

EMPRESA NACIONAL DEL PETROLEO

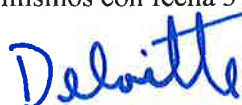
Estados financieros consolidados por los años
terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
e informe del auditor independiente

Opinión

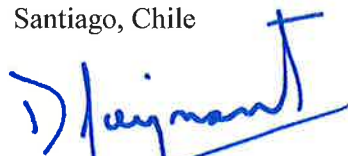
En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional del Petróleo y filiales al 31 de diciembre de 2016 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Otros Asuntos - Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015

Los estados financieros consolidados de Empresa Nacional del Petróleo y filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014, preparados de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera, emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, fueron auditados por otros auditores, quienes basados en su auditoría, emitieron una opinión sin salvedades sobre los mismos con fecha 3 de marzo de 2016.



Marzo 2, 2017
Santiago, Chile



Daniel Joignant P.
Rut: 10.732.096-2

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015
 (En miles de dólares - MUS\$)

ACTIVOS	Nota N°	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	66.104	113.587
Otros activos financieros corrientes	9	11.733	89.802
Otros activos no financieros corrientes	10	17.315	5.321
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	11	644.062	631.759
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	12	48.636	26.751
Inventarios corrientes	13	727.890	565.686
Activos por impuestos corrientes	14	135.260	92.231
Total de activos corrientes distintos de los activos mantenidos para la venta		<u>1.651.000</u>	<u>1.525.137</u>
Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta	15	12.775	-
Total activos corrientes		<u>1.663.775</u>	<u>1.525.137</u>
Activos no corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	9	13.915	41.909
Otros activos no financieros no corrientes	10	36.829	28.870
Cuentas por cobrar no corrientes	11	23.117	13.361
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	12	1.066	1.671
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	16	121.632	146.718
Activos intangibles distintos de la plusvalía		3.082	3.083
Propiedades, planta y equipo	17	3.137.639	2.797.661
Propiedad de inversión	21	7.461	7.551
Activos por impuestos diferidos	14	834.731	825.840
Total activos no corrientes		<u>4.179.472</u>	<u>3.866.664</u>
TOTAL ACTIVOS		<u><u>5.843.247</u></u>	<u><u>5.391.801</u></u>

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

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS
 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Nota N°	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
PATRIMONIO Y PASIVOS			
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	22	867.592	491.545
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	23	584.079	435.670
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	12	13.000	39.197
Otras provisiones a corto plazo	24	1.944	4.764
Pasivos por impuestos corrientes	14	74.280	72.355
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	25	48.885	41.798
Otros pasivos no financieros, corrientes		10.619	9.407
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupo de activos clasificados como mantenidos para la venta		1.600.399	1.094.736
Pasivos incluidos en grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta	15	3.099	-
Total pasivos corrientes		1.603.498	1.094.736
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros, no corrientes	22	3.139.718	3.310.191
Otras cuentas por pagar, no corrientes	23	1.681	1.086
Otras provisiones a largo plazo	24	127.697	115.352
Pasivos por impuestos diferidos	14	70.197	79.740
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	25	92.841	89.480
Otros pasivos no financieros no corrientes		293	489
Total pasivos no corrientes		3.432.427	3.596.338
Total pasivos		5.035.925	4.691.074
Patrimonio			
Capital emitido	26	1.232.332	1.232.332
Otras reservas	26	(146.544)	(73.272)
Resultados acumulados (déficit acumulado)	26	(287.612)	(470.726)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		798.176	688.334
Participaciones no controladoras	27	9.146	12.393
Patrimonio total		807.322	700.727
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		5.843.247	5.391.801

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

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS
 POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Nota N°	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Ingresos de actividades ordinarias	29	5.217.063	6.351.011
Costos de ventas	30	(4.669.858)	(5.708.056)
Ganancia bruta		547.205	642.955
Otros ingresos	31	67.782	26.785
Costos de distribución	32	(206.421)	(204.160)
Gastos de administración		(100.505)	(87.831)
Otros gastos, por función	33	(106.748)	(104.187)
Ganancia de actividades operacionales		201.313	273.562
Otras ganancias (pérdidas)	36	105.931	(7.098)
Ingresos financieros		7.200	5.911
Costos financieros	34	(186.990)	(190.969)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	16	18.153	14.861
Diferencias de cambio	37	(18.449)	(3.352)
Ganancia, antes de impuestos		127.158	92.915
Beneficio por impuesto a las ganancias	14	55.422	77.567
Ganancia		182.580	170.482
Ganancia, atribuible a:			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		181.296	168.919
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	26	1.284	1.563
Ganancia		182.580	170.482

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

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS
 POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015
 (En miles de dólares - MUS\$)

	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Ganancia	182.580	170.482
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo antes de impuestos		
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(949)	(3.109)
Total otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio, antes de impuestos	<u>(949)</u>	<u>(3.109)</u>
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos		
Diferencias de cambio por conversión		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	1.791	(3.511)
Coberturas de flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	3.374	211.434
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(50.403)	(227.643)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	<u>(47.029)</u>	<u>(16.209)</u>
Total otro resultado integral que se reclasificará al resultado de ejercicio, antes de impuestos	<u>(45.238)</u>	<u>(19.720)</u>
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	196	1.955
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	2.435	9.002
Total de impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado	<u>2.631</u>	<u>10.957</u>
Otro resultado integral	<u>(43.556)</u>	<u>(11.872)</u>
Resultado integral total	<u>139.024</u>	<u>158.610</u>
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	137.740	157.047
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	1.284	1.563
Resultado integral total	<u>139.024</u>	<u>158.610</u>

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

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Cambios en otras reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas MUS\$	Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora MUS\$	Participaciones no controladora MUS\$	Patrimonio total MUS\$
	Capital emitido 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\$				
Saldo Inicial 01.01.2016	1.232.332	(79.282)	(15.891)	(6.559)	1.190	27.270	(73.272)	(470.726)	688.334	12.393	700.727
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	(79.282)	(15.891)	(6.559)	1.190	27.270	(73.272)	(470.726)	688.334	12.393	700.727
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)								181.296	181.296	1.284	182.580
Otro resultado integral		1.791	(44.594)	(753)	-	-	(43.556)	-	(43.556)	-	(43.556)
Resultado integral		1.791	(44.594)	(753)	-	-	(43.556)	181.296	137.740	1.284	139.024
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	(29.716)	(29.716)	1.818	(27.898)	(4.532)	(32.430)
Total de cambios en patrimonio	-	1.791	(44.594)	(753)	-	(29.716)	(73.272)	183.114	109.842	(3.248)	106.594
Saldo Final 31.12.2016	1.232.332	(77.491)	(60.485)	(7.312)	1.190	(2.446)	(146.544)	(287.612)	798.176	9.145	807.321
Saldo Inicial 01.01.2015	1.232.332	(76.561)	(8.684)	(4.615)	1.190	27.270	(61.400)	(637.827)	533.105	12.471	545.576
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	(76.561)	(8.684)	(4.615)	1.190	27.270	(61.400)	(637.827)	533.105	12.471	545.576
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral:											
Ganancia (pérdida)								168.919	168.919	1.563	170.482
Otro resultado integral		(2.721)	(7.207)	(1.944)	-	-	(11.872)	-	(11.872)	-	(11.872)
Resultado integral		(2.721)	(7.207)	(1.944)	-	-	(11.872)	168.919	157.047	1.563	158.610
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	(1.818)	(1.818)	(1.641)	(3.459)
Total de cambios en patrimonio	-	(2.721)	(7.207)	(1.944)	-	-	(11.872)	167.101	155.229	(78)	155.151
Saldo Final 31.12.2015	1.232.332	(79.282)	(15.891)	(6.559)	1.190	27.270	(73.272)	(470.726)	688.334	12.393	700.727

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

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS, METODO DIRECTO
 POR LOS AÑOS TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015
 (En miles de dólares - MUS\$)

	Nota N°	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		8.274.401	9.469.494
Otros cobros (pagos) por actividades de operación		41.110	40.583
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(5.225.139)	(6.233.558)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(328.399)	(321.864)
Otros pagos por actividades de operación		(2.156.285)	(2.080.457)
Dividendos pagados		(4.590)	(1.665)
Dividendos recibidos		16.616	20.123
Intereses pagados		(1.035)	(728)
Intereses recibidos		1.542	2.397
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(11.246)	(110.668)
Otras entradas de efectivo		12.012	21.705
		<u>618.987</u>	<u>805.362</u>
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación			
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias		(59.150)	-
Compra de participaciones no controladoras		-	(20.000)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(3.268)
Compras de propiedades, planta y equipo	17	(623.893)	(589.493)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros		(1.307)	(617)
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros		1.447	2.033
Cobros a entidades relacionadas		2.731	2.631
Intereses recibidos		3.261	1.424
Otras entradas de efectivo		3.823	-
		<u>(673.088)</u>	<u>(607.290)</u>
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		128.848	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		326.820	149.677
Pagos de préstamos		(291.164)	(222.988)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(1.934)	(2.084)
Intereses pagados		(165.388)	(165.441)
Otras entradas de efectivo		22.689	7.352
		<u>19.871</u>	<u>(233.484)</u>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Disminución neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		<u>(34.230)</u>	<u>(35.412)</u>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		<u>(13.253)</u>	<u>(4.512)</u>
Disminución neta de efectivo y equivalentes al efectivo del ejercicio		<u>(47.483)</u>	<u>(39.924)</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio		<u>113.587</u>	<u>153.511</u>
		<u>66.104</u>	<u>113.587</u>
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio			

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	17
5. Combinación de negocios	22
6. Estimaciones y juicios contables críticos	24
7. Activos financieros	26
8. Efectivo y equivalentes al efectivo	26
9. Otros activos financieros corrientes y no corrientes	27
10. Otros activos no financieros corrientes y no corrientes	28
11. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	29
12. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	30
13. Inventarios	32
14. Impuestos corrientes, diferidos y beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	33
15. Activos y pasivos no corrientes incluidos en grupo de activos disponibles para la venta	36
16. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	37
17. Propiedades, planta y equipo	40
18. Pérdidas por deterioro y provisiones	43
19. Participaciones en operaciones conjuntas	44
20. Otros negocios	50
21. Propiedades de inversión	52
22. Pasivos financieros	53
23. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	62
24. Otras provisiones	63
25. Provisiones por beneficios a los empleados	64
26. Patrimonio	66
27. Participación no controladora	69
28. Segmentos de negocio	69
29. Ingresos de actividades ordinarias	72
30. Costos de ventas	73
31. Otros ingresos	73
32. Costos de distribución	74
33. Otros gastos, por función	74
34. Costos financieros	75
35. Gastos del personal	75
36. Otras ganancias (pérdidas)	75
37. Diferencias de cambio	76
38. Moneda extranjera	76
39. Información sobre medio ambiente	77
40. Juicios y compromisos comerciales	78
41. Garantías comprometidas con terceros	82
42. Ámbito de consolidación	83
43. Hechos posteriores	84

ENAP Y FILIALES
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
(En miles de dólares – MUS\$)

1. INFORMACIÓN 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”).

ENAP es una empresa 100% propiedad del Estado de Chile, creada por Ley 9.618 de fecha 19 de junio de 1950 y los domicilios de la Empresa son en Santiago, Avenida Vitacura 2736 Piso 10, Las Condes y en Punta Arenas, José Nogueira 1101. 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 se relaciona con el Estado de Chile a través del Ministerio de Energía, y el Ministro de Energía es el presidente del Honorable Directorio.

ENAP tiene por objeto social la exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, también puede participar en sociedades con actividades relacionadas a la energía geotérmica y a la producción, transporte y comercialización de energía y potencia eléctrica.

Los estados financieros consolidados de la Empresa correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, fueron aprobados por su Honorable Directorio en Sesión Ordinaria celebrada con fecha 2 de marzo de 2017.

2. DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

La actividad principal de ENAP, de acuerdo con la Ley 9.618 y sus 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. Sus filiales principales son:

- Enap Refinerías S.A., la cual comenzó a operar oficialmente el 1 de enero de 2004, cuyo domicilio social es Avenida Borgoño 25.777 Comuna de Concón - Quinta Región. 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.

- 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 filiales en Argentina, Ecuador, Uruguay, además de sus operaciones conjuntas. Por medio de la filial en Uruguay participa en actividades de producción, mediante operaciones conjuntas en Egipto.

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 (SVS), bajo los números 95 y 187 respectivamente, las cuales son reguladas por la Norma de Carácter General N° 364.

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. Los Estados financieros consolidados de la Empresa por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016 han sido preparados de acuerdo las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).

La preparación de los presentes estados financieros consolidados 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 6.

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 NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2016 y han sido aplicadas de manera uniforme a los ejercicios comparativos que se presentan en estos estados financieros consolidados.

a. Bases de preparación – Los presentes estados financieros consolidados del Grupo ENAP comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el estado de resultados integrales, el estado de cambios en el patrimonio y el estado de flujos de efectivo por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

El estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 y los estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, fueron originalmente preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las NIIF, más instrucciones específicas dictadas por la SVS. Estas instrucciones se relacionan directamente con el Oficio Circular N° 856, emitido por la SVS el 17 de octubre de 2014, y que instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como resultado directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780. Esta instrucción difiere de lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio. El efecto de este cambio en las bases de contabilidad significó reconocer en el año 2014 un abono a los resultados acumulados por un importe de MUS\$109.495, que de acuerdo a NIIF debería haber sido presentado con abono a resultados de dicho año.

En la re-adopción de las NIIF al 1 de enero de 2016, el Grupo ha aplicado estas normas como si nunca hubiera dejado de aplicarlas, de acuerdo a la opción establecida en el párrafo 4A de la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”. Esta re-adopción de las NIIF no implicó realizar ajustes al estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 y estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, originalmente emitidos.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Grupo ENAP y sus filiales al 31 de diciembre de 2016 y 2015, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015. Para efectos comparativos al 31 de diciembre de 2015 se han reclasificado los activos y pasivos por impuestos diferidos, esta reclasificación no modifica ni el patrimonio ni los resultados del año 2015.

Estos estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base del costo histórico, excepto los instrumentos financieros que son medidos a valor razonable, efectivo y efectivo equivalente y los activos adquiridos a través de combinación de negocios, 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 las entidades dependientes tienen moneda funcional y moneda de presentación dólares de los Estados Unidos de Norteamérica.

i) Filiales

Las filiales, (incluyendo la Entidad Estructurada), son aquellas sociedades controladas por ENAP, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presente los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

Las filiales se consolidan a partir de la fecha en que ENAP obtiene control sobre la filial, y cesa cuando ENAP pierde control en esa filial. Por lo tanto, los ingresos y gastos de una filial son incluidos en los estados de resultados consolidados desde la fecha que la compañía obtuvo control de la filial hasta la fecha en que cesa este control.

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 ENAP 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.

