo de los



activos arrendados se presenta en el Estado de Situación Financiera Consolidado, según la naturaleza del bien objeto del contrato y simultáneamente, se registra un pasivo por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado y la suma de los valores actuales de las cantidades a pagar al arrendador más, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra. Estos activos se amortizan con criterios similares a los aplicados al conjunto de las propiedades, planta y equipo de uso propio o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea menor.

Los gastos financieros asociados al pasivo financiero se cargan a resultado.

**v. Capital emitido** – El capital emitido se constituye por aportes y/o capitalizaciones de utilidades autorizados mediante oficios y/o Decretos Ley emanados por el Ministerio de Hacienda, los cuales constituyen la obligación legal que da origen a su registro.

**w. Distribución de dividendos** – La política de distribución de dividendos utilizada por ENAP, es la establecida a través de los oficios y/o Decretos Ley emanados por el Ministerio de Hacienda, los cuales constituyen la obligación legal que da origen a su registro.

**x. Medio ambiente** – La política contable del Grupo ENAP relacionada con el reconocimiento de los gastos medioambientales establece la activación cuando dichos desembolsos estén asociados a proyectos y reconocer con cargo a resultado el resto de los desembolsos.

**y. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar** – Las cuentas por pagar comerciales y las otras cuentas por pagar, se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se valorizan por su costo amortizado.

**z. Efectivo y equivalentes al efectivo** – El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, determinados por el método directo. En este estado de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- Efectivo y equivalentes al efectivo: El Grupo ENAP considera equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas, que tienen una duración original de tres meses o menos y cuyo riesgo de cambio en su valor es poco significativo.
- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo ENAP, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiación.
- Actividades de inversión: son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos a largo plazo y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- Actividades de financiación: son las actividades que producen variaciones en la composición del patrimonio neto, y de los pasivos de carácter financiero. En el ítem Otras entradas (salidas) de efectivo, de este flujo de actividades de financiación, se incluyen MUS\$ 518.624 por la colocación, en enero de 2013, de bonos nacionales por UF 6 millones y en diciembre de bonos en el mercado suizo por CHF 215 millones (ver Nota 21 b iii).

### **3.2 Nuevos pronunciamientos contables**

a) Las siguientes nuevas Normas e Interpretaciones han sido adoptadas en estos estados financieros:

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



**Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de:**

**Nuevas NIIF – NIC:**

NIIF 10, Estados Financieros Consolidados: Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados.	01.01.2013
NIIF 11, Acuerdos Conjuntos: Provee un reflejo más realista de los acuerdos conjuntos enfocándose en los derechos y obligaciones que surgen de los acuerdos más que su forma legal.	01.01.2013
NIIF 12, Revelaciones de participaciones en otras entidades: Reúne en una sola norma todos los requerimientos de revelaciones en los estados financieros relacionadas con las participaciones en otras entidades.	01.01.2013
NIIF 13, Medición del valor razonable: Reúne en una sola norma la forma de medir el valor razonable de activos y pasivos y las revelaciones necesarias sobre éste, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su	01.01.2013
NIC 27, Estados financieros separados: El alcance de esta norma se restringe a partir de este cambio solo a estados financieros separados, dado que los aspectos vinculados con la definición de control y consolidación	01.01.2013

**Enmiendas a NIIFs:**

NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales: Requiere que los ítems de los Otros Resultados Integrales se clasifiquen y agrupen evaluando si serán	01.07.2012
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones sobre compensación de activos y pasivos financieros: Requiere mejorar las revelaciones actuales de compensación de activos y pasivos financieros, con la finalidad de aumentar	01.01.2013
NIC 19, Beneficios a los empleados: En esencia, esta modificación elimina el método del corredor o banda de fluctuación y requiere que las fluctuaciones actuariales del período se reconozcan con efecto en los Otros Resultados Integrales. Adicionalmente, incluye modificaciones a las revelaciones de todos los beneficios de los	01.01.2013
NIC 28, Inversiones en asociadas y negocios conjuntos: Regula el tratamiento contable de estas inversiones mediante la aplicación del método de la participación	01.01.2013
NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos” y NIIF 12 “Revelaciones de participaciones en otras entidades”: Clarifica las disposiciones transitorias para NIIF 10, indicando que es necesario aplicarlas el primer día del periodo anual en la que se adopta la norma.	01.01.2013

**Mejoras a las Normas Internacionales de Información Financiera (2011)**

**Emitidas en mayo de 2012.**

NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera” – Aclara que una empresa puede aplicar NIIF 1 más de una vez, bajo ciertas circunstancias.	
NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera” – Aclara que una empresa puede optar por adoptar NIC 23, "Costos por intereses" en la fecha de transición o desde una fecha anterior.	
NIC 1 “Presentación de Estados Financieros” – Clarifica requerimientos de información comparativa cuando la entidad presenta una tercera columna de balance.	
NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera” – Como consecuencia de la enmienda a NIC 1 anterior, clarifica que una empresa que adopta IFRS por primera vez puede entregar información en notas para todos los periodos presentados.	
NIC 16 “Propiedad, Planta y Equipos” – Clarifica que los repuestos y el equipamiento de servicio será clasificado como Propiedad, planta y equipo más que inventarios, cuando cumpla con la definición de Propiedad, planta y equipo.	
NIC 32 “Presentación de Instrumentos Financieros” – Clarifica el tratamiento del impuesto a las ganancias relacionado con las distribuciones y costos de transacción	01.01.2013

**Nuevas Interpretaciones:**

CINIIF 20, Costos de desbroce (stripping costs) en la fase de producción de minas a cielo abierto: Regula el reconocimiento de costos por la remoción de desechos de sobrecarga “Stripping Costs” en la fase de producción	01.01.2013
--	------------

La adopción de estas normas, enmiendas e interpretaciones no tienen un impacto significativo en los estados financieros consolidados.

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



b) Las nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2013, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas son las siguientes:

	<u><b>Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de:</b></u>
<b><u>Nuevas NIIF - NIC:</u></b>	
NIIF 9, Instrumentos Financieros: El principal cambio es que, en los casos en que se toma la opción del valor razonable de los pasivos financieros, la parte del cambio de valor razonable atribuibles a cambios en el riesgo de crédito propio de la entidad es reconocida en otros resultados integrales en lugar de resultados, a menos que esto	Sin determinar
<b><u>Enmiendas a NIIFs:</u></b>	
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros: Aclara los requisitos para la compensación de activos y pasivos financieros en el Estado de Situación Financiera. Específicamente, indica que el derecho de compensación debe estar disponible a la fecha	01.01.2014
NIC 27 “Estados Financieros Separados” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIIF 12 “Información a revelar sobre participaciones en otras entidades”: Las modificaciones incluyen la definición de una entidad de inversión e introducen una excepción para consolidar ciertas subsidiarias pertenecientes a entidades de	01.01.2014
NIC 36 “Deterioro del Valor de los Activos”: Modifica la información a revelar sobre el importe recuperable de activos no financieros alineándolos con los requerimientos de NIIF 13.	01.01.2014
NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”: Establece determinadas condiciones que debe cumplir la novación de derivados, para permitir continuar con la contabilidad de cobertura; esto con el fin de evitar que novaciones que son consecuencia de leyes y regulaciones afecten los estados financieros.	01.01.2014
NIIF 9 “Instrumentos Financieros”: Las modificaciones incluyen como elemento principal una revisión sustancial de la contabilidad de coberturas para permitir a las entidades reflejar mejor sus actividades de gestión	Sin determinar
NIC 19 “Beneficios a los empleados”: Esta modificación se aplica a las contribuciones de los empleados o terceras partes en los planes de beneficios definidos.	01.07.2014
<b><u>Nuevas Interpretaciones:</u></b>	
	<b><u>Obligatoria para ejercicios iniciados a partir de:</u></b>
CINIIF 21, Gravámenes: Define un gravamen como una salida de recursos que incorpora beneficios económicos que es impuesta por el Gobierno a las entidades de acuerdo con la legislación vigente. Indica el tratamiento contable para un pasivo para pagar un gravamen si ese pasivo esta dentro del alcance de NIC 37.	01.01.2014
<b><u>Mejoras a las Normas Internacionales de Información Financiera (2012). Emitidas en diciembre de 2013.</u></b>	
NIIF 2 “Pagos basados en acciones” – Se clarifican las definición de “Condiciones para la consolidación (o irrevocabilidad) de la concesión” (vesting conditions) y “Condiciones de mercado” (market conditions) y se definen separadamente las “Condiciones de rendimiento” (performance conditions) y “Condiciones de servicio”	01.07.2014
NIIF 3, "Combinaciones de negocios" - Se modifica la norma para aclarar que la obligación de pagar una contraprestación contingente que cumple con la definición de instrumento financiero se clasifica como pasivo financiero o como patrimonio, sobre la base de las definiciones de la NIC 32, "Instrumentos financieros:	01.07.2014
NIIF 8 “Segmentos de operación” - La norma se modifica para incluir el requisito de revelación de los juicios hechos por la administración en la agregación de los segmentos operativos.	01.07.2014
NIIF 13 "Medición del valor razonable”: El IASB ha modificado la base de las conclusiones de la NIIF 13 para aclarar que no tenía la intención de eliminar la capacidad de medir las cuentas por cobrar y por pagar a corto	01.07.2014
NIC 16, "Propiedad, planta y equipo", y NIC 38, "Activos intangibles": Aclara cómo se trata el valor bruto en libros y la depreciación acumulada cuando la entidad utiliza el modelo de revaluación. En estos casos, el valor en libros del activo se actualiza al importe revaluado y la división de tal revalorización entre el valor bruto en libros y la depreciación acumulada se trata de una de las siguientes formas: 1) o bien se actualiza el importe bruto en libros de una manera consistente con la revalorización del valor en libros y la depreciación acumulada se ajusta para igualar la diferencia entre el valor bruto en libros y el valor en libros después de tomar en cuenta	01.07.2014
NIC 24, "Información a revelar sobre partes relacionadas" - La norma se modifica para incluir, como entidad vinculada, una entidad que presta servicios de personal clave de dirección a la entidad que informa o a la matriz	01.07.2014

Mejoras a las Normas Internacionales de Información Financiera (2013). Emitidas en diciembre de 2013.

NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera” - Clarifica que cuando una nueva versión de una norma aún no es de aplicación obligatoria, pero está disponible para la adopción anticipada, un adoptante de IFRS por primera vez, puede optar por aplicar la versión antigua o la adopción anticipada.	01.07.2014
NIIF 3 “Combinaciones de negocios” - Se modifica la norma para aclarar que la NIIF 3 no es aplicable a la contabilización de la formación de un acuerdo conjunto bajo NIIF11. La enmienda también aclara que sólo se aplica la exención del alcance en los estados financieros del propio acuerdo conjunto.	01.07.2014
NIIF 13 “Medición del valor razonable” - Se aclara que la excepción de cartera en la NIIF 13, que permite a una entidad medir el valor razonable de un grupo de activos y pasivos financieros por su importe neto, aplica a todos los contratos (incluyendo contratos no financieros) dentro del alcance de NIC 39 o NIIF 9.	01.07.2014
NIC 40 “Propiedades de Inversión” - Se modifica la norma para aclarar que la NIC 40 y la NIIF 3 no son mutuamente excluyentes. La NIC 40 proporciona una guía para distinguir entre propiedades de inversión y propiedades ocupadas por sus dueños. Al prepararse la información financiera, también tiene que considerarse la guía de aplicación de NIIF 3 para determinar si la adquisición de una propiedad de inversión es o no una combinación de negocios. La enmienda es aplicable para ejercicios iniciados a partir del 1 de julio de 2014, pero	01.07.2014

La administración de la Empresa estima que la futura adopción de las normas e interpretaciones antes descritas no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados.

#### 4. GESTIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS Y DEFINICIÓN DE COBERTURAS

En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento, el Grupo ENAP está expuesto a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa el valor económico de sus flujos y activos y, en consecuencia, sus resultados.

La Empresa dispone de una organización y de sistemas de información, administrados por la Gerencia de Finanzas Corporativa, que permiten identificar dichos riesgos, determinar su magnitud, proponer al Directorio medidas de mitigación, ejecutar dichas medidas y controlar su efectividad.

A continuación se presenta una definición de los riesgos que enfrenta el Grupo ENAP una caracterización y cuantificación de éstos para el Grupo ENAP, así como una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte de la Empresa, si es el caso.

##### a) Riesgo de mercado

Es la posibilidad de que la fluctuación de variables de mercado tales como tasas de interés, tipo de cambio, precios o índices de crudo y productos, etc., produzcan pérdidas económicas debido a la desvalorización de flujos o activos o a la valorización de pasivos, debido a la nominación o indexación de éstos a dichas variables.

**a.1) Riesgo de tasa de interés** - La estructura de financiamiento del Grupo ENAP considera una mezcla de fuentes de fondos afectos a tasa fija (principalmente bonos) y tasa variable (préstamos bilaterales, préstamos sindicados, documentos por pagar o forfaiting, préstamos bancarios de corto plazo y financiamiento de proveedores).

La porción del financiamiento afecto a tasa de interés variable, usualmente consistente en la tasa flotante LIBOR de 3 ó 6 meses más un margen, expone al Grupo ENAP a cambios en sus gastos financieros en el escenario de fluctuaciones de la tasa LIBOR.

La deuda financiera total del Grupo ENAP al 31 de diciembre de 2013 se resume en el siguiente cuadro, desglosada entre deuda a tasa fija y deuda a tasa variable.

<b>En millones de US\$</b>	<b>Tasa fija</b>	<b>Tasa flotante</b>	<b>Totales</b>
Deuda bancaria corto plazo	-	150	150
Deuda bancaria largo plazo	76	1.197	1.273
Arrendamiento financiero	10	-	10
Bonos internacionales	1.692	-	1.692
Bonos locales	-	700	700
<b>Totales</b>	<b>1.778</b>	<b>2.047</b>	<b>3.825</b>

Nota: los datos del cuadro adjunto corresponden solo a valor capital de la deuda y no intereses devengados y otros conceptos. Los bonos internacionales y locales se presentan a su valor nominal (carátula), no a costo amortizado como en el balance. Ya que la tasa de interés se aplica al valor nominal de los bonos, dicho valor permite cuantificar correctamente la exposición del Grupo ENAP a la tasa fija o variable, objeto de esta sección. Los bonos locales están denominados en UF y son presentados a su valor carátula equivalente en US\$ al 31 de diciembre de 2013.

**Instrumentos de mitigación del riesgo:**

Con el fin de reducir la variabilidad de sus gastos financieros, el Grupo ENAP ha contratado diversos instrumentos de cobertura aplicables a algunas de las partidas de deuda del cuadro anterior:

Se han contratado instrumentos del tipo *interest rate swap* para pasar a tasa fija MUS\$ 323.048 de la deuda bancaria de largo plazo y *cross currency swaps* para fijar la tasa y tipo de cambio del bono emitidos en UF y en CHF (el notional asciende a MUS\$ 930.924).

**Exposición residual al riesgo:**

Considerando la existencia de los instrumentos de cobertura señalados anteriormente, el saldo neto de obligaciones de ENAP cuyo costo financiero permanece plenamente afecto a las fluctuaciones de la tasa de interés LIBO asciende a MUS\$ 793.028, es decir, el 38,7% del total. En función de dicho monto, un incremento de un 1% en la tasa LIBO aplicable (trimestral o semestral según el tipo de deuda) generaría un incremento anual de los gastos financieros de la empresa de aproximadamente MUS\$ 7.930.

**a.2) Riesgo de tipo de cambio** - La moneda funcional del Grupo ENAP es el dólar estadounidense, sin embargo, existen partidas relevantes de los estados financieros denominadas en moneda local (pesos o UF) como la facturación de ventas y obligaciones financieras. Las cuales están expuestas a cambios en su valor en dólares en la medida que se produzcan fluctuaciones en la paridad peso/US\$ o UF/US\$.

**Medidas de mitigación:**

La exposición del flujo de facturación a las variaciones en el tipo de cambio se minimiza fundamentalmente a través de la política de precios de productos basada en la paridad de importación, mecanismo por el cual el precio de venta local de los productos es recalculado semanalmente de acuerdo al tipo de cambio vigente.

Con respecto a las partidas del balance, las principales partidas expuestas son los bonos locales (denominados en UF) y las cuentas por cobrar correspondientes a las ventas locales (denominadas en pesos). El Grupo ENAP ejecuta operaciones de cobertura para mitigar el riesgo cambiario asociado a ambas partidas.

El capital adeudado de los bonos locales del Grupo ENAP al 31 de diciembre de 2013 asciende a UF 15.750.000. A partir de dicho monto y de las paridades CLP/US\$ y CLP/UF vigentes en dicha fecha (\$524,61 y \$23.309,56), una

variación de \$10 en el tipo de cambio CLP/US\$ produciría los siguientes efectos en el valor medido en dólares de los bonos:

<u>Tipo de Cambio</u>	<u>Variación en Valorización Bonos MUS\$</u>
Aumenta en \$10 (\$534,61)	13.090
Disminuye en \$10 (\$514,61)	(13.599)

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.

Por su parte, el saldo al 31 de diciembre de 2013 de cuentas por cobrar correspondientes a ventas locales ascendió al equivalente de MUS\$ 766.371. Lo anterior implica que un aumento del tipo de cambio de \$10 produciría una disminución del valor en dólares de las cuentas por cobrar de aproximadamente MUS\$ 14.608.

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 100% de las ventas estimadas para dicha semana y por plazos correspondientes a las fechas estimadas de cobro de la respectiva facturación.

**a.3) Riesgo de precio de commodities:** El negocio de la Línea Refinación & Comercialización del Grupo ENAP 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 obtenido por el Grupo 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 efecto en resultados de MUS\$ 72.000.

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. 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.

Por otra parte, debido al tiempo que transcurre entre el momento de la compra de los crudos y la venta de los productos refinados a partir de éstos, ENAP está afecta también al *time spread* o riesgo de que al producirse la venta de los productos, sus precios se encuentren en un nivel más bajo que el imperante en el momento de la compra del crudo. Las pérdidas o ganancias producidas por este motivo aumentan la volatilidad del resultado operacional del Grupo ENAP.

El Grupo ENAP importa en promedio aproximadamente 6 millones de bbl de petróleo crudo mensuales. Una caída de US\$ 1 / bbl en el precio de la canasta de productos durante el ciclo de inventario de refinación, tiene un efecto inmediato de MUS\$ 6.000 en el margen de refinación.

La política de cobertura para la mitigación del riesgo de desvalorización de inventario (embarques de petróleo crudo) consiste en 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 refinados. 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.

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.

Por otra parte, el negocio de la Línea Exploración & Producción consiste principalmente en las actividades de exploración y explotación de reservas de hidrocarburos y su venta en el mercado internacional. En consecuencia, sus resultados están directamente relacionados con los niveles internacionales de precio del petróleo y gas.

Con el fin de mitigar dicho riesgo, el Grupo ENAP orienta sus esfuerzos en la constante mejora operacional con el fin de mantener una estructura de costos eficiente. La empresa no recurre en forma sistemática al uso de derivados como mecanismo de cobertura para sus ventas de producción propia, aunque en forma puntual se han cerrado operaciones de este tipo.

#### **b) Riesgo de liquidez**

Este riesgo está asociado a la capacidad de la empresa para amortizar o refinanciar a precios de mercado razonables los compromisos financieros adquiridos, y a su capacidad para ejecutar sus planes de negocios con fuentes de financiamiento estables.

La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes al 31 de diciembre de 2013:

<b>En millones de US\$</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019 y +</b>	<b>Totales</b>
Deuda bancaria corto plazo	150	-	-	-	-	-	150
Deuda bancaria largo plazo	96	496	267	164	146	104	1.273
Arrendamiento financiero	2	2	2	2	2	-	10
Bonos internacionales	150	-	-	-	242	1.300	1.692
Bonos locales	-	-	-	89	-	611	700
<b>Totales</b>	<b>398</b>	<b>498</b>	<b>269</b>	<b>255</b>	<b>390</b>	<b>2.015</b>	<b>3.825</b>

Con el fin de minimizar el riesgo de liquidez, el Grupo ENAP mantiene dentro de su estructura de financiamiento una mezcla de deuda de corto y largo plazo, diversificada por tipo de acreedor y mercado, gestionando con anticipación el refinanciamiento de las obligaciones de corto plazo.

#### **c) Riesgo de crédito**

Este riesgo está referido a la capacidad de terceros de cumplir con sus obligaciones financieras con el Grupo ENAP. Dentro de las partidas expuestas a este riesgo se distinguen 3 categorías:

**c.1) Activos financieros** - Corresponde a los saldos de efectivo y equivalente, depósitos a plazo, operaciones con pactos de retrocompra y valores negociables en general. La capacidad del Grupo ENAP de recuperar estos fondos a su vencimiento depende de la solvencia del banco en el que se encuentren depositados.

Como mitigante a este riesgo, el Grupo ENAP tiene una política financiera que especifica parámetros de calidad crediticia que deben cumplir las instituciones financieras para poder ser consideradas elegibles como depositarias de los productos señalados arriba, así como límites máximos de concentración por institución.

**c.2) Obligaciones de contrapartes en derivados** - Corresponde al valor de mercado a favor del Grupo ENAP de contratos derivados vigentes con bancos.

Como mitigante a este riesgo, el Grupo ENAP tiene una política de administración de productos derivados que especifica parámetros de calidad crediticia que deben cumplir las instituciones financieras para poder ser consideradas elegibles como contrapartes.

**c.3) Deudores por ventas** - El riesgo de incobrabilidad de los deudores por venta del grupo es significativamente bajo, toda vez que casi la totalidad de las ventas locales (>95%) corresponden a facturación a las 4 principales empresas distribuidoras de combustibles o a empresas distribuidoras de gas licuado.

Por su parte, la incorporación de nuevos clientes está sujeta al análisis de su solvencia financiera y a su aprobación por el Comité de Crédito del Grupo ENAP. Dicho comité coordina las acciones de cobranza requeridas en caso de atraso en los pagos.

Al 31 de diciembre de 2013, la exposición total del Grupo ENAP a los deudores por venta ascendía a MUS\$ 934.082 según se indica en la Nota 10.

No hay garantías por montos significativos para cubrir dicha exposición, pues, como se ha señalado, casi la totalidad de las ventas corresponden a empresas distribuidoras de combustible o de gas licuado, con las cuales el Grupo ENAP opera en base a ventas a crédito sin garantía. La estimación de deudores incobrables al 31 de diciembre de 2013 asciende a MUS\$ 1.282.

## 5. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRITICOS

### Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es de responsabilidad de la Alta Administración del Grupo ENAP.

En los presentes estados financieros consolidados se han utilizado estimaciones realizadas por la Administración del Grupo ENAP y de las entidades consolidadas para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, sin embargo, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja), lo que se haría conforme a lo establecido en la NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo en el ejercicio los efectos del cambio de la estimación, si la revisión afecta sólo el presente ejercicio, o en el ejercicio de revisión y ejercicio futuros si el cambio afecta a ambos.

En la aplicación de las políticas contables del Grupo ENAP, las cuales se describen en la Nota N°3, la administración hace estimaciones y juicios en relación al futuro sobre los valores en libros de los activos y pasivos. Las estimaciones



y los supuestos asociados se han basado en la experiencia histórica y en otros factores que son considerados relevantes. Los resultados reales podrían diferir de estas estimaciones.

La administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto sobre las cifras presentadas en los estados financieros, por lo tanto cambios en estos supuestos y estimaciones podrían tener un efecto en los estados financieros consolidados.

A continuación se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la administración:

**1. Deterioro de activos** - A la fecha de cierre de cada ejercicio, o en aquella fecha en que se considere necesario, se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el importe del saneamiento necesario. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo.

En el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado activos tangibles o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio o bajo circunstancias consideradas necesarias para realizar tal análisis.

El monto recuperable es el mayor entre el valor de mercado menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación del inmovilizado material, el valor en uso es el criterio utilizado por Grupo ENAP y para el cálculo del valor de recuperación del inventario, el valor de mercado es el criterio utilizado por Grupo ENAP.

Para estimar el valor en uso, Grupo ENAP prepara las estimaciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes aprobados por la Administración del Grupo ENAP. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones disponibles de ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando tanto las mejores estimaciones como la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa, antes de impuestos, que recoge el costo de capital del negocio en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general para el negocio.

En el caso de que el importe recuperable sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo a resultados.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su valor recuperable aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el deterioro.

**2. Vidas útiles de Propiedades, planta y equipo** - La administración del Grupo ENAP estima las vidas útiles y basado en ellas los correspondientes cargos por depreciación de sus propiedades, planta y equipo. Esta estimación está basada en estudios técnicos preparados por especialistas internos y externos. Cuando existan indicios que aconsejen cambios en las vidas útiles de estos bienes, ello debe hacerse utilizando estimaciones técnicas al efecto. La administración incrementará el cargo por depreciación cuando las vidas útiles sean inferiores a las vidas estimadas anteriormente o depreciará o eliminará activos obsoletos técnicamente o no estratégicos que se hayan abandonado o vendido. El Grupo ENAP revisa las vidas útiles estimadas de los bienes de propiedad, planta y equipo, al cierre de cada ejercicio de reporte financiero anual.