Utilidades o pérdidas y cada componente de otro resultado integral son atribuidos a los propietarios de la Empresa y a las participaciones no controladoras. El resultado integral total en filiales es atribuido a los propietarios de la Empresa y a las participaciones no controladoras aún si estos resultados en las participaciones no controladoras presentan pérdidas.

Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas contables adoptadas, se modifican las políticas contables de las filiales.

Los saldos de activos, pasivos, patrimonio, ingresos y gastos y flujos de efectivo relativas a transacciones entre las empresas consolidadas se han eliminado en su totalidad, en el proceso de consolidación.

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	
			31.12.2016	31.12.2015
Enap Refinerías S.A.	Chile	Filial directa	99,98%	99,98%
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%
Petro Servicios Corp. S.A.	Argentina	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Arpetrol Argentina S.A.	Argentina	Filial indirecta	100,00%	-
Enap Sipetrol (UK) Limited	Reino Unido	Filial indirecta	-	100,00%
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Filial indirecta	100,00%	100,00%
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Ecuador	Filial indirecta	100,00%	-
Energía Concón 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%
Petropower Energía Ltda	Chile	Filial indirecta	100,00%	15,00%
Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.	Chile	Entidad estructurada	10,00%	10,00%

Cambios durante el año 2016:

ENAP Sipetrol (UK) Limited

Al 31 de marzo de 2016, Enap Sipetrol (UK) Limited, fue disuelta por resolución administrativa del Register of Companies Inglés por encontrarse sin operaciones. Enap Sipetrol S.A. mantenía un 100% de participación.

Petrofaro S.A.

Con fecha 19 de mayo de 2016, Enap Sipetrol Argentina S.A. filial de la Empresa Nacional del Petróleo adquirió Arpetrol International Financial Company (en adelante "Petrofaro S.A."), controladora del 100% de las acciones de Petrofaro S.A. por un valor estimado de MUS\$11.084, de los cuales MUS\$2.250 quedaron en garantía, esta compra supuso un incremento en el estado de situación financiera consolidado de MUS\$ 4.818 en los activos corrientes, MUS\$ 8.896 en los activos no corrientes, MUS\$ 1.234 en los pasivos corrientes y de MUS\$ 1.395 en los pasivos no corrientes.

Petrofaro S.A. es titular de la concesión Faro Vírgenes otorgada por la provincia de Santa Cruz y de la planta de tratamiento de gas Faro Vírgenes ubicada en el área de dicha concesión.

Petropower Energía Ltda.

Durante el mes de diciembre de 2016, el Grupo adquirió el 100% de la sociedad relacionada Petropower Energía Limitada, mediante la compra del 85% adicional de participación realizada por Enap Refinerías S.A. (ver nota 5). Como consecuencia de esta operación, el Grupo pasó a tener el control sobre ésta sociedad.

El ingreso de Petropower Energía Limitada al ámbito de consolidación del Grupo Enap, supuso un aumento en el estado de situación financiera consolidado de MUS\$ 188.797 en los activos totales, MUS\$ 5.552 en los pasivos totales.

Cambios durante el año 2015:

EOP Operaciones Petroleras S.A.

Con fecha 5 de enero de 2015 se inscribió en el Registro de Escrituras Públicas de la ciudad de Quito, Ecuador, la filial EOP Operaciones Petroleras S.A. con una participación de un 99% (99.000 acciones) de Enap Sipetrol S.A. y 1% (1.000 acciones) de Enap Refinerías S.A. y un capital social de MUS\$ 100.

Con fecha 3 de septiembre de 2015 se realizó un aumento de capital social en la suma de MUS\$ 1.386, equivalentes a 1.386.000 acciones nuevas. De esta forma el capital social queda en MUS\$ 1.486 con un 99% de participación de Enap Sipetrol S.A. (1.471.140 acciones) y un 1% de Enap Refinerías S.A. (14.860 acciones).

EOP Operaciones Petroleras S.A. es miembro operador en un contrato con la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador, de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos del Bloque 28 de la región Amazónica Ecuatoriana, a través del Consorcio del Bloque 28 constituido el 7 de abril de 2015 por Empresa Pública de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Petroamazonas (EP) la cual participa con el 51%, EOP Operaciones Petroleras S.A. con el 42% y Empresa Estatal Unitaria Unión de Empresas Productoras Bielorusneft con el 7%.

Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A.

Con fecha 2 de septiembre de 2015, la filial indirecta Sociedad Internacional Petrolera Enap Ecuador S.A. canceló su inscripción en el Registro Mercantil del Distrito Metropolitano de Quito, Ecuador.

Petro Servicios Corp S.A.

Con fecha 29 de octubre de 2015, la propiedad de Petro Servicios Corp S.A. se modificó dentro del mismo Grupo ENAP de la siguiente manera: Enap Sipetrol S.A. con un 99,5% y ENAP con un 0,5%.

ii) Operación conjunta: 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.

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.

c. Combinación de negocios - La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades filiales, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. En el caso de que exista una diferencia positiva, entre el valor razonable de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora y el valor razonable de los activos y pasivos de la filial, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de que la diferencia sea negativa la ganancia resultante, se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir estos montos.

Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el grupo informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retroactivamente los importes provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.

d. 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.

e. 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 los presentes estados financieros, de acuerdo al siguiente detalle:

	31.12.2016	31.12.2015
	US\$	US\$
Pesos Chilenos	669,47	710,16
Pesos Argentinos	15,84	12,97
Libra Esterlina	0,81	0,67
Libra Egipcia	18,11	7,81
Unidad de Fomento	0,03	0,03
Franco Suizo	1,02	0,99
EURO	0,95	0,92
Yen	116,83	120,59

f. Compensación de saldos y transacciones - Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, ni 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 legal, contemplan la posibilidad de compensación y 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 resultados integrales y Estado Consolidado de Situación Financiera.

Los Estados Financieros, no presentan ingresos y gastos netos, en su estado consolidado de resultados integral.

A nivel de saldos en el Estado de Situación Financiera, se han realizado las siguientes compensaciones de partidas:

- Los activos y pasivos por impuestos corrientes se presentan netos a nivel de subsidiaria, cuando ésta tiene derecho legalmente aplicable para compensar activos corrientes tributarios con pasivos corrientes tributarios, cuando los mismos se relacionen con impuestos girados por la misma autoridad tributaria, y ésta permita a la entidad liquidar o recibir un solo pago neto.

Por lo mismo, se compensan los activos y pasivos por impuestos diferidos si, y solo si, se relacionan con impuestos a la renta correspondientes a la misma administración tributaria, siempre y cuando la entidad tenga el derecho legalmente aplicable de compensar los activos por impuestos corrientes, con los pasivos por impuestos corrientes.

- En el caso de los instrumentos derivados se presentan netos ya que sus respectivos contratos establecen intercambio por compensación de diferencias, al momento de liquidarse la operación.

g. 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 mes 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 del mes, en el rubro “Diferencias de cambio”.

h. Propiedades, planta y equipo - Los bienes de propiedades, planta y equipo son presentadas 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 período 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, planta y equipo del Grupo ENAP requieren revisiones periódicas (mantenciones mayores). 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 período que medie entre la actual y hasta la siguiente reparación.

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 libro.

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.

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

Los desembolsos 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 en caso que no se encuentren reservas, estos valores previamente capitalizados, son registrados como gasto en resultados. Cuando el resultado en la exploración es positivo, es decir, existe un descubrimiento comercialmente explotable, los costos se presentan en el rubro Propiedades, Planta y Equipo.

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 incurren.

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 desmantelamientos 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 del método de unidad de producción, el cual considera la producción del año y las reservas probadas del campo al inicio del período de amortización.
- Las inversiones relacionadas en áreas con reservas no probadas o en 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 usando el método de unidades de producción.

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

j. 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:

	Vida útil años
Edificios	Entre 30 y 50
Planta y Equipo:	
Plantas	Entre 10 y 30
Equipo	Entre 10 y 18
Equipos de tecnología de la información	Entre 4 y 6
Instalaciones fijas y accesorios	Entre 10 y 20
Vehículos de motor	7
Mejoras de bienes arrendados - Edificaciones	Entre 5 y 10
Inversiones en exploración y producción	Cuota de agotamiento
Otras propiedades de planta y equipo	Entre 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, cuando se presentan factores de indicio de deterioro, la existencia de un posible deterioro de valor de los activos de propiedades, planta y equipo. Al 31 de diciembre de 2016 la administración no ha identificado indicadores de deterioro. En caso de deterioro el Grupo ENAP, determina el “valor en uso” 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 para la línea R&C y un horizonte de 20 años sin perpetuidad para la línea E&P. El último análisis se realizó en diciembre de 2015, dicho análisis concluyó que las inversiones de la línea R&C y la línea E&P no requieren ajustes en tal sentido.

k. 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.

l. Asociadas - Se consideran entidades asociadas a aquellas sobre las cuales el Grupo ENAP ejerce una influencia significativa, influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre dichas políticas.

Los resultados, activos y pasivos de una asociada son incorporados en estos estados financieros utilizando el método de la participación. Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas son registradas inicialmente al costo en los estados financieros consolidados, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que

experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Compañía, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Cuando la participación de ENAP en las pérdidas de una asociada o negocio conjunto excede su participación en éstos, la entidad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales. La participación en una asociada o negocio conjunto será el importe en libros de la inversión en la asociada o negocio conjunto determinado según el método de la participación, junto con cualquier participación a largo plazo que, en esencia, forme parte de la inversión neta de la entidad en la asociada o negocio conjunto.

Una inversión se contabilizará utilizando el método de la participación, desde la fecha en que pasa a ser una asociada. En el momento de la adquisición de la inversión cualquier diferencia entre el costo de la inversión y la parte de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada, se contabilizará como plusvalía, y se incluirá en el importe en libros de la inversión. Cualquier exceso de la participación de la entidad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables de la participada sobre el costo de la inversión, después de efectuar una reevaluación, será reconocida inmediatamente en los resultados integrales.

Cuando la Empresa reduce su participación en una asociada, y continua usando el método de la participación, los efectos que habían sido previamente reconocidos en otros resultados integrales deberán ser reclasificados a ganancia o pérdida de acuerdo a la proporción de la disminución de participación en dicha asociada.

Cuando la participación del Grupo Enap en las pérdidas de una asociada excede al monto de la inversión en dicha asociada, el Grupo Enap discontinua el reconocimiento de la participación en dichas pérdidas adicionales. El reconocimiento de la participación en dichas pérdidas adicionales se reconoce solo si el Grupo ENAP incurre en obligaciones legales o constructivas, o se han realizado pagos en el nombre de la asociada.

m. Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición – Los activos no corrientes se clasifican como activos mantenidos 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. El total de dichos activos se presenta registrado en una única línea y valorado al menor importe entre su valor libro y el valor razonable menos los costos de venta.

n. Deterioro de activos no financieros – En la fecha de cada ejercicio reportable, el Grupo ENAP evalúa el monto recuperable de sus activos no financieros, con el objeto de determinar si existe algún indicio de que estos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista indicio de deterioro, se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Cuando no es posible estimar el monto recuperable de un activo individual, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo. Cuando sobre una base consistente y razonable de asignación puede ser identificada, los activos corporativos son incluidos en una Unidad Generadora de Efectivo independiente, en caso contrario, estos son asignados al grupo más pequeño dentro de una Unidad Generadora de Efectivo para lo cual una base consistente y razonable de asignación debe ser identificada.

El monto recuperable es el más alto entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, para estimar el valor en uso, las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles, son descontadas a su valor presente, utilizando una tasa de descuento antes del impuesto que refleja las valoraciones actuales del mercado respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos para el activo para los cuales no se han ajustados los estimados de flujo de efectivo futuros.

Si el monto recuperable de un activo (o UGE) es menor que el importe en libros, el importe en libros del activo (o UGE) es reducido hasta su monto recuperable. Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en resultados.

Cuando en forma posterior se reversa una pérdida por deterioro, el importe en libros del activo (o UGE) es incrementado hasta una estimación revisada del monto recuperable, de tal manera que el incremento en el importe en libros no exceda el monto en libros que se hubiese determinado si nunca se hubiese reconocido un a pérdida por

deterioro para el activo (o UGE) en los años anteriores. El reverso de las pérdidas por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

o. 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, 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. Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no hay activos significativos clasificados en esta categoría.

▪ **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 justo 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 impactados.

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.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor en libros del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimada, descontada a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. En función de lo indicado en NIC 39, las cuentas por cobrar y a pagar a corto plazo, sin tasa de interés establecido, se valorizan por el monto de la factura original ya que el efecto del descuento no es relativamente importante.

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 período 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.

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”. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro “Otros ingresos” cuando se ha establecido el derecho del Grupo ENAP a percibir el pago de los dividendos.

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.

p. Instrumentos financieros derivados y de cobertura – Los contratos de derivados suscritos por el Grupo ENAP, corresponden principalmente a contratos forward de moneda, Cross Currency Swap y swaps de tasa de interés, para cubrir sus riesgos asociados con fluctuaciones en las tasas de interés y tipo de cambio, 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, y swaps de diferencial de marcadores de petróleo que cubre riesgo asociado al diferencial entre los marcadores WTI y Brent 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 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.

q. 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 período 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.

r. 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.

s. 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 período/ejercicio en que se devengan. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen en la cuenta “Reservas actuariales en planes de beneficios definidos”, dentro del rubro “Otras reservas” de patrimonio.

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 el 31 de diciembre de 2016, se ha utilizado una tasa de descuento del 5,91% anual (5,91% anual al 31 de diciembre de 2015).

La Empresa reconoce un pasivo y un gasto asociado al Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, con excepción del Gerente General, en base a una fórmula que tiene en cuenta resultados financieros anuales de la empresa, resultados de área y nivel de cumplimiento de metas alcanzado por cada gerencia. Se reconoce una provisión cuando la empresa, se encuentra obligada contractualmente, o cuando existe una práctica que en el pasado ha creado una obligación implícita.

t. 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.

u. 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 el caso de las filiales extranjeras, éstas presentan individualmente sus declaraciones de impuestos, de acuerdo con las normativas fiscales aplicables en los respectivos países.

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 la renta (corriente y diferido) es registrado en el estado de resultados salvo que se relacione con un ítem reconocido en Otros resultados integrales, directamente en patrimonio o proviene de una combinación de negocios. En ese caso, el impuesto también es contabilizado en Otros resultados integrales, directamente en resultados o con contrapartida en la plusvalía mercantil, respectivamente.

La Empresa no registra impuestos diferidos sobre las diferencias temporales que surgen en inversiones en filiales y asociadas, siempre y cuando la oportunidad en que se reverten las diferencias temporales es controlada por la Empresa y la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

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.

v. 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.

w. 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 período 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.

x. 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.

y. Distribución de utilidades – La política de distribución de utilidades 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.

z. 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.

aa. 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.

ab. 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.

En el ítem “Otros pagos por actividades de operación” se incluyen MUS\$ 2.154.996 por el pago de impuestos específicos a los combustibles en la filial Enap Refinerías S.A., correspondientes al año 2016 y MUS\$ 2.070.910 por el año 2015.