**3. Reservas de crudo y gas** - La estimación de las reservas de crudo y gas es parte integral del proceso de toma de decisiones del Grupo ENAP. El volumen de las reservas de crudo y gas se utiliza para el cálculo de la depreciación utilizando los ratios de unidad de producción, así como para la evaluación de la recuperabilidad de las inversiones en activos de Exploración y Producción.

**4. Valor razonable de los instrumentos derivados y otros instrumentos financieros** - El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en un mercado activo se determina usando técnicas de valoración. El Grupo ENAP usa el juicio para seleccionar una variedad de métodos y hacer hipótesis que se basan principalmente en las condiciones de mercado existentes en la fecha de balance. En el caso de los instrumentos financieros derivados, los supuestos realizados están basados en las tasas de mercado cotizadas ajustadas por las características específicas del instrumento.

Los otros instrumentos financieros se valorizan usando un análisis de los flujos de efectivo descontados basado en presunciones sustentadas, cuando sea posible, por los precios o tasas de mercado observadas.

**5. Provisiones por litigios y otras contingencias** - El costo final de la liquidación de denuncias y litigios puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las normas, opiniones y evaluaciones finales de la cuantía de daños. Por tanto, cualquier variación en circunstancias relacionadas con este tipo de contingencias, podría tener un efecto significativo en el importe de la provisión por contingencias registrada.

El Grupo ENAP realiza juicios y estimaciones al registrar costos y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costos y planes esperados de remediación, momento del tiempo del desembolso efectivo, tasa de interés para descontar los flujos futuros, entre otros, con el fin de determinar su valor razonable. En el caso de las provisiones medioambientales, los costos pueden diferir de las estimaciones debido a cambios en leyes y regulaciones, descubrimiento y análisis de las condiciones del lugar, así como a variaciones en las tecnologías de saneamiento. Por tanto, cualquier modificación en los factores o circunstancias relacionados con este tipo de provisiones, así como en las normas y regulaciones, podría tener, como consecuencia, un efecto significativo en las provisiones registradas.

**6. Cálculo del impuesto a las ganancias y activos por impuestos diferidos** - Los activos y pasivos por impuestos se revisan en forma periódica y los saldos se ajustan según corresponda. El Grupo ENAP considera que se ha hecho una adecuada provisión de los efectos impositivos futuros, basada en hechos, circunstancias y leyes fiscales actuales. Por otra parte, los activos provenientes de las pérdidas tributarias acumuladas, provenientes de empresas chilenas a la fecha de los presentes estados financieros consolidados, se han estimado totalmente recuperables por la administración en atención a que estas no tienen plazos de expiración y por lo tanto podrían ser recuperadas a través de utilidades tributarias futuras. Sin embargo, la posición fiscal podría cambiar, originando resultados diferentes con impacto en los montos reportados en los estados financieros consolidados.

## 6. ACTIVOS FINANCIEROS

El Grupo ENAP clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, préstamos y cuentas por cobrar, disponibles para la venta y derivados de cobertura, según el siguiente detalle al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

<b>Al 31 de diciembre de 2013</b>					
<b>Rubro</b>	<b>A valor razonable con cambio en resultado MUS\$</b>	<b>Mantenidos hasta el vencimiento MUS\$</b>	<b>Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$</b>	<b>Disponibles para la venta MUS\$</b>	<b>Derivados de cobertura MUS\$</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	469.013	-	-
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	152
Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar	-	-	995.817	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	33.128	-	-
<b>Total activos financieros corrientes</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.497.958</b>	<b>-</b>	<b>152</b>
Otros activos financieros	-	35	9.866	13.762	23.590
Derechos por cobrar no corrientes	-	-	18.584	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	1.916	-	-
<b>Total activos financieros no corriente</b>	<b>-</b>	<b>35</b>	<b>30.366</b>	<b>13.762</b>	<b>23.590</b>
<b>Al 31 de diciembre de 2012</b>					
<b>Rubro</b>	<b>A valor razonable con cambio en resultado MUS\$</b>	<b>Mantenidos hasta el vencimiento MUS\$</b>	<b>Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$</b>	<b>Disponibles para la venta MUS\$</b>	<b>Derivados de cobertura MUS\$</b>
Efectivo y equivalente al efectivo	-	-	180.852	-	-
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	562
Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar	-	-	909.204	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	59.158	-	-
<b>Total activos financieros corrientes</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.149.214</b>	<b>-</b>	<b>562</b>
Otros activos financieros	-	35	644	13.762	55.720
Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar	-	-	20.690	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	4.933	-	-
<b>Total activos financieros no corriente</b>	<b>-</b>	<b>35</b>	<b>26.267</b>	<b>13.762</b>	<b>55.720</b>

**7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO**

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

<b>Detalle:</b>	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$
Caja	114	67
Bancos	278.231	159.939
Fondos mutuos	19.067	-
Depósitos a plazo	152.535	-
Pactos	19.066	20.846
<b>Totales</b>	<b>469.013</b>	<b>180.852</b>

El detalle de efectivo y equivalentes al efectivo en moneda de origen, es el siguiente:

<b>Detalle:</b>	<b>Moneda</b>	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	US\$	373.559	114.062
Efectivo y equivalentes al efectivo	Ch\$	63.892	56.879
Efectivo y equivalentes al efectivo	AR\$	362	9.829
Efectivo y equivalentes al efectivo	UK £	82	82
Efectivo y equivalentes al efectivo	EG £	31.118	-
<b>Totales</b>		<b>469.013</b>	<b>180.852</b>

Los depósitos a plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones. Los pactos son instrumentos de renta fija y corresponden a operaciones de compra con retroventa con vencimiento inferior a 30 días. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no existen sobregiros bancarios presentados como efectivo y efectivo equivalente.

**8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES**

El detalle es el siguiente:

<b>Detalle:</b>	<b>Corrientes</b>		<b>No Corrientes</b>	
	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$
Derivados de cobertura (a)	152	562	23.590	55.720
Inversión en otras sociedades (b)	-	-	13.762	13.762
Otros por cobrar	-	-	9.866	644
Scrow account	-	-	35	35
<b>Totales</b>	<b>152</b>	<b>562</b>	<b>47.253</b>	<b>70.161</b>

(a) Ver detalle en nota 21 a).

(b) El detalle de las inversiones en otras sociedades al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

<b>Detalle:</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
Terminales Marítimos Patagónicos S.A.	7.664	7.664
Electrogas S.A.	6.091	6.091
Asociación Gremial de Industriales Químicos A.G.	7	7
<b>Totales</b>	<b>13.762</b>	<b>13.762</b>

## 9. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

<b>Detalle:</b>	<b>Corrientes</b>		<b>No corrientes</b>	
	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Suministro de Gas Natural pagado por anticipado	-	8.459	-	-
Arriendos de naves pagados por anticipado	3.050	3.798	-	-
Derechos pagados por anticipado	-	621	-	-
Gastos pagados por anticipado SS/EE Torquemada	582	581	5.138	5.721
Platino incorporado en catalizadores	-	-	43.277	35.768
Otros	531	1.137	123	-
<b>Total</b>	<b>4.163</b>	<b>14.596</b>	<b>48.538</b>	<b>41.489</b>

## 10. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

<b>Detalle:</b>	<b>Corrientes</b>		<b>No corrientes</b>	
	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Deudores por ventas	934.082	834.892	-	-
Deudores varios	40.708	20.543	18	20
Otros deudores	22.309	55.051	18.566	20.670
Estimación deudores incobrables	(1.282)	(1.282)	-	-
<b>Totales</b>	<b>995.817</b>	<b>909.204</b>	<b>18.584</b>	<b>20.690</b>

Los valores razonables de deudores por ventas, deudores varios y otros deudores corresponden a sus valores libros.

**a) Vigencia cuentas por cobrar vencidas y no deterioradas**

A continuación se detalla la vigencia de las cuentas por cobrar vencidas pero no deterioradas:

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
	MUS\$	MUS\$
De 1 día hasta 30 días	92.996	95.831
De 31 días hasta 60 días	12.403	11.967
De 61 días hasta 90 días	13.240	12.979
Más de 90 días hasta 1 año	4.090	23.680
Más de 1 año	<u>2.343</u>	<u>8.335</u>
Totales	<u><u>125.072</u></u>	<u><u>152.792</u></u>

Los saldos vencidos y no deteriorados incluidos en este rubro devengan intereses, calculados utilizando la tasa máxima convencional publicada en el Diario Oficial.

El período medio de cobro a deudores por venta al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es de 19,8 y 18,9 días, respectivamente, para la Línea R&C y de 82 y 90 días, respectivamente, para la Línea E&P.

**b) Provisiones de incobrables**

El monto de la provisión de cuentas incobrables al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
	MUS\$	MUS\$
Más de 1 año	<u><u>(1.282)</u></u>	<u><u>(1.282)</u></u>

Considerando la solvencia de los deudores y el comportamiento histórico de la cobranza, el Grupo ha estimado que la provisión de deudores incobrables al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 es suficiente.

## 11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Las cuentas por cobrar, por pagar y las transacciones con partes relacionadas son las siguientes:

### a) Cuentas por cobrar

Corrientes:						
RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	21.861	15.311
0-E	Primax S.A.	Perú	Asociada	US\$	-	28.025
78.335.760-7	Petropower Energía Ltda.	Chile	Asociada	US\$	969	4.914
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	US\$	-	2.761
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	4.369	4.281
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	US\$	2.777	-
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	US\$	1.363	2.065
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Asociada	US\$	618	618
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. Golfo de Guayaquil Petroenap	Chile	Asociada	US\$	913	925
0-E	Compañía de Economía Mixta	Ecuador	Asociada	US\$	258	258
Totales					<u>33.128</u>	<u>59.158</u>
No corrientes:						
RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
96.856.650-4	Innergy Holding S.A.	Chile	Asociada	US\$	1.524	4.541
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	392	392
Totales					<u>1.916</u>	<u>4.933</u>

### b) Cuentas por pagar

Corrientes:						
RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
0-E	Primax S.A.	Perú	Asociada	US\$	-	20.129
76.384.550-8	Sociedad Nacional Marítima S.A.	Chile	Asociada	US\$	-	2.452
78.335.760-7	Petropower Energía Ltda.	Chile	Asociada	US\$	29.447	39.640
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US\$	3.601	2.654
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	12.547	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	US\$	404	231
76.030.514-6	SK Converge S.A.	Chile	Relación a través de Entidad Estructurada	US\$	-	9
99.598.300-1	Sigdo Koppers S.A.	Chile	Relación a través de Entidad Estructurada	US\$	-	8
99.515.800-0	SK Inversiones Petroquímicas S.A.	Chile	Relación a través de Entidad Estructurada	US\$	-	-
Totales					<u>45.999</u>	<u>65.123</u>

Los saldos y transacciones con entidades relacionadas se ajustan a lo establecido en el artículo N° 89 de la Ley N° 18.046, que establece que las operaciones entre sociedades coligadas, entre la matriz y sus filiales y las que efectúe una sociedad anónima abierta, deberán observar condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado, es decir, hechas en condiciones de independencia mutua entre las partes.

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



**c) Transacciones con partes relacionadas**

El detalle de las transacciones con empresas relacionadas son las siguientes:

					31.12.2013	31.12.2012	Efecto en resultados (Cargo) / Abono	
					MUS\$	MUS\$	31.12.2013	31.12.2012
							MUS\$	MUS\$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	366.514	668.598	-	-
				Intereses recibidos	57	60	57	60
O-E	Primax S.A.	Perú	Asociada	Venta de productos	267.949	351.124	6.048	(8.438)
				Compras de servicios	-	355	-	-
				Dividendos	-	14.700	-	-
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	Venta de productos	16.887	55.309	542	(999)
				Dividendo	571	-	-	-
78.335.760-7	Petropower Energia Ltda.	Chile	Asociada	Compra de servicios	38.221	70.119	-	-
				Venta de servicios	-	312	-	262
				Pago de préstamo	-	11.600	-	-
				Intereses recibidos	-	250	-	250
				Distribución de utilidades	555	1.060	-	-
				Reconocimiento Surplus	19.140	19.140	19.140	19.140
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	36.877	50.969	-	-
				Venta de servicios	259	1.463	83	214
				Dividendos	3.778	2.379	-	-
76.384.550-8	Sociedad Nacional Marítima S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	23.377	30.164	-	-
				Venta de servicios	608	141	(26)	106
96.856.650-4	Innergy Holding S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	1.553	3.272	-	-
				Venta de productos	7.267	2.908	2.604	48
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.		Asociada	Dividendos	6.353	5.634	-	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	2.899	4.972	-	-
			Asociada	Dividendo	355	297	-	-
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	Dividendo	-	6.106	-	-
79.069.258-1	Biocomsa S.A.	Chile	Asociada	Aporte de capital	-	201	-	-
96.971.330-6	Geotermica del Norte S.A.	Chile	Asociada	Aporte de capital	-	2.085	-	-
99.577.350-3	Empresa Nacional del Geotermia S.A.	Chile	Asociada	Aporte de capital	-	3.550	-	-

**d) Remuneración del Honorable Directorio**

El detalle de las remuneraciones al Honorable Directorio es la siguiente:

Nombre	Rut	Cargo	31.12.2013	31.12.2012
			MUS\$	MUS\$
<b>Directorio Actual</b>				
Jorge Bunster Betteley	6.066.143-k	Presidente	-	-
Hernán Cheyre Valenzuela	6.375.408-0	Vicepresidente	-	-
Felipe Morandé Lavín	7.246.745-0	Director	14	15
Fernando Ramirez Pendibene	7.876.527-5	Director	10	15
Fernán Gazmuri Plaza	4.461.192-9	Director	4	-
Ramón Jara Araya	5.899.198-8	Director	-	-
Carlos Díaz Vergara	7.033.701-0	Director	13	16
Jorge Fierro Andrade	9.925.434-3	Director	14	15
<b>Subtotal</b>			<b>55</b>	<b>61</b>
<b>Directores Anteriores</b>				
Rodolfo Krause Lubascher	4.643.327-0	Director	8	17
Iván Pérez Pavez	6.902.930-2	Director	-	4
<b>Subtotal</b>			<b>8</b>	<b>21</b>
<b>Totales</b>			<b>63</b>	<b>82</b>

La retribución a los miembros del Honorable Directorio no tiene relación con los resultados en el desempeño de la Empresa.



**Personal Clave de la Gerencia**

Las remuneraciones brutas de la plana ejecutiva pagadas durante el ejercicio 2013, ascienden a MUS\$3.183 y considera las 12 posiciones ejecutivas principales del Grupo ENAP; las remuneraciones brutas pagadas en igual ejercicio de 2012, ascendieron a MUS\$ 3.358 y consideraba 12 posiciones ejecutivas principales del Grupo ENAP. Los cargos considerados en los montos informados corresponden a aquellos ejecutivos que tienen autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de la entidad.

La Empresa no mantiene obligaciones devengadas a los Ejecutivos Principales por concepto de Beneficios de Corto y Largo Plazo y Pagos Basados en Acciones.

Por otra parte los Beneficios por terminación provisionados al 31 de diciembre de 2013, ascendieron a MUS\$155.

**Planes de incentivos al personal clave – Renta Variable**

Grupo ENAP cuenta con un Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, con excepción del Gerente General.

Su propósito es incentivar la agregación de valor al Grupo ENAP, mejorando el trabajo en equipo y el desempeño individual.

Los factores considerados para la determinación del incentivo son los siguientes:

- Resultados financieros anuales de la empresa;
- Resultados de área y nivel de cumplimiento de metas alcanzado por cada gerencia.
- Resultados individuales.

Para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, no se han realizado pagos por estos conceptos.

**12. INVENTARIOS**

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

<b>Detalle:</b>	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$
	<hr/>	<hr/>
Petróleo crudo en existencias	474.652	259.631
Petróleo crudo en tránsito	118.815	323.766
Productos terminados	579.073	625.219
Productos en tránsito	62.314	190.483
Materiales en bodega y en tránsito	65.748	98.613
Totales	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>
	1.300.602	1.497.712
	<hr/>	<hr/>
	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$
	<hr/>	<hr/>
Importe de rebajas de importes de los inventarios	-	-
Costos de inventarios reconocidos en el ejercicio	<hr/> <hr/>	<hr/> <hr/>
	(10.357.345)	(11.258.433)

13. **ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES Y DIFERIDOS**

**a) Activos y pasivos por impuestos corrientes:** El detalle de los impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Activos por impuestos corrientes:</b>		
IVA Crédito Fiscal	17.529	68.112
Otros impuestos del extranjero	-	21.976
Impuesto a la renta por recuperar	-	10.763
Impuesto específico a los combustibles	5.653	6.325
Derechos de aduana	-	1.426
Pagos provisionales mensuales	-	32
Otros impuestos varios	6.136	1.505
<b>Totales</b>	<b>29.318</b>	<b>110.139</b>
	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Pasivos por impuestos corrientes:</b>		
IVA Débito Fiscal	-	4.163
Impuesto específico a los combustibles	78.792	72.465
Otros impuestos del extranjero	27.915	12.287
Impuestos de retención	2.495	2.402
Impuestos a la renta por pagar	6.276	10.470
Otros impuestos varios	1.201	1.407
<b>Totales</b>	<b>116.679</b>	<b>103.194</b>

**b) Activos y pasivos por impuestos diferidos:** El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>
<b>Activos por Impuestos Diferidos, reconocidos:</b>		
Relativos a pérdidas fiscales	433.748	436.219
Relativos a obligaciones por leasing	5.568	7.113
Relativos a reservas de cobertura	14.385	21.862
Relativos a propiedades, planta y equipo	30.769	38.131
Relativos a provisiones	68.740	37.986
Relativos a otros	7.260	15.600
<b>Totales</b>	<b>560.470</b>	<b>556.911</b>

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
<b>Pasivos por Impuestos Diferidos, reconocidos:</b>		
Relativos a activos en leasing	8.244	8.438
Relativos a depreciaciones	51.726	40.684
Relativos a obligaciones por indemnizaciones	8.282	9.043
Relativos a gastos diferidos	26.084	19.722
Relativos a otros	30.036	23.144
	<u>124.372</u>	<u>101.031</u>
Totales	<u><u>124.372</u></u>	<u><u>101.031</u></u>

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
<b>Movimientos en Pasivos por Impuestos Diferidos (Presentación):</b>		
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial	101.031	102.265
Incremento (decremento) en pasivo por impuestos diferidos	23.341	(1.234)
Cambios en Pasivos por Impuestos Diferidos, Total	23.341	(1.234)
	<u>124.372</u>	<u>101.031</u>
Pasivos por impuestos diferidos, saldo final	<u><u>124.372</u></u>	<u><u>101.031</u></u>

**c) Gasto por impuestos corrientes**

Todas las empresas que forman parte del Grupo ENAP presentan individualmente sus declaraciones de impuestos, de acuerdo con la norma fiscal aplicable en cada país.

El (Gasto) ingreso tributario y diferido del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
<b>Beneficio por Impuestos Corrientes a las Ganancias</b>		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes	(31.858)	(30)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	-	(11.871)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	(1.351)	31.807
Otro (gasto) ingreso por impuesto corriente	(44.875)	(13.440)
	<u>(78.084)</u>	<u>6.466</u>
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, total	<u>(78.084)</u>	<u>6.466</u>
(Gasto) ingreso diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	3.818	162.243
	<u>3.818</u>	<u>162.243</u>
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto, total	<u>3.818</u>	<u>162.243</u>
Beneficio por impuesto a las ganancias	<u><u>(74.266)</u></u>	<u><u>168.709</u></u>

**Gasto por Impuestos Diferidos a las Ganancias  
 por Partes Extranjeras y Nacional, Neto**

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, extranjero	(21.024)	(4.223)
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, nacional	(57.060)	10.689
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, total	<u>(78.084)</u>	<u>6.466</u>

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero	(12.076)	21.749
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional	15.894	140.494
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto, total	<u>3.818</u>	<u>162.243</u>

**d) Conciliaciones del resultado contables con el resultado fiscal**

La conciliación de la tasa de impuestos legal vigente en Chile y la tasa efectiva de impuestos aplicables al Grupo ENAP, se presenta a continuación:

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
(Gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	(41.653)	97.586
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	10.974	21.917
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	9.192	(19.342)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(7.564)	12.064
Reverso de efecto impositivo de años anteriores	(1.351)	33.554
Efecto impositivo de cambio en la tasa de impuesto	-	39.496
Efecto impositivo impuesto único Ley 2398	(12.727)	(13.458)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	<u>(31.137)</u>	<u>(3.108)</u>
Ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal, total	<u>(32.613)</u>	<u>71.123</u>
(Gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa efectiva	<u>(74.266)</u>	<u>168.709</u>

Por Oficio Ord. N° 1292 del 15 de junio de 2012 y Oficio Ord. N° 1125 del 20 de mayo de 2013, el Ministerio de Hacienda, resolvió autorizar una política de distribución de utilidades con el objetivo de contribuir a la estabilidad y recomposición de la compañía, en los siguientes términos: Autorizar a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar las utilidades obtenidas el ejercicio 2010 y autorizar a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar el 100% de las utilidades obtenidas el ejercicio 2011 y 2012, de acuerdo a los estados financieros auditados. Producto de esta determinación la Empresa procedió a reversar la provisión determinada en los años 2010, 2011 y 2012 de impuesto especial asociada a los dividendos devengados de la filial Enap Sipetrol S.A.

Las tasas de impuestos a la renta aplicadas para el grupo ENAP, corresponden a un 20% para ambos ejercicios, según la normativa vigente. Adicionalmente en el caso de ENAP Matriz, ésta se incrementa en un 40% de impuesto único, debido a la aplicación del Decreto Ley N° 2.398.

En relación a los otros incrementos (decrementos) efectuados a la tasa impositiva legal, éstos corresponden a las diferencias permanentes del ejercicio, principalmente originadas por las utilidades devengadas en empresas filiales y relacionadas y al impuesto único de ENAP mencionado en el punto precedente.

Los impuestos para las sociedades extranjeras se calculan según las tasas impositivas en las respectivas jurisdicciones.

**e) Resultados y tasas impositivas**

	<b>31.12.2013</b>		<b>31.12.2012</b>	
	Subtotal MUS\$	Total MUS\$	Subtotal MUS\$	Total MUS\$
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>				
Resultados antes de impuestos		208.267		(487.930)
Impuesto a la renta		(61.539)		156.454
Impuesto a la renta	(10.813)		(3.705)	
Impuestos diferidos	(27.281)		174.602	
Impuestos pagados en el exterior	(23.445)		(14.443)	
Resultado después de impuesto a la renta		146.728		(331.476)
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%		(12.727)		12.255
Impuesto a la renta (40%)	(44.866)		20.096	
Impuestos diferidos (40%)	32.139		(7.841)	
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>134.001</b>		<b>(319.221)</b>
INTERES MINORITARIO		1.583		1.310
<b>RESULTADO CONTROLADOR</b>		<b>132.418</b>		<b>(320.531)</b>

Con fecha 27 de septiembre de 2012 la Ley N° 20.630 aumentó la tasa del impuesto de primera categoría desde un 18,5% a un 20% para ese año y desde un 17% a un 20% para los años siguientes.

**14. ACTIVOS NO CORRIENTES CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA**

Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo ENAP no presenta activos mantenidos para la venta, por otra parte, al cierre del ejercicio anterior se presentan MUS\$5.693 de bienes inmuebles correspondiente a edificio mantenido para la venta, los cuales se reclasificaron al rubro Propiedades de inversión a su valor libro.

**15. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN**

A continuación se presenta un detalle de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación y los movimientos de éstas al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



**a) Detalle de las inversiones:**

Sociedades	Actividad Principal	País de Origen	Moneda	Participación	
				2013 %	2012 %
A&C Pipeline Holding	Inversión y financiamiento en general	I.Cayman	USD	36,25	36,25
Biocomsa S.A.	Producción de biomasas y su transformación en biocombustibles	Chile	CLP	-	32,00
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	Exploración y explotación de petróleo, gas y derivados	Chile	CLP	40,00	40,00
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	Exploración y explotación de energía geotérmica	Chile	CLP	49,00	49,00
Forenergy S.A.	Producción y comercialización de biodiesel	Chile	CLP	40,00	40,00
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	Transporte de gas natural	Chile	USD	25,00	25,00
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Transporte de gas natural	Argentina	USD	22,80	22,80
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Inversión y financiamiento en general	I.Cayman	USD	22,80	22,80
Geotermica del Norte S.A.	Exploración y explotación de energía geotérmica	Chile	CLP	48,60	48,60
GNL Chile S.A.	Almacenamiento, procesamiento y regasificación de gas natural	Chile	USD	33,33	33,33
GNL Quintero S.A.	Puesta en marcha de terminal de regasificación de "GNL"	Chile	USD	20,00	20,00
Golfo Guayaquil Petroenap Cía. de E.	Desarrollo de las actividades en cualquiera de las fases de la ind. petrolera	Ecuador	USD	40,00	40,00
Innergy Holding S.A.	Explorar y operar toda clase de redes de transporte de gas natural.	Chile	USD	25,00	25,00
Norgas S.A.	Importación, exportación y compra de gas licuado de petróleo y su venta	Chile	CLP	42,00	42,00
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile	Argentina	USD	35,79	35,79
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Construcción y explotación de un oleoducto trasandino Argentina-Chile	Chile	CLP	35,83	35,83
Petropower Energía Ltda.	Generación de energía y procesamiento de combustibles.	Chile	USD	15,00	15,00
Primax Holding S.A.	Compra para sí de acciones, participaciones y derechos en otras compañías.	Ecuador	USD	-	49,00
Primax S.A.	Actividades y servicios vinculados con el sector hidrocarburos	Perú	USD	-	49,00
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Transportar combustibles y sus derivados	Chile	USD	10,06	10,06
Sociedad Nacional Marítima S.A.	Transporte marítimo de petróleo y sus derivados	Chile	USD	-	12,97

**b) Movimiento de inversiones:**

A continuación se presenta un detalle de las principales inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Al 31 de diciembre de 2013

Sociedades	Saldo inicial	Adiciones	Participación en resultado	Dividendos	Diferencia conversión	Otros Incremento (Decremento)	Saldo final
	01.01.2013						31.12.2013
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Biocomsa S.A.	125	54	-	-	-	(179)	-
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	351	-	2	-	(31)	-	322
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	3.988	-	(1.577)	-	-	-	2.411
Forenergy S.A.	278	194	(445)	-	21	143	191
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	1	-	(1.190)	-	-	1.190	1
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	8.882	-	278	-	-	-	9.160
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltda.	1	-	-	-	-	-	1
Geotérmica del Norte S.A.	51.441	-	(1.261)	-	-	(47)	50.133
GNL Chile S.A.	787	-	278	-	-	-	1.065
GNL Quintero S.A.	1	-	9.915	(6.353)	-	5.565	9.128
Golfo Guayaquil Petroenap Compañía de Economía Mixta	10	-	-	-	-	-	10
Innergy Holding S.A.	411	-	1.753	-	-	-	2.164
Norgas S.A.	3.952	-	170	(571)	(321)	-	3.230
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2.722	-	(21)	-	-	-	2.701
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	3.922	-	183	(355)	-	13	3.763
Petropower Energía Ltda.	22.845	-	4.779	(557)	-	(9.716)	17.351
Primax Holding S.A.	12.073	-	-	-	-	(12.073)	-
Primax S.A.	91.582	-	14.851	-	(17.498)	(88.935)	-
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	16.663	-	3.885	(3.701)	(1.602)	-	15.245
Sociedad Nacional Marítima S.A.	3.142	-	(1.508)	-	(53)	(1.581)	-
<b>Totales</b>	<b>223.329</b>	<b>248</b>	<b>30.092</b>	<b>(11.537)</b>	<b>(19.484)</b>	<b>(105.620)</b>	<b>117.028</b>

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



Al 31 de diciembre de 2012

Sociedades	Saldo inicial	Adiciones	Participación en resultado	Dividendos	Diferencia conversión	Otros Incremento (Decremento)	Saldo final
	01.01.2012		MUSS		MUSS	MUSS	MUSS
	MUSS	MUSS	MUSS	MUSS	MUSS	MUSS	MUSS
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Biocomsa S.A.	211	57	(78)	-	28	(93)	125
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	348	-	(24)	-	27	-	351
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	-	3.550	(666)	-	104	1.000	3.988
Forenergy S.A.	278	-	-	-	-	-	278
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	5.119	-	776	(6.106)	-	212	1
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	7.438	-	1.444	-	-	-	8.882
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltda.	1	-	-	-	-	-	1
Geotérmica del Norte S.A.	-	2.085	(15)	-	-	49.371	51.441
GNL Chile S.A.	1	-	800	-	-	(14)	787
GNL Quintero S.A.	1	-	10.693	(5.634)	-	(5.059)	1
Golfo Guayaquil Petroenap							
Compañía de Economía Mixta	10	-	-	-	-	-	10
Innergy Holding S.A.	1	-	2.387	-	-	(1.977)	411
Norgas S.A.	3.582	-	77	-	293	-	3.952
Oleoducto Trasadino (Argentina) S.A.	2.874	-	(152)	-	-	-	2.722
Oleoducto Trasadino (Chile) S.A.	4.287	-	(68)	(297)	-	-	3.922
Petropower Energía Ltda.	20.752	-	6.164	(2.120)	-	(1.951)	22.845
Primax Holding S.A.	505	-	3.530	-	-	8.038	12.073
Primax S.A.	75.355	-	13.283	(14.700)	16.854	790	91.582
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	16.059	-	3.313	(3.999)	1.290	-	16.663
Sociedad Nacional Marítima S.A.	3.181	-	(69)	-	-	30	3.142
Totales	140.155	5.692	41.395	(32.856)	18.596	50.347	223.329

**c) Información adicional de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.**

Valor Razonable

Ninguna de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación tiene precios de cotización públicos por lo que no se revela su valor razonable.

Participaciones menores al 20% en Sociedad Nacional de Oleoductos S.A., Sociedad Nacional Marítima S.A. y Petropower Energía Ltda.

El Grupo ENAP ejerce influencia significativa en Sociedad Nacional de Oleoductos S.A. y Sociedad Nacional Marítima S.A. a pesar de tener una participación porcentual menor al 20%, debido a la existencia de transacciones de importancia relativa entre el inversor y la participada, además de participar en las decisiones comerciales y financieras. Igual situación se presenta en Petropower Energía Ltda. que siendo la participación menor al 20%, el Grupo ENAP posee influencia significativa sobre esta inversión dado los contratos y acuerdos comerciales existentes.

Con fecha 15 de noviembre de 2013 se vendió Sociedad Nacional Marítima S.A. por un monto de MUS\$18, generando una pérdida por venta de MUS\$1.066.

Inversiones en MUS\$ 1

Las participaciones en Gasoducto del Pacífico Cayman Ltda. y Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A. se presentan a MUS\$ 1 ya que a la fecha de cierre mantienen déficit de patrimonio.

Cambios y/o modificación de la participación en asociadas

- En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, se realizaron los siguientes aportes de capital:

En Biocomsa S.A, con fecha 10 de septiembre de 2013, el Grupo incrementó su participación accionaria a un 58% de participación, mediante aporte realizado por Enap Refinerías S.A. y la no concurrencia del resto de los socios a este aumento de capital.

Dado este nuevo porcentaje de participación, al 31 de diciembre de 2013, Biocomsa S.A. se presenta consolidada en Enap Refinerías S.A., ver Nota 3.1.b.i).

En Fornergy S.A. con fecha 31 de julio de 2013 se realizó un aporte de capital por MUS\$194, correspondiente a 400 acciones, manteniendo la participación accionaria.

Con fecha 23 de diciembre de 2013 el Directorio de la matriz ENAP, perfeccionó una operación de venta con Romero Trading S.A. por la filial Manu Perú Holding S.A. y la participación indirecta de sus respectivas asociadas, 49% de Primax Holding S.A. y el 49% de Primax S.A.. La transacción concluyó por un valor de MUS\$255.168, originando una ganancia de MUS\$110.665, presentada en la Nota 32 Otras ganancias (pérdidas).

- En el ejercicio 2012 se realizaron los siguientes aportes de capital:

En Empresa Nacional de Geotermia S.A. con fecha 15 de junio de 2012, se realizó un aporte de capital por MUS\$3.550, correspondiente a 1.377.918 acciones representativas del aumento de capital acordado por la Junta de Accionistas, manteniendo la participación accionaria.

En Geotérmica del Norte S.A. con fecha 15 de junio de 2012, se realizó un aporte de capital por MUS\$ 2.085, correspondiente a 832.498.944 acciones representativas del aumento de capital acordado por la Junta de Accionistas, manteniendo la participación accionaria.

En Biocomsa S.A., con fecha 6 de diciembre de 2012, se realizó un aporte de capital de MUS\$57, manteniendo la participación accionaria, este no significó emisión de acciones.

**d) Detalle de información financiera**

El resumen de los estados financieros de las sociedades coligadas con influencia significativa es el siguiente:

<b>Estado de situación financiera</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>		<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>		<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Total activos corrientes	530.605	881.135	Total pasivos corrientes	394.086	697.442
Total activos no corrientes	1.697.506	2.156.227	Total pasivos no corrientes	1.340.039	1.688.091
			Patrimonio neto	<u>493.986</u>	<u>651.829</u>
Total activos	<u>2.228.111</u>	<u>3.037.362</u>	Total pasivos y patrimonio neto	<u>2.228.111</u>	<u>3.037.362</u>
<b>Estado de resultados integrales</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>		<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>		<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Total ingresos de actividades ordinarias y otros	1.552.141	5.105.731			
Total costos de ventas, gastos y otros	<u>(1.433.863)</u>	<u>(4.936.733)</u>			
Resultado del ejercicio	<u>118.278</u>	<u>168.998</u>			



**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



**16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO**

A continuación se presentan los movimientos de los rubros de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

<b>Año Actual</b>	<b>Terrenos</b> MUS\$	<b>Edificios</b> MUS\$	<b>Planta y Equipos</b> MUS\$	<b>Instalaciones</b> MUS\$	<b>Construcción en curso</b> MUS\$	<b>Inversión en E&amp;P</b> MUS\$	<b>Otros</b> MUS\$	<b>Total</b> MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	228.810	13.782	1.196.511	28.019	267.266	710.218	167.189	2.611.795
Adiciones	1.531	701	86.301	6.319	40.249	264.498	56.942	456.541
Abandono pozos exploratorios	-	-	-	-	-	(52.606)	-	(52.606)
Castigos y deterioros	-	-	(378)	-	-	(1.656)	-	(2.034)
Gasto por depreciación	-	(1.451)	(175.112)	(3.637)	-	(142.705)	(8.388)	(331.293)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(23.253)	-	(23.253)
Transferencias	1	-	185.046	19.499	(189.518)	-	(22.537)	(7.509)
Otros incrementos (decrementos)	-	-	(578)	-	-	(4.384)	(9.425)	(14.387)
Cambios, total	1.532	(750)	95.279	22.181	(149.269)	39.894	16.592	25.459
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	<u>230.342</u>	<u>13.032</u>	<u>1.291.790</u>	<u>50.200</u>	<u>117.997</u>	<u>750.112</u>	<u>183.781</u>	<u>2.637.254</u>

<b>Año Anterior</b>	<b>Terrenos</b> MUS\$	<b>Edificios</b> MUS\$	<b>Planta y Equipos</b> MUS\$	<b>Instalaciones</b> MUS\$	<b>Construcción en curso</b> MUS\$	<b>Inversión en E&amp;P</b> MUS\$	<b>Otros</b> MUS\$	<b>Total</b> MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	231.528	18.155	1.056.301	31.178	392.810	726.241	215.962	2.672.175
Adiciones	-	-	37.366	253	136.647	155.958	41.791	372.015
Abandono de pozos exploratorios	-	-	-	-	-	(24.521)	-	(24.521)
Castigos y deterioros	(4)	-	(7.747)	-	(8)	(22.024)	(10.317)	(40.100)
Gasto por depreciación	-	(1.515)	(148.158)	(3.719)	-	(129.396)	(9.550)	(292.338)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	-	(16.053)	(16.053)
Transferencias	-	(193)	258.749	(1.960)	(268.553)	13.337	(37.148)	(35.768)
Otros incrementos (decrementos)	(2.714)	(2.665)	-	2.267	6.370	(9.377)	(17.496)	(23.615)
Cambios, total	(2.718)	(4.373)	140.210	(3.159)	(125.544)	(16.023)	(48.773)	(60.380)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	<u>228.810</u>	<u>13.782</u>	<u>1.196.511</u>	<u>28.019</u>	<u>267.266</u>	<u>710.218</u>	<u>167.189</u>	<u>2.611.795</u>

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$
Terrenos	230.342	228.810
Edificios	68.085	67.384
Planta y equipos	2.795.565	2.525.174
Instalaciones	108.049	82.231
Construcción en curso	117.997	267.266
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	3.558.759	3.376.160
Otros	278.561	253.581
<b>Totales</b>	<u>7.157.358</u>	<u>6.800.606</u>

<b>Propiedades, Planta y Equipo, Depreciación Acumulada</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Edificios	55.053	53.602
Planta y equipos	1.503.775	1.328.663
Instalaciones	57.849	54.212
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	2.808.647	2.665.942
Otros	94.780	86.392
<b>Totales</b>	<b><u>4.520.104</u></b>	<b><u>4.188.811</u></b>

<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Terrenos	230.342	228.810
Edificios	13.032	13.782
Planta y equipos	1.291.790	1.196.511
Instalaciones	50.200	28.019
Construcción en curso	117.997	267.266
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	750.112	710.218
Otros	183.781	167.189
<b>Totales</b>	<b><u>2.637.254</u></b>	<b><u>2.611.795</u></b>

No existen bienes correspondientes al activo fijo entregados en garantía, ya sea hipotecas o prendas.

**Información adicional**

**a) Construcción en curso:** Las construcciones en curso al 31 de diciembre de 2013 corresponden a obras de adecuación de planta para refinación de crudos pesados en refinería Biobío ascendente a MUS\$ 58.705, Capacidad subestación eléctrica Quintero por MUS\$ 4.385 en Refinería Aconcagua, Mantenimiento de Estanques Atmosféricos por MUS\$ 5.779, Paro Planta de Topping y Vacío por MUS\$ 8.202, Paro de Planta CCR por MUS\$ 6.358, Paro de Planta FCCU por MUS\$ 12.278, otras obras ascendentes a MUS\$ 22.288.

**b) Activos en leasing:** En el rubro Otros de Propiedades, Planta y Equipo se incluyen los siguientes activos adquiridos bajo la modalidad de leasing financiero:

Oficinas corporativas adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander (Chile), el valor neto asciende a MUS\$ 13.741 al 31 de diciembre de 2013 y MUS\$ 14.063 al 31 de diciembre de 2012. Este contrato tiene vencimientos mensuales y finaliza en agosto de 2018.

**c) Costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación:** El Grupo ENAP como parte de sus costos de activo fijo mantiene activado gastos de desmantelamiento de plataformas y campos petroleros, por un monto neto al 31 de diciembre de 2013 de MUS\$ 23.181 y de MUS\$ 22.147 al 31 de diciembre de 2012.

**d) Capitalización de intereses**

El Grupo ENAP durante el ejercicio ha activado intereses, relacionados a los siguientes proyectos:

<b>Rubro</b>	<b>Proyecto</b>	<b>Sociedad</b>	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$
Construcción en curso	Terminal San Vicente	Enap Refinerías S.A.	-	9.556
Construcción en curso	Varios	Enap Refinerías S.A.	738	1.281
Inversión en E & P	Pampa del Castillo	Enap Sipetrol Argentina S.A.	-	1.356
		<b>Total</b>	<b>738</b>	<b>12.193</b>
		Tasa de interes aplicada	<b>3,56%</b>	<b>4,08%</b>

**e) Seguros**

El Grupo ENAP tiene formalizadas pólizas de seguros para cubrir los posibles riesgos a que están sujetos los diversos elementos de propiedad, planta y equipo, así como las posibles reclamaciones que se le puedan presentar por el ejercicio de su actividad, dichas pólizas cubren de manera suficiente los riesgos a los que están sometidos. Adicionalmente, está cubierta la pérdida de beneficios que podría ocurrir como consecuencia de una paralización.

**f) Costo por depreciación**

El cargo a resultados por concepto de depreciación del ejercicio incluido en los costos de explotación, distribución y gastos de administración es el siguiente:

	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$
En costos de venta	326.205	288.720
En costos de distribución	2.441	2.222
En gastos de administración	2.647	1.396
<b>Totales</b>	<b>331.293</b>	<b>292.338</b>

**g) Inversión en exploración y producción**

El detalle de las inversiones en exploración y producción a través de la filial Enap Sipetrol S.A., al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 es el siguiente:

Negocios Conjuntos	Porcentaje de participación		Inversión neta antes de deterioro negocios conjuntos		Menos: pérdidas por deterioro		Inversión neta negocios conjuntos	
	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
<b>a. Explotación</b>								
Área Magallanes (*)	50,00	50,00	86.435	103.797	-	-	86.435	103.797
Campamento Central Cañadón Perdido (*)	50,00	50,00	85.008	52.836	-	15.684	85.008	37.152
Cam 2A Sur (*)	50,00	50,00	16.931	12.744	16.801	12.217	130	527
East Rast Qattara (*)	50,50	50,50	27.061	26.290	-	-	27.061	26.290
<b>b. Exploración</b>								
Bloque 2 - Rommana (*)	40,00	40,00	8.447	8.447	8.447	8.447	-	-
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman (*)	30,00	30,00	-	-	-	-	-	-
Bloque Mehr (*)	33,00	33,00	27.262	27.262	27.262	27.262	-	-
Totales			251.144	231.376	52.510	63.610	198.634	167.766

Otros Negocios	Inversión neta antes de deterioro otros negocios		Menos: Pérdidas por deterioro		Inversión neta otros negocios		
	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	
Pampa el Castillo (*)		139.766		157.967		139.766	157.967
Paraíso, Biguno, Huachito (*)		21.848		22.671		21.848	22.671
Mauro Dávalos Cordero (*)		99.530		103.879		99.530	103.879
Totales		261.144		284.517		261.144	284.517

Adicionalmente existen MUS\$ 290.334 al 31 de diciembre de 2013 y MUS\$ 257.935 al 31 de diciembre de 2012, por concepto de inversiones en exploración y producción realizada por ENAP en la región de Magallanes y que comprenden los sectores geográficos denominados Costa Afuera, Continente e Isla.

(\*) La explicación y estado de cada uno de los proyectos se encuentra en Nota 18 y 19.

**17. PÉRDIDAS POR DETERIORO Y PROVISIONES**

**i) Deterioro Activos**

En el rubro Inversiones en Exploración y Producción, durante el ejercicio 2012, se reconoció deterioro de activos del bloque Campamento Central Cañadón Perdido (Argentina) por MUS\$ 15.684. En 2013, se registró el recupero de dicho deterioro como consecuencia de la extensión de la concesión de bloque. Adicionalmente durante 2013 se reconoció deterioro por los activos del bloque CAM 2A Sur por MUS\$4.584.

**ii) Provisión Bloque Mehr**

En el rubro Inversiones en Exploración y Producción se presenta un decremento relacionado con el bloque Mehr. OMV como operador del bloque Mehr, en representación del consorcio conformado con Repsol y Enap Sipetrol S.A. a través de su filial Sipetrol Internacional S.A., entregó con fecha 24 de enero de 2009, una carta dirigida al Director de

Exploración de National Iranian Oil Company (NIOC), informando que se ha tomado la decisión unánime de no continuar con las negociaciones relativas al desarrollo del yacimiento Band-e-Karkheh. Esta decisión se debe a que no ha sido posible establecer un acuerdo con NIOC respecto al Plan de Desarrollo necesario para la explotación de este descubrimiento realizado por el consorcio.

Considerando que se ha dado cumplimiento a las obligaciones contractuales, se comunicó a NIOC la activación de la cláusula que da derecho a recuperar los gastos de exploración y a la tarifa de servicio (Remuneration Fee), conforme a los términos establecidos en el Contrato de Servicios de Exploración suscrito entre el consorcio y NIOC.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, bajo un criterio prudencial y considerando los elementos con que cuenta la administración, la filial Sipetrol International S.A., constituyó en diciembre del 2008 una provisión por el valor de la inversión que asciende a MUS\$ 27.262, la cual se presenta neta con el monto de la inversión.

Con fecha 21 de octubre de 2010, la NIOC informa al operador del bloque (OMV), la aceptación de los gastos exploratorios incurridos por el Consorcio.

Actualmente el Consorcio se encuentra gestionando ante la NIOC la devolución de los gastos exploratorios invertidos, así como el pago de una tarifa por los servicios de exploración.

**iii) Abandono de pozos secos exploratorios sin reservas comercialmente explotables**

En el rubro Inversiones en Exploración y Producción de propiedades, planta y equipo se presentan las disminuciones por abandono de pozos secos exploratorios sin reservas comercialmente explotables, según el siguiente detalle:

	<b>01.01.2013</b>	<b>01.01.2012</b>
	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
	<u>                    </u>	<u>                    </u>
Pozo seco y abandono - Egipto	-	2.134
Pozos secos exploratorios y campañas exploratorias - Chile	52.606	22.387
Totales	<u>52.606</u>	<u>24.521</u>

Las partidas señaladas se incluyen en el estado de resultados integrales en el rubro “Otros gastos por función”.

**18. PARTICIPACIONES EN NEGOCIOS CONJUNTOS**

A continuación se detallan las principales operaciones de explotación y exploración, controladas conjuntamente a través de las cuales se obtienen ingresos e incurren en gastos.

**a) Explotación**

**(a) Área Magallanes**

Con fecha 4 de enero de 1991, Sociedad Internacional Petrolera Sociedad Anónima (luego de varias transformaciones, Enap Sipetrol Argentina S.A.) y Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A. celebraron un contrato de Unión Transitoria de Empresas (UTE), con el objeto de ejecutar trabajos de desarrollo y explotación de hidrocarburos en Área Magallanes, bloque ubicado en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, Argentina. La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años (vencimiento 2017) el cual puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años. En tal sentido, YPF

S.A., como concesionario del área, en noviembre de 2012 extendió en forma anticipada por un plazo adicional de 25 años mediante Acta Acuerdo con la provincia de Santa Cruz.

Enap Sipetrol Argentina S.A. como operador de este contrato, es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

**(b) Campamento Central - Cañadón Perdido**

En diciembre de 2000, Enap Sipetrol S.A. (luego Enap Sipetrol Argentina S.A.) firmó con YPF S.A. un acuerdo a través del cual este último cede y transfiere a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 50% de la concesión que YPF S.A. es titular para la explotación de hidrocarburos sobre las áreas denominadas Campamento Central - Cañadón Perdido, en la provincia de Chubut - República de Argentina, que se rige por la Ley N° 24.145 y sus normas complementarias y reglamentarias, siendo YPF S.A. quien realiza las labores de operador. La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años, hasta el año 2017.

Con fecha 26 de diciembre de 2013, se suscribió una extensión del plazo de la concesión de explotación de hidrocarburos del campo. Con la renovación suscrita, la concesión de explotación ha sido extendida por un período de 30 años.

**(c) Cam 2A Sur**

En decisión administrativa N° 14 del 29 de enero de 1999, se adjudicó en favor de YPF y Enap Sipetrol Argentina S.A. el Permiso de Exploración sobre el Área CAM 2/A SUR. Con fecha 7 de octubre de 2002, Enap Sipetrol Argentina S.A. (Operador) e YPF S.A. celebraron un Acuerdo de Unión Transitoria de Empresas (UTE), ubicada en las Provincias de Tierra del Fuego. La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años (vencimiento 2028), el cual puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.

**(d) East Rast Qattara**

En el marco del proceso de licitación para el año 2002, abierto por la Compañía General Petrolera Egipcia (EGPC) para presentar ofertas para diversos bloques en el Western Desert, la filial Sipetrol International S.A., en conjunto con la empresa australiana Oil Search Ltd., se adjudicó con fecha 16 de abril de 2003, el Bloque East Ras Qattara.

El contrato se firmó el 30 de marzo de 2004 ante el Ministerio de petróleo egipcio, con una participación de Sipetrol International S.A., sucursal Egipto, del 50,5% (Operador) y de Oil Search Ltd., 49,5%.

En Diciembre de 2007, se dio inicio a la etapa de explotación.

Con fecha 28 de Agosto de 2008 la empresa Australiana Oil Search Limited materializó la venta de la totalidad de su participación a Kuwait Energy Company.

**b) Exploración**

**(a) E2 (Ex CAM 3 y CAM 1)**

El Área CAM-1 (Cuenca Austral Marina 1) fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A., por la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien aceptó la oferta realizada por las empresas durante el Concurso Público Internacional convocado para esta licitación.

El área se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde actualmente Enap Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos.

Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF conformaron una Unión Transitoria de Empresas (UTE), destinada a realizar exploraciones de hidrocarburos en esta área y proceder a su explotación comercial en caso que las exploraciones fueran exitosas.

Durante el mes de octubre de 2005 la Sociedad recibió una comunicación de la Secretaría de Energía, mediante la cual informa a Enap Sipetrol Argentina S.A. que el área de explotación CAM-1 sería registrada a nombre de ENARSA (empresa propiedad del Estado Nacional). Esto último sustentado en el hecho que el área había sido adjudicada a Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. durante el año 2003 por la Secretaría de Energía, pero que se encontraba pendiente la decisión administrativa del Poder Ejecutivo Nacional que la aprobará.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre ENARSA, Enap Sipetrol Argentina S.A. e YPF S.A. mediante el cual las partes acordaron suscribir un contrato de UTE, cuya participación de cada uno es de un 33,33%. ENARSA, como titular del área CAM 1 (en adelante E2), aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3. Formalmente Enap Sipetrol y Repsol YPF revirtieron el bloque CAM 3 a la Secretaría de Energía para su posterior adjudicación por parte de ésta al nuevo consorcio.

En el marco del convenio celebrado entre ENARSA, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. para la exploración, desarrollo y eventual explotación conjunta de la nueva área E2, la Secretaría de Energía aceptó transferir a ENARSA el área CAM-3, la cual junto con la ex área CAM-1 integra la mencionada área E2, objeto del convenio. Asimismo, la Secretaría de Energía aceptó compensar las inversiones pendientes comprometidas en el área CAM-3 con el compromiso de perforar un segundo pozo de exploración dentro de la nueva área E2.