- 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.

3.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Contabilización de las adquisiciones por participaciones en operaciones conjuntas (enmiendas a NIIF 11)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Agricultura: Plantas productivas (enmiendas a la NIC 16 y NIC 41)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Método de la participación en los estados financieros separados (enmiendas a la NIC 27)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
<i>Entidades de Inversión</i> : Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016

La aplicación de estas enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Normas e Interpretaciones que han sido emitidas pero su fecha de aplicación aún no está vigente:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, <i>Instrumentos Financieros</i>	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 15, <i>Ingresos procedentes de contratos con clientes</i>	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 16, <i>Arrendamientos</i>	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Venta o Aportación de activos entre un Inversionista y su Asociada o Negocio Conjunto (enmiendas a NIIF 10 y NIC 28)	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente
Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas (enmiendas a NIC 12)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 7)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Aclaración a la NIIF 15 “ <i>Ingresos procedentes de contratos con clientes</i> ”	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones (enmiendas a NIIF 2)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Aplicación NIIF 9 “Instrumentos Financieros” con NIIF 4 “Contratos de Seguro” (enmiendas a NIIF 4)	Enfoque de superposición efectivo cuando se aplica por primera vez la NIIF 9. Enfoque de aplazamiento efectivo para períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo están disponibles durante tres años después de esa fecha.
Transferencias de propiedades de Inversión (enmiendas a NIC 40)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 12 y NIC 28)	Las enmiendas a NIIF 1 y NIC 28 son efectivas para periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018. La enmienda a la NIIF 12 para períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 22 Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018

La administración está evaluando el impacto de la aplicación de NIIF 9, NIIF 15, NIIF 16 y CINIIF 22, sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de los efectos que estas normas tendrán hasta que la administración realice una revisión detallada. En opinión de la administración, no se espera que la aplicación futura de otras normas y enmiendas e interpretaciones tengan un efecto 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 Administración y 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 principales 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 2016 se resume en el siguiente cuadro, desglosada entre deuda a tasa fija y deuda a tasa variable – Post Hedge:

En millones de US\$	Tasa fija	Tasa flotante	Totales
Deuda bancaria corto plazo	-	486	486
Deuda bancaria largo plazo	224	347	571
Bonos internacionales	2.211	-	2.211
Bonos locales	620	-	620
Totales	3.055	833	3.888

Nota: los datos del cuadro adjunto corresponden solo a valor capital de la deuda sin incluir 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 2016.

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\$ 161.509 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\$ 831.125).

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\$ 833.062, es decir, el 21,4% del total. En función de dicho monto, un incremento/decremento de un 1% en la tasa LIBO aplicable (trimestral o semestral según el tipo de deuda) generaría un incremento/decremento anual de los gastos financieros de la empresa de aproximadamente MUS\$ 8.331.

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 y también en CHF (Bono Suizo). Las cuales están expuestas a cambios en su valor en dólares en la medida que se produzcan fluctuaciones en la paridad peso/US\$, UF/US\$ y CHF/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 2016 asciende a UF 15.750.000. A partir de dicho monto y de las paridades CLP/US\$ y CLP/UF vigentes en dicha fecha (\$669,47 y \$26.347,98), una variación de \$50 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 \$50 (\$719,47)	43.078
Disminuye en \$50 (\$619,47)	(50.032)

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 2016 de cuentas por cobrar correspondientes a ventas locales ascendió al equivalente de MUS\$ 401.637. Lo anterior implica que un aumento del tipo de cambio de \$50 produciría una disminución del valor en dólares de las cuentas por cobrar de aproximadamente MUS\$ 27.912.

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 66 millones de bbl al año, una variación de US\$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un efecto en resultados de MUS\$ 66.000.

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 afectada 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 5,5 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\$ 5.500 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. 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 o DTD Brent, se contrata un derivado denominado “Swap de diferencial” cuya finalidad es transferir financieramente una posición WTI o DTD Brent a una de ICE 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 viene motivado por las distintas necesidades de fondos para hacer frente a los compromisos de capex y operación normal del negocio, vencimientos de deuda, liquidación de derivados etc. El Grupo mantiene una política financiera que establece los lineamientos para hacer frente a este riesgo, consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Las Dirección de manejo de riesgo de mercado y operaciones financieras y la Dirección de finanzas corporativas dependientes de la Gerencia de finanzas monitorean continuamente las necesidades de fondo que requiere el Grupo.

Además de los saldos de balance, el Grupo tiene como fuentes de liquidez adicional disponibles al día de hoy: (i) una línea de crédito comprometida por USD 100 millones con Santander Bank, NA (ii) una línea de crédito comprometida por CLP 15.000 millones con Banco de Chile, (iii) una línea de crédito comprometida por CLP 15.000 millones con Banco Santander y (iv) líneas bancarias no comprometidas por aproximadamente US\$1.000 millones con diversos bancos nacionales e internacionales.

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes el 31 de diciembre de 2016:

En millones de US\$	2017	2018	2019	2020	2021	2022 y +	Totales
Deuda financiera corto plazo	486	-	-	-	-	-	486
Deuda financiera largo plazo	190	181	83	86	31	-	571
Bonos internacionales	-	211	115	174	411	1.300	2.211
Bonos locales	79	-	384	-	-	157	620
Totales	755	392	582	260	442	1.457	3.888

Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver nota 22.

La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las otras obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes el 31 de diciembre de 2016:

En millones de US\$	2017	2018	2019	2020	2021	Totales
Cuentas por pagar comerciales	584	-	-	-	-	584
Cuentas por pagar entidades relacionadas	13	-	-	-	-	13
Derivados de cobertura	88	17	50	8	34	197
Totales	685	17	50	8	34	794

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 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.

El 31 de diciembre de 2016, la exposición total del Grupo ENAP a los deudores por venta ascendía a MUS\$ 555.570

según se indica en la Nota 11.

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 2016 asciende a MUS\$ 15.177.

Información respecto a la Gestión de capital se encuentra en Nota 26.

5. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS

El 7 de diciembre de 2016, la filial Enap Refinerías S.A. adquirió el 85% de los derechos sociales de Petropower Energía Limitada (PPW). PPW fue constituida el año 1993, y tiene como giro principal la producción de energía, vapor. PPW incluye una unidad de cogeneración de electricidad y vapor, una planta de hidrotreatmento de diésel y una planta de coquificación retardada.

La toma de control sobre PPW, permite cumplir dos objetivos fundamentales, asegurar la continuidad operacional de Refinería Bío Bío, suministrándole vapor de alta presión, agua desmineralizada y energía eléctrica y vender energía excedentaria a terceros, inyectándola al Sistema Interconectado Central.

A partir de la fecha de adquisición, PPW no ha contribuido a los resultados operacionales del Grupo, ya que para efectos financiero-contables se ha considerado como fecha de compra el 31 de diciembre de 2016. Si la combinación de negocios hubiese ocurrido el 1 de enero de 2016, se estima que para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían ascendido a MUS\$ 5.228.608 y la ganancia antes de impuesto consolidado habría ascendido a MUS\$ 244.471.

a) Contraprestación transferida: Este incremento en la participación sobre PPW significó un desembolso total de efectivo de MUS\$ 50.300.

b) Costos relacionados con la adquisición, reconocidos como un gasto: Los costos asociados a la adquisición de PPW reconocidos como un gasto, ascendieron a MUS\$ 518. Dichos costos se componen principalmente de honorarios por asesorías financiera, tributaria y legal, y fueron reconocidos en el estado de resultados integrales consolidado bajo el rubro Gastos de administración.

c) Activos adquiridos identificables y pasivos asumidos identificables: A continuación se resume los montos reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición:

Activos y Pasivos netos identificables adquiridos	Valor razonable MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.823
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	4.497
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	25.118
Activos por impuestos, corrientes	3.889
Propiedades, planta y equipo, neto (1)	208.822
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(4.519)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	(1.033)
Pasivos por impuestos diferidos	(57.353)
Total activos netos identificables adquiridos	183.244

(1) Ver Nota 17.

Considerando la naturaleza del negocio y activos de PPW, la medición del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos fue realizada utilizando los siguientes enfoques de valoración:

i.- Enfoque qué mercado, mediante el método de comparación, tomando como base los precios de mercado cotizados para elementos idénticos o comparables cuando estos están disponibles.

ii.- Enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración que convierten montos futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un monto presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos montos futuros.

iii.- Enfoque del costo, o costo de reposición depreciado, el cual refleja los ajustes relacionados con el deterioro físico así como también la obsolescencia funcional y económica, utilizado para el rubro Propiedades, planta y equipo, el cual fue complementado con la realización de una prospección del valor razonable del patrimonio de Petropower Energía Ltda. a través del método de Flujos Descontados de Caja, con enfoque de Flujo de Caja Libres, ambos métodos respaldaron los valores razonables de los activos adquiridos.

Conciliación de valores

Los valores razonables surgen finalmente como consecuencia de una evaluación y conciliación de los resultados de los métodos seleccionados, en base a la naturaleza de cada uno de los activos adquiridos y pasivos asumidos.

Si dentro del período de un año a contar de la fecha de adquisición, nueva información obtenida acerca de hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, da origen al reconocimiento de activos o pasivos adicionales, se revisará la contabilización de la adquisición y se efectuarán las correcciones que procedan, siguiendo el criterio descrito en Nota 3.b.i.

d) Reconocimiento a valor razonable de participación pre-existente

A la fecha de la adquisición la Empresa reconoció su participación pre-existente al valor razonable, de acuerdo al siguiente detalle:

	31.12.2016
	MUS\$
Valor razonable de participación pre-existente	27.487
Valor libro de participación pre-existente y otros ajustes	(13.314)
Total	14.173

e) Impacto positivo en resultados por compra de PPW

El importe neto de los pasivos identificables adquiridos y los pasivos asumidos de PPW y la contraprestación transferida más el valor razonable de la participación pre-existente, se presenta formando parte del rubro Otras ganancias (pérdidas) y es el siguiente:

	31.12.2016
	MUS\$
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	183.245
Valor razonable de participación pre-existente	(27.487)
Otras variaciones asociadas a la transacción	(12.718)
Contraprestación transferida (precio pagado)	(50.300)
Impacto positivo en resultados por combinación de negocio (1)	92.740

(1) Ver Nota 36.

El efecto positivo en resultados por combinación de negocio se produce como consecuencia de la determinación por parte de AMEC Foster Wheeler de poner a la venta su participación en el negocio de Petropower Energía Ltda., de esta manera la Administración llevó a cabo una evaluación económica considerando la opción preferente que como socio mantenía para la adquisición de los activos a fines de 2018, de esta asociada. Una vez adquirida la empresa, la Administración por medio de especialistas en este tipo de valoración, llevo a cabo el proceso de medición de los activos netos identificables adquiridos de acuerdo a NIIF 3 “Combinación de negocio”, el valor así determinado fue superior al precio pagado por la participación societaria en el negocio de Petropower Energía Ltda.

6. 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 ejercicios 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 – Al cierre de cada año o a una fecha intermedia, en caso que se observen indicadores de deterioro, la administración analiza el valor de los activos para determinar si han sufrido alguna pérdida por deterioro. En el caso que esta evidencia exista, una estimación del valor recuperable de cada activo es realizada, para determinar en cada caso, el monto del ajuste. En caso de identificar activos que no generan flujos de caja en forma independiente, se estima la recuperabilidad de la unidad generadora de efectivo a la que dicho activo pertenece. Al 31 de diciembre de 2016 no hay indicadores de pérdida por 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. Provisión de obsolescencia de materiales y repuestos – Los materiales y repuestos presentados bajo los rubros Inventarios y Propiedad, planta y equipos pueden verse afectados por factores diversos tales como cambios tecnológicos, desuso, exposición ambiental, entre otros, para lo cual el Grupo ENAP realiza estimaciones y juicios a fin de determinar con la mayor información disponible provisiones de obsolescencia. Estas estimaciones son revisadas periódicamente en base a información adicional y mayor experiencia pudiendo afectar los valores determinados.

4. 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.

5. 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.

6. 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.

7. 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 los efectos impositivos futuros, basada en hechos, circunstancias y leyes fiscales actuales, permiten la realización del activo neto de impuestos diferidos, es decir, se han estimado totalmente recuperables por la administración. Sin embargo, la posición fiscal podría cambiar, originando resultados diferentes con impacto en los montos reportados en los estados financieros consolidados.

7. 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 2016 y 2015:

Al 31 de diciembre de 2016					
Rubro	A valor razonable con cambio en resultado	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Disponibles para la venta	Derivados de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	66.104	-	-	-	-
Otros activos financieros corrientes	11.678	-	-	-	55
Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar	-	-	644.062	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	48.636	-	-
Total activos financieros corrientes	77.782	-	692.698	-	55
Otros activos financieros	-	13.788	127	-	-
Cuentas por cobrar, no corrientes	-	-	23.117	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	1.066	-	-
Total activos financieros no corriente	-	13.788	24.310	-	-
Al 31 de diciembre de 2015					
Rubro	A valor razonable con cambio en resultado	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Disponibles para la venta	Derivados de cobertura
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalente al efectivo	113.587	-	-	-	-
Otros activos financieros corrientes	3.040	-	-	-	86.762
Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar	-	-	631.759	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	26.751	-	-
Total activos financieros corrientes	116.627	-	658.510	-	86.762
Otros activos financieros	-	13.788	28.121	-	-
Cuentas por cobrar, no corrientes	-	-	13.361	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	1.671	-	-
Total activos financieros no corriente	-	13.788	43.153	-	-

8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Detalle:	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Caja	281	196
Bancos	55.671	102.739
Depósitos a plazo	10.152	10.652
Totales	66.104	113.587

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

Detalle:	Moneda	31.12.2016	31.12.2015
		MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	US\$	36.970	65.904
Efectivo y equivalentes al efectivo	Ch\$	12.360	18.919
Efectivo y equivalentes al efectivo	AR\$	5.451	2.270
Efectivo y equivalentes al efectivo	UK £	-	82
Efectivo y equivalentes al efectivo	EG £	11.323	26.412
Totales		66.104	113.587

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. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, no existen sobregiros bancarios, registrados como Efectivo y efectivo equivalente.

9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle es el siguiente:

Detalle:		Corrientes		No Corrientes	
		31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Derivados de cobertura	(a)	55	86.762	-	-
Inversión en otras sociedades	(b)	-	-	13.762	13.762
Bonos de la Nación Argentina	(c)	11.678	3.040	-	13.875
Scrow account	(d)	-	-	35	14.000
Otros por cobrar		-	-	118	272
Totales		11.733	89.802	13.915	41.909

(a) Ver detalle en nota 22 a).