Las partes suscribieron con fecha 31 de marzo de 2008, el Contrato de Unión Transitoria de Empresas para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Área E2, a fin de regular los derechos y obligaciones entre Enap Sipetrol Argentina S.A., YPF S.A. y Energía Argentina S.A. (ENARSA) en su calidad de socios y coparticipes en la exploración y explotación del área E2. Dicho contrato de Unión Transitoria de Empresas fue inscrito con fecha 17 de abril de 2008 ante la Inspección General de Justicia bajo el N°63, Libro 2 de Contratos de Colaboración de Empresas. El permiso de exploración finaliza su tercer período en el 2018, que puede ser extendido por un plazo adicional de 5 años.

#### (b) Bloque 2 - Rommana

Enap Sipetrol S.A. a través de su filial Sipetrol International S.A., se adjudicó un contrato de exploración en Egipto a fines de diciembre de 2006.

El Bloque 2 en tierra es operado por Sipetrol International S.A. con una participación de 40% en el consorcio conformado con PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP") y Centrica con un 30% cada una. Esta área está localizada en el norte del SINAI y tiene una superficie de 6.200 kms<sup>2</sup>.

Con fecha 18 de septiembre de 2007 se firmó el Concession Agreement por el bloque, comenzando así la etapa de exploración, la cual concluyó el 12 de mayo de 2012. Las actividades ejecutadas comprendieron 813 Km<sup>2</sup> de sísmica 3D y la perforación de 3 pozos exploratorios, con un desembolso para Sipetrol de US\$ 14,6 millones. En 2012, tras los negativos resultados del pozo exploratorio Jasper-1, el consorcio tomó la decisión de abandonar el bloque y obtuvo la aprobación de la estatal EGAS para solicitar la interrupción del proceso de exploración.

#### (c) Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman

Enap Sipetrol S.A. a través de su filial Sipetrol International S.A., se adjudicó un contrato de exploración en Egipto a fines de diciembre 2006.

El Bloque 8, costa afuera, es operado por Edison International SPA con una participación de 40% en el consorcio conformado junto a PTT Exploration and Production Public Company Limited ("PTTEP") y Sipetrol Internacional S.A. con un 30% cada una. Esta área está ubicada en el noreste de Egipto, Mar Mediterráneo, con una superficie de 4.294 kms<sup>2</sup>.

Con fecha 18 de septiembre de 2007 se firmó el Concession Agreement por el bloque, comenzando así la etapa de exploración. Concluida a fines de 2010 la perforación de los 2 pozos exploratorios de compromiso y de la ausente prospectividad económica del bloque no existe razón técnica para continuar a la segunda fase exploratoria, la cual de acuerdo con el contrato de concesión se iniciaba el 18 de marzo de 2011.

En forma unánime tanto Enap Sipetrol S.A., PTTEP y el Operador EDISON comunicaron oficialmente en marzo de 2011 su intención de no continuar con la siguiente etapa exploratoria establecida en el contrato.

#### (d) Bloque Mehr

Enap Sipetrol S.A., a través de su filial Sipetrol International S.A., posee el 33% de participación en el Bloque Mehr en sociedad con Repsol YPF y OMV, siendo este último su operador. Desde la obtención de la concesión en el 2001, el bloque se encuentra en su etapa de exploración, habiéndose realizado un descubrimiento.

Con fecha 31 de diciembre de 2007, la NIOC declaró la comercialidad del Bloque, hecho que dio inicio a la negociación de un plan de desarrollo para el área y el contrato de desarrollo respectivo. En diciembre de 2008 se recibió de parte de NIOC un documento conteniendo observaciones a la propuesta de plan de desarrollo del consorcio, la que al no ser económicamente viable para las empresas que lo conforman (Sipetrol, OMV y Repsol), generó la decisión unánime de retirarse del proceso de negociación, reservándose el derecho a exigir reembolso de los gastos incurridos en la etapa de exploración conforme lo establece en contrato de servicios de exploración.

OMV como operador del bloque Mehr, en representación del consorcio conformado con Repsol y Enap Sipetrol S.A. a través de su filial Sipetrol International S.A., entregó con fecha 24 de enero de 2009, una carta dirigida al Director de Exploración de National Iranian Oil Company (NIOC), informando que se ha tomado la decisión unánime de no continuar con las negociaciones relativas al desarrollo del yacimiento Band-e-Karkheh. Esta decisión se debe a que no ha sido posible establecer un acuerdo con NIOC respecto al Plan de Desarrollo necesario para la explotación de este descubrimiento realizado por el consorcio.

Considerando que se ha dado cumplimiento a las obligaciones contractuales, se comunicó a NIOC la activación de la cláusula que da derecho a recuperar los gastos de exploración y a la tarifa de servicio (Remuneration Fee), conforme a los términos establecidos en el Contrato de Servicios de Exploración suscrito entre el consorcio y NIOC.

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, bajo un criterio prudencial y considerando los elementos con que cuenta la administración, la filial Sipetrol International S.A., constituyó en diciembre del 2008 una provisión por el valor de la inversión que asciende a MUS\$ 27.262, la cual se presenta neta con el monto de la inversión.

Con fecha 21 de octubre de 2010, la NIOC informa al operador del bloque (OMV), la aceptación de los gastos exploratorios incurridos por el Consorcio.

Actualmente el Consorcio se encuentra gestionando ante la NIOC la devolución de los gastos exploratorios invertidos, así como el pago de una tarifa por los servicios de exploración.



**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



A continuación se detallan los activos y pasivos de cada uno de los negocios conjuntos:

Negocios conjuntos	Activos corrientes en negocios conjuntos		Activos no corrientes en negocios conjuntos		Pasivos corrientes en negocios conjuntos		Pasivos no corrientes en negocios conjuntos	
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>a. Explotación</b>								
Área Magallanes (a)	19.907	20.755	99.176	98.321	32.830	38.067	32.529	33.497
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	17.728	17.408	88.319	82.463	29.236	31.927	28.968	28.094
Cam 2A Sur (c)	-	2.678	-	12.686	-	4.912	-	4.322
East Rast Qattara (d)	71.862	83.779	29.054	29.664	30.696	4.667	-	25.242
<b>b. Exploración</b>								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	652	670	3.193	3.172	1.066	1.228	1.057	1.081
Bloque 2 - Rommana (c)	226	245	238	236	79	645	15.982	13.162
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman (d)	-	-	-	88	235	5	26.229	28.271
Bloque Mehr (e)	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	<u>110.375</u>	<u>125.535</u>	<u>219.980</u>	<u>226.630</u>	<u>94.142</u>	<u>81.451</u>	<u>104.765</u>	<u>133.669</u>

A continuación se detallan los ingresos ordinarios, costos de venta y resultados de cada uno de los negocios conjuntos.

Negocios conjuntos	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2012
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
<b>a. Explotación</b>						
Área Magallanes (a)	120.600	109.363	60.374	108.174	9.929	1.128
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	93.660	56.863	61.207	60.315	5.718	(26.150)
Cam 2A Sur (c)	-	-	1.878	4.386	(1.930)	(4.257)
East Rast Qattara (d)	119.032	97.206	18.979	25.216	64.264	53.804
<b>b. Exploración</b>						
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	-	-	90	17	33	(117)
Bloque 2 - Rommana (c)	-	201	2	2.427	(1)	(4.798)
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman (d)	-	-	-	-	-	35
Bloque Mehr (e)	-	-	-	-	-	-
Totales	<u>333.292</u>	<u>263.633</u>	<u>142.530</u>	<u>200.535</u>	<u>78.013</u>	<u>19.645</u>

**c) Acuerdos de operación conjunta de ENAP en Chile:**

Bloque Dorado Riquelme:

Con fecha 26 de agosto de 2009, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado “Bloque Dorado Riquelme”, suscrito entre el Estado de Chile, Methanex Chile S.A. y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Asimismo, en mayo del mismo año entró en vigencia el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque Dorado Riquelme, con una participación del 50% para Methanex Chile S.A. y un 50% para ENAP siendo este último el Operador.

Con fecha 27 de agosto de 2012, el CEOP “Bloque Dorado Riquelme” comenzó su segundo Periodo de Exploración de 24 meses de duración cuyo compromiso consiste en perforar 2 pozos exploratorios, en esta etapa exploratoria, los esfuerzos están concentrados en explorar yacimientos no convencionales.

A mediados de marzo de 2013, arribó a Punta Arenas equipo de perforación PTX5825 de la empresa Petrex S.A., el cual está siendo utilizado en la perforación de un pozo exploratorio con objetivo Springhill con una profundidad estimada total de 4.250 m. El día 03 de mayo de 2013 se dio inicio a la perforación del pozo y alcanzó profundidad

definitiva de 4.426m a mediados de septiembre; al 30 de septiembre se encuentra en programa de terminación de pozo.

El equipo de perforación PTX 5825 se trasladó a la ubicación de pozo con objetivo Springhill Dorado Sur X e inició perforación el día 25 de septiembre, con profundidad total estimada de 3.450m y al 31 de diciembre se encuentra perforando en 200 metros.

Se realizan preparativos para fracturamiento hidráulico de dos pozos con objetivo glauconítico perforados en el primer trimestre del año 2013. El día 25 de septiembre se ingresó al SEA la Declaración de Impacto Ambiental para realizar los trabajos de fracturamiento hidráulico en los cuatro pozos perforados en el año 2013 y se obtuvo la aprobación del día 17 de diciembre de 2013.

Se estima realizar el fracturamiento hidráulico de estos cuatro pozos durante el primer trimestre del año 2014.

Al término del mes de diciembre de 2013, la inversión acumulada en el Bloque Dorado Riquelme alcanzó los MMUS\$ 221 y ha entregado a la región 719 millones de metros cúbicos de gas.

Bloque Lenga:

Con fecha 28 de julio de 2008, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos denominado “Bloque Lenga”, suscrito entre el Estado de Chile, Apache Chile Energía SpA y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Posteriormente, con fecha 15 de junio de 2009 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque Lenga, con una participación del 50% para ENAP y un 50% para Apache Chile Energía SpA, siendo este último designado operador del Bloque. A fines del segundo semestre de 2011, Apache Chile Energía SpA, determinó transferir su interés de participación en el CEOP Bloque Lenga a Methanex, y la transferencia del rol de Operador en el CEOP del Bloque Lenga, por parte de Apache Chile Energía SpA a ENAP, fueron aprobados por el Ministerio de Energía y por la Contraloría General de la República de Chile.

Con la información resultante de los estudios realizados para investigar el potencial de gases no convencionales en el Bloque, Methanex y ENAP tomaron la decisión de no pasar al segundo Periodo Exploratorio. El Ministerio de Energía aprobó un Área de Protección Provisional de 100 Km<sup>2</sup> en torno a estos pozos.

Se continúa con los estudios tendientes a medir potencialidad productiva en niveles de Springhill, como así también definir la conveniencia de realizar fracturas hidráulicas en otros niveles no convencionales que potencialmente puedan contener hidrocarburos.

Bloque Coirón

Con fecha 28 de julio de 2008, entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado “Bloque Coirón” suscrito entre el Estado de Chile, Pan American Energy Chile Limitada (PAE) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Posteriormente, con fecha 10 de noviembre de 2008 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque, con una participación del 50% para Empresa Nacional del Petróleo y un 50% para Pan American Energy Chile Ltda., siendo este designado Operador del Bloque.

Al término del primer período exploratorio del CEOP “Bloque Coirón”, el cual finalizó con fecha 28 de Julio de 2012, se comunicó al Ministerio de Energía la decisión de no pasar al segundo período exploratorio y devolver al Estado de Chile el resto del área del Bloque Coirón manteniendo sólo las áreas de explotación.

A partir del 28 de Julio de 2012, las actividades en el CEOP Bloque Coirón han correspondido exclusivamente a actividades de desarrollo-explotación.

Durante el año 2013, ENAP y PAE han estado desarrollando la FASE I (Piloto) del proyecto de explotación gasífera en el BLOQUE COIRÓN. En este contexto, y en forma adicional a su rol de socio de PAE, a partir del 15 de Mayo de 2013, ENAP ha cumplido el rol de prestador de servicios a PAE (Operador del CEOP en el BLOQUE COIRÓN) mediante contratos de servicios en las etapas de: (a) desarrollo y (b) operación. Esto, sobre la base que la opción de prestación de servicios por alguna de las partes está convenida en el Joint Operation Agreement (JOA) suscrito por PAE y ENAP, y que la explotación aludida se trata de una Operación Conjunta.

Bajo esta modalidad durante el primer semestre se efectuaron los trabajos que determinaron, a contar del 1° de Junio de 2013, el inicio de la entrega de gas procedente del yacimiento Los Cerros-El Fierro, previo al inicio del período de invierno en que aumenta el consumo de gas en Magallanes.

Durante el segundo semestre de 2013 se perforó el pozo LC-3, sin obtener resultados productivos, se efectuó un workover en el pozo LC-2 para reconvertirlo a pozo gasífero, y se ha instalado la infraestructura de superficie para la conexión del pozo a la red de transporte.

En forma paralela, se dio inicio al reproceso de 900 km<sup>2</sup> de Sísmica 3D tendiente a definir nuevas ubicaciones. La Inversión en Desarrollo efectuada por ENAP a Diciembre de 2013 es de MMUS\$ 22,1.

#### Bloque Caupolicán

Con fecha 28 de abril de 2009 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado “Bloque Caupolicán”, suscrito entre el Estado de Chile, PetroMagallanes Operaciones Limitada (Operador) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). En el mes de marzo de 2012, se formalizó ante el Ministerio de Energía la incorporación al CEOP de la empresa Methanex Chile S.A. con un 20% de participación.

El CEOP Bloque Caupolicán se encuentra en su cuarto año contractual del primer período exploratorio el cual se extiende hasta el 28 de diciembre de 2013 y considera como compromiso mínimo exploratorio la adquisición, procesamiento e interpretación de 300 kms<sup>2</sup> de sísmica 3D, la perforación de 2 pozos exploratorios y la fractura del pozo Clarencia 1A.

Al finalizar el primer periodo exploratorio, se ha cumplido con los compromisos mínimos contractuales de esta fase. Consecuentemente se informó al Ministerio de Energía de continuar al 2° periodo Exploratorio el que tiene una extensión de 18 meses a partir del 28 de diciembre de 2013. En esta nueva fase la empresa Methanex Chile S.A. no participa.

A la fecha se realizan evaluaciones y estudios de la productividad de los 2 pozos perforados en el sub-bloque Rio del Oro, interpretación de la sísmica 3D adquirida, como así también la redefinición del programa de trabajo mínimo y presupuesto asociados a seguir, estimado en 20 MMUS\$.

La Inversión en Exploración efectuada por ENAP a diciembre de 2013 es de 9,3 MMUS\$ incluido impuestos.

#### Bloque Flamenco

Con fecha 7 de noviembre de 2012 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Flamenco, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), ambas con una participación del 50%. Posteriormente, con fecha 3 de diciembre de 2012 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque.

Con esta fecha se da inicio al primer período Exploratorio que tiene una duración de tres años y cuyos compromisos son: Registrar e interpretar 570 Km<sup>2</sup> de Sísmica 3D; Perforar 8 pozos de exploración de hasta 2.100 metros y perforar 2 pozos de exploración de hasta 1.200 metros.

Después de este primer período exploratorio existen dos períodos más de 2 años cada uno para llegar a pactar un contrato por 25 años como máximo. A la fecha Geopark TdF terminó de registrar la Sísmica 3D y está en proceso de interpretación, prepara la primera campaña de intervención de pozos existentes (Work Over), y perforó los pozos exploratorios Chercán X-1, Yakamush X-1 y Omeling X-1, los cuales se encuentran en fase de pruebas de producción. Se prepara el programa de exploración 2014.

Según lo informado por Geopark TdF, Socio Operador del CEOP, la inversión en exploración al 31 de diciembre de 2013 es de MMUS\$ 45,2. Enap durante el periodo de exploración va en carrie en este CEOP.

#### Bloque Isla Norte

Con fecha 7 de noviembre de 2012 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Isla Norte, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) con una participación del 60% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 40%. Posteriormente, con fecha 3 de diciembre de 2012 se suscribió el Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque.

Con esa fecha se da inicio al primer período Exploratorio que tiene una duración de tres años y cuyos compromisos son: Registrar e interpretar 350 Km<sup>2</sup> de Sísmica 3D; Reprocesar 350 Km<sup>2</sup> de sísmica 2D existente; Perforar 2 pozos de exploración de hasta 2.300 metros y perforar 1 pozo de exploración de hasta 1.300 metros.

Después de este primer período exploratorio existen dos períodos más de 2 años cada uno para llegar a pactar un contrato por 25 años como máximo.

A la fecha Geopark TdF, por condiciones climáticas adversas, suspendió temporalmente el desarrollo del programa de Sísmica 3D. Las actividades se retomarán a contar de enero de 2014.

Según lo informado por Geopark TdF, Socio Operador del CEOP, la inversión en exploración al 31 de diciembre de 2013 es de MMUS\$5,6. Enap durante el periodo de exploración va en carrie en este CEOP.

#### Bloque Campanario

Con fecha 9 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque Isla Norte, suscrito por el Estado de Chile, Geopark TdF (Operador) con una participación del 50% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%. El Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque, se encuentra en trámite de firma.

Con esta fecha se da inicio al primer período Exploratorio que tiene una duración de tres años y cuyos compromisos son: Registrar e interpretar 578 Km<sup>2</sup> de Sísmica 3D; perforar 6 pozos de exploración de hasta 2.400 metros y perforar 2 pozos de exploración de hasta 1.800 metros.

Después de este primer período exploratorio existen dos períodos más de 2 años cada uno para llegar a pactar un contrato por 25 años como máximo.

A la fecha Geopark TdF terminó el programa de registración de Sísmica 3D y dio inicio a la fase de interpretación. Según lo informado por Geopark TdF, la inversión en exploración al 31 de diciembre es de MMUS\$ 17,1. ENAP durante el período de exploración va en carrie en este CEOP.

#### Bloque San Sebastián

Con fecha 4 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque San Sebastián, suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (Operador) con una participación del 40%, Wintershall con una participación del 10% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%. El Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque, se encuentra en trámite de firma.

Con esta fecha se da inicio al primer período Exploratorio que tiene una duración de tres años y cuyos compromisos son: Registrar e interpretar 400 Km<sup>2</sup> de Sísmica 3D; perforar 2 pozos de exploración de hasta 1.600 metros; perforar 1 pozo de exploración de hasta 2.300 metros y perforar 2 pozos de exploración de hasta 2.350 metros.

Después de este primer período exploratorio existen dos períodos más de 2 años cada uno para llegar a pactar un contrato por 25 años como máximo.

El 7 de Diciembre se inicia la registración sísmica en el bloque. Actualmente se tiene un avance en la topografía de un 92,18% trabajando con cinco equipos y un avance de un 21,32% en la registración sísmica.

#### Bloque Marazzi – Lago Mercedes

Con fecha 7 de enero de 2013 entró en vigencia el Contrato Especial de Operación (CEOP) para la exploración y explotación de yacimiento de hidrocarburos denominado Bloque San Sebastián, suscrito por el Estado de Chile, YPF Tierra del Fuego (Operador) con una participación del 50% y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) con una participación del 50%. El Joint Operating Agreement (JOA) entre las partes para la operación del Bloque, se encuentra en trámite de firma.

Con esta fecha se da inicio al primer período Exploratorio que tiene una duración de tres años y cuyos compromisos son: Registrar e interpretar 272 Km<sup>2</sup> de Sísmica 3D y perforar 1 pozo de exploración de hasta 3.500 metros.

Después de este primer período exploratorio existen dos períodos más de 2 años cada uno para llegar a pactar un contrato por 25 años como máximo.

Actualmente se tienen adquiridos la totalidad de los permisos de servidumbre. A la espera de la adquisición de la sísmica 3D, la que se iniciará a mediados de marzo del 2014 con posterioridad a la adquisición en bloque San Sebastián.

### 19. OTROS NEGOCIOS

A continuación se detallan las principales operaciones para las actividades de explotación.

#### a) Pampa del Castillo - La Guitarra

Con fecha 25 de septiembre de 2001, Pecom Energía S.A. cedió a Enap Sipetrol Argentina S.A. el 100% de los derechos de la concesión de explotación del área hidrocarburífera denominada Pampa del Castillo - La Guitarra, localizada en la provincia de Chubut, Argentina. La concesión de explotación tiene un plazo de 25 años (vencimiento 2016), el cual puede ser extendido por un plazo adicional de 10 años.

**b) Paraíso, Biguno, Huachito y Mauro Dávalos Cordero e Intracampos**

Con fecha 7 de octubre de 2002, se firmó un contrato de prestación de servicios con la Empresa de Petróleos del Ecuador - PETROECUADOR y su filial la Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador - Petroproducción, para explotar y desarrollar los campos Paraíso, Biguno, Huachito (PBH) y Mauro Dávalos Cordero (MDC), ubicados en la cuenca oriente del Ecuador. Por medio de este contrato de Servicios Específicos, la Sociedad se comprometió a realizar las inversiones para el desarrollo de los campos por un valor estimado de MUS\$ 90.000, que consideraban la perforación de 16 pozos (9 en PBH y 7 en MDC), la construcción de una estación de producción en MDC, adecuación de facilidades y un campamento. A la vez, adquirió el derecho de explotación y operación, asumiendo el 100% de los costos de operación y administración de los campos.

Con fecha 8 de agosto de 2006, se suscribió un contrato modificatorio al contrato del campo MDC, celebrado con PETROECUADOR, mediante el cual SIPEC se comprometió a ampliar el programa de inversiones que contempla la perforación de 7 pozos y ampliar las instalaciones de producción. Con estos nuevos pozos se certificarán reservas adicionales que permitirán incrementar las reservas actuales de 31,6 a 57,0 millones de barriles de petróleo crudo.

Los referidos contratos establecieron que Enap Sipetrol S.A. podía explotar un máximo de 57 millones de barriles en MDC y 20.1 millones de barriles en PBH.

Con fecha 27 de julio de 2010 se promulgó en Ecuador, la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, en la que en su Disposición Transitoria Primera se establece que los contratos existentes, incluidos MDC y PBH deben modificarse y adoptar el modelo reformado de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos, contemplado en el Art. 16 de la Ley de Hidrocarburos en un plazo de 180 días.

Siguiendo lo dispuesto en la Disposición Transitoria Primera, antes citada, Enap Sipetrol S.A. inició un proceso de renegociación de los contratos de MDC y PBH que culminó el 23 de Noviembre de 2010 con la suscripción de 2 Contratos Modificatorios a los Contratos de Prestación de Servicio para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo) en los Bloques Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso, Biguno, Huachito e Intracampos (PBHI) de la Región Amazónica Ecuatoriana.

De conformidad con las disposiciones legales vigentes, dichos Contratos Modificatorios fueron inscritos en la Secretaría de Hidrocarburos con fecha 15 de diciembre de 2010 y la fecha en que dicha modificación contractual entró en vigencia es el 1 de enero de 2011. Por consiguiente los términos contractuales de los contratos suscritos el 7 de octubre de 2002 tiene vigencia hasta el 2010 y los términos contractuales de los Contratos Modificatorios rigen a partir del 1 de enero de 2011.

**c) Bloque 3 Jambelí**

Con fecha 3 de octubre de 2011, Enap Sipetrol S.A. (sucursal Ecuador) y la Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador, suscribieron un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo-crudo) en el “Bloque 3 Jambelí”, ubicado en el Golfo de Guayaquil. Durante el año 2012 se ha procedido a efectuar gastos relacionados a sísmica 3D, de acuerdo a lo establecido en el contrato.

La información financiera resumida de cada uno de los proyectos en los que el Grupo ENAP participa a través de Enap Sipetrol S.A. al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



Proyectos	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente	
	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
Pampa el Castillo (a)	26.182	26.629	142.436	124.729	43.178	46.146	42.783	41.965
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	4.530	4.599	31.417	31.653	3.446	4.227	199	155
Mauro Dávalos Cordero (b)	17.041	17.303	118.189	119.074	12.964	15.900	749	585
Bloque 3 Jambelí	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>47.753</b>	<b>48.531</b>	<b>292.042</b>	<b>275.456</b>	<b>59.588</b>	<b>66.273</b>	<b>43.731</b>	<b>42.705</b>

Proyectos	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
Pampa el Castillo (a)	149.057	130.207	144.619	149.020	(4.834)	(22.219)
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	17.876	74.709	11.801	34.007	4.668	2.760
Mauro Dávalos Cordero (b)	68.156	16.345	34.639	11.509	25.798	30.775
Bloque 3 Jambelí	-	-	-	-	(12.723)	(818)
<b>Totales</b>	<b>235.089</b>	<b>221.261</b>	<b>191.059</b>	<b>194.536</b>	<b>12.909</b>	<b>10.498</b>

**20. PROPIEDADES DE INVERSION**

El movimiento de los activos clasificados como propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
Saldo inicial, neto	2.050	2.055
Traspaso desde Activos Disponible para la Venta	5.693	-
Gasto por depreciación	(11)	(5)
<b>Saldo final</b>	<b>7.732</b>	<b>2.050</b>

Las propiedades de inversión corresponden principalmente a terrenos y bienes inmuebles que serán destinados a su explotación en régimen de arriendo operativo. La Empresa ha elegido el método del costo para medir sus propiedades de inversión después del reconocimiento inicial. El método de depreciación utilizado es lineal y el período de vida útil asignado a estos bienes fluctúa entre 10 y 20 años.

## 21. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El detalle de los otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

### Al 31 de diciembre de 2013

<b>Rubro</b>	<b>Mantenidos para negociar MUSS</b>	<b>A valor razonable con cambio en resultado MUSS</b>	<b>Préstamos y cuentas por pagar MUSS</b>	<b>Derivados de cobertura MUSS</b>
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	445.246	40.299
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	-	1.533.032	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	45.999	-
<b>Total pasivos financieros corrientes</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.024.277</b>	<b>40.299</b>
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	-	3.385.647	30.335
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	-	7.864	-
<b>Total pasivos financieros no corriente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>3.393.511</b>	<b>30.335</b>

### Al 31 de diciembre de 2012

<b>Rubro</b>	<b>Mantenidos para negociar MUSS</b>	<b>A valor razonable con cambio en resultado MUSS</b>	<b>Préstamos y cuentas por pagar MUSS</b>	<b>Derivados de cobertura MUSS</b>
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	1.111.514	30.762
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	-	1.521.165	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	65.123	-
<b>Total pasivos financieros corrientes</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.697.802</b>	<b>30.762</b>
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	-	2.966.067	46.528
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	-	8.075	-
<b>Total pasivos financieros no corriente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.974.142</b>	<b>46.528</b>

### a) Derivados de cobertura

El Grupo ENAP, siguiendo la política de gestión de riesgos financieros descrita en la Nota 4, realiza contrataciones de derivados financieros para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés, monedas (tipo de cambio) y commodities (crudo y productos importados).

Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de las obligaciones financieras y corresponden a swaps de tasa de interés y collars de cero costo.

Los derivados de monedas se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto al peso (CLP) y Unidad de Fomento (U.F.), producto de inversiones u obligaciones existentes en monedas distintas al dólar. Estos instrumentos corresponden principalmente a Forwards y Cross Currency Swaps.



Los derivados de petróleo crudo están destinados a proteger la variación negativa del precio de los embarques de petróleo crudo, desde el momento de su compra hasta el periodo de venta de los productos refinados a partir de dicho crudo.

Los contratos de venta swap de productos importados, los cuales son utilizados principalmente para mitigar la exposición a la variación en los precios de los productos importados, desde el momento de compra hasta su venta. En ciclos de inventario “normales” este riesgo se mitiga por la fijación de precios de venta bajo paridad de importación, ya que el precio de compra se fija con la misma metodología que el precio de venta. Por lo cual, este instrumento sólo se utiliza en los casos en los que se estima una disminución en la demanda o en situaciones en las cuales el inventario está por sobre el nivel objetivo.

**i) Presentación de activos y pasivos**

El desglose de los activos y pasivos de cobertura, atendiendo a la naturaleza de las operaciones, es el siguiente:

Activos de cobertura	31.12.2013		31.12.2012	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
<b>Cobertura de tipo de cambio</b>				
Cobertura de flujo de caja	152	23.590	-	55.720
<b>Cobertura de petróleo crudo</b>				
Cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
<b>Cobertura de Brent - TSS</b>				
Cobertura flujo de caja	-	-	-	-
<b>Cobertura de diferencial WTI / BRENT</b>				
Cobertura de flujo de caja	-	-	562	-
Totales	<u>152</u>	<u>23.590</u>	<u>562</u>	<u>55.720</u>
Pasivos de cobertura	31.12.2013		31.12.2012	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
<b>Cobertura de tipo de cambio</b>				
Cobertura de flujo de caja	7.125	-	4.298	-
<b>Cobertura de Brent - TSS</b>				
Cobertura de flujo de caja	-	-	9.203	-
<b>Cobertura de tasa de interés</b>				
Cobertura de flujo de caja	6.710	30.335	17.261	46.528
<b>Cobertura de margen de refinación</b>				
Cobertura de flujo de caja	26.357	-	-	-
<b>Cobertura de diferencial WTI / BRENT</b>				
Cobertura de flujo de caja	107	-	-	-
Totales	<u>40.299</u>	<u>30.335</u>	<u>30.762</u>	<u>46.528</u>

**ii) Valor razonable de derivados de cobertura**

El detalle de la cartera de instrumentos de cobertura de Grupo ENAP es el siguiente:

Detalle de instrumentos de cobertura	Descripción de instrumento de cobertura	Descripción de instrumentos contra los que se cubre	Valor razonable de instrumentos contra los que se cubre	
			31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Obligaciones por bonos	19.453	3.250
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Arrendamiento financiero	2.287	51.687
SWAP	Tasa de interés	Préstamos bancarios	(35.194)	(61.640)
Zero Cost Collar	Tasa de interés	Préstamos bancarios	-	(1.365)
TSS	Petróleo crudo	Inventarios	(15.966)	(9.204)
SDI	Diferencial WTI - Brent	Inventarios	(107)	562
Forward	Tipo de cambio	Deudores comerciales	(8.598)	(4.298)
Totales			<u>(38.125)</u>	<u>(21.008)</u>

**iii) Efecto en resultado de los derivados de coberturas**

Los montos reconocidos en resultados integrales al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y transferidos desde patrimonio neto a resultados durante el ejercicio, son los siguientes:

	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
Cargo reconocidos en Otros resultados integrales durante el ejercicio	<u>35.556</u>	<u>2.471</u>
Cargo transferido desde patrimonio neto a resultados durante el ejercicio	<u>233.933</u>	<u>188.506</u>

Al cierre del 31 de diciembre de 2013 y 2012 el Grupo ENAP ha reconocido en resultados los siguientes montos por ineffectividad y por valor del dinero en el tiempo de los derivados:

Detalle de instrumentos de cobertura	Descripción de instrumentos de cobertura	Concepto	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
Forward	Tipo de cambio	Cargo reconocido por valor del dinero en el tiempo	<u>(8.044)</u>	<u>(1.890)</u>
Totales			<u>(8.044)</u>	<u>(1.890)</u>

**iv) Otros antecedentes sobre instrumentos financieros**

A continuación se detallan los vencimientos de las coberturas

Desglose por vencimiento

Al 31 de diciembre de 2013	Valor razonable MUS\$	Nocional							2020 y siguientes MUS\$	Total MUS\$
		2014 MUS\$	2015 MUS\$	2016 MUS\$	2017 MUS\$	2018 MUS\$	2019 MUS\$			
<b>Derivados financieros</b>										
<b>Cobertura de tipo de cambio</b>										
Cobertura de flujo de caja	13.142	871.857	386.833	1.998	98.073	238.426	-	192.000	1.789.187	
<b>Cobertura de tasa de interés</b>										
Cobertura de flujo de caja	(35.194)	21.107	38.550	38.190	38.112	40.045	41.363	44.005	261.372	
Totales	(22.052)	892.964	425.383	40.188	136.185	278.471	41.363	236.005	2.050.559	
			Valor razonable MUS\$	Miles de barriles MBbl						
Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja			(16.073)	18.960						
<b>Al 31 de diciembre de 2012</b>		<b>Nocional</b>								
	Valor razonable MUS\$	2013 MUS\$	2014 MUS\$	2015 MUS\$	2016 MUS\$	2017 MUS\$	2018 MUS\$	2019 y siguientes MUS\$	Total MUS\$	
<b>Derivados financieros</b>										
<b>Cobertura de tipo de cambio</b>										
Cobertura de flujo de caja	50.639	931.917	1.988	386.970	2.140	2.221	1.526	-	1.326.762	
<b>Cobertura de tasa de interés</b>										
Cobertura de flujo de caja	(63.005)	304.751	36.639	38.550	38.190	38.112	40.045	85.368	581.655	
Totales	(12.366)	1.236.668	38.627	425.520	40.330	40.333	41.571	85.368	1.908.417	
			Valor razonable MUS\$	Miles de barriles MBbl						
Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja			(8.642)	11.230						

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo ENAP, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

**v) Jerarquías del valor razonable**

El Grupo ENAP calcula el valor razonable de los derivados financieros usando parámetros de mercado, los cuales son ajustados al perfil de vencimiento de cada operación.

Las operaciones forward que cubren la exposición al tipo de cambio de las cuentas por cobrar provenientes de las ventas facturadas en pesos chilenos son valoradas utilizando como referencia las curvas forward peso-dólar disponible en el mercado.

Las operaciones cross currency swap que cubren la exposición a la fluctuación del dólar de los pasivos financieros denominados en UF son valoradas como el valor presente de los flujos futuros en UF (activo) y USD (pasivo). Para calcular dichos valores presentes se utilizan curvas de tasas UF y LIBOR de mercado, las cuales son ajustadas a las fechas relevantes de los flujos contemplados en cada operación.

Las operaciones interest rate swap que cubren la exposición a la fluctuación de la tasa LIBOR de los pasivos financieros que devengan tasa variable en base LIBOR son valoradas como el valor presente de los flujos futuros. Para calcular dichos valores presentes se utilizan las curvas de tasas LIBOR de mercado, las cuales son ajustadas a las fechas relevantes de los flujos contemplados en cada operación.

Las operaciones de opciones sobre ICE Brent que cubren la exposición a la variación del precio internacional de las importaciones de petróleo crudo del Grupo ENAP son valoradas utilizando herramientas de cálculo proveídas por plataformas de información financiera. Dichas herramientas recogen las curvas de futuros de los precios del ICE Brent en el mercado, ajustándolas al perfil de vencimiento de cada operación.

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican según las siguientes jerarquías:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Datos de entrada diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio); y

Nivel 3: Datos de entrada para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (datos de entrada no observables).

	<b>Total</b> <b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>Clasificación de instrumentos financieros</b>		
		<b>Nivel 1</b> MUS\$	<b>Nivel 2</b> MUS\$	<b>Nivel 3</b> MUS\$
<b>Instrumentos financieros medidos a valor razonable</b>				
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	23.742	-	23.742	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	70.634		70.634	

#### **b) Préstamos que devengan intereses**

**i) Resumen de préstamos** - El resumen de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

##### **Obligación con bancos**

	<b>Corriente</b>		<b>No Corriente</b>	
	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$
<b>No garantizadas:</b>				
Sobregiros bancarios	660	27.311	-	-
Préstamos de entidades financieras	206.360	999.647	915.743	765.540
Obligaciones con el público	185.450	33.300	2.207.863	1.892.589
Arrendamiento financiero	2.221	1.940	7.766	9.946
Subtotales	394.691	1.062.198	3.131.372	2.668.075
<b>Garantizadas:</b>				
Préstamos de entidades financieras	50.555	49.316	254.275	297.992
Subtotales	50.555	49.316	254.275	297.992
<b>Totales</b>	<b>445.246</b>	<b>1.111.514</b>	<b>3.385.647</b>	<b>2.966.067</b>

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



**ii) Detalle de Préstamos que devenga intereses** - El desglose por moneda y vencimiento de los préstamos de entidades financieras (garantizados y no garantizados) que devengan intereses al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

**Al 31 de diciembre de 2013**

Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	Corriente			No Corriente			
					Hasta 3 meses MUS\$	+ 3 meses hasta 1 año MUS\$	Total MUS\$	+ 1 año hasta 3 años MUS\$	+ 3 años hasta 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$
BNP - Paribas (1)	Semestral	3,75%	3,75%	410.000	21.700	16.231	37.931	68.407	76.141	85.369	229.917
BNP - Paribas	Semestral	3,10%	3,10%	34.459	2.080	1.906	3.986	6.090	-	-	6.090
BNP - Paribas	Semestral	6,04%	6,04%	13.917	499	469	968	1.876	1.877	-	3.753
BNP - Paribas (Cesce)	Semestral	4,38%	4,38%	53.215	2.783	2.503	5.286	13.361	-	-	13.361
Société Générale	Semestral	6,43%	6,43%	21.981	1.229	1.154	2.383	1.154	-	-	1.154
Banco Latinoamericano de Exportaciones S.A. (4)	Vencimiento	4,06%	4,06%	55.000	-	27.525	27.525	27.500	-	-	27.500
Société Générale ( 5 )	Semestral	1,98%	1,14%	100.000	-	16.939	16.939	31.873	16.667	-	48.540
BNP Paribas ( 5 )	Semestral	4,07%	5,19%	78.258	4.270	3.586	7.856	13.132	14.407	18.008	45.547
Banco de Chile	Vencimiento	1,18%	1,18%	100.000	858	101.823	102.681	-	-	-	-
The Bank of Tokyo (6)	Semestral	1,54%	0,86%	300.000	-	306	306	298.619	-	-	298.619
Bank Of America (9)	Semestral	1,96%	1,96%	300.000	-	756	756	297.022	-	-	297.022
ITAU	Vencimiento	0,85%	0,85%	50.000	50.018	-	50.018	-	-	-	-
HSBC Bank USA (10)	Semestral	1,14%	1,14%	200.000	-	280	280	-	198.515	-	198.515
<b>Totales</b>					<b>83.437</b>	<b>173.478</b>	<b>256.915</b>	<b>759.034</b>	<b>307.607</b>	<b>103.377</b>	<b>1.170.018</b>

Las tasas interés nominal informadas son anuales.

**Otros antecedentes** - Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes al 31 de diciembre de 2013:

Nombre	Rut	Moneda	País	Sociedad	Rut	País	Garantía
BNP - Paribas (1)	0-E	Dólares	EE.UU.	Enercón S.A.	99519820-7	Chile	Garantizada
BNP - Paribas	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
BNP - Paribas	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (Cesce)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
Société Générale	0-E	Dólares	Francia	CHBB S.A.	99519810-K	Chile	Garantizada
Banco Latinoamericano de Exportaciones S.A. (4)	0-E	Dólares	Panamá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Société Générale ( 5 )	0-E	Dólares	Francia	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
BNP Paribas ( 5 )	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	97004000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
The Bank of Tokyo (6)	0-E	Dólares	Japón	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Bank Of America (9)	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
ITAU	76645030-K	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
HSBC Bank USA (10)	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



**Al 31 de diciembre de 2012**

Al 31 de diciembre de 2012

Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	Corriente			No Corriente			
					Hasta 3 meses MUS\$	+ 3 meses hasta 1 año MUS\$	Total MUS\$	+ 1 año hasta 3 años MUS\$	+ 3 años hasta 5 años MUS\$	+ de 5 años MUS\$	Total MUS\$
BNP - Paribas (1)	Semestral	3,75%	3,75%	410.000	36.888	-	36.888	65.196	71.966	124.518	261.680
Kreditanstalt für Wiederaufbau	Semestral	6,98%	6,98%	20.554	1.470	-	1.470	-	-	-	-
BNP - Paribas	Semestral	3,10%	3,10%	34.459	3.860	-	3.860	7.751	2.094	-	9.845
BNP - Paribas	Semestral	6,04%	6,04%	13.917	974	-	974	1.876	1.877	938	4.691
BNP - Paribas (Cesce)	Semestral	4,38%	4,38%	53.215	5.162	-	5.162	10.124	8.189	-	18.313
Société Générale	Semestral	6,43%	6,43%	21.981	2.432	-	2.432	3.463	-	-	3.463
Banco Latinoamericano de Exportaciones S.A. (4)	Vencimiento	3,60%	3,67%	55.000	-	25	25	55.000	-	-	55.000
The Bank Of Nova Scotiabank	Semestral	1,36%	1,36%	155.000	-	155.796	155.796	-	-	-	-
BBVA	Vencimiento	2,11%	2,11%	55.000	-	55.790	55.790	-	-	-	-
Banco de Chile	Vencimiento	1,18%	1,18%	285.000	-	288.509	288.509	-	-	-	-
JP Morgan Chase Bank (2)	Vencimiento	0,98%	0,63%	220.000	-	220.724	220.724	-	-	-	-
Calyon N.Y Branch (3)	Semestral	0,99%	0,66%	75.000	-	50.017	50.017	-	-	-	-
Société Générale ( 5 )	Semestral	1,98%	1,14%	100.000	-	17.065	17.065	48.150	16.667	-	64.817
BNP Paribas ( 5 )	Semestral	4,07%	5,19%	78.258	4.377	3.602	7.979	20.401	14.407	18.008	52.816
The Bank of Tokyo (6)	Semestral	1,54%	0,86%	300.000	-	354	354	297.916	-	-	297.916
Santander ( 7 )	Vencimiento	2,07%	2,07%	100.000	-	101.120	101.120	-	-	-	-
Banco Do Brasil (8)	Semestral	1,14%	1,14%	100.000	-	100.014	100.014	-	-	-	-
Bank Of America (9)	Semestral	1,96%	1,96%	300.000	-	784	784	294.991	-	-	294.991
<b>Totales</b>					<b>55.163</b>	<b>993.800</b>	<b>1.048.963</b>	<b>804.868</b>	<b>115.200</b>	<b>143.464</b>	<b>1.063.532</b>

Las tasas interés nominal informadas para los créditos son anuales.

**Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes al 31 de diciembre de 2012:**

BNP - Paribas (1)	0-E	Dólares	EE.UU.	Enercón S.A.	99519820-7	Chile	Garantizada
Kreditanstalt für Wiederaufbau	0-E	Dólares	Alemania	Petrosul S.A.	96969000-4	Chile	No Garantizada
BNP - Paribas	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
BNP - Paribas	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (Cesce)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
Société Générale	0-E	Dólares	Francia	CHBB S.A.	99519810-K	Chile	Garantizada
Banco Latinoamericano de Exportaciones S.A. (4)	0-E	Dólares	Panamá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
The Bank Of Nova Scotiabank	0-E	Dólares	Canada	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
BBVA	97032000-8	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	97004000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
JP Morgan Chase Bank (2)	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Calyon N.Y Branch (3)	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Société Générale ( 5 )	0-E	Dólares	Francia	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
BNP Paribas ( 5 )	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
The Bank of Tokyo (6)	0-E	Dólares	Japón	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Santander ( 7 )	97036000-K	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco Do Brasil (8)	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Bank Of America (9)	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

**(1) BNP – PARIBAS**

Con fecha 15 de junio de 2005, Energía Concón S.A. suscribió un Contrato de Crédito con un sindicato de bancos liderado por BNP Paribas, Citigroup y Calyon por un monto de MUS\$ 410.000 y un plazo de 15 años.

(2) J.P. MORGAN CHASE BANK

El 15 de septiembre de 2006, se realizó el cierre de una operación de refinanciamiento por un monto de MUS\$ 220.000 del crédito Sindicado existente y que se hizo efectivo a partir del 5 de septiembre de 2006 ("Effective Date"), por parte de ENAP. Mediante esta operación, ENAP ha suscrito con quince bancos internacionales un contrato bajo la ley de Nueva York denominado "Second Amended and Restated Term Loan Agreement", que modifica el contrato de crédito de fecha 31 de agosto de 2004, que con dicha fecha modificaba un contrato de crédito anterior, de fecha 29 de agosto de 2003. La actual modificación se refiere a:

(i) la consolidación en un solo crédito de los vencimientos del año 2007 al 2009 del principal, de los dos tramos existentes en el crédito vigente (Tramo 1 y Tramo 2), y (ii) la modificación del plazo de vencimiento de las cuotas de principal para llevarlo a un solo pago ("bullet") a 7 años plazo, es decir con vencimiento en septiembre de 2013.

La tasa de interés aplicable a esta nueva operación fue de LIBOR+0,20% para los cuatro primeros años, LIBOR + 0,225 para el quinto y sexto año y LIBOR + 0,25% para el séptimo año.

El cambio en el plazo de crédito, que originalmente tenía amortizaciones en los años 2006 a 2009, significó liberar fondos para el financiamiento de las inversiones del Grupo ENAP para los próximos años. El spread sobre la tasa de interés permanece prácticamente inalterado respecto al crédito original (LIBOR+0,20% entre 2006 y 2008 y LIBOR+0,225% en 2009). Dado que se trata de un refinanciamiento de pasivos, esta transacción no tuvo impacto en el nivel de pasivos del Grupo ENAP.

(3) CALYON NEW YORK BRANCH

En diciembre de 2006, la Empresa obtuvo un crédito sindicado por un monto de MUS\$150.000, otorgado por un grupo de bancos, actuando como agente el Banco Calyon New York Branch. Mediante esta operación, ENAP ha suscrito un contrato de crédito sindicado bajo la ley de Nueva York (denominado "Term Loan Agreement"), con un grupo de 12 bancos internacionales. El préstamo tiene un plazo de 7 años, y se paga en 6 amortizaciones semestrales iguales, cancelando la primera cuota el 14 de septiembre 2011.

La tasa de interés anual aplicable a esta operación es de LIBOR + 0,175% para los primeros tres años, LIBOR + 0,20% para el cuarto y quinto año y LIBOR + 0,225% para el sexto y séptimo año.

(4) BANCO LATINOAMERICANO DE EXPORTACIONES S.A. (BLADEX).

Con fecha 30 de junio de 2009 Enap Sipetrol Argentina S.A. suscribió un préstamo por MUS\$65.000, con vencimiento al 28 de junio de 2010, con pago de capital al vencimiento e intereses semestralmente. Este préstamo es garantizado por la Empresa Nacional del Petróleo. La tasa de interés es Libor 180 + 3,5%.

Con fecha 5 de enero de 2010 se extendió el vencimiento al 27 de diciembre de 2010, pactándose una nueva tasa de Libor 180 + 3,00%. Con fecha 15 de septiembre de 2010 se realizó una enmienda al contrato en el cual se pactó una nueva tasa de Libor 180 + 2,75%.

Con fecha 27 de diciembre de 2010 se realizó un pago de MUS\$ 10.000.

Con fecha 23 de diciembre de 2011 se extendió el vencimiento al 27 de diciembre de 2012, pactándose una nueva tasa de Libor 180 + 2,75%.

Con fecha 27 de diciembre de 2012 se extendió el vencimiento de la deuda insoluble por MUS\$55.000, con vencimiento al 27 de diciembre de 2015, con pago de intereses mensuales, y capital a contar del 27 de enero de 2014, pactándose una nueva tasa de interés es Libor + 3,85%.

(5) BANCO BNP PARIBAS Y SOCIÉTÉ GÉNÉRALE

Con fecha 2010, ENAP suscribió dos contratos de crédito con los bancos BNP Paribas y Société Générale por MUS\$ 78.258 y MUS\$ 100.000 donde participan cada uno con el 50%, para construir la planta de alquiler en Refinería Aconcagua, ambos créditos funcionan como líneas comprometidas de fondo, de la cuales se pueden realizar giros parciales cuando se cumplan ciertas condiciones.

(6) THE BANK OF TOKYO

Con fecha 23 de noviembre de 2011, la Empresa obtuvo un crédito sindicado por un monto de MUS\$300.000, otorgado por un grupo de bancos, actuando como agente The Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, Ltd.. Mediante esta operación, ENAP suscribió un contrato de crédito sindicado bajo la ley de Nueva York (denominado "Amended and Restated Term Loan Agreement"), con un grupo de 7 bancos internacionales. El préstamo tiene un plazo de 5 años, y se paga en 3 amortizaciones semestrales iguales, comenzando en el 29 de noviembre de 2015.

La tasa de interés anual aplicable a esta operación es de LIBOR + 0,8 %.

(7) SANTANDER

Con fecha 20 de junio de 2012, la Empresa obtuvo un crédito por un monto de MUS\$100.000. El préstamo tiene un plazo de 1 año. La tasa de interés anual aplicable a esta operación es de LIBOR + 1,0 %.

(8) BANCO DO BRASIL

Con fecha 01 de octubre de 2012, la Empresa obtuvo un crédito por un monto de MUS\$100.000. El préstamo vence el 26 de junio de 2013. La tasa de interés aplicable a esta operación es de LIBOR + 0,78 %.

(9) BANK OF AMERICA

Con fecha 31 de octubre de 2012, la Empresa obtuvo un crédito sindicado por un monto de MUS\$300.000, otorgado por un grupo de bancos, actuando como agente Bank of America. El préstamo tiene un plazo de 3 años a contar del 9 de noviembre de 2012 y se pagará en una sola amortización a su fecha de vencimiento. La tasa de interés anual aplicable es de LIBOR a 3 o 6 meses, a elección de ENAP + 1,65%.

(10) HSBC BANK USA

Con fecha 18 de noviembre de 2013, la Empresa suscribió un contrato de financiamiento con HSBC Bank USA, National Association y Scotiabank & Trust (Cayman) Ltd., actuando el primero como agente administrativo, por un monto de MUS\$200.000, a un plazo de 5 años a contar del 03 de diciembre de 2013. El capital se amortizará en cuatro cuotas semestrales, los meses 42, 48, 54 y 60.

Este financiamiento devengará intereses calculados sobre la base de la tasa Libor más un margen o spread de 1,5% anual.