(b) El detalle de las inversiones en otras sociedades al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Detalle:	País de Origen	Participación		31.12.2016	31.12.2015
		2016	2015	MUS\$	MUS\$
		%	%		
Terminales Marítimos Patagónicos S.A.	Argentina	13,79	13,79	7.664	7.664
Electrogas S.A.	Chile	15,00	15,00	6.091	6.091
Asociación Gremial de Industriales Químicos C.P.A.	Chile	N/A	N/A	7	7
Totales				13.762	13.762

(c) Con fecha 6 de julio de 2015, el Gobierno Argentino, mediante Decreto 1330 dejó sin efecto el Programa denominado “Petróleo Plus”. Con fecha 29 de agosto de 2015, la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. da consentimiento y acepta los incentivos pendientes de liquidación pagados mediante la entrega de los instrumentos de deuda pública denominados “Bonos de la Nación Argentina”, el detalle de los instrumentos financieros es el siguiente:

Instrumento	País	Fecha Vencimiento	Tasa nominal %	Tasa de mercado %	Total corriente		Total no corriente	
					31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
BONAD 2018	Argentina	18.03.2018	2,40	2,40	-	-	-	2.965
BONAR 2024	Argentina	07.05.2024	8,75	8,75	11.678	3.040	-	10.910
Totales					11.678	3.040	-	13.875

BONAD 2018, Títulos de valor vinculado al dólar con valor nominal equivalentes a MUS\$ 3.567.

BONAR 2024, Títulos de valor en dólares con una tasa anual de 8,75%, estos títulos incluyen restricciones de venta, de modo tal que hasta el mes de diciembre de 2016 inclusive, la filial Enap Sipetrol Argentina S.A., no puede vender más de un 2% mensual del total de BONAR 2024, de no ejercer su derecho a vender, dicho porcentaje de venta puede ser acumulado, pero en ningún caso, la venta en un mes podrá superar el 10% del total de BONAR 2024 recibidos. A partir del año 2017, no existirán restricciones para la venta de los BONAR 2024.

(d) Al 31 de diciembre de 2015 se presenta un anticipo asociado a la inversión de Proyecto PIAM en la filial ENAP Sipetrol Argentina S.A., utilizado para la compra de la filial Petrofaro S.A., la cual ocurrió en primer semestre de 2016.

10. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Detalle:	Corrientes		No corrientes	
	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Arriendos de naves pagados por anticipado	4.085	4.218	-	-
Gastos pagados por anticipado SS/EE Torquemada	582	582	2.956	3.974
Seguros pagados por anticipado	12.431	-	-	-
Catalizadores y platino para catalizador	-	-	32.519	23.978
Otros	217	521	1.354	918
Total	17.315	5.321	36.829	28.870

11. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Detalle:	Corrientes		No corrientes	
	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Deudores por ventas	555.570	504.654	-	-
Deudores varios	66.418	90.044	14	13
Otros deudores	37.251	38.343	23.103	13.348
Estimación deudores incobrables	(15.177)	(1.282)	-	-
Totales	<u>644.062</u>	<u>631.759</u>	<u>23.117</u>	<u>13.361</u>

Los valores razonables de deudores por ventas, deudores varios y otros deudores son similares 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:

	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
De 1 día hasta 5 días	1.208	21.105
De 6 día hasta 30 días	27.568	38.426
De 31 días hasta 60 días	5.329	8.892
De 61 días hasta 90 días	6.742	7.342
Más de 91 días hasta 1 año	69.604	14.020
Más de 1 año	3.572	1.785
Totales	<u>114.023</u>	<u>91.570</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 de la Línea R&C (venta a distribuidores, principalmente) tiene un promedio de 20 días hábiles, la Línea E&P tiene un promedio entre 60 y 90 días.

b) **Provisiones de incobrables:** El monto de la provisión de cuentas incobrables al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Hasta 90 días	(13.895)	-
Más de 1 año	(1.282)	(1.282)
Totales	<u>(15.177)</u>	<u>(1.282)</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 2016 y 2015 es suficiente.

12. 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 y no corrientes:

Corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	US\$	28.611	6.206
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	14.745	9.610
78.335.760-7	Petropower Energía Ltda. (1)	Chile	Asociada	US\$	-	6.161
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	US\$	632	754
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	2.933	2.933
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	US\$	560	592
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	US\$	188	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	US\$	140	-
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US\$	827	495
Totales					<u>48.636</u>	<u>26.751</u>

(1) Al 31 de diciembre es filial, ver Nota 5.

No corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energeticas S.A.	Chile	Asociada	US\$	674	1.279
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	392	392
Totales					<u>1.066</u>	<u>1.671</u>

Los saldos por cobrar no corrientes a Innergy Soluciones Energéticas S.A. y a GNL Chile S.A., al cierre del ejercicio, tiene establecido un interés de Libor base 360 + 3% y Libor base 180 + 3%, respectivamente.

b) Cuentas por pagar corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
78.335.760-7	Petropower Energía Ltda. (1)	Chile	Asociada	US\$	-	21.573
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US\$	1.913	2.871
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	8.036	8.820
61.704.000-k	Codelco	Chile	Indirecta	US\$	2.550	5.066
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	US\$	105	375
-	Otras			US\$	396	492
Totales					<u>13.000</u>	<u>39.197</u>

(1) Al 31 de diciembre es filial, ver Nota 5.

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. Los saldos por cobrar y pagar a empresas relacionadas corrientes al cierre de cada ejercicio, se originan principalmente en transacciones del giro consolidado, están pactados en pesos chilenos y dólares, sus plazos de cobros y/o pagos no exceden los 60 días, y en general no tienen cláusulas de reajustabilidad ni intereses.

c) Transacciones con partes relacionadas:

RUT	Sociedad	País	Relación	Descripción de la transacción	01.01.2016	01.01.2015	Efecto en resultados (Cargo) / Abono	
					31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
					MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	316.353	379.900	-	-
				Pago de préstamo	1.700	-	-	-
				Intereses devengados	22	65	22	65
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	Venta de productos	-	10.343	-	271
				Intereses	-	1	-	1
				Dividendos percibidos	625	242	-	-
78.335.760-7	Petropower Energia Ltda. (1)	Chile	Asociada	Compra de servicios	45.437	48.198	-	-
				Distribución de utilidades	3.472	2.290	-	-
				Surplus e Insurance	5.579	5.194	5.579	5.194
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	42.807	42.071	-	-
				Venta de servicios	8	10	7	10
				Venta de productos	-	26	-	3
				Dividendos percibidos	3.389	3.063	-	-
				Dividendos provisionados	824	711	-	-
96.856.650-4	Innergy Holding S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	2.303	2.531	-	-
				Venta de productos	7.772	13.183	844	453
				Intereses	1	10	1	10
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	Suscripción Pagares 1, 2 y 3	-	3.264	-	-
				Abono pagare 1, 2 y 3	633	2.013	-	-
				Intereses devengados	24	28	24	28
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	Asociada	Operación Planta	1.543	1.283	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	6.083	7.808	-	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	3.879	4.702	-	-
				Dividendos percibidos	-	650	-	-
				Dividendos provisionados	657	-	-	-
0-E	Gasoducto del Pacifico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	Dividendos percibidos	-	3.513	-	-
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	Compensación de Gas	95.549	79.849	95.549	79.849
61.704.000-k	Codelco	Chile	Indirecta	Compra de energía	5.588	200	5.588	200

(1) Al 31 de diciembre es filial, ver Nota 5.

d) Remuneración pagada al Honorable Directorio

Directorio Actual			01.01.2016	01.01.2015
			31.12.2016	31.12.2015
Nombre	Rut	Cargo	MUS\$	MUS\$
Andrés Ignacio Rebolledo Smitmans	8.127.608-0	Presidente	-	-
Eduardo Bitrán Colodro	7.950.535-8	Vicepresidente	-	-
Jorge Fierro Andrade	9.925.434-3	Director	11	11
María Isabel González Rodríguez	7.201.750-1	Directora	12	6
Carlos Carmona Acosta	9.003.935-0	Director	12	6
Alejandro Jadresic Miranovic	7.746.199-k	Director	6	2
Bernardita Piedrabuena Keymer	10.173.277-0	Directora	12	-
Paul Schiodtz Obilinovich	7.170.719-9	Director	10	-
Subtotal			63	25
Directores Anteriores			01.01.2016	01.01.2015
			31.12.2016	31.12.2015
Nombre	Rut	Cargo	MUS\$	MUS\$
Fernán Gazmuri Plaza	4.461.192-9	Director	-	15
Fidel Miranda Bravo	6.923.830-0	Director	-	6
Fernando Ramirez Pendibene	7.876.527-5	Director	-	2
Jorge Bande Bruck	5.899.738-2	Director	-	1
Subtotal			-	24
Totales			63	49

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

Personal Clave de la Gerencia - Las remuneraciones brutas de la plana ejecutiva devengadas y pagadas durante el periodo enero – diciembre 2016, ascienden a MUS\$ 2.839 y considera las posiciones ejecutivas principales del Grupo; las remuneraciones brutas pagadas en igual ejercicio de 2015, ascendieron a MUS\$ 2.839. 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.

Planes de incentivos para ejecutivos - El Grupo ENAP cuenta con un Sistema de Renta Variable (SRV) que aplica a todos sus ejecutivos, con excepción del Gerente General, para lo cual provisiona al cierre de cada ejercicio contable una estimación de este desembolso el cual se paga durante el primer trimestre del año siguiente.

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.

13. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Detalle:	31.12.2016	31.12.2015
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Petróleo crudo en existencias	228.045	201.707
Petróleo crudo en tránsito	61.249	19.090
Productos terminados	340.256	245.193
Productos en tránsito	25.994	26.853
Materiales en bodega y en tránsito	<u>72.346</u>	<u>72.843</u>
Totales	<u><u>727.890</u></u>	<u><u>565.686</u></u>
	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Importe de ajuste a valor neto de realización de inventarios	-	(84.712)
Costos de inventarios reconocidos en el ejercicio	<u><u>(4.138.761)</u></u>	<u><u>(5.415.568)</u></u>

14. IMPUESTOS CORRIENTES, DIFERIDOS Y BENEFICIO (GASTO) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS

a) **Activos y pasivos por impuestos corrientes:** El detalle de los impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes:	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
IVA Crédito Fiscal	118.838	57.542
Impuestos por recuperar extranjeros	5.410	13.621
Impuesto específico a los combustibles	2.491	3.916
Derechos de aduana	1.187	1.035
Pagos provisionales mensuales, neto	2.415	9.226
Otros impuestos por recuperar	4.415	6.102
Otros impuestos varios	504	789
Totales	135.260	92.231

Pasivos por impuestos corrientes:	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Impuesto específico a los combustibles	53.575	36.132
Impuestos de retención	4.989	4.194
Regalías y derechos de explotación	2.589	2.718
Impuestos a la renta por pagar, neto	11.064	28.347
Otros impuestos varios	2.063	964
Totales	74.280	72.355

b) **Activos y pasivos por impuestos diferidos:** El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Activos netos por Impuestos Diferidos			
	31.12.2016		31.12.2015	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Diferencia temporal:				
Relativos a pérdidas fiscales	855.755	-	695.731	-
Relativos a valor neto realizable de inventarios	-	-	22.977	-
Relativos a otras provisiones	57.640	-	72.566	-
Relativos a propiedades, planta y equipo	50.478	69.837	62.721	28.111
Relativos a leasing	2.014	2.685	2.903	3.244
Relativos a reservas de cobertura	2.983	-	6.755	-
Relativos a provision materiales	21.978	-	24.030	-
Relativos a gastos diferidos	-	78.012	-	24.854
Relativos a obligaciones por indemnizaciones	-	5.583	-	5.634
Subtotal	990.848	156.117	887.683	61.843
Total Activos netos	834.731	-	825.840	-

Diferencia temporal:	Pasivos netos por Impuestos Diferidos			
	31.12.2016		31.12.2015	
	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$	Activos MUS\$	Pasivos MUS\$
Relativos a depreciaciones	-	70.197	-	79.740
Total Pasivos netos	-	70.197	-	79.740

Movimientos en importe reconocido en estado de situación financiera	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Importe reconocido en el resultado del ejercicio	74.193	101.521
Importe reconocido en otros resultados integrales	2.631	10.167
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios, pasivos por impuestos diferidos	(57.353)	-
Importe en otros rubros	(1.038)	2.329
Cambios en activos y pasivos por impuestos diferidos,	18.433	114.017

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 2016 y 2015, es el siguiente:

	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Beneficio por Impuestos Corrientes a las Ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes	(17.481)	(22.760)
Otro (gasto) ingreso por impuesto corriente	(1.290)	(1.194)
Gasto (Ingreso) por impuestos corrientes, neto, total	(18.771)	(23.954)
Ingreso (gasto) diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	74.193	101.521
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, total	74.193	101.521
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	55.422	77.567
Gasto por Impuestos Diferidos a las Ganancias por Partes Extranjeras y Nacional, Neto		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, extranjero	(9.730)	(5.181)
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, nacional	(9.041)	(18.773)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(18.771)	(23.954)
	MUS\$	MUS\$
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, extranjero	1.100	(4.357)
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, nacional	73.093	105.878
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, total	74.193	101.521

d) Conciliación del resultado contable 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:

	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
(Gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	(30.518)	(20.906)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	6.869	15.003
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imposables	18.428	(6.746)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	798	(7.287)
Efecto impositivo impuesto único Ley 2398	65.864	94.371
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	(6.019)	3.132
Ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal, total	<u>85.940</u>	<u>98.473</u>
Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa efectiva	<u>55.422</u>	<u>77.567</u>

Información adicional:

La tasa utilizada en Chile es de 24% en 2016, 22,5% en 2015, la cual corresponde a la tasa de impuesto a la renta legal. Las tasas de impuestos correspondientes a otras jurisdicciones son: Argentina un 35% en ambos años, en Ecuador es de un 22% para ambos años, en Uruguay la filial por no tener operaciones en el país no está sometida a impuesto. En Egipto el contrato de operación conjunta con EGPC otorga un régimen sin impuesto para ENAP.

ENAP Matriz, se afecta en forma adicional con una tasa de 40% correspondiente a un impuesto único que afecta a las empresas del Estado de Chile, de acuerdo al Decreto Ley N° 2.398.

Reforma Tributaria en Chile

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°20.780 “Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario”.

Adicionalmente, se introduce un aumento progresivo en la tasa de impuesto de primera categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, incrementándola a un 21%, 22,5%, 24%, respectivamente. Desde el año comercial 2017, el incremento en esta tasa de impuesto dependerá del régimen de tributación del contribuyente, es decir, en el caso del régimen de renta atribuida la tasa será de 25% desde el año comercial 2017 y para el régimen parcialmente integrado las tasas serán 25,5% en el año comercial 2017 y 27% desde el año comercial 2018 en adelante.