**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
(En miles de dólares)



**iii) Detalle de obligaciones con el público**

El detalle y vencimientos de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2013 y 2012, clasificadas en corriente y no corriente, se presentan en cuadro adjunto:

Al 31 de diciembre de 2013

Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Corriente			No Corriente			
						Hasta 3 meses MUSD	+3 meses a 1 año MUSD	Total MUSD	+1 año a 3 años MUSD	+3 años a 5 años MUSD	+5 años MUSD	Total MUSD
Tipo 144 A ( b.1 )	EE.UU	US\$	150.000	4,88%	5,77%	151.948	-	151.948	-	-	-	-
B-ENAP - B ( a.1 )	Chile	UF	9.750	4,33%	4,28%	9.213	-	9.213	-	-	436.270	436.270
Tipo 144 A ( b.2 )	EE.UU	US\$	300.000	6,25%	6,58%	9.074	-	9.074	-	-	297.360	297.360
Tipo 144 A ( b.3 )	EE.UU	US\$	500.000	5,25%	5,46%	10.457	-	10.457	-	-	494.169	494.169
Tipo 144 A ( b.4 )	EE.UU	US\$	500.000	4,75%	5,12%	-	1.781	1.781	-	-	487.981	487.981
B-ENAP - D ( a.2 )	Chile	UF	2.000	3,40%	4,28%	-	776	776	-	86.841	-	86.841
B-ENAP - E ( a.2 )	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	-	1.687	1.687	-	-	165.096	165.096
SIX Swiss (b.5)	Suiza	CHF	215.000	2,88%	2,88%	-	514	514	-	240.146	-	240.146
<b>Totales</b>						<b>180.692</b>	<b>4.758</b>	<b>185.450</b>	<b>-</b>	<b>326.987</b>	<b>1.880.876</b>	<b>2.207.863</b>

Al 31 de diciembre de 2012

Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Corriente			No Corriente			
						Hasta 3 meses MUSD	+3 meses a 1 año MUSD	Total MUSD	+1 año a 3 años MUSD	+3 años a 5 años MUSD	+ 5 años MUSD	Total MUSD
Tipo 144 A ( b.1 )	EE.UU	US\$	150.000	4,88%	5,77%	-	2.194	2.194	159.308	-	-	159.308
B-ENAP - B ( a.1 )	Chile	UF	9.750	4,33%	4,28%	-	9.871	9.871	-	-	366.247	366.247
Tipo 144 A ( b.2 )	EE.UU	US\$	300.000	6,25%	6,58%	-	9.020	9.020	-	-	317.783	317.783
Tipo 144 A ( b.3 )	EE.UU	US\$	500.000	5,25%	5,46%	-	10.500	10.500	-	-	528.122	528.122
Tipo 144 A ( b.4 )	EE.UU	US\$	500.000	4,75%	5,12%	-	1.715	1.715	-	-	521.129	521.129
<b>Totales</b>						<b>-</b>	<b>33.300</b>	<b>33.300</b>	<b>159.308</b>	<b>-</b>	<b>1.733.281</b>	<b>1.892.589</b>

**Otros antecedentes relacionados a las obligaciones con el público vigentes al 31 de diciembre de 2013:**

Nombre Acreedor	Rut	Tipo de Colocación	Empresa	País	Rut	Pago Intereses	Amortización Capital	Fecha de Vencimiento	Garantía
( b.1 ) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	15-03-2014	Sin Garantía
( a.1 ) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	15-01-2019	Sin Garantía
( b.2 ) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	31-12-2019	Sin Garantía
( b.3 ) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	05-08-2020	Sin Garantía
( b.4 ) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	01-11-2021	Sin Garantía
( a.2 ) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	01-10-2017	Sin Garantía
( a.2 ) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	01-10-2033	Sin Garantía
( b.5 ) Credit Suisse AG	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Anual	Al vencimiento	05-12-2018	Sin Garantía

a) Bonos Nacionales

1. Con fecha 15 de enero de 2009, la Empresa inscribió en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el N°303, la emisión de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local.

La colocación del bono en el mercado local se efectuó durante el mes de enero de 2009 y fue por monto de UF 9.750.000. El plazo de vencimiento es de 10 años, los pagos de intereses son semestrales, la tasa de interés es de pago UF + 4,33% anual, y la amortización de capital es al vencimiento.

2. Con fecha 17 de enero de 2013, la Empresa efectuó una colocación de bonos reajustables en unidad de fomento (U.F.), en el mercado local, con cargo a la línea inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el N°585, de fecha 7 de mayo de 2009.

La colocación de bonos fue por monto de UF 6.000.000, de acuerdo a las siguientes series:

-Bonos Serie D, por un monto de UF 2.000.000 a un plazo de 5 años, con una sola amortización final el 1° de octubre de 2017 y pagos de intereses semestrales. La tasa de interés de cupón es de 3,4% anual, y la tasa de colocación fue de 3,75% anual.

-Bonos Serie E, por un monto de UF 4.000.000 a un plazo de 21 años, con una sola amortización final el 1° de octubre de 2033 y pagos de intereses semestrales. La tasa de interés de cupón es de 3,7% anual, y la tasa de colocación fue de 4,09% anual.

**b) Bonos Internacionales:**

1. Con fecha 16 de marzo de 2004, ENAP efectuó la emisión y colocación de bonos del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,875% anual, por un monto de MUS\$ 150.000. El plazo de vencimiento es de 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

2. Con fecha 31 de diciembre de 2009, ENAP efectuó emisión y colocación de bonos del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 6,25% anual por un monto de MUS\$ 300.000

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

3. Con fecha 5 de agosto de 2010, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el mercado estadounidense, a una tasa de interés de 5,25% anual por un monto de MUS\$ 500.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

4. Con fecha 1 de diciembre de 2011, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,75% anual por un monto de MUS\$ 500.000.

El plazo de vencimiento es a 10 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

5. Con fecha 5 de diciembre de 2013, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono en el Mercado público de valores de Suiza (SIX Swiss Exchange AG, en Zurich), a una tasa de interés de 2,875% anual y un spread 2,28%, por un monto de MCHF\$ 215.000.

El plazo de vencimiento es a 5 años. Los pagos de intereses son anuales y la amortización del capital se realizará al final de dicho período.

**iv) Arriendos financieros**

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos arrendamientos financieros son los siguientes:

	31.12.2013			31.12.2012		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$
Hasta 90 días	542	(84)	458	581	(108)	473
Más de 90 días hasta 1 año	1.990	(227)	1.763	1.872	(405)	1.467
Más de 1 año hasta 3 años	6.845	(504)	6.341	8	-	8
Más de 3 años hasta 5 años	1.445	(20)	1.425	9.285	(874)	8.411
Más de 5 años	-	-	-	1.548	(21)	1.527
<b>Totales</b>	<b>10.822</b>	<b>(835)</b>	<b>9.987</b>	<b>13.294</b>	<b>(1.408)</b>	<b>11.886</b>

**22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR**

**a) El detalle del rubro es el siguiente:**

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
Acreeedores comerciales	1.365.105	1.502.021	6.152	6.333
Acreeedores varios	6.226	8.396	331	361
Otras cuentas por pagar	161.701	10.748	1.381	1.381
<b>Totales</b>	<b>1.533.032</b>	<b>1.521.165</b>	<b>7.864</b>	<b>8.075</b>

**b) Detalle de vencimientos futuros**

	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
Hasta 30 días	1.452.336	1.295.576
Entre 31 y 60 días	1.828	98.919
Entre 61 y 90 días	78.868	126.670
<b>Totales</b>	<b>1.533.032</b>	<b>1.521.165</b>

**23. OTRAS PROVISIONES**

**i) Detalle** - El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

**Provisiones**

Concepto		Corriente		No Corriente	
		31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
Provisión por contratos		-	14.356	-	-
Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación	(a)	-	732	71.337	52.745
Provisión impuesto renta (DL N° 2398)		-	-	45.962	3.284
Patrimonio negativos inversiones	(b)	1.403	10.630	-	-
Contratos onerosos		-	-	11.419	8.433
Juicios varios		-	1.436	-	-
Otras provisiones		2.812	5.558	14.977	16.760
Totales		4.215	32.712	143.695	81.222

a) Corresponde a los costos estimados que el Grupo ENAP deberá de realizar a futuro por concepto de remediaciones medio ambientales, plataformas y pozos, y que permitirán, al término de las concesiones, dejar en condiciones de reutilizar para otros fines las zonas de explotación. Esta provisión es calculada y contabilizada a valor presente a igual tasa de descuento del proyecto

b) Corresponde a provisiones por patrimonio negativo de las inversiones en Gasoducto del Pacífico Cayman Ltda., Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A. y Forenergy S.A.

**ii) Movimiento:** El movimiento del ejercicio de las provisiones detalladas por concepto, es el siguiente:

**31 de diciembre de 2013**

	Provisión por contratos MUS\$	Desmantelamiento costos reestructuración rehabilitación MUS\$	Contratos onerosos MUS\$	Patrimonio negativo MUS\$	Otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Provisiones adicionales	2.500	19.196	3.200	1.403	57.801	84.100
Provisión utilizada	(4.356)	(636)	(214)	-	(8.815)	(14.021)
Reversión de provisión	(12.500)	(1.733)	-	(10.630)	(12.279)	(37.142)
Incremento (decremento) en el cambio de Moneda Extranjera	-	-	-	-	6	6
Otro incremento (decremento)	-	1.033	-	-	-	1.033
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	-	71.337	11.419	1.403	63.751	147.910

**31 de diciembre de 2012**

	<b>Provisión por contratos</b>	<b>Desmantelamiento costos reestructuración rehabilitación</b>	<b>Contratos onerosos</b>	<b>Patrimonio negativo</b>	<b>Otras provisiones</b>	<b>Total</b>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	13.437	51.929	11.015	20.805	39.030	136.216
Provisiones adicionales	919	2.230	-	-	23.932	27.081
Provisión utilizada	-	(682)	(2.582)	-	(2.982)	(6.246)
Reversión de provisión	-	-	-	(10.175)	(32.938)	(43.113)
Incremento (decremento) en el cambio de Moneda Extranjera	-	-	-	-	(4)	(4)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>14.356</b>	<b>53.477</b>	<b>8.433</b>	<b>10.630</b>	<b>27.038</b>	<b>113.934</b>

**24. PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS**

El detalle de las provisiones por beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

<b>Concepto:</b>		<b>Corriente</b>		<b>No Corriente</b>	
		<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Indemnización por años de servicios	( a )	385	583	110.138	119.096
Participación en utilidades y bonos del personal	( b )	17.305	14.876	-	-
Provisión de vacaciones		18.873	18.627	-	-
Otros beneficios	( c )	8.057	6.695	473	292
<b>Totales</b>		<b>44.620</b>	<b>40.781</b>	<b>110.611</b>	<b>119.388</b>

a) Corresponde a las indemnizaciones por años de servicios a todo evento que el Grupo ENAP mantiene con los trabajadores, que se detallan en los contratos colectivos vigentes a la fecha.

b) Corresponden principalmente a participación en utilidades en la sucursal Ecuador, establecidas por ley y bono renta variable asociados a la producción de las refinerías, el cual se encuentra establecido en los contratos colectivos vigentes y otros beneficios establecidos en los contratos de trabajo según sea el caso.

c) Las imputaciones registradas en este rubro corresponden a otros beneficios al personal como, gratificaciones, aguinaldo, bono vacaciones, etc.

#### 24.1 Movimiento de la Indemnización por años de servicios no corriente

El movimiento de la provisión por indemnización por años de servicios no corriente es el siguiente:

	No Corriente	
	31.12.2013	31.12.2012
<b>Movimiento:</b>	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial	119.096	109.670
Costos por servicios	1.393	1.394
Costos por intereses	7.057	7.711
Reserva actuarial	(341)	(1.735)
Beneficios pagados	(6.694)	(7.321)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(10.373)	9.377
Totales	<u>110.138</u>	<u>119.096</u>

#### 24.2 Hipótesis actuariales

Las hipótesis actuariales en la determinación de la indemnización por años de servicios no corriente son las siguientes:

<b>Hipótesis:</b>	31.12.2013	31.12.2012
Tasa de descuento	6,49%	6,49%
Tasa esperada de incremento inicial salarial	3,67%	3,67%
Tasa de retiro voluntario	2,29%	2,29%
Tasa de rotación por despido	0,10%	0,10%
Tabla de mortalidad	RV-2004	RV-2004
Edad de jubilación de mujeres	60	60
Edad de jubilación de hombres	65	65

## 24.2 Movimiento de provisiones por beneficios a los empleados corriente

El movimiento de las otras provisiones por beneficios a los empleados corriente es el siguiente:

	Corriente				
	Indemnización por años de servicios	Bono renta variable	Provisión vacaciones	Otros provisiones	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	583	14.876	18.627	6.695	40.781
Provisiones adicionales	5.369	41.315	5.041	3.752	55.477
Provisión utilizada	(5.567)	(38.571)	(3.760)	(1.709)	(49.607)
Reversión de Provisión	-	-	292	-	292
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	-	(315)	(1.327)	(681)	(2.323)
Otro incremento (decremento)	-	-	-	-	-
Saldo final al 31 de junio de 2013	<u>385</u>	<u>17.305</u>	<u>18.873</u>	<u>8.057</u>	<u>44.620</u>

	Corriente				
	Indemnización por años de servicios	Participación en utilidades y bonos variable	Provisión vacaciones	Otras provisiones	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	785	11.063	17.366	6.380	35.594
Provisiones adicionales	4.378	25.556	8.429	18.700	57.063
Provisión utilizada	(4.716)	(21.468)	(5.425)	(18.990)	(50.599)
Reversión de Provisión	-	(523)	-	-	(523)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	24	248	(1.743)	605	(866)
Otro incremento (decremento)	112	-	-	-	112
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	<u>583</u>	<u>14.876</u>	<u>18.627</u>	<u>6.695</u>	<u>40.781</u>

## 25. PATRIMONIO

### a) Cambios en el patrimonio:

El artículo 2° de la Ley N°20.278 autorizó al Ministerio de Hacienda, mediante Decreto Supremo N°1389 del 29 de octubre de 2008, para efectuar por una sola vez, un aporte extraordinario de capital a la Empresa Nacional del Petróleo por un monto de MUS\$ 250.000, que se financió con recursos disponibles en activos financieros del Tesoro Público. Dicho aporte se concretó mediante una modificación del presupuesto vigente del Tesoro Público que permitió el aporte de capital que se hizo efectivo el día 10 de noviembre de 2008.

Por Ord. N° 64 del 23 de enero de 2009, el Ministerio de Hacienda autorizó lo siguiente:

- a) Suspender temporalmente para el año 2009, la política de traspasos del 100% de los dividendos anuales de las filiales a ENAP, correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008.
- b) Suspender transitoriamente, para el año 2009, la política de traspaso de utilidades de ENAP al Fisco (por los resultados generados el año 2008).

La política de reparto de utilidad que rige a ENAP, establecida mediante Resolución del Ministerio de Hacienda N°25 de 11 de agosto de 2005, a través del cual se estableció que ENAP debe traspasar un mínimo de recursos al Fisco, ya

sea como impuesto a la renta (40%) y/o como anticipo de utilidades, correspondiente a un 14% de rentabilidad sobre el patrimonio, con utilidades retenidas de ejercicios anteriores.

Con fecha 23 de diciembre de 2010 el Ministerio de Hacienda según Oficio Ord. N° 1495, autorizó a capitalizar las utilidades correspondiente al ejercicio 2007, por un monto de MUS\$ 49.632, cuyo traspaso al Fisco fue transitoriamente suspendido mediante Ord. N° 1272 del año 2007.

Por Oficio Ord. N° 1292 del 15 de junio de 2012, el Ministerio de Hacienda, ha resuelto autorizar una política de distribución de utilidades con el objetivo de contribuir a la estabilidad y recomposición de la compañía, en los siguientes términos:

- a) Autorizar a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar las utilidades obtenidas el ejercicio 2010.
- b) Autorizar a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar el 100% de las utilidades obtenidas el ejercicio 2011, de acuerdo a los estados financieros auditados.
- c) Mantener la revisión de la situación financiera de la Empresa, para decidir si corresponde autorizar la capitalización de las utilidades de las filiales y de la matriz, en tanto se mantenga la situación de pérdida tributaria.

En atención al punto c) anterior, el Ministerio de Hacienda por Oficio Ord. N° 1125 del 20 de mayo de 2013, autorizó a la filial Enap Sipetrol S.A. a capitalizar el 100% de las utilidades obtenidas el ejercicio 2012, de acuerdo a los estados financieros auditados.

**b) Capital emitido**

El detalle del capital pagado al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

<b>Capital emitido</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Capital pagado	<u>1.232.332</u>	<u>1.232.332</u>
Totales	<u><u>1.232.332</u></u>	<u><u>1.232.332</u></u>

ENAP es una empresa 100% de propiedad del Estado de Chile y su capital no se encuentra dividido en acciones.

**Gestión de capital**

La gestión de capital, referida a la administración del patrimonio de la compañía, tiene como objetivo principal, la administración de capital del Grupo ENAP, de acuerdo al siguiente detalle:

- Asegurar el normal funcionamiento de sus operaciones, la continuidad del negocio en el largo plazo y la seguridad de suministro de combustibles líquidos para el país.
- Asegurar el financiamiento de nuevas inversiones a fin de mantener un crecimiento sostenido en el tiempo y un cumplimiento cabal de las especificaciones de los combustibles autorizados en Chile.
- Mantener una estructura de capital adecuada acorde a los ciclos económicos que impactan al negocio y a la naturaleza propia de la industria.



Con estos fines, y tomando en consideración la situación actual de fuerte disminución del patrimonio de la empresa, su valor y evolución son controlados e informados al Directorio de la Empresa mensualmente. Esta instancia determina en cada caso los pasos a seguir, la comunicación con el Ministerio de Hacienda, y las potenciales gestiones que se estime oportuno realizar.

**c) Otras Reservas**

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

<b>Composición</b>	<b>31.12.2013</b> <b>MUS\$</b>	<b>31.12.2012</b> <b>MUS\$</b>
Diferencia de cambio por conversión (ii)	(74.282)	(54.798)
Disponible para la venta	1.190	1.190
Coberturas de flujo de caja (i)	(66.697)	(102.255)
Reservas actuariales en planes de beneficios definidos	341	-
Reservas varias (iii)	27.195	27.671
<b>Totales</b>	<b>(112.253)</b>	<b>(128.192)</b>

**i) Cobertura de flujo de caja**

	<b>Total</b> <b>31.12.2012</b> <b>MUS\$</b>	<b>Movimiento</b> <b>2013</b> <b>MUS\$</b>	<b>Total</b> <b>31.12.2013</b> <b>MUS\$</b>
Ganancia /(pérdida) reconocidas en las coberturas de flujos de:			
Cross Currency Swap / Bonos y Arriendo Financiero	(27.239)	16.149	(11.090)
SWAP y Opción ZCC tasa de interés préstamos bancarios	(54.355)	24.025	(30.330)
Contratos Forward de cambio de moneda extranjera	(6.189)	7.259	1.070
Swap de coligadas	(39.696)	16.098	(23.598)
TSS y SDI	(8.641)	(7.432)	(16.073)
Impuesto a la renta y diferido de derivados	33.865	(20.541)	13.324
<b>Totales</b>	<b>(102.255)</b>	<b>35.558</b>	<b>(66.697)</b>

**ii) Diferencia de cambio por conversión**

	<b>31.12.2013</b> <b>MUS\$</b>	<b>31.12.2012</b> <b>MUS\$</b>
Saldo al inicio del ejercicio	(54.798)	(73.394)
Resultado por cambios en empresas coligadas	(19.484)	18.596
<b>Totales</b>	<b>(74.282)</b>	<b>(54.798)</b>

**iii) Otras reservas varias**

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
	MUS\$	MUS\$
Saldo Inicial	27.671	29.729
Otros cambios	<u>(476)</u>	<u>(2.058)</u>
Totales	<u><u>27.195</u></u>	<u><u>27.671</u></u>

**d) Ganancias (pérdidas) acumuladas**

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
	MUS\$	MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	(1.034.262)	(722.545)
Resultado del período/ejercicio	132.418	(320.531)
Variación de resultados acumulados	<u>(373)</u>	<u>8.814</u>
Totales	<u><u>(902.217)</u></u>	<u><u>(1.034.262)</u></u>

**26. INTERES NO CONTROLABLE**

El detalle de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio y resultados del Grupo al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

<b>Entidad</b>	<b>Participación no controladora en patrimonio</b>		<b>Ganancia (pérdida) atribuible a Participaciones no controladoras</b>	
	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Entidad de Propósito Especial	12.868	12.735	1.729	1.386
Biocomsa S.A.	(183)	-	(162)	-
Enap Refinerías S.A.	<u>35</u>	<u>22</u>	<u>16</u>	<u>(76)</u>
Totales	<u><u>12.720</u></u>	<u><u>12.757</u></u>	<u><u>1.583</u></u>	<u><u>1.310</u></u>

## 27. SEGMENTOS DE NEGOCIO

### Criterios de segmentación

La estructura de segmentación utilizada por el Grupo ENAP y definida por el Directorio de ENAP, y definida de acuerdo a NIIF 8 es en primer lugar, en función de las distintas líneas de negocios y en segundo lugar, según su distribución geográfica.

Las líneas de negocios anteriormente mencionadas son E&P (Exploración y Producción) y R&C (Refinación y Comercialización).

### *Segmentos principales de negocio del grupo consolidado:*

- Exploración y Producción, incluye las operaciones exploratorias de hidrocarburos (petróleo y gas natural) y de geotermia, así como su desarrollo, producción y comercialización de hidrocarburos en Chile y en el extranjero, en cuatro países: Chile, Argentina, Ecuador y Egipto. En el exterior, ENAP opera a través de la filial Sipetrol S.A. y en Chile, a través de Enap en Magallanes donde gestiona activos de exploración y producción de hidrocarburos en la XII Región. Además desarrolla actividades de exploración de gas a través de la modalidad de Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP) en los bloques Coirón, Caupolicán, Lenga y Dorado-Riquelme, en alianza con las compañías Pan American Energy LLC, Greymount y Methanex, respectivamente, todos ubicados en la Región de Magallanes.

En noviembre de 2012 la Contraloría General de la República tomó razón de dos nuevos CEOP de ENAP, en alianza con Geopark, para las áreas de Flamenco e Isla Norte.

- Refinación y Comercialización, incluye las actividades y procesos de Refinación, Optimización, Logística, Trading, Desarrollo de Mercados y Ventas. Las actividades de refinación y comercialización de ENAP son gestionadas por la filial Enap Refinerías S.A. Su negocio consiste principalmente en la compra de crudos en el mercado internacional para su refinación y la posterior comercialización de los productos terminados.

El abastecimiento de petróleo crudo de Enap Refinerías se obtiene mayoritariamente de Sudamérica y Europa. Enap Refinerías S.A. es la única empresa que refina petróleo en Chile y la más importante de la costa Pacífico de Centro y Sudamérica. La refinación se lleva a cabo en tres refinerías:

Refinería Aconcagua, ubicada en la Región de Valparaíso, Refinería Bío Bío, en la Región del Biobío, y Refinería Gregorio, en la Región de Magallanes. Las refinerías cuentan con las instalaciones necesarias para la recepción y el almacenamiento de la materia prima, entre ellas cinco terminales marítimos, situados en Quintero, San Vicente, Isla de Pascua, Cabo Negro y Gregorio, estos dos últimos en la Región de Magallanes.

El almacenamiento y transporte de combustibles líquidos y gaseosos, la venta mayorista y la exportación de combustibles corresponde a la Dirección de Almacenamiento y Oleoducto (DAO), que administra la infraestructura logística.

El Directorio y el Gerente General del Grupo ENAP son los encargados de la toma de decisiones respecto a la administración y asignación de recursos y respecto a la evaluación del desempeño de cada uno de los segmentos operativos anteriormente descritos.

A continuación se presenta la información por segmentos de estas actividades al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



Al 31 de diciembre de 2013	E&P MUS\$	R&C MUS\$	(1) MUS\$	Total MUS\$
Ingresos actividades ordinarias	638.252	10.572.467	-	11.210.719
Ingresos actividades ordinarias, interlineas e interfiliales	187.261	386.733	(573.994)	-
Costos de ventas	(466.152)	(10.171.543)	-	(10.637.695)
Costos de ventas, interlineas e interfiliales	(89.831)	(484.163)	573.994	-
<b>Margen bruto</b>	<b>269.530</b>	<b>303.494</b>	<b>-</b>	<b>573.024</b>
Otros ingresos, por función	10.449	39.243	6.609	56.301
Costos de distribución	(8.802)	(168.170)	(3.933)	(180.905)
Gastos de administración	(39.826)	(29.198)	(20.114)	(89.138)
Otros gastos por función	(90.025)	3.461	(3.464)	(90.028)
Otras ganancias (pérdidas)	5.213	121.561	(1.046)	125.728
Ingresos financieros	1.088	1.695	2.997	5.780
Costos financieros	(7.407)	(129.747)	(60.285)	(197.439)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1	17.240	12.851	30.092
Diferencias de cambio	(1.879)	(23.807)	538	(25.148)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>138.342</b>	<b>135.772</b>	<b>(65.847)</b>	<b>208.267</b>
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(38.259)	(42.758)	6.751	(74.266)
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>100.083</b>	<b>93.014</b>	<b>(59.096)</b>	<b>134.001</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a:</b>				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	99.942	90.078	(57.602)	132.418
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	141	2.936	(1.494)	1.583
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>100.083</b>	<b>93.014</b>	<b>(59.096)</b>	<b>134.001</b>
<b>Al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>E&amp;P MUS\$</b>	<b>R&amp;C MUS\$</b>	<b>(1) MUS\$</b>	<b>Total MUS\$</b>
Ingresos actividades ordinarias	420.188	11.191.807	-	11.611.995
Ingresos actividades ordinarias, interlineas e interfiliales	278.022	492.207	(770.229)	-
Costos de ventas	(377.257)	(11.229.773)	-	(11.607.030)
Costos de ventas, interlineas e interfiliales	(187.322)	(582.907)	770.229	-
<b>Margen bruto</b>	<b>133.631</b>	<b>(128.666)</b>	<b>-</b>	<b>4.965</b>
Otros ingresos, por función	1.472	14.574	14.178	30.224
Costos de distribución	(17.584)	(153.298)	-	(170.882)
Gastos de administración	(32.002)	(34.537)	(21.611)	(88.150)
Otros gastos por función	(54.979)	(18.470)	(466)	(73.915)
Otras ganancias (pérdidas)	310	17	-	327
Ingresos financieros	453	1.125	3.596	5.174
Costos financieros	(10.843)	(140.345)	(49.330)	(200.518)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(13)	19.818	21.590	41.395
Diferencias de cambio	3.329	(40.616)	737	(36.550)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>23.774</b>	<b>(480.398)</b>	<b>(31.306)</b>	<b>(487.930)</b>
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	4.965	135.810	27.934	168.709
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>28.739</b>	<b>(344.588)</b>	<b>(3.372)</b>	<b>(319.221)</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a:</b>				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	28.998	(347.075)	(2.454)	(320.531)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(259)	2.487	(918)	1.310
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>28.739</b>	<b>(344.588)</b>	<b>(3.372)</b>	<b>(319.221)</b>

(1) Bajo esta línea se presentan los ajustes de consolidación del Grupo ENAP, siendo los ítems más significativos las transacciones de ingresos y costos por compra/venta de productos e insumos entre las empresas del Grupo y las partidas no distribuidas a los segmentos como costos administrativos asociados al corporativo, resultados de asociadas, otras ganancias y pérdidas e ingresos y costos financieros, principalmente.

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



Detalle de ingresos por venta según producto y área geográfica:

Venta por Productos	31.12.2013			31.12.2012		
	Exploración y Producción	Refinación y Comercialización	Total	Exploración y Producción	Refinación y Comercialización	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Crudo	373.410	203.783	577.193	238.089	519.459	757.548
Gas	130.328	397.978	528.306	69.796	416.442	486.238
Gas Licuado de Petróleo	-	315.186	315.186	-	640.296	640.296
Gasolinas	-	3.485.822	3.485.822	-	3.521.112	3.521.112
Kerosene	-	734.422	734.422	-	760.496	760.496
Diesel	-	4.329.164	4.329.164	-	4.156.668	4.156.668
Petróleo Combustible	-	865.918	865.918	-	944.341	944.341
Petroquímicos	-	119.244	119.244	-	113.636	113.636
Otros Productos	-	109.335	109.335	-	103.869	103.869
Venta de Servicios, nacionales	15.233	918	16.151	7.291	412	7.703
Venta de Servicios, extranjeros	86.620	-	86.620	91.269	2.528	93.797
Otros, nacionales (incluye N.C.)	3.774	10.698	14.472	7.093	12.368	19.461
Otros, extranjeros	28.886	-	28.886	6.650	180	6.830
<b>Totales</b>	<b>638.251</b>	<b>10.572.468</b>	<b>11.210.719</b>	<b>420.188</b>	<b>11.191.807</b>	<b>11.611.995</b>

Ventas Geográficas	31.12.2013			31.12.2012		
	Exploración y Producción	Refinación, Logística y Comercialización	Total	Exploración y Producción	Refinación, Logística y Comercialización	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Nacionales	113.961	9.752.503	9.866.464	62.434	10.002.230	10.064.664
Extranjeras	524.290	819.965	1.344.255	357.754	1.189.577	1.547.331
<b>Totales</b>	<b>638.251</b>	<b>10.572.468</b>	<b>11.210.719</b>	<b>420.188</b>	<b>11.191.807</b>	<b>11.611.995</b>

La comercialización de los productos refinados por la filial Enap Refinerías S.A., se canaliza a través de las compañías distribuidoras mayoristas de combustibles y otros derivados. La filial Enap Refinerías S.A. mantiene contratos de abastecimiento con sus principales clientes, asegurando de esta manera el adecuado abastecimiento de combustibles a lo largo del país. Los principales clientes del Grupo ENAP a nivel nacional son Copec, Petrobras, Terpel, Shell, Lipigas, Abastecedora de Combustibles y Methanex.

Junto con lo anterior, al 31 de diciembre de 2013 Enap Refinerías S.A. continuó vendiendo parte de su producción en los mercados regionales, particularmente Perú, Ecuador y Centroamérica.

**Activos y Pasivos por Segmentos Operativos**

Actualmente el Grupo ENAP no mantiene un control y registro de los activos por segmentos reportables en sus sistemas de reporte interno y tampoco dicha información es utilizada por el Directorio como parte del proceso de toma de decisiones de negocio y asignación de recursos. Los pasivos financieros del Grupo ENAP están centralizados y controlados a nivel corporativo y no se presentan por segmentos reportables.

## 28. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

<b>Detalle</b>	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$
	<u>                    </u>	<u>                    </u>
Venta de crudo	577.193	757.548
Venta de gas	528.306	486.238
Venta de productos refinados	9.959.091	10.240.416
Venta de servicios petroleros	102.772	101.500
Otros ingresos de operación	43.357	26.293
	<u>                    </u>	<u>                    </u>
Totales	<u>11.210.719</u>	<u>11.611.995</u>

De acuerdo a lo establecido en la Ley de Presupuesto del Sector Público (Ley N°20.641 del 22 de diciembre de 2012), a partir del año 2013 y a consecuencia de los subsidios al gas en la zona de Magallanes, el Ministerio de Energía debe compensar a ENAP por un monto máximo anual de M\$ 30.419.200 (MUS\$ 57.984 al tipo de cambio de cierre de diciembre 2013). Esta compensación cubre el menor valor que se obtenga de las ventas de gas producido en la Región de Magallanes en relación a sus costos de ventas (producción y distribución) e incluye una bonificación para eventuales compras de gas.

## 29. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El desglose de los costos de distribución al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	<b>31.12.2013</b> MUS\$	<b>31.12.2012</b> MUS\$
	<u>                    </u>	<u>                    </u>
Contratos logísticos	10.802	8.003
Flete crudo y gas	5.748	9.256
Fletes oleoductos	41.300	48.922
Fletes marítimos	85.139	67.632
Fletes productos terrestres	9.084	9.113
Personal	13.324	11.671
Otros	15.508	16.285
	<u>                    </u>	<u>                    </u>
Totales	<u>180.905</u>	<u>170.882</u>

### 30. OTROS GASTOS POR FUNCIÓN

El desglose de los otros gastos por función, al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
Estudios geológicos y geofísicos	17.277	11.093
Pozos secos de exploración y abandonos	52.606	24.020
Costos de exploración	12.580	5.471
Bajas de propiedad, planta y equipo	382	7.412
Costo de venta energía interna	1.659	4.198
Otras provisiones no operacionales	-	12.290
Otros	5.524	9.431
	<u>90.028</u>	<u>73.915</u>
Totales	<u><u>90.028</u></u>	<u><u>73.915</u></u>

### 31. COSTOS FINANCIEROS

El desglose de los costos financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

<b>Conceptos</b>	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	MUS\$	MUS\$
Intereses de préstamos bancarios	56.003	46.611
Intereses de obligaciones con el público	110.945	125.065
Intereses de obligaciones por leasing	111	352
Otros pasivos financieros	1.201	-
Intereses de cuentas por pagar	16.161	18.022
Otros desembolsos asociados a intereses	1.760	1.598
	<u>186.181</u>	<u>191.648</u>
Total costo por intereses	<u><u>186.181</u></u>	<u><u>191.648</u></u>
Pérdida por liquidaciones de derivados (swap)	10.146	13.479
Valor en el tiempo e ineffectividad en valorización de derivados	-	140
Intereses devengados por swap	1.850	3.713
Menos:		
Intereses capitalizados	(738)	(8.462)
	<u>(738)</u>	<u>(8.462)</u>
Total costos financieros	<u><u>197.439</u></u>	<u><u>200.518</u></u>

### 32. OTRAS GANANCIAS (PERDIDAS)

En este rubro se incorpora la utilidad de MUS\$110.665 como resultado de la venta de la filial Manu Perú Holding S.A., y de las respectivas asociadas directas Primax S.A., Primax Comercial del Ecuador S.A. y ATIMASA. Esta operación se materializó con fecha 23 de diciembre de 2013, y fue por un valor total de US\$ 255 millones neto de los impuestos pagados en el país de origen de la inversión.

### 33. GASTOS DEL PERSONAL

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Sueldos y salarios	173.244	163.707
Beneficios a corto plazo empleados	120.161	106.893
Otros gastos de personal	12.099	7.316
Otros beneficios a largo plazo	26.795	27.203
	<u>332.299</u>	<u>305.119</u>
Totales	<u><u>332.299</u></u>	<u><u>305.119</u></u>

### 34. DIFERENCIAS DE CAMBIO

El detalle de los rubros de activos y pasivos que dan origen a diferencias de cambio que son (debitadas) acreditadas a resultados son los siguientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

	<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2012</b>
<b>Conceptos</b>	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Efectivo y equivalente al efectivo	(4.486)	7.722
Otros activos no financieros corrientes	-	28.980
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(59.840)	47.703
Resultado cobertura forward	19.990	(83.293)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	(997)	67
Cuentas por cobrar y por pagar por impuestos	(3.561)	(10.230)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	10.892	(18.906)
Provisiones corriente	2.426	(1.190)
Provisiones no corriente	9.867	(8.585)
Otros pasivos no financieros corrientes y no corrientes	-	2.358
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	62.370	(63.242)
Resultado cobertura pasivos financieros corriente y no corriente	(58.265)	61.482
Otros	(3.544)	584
	<u>(25.148)</u>	<u>(36.550)</u>
Totales	<u><u>(25.148)</u></u>	<u><u>(36.550)</u></u>



**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



**35. MONEDA EXTRANJERA**

Activos	Moneda extranjera	Moneda funcional	31.12.2013 MUS\$	31.12.2012 MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ No reajutable	Dólar	63.892	56.879
	\$ Argentinos	Dólar	362	9.829
	£ Libra esterlina	Dólar	82	82
	£ Libras Egipcias	Dólar	31.118	-
Otros activos no financieros, corriente	\$ No reajutable	Dólar	-	8.458
	\$ Argentinos	Dólar	2	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ No reajutable	Dólar	830.334	760.821
	\$ Reajutable	Dólar	216	766
	\$ Argentinos	Dólar	6.862	1.249
Activos por impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	15.007	10.697
	\$ Reajutable	Dólar	12.876	66.392
	\$ Argentinos	Dólar	1.427	6.236
Otros activos financieros no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	8	8
	\$ Reajutable	Dólar	18.969	55.720
	Chf Franco Suizo	Dólar	4.621	-
Derechos por cobrar no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	18	19
	\$ Reajutable	Dólar	18.566	20.671
Inversiones utilizando el método de la participación	\$ Reajutable	Dólar	409	721
	Nuevo Sol Peruano	Dólar	-	91.582
Activos por impuestos diferidos	\$ No reajutable	Dólar	6.083	6.291
	\$ Argentinos	Dólar	3.389	14.349
<b>Totales</b>			<b>1.014.241</b>	<b>1.110.770</b>

Pasivos	Moneda extranjera	Moneda funcional	31.12.2013				31.12.2012			
			Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$	1 año a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$	Hasta 90 días MUS\$	91 días a 1 año MUS\$	1 año a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	\$ Reajutable	Dólar	21.410	3.862	-	-	474	12.099	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	660	-	-	-	27.333	-	-	-
	Chf Franco Suizo	Dólar	503	514	-	-	-	-	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ No reajutable	Dólar	82.310	-	-	-	-	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	23.690	-	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones a corto plazo	\$ No reajutable	Dólar	69	-	-	-	105	-	-	-
Pasivos por Impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	84.795	-	-	-	80.639	-	-	-
	\$ Reajutable	Dólar	283	-	-	-	423	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	18.449	-	-	-	7.691	-	-	-
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	\$ No reajutable	Dólar	16.958	-	-	-	13.398	568	-	-
	\$ Reajutable	Dólar	5.612	12.037	-	-	4.974	10.571	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	3.053	-	-	-	3.131	-	-	-
Otros pasivos financieros no corrientes	\$ Reajutable	Dólar	-	-	94.264	601.366	-	-	8.412	367.773
	Chf Franco Suizo	Dólar	-	-	240.146	-	-	-	-	-
Pasivos no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	-	-	2.480	-	-	-	2.724	-
Pasivo por impuestos diferidos	\$ No reajutable	Dólar	-	-	179	-	-	-	215	-
	\$ Argentinos	Dólar	-	-	42.956	-	-	-	34.922	-
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ No reajutable	Dólar	-	-	16.263	42.078	-	-	17.720	45.523
	\$ Reajutable	Dólar	-	-	16.575	35.222	-	-	17.873	37.981
	\$ Argentinos	Dólar	-	-	-	2.646	-	-	-	292
<b>Totales</b>			<b>257.792</b>	<b>16.413</b>	<b>412.863</b>	<b>681.312</b>	<b>138.168</b>	<b>23.238</b>	<b>81.866</b>	<b>451.569</b>

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



**36. INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE**

El detalle de los gastos realizados por concepto de medio ambiente al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Proyecto	Clasificación	Descripción	31.12.2013	31.12.2012
			MUS\$	MUS\$
Normalización de Instalaciones	Resultado	Manejo de aguas servidas Bahía Laredo	698	45
Gestión de Permisos ambientales	Resultado	Gestión de permisos ambientales de proyectos	248	380
Proyecto pasivos ambientales	Resultado	Remediación de fosas	-	83
Remediaciones ambientales	Resultado	Trabajos ejecutados por Adm. de Isla y Continente	145	1.563
Manejo de Residuos	Resultado	Contrato de retiro disposición de Riles y Respel.	-	117
Convenio cooperación ambiental 2008 - 2012: calidad del aire	Resultado	Contratos de construcción, asesorías y equipos	-	144
Diagnósticos de sustancias peligrosas	Activo	Contratos de construcción, asesorías y equipos	-	9
Medición de HC canales de aguas lluvias	Resultado	Contratos de construcción, asesorías y equipos	-	14
Estudio y declaración de impacto ambiental modificatorias a RCAs vigentes SO	Resultado	Contratos de construcción, asesorías y equipos	109	-
Mapa de Ruido de la Refinería y Acciones de Mitigación.	Resultado	Contratos de construcción, asesorías y equipos	32	-
Cumplimiento de compromisos legales	Resultado	Contratos de construcción, asesorías y equipos	108	-
Cumplimientos calidad del aire	Resultado	Contratos de construcción, asesorías y equipos	345	-
Evaluación cumplimiento resoluciones de calificación ambiental en Refinería Biobío y Aconcagua	Resultado	Contratos de construcción, asesorías y equipos	-	205
Servicios medioambiente	Resultado	Asesorías	137	2
Depreciación	Resultado	Depreciación	147	169
Disposición residuos	Resultado	Asesorías	2.196	2.292
Planta de ácido	Resultado	Costos operacionales de la planta	332	498
Planta de azufre	Resultado	Costos operacionales de la planta	16	16
Planta de azufre URA2	Resultado	Costos operacionales de la planta	3.989	3.683
Planta Desulfurización de gasolina	Resultado	Costos operacionales de la planta	5.034	4.859
Planta Desulfurización de diesel	Resultado	Costos operacionales de la planta	2.424	970
Striper aguas ácidas ( S.W.S. )	Resultado	Costos operacionales de la planta	15	13
Tratamiento efluentes	Resultado	Costos operacionales de la planta	830	711
Remediación pasivos ambientales	Resultado	Mauro Dávalos Cordero - Ecuador	1.291	834
Remediación pasivos ambientales	Resultado	Paraiso Boguno Huachito - Ecuador	1.109	342
Remediación pasivos ambientales	Resultado	UTE Area Magallanes - Argentina	556	427
Remediación pasivos ambientales	Resultado	Campamento Central Cañadon Perdido - Argentina	1.346	2.471
Remediación pasivos ambientales	Resultado	Pampa del Castillo - Argentina	1.925	1.322
Remediación pasivos ambientales	Resultado	UTE CAM2 - Argentina	-	-
Remediación pasivos ambientales	Resultado	Egipto	25	539
Implementación sistema gestión ambiental	Resultado	Chile	-	309
Totales			<u>23.057</u>	<u>22.017</u>

El detalle de los desembolsos posterior al 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Sociedad	Proyecto	Clasificación	Descripción	Monto MUS\$	Fecha en la cual se estima que los desembolsos sean realizados
ENAP	Normalización de Instalaciones	Resultado	Normalización de campamentos	1.386	Pagos mensuales
ENAP	Gestión de Permisos ambientales	Resultado	Gestión de permisos ambientales de proyectos	361	Contra proyecto
		Resultado	Trabajos medio ambientales ejecutados por administraciones de Isla y Continente	96	Contra proyecto
ENAP	Remediaciones ambientales	Resultado	Contrato de retiro disposición de Riles y Respel.	100	Pagos mensuales
ENAP	Manejo de Residuos	Resultado	Saneamiento de pasivos ambientales MDC3	185	Contra proyecto
	MDC	Resultado	Saneamiento de pasivo ambiental E. PARAISO	124	Contra proyecto
	PBH	Resultado	Monitoreos Ambientales	175	Contra proyecto
	Pampa del Castillo	Resultado	Tratamiento de residuos Petroleros	45	Contra proyecto
	Área Magallanes	Resultado	Estudios, monitoreos y simulacros	97	Contra proyecto
	Área Magallanes	Resultado			

### 37. JUICIOS Y COMPROMISOS COMERCIALES

Existen diversos juicios y acciones legales en que Grupo ENAP es la parte demandada, los cuales son derivados de sus operaciones. En general estos juicios se originan por acciones civiles, tributarias y laborales.

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados, no se han realizado provisiones contables, adicionales a las indicadas en el rubro “Provisiones varias” ya que en opinión de la Administración y de sus asesores legales, para aquella parte no provisionada, estos juicios no representan una probabilidad de pérdida material y la probabilidad de una obligación presente es menor a la probabilidad de no existencia o esta probabilidad es remota, en los términos indicados en NIC 37.

El detalle de los principales juicios vigentes y su status a la fecha de los presentes estados financieros consolidados es el siguiente:

#### *En Chile:*

##### ENAP

Existe un Juicio originado con motivo del derrame de petróleo ocurrido el 25 de mayo de 2007, en la Bahía de San Vicente, Región del Bío Bío, durante las faenas de descarga de la nave “New Constellation” al Terminal B de la Refinería Bío Bío, perteneciente a Enap Refinerías S.A. (ERSA).

Este proceso se tramita ante la I. Corte de Apelaciones de Concepción. Rol de la causa N° 4-2007. El procedimiento corresponde a un Juicio Ordinario especial del artículo 153 Ley de Navegación, mediante el cual se solicita una indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual. El proceso judicial ha iniciado ya su etapa probatoria con la resolución que fija los puntos de prueba, y respecto de la cual se encuentran pendientes los recursos de reposición interpuestos por las partes. A esta fecha se han celebrado acuerdos transaccionales con 1.819 demandantes, principalmente pescadores artesanales, por un monto total del orden de MUS\$ 1.179. Adicionalmente, existe un acuerdo con el Consejo de Defensa del Estado, por la suma de MUS\$ 270, para cuya consolidación sólo restan algunas formalidades del propio Consejo. El resto de los demandantes suman 1.906, entre los cuales se cuenta la Municipalidad de Talcahuano y dueños de restaurantes de Caleta Lengua.

Quinzacara con ENAP (Rol C-1043-2012). 3° Juzgado de Letras de Punta Arenas. Juicio Ordinario, primero deducido contra el Fisco, y luego, tras allanarse a una excepción dilatoria, contra ENAP. Demanda ex trabajador de ENAP, encargado de equipo de perforación en que se produjo accidente laboral, por las condiciones laborales en que se produjo accidente fatal y posterior despido del demandante. Cuantía: MUS\$ 1. Estado Actual: ENAP opone excepciones dilatorias, encontrándose pendiente su resolución.

Constructora Extreme South Ltda., con ENAP. Rol N°: C- 1921-2010, 3° Juzgado de Letras de Punta Arenas. Empresa Contratista cuyo contrato fue terminado anticipadamente por ENAP el año 2009, demanda a la empresa diversas partidas indemnizatorias, por supuesto incumplimiento de contrato. Cuantía: MUS\$ 1. A la fecha en etapa probatoria.

Marcelo Antiñanco Oyarzún y otros con VHF Ingenieros S.A., demás empresas relacionadas y ENAP. RIT N°: O-131-2009 (C. Suprema Rol 3171-2012). Juzgado de Letras del Trabajo de Punta Arenas. Demanda despido indirecto de 109 ex trabajadores de empresa contratista contra empleador VHF Ingeniería y Derechos S.A, actualmente en quiebra, Se admite recurso de unificación en Corte de Apelaciones ordenando se eleven a la Corte Suprema. Se fija fianza de resultas en MUS\$50. Se declara admisible el recurso. Cuantía: MUS\$ 1.270. Corte Suprema dicta sentencia rechazando la unificación de Jurisprudencia. Juicio Ordinario Terminado, se dicta el cúmplase respectivo ordenándose el envío de los antecedentes a Cobranza Laboral de Punta Arenas. Se inicia el Procedimiento Ejecutivo Laboral contra demandados solidarios, Causa RIT N° C-27-2013 del Juzgado Laboral de Punta Arenas, en estado de liquidación del crédito. Notificada la liquidación del crédito y efectuado el requerimiento de pago con fecha 30-05-2013. Dentro de plazo legal se opuso excepción de pago

parcial por los montos solucionados por el Síndico y se objetó la liquidación. Con fecha 25-06 se consigna en tribunal la suma de MUS\$1.324. Pendiente de resolución la parte objetada del crédito ascendente a una suma no superior a MUS\$ 71.

Rodrigo Ojeda Osorio con ENAP. Rol N°: 726-2010 y Rol N° 275-2012. Tribunal o sede: 1° y 2° Juzgado de Letras de Punta Arenas, respectivamente. Demanda perjuicios consistentes en daño moral que dos ex trabajadores a plazo fijo de ENAP habrían sufrido con motivo de accidente del trabajo acaecido durante el año 2009. Cuantía de MUS\$ 360 cada demanda.

*Enap Refinerías S.A. (Biobío).*

La Superintendencia del Medio Ambiente inició un procedimiento administrativo sancionatorio en contra de la Refinería Biobío de Enap Refinerías S.A., formulando cargos (cinco infracciones graves y una leve) relacionadas con supuestos incumplimientos de algunas Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA). Enap Refinerías S.A. ejerció descargos, estimando que, en algunos casos, no se configurarían las supuestas infracciones detectadas y, en otros, no correspondería la calificación de gravedad asignada por la Superintendencia. Mediante Resolución Exenta N°1339 de noviembre del año 2013, la SMA resuelva aplicar una multa de 588 UTA y una multa de 277 UTA, y concedió un plazo de 4 meses para que ERSA informe el nivel de eficacia de los recuperadores de azufre, lo que se cumplió con informe de *Sulphur Experts International Inc.*- entregado con fecha 20 de diciembre de 2013; y se estableció un plazo de 20 días hábiles para remitir a la SMA un cronograma de cumplimiento ambiental de las RCA 187/05 y 16/07, especialmente en aquellos aspectos fiscalizados y sancionados, lo que se cumplió con fecha 20 de diciembre de 2013.

Con fecha 02 de diciembre de 2013, se procede al pago íntegro de las multas, accediendo con ello a la rebaja del 25% señalado en la misma resolución sancionatoria y contemplada en la ley. En consecuencia se aplica y paga una multa total de M\$317.410.

Marco Chandía A. y Otros c/ Enap Refinerías S.A. 1er Juzgado Laboral de Talcahuano. Tres trabajadores demandan a Enap Refinerías S.A y a Emse S.A. para que “se declare que los demandantes son y han sido trabajadores de la empresa Sociedad Enap Refinería Biobío S.A., continuadora de Petrox S.A., en los períodos referidos, debiendo pagar, en consecuencia, a cada uno de los demandantes, las diferencias entre las remuneraciones efectivamente pagadas y las que legítimamente les hubieran correspondido como trabajadores de Enap Refinería S.A., y su antecesora jurídica Petrox S.A., derivados de los contratos individuales o convenios colectivos. El 29 de noviembre de 2010 fue archivada la causa. Fabriciano Villa y Otros C/Enap Refinerías S.A. Segundo Juzgado Laboral de Talcahuano Cuatro trabajadores demandan a Enap Refinerías S.A y a Emse S.A para que “se declare que los demandantes son y han sido trabajadores de la empresa Sociedad Enap Refinería Biobío S.A., continuadora de Petrox S.A., en los períodos referidos, debiendo pagar en consecuencia, a cada uno de los demandantes, las diferencias entre las remuneraciones efectivamente pagadas y las que legítimamente les hubieran correspondido como trabajadores de Enap Refinerías S.A. y su antecesora jurídica Petrox S.A., derivados de los contratos individuales o convenios colectivos. El 20 de diciembre de 2010 fue archivada la causa. Datos del archivo: R12 N° Retardada. A la fecha sin movimiento. Cuantía: MUS\$ 576.-

*Enap Refinerías S.A. (Aconcagua)*

Contra Enap Refinerías S.A. Aduana de Valparaíso. Reclamo contra Cargo 500221, 4 marzo de 2011 por importación de HRBS importado desde Ecuador a Quintero (se importó sin pago de derechos por no haberse considerado Fuel Oil). Este cargo fue oportunamente reclamado ante la Aduana de Valparaíso, y fue fallado en primera instancia, negativamente, elevándose por apelación y consulta al Director Nacional para que resuelva en definitiva. El reclamo está pendiente ante el Director Nacional de Aduanas y esperamos que, al igual que respecto del primer cargo, se acoja la excepción de prescripción. Cuantía: MUS\$ 859.