Entre los principales cambios, dichas Leyes tipifican, en el artículo 14, dos sistemas de tributación: régimen de renta atribuida y régimen parcialmente integrado. En el caso de contribuyentes que sean sociedades anónimas sólo podrán acogerse al sistema de renta parcialmente integrado señalado anteriormente. De igual forma, a través de la Circular N° 66 publicada en el año 2015, el Servicio de Impuestos de Internos instruyó que en el caso de empresas del Estado, éstas quedan excluidas de la aplicación del artículo 14 por carecer de un vínculo directo o indirecto con personas que tengan la calidad de propietarios, comuneros, socios o accionistas, y que resulten gravados con los impuestos finales, por encontrarse la totalidad de sus rentas sujetas a la tributación establecida en el artículo 2° del D.L. N° 2.398. Si bien, por regla general, las empresas del Estado están obligadas a determinar su renta efectiva mediante contabilidad completa, tal obligación procede para el sólo efecto de determinar las rentas afectas al IPC, en virtud de las normas contenidas en el Título II de la LIR relativas al referido tributo, cuya tasa en estos casos será de 25%.

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

	01.01.2016		01.01.2015	
	31.12.2016		31.12.2015	
	Subtotal	Total	Subtotal	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Ganancia				
Resultados antes de impuestos		127.158		92.915
Impuesto a la renta		(10.442)		(16.804)
Impuesto a la renta	(1.392)		(11.039)	
Impuestos diferidos	(420)		3.773	
Impuestos pagados en el exterior	(8.630)		(9.538)	
Resultado después de impuesto a la renta		116.716		76.111
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%		65.864		94.371
Impuesto a la renta (40%)	(5.995)		(7.734)	
Impuestos diferidos (40%)	71.859		102.105	
ganancia		182.580		170.482
Resultado atribuible a participación no controladora		1.284		1.563
Resultado atribuible a participación controladora		181.296		168.919

15. ACTIVOS Y PASIVOS NO CORRIENTES INCLUIDOS EN GRUPO DE ACTIVOS DISPONIBLES PARA LA VENTA

Al 31 de diciembre de 2016, la Empresa mantiene activos para la venta bienes adquiridos bajo la modalidad de leasing financiero, los cuales corresponden a las instalaciones de su Casa Matriz, ubicadas en Vitacura 2736, comuna de Las Condes, el detalle de los activos y pasivos es el siguiente:

	MUS\$
Activos	
Activos no corrientes	
Propiedades, Planta y Equipo - Activo Fijo Leasing	16.370
Propiedades, Planta y Equipo - Depreciación Leasing	(3.595)
Total Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta	12.775
Pasivos	
Otros pasivos financieros corrientes	1.836
Otros pasivos financieros no corrientes	1.263
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupo de activos clasificados como mantenidos para la venta	3.099

16. 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 2016 y 2015:

a) Detalle de las inversiones:

Sociedades	Actividad Principal	País de Origen	Moneda	Participación	
				2016 %	2015 %
A&C Pipeline Holding	Inversión y financiamiento en general	I.Cayman	USD	36,25	36,25
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	USD	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	USD	18,30	31,69
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	USD	35,83	35,83
Petropower Energía Ltda.	Generación de energía y procesamiento de combustibles.	Chile	USD	-	15,00
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Transportar combustibles y sus derivados	Chile	CLP	10,06	10,06

b) Movimiento de inversiones:

Al 31 de diciembre de 2016

Sociedades	Saldo inicial		Participación en resultado	Dividendos	Diferencia conversión	Otros Incremento (Decremento)	Saldo final
	01.01.2016	Adiciones					
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	235	-	(6)	-	14	-	243
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.432	-	246	-	-	-	1.678
Forenergy S.A.	225	-	-	-	-	14	239
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	2.711	-	(134)	-	-	1	2.578
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	6.882	-	1.143	-	-	-	8.025
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	1	-	-	-	-	-	1
Geotérmica del Norte S.A.	69.716	-	3.667	-	-	-	73.383
GNL Chile S.A.	3.751	-	2.205	-	-	-	5.956
GNL Quintero S.A.	24.144	-	5.619	(6.083)	-	(17.151)	6.529
Golfo Guayaquil Petroenap Compañía de Economía Mixta	10	-	-	-	-	(10)	-
Innergy Holding S.A.	5.052	-	594	-	-	-	5.646
Norgas S.A.	2.184	-	263	(625)	13	-	1.835
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2.643	-	(164)	-	-	-	2.479
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	2.769	-	(9)	(657)	-	3	2.106
Petropower Energía Ltda. (Ver Nota 5)	14.646	-	1.284	(3.473)	857	(13.314)	-
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	10.165	-	3.445	(3.477)	649	-	10.782
Totales	146.718	-	18.153	(14.315)	1.533	(30.457)	121.632

Al 31 de diciembre de 2015

Sociedades	Saldo inicial 01.01.2015 MUS\$	Adiciones MUS\$	Participación en resultado MUS\$	Dividendos MUS\$	Diferencia conversión MUS\$	Otros Incremento (Decremento) MUS\$	Saldo final 31.12.2015 MUS\$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Biocomsa S.A.	1	-	-	-	-	(1)	-
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	276	-	(1)	-	(40)	-	235
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.432	-	-	-	-	-	1.432
Forenergy S.A.	165	86	-	-	-	(26)	225
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	2.534	-	177	-	-	-	2.711
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	8.116	-	221	(1.455)	-	-	6.882
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltda.	1	-	(1)	-	-	1	1
Geotérmica del Norte S.A.	49.716	20.000	-	-	-	-	69.716
GNL Chile S.A.	2.994	-	757	-	-	-	3.751
GNL Quintero S.A.	25.027	-	6.926	(7.809)	-	-	24.144
Golfo Guayaquil Petroenap Compañía de Economía Mixta	10	-	-	-	-	-	10
Innergy Holding S.A.	4.553	-	499	-	-	-	5.052
Norgas S.A.	2.426	-	-	(242)	-	-	2.184
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2.649	-	(6)	-	-	-	2.643
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	3.418	-	44	(693)	-	-	2.769
Petropower Energía Ltda.	11.555	-	3.001	-	-	90	14.646
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	11.897	-	3.244	(2.978)	(1.998)	-	10.165
Totales	126.922	20.086	14.861	(13.177)	(2.038)	64	146.718

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. y Petropower Energía Ltda.

-El Grupo ENAP ejerce influencia significativa en Sociedad Nacional de Oleoductos 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 presentaba en Petropower Energía Ltda. hasta el año 2015, que teniendo participación menor al 20%, el Grupo ENAP poseía influencia significativa sobre esta inversión, dado los contratos y acuerdos comerciales existentes.

Respecto a la inversión en la sociedad Geotérmica del Norte S.A., aun cuando la participación a dic-2016 es de 18,30%, el Grupo mantiene un director, de un total de cuatro.

Inversiones en MUS\$ 1

La participación en Gasoducto del Pacífico Cayman Ltd. se presenta 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 2016 se presentó la siguiente modificación en las participaciones:

En Geotérmica del Norte S.A. durante el año 2016 se realizó un aumento de capital por MUS\$ 170.000, ENAP no concurrió en estos aportes, disminuyendo su participación a un 18,30%.

Con fecha 7 de diciembre de 2016, Enap Refinerías S.A. adquirió el 85% de los derechos sociales de Petropower Energía Limitada, obteniendo el control sobre esta sociedad y pasando a formar parte del ámbito de consolidación. (Ver Nota 5).

- En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, se han presentado los siguientes cambios o modificaciones en las participaciones:

En Geotérmica del Norte S.A. durante el mes de marzo de 2015 se realizaron aportes de capital por un total de MUS\$20.000, correspondiente a 8.933.986.623 acciones, ENAP no participó de los posteriores aumentos de capital del año 2015, disminuyendo su participación a un 31,69%.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la sociedad “Consortio Tecnológico de Biocombustibles S.A. (Biocomsa S.A.)”, celebrada el 28 de octubre de 2015, se acordó en forma unánime, su disolución anticipada y liquidación en conformidad al Art. 103 N° 3 de la Ley N° 18.046. Publicada en Diario Oficial con fecha 17 de noviembre de 2015.

En la sociedad Forenergy S.A. durante el mes de diciembre de 2015, Enap Refinerías S.A. realizó un aporte de capital por un total de M\$ 60.000 (equivalentes a MUS\$ 86), correspondiente su participación accionaria del 40%.

d) Detalle de información financiera

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

Sociedades	Participación %	Al 31 de diciembre de 2016					
		Activos Corrientes	Activos No Corrientes	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Ingresos	Utilidad/ (Pérdida)
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Geotérmica del Norte S.A.	20,76	59.315	385.433	43.747	-	3.650	8.040
Gnl Chile S.A.	33,33	135.001	176	117.309	-	910.420	6.616
Gnl Quintero S.A.	20,00	281.577	928.817	35.496	1.142.251	188.294	28.093
Sonacol S.A.	10,06	7.112	278.910	55.735	123.133	74.037	34.240
Otras inversiones	-	86.167	51.160	14.962	28.975	33.664	7.416
Total		569.172	1.644.496	267.249	1.294.359	1.210.065	84.405

Sociedades	Participación %	Al 31 de diciembre de 2015					
		Activos Corrientes	Activos No Corrientes	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Ingresos	Utilidad/ (Pérdida)
		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Geotérmica del Norte S.A.	25,06	2.116	147.896	6.565	-	-	-
Gnl Chile S.A.	33,33	103.260	27.958	83.421	36.545	1.002.425	2.270
Gnl Quintero S.A.	20,00	217.214	957.013	31.144	1.022.358	199.388	34.629
Petropower Energía Ltda.	15,00	45.521	74.514	38.693	20.902	47.224	23.356
Sonacol S.A.	10,06	7.834	259.999	52.272	114.547	72.210	32.239
Otras inversiones	-	81.801	88.327	33.690	49.911	31.514	4.058
Total		457.746	1.555.707	245.785	1.244.263	1.352.761	96.552

17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los movimientos de los rubros de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Año Actual	Terrenos MUS\$	Edificios MUS\$	Planta y equipos MUS\$	Instala- ciones MUS\$	Construc- ción en curso MUS\$	Inversión en E&P MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	230.342	11.210	1.246.042	54.491	175.844	1.029.436	50.296	2.797.661
Adiciones	-	-	49.442	132	182.808	377.054	14.457	623.893
Combinación de negocios (1)	-	-	208.822	-	-	-	-	208.822
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(62.642)	-	(62.642)
Castigos y bajas	-	-	575	-	(12.184)	(3.175)	(37)	(14.821)
Gasto por depreciación	-	(1.277)	(199.385)	(7.471)	-	(168.038)	(16.233)	(392.404)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(5.201)	-	(5.201)
Transferencias	-	1.660	15.851	1.229	(13.681)	(9.330)	4.271	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	(8.269)	-	(5.900)	8.670	(12.170)	(17.669)
Cambios, total	-	383	67.036	(6.110)	151.043	137.338	(9.712)	339.978
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	<u>230.342</u>	<u>11.593</u>	<u>1.313.078</u>	<u>48.381</u>	<u>326.887</u>	<u>1.166.774</u>	<u>40.584</u>	<u>3.137.639</u>

(1) Ver nota 5 “Combinación de negocios”

Año Anterior	Terrenos MUS\$	Edificios MUS\$	Planta y equipos MUS\$	Instala- ciones MUS\$	Construc- ción en curso MUS\$	Inversión en E&P MUS\$	Otros MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	230.342	11.682	1.325.632	50.317	143.561	924.784	49.579	2.735.897
Adiciones	-	726	95.031	164	123.039	362.015	9.014	589.989
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(44.983)	-	(44.983)
Castigos y bajas	-	-	(3.566)	-	(521)	(263)	(257)	(4.607)
Deterioros	-	-	-	-	-	(20.900)	-	(20.900)
Gasto por depreciación	-	(1.254)	(194.888)	(6.484)	-	(176.976)	(12.817)	(392.419)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(6.322)	-	(6.322)
Transferencias	-	56	74.908	10.494	(90.235)	-	4.777	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	(51.075)	-	-	(7.919)	-	(58.994)
Cambios, total	-	(472)	(79.590)	4.174	32.283	104.652	717	61.764
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	<u>230.342</u>	<u>11.210</u>	<u>1.246.042</u>	<u>54.491</u>	<u>175.844</u>	<u>1.029.436</u>	<u>50.296</u>	<u>2.797.661</u>

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Propiedades, Planta y Equipo, Bruto

	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	70.586	68.926
Planta y equipos	3.396.514	3.130.093
Instalaciones	125.785	124.424
Construcción en curso	326.887	175.844
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	4.489.164	4.183.705
Otros	171.137	168.690
Totales	<u>8.810.415</u>	<u>8.082.024</u>

Propiedades, Planta y Equipo, Depreciación Acumulada	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Edificios	58.993	57.716
Planta y equipos	2.083.436	1.884.051
Instalaciones	77.404	69.933
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	3.322.390	3.154.269
Otros	130.553	118.394
Totales	5.672.776	5.284.363

Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	11.593	11.210
Planta y equipos	1.313.078	1.246.042
Instalaciones	48.381	54.491
Construcción en curso	326.887	175.844
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	1.166.774	1.029.436
Otros	40.584	50.296
Totales	3.137.639	2.797.661

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 2016 corresponden principalmente a obras de adecuación de planta para refinación de crudos pesados en refinería Biobío, construcción de Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua, además de mantención de estanques y ductos.

b) Activos adquiridos bajo la modalidad de leasing financiero: Al 31 de diciembre de 2015, en el rubro Otros de Propiedades, Planta y Equipo se incluyen las Oficinas corporativas adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander (Chile), el valor neto asciende a MUS\$ 13.097. Este contrato tiene vencimientos mensuales. Con fecha octubre de 2016, el H. Directorio autorizó su venta. Al 31 de diciembre de 2016 la Empresa no mantiene otros contratos bajo la modalidad de leasing financiero.

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 2016 de MUS\$ 9.226 y al 31 de diciembre de 2015 de MUS\$ 10.844.

d) Capitalización de intereses: El Grupo ENAP durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 ha activado intereses por un monto de MUS\$ 3.629 provenientes del financiamiento utilizado en la construcción de la Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua y en el Proyecto PIAM, Argentina. Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015 no ha activado intereses.

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 ventas, distribución y gastos de administración es el siguiente:

	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
En costos de venta	379.338	378.928
En costos de distribución	11.723	11.935
En gastos de administración	1.343	1.556
Totales	392.404	392.419

g) Deterioro activos: ver nota 18.

h) Otros incrementos (decrementos): Al 31 de diciembre de 2016 se incluyen principalmente, la adquisición de los activos en la filial de Petrofaro S.A. Al 31 de diciembre de 2015 se incluyen en rubro Planta y equipos principalmente, provisiones adicionales de materiales y repuestos, y en rubro Inversiones en E&P se incluye la cesión del 12% de la participación en el área Pampa del Castillo a Petro Minera Chubut S.E. como parte del acuerdo por la extensión del área, con la provincia de Chubut por 10 años (hasta noviembre 2026), extensible 20 años. El monto de la cesión ascendente a MUS\$ 7.919 y se presenta formando parte del rubro Otras ganancias (pérdidas) del estado de resultados (ver Nota 36).

i) Inversiones en exploración y producción a través de operaciones conjuntas y contratos de operación

El detalle de las inversiones en exploración y producción de la filial Enap Sipetrol S.A., al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Operaciones Conjuntas	Porcentaje de participación		Inversión neta antes de deterioro operaciones conjuntas		Menos: pérdidas por deterioro		Inversión neta operaciones conjuntas	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
	%	%	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación								
Área Magallanes (*)	50,00	50,00	214.397	179.633	-	-	214.397	179.633
Campamento Central Cañadón Perdido (*)	50,00	50,00	85.908	95.536	20.900	20.900	65.008	74.636
Cam 2A Sur (*)	50,00	50,00	118	110	-	-	118	110
East Rast Qattara (*)	50,50	50,50	28.245	27.834	-	-	28.245	27.834
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (*)	33,33	33,33	-	-	-	-	-	-
Bloque 2 - Rommana	40,00	40,00	8.571	8.571	8.447	8.447	124	124
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	30,00	30,00	-	-	-	-	-	-
Bloque Mehr (*)	33,00	33,00	27.262	27.262	27.262	27.262	-	-
Consorcio Bloque 28 (*)	42,00	42,00	-	-	-	-	-	-
Totales			364.501	338.946	56.609	56.609	307.892	282.337

Adicional a lo anterior, al 31 de diciembre de 2016 y 2015, las filiales de Enap Sipetrol S.A., en Argentina y Ecuador, operan los siguientes negocios:

Otros Negocios	Inversión neta antes de deterioro		Menos: Pérdidas por deterioro		Inversión neta en otros negocios	
	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Pampa del Castillo	76.995	65.674	-	-	76.995	65.674
Paraíso, Biguno, Huachito	64.410	70.674	-	-	64.410	70.674
Mauro Dávalos Cordero	60.596	68.904	-	-	60.596	68.904
Intracampos	20.673	2.792	-	-	20.673	2.792
Petrofaro	8.647	-	-	-	8.647	-
Totales	222.674	208.044	-	-	231.321	208.044

(*) Detalle y estado de cada uno de los proyectos se encuentra en Nota 19 y 20.

18. PÉRDIDAS POR DETERIORO Y PROVISIONES

i) Deterioro Activos

La filial Enap Sipetrol Argentina S.A. realizó un test de deterioro del valor de sus activos, durante el cuarto trimestre de 2015, de acuerdo a lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), dada la profundización del escenario de bajos precios internacionales del petróleo crudo registrado, el resultado del test significó reconocer una pérdida por deterioro de US\$ 20,9 millones en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, correspondientes a propiedades, planta y equipo específicamente respecto del Yacimiento Campamento Central Cañadón Perdido.

Al 31 de diciembre de 2016 no se han realizado ajustes adicionales asociados a test de deterioros.

ii) Provisión

a) Bloque Mehr

En el rubro Inversiones en Exploración y Producción se presenta un decremento relacionado con la inversión realizada en el bloque Mehr, Irán.

ENAP participó a través de su filial indirecta Sipetrol Internacional S.A., en un consorcio integrado por ésta, Repsol S.A. (España) y OMV (Austria), siendo esta última la empresa operadora. Entre los años 2001 y 2007 el consorcio realizó trabajos de exploración en el referido bloque de acuerdo a un contrato con la empresa estatal iraní National Iranian Oil Company (“NIOC”). Sin embargo, al final del período de exploración, no fue posible establecer un acuerdo con NIOC respecto de un plan de desarrollo para la explotación de las reservas descubiertas por el consorcio (yacimiento Band-e-Karkheh).

En consecuencia, el 24 de enero de 2009 OMV, en su calidad de operador del bloque, notificó al Director de Exploración de NIOC la decisión unánime del consorcio de no continuar con las negociaciones de un plan de desarrollo del yacimiento. Asimismo, se comunicó a NIOC el inicio de las gestiones para recuperar los gastos de exploración y a la obtención de una tarifa de servicio (Remuneration Fee), conforme a los términos establecidos en el Contrato de Servicios de Exploración suscrito entre las partes.

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

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, y tomando en cuenta el juicio y estimaciones de la administración, Sipetrol International S.A., constituyó en diciembre del año 2008 una provisión por el 100% del valor de la inversión neta realizada durante los trabajos de exploración, ascendiente a MUS\$ 27.262.

Actualmente el Consorcio continúa gestionando ante NIOC la devolución de los gastos exploratorios invertidos, así como el pago de la tarifa por los servicios de exploración, reembolso que se ha dilatado en su ejecución a consecuencia de las restricciones que han afectado a Irán con motivo del embargo impuesto por EEUU y la Unión Europea.

Fuera de las gestiones para la recuperación de la cuenta por cobrar a NIOC, desde el año 2008 el consorcio no realiza actividades operacionales y/o comerciales en el Bloque Mehr ni con el país de Irán.

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:

	Acumulado	
	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	62.642	44.983
Totales	<u>62.642</u>	<u>44.983</u>

Las partidas señaladas se incluyen en el estado de resultados en el rubro “Otros gastos por función” (nota N° 33).

19. PARTICIPACIONES EN OPERACIONES CONJUNTAS

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 continuación se detallan los activos y pasivos de cada uno de las operaciones conjuntas:

Operaciones conjuntas	Activos corrientes en operaciones conjuntas		Activos no corrientes en operaciones conjuntas		Pasivos corrientes en operaciones conjuntas		Pasivos no corrientes en operaciones conjuntas	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación								
Área Magallanes (a)	55.702	22.367	213.850	197.584	73.155	94.224	155.445	84.238
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	8.645	13.185	67.522	85.699	21.491	25.129	16.956	14.569
Cam 2A Sur (c)	143	577	304	805	12.658	11.413	11.173	10.841
East Rast Qattara (d)	81.146	48.229	28.266	27.841	4.119	8.307	-	-
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	61	58	6	26	540	479	14	30
Bloque 2 - Rommana	177	191	124	124	34	109	-	-
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	-	-	-	-	229	235	-	-
Bloque Mehr (b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Consorcio Bloque 28 (c)	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	<u>145.874</u>	<u>84.607</u>	<u>310.072</u>	<u>312.079</u>	<u>112.226</u>	<u>139.896</u>	<u>183.588</u>	<u>109.678</u>

A continuación se detallan los ingresos ordinarios, costos y resultados de cada una de las operaciones conjuntas.

Operaciones conjuntas	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
a. Explotación						
Área Magallanes (a)	105.694	106.729	91.878	83.722	6.116	9.706
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	41.931	60.843	44.739	77.633	(6.523)	(9.255)
Cam 2A Sur (c)	-	-	3.258	3.450	(5.619)	(3.160)
East Rast Qattara (d)	61.135	85.593	21.670	28.209	38.668	50.299
b. Exploración						
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	-	-	418	113	(362)	(35)
Bloque 2 - Rommana	-	-	-	-	62	(38)
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	-	-	-	-	6	-
Bloque Mehr (b)	-	-	-	-	-	-
Consorcio Bloque 28	506	-	-	-	-	-
Totales	209.266	253.165	161.963	193.127	32.348	47.517

a) Explotación

(a) Área Magallanes

Con fecha 4 de enero de 1991, Enap Sipetrol Argentina S.A. y YPF 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.

Con fecha 17 de noviembre de 2014, la Empresa, representada por su Gerente General y el presidente y CEO de YPF, firmaron un acuerdo privado que extiende la relación entre ambas compañías hasta el 14 de noviembre de 2027, con posibilidad de nueva extensión hasta el año 2042. Este acuerdo, permite extender el plazo de amortización de las reservas probadas. Producto de este acuerdo, la amortización de las reservas probadas se extiende por el nuevo plazo del acuerdo.

Enap Sipetrol Argentina S.A. como operador de esta concesión, 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 de esta concesión.

Con fecha 26 de diciembre de 2013, YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A. obtuvieron de parte de la provincia del Chubut la extensión de esta concesión de explotación por un plazo adicional de 10 años hasta 2027, que puede ser extendido por un ejercicio adicional de 20 años, hasta el 14 de noviembre del año 2047.

(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 "Cuenca Austral Marina 2/A SUR" (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 la Provincia 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 - Egipto

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 Kuwait Energy Company, 49,5% (originalmente Oil Search Ltd). En diciembre de 2007, se dio inicio a la etapa de explotación.

b) Exploración

(a) E2 (Ex CAM 3 y CAM 1) - Argentina

El Área E2 está conformada por la ex Cuenca Austral Marina 1 (CAM 1), que fue adjudicada con fecha 4 de septiembre de 2003 a las empresas Enap Sipetrol Argentina S.A. y Repsol-YPF S.A. El área se encuentra ubicada en el océano Atlántico en la zona austral de Argentina y es contigua a otras concesiones donde Enap Sipetrol Argentina S.A. explora y produce hidrocarburos, y el área CAM 3.

Con fecha 26 de septiembre de 2006, se suscribió un convenio de asociación entre Energía Argentina S.A. (“ENARSA”, empresa propiedad del Estado Nacional), 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 aporta este bloque y Enap Sipetrol Argentina S.A., en conjunto con YPF S.A., aportan el bloque CAM 3.

En el marco del convenio, 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.

Con fecha 31 de marzo de 2008 se suscribió el Contrato de UTE 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 ENARSA en su calidad de socios y coparticipes en la exploración y explotación del área E2. El permiso de exploración finaliza en el 2018, que puede ser extendido por un plazo adicional de 5 años, hasta el 25 de septiembre de 2023.

(b) Bloque Mehr - Iran

En el año 2001, Enap a través de su filial Sipetrol International S.A., adquirió el 33% de participación en el Contrato de Servicios de Exploración del Bloque Mehr ubicado en Irán, en sociedad con las empresas Repsol S.A. y OMV, siendo esta última su operadora.

Con fecha 30 de junio de 2007, National Iranian Oil Company (NIOC) declaró la comercialidad de un descubrimiento efectuado en el Bloque denominado Band-e-Karkheh, lo que dio inicio a la negociación del plan de desarrollo y contrato respectivo. En diciembre de 2008, al no ser económicamente viable para las empresas los términos y condiciones del plan de desarrollo negociadas con la NIOC, se decidió unánimemente no continuar con la etapa de desarrollo del descubrimiento pero reservándose el derecho a exigir reembolso de los gastos incurridos en la etapa de exploración más una tarifa por los servicios, conforme lo establece el contrato de servicios de exploración.

Tal como se señala en Nota 18. ii), la devolución de los gastos exploratorios invertidos, así como el pago de una tarifa por los servicios de exploración asociados a Bloque Mehr aún no se ha materializado, por lo cual se encuentran provisionados en un 100%.

Fuera de las gestiones para la recuperación de la cuenta por cobrar a NIOC, desde el año 2008 el consorcio no realiza actividades operacionales o comerciales en el Bloque Mehr ni en Irán.

(c) Consorcio Bloque 28

Con fecha 16 de abril de 2014, EOP Operaciones Petroleras S.A.(42%), Petroamazonas (51%) y Belorusneft (7%), en adelante el Consorcio Bloque 28, y la Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador, suscriben un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo-crudo) en el Bloque 28, ubicado en el centro oeste del oriente ecuatoriano, dentro del sector denominado Zona Subandina (pie de monte), abarcando territorios de las provincias de Napo y Pastaza, con una extensión de 1.750 Km²., siendo EOP Operaciones Petroleras S.A. la Operadora del Consorcio.

Para la etapa exploratoria se acordó un compromiso mínimo de inversión en 2 fases (US\$17.35 y US\$8.15 millones), a riesgo completamente de los socios privados del Consorcio (Enap: 85,71% y Belorusneft: 14,29%), con opción de salida en función de los resultados de cada fase. En caso de éxito exploratorio, en los primeros años de la fase de desarrollo Petroamazonas deberá pagar a los socios la parte asumida por ellos en la etapa exploratoria mediante su porcentaje de derechos sobre la producción del Bloque. La tarifa negociada asciende a US\$52,9 por barril.

El compromiso mínimo de inversión incluye estudios de geociencias, estudios ambientales, permisos, licenciamiento, obras civiles y la perforación de un pozo exploratorio en el Prospecto Mirador. A la fecha se ha avanzado con estudios de geociencias, estudios ambientales previos a obtener la licencia ambiental.

c) Acuerdos de operación conjunta de ENAP en Chile:

Adicionalmente a la participación de Enap Sipetrol S.A. en operaciones de exploración y explotación en el exterior, ENAP en Chile, en el área Magallanes, desarrolla en conjunto con empresas privadas Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP), los que se detallan a continuación.

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.

En comité de coordinación realizado el día 23 de julio de 2014, se decidió no continuar con la Fase de Exploración, continuando sólo con la Fase de Explotación del bloque.

Al término del mes de septiembre de 2016, la inversión neta acumulada en el CEOP Bloque Dorado Riquelme alcanzó los MMUS\$ 276,4 y producción acumulada de 848,5 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. La transferencia del rol de Operador en el CEOP del Bloque Lenga, por parte de Apache Chile Energía SpA a ENAP, fue aprobada por el Ministerio de Energía y por la Contraloría General de la República de Chile.

A fines de 2014 se envió carta al Sr Ministro de Energía comunicando la decisión del contratista de terminar el contrato con el Estado y devolver el área de explotación de yacimiento del CEOP Bloque Lenga, lo cual fue aceptado con fecha 08 de enero de 2015, dando así término al contrato.

Entre los meses de enero y febrero de 2016 se realizaron los trabajos para restituir la cubierta vegetal de las áreas intervenidas. Sin actividad a septiembre de 2016.

Entre los meses de octubre y noviembre de 2016 se realizaron trabajos de siembra de pasto tendientes a recuperar la vegetación en las áreas intervenidas de los pozos Carmen BX-1, Carmen AX-1 y Lenga 1.

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 en calidad de mandante, y la contratista conformada por Pan American Energy Chile Limitada (PAE) y la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Posteriormente, con fecha 10 de noviembre de 2008 PAE y ENAP suscribieron el Joint Operating Agreement (JOA) para la operación del Bloque, ambas con 50% de participación, instrumento mediante el cual PAE fue designada Operador del Bloque Coirón.

El 14 de septiembre de 2015 ENAP cedió parte de sus intereses en el CEOP a Conocophillips South America Ventures LTD. (Conocophillips), quedando la participación de los Partícipes en a) PAE, un 50%; b) ENAP, un 45%; y c) Conocophillips UN 5%. Posteriormente, el 17 de septiembre de 2015 ENAP adquirió la totalidad de la participación de PAE en el CEOP, quedando la participación actual de los partícipes es 95% para ENAP y 5% para Conocophillips.

Finalmente, en el contexto de los contratos de cesión, ENAP cedió un 44% de los derechos, intereses y obligaciones del Contratista a COP Chile, lo cual contó con la aprobación del Ministerio de Energía y la Toma de Razón por parte de la Contraloría General de la República (17.11.2016). Finalizado este proceso, la participación de los socios quedó de la siguiente manera: ENAP 51% y COP Chile 49%.

Con fecha 13 de diciembre de 2016, ambos socios suscribieron el Joint Operating Agreement (JOA) para la operación del Bloque Coirón.

El CEOP Bloque Coirón comprende un plazo máximo de 35 años, contados a partir de la fecha de su entrada en vigencia. Para el año 2016 se ha reformulado el plan, focalizado principalmente en la Zona Glauconítica (Proyecto ZG).

La Inversión acumulada neta efectuada por ENAP al 31 de diciembre del 2016 es US\$ 44 millones.

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.

A la fecha, la inversión de ENAP para este 2º periodo exploratorio es de US\$12,4 millones. Para el primer periodo exploratorio, el aporte de ENAP suma un total de US\$11,3 millones.

A diciembre de 2016 no se realizaron actividades operativas en el bloque.

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.

En el mes de octubre de 2015 el Operador Geopark propuso al CEOP el paso al segundo periodo exploratorio. ENAP decidió no pasar dado los resultados de los pozos perforados. Durante el mes de noviembre Geopark envió al Ministerio de Energía carta indicando el paso al segundo periodo exploratorio e indicando la decisión de ENAP.

Durante el último trimestre del año ENAP no realizó actividad en este CEOP. La Inversión acumulada anual neta efectuada por ENAP al 31 de diciembre del 2016 es US\$ 4 millones, asociados a actividad 2015 (pagos de arrastre).

En la actualidad se encuentran en producción los pozos Chirihue x-1, Chercán X-1 y 2.

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.

La inversión de ENAP en esta fase es de US\$ 1,3 millones. En agosto de 2015, el Ministerio de Energía aceptó la solicitud del Consorcio respecto de extender el primer periodo exploratorio por un periodo de 18 meses, para poder completar los estudios del bloque. En la actualidad el Operador trabaja en la actualización de los modelos geológicos y geofísicos que permitirán definir con mejor exactitud las nuevas propuestas de pozos.

A diciembre de 2016 no se realizaron actividades operativas en el bloque.

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%.

La inversión de ENAP en esta fase es de US\$ 2,9 millones. En agosto de 2015, el Ministerio de Energía aceptó la solicitud del Consorcio respecto de extender el primer periodo exploratorio por un periodo de 18 meses, para poder completar los estudios del bloque. En la actualidad el Operador trabaja en la actualización de los modelos geológicos y geofísicos que permitirán definir con mejor exactitud las nuevas propuestas de pozos.

A diciembre de 2016 no se realizaron actividades operativas en el bloque.

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%.

En este CEOP, el socio soporta el 100% de la inversión en el primer periodo de exploración.

Durante el mes de diciembre de 2015 se revisó el estado del proyecto a la fecha y el paso del Consorcio al siguiente periodo. Wintershall y ENAP deciden no pasar al siguiente periodo. YPF continúa al segundo periodo exploratorio con un compromiso mínimo de 1 pozo a perforar durante el 2017 y la terminación de dos pozos perforados durante el 2015.

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%.

En este CEOP, el socio soporta el 100% de la inversión en el primer periodo de exploración.

Durante el mes de diciembre de 2015 se revisó el estado del proyecto a la fecha y el paso del Consorcio al siguiente periodo. YPF y ENAP deciden no continuar al siguiente periodo. Actualmente se encuentra en proceso de reversión del área al Estado.

20. OTROS NEGOCIOS

A continuación se incluye un detalle de la información al 31 de diciembre de 2016 y 2015 de los estados financieros de los Otros Negocios y que se han utilizado en el proceso de consolidación:

Proyectos	Activo corriente		Activo no corriente		Pasivo corriente		Pasivo no corriente	
	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Pampa el Castillo (a)	13.457	18.289	81.530	88.448	25.193	34.669	13.303	22.755
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	5.652	4.928	29.407	27.737	29.058	2.745	698	323
Mauro Dávalos Cordero (b)	24.522	21.385	127.600	120.351	126.082	11.908	3.029	1.404
Petrofaro	9.703	-	9.040	-	7.444	-	1.106	-
Bloque 3 Jambelí	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	<u>53.334</u>	<u>44.602</u>	<u>247.577</u>	<u>236.536</u>	<u>187.777</u>	<u>49.322</u>	<u>18.136</u>	<u>24.482</u>

Proyectos	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Pampa el Castillo (a)	73.930	99.382	63.114	115.346	(1.098)	(29.620)
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	43.941	35.621	24.654	20.150	12.412	7.842
Mauro Dávalos Cordero (b)	53.303	56.706	32.337	35.549	9.379	5.770
Petrofaro	5.815	-	5.550	-	291	-
Bloque 3 Jambelí	-	-	-	-	-	-
Totales	<u>176.989</u>	<u>191.709</u>	<u>125.655</u>	<u>171.045</u>	<u>20.984</u>	<u>(16.008)</u>

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. Con fecha 15 de Mayo de 2015 se firmó la extensión de la Concesión por otros 10 años, con vigencia hasta noviembre de 2026, y con una opción adicional de prórroga por 20 años más.

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 Reformatoria 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, con una vigencia de 15 años.

Con fecha abril de 2015 la Empresa firmó dos contratos con Gobierno del Ecuador, el primer contrato corresponde a una extensión de la vigencia del Bloque Paraíso Biguno Huachito e Intracampos (PBHI) hasta el año 2034, otorgada por el gobierno ecuatoriano. Y el segundo contrato, suscrito en la forma de Consorcio, conformado por ENAP SIPEC, la petrolera estatal ecuatoriana Petroamazonas y Belorusneft, otorga el derecho a ENAP SIPEC a realizar como operador, actividades exploratorias de manera secuencial, es decir, a ir comprometiendo más inversiones en función de los resultados que se vayan obteniendo.

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 2012 en el Bloque 3J se cumplieron los compromisos contractuales de reprocesamiento de sísmica existente, así como de permisología en preparación para la adquisición de sísmica 2D offshore.

El 8 de mayo de 2013 inició la adquisición sísmica 2D off-shore con empresa rusa Sevmorgeo. El 31 de mayo concluyó primera etapa de adquisición sísmica (avance del 35%; 130.5Km). Durante la segunda semana de diciembre

concluyó el programa de adquisición sísmica 2D (518 km vs 500 km programados) y con ello se dio cumplimiento al compromiso mínimo contractual de inversiones y actividades.

En los meses de julio y agosto del 2014 se realizó con la compañía Lumina Geophysical un reprocesamiento de los 518 Km adquiridos en la campaña 2013 cuya interpretación permitió determinar que existen condiciones favorables para la presencia de trampas en el área costa afuera del bloque acotados a dos áreas prospectivas.

Entre octubre y diciembre del 2014 la empresa franco americana Stat Marine elaboró un estudio conceptual para el desarrollo de escenarios de producción en los prospectos definidos. Con esta información y la interpretación actualizada de reservas se realizó una actualización al modelo económico del Bloque. Con los resultados de la nueva evaluación se definirá la estrategia a seguir ya que el período exploratorio del B-3J concluye en octubre del 2015.

Con fecha 22 de abril se comunicó a la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador la decisión de devolver el Bloque 3 Jambelí . El compromiso exploratorio con el Estado Ecuatoriano, que incluía los estudios sísmicos, se cumplió y no se tuvieron impedimentos ni contingencias en la devolución del Bloque. El saldo de ejecución correspondiente a la auditoría socio ambiental (MUS\$200 aproximadamente) concluirá en 2016 y será asumidos por Enap Sipetrol S.A., Sucursal Ecuador.

21. PROPIEDADES DE INVERSIÓN

El movimiento de los activos clasificados como propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial, neto	7.551	7.642
Gasto por depreciación	(90)	(91)
Saldo final	<u>7.461</u>	<u>7.551</u>

Las propiedades de inversión corresponden principalmente a terrenos y bienes inmuebles que son 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 los bienes inmuebles fluctúa entre 10 y 20 años.

22. PASIVOS FINANCIEROS

El detalle de los otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2016

Rubro	Mantenidos para negociar MUS\$	A valor razonable con cambio en resultado MUS\$	Préstamos y cuentas por pagar MUS\$	Derivados de Cobertura MUS\$	Total Otros Pasivos Financieros MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	793.649	73.943	867.592
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	-	584.079	-	584.079
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	13.000	-	13.000
Total pasivos financieros corrientes	-	-	1.390.728	73.943	1.464.671
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	-	3.016.301	123.417	3.139.718
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	-	1.681	-	1.681
Total pasivos financieros no corriente	-	-	3.017.982	123.417	3.141.399

Al 31 de diciembre de 2015

Rubro	Mantenidos para negociar MUS\$	A valor razonable con cambio en resultado MUS\$	Préstamos y cuentas por pagar MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Total Otros Pasivos Financieros MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	484.747	6.798	491.545
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	-	435.670	-	435.670
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	39.197	-	39.197
Total pasivos financieros corrientes	-	-	959.614	6.798	966.412
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	-	3.109.509	200.682	3.310.191
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	-	1.086	-	1.086
Total pasivos financieros no corriente	-	-	3.110.595	200.682	3.311.277

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.

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 del precio de los embarques de petróleo crudo, desde el momento de su compra hasta el período de venta de los productos refinados a partir de dicho crudo.

El derivado de energía está destinado a limitar la exposición a la variabilidad del costo marginal de la energía utilizada en el proceso de refinación.

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	31.12.2016		31.12.2015	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	55	-	3.911	-
Cobertura de diferencial WTI / BRENT				
Cobertura de flujo de caja	-	-	572	-
Cobertura de Brent - TSS				
Cobertura de flujo de caja	-	-	82.279	-
Totales	55	-	86.762	-
Pasivos de cobertura	31.12.2016		31.12.2015	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	2.541	120.440	3.378	190.511
Garantías por Cross Currency Swap		(5.650)		(25.650)
Cobertura de tasa de interés				
Cobertura de flujo de caja	2.422	8.627	3.420	14.308
Cobertura de energía eléctrica				
Cobertura de flujo de caja	11.540	-	-	21.513
Cobertura de Brent - TSS				
Cobertura de flujo de caja	57.350	-	-	-
Totales	73.943	123.417	6.798	200.682

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	
			31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Obligaciones por bonos	(117.801)	(194.173)
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Arrendamiento financiero	470	283
SWAP	Tasa de interés	Préstamos bancarios	(11.049)	(17.728)
SWAP	Contrato Energía Eléctrica	Costo de ventas	(11.540)	(21.513)
TSS	Petróleo crudo	Inventarios	(57.350)	82.279
SDI	Diferencial WTI - Brent	Inventarios	(90)	572
Forward	Tipo de cambio	Deudores comerciales	55	3.911
Totales			(197.305)	(146.369)

iii) Efecto en resultado de los derivados de coberturas

Los montos reconocidos en resultados y en resultados integrales al 31 de diciembre de 2016 y 2015, son los siguientes:

	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Cargos reconocidos en Otros resultados integrales durante el ejercicio	<u>(44.594)</u>	<u>(7.207)</u>
Abonos a resultados durante el ejercicio	<u>41.944</u>	<u>211.804</u>

iv) Otros antecedentes sobre instrumentos financieros

A continuación se detallan los vencimientos de las coberturas

Desglose por vencimiento

Al 31 de diciembre de 2016	Valor razonable MUS\$	Nocional						Total MUS\$
		2017 MUS\$	2018 MUS\$	2019 MUS\$	2020 MUS\$	2021 MUS\$		
Derivados financieros								
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujo de caja	(117.276)	597.836	238.262	110.000	-	192.000		1.138.098
Cobertura de Energía Eléctrica								
Cobertura de flujo de caja	(11.540)	11.540						11.540
Cobertura de tasa de interés								
Cobertura de flujo de caja	(11.049)	36.991	39.150	41.363	44.005	-		161.509
Totales	<u>(139.865)</u>	<u>646.367</u>	<u>277.412</u>	<u>151.363</u>	<u>44.005</u>	<u>192.000</u>		<u>1.311.147</u>
			Valor razonable MUS\$	Miles de barriles MBbl				
Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja			<u>(57.440)</u>	<u>22.290</u>				
Al 31 de diciembre de 2015								
	Valor razonable MUS\$	Nocional						Total MUS\$
Derivados financieros		2016 MUS\$	2017 MUS\$	2018 MUS\$	2019 MUS\$	2020 MUS\$	2021 MUS\$	
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujo de caja	(189.979)	461.623	97.684	238.158	430.000	-	192.000	1.419.465
Cobertura de Energía Eléctrica								
Cobertura de flujo de caja	(21.513)							-
Cobertura de tasa de interés								
Cobertura de flujo de caja	(17.728)	37.937	36.991	39.150	41.363	44.005	-	199.446
Totales	<u>(229.220)</u>	<u>499.560</u>	<u>134.675</u>	<u>277.308</u>	<u>471.363</u>	<u>44.005</u>	<u>192.000</u>	<u>1.618.911</u>
			Valor razonable MUS\$	Miles de barriles MBbl				
Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja (1)			<u>82.851</u>	<u>36.490</u>				

(1) Al 31 de diciembre de 2015, la administración procedió a reclasificar MUS\$ 84.712, del efecto devengado de los TSS desde Otras reservas a resultado del ejercicio, con el objeto de compensar con dicho valor el efecto negativo en resultados, por el mismo monto, del ajuste a los inventarios a su valor neto de realización.

El monto notional 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 son precios cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos o pasivos que la entidad pueda acceder a la fecha de medición;

Nivel 2 son entradas que no sean los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa o indirectamente, y

Nivel 3 son datos no observables en mercado para el activo o pasivo, sino mediante técnicas de valorización.

	Total	Clasificación de instrumentos financieros		
	31.12.2016	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Instrumentos financieros medidos a valor razonable	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	55	-	55	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	197.360	-	197.360	-
	Total	Clasificación de instrumentos financieros		
	31.12.2015	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Instrumentos financieros medidos a valor razonable	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	86.762	-	86.762	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	207.480	-	207.480	-

b) Préstamos que devengan intereses

i) **Resumen de préstamos** - El resumen de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
No garantizadas:				
Préstamos de entidades financieras	622.839	380.178	252.748	289.610
Sobregiros bancarios (a)	16.403	21.684	-	-
Obligaciones con el público	113.060	36.209	2.639.035	2.652.759
Arrendamiento financiero	-	1.761	-	2.842
Subtotales	<u>752.302</u>	<u>439.832</u>	<u>2.891.783</u>	<u>2.945.211</u>
Garantizadas:				
Préstamos de entidades financieras	41.347	44.915	124.518	164.298
Subtotales	<u>41.347</u>	<u>44.915</u>	<u>124.518</u>	<u>164.298</u>
Totales	<u>793.649</u>	<u>484.747</u>	<u>3.016.301</u>	<u>3.109.509</u>

(a) **Sobregiros bancarios:** Al 31 de diciembre de 2016, se presentan sobregiros bancarios en su filial Argentina por MUS\$16.403 (MUS\$ 21.684 al 31 de diciembre de 2015).

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 2016 y 2015, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2016				Corriente			No Corriente			
Nombre	Pago de intereses	Tasa nominal	Tasa efectiva	Valor nominal MUS\$	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\$
BNP - Paribas (1)	Semestral	3,75%	3,75%	410.000	19.713	18.795	38.508	80.513	44.004	-
BNP - Paribas (Cesce) (2)	Semestral	4,38%	4,38%	53.215	2.840	-	2.840	-	-	-
YPF S.A. (5)	Trimestral	8,00%	8,00%	73.600	879	26.796	27.675	-	-	-
The Bank of New York Mellon (6)	Vencimiento	2,78%	2,89%	130.000	478	-	478	64.424	64.424	-
Argentina BBVA - Banco Francés S.A.	Vencimiento	2,40%	2,40%	8.000	8.002	-	8.002	-	-	-
Banco ITAU Argentina S.A.	Vencimiento	3,50%	3,50%	12.000	12.013	-	12.013	-	-	-
Société Générale (3)	Semestral	2,49%	2,73%	100.000	-	16.082	16.082	-	-	-
BNP Paribas (Cesce)(3)	Semestral	4,07%	5,19%	68.682	3.998	3.586	7.584	13.725	10.755	-
Banco de Crédito e Inversiones	Vencimiento	1,04%	1,04%	100.000	-	100.583	100.583	-	-	-
Banco Santander	Vencimiento	1,36%	1,36%	100.000	-	100.603	100.603	-	-	-
Scotiabank Chile	Vencimiento	1,11%	1,11%	100.000	-	100.449	100.449	-	-	-
Banco de Chile	Vencimiento	1,81%	1,75%	150.000	-	149.032	149.032	-	-	-
HSBC Bank USA (4)	Trimestral	2,34%	2,53%	200.000	-	100.337	100.337	99.421	-	-
Totales					<u>47.923</u>	<u>616.263</u>	<u>664.186</u>	<u>258.083</u>	<u>119.183</u>	<u>-</u>

Las tasas de interés nominal informadas son anuales.

Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes el 31 de diciembre de 2016:

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 (Cesce) (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
YPF S.A. (5)	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
The Bank of New York Mellon (6)	0-E	Dólares	USA	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Argentina BBVA - Banco Francés S.A.	0-E	Dólares	USA	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Banco ITAU Argentina S.A.	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Société Générale (3)	0-E	Dólares	Francia	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
BNP Paribas (Cesce)(3)	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Crédito e Inversiones	97006000-6	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco Santander	97036000-K	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Scotiabank Chile	97018000-1	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	97004000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
HSBC Bank USA (4)	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

Al 31 de diciembre de 2015

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	18.558	17.736	36.294	76.141	85.368	-	161.509
BNP - Paribas (2)	Semestral	3,10%	3,10%	34.459	2.145	-	2.145	-	-	-	-
BNP - Paribas (2)	Semestral	6,04%	6,04%	13.917	873	-	873	-	-	-	-
BNP - Paribas (Cesce) (2)	Semestral	4,38%	4,38%	53.215	2.874	2.729	5.603	2.789	-	-	2.789
YPF S.A. (5)	Trimestral	8,00%	8,00%	100.000	266	49.000	49.266	43.000	-	-	43.000
Société Générale (3)	Semestral	1,78%	2,28%	100.000	8.485	8.333	16.818	15.986	-	-	15.986
BNP Paribas (Cesce)(3)	Semestral	4,07%	5,19%	78.258	4.087	3.585	7.672	13.960	13.960	3.585	31.505
Banco de Chile	Vencimiento	0,52%	0,52%	100.000	286	102.631	102.917	-	-	-	-
Banco Santander	Vencimiento	0,82%	0,82%	100.000	367	102.631	102.998	-	-	-	-
Scotiabank Chile	Vencimiento	0,51%	0,51%	100.000	208	100.000	100.208	-	-	-	-
HSBC Bank USA (4)	Trimestral	1,84%	1,92%	200.000	299	-	299	199.119	-	-	199.119
Totales					38.448	386.645	425.093	350.995	99.328	3.585	453.908

Las tasas de interés nominal informadas para los créditos son anuales.

Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes al 31 de diciembre de 2015:

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 (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
BNP - Paribas (Cesce) (2)	0-E	Dólares	España	Prodisa S.A.	99548320-3	Chile	Garantizada
YPF S.A. (5)	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Société Générale (3)	0-E	Dólares	Francia	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
BNP Paribas (Cesce)(3)	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Chile	97004000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco Santander	97036000-K	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Scotiabank Chile	97018000-1	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
HSBC Bank USA (4)	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, siendo BNP Paribas el Banco Agente Administrativo y Citibank el Banco Agente de Garantías (ver Nota 40 “Garantías Comprometidas con Terceros”); por un monto de MUS\$ 410.000 y un plazo de 15 años. Tasa de interés anual con rango Libor + 50 puntos base a Libor + 175 puntos base.

(2) BNP – PARIBAS

Durante los años 2005 y 2006, Productora de Diesel S.A. suscribió Contratos de Crédito con un sindicato de bancos, siendo BNP Paribas el Banco Agente Administrativo y el Banco Agente de Garantías (ver Nota 40 “Garantías Comprometidas con Terceros”); por un monto de US\$ 102 millones y amortizaciones semestrales hasta el año 2017. La tasa de interés para tramo A y B varía entre Libor + 0,875% y Libor + 2,0%; y para tramo C varía entre Libor + 0,875% y Libor + 4,31%.

(3) 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 alquilación en Refinería Aconcagua, ambos créditos funcionan como líneas comprometidas de fondo, de la cuales se pueden realizar giros parciales cuando se cumplan ciertas condiciones. Tasas de interés anual 4,07% y Libor + 150 puntos base, con vencimientos los años 2021 y 2017, respectivamente.

(4) 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.

(5) YPF S.A.

Con fecha 17 de noviembre de 2014 Enap Sipetrol Argentina S.A. extiende a YPF S.A. una Propuesta de Acuerdo de Prórroga de Contrato de UTE en el Área de Magallanes cuyo objeto es prorrogar los derechos y obligaciones de Enap Sipetrol Argentina S.A. con el contrato de UTE y su carácter de operadora, manteniendo su actual participación de un 50% hasta la finalización de las extensiones.

Como contraprestación por la prórroga, Enap Sipetrol Argentina S.A. abonará a YPF S.A. en calidad de aportes a la UTE, la suma de MUS\$ 100.000, dicho monto se cancelará de la siguiente forma: a) MUS\$ 8.000 a la fecha del contrato, b) MUS\$ 6.000 hasta la fecha de decisión final del proyecto incremental, correspondiente al 50% de bonos, aportes y/o dineros que YPF S.A. asuma con el Estado de Argentina, c) dentro de un año, que se inicia desde la fecha de decisión final del proyecto, el 50% del saldo y d) dentro del año siguiente al primer período pagará el restante 50%.

Enap Sipetrol Argentina S.A. pagará a YPF S.A. un 8% de tasa de interés fija anual, con períodos de pagos trimestrales.

(6) CITIBANK N.A. Y BANCO BILBAO VISCAYA ARGENTARIA

Con fecha 6 de julio de 2016, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito para financiar el Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) con Citibank, N.A. (“Citi”) y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. (“BBVA”), con The Bank of New York Mellon como agente administrativo. El contrato cuenta con garantía de ENAP. El monto asciende a la suma de hasta 150 millones de dólares, los que podrán ser desembolsados escalonadamente a requerimiento de nuestra compañía durante un año. El plazo de pago es de 5 años (con un período de gracia de 18 meses) y la tasa pactada es LIBOR trimestral más 1,85% de margen aplicable.

Al 31 de diciembre de 2016 se han recibido desembolsos por 130 millones de dólares.

iii) Detalle de obligaciones con el público

El detalle y vencimientos de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2016 y 2015, clasificadas en corriente y no corriente, se presentan en cuadro adjunto:

Al 31 de diciembre de 2016						Corriente			No Corriente			
Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Hasta	+3 meses a 1	Total	+1 año a 3	+3 años a 5	+5 años	Total
						3 meses	año		MUS\$	MUS\$	MUS\$	
B-ENAP - B (a.1)	Chile	UF	9.750	4,55%	4,28%	8.491	-	8.491	384.691			384.691
Tipo 144 A (b.1)	EE.UU	US\$	115.308	6,25%	6,58%	3.463	-	3.463	114.491			114.491
Tipo 144 A (b.2)	EE.UU	US\$	174.411	5,25%	5,46%	3.558	-	3.558		172.828		172.828
Tipo 144 A (b.3)	EE.UU	US\$	410.281	4,75%	5,12%	-	1.384	1.384		403.956		403.956
B-ENAP - D (a.2)	Chile	UF	2.000	3,40%	4,28%	671	78.284	78.955				-
B-ENAP - E (a.2)	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	1.459	-	1.459			150.091	150.091
SIX Swiss (b.4)	Suiza	CHF	215.000	2,88%	2,88%	-	427	427	210.401			210.401
Tipo 144 A (b.5)	EE.UU	US\$	600.000	4,38%	4,56%	4.693	-	4.693			593.434	593.434
Tipo 144 A (b.6)	EE.UU	US\$	700.000	3,75%	5,50%	10.630	-	10.630			609.143	609.143
Totales						32.965	80.095	113.060	709.583	576.784	1.352.668	2.639.035

Al 31 de diciembre de 2015						Corriente			No Corriente			
Descripción	País	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Hasta	+3 meses a 1	Total	+1 año a 3	+3 años a 5	+5 años	Total
						3 meses	año		MUS\$	MUS\$	MUS\$	
B-ENAP - B (a.1)	Chile	UF	9.750	4,55%	4,28%	7.647	-	7.647		353.652		353.652
Tipo 144 A (b.1)	EE.UU	US\$	300.000	6,25%	6,58%	9.219	-	9.219		298.231		298.231
Tipo 144 A (b.2)	EE.UU	US\$	500.000	5,25%	5,46%	10.646	-	10.646		495.836		495.836
Tipo 144 A (b.3)	EE.UU	US\$	500.000	4,75%	5,12%	-	1.771	1.771			490.905	490.905
B-ENAP - D (a.2)	Chile	UF	2.000	3,40%	4,28%	615	-	615	71.106			71.106
B-ENAP - E (a.2)	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	1.335	-	1.335			134.566	134.566
SIX Swiss (b.4)	Suiza	CHF	215.000	2,88%	2,88%	-	458	458		215.865		215.865
Tipo 144 A (b.5)	EE.UU	US\$	600.000	4,38%	4,56%	-	4.518	4.518			592.598	592.598
Totales						29.462	6.747	36.209	71.106	1.363.584	1.218.069	2.652.759

Otros antecedentes relacionados a las obligaciones con el público vigentes al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Nombre Acreedor	Rut	Tipo de Colocación	Empresa	País	Rut	Pago Intereses	Amortización Capital	Fecha de Vencimiento	Garantía
(a.1) Banco de Chile	97.004.000-5	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	12-01-2019	Sin Garantía
(b.1) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	08-07-2019	Sin Garantía
(b.2) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	10-08-2020	Sin Garantía
(b.3) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	06-12-2021	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.4) Credit Suisse AG	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Anual	Al vencimiento	05-12-2018	Sin Garantía
(b.5) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	30-10-2024	Sin Garantía
(b.6) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	05-08-2026	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 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. Con fecha 05 de agosto de 2016 se hizo un prepago de capital por MUS\$ 184.692.

2. 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. Con fecha 05 de agosto de 2016 se hizo un prepago de capital por MUS\$ 325.589.

3. 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. Con fecha 05 de agosto de 2016 se hizo un prepago de capital por MUS\$ 89.719.

4. 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 Zúrich), a una tasa de interés de 2,875% anual, 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 vencimiento.

5. Con fecha 27 de octubre de 2014, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,375% anual por un monto de MUS\$ 600.000.

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

6. Con fecha 05 de agosto de 2016, ENAP efectuó la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 3,75% anual por un monto de MUS\$ 700.000.

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

Los fondos provenientes de esta colocación fueron destinados al prepago de bonos anteriormente emitidos en los mercados internacionales, con vencimientos los años 2019, 2020 y 2021 (ver b.1, b.2 y b.3), y gastos de prepago asociados a la transacción.

iv) Arriendos financieros

Al 31 de diciembre de 2016, los arriendos financieros por leasing han sido reclasificados a “Pasivos incluidos en grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta”, (ver Nota 15). Al 31 de diciembre de 2015 el detalle era el siguiente:

	31.12.2015		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$
Hasta 90 días	440	(40)	400
Más de 90 días hasta 1 año	1.457	(96)	1.361
Más de 1 año hasta 3 años	2.936	(94)	2.842
Totales	4.833	(230)	4.603

23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

a) El detalle del rubro es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Acreeedores comerciales	568.101	417.307	1.751	475
Acreeedores varios	13.372	11.460	(70)	244
Otras cuentas por pagar	2.606	6.903	-	367
Totales	584.079	435.670	1.681	1.086

b) Detalle de vencimientos futuros

	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Hasta 30 días	577.711	427.780
Entre 31 y 60 días	200	3.216
Entre 61 y 90 días	2.363	242
Entre 91 y 180 días	336	62
Mas de 180 días	3.469	4.370
Totales	584.079	435.670

24. OTRAS PROVISIONES

i) **Detalle** - El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Concepto	Corriente		No Corriente	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación (a)	-	-	112.068	94.391
Contratos onerosos	-	-	13.919	16.419
Otras provisiones	1.944	4.764	1.710	4.542
Totales	1.944	4.764	127.697	115.352

a) Corresponde a los costos estimados futuros 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.

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

	Desmant. costos reestructuración rehabilitación MUS\$	Contratos onerosos MUS\$	Otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	94.391	16.419	9.306	120.116
Provisiones adicionales	25.149	-	5.852	31.001
Provisión utilizada	(7.471)	(2.490)	(8.138)	(18.099)
Reversión de provisión	-	-	(3.724)	(3.724)
Incremento (decremento) en el cambio de M/E	-	(10)	(24)	(34)
Otro incremento (decremento)	381	-	-	381
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	112.450	13.919	3.272	129.641
	Desmant. costos reestructuración rehabilitación MUS\$	Contratos onerosos MUS\$	Otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	81.788	11.419	15.152	108.359
Provisiones adicionales	17.536	5.000	6.235	28.771
Provisión utilizada	(5.208)	-	(12.046)	(17.254)
Incremento (decremento) en el cambio de M/E	-	-	(35)	(35)
Otro incremento (decremento)	275	-	-	275
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	94.391	16.419	9.306	120.116

25. PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de las provisiones por beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Concepto:	Corriente		No Corriente	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Indemnización