Contra Enap Refinerías S.A. Aduana de Valparaíso. Reclamo Aduanero ante el TTA de Valparaíso contra Cargo 510892. Este cargo se formuló en relación con la Importación de Petróleo desde Brasil, cuya importación se hizo el 16 de enero de 2012. El fundamento del cargo es que los certificados de origen que se acompañaron para la legalización de esta importación no cumplían con las normas del ACE 35, que es el acuerdo de complementación económica entre Chile y los

países del Mercosur. Se acogió la excepción de prescripción. A juicio de ERSA dicho reclamo carece de fundamento. En esta causa la Empresa pidió que se declarare prescrita la acción de la Aduana. TTA acogió la reclamación de ERSA y declaró nulo el cargo formulado, al acoger la excepción de prescripción de la acción de la Aduana. Monto involucrado: MUS\$ 2.173 dólares (incluye derechos del 6% sobre el CIF más IVA).

Tribunal Arbitral, juez don Osvaldo Contreras S., Transportes León y Cárcamo Ltda. con Enap Refinerías S.A. La empresa de transporte presentó demanda de resolución de contrato con indemnización de perjuicios por haber terminado anticipadamente contrato de servicios de transporte terrestre de productos combustibles presurizados sin ajustarse a lo estipulado entre las partes. Cuantía MUS\$ 7.091.-

Enap Refinerías S.A. con GasValpo S.A. ante Tribunal Arbitral del Centro de Arbitraje y Mediación de la Cámara de Comercio de Santiago. GasValpo solicita la declaración de encontrarse vigente el Contrato de Suministro, Peaking (ambos de fecha 6 de abril de 2009) y Abastecimiento (6 febrero 2005) entre ERSA y GasValpo, solicitando la aplicación *pass through* de las condiciones del primero. Cuantía indeterminada.

Juzgado del Trabajo de Valparaíso, Gabriel Cerda M. demanda laboralmente a Enap Refinerías S.A. por indemnización de perjuicios por accidente del trabajo, tutela laboral con ocasión del despido, por vulneración de derechos fundamentales, en subsidio, despido injustificado y cobro de prestaciones laborales. Cuantía: MUS\$ 940.

I. Municipalidad de Concón y otros, interpuso recurso de protección contra Servicio de Evaluación Ambiental de Valparaíso, por resolución favorable respecto de "carta de pertinencia" de Enap Refinerías S.A. en relación con la Resolución de Calificación Ambiental favorable del Proyecto de Central de Ciclo Combinado (Cogeneradora). Enap Refinerías S.A. se hizo parte del recurso de protección. Cuantía: Indeterminada.-

#### **En el Exterior:**

Por sus operaciones en el exterior, el Grupo ENAP, mantiene los siguientes juicios:

#### **Argentina**

Juzgado de Primera Instancia Civil y Comercial Federal N° 10 Secretaría N° 9, Expediente N° 12.500/07, "Granson, Pedro S/ Sucesión c/ Enap Sipetrol Argentina S.A.", juicio de daños y perjuicios debido a las actividades desarrolladas en el Yacimiento Pampa del Castillo-La Guitarra, monto de la demanda MUS\$ 949. Se contestó la demanda, se ofrecieron nuevas pruebas. Existe un embargo preventivo trabado por la suma de MUS\$ 990. Se dictó sentencia rechazando íntegramente la demanda sin costas para la empresa. La Actora presentó un recurso de apelación y nulidad de la sentencia. La actora solicitó una audiencia de conciliación al Tribunal, la que se celebró y se acordó suspender los plazos procesales hasta el 19.02.2014 para intentar una conciliación.

Tribunal Fiscal de la Nación. Expediente N° 26.203-A (Dirección General de Aduanas de Río Gallegos. Expediente N° 13289-31034-2006). Monto comprometido MUS\$ 3.235 Contra la resolución que decide confirmar los cargos impugnados, con fecha 4 de septiembre de 2009 se presentó apelación ante el Tribunal Fiscal de la Nación. A la fecha el Tribunal aún no resuelve. Se declaran los autos para sentencia, pendiente de elevación a la Sala para su dictado. El 6 de junio se notificó la Sentencia del tribunal por la cual resolvió Revocar la Resolución AD RIGA 204/2009 del 13 de mayo de 2009, por la cual la Aduana de Río Gallegos deniega la impugnación interpuesta contra los cargos 86/2006 a 109/2006 del 13/11/06. Impone las costas por su orden. Se concedió un Recurso de Apelación ante la Justicia Federal. La Cámara Federal dispuso que se abone la tasa de justicia, y se apliquen a la causa las disposiciones del código Procesal Civil y Comercial. Se abonó la Tasa de Justicia. Salió sorteada la Sala I. El expediente se encuentra para sentencia desde noviembre de 2013.

Tribunal Fiscal de la Nación N° 32.400 A (Expediente N° 13289-2302-2007.) Cargos por ajustes de liquidaciones de exportaciones N° 126 a 130. Monto Comprometido MUS\$ 812 La DGA dictó la Resolución Nro. 547/12 por la cual rechaza íntegramente la impugnación de los cargos. Se encuentra pendiente el plazo para interponer un recurso de

apelación ante el TFN. Se interpuso un recurso de apelación ante el TFN. La DGA contestó el traslado del recurso. El TFN corrió traslado de la apelación al Fisco, la DGA contestó los agravios. Se ratificó la apelación.

Dirección General de Aduanas (DGA) de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego Expte. DGA 13289-328-2010, proceso de ajuste de liquidaciones de exportaciones, monto comprometido MUS\$ 5.280. Con fecha 7 de enero de 2010 se presentó Recurso de Impugnación contra los cargos formulados. Se abre a prueba, se libra Oficio a la Secretaría de Energía de la Nación. El recurso no se encuentra resuelto a la fecha. La Aduana estaría esperando el dictamen de la Procuración del Tesoro de la Nación (CSJN) sobre un litigio similar en el que estaría involucrada la firma YPF SA. La Procuración del Tesoro de la Nación se expidió en favor de la posición de la firma YPF SA.

Dirección General de Rentas del Chubut. Expediente DGR 779/08. Proceso de Determinación de Oficio conforme los términos de la Disposición SSC N°1/2008 en concepto de pago de regalías por un monto de MUS\$ 992. ENAP interpuso una Acción Declarativa de Certeza ante la competencia originaria de la Corte Suprema de Justicia de la Nación solicitando una Medida Cautelar de No Innovar que permita seguir pagando las regalías conforme a la ley hasta tanto se sustancie la controversia y haya sentencia firme. La Corte Suprema otorgó la Medida Cautelar de No Innovar. A la fecha de los presentes estados financieros interinos la acción interpuesta por ENAP se encuentra vigente.

Juzgado de Primera Instancia Nro 2 en lo Civil, Comercial, Laboral y de Minería de la Ciudad de Río Gallegos. Expediente 13476/10 García Omar Miguel c/ Nuevo Cerro Dragón SA y otros, despido y cobro de diferencias salariales. El monto comprometido es de MUS\$ 360. Enap Sipetrol Argentina S.A. es demandada en calidad de responsable solidario (50% de lo demandado) El 10 de marzo de 2011 se celebró audiencia de prueba. Se está desarrollando la etapa de prueba.

Juzgado en lo Civil y Comercial N° 1 de La Plata, Expediente N° 3.481, Moyano, Carmen E y otros c/ Alamos Martinez, Felix L y otros, Monto Comprometido MUS\$ 627. Enap Sipetrol Argentina S.A. es citado como tercero demandado por los daños y producidos en un accidente vial producido por el impacto de unos motores eléctricos que eran transportados por la firma Censima SAIC quien los había retirado del yacimiento Pampa del Castillo al adquirirlos como material de rezago. El codemandado Álamos promueve la citación de Enap Sipetrol Argentina S.A. y de Censima SAIC para que respondan en el juicio, dado que a su entender la transferencia dominial de los motores no se había concretado. Se presentó la contestación de demanda. Se abrió la causa a prueba.

### Ecuador

Existen una serie de causas tributarias, en diferentes etapas por objeciones a las inversiones, ingresos, costos y gastos realizados en base a los contratos de servicios específicos que posee Enap Sipetrol S.A. en los campos Mauro Dávalos Cordero (MDC) y Paraíso Biguno Huachito (PBH) por los años 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, por un monto máximo de MUS\$ 12.262, en el evento de perder todos los juicios y en todas las instancias.

Existen 14 juicios laborales en contra de Enap Sipetrol S.A., presentados en los Juzgados del Trabajo de Pichincha, los cuales demandan indemnización por concepto del 15% de utilidades percibidas por la empresa entre los años 2003 al 2010. Las cuantías son por un promedio de MUS\$ 500 cada una. Las demandas están en diferentes etapas procesales.

Tutela Administrativa en el Instituto Ecuatoriano de Propiedad Intelectual, la cual tiene como fin la suspensión inmediata de la Razón Social Enap Sipetrol S.A. en dicho país. A la espera de apertura de etapa probatoria. Cuantía Indeterminada.

Existe un proceso arbitral ante la Cámara Ecuatoriana Americana por parte de la compañía Suministros Industriales Petroleros Sipetrol S.A., que tiene por pretensión la resolución del convenio arbitral, indemnización por daños y perjuicios por la cuantía de MUS\$ 500 e incumplimiento de acuerdo. Se presentó la contestación y reconvencción de la demanda arbitral, no obstante el cetro arbitral solicitó que la reconvencción no sea por una cuantía indeterminada, razón por la cual después de realizar un estudio con un experto económico se estableció la cuantía en MUS\$ 1.600. Se realizaron la toma de testimonios y confesiones judiciales. Nos encontramos desarrollando los peritajes requeridos.

### **Compromisos Comerciales:**

La Empresa mantiene los siguientes compromisos comerciales en relación al desarrollo de sus operaciones:

#### **(1) PETROPOWER**

Con ocasión de la celebración del partners agreement entre Enap Refinerías S.A. y Foster Wheeler en relación al proyecto Petropower en enero de 1996, Enap Refinerías S.A. otorgó una declaración de responsabilidad respecto de las obligaciones emanadas del mismo contrato.

En relación con el proyecto Petropower, la filial Enap Refinerías S.A. firmó en 1994 un contrato donde se compromete a pagar una tarifa de procesamiento anual de aproximadamente MUS\$17.400, a cambio del derecho de operar su planta de coquización e hidrotreatmento, además de pagar una tarifa anual de aproximadamente MUS\$9.900 por el abastecimiento de ciertos productos energéticos. Este acuerdo que se firmó está sujeto a escalamiento anual hasta el vencimiento del contrato en 2018.

Otras condiciones de los acuerdos obligan, en caso de una reducción en los ingresos anuales definida en el contrato de procesamiento y demás acuerdos del negocio y después que el operador de la planta ha aportado con el 10% de dicho déficit, a que Enap Refinerías S.A. y su matriz ENAP, contribuyan con el 50% del saldo y Foster Wheeler con el otro 50% del saldo de dicha reducción, que de ocurrir no debería exceder los MUS\$1.400 al año.

Adicionalmente, Enap Refinerías S.A. adquirió la obligación de comprar o programar la venta de los activos de Petropower Energía Ltda. por no menos de MUS\$43.000 en la fecha de término programada del respectivo contrato (año 2018) o en cualquier otra fecha que sea acordada mutuamente entre las partes.

#### **(2) GNL CHILE S.A.**

Con fecha 31 de mayo de 2007, Enap Refinerías S.A. suscribió un contrato de suministro de gas natural (Gas Sales Agreement) con la sociedad GNL Chile S.A. que le permitirá garantizar la seguridad de suministro necesario para la operación de su Refinería de Aconcagua en la comuna de Concón.

Dicho contrato, tiene una duración de 21 años a partir del Early Commercial Operation Date (ECOD), y le permite acceder a 3,2 millones de metros cúbicos por día de gas natural regasificado en la medida que se cuente con los contratos de suministro de GNL. En la misma fecha, GNL Chile S.A. suscribió un contrato con BG que permite a Enap Refinerías S.A. acceder a una cantidad contractual anual máxima de GNL, equivalente a 2,2 millones de metros cúbicos de gas natural por día. Con fecha 15 de junio de 2010, dicho contrato fue modificado incorporando el Patio de Carga de Camiones que le permitirá a Enap Refinerías S.A. acceder a una cantidad adicional de aproximadamente 1.165 metros cúbicos por días de gas natural en estado líquido.

El inicio del suministro de gas natural tuvo lugar durante el mes de agosto de 2009. Las obligaciones contraídas por Enap Refinerías S.A. bajo el contrato de suministro de gas natural, han sido garantizadas por la Empresa Nacional del Petróleo.

Para la obtención de la capacidad diaria señalada, tanto de gas natural regasificado como de GNL a ser transportado a través de cisternas, Enap Refinerías S.A. adquirió el compromiso de pagar anualmente durante la vigencia del Gas Sales Agreement alrededor de MUS\$ 69.000 a GNL Chile S.A., empresa que el 31 de Mayo de 2007 celebró el contrato Terminal Use Agreement con GNL Quintero S.A. Bajo esta figura, el monto anual señalado es pagado posteriormente por GNL Chile S.A. a GNL Quintero S.A. por la prestación de servicios de almacenamiento, regasificación y transporte de gas natural hasta el punto de entrega y carguío de cisternas con GNL.

El referido contrato de suministro es parte de un conjunto de contratos comerciales del Proyecto GNL, cuyo cierre definitivo tuvo lugar el 31 de mayo de 2007. Dicho proyecto tiene por objeto la compra de gas natural licuado (GNL)

proveniente del exterior, su almacenamiento y regasificación en la Planta de Regasificación que se ubica en las comunas de Quintero y Puchuncaví de la Región de Valparaíso del país y suministro de gas natural a la zona centro y sur del país.

Con fecha 14 de diciembre de 2012, se suscribió una nueva modificación al Gas Sales Agreement, motivado por la suscripción en la misma fecha de un nuevo contrato de suministro de GNL entre GNL Chile S.A. y su proveedor de GNL, BG. Dicha modificación permite a la filial Enap Refinerías S.A. tener acceso a cantidades de gas natural en nuevas condiciones comerciales a partir del 01 de enero del 2013. Estas condiciones comerciales establecen una cláusula de Take or Pay por 29.693.766 MMBtu's anuales.

### (3) EMPRESA DE GAS DE LA V REGION S.A.

Con fecha 9 de abril de 2009, ERSA celebró con Empresa de Gas de la V Región S.A. (en adelante “GasValpo”) un Contrato de Suministro y otros contratos conexos en virtud del cual ERSA se comprometió a suministrarle gas natural a GasValpo. Este Contrato de Suministro se celebró al alero de los Flexible LNG Sale and Purchase Agreement y el Fixed LNG SPA Sale and Purchase Agreement celebrados entre GNL Chile S.A. y BG LNG Trading, LLC en razón de la entrada en funcionamiento del Terminal de Almacenamiento y Regasificación de propiedad de la sociedad GNL Quintero S.A. que permite a ERSA adquirir gas natural proveniente de GNL (“Contratos GNL”). La vigencia del Contrato de Suministro se supeditó a la de los contratos de GNL.

A partir del 1 de enero del presente año GNL Chile S.A. dejó de nominar GNL para ser revendido a ERSA, en virtud de los señalados Contratos GNL, con lo cual se le puso término al Contrato de Suministro con GasValpo y sus contratos conexos. Estos contratos conexos son un Contrato de Abastecimiento y un Contrato de Peaking. Con posterioridad al término del Contrato de Suministro y sus contratos conexos, ERSA ha continuado suministrando gas natural a GasValpo a un precio provisorio.

#### **Restricciones:**

**ENAP** - Al 31 de diciembre de 2013, la Empresa no mantiene restricciones y cumplimientos de covenants con sus bancos acreedores y bonos con el público.

**Enap Sipetrol Argentina S.A.** - La legislación aplicable a esta Sociedad exige que el 5% de las utilidades del ejercicio deban ser destinadas a la constitución de una reserva legal, cuenta integrante del patrimonio neto, hasta que dicha reserva alcance el 20% del capital social ajustado.

#### **Cauciones obtenidas de terceros:**

**ENAP** - Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo ENAP no ha recibido cauciones de terceros.



### 38. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

#### Garantías directas

<u>Acreedor de la garantía</u>	<u>Descripción</u>	<u>Tipo de Garantía</u>	<u>MUSS</u>
BG LNG Trading, LLC-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero 2014	Carta de Crédito Deutsche Bank	36.773
BG LNG Trading, LLC-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 02 de marzo 2014	Carta de Crédito Deutsche Bank	19.909
UOP LLC	Garantiza la devolución de platino contenida en catalizador, Carta de Crédito en moneda extranjera emitida por el Bank of America, válida hasta el 31 de diciembre de 2014,	Carta de Crédito Bank of America	11.014
Pacific Hydro Chile S.A.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de energía eléctrica, válida hasta el 28 de febrero de 2014	Boleta de Garantía Bancaria	4.200
Termoeléctrica Colmito Ltda	Garantiza el fiel y oportuno cumplimiento de las obligaciones contraídas en el contrato de energía valida hasta 31 de diciembre de 2014	Boleta de Garantía Bancaria	6.500
Banco BNP Paribas	Prenda de 22.199.866 acciones de Productora de Diesel S.A. en garantía del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, ascendente a MUSS\$110.451 cuya vigencia es hasta el año 2016.	Prenda comercial de acciones	-
Société Générale	Prenda de 100.000 acciones de Compañía de Hidrógeno del Bio Bio S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2015	Prenda comercial de acciones	-
Citigroup	Prenda de 1.010.000 acciones de Energía Concón S.A., en garantía del pago del crédito obtenido para el financiamiento del proyecto, cuya vigencia es hasta el año 2020.	Prenda comercial de acciones	-
EGAS	Garantía por compromiso mínimo exploratorio por el Bloque 2 - Rommana en Egipto.	Stand by	10.000

### 39. AMBITO DE CONSOLIDACIÓN

a) Detalle de porcentajes de participación en sociedades incluidas en el ámbito de consolidación:

<u>Compañía</u>	<u>País</u>	<u>Moneda funcional</u>	<u>Porcentaje de participación</u>		<u>Porcentaje con derecho a voto</u>		<u>Relación con Matriz</u>
			<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	
Enap Refinerías S.A.	Chile	Dólar	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	Filial Directa
Enap Sipetrol S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Directa
Petro Servicios Corp. S.A.	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Directa
Gas de Chile S.A.	Chile	Pesos	100%	100%	100%	100%	Filial Directa
Manu Perú Holding S.A.	Perú	Dólar	-	100%	-	100%	Filial Indirecta
Éteres y Alcoholes S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Petrosul S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Energía Concón S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Productora de Diesel S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Biocomsa S.A.	Chile	Pesos	57,59%	32%	57,59%	32%	Filial Indirecta
Cía. de Hidrógeno del Bio - Bio S.A.	Chile	Dólar	10%	10%	10%	10%	Entidad Estructurada
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Enap Sipetrol (UK) Limited	Reino Unido	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A.	Ecuador	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



b) Actividad de sociedades incluidas en el ámbito de consolidación:

<u>Compañía</u>	<u>Actividad</u>
Enap Refinerías S.A.	Compra y refinación de crudo y productos derivados
Enap Sipetrol S.A.	Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y prestar servicios de asesoría en Chile y en el extranjero.
Petro Servicios Corp. S.A.	Servicios Petroleros
Gas de Chile S.A.	Importación, exportación y operación en general de toda clase de combustibles y subproductos derivados, en especial gas natural en cualquiera de sus estados.
Manu Perú Holding S.A.	Importación y comercialización de combustibles y lubricantes a través de mayoristas
Éteres y Alcoholes S.A.	Fabricación de otros productos químicos N.C.P.
Petrosul S.A.	Servicios de procesamiento de datos
Energía Concón S.A.	Estudios de factibilidad
Productora de Diesel S.A.	Servicios de procesamiento y construcción de Refinerías, productos derivados
Biocomsa S.A.	Producción de biomásas y su transformación en biocombustibles
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	Construcción y operación de una planta industrial ubicada en el recinto de Enap Refinerías S.A., en la comuna de Talcahuano y destinada a la producción de hidrógeno de alta pureza.
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Formación de Uniones Transitorias de Empresas (UTE), agrupaciones de colaboración, joint venture, consorcios u otra forma de asociación para exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.
Enap Sipetrol (UK) Limited	Prospecciones, explorar, desarrollar, mantener y trabajar terrenos, pozos, minas y derechos de explotación minera, derechos y concesiones de perforación para contener el petróleo, gas, aceite u otros minerales.
Sipetrol International S.A.	Realizar y administrar inversiones. Una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador	Exploración, explotación, procesamiento, distribución, comercialización, transporte y servicios petroleros.

c) Información financiera resumida de filiales, incluyendo la entidad estructurada.

<b>Compañía</b>	<b>Activos</b>		<b>Pasivos</b>		<b>Ingresos</b>	<b>Gastos</b>	<b>Resultado</b>
	<b>Corriente</b>	<b>No corriente</b>	<b>Corriente</b>	<b>No corriente</b>	<b>Ordinarios</b>	<b>Ordinarios</b>	<b>ejercicio</b>
	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>	<b>MUS\$</b>
Enap Refinerías S.A.	2.058.630	2.184.988	3.651.605	390.824	1.403.668	(10.151.488)	80.869
Enap Sipetrol S.A.	194.049	525.929	251.607	121.834	568.582	(357.770)	115.492
Petro Servicios Corp. S.A.	1.312	-	88	-	-	-	(230)
Gas de Chile S.A.	728	3.369	4	-	-	-	92
Éteres y Alcoholes S.A.	10.512	13.697	2.454	3.456	2.467	-	1.825
Petrosul S.A.	2.527	18.315	1.472	3.642	484	-	539
Energía Concón S.A.	58.018	351.881	63.818	324.470	22.252	-	4.068
Productora de Diesel S.A.	21.997	37.228	17.691	26.532	3.713	-	947
Biocomsa S.A.	537	1.977	2.946	-	-	-	(382)
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	3.546	19.395	3.448	5.195	4.025	(1.210)	1.921
Enap Sipetrol Argentina S.A.	63.817	317.931	105.243	104.281	363.317	(282.204)	28.240
Enap Sipetrol (UK) Limited	1.215	-	168	-	-	-	-
Sipetrol International S.A.	104.776	130.374	9.964	-	119.032	(25.226)	90.695
Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador	6	-	25	-	-	-	-

**ENAP Y FILIALES**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS A DICIEMBRE 2013**  
**(En miles de dólares)**



Compañía	Activos		Pasivos		Ingresos	Gastos	Resultado
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Ordinarios	Ordinarios	ejercicio
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Enap Refinerías S.A.	2.336.848	2.348.982	4.113.638	440.474	11.117.652	(11.442.190)	(374.089)
Enap Sipetrol S.A.	182.006	487.574	151.984	178.859	485.108	(431.685)	7.649
Petro Servicios Corp. S.A.	1.447	-	320	-	62	(76)	(153)
Gas de Chile S.A.	777	3.600	4	-	-	-	617
Manu Perú Holding S.A.	88.316	92.231	48.848	-	388.980	(383.590)	13.233
Éteres y Alcoholes S.A.	5.283	16.225	642	3.845	2.575	-	1.416
Petrosul S.A.	2.948	18.054	2.390	3.260	1.374	-	582
Energía Concón S.A.	47.845	387.306	52.220	375.427	24.007	-	3.044
Productora de Diesel S.A.	17.618	47.503	14.167	37.219	4.445	-	1.047
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	3.686	22.039	3.669	7.906	4.266	(1.210)	1.539
Enap Sipetrol Argentina S.A.	65.594	315.808	121.438	106.696	296.432	(353.349)	(52.080)
Enap Sipetrol (UK) Limited	1.215	-	168	-	-	-	-
Sipetrol Internacional S.A.	87.194	55.479	8.182	-	97.407	(27.644)	64.594
Sociedad Internacional							
Petrolera Enap Ecuador	6	-	25	-	-	-	-

**39. HECHOS POSTERIORES**

Entre el 1 de enero de 2014 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos posteriores que puedan afectar significativamente la razonabilidad de estos.

\*\*\*\*\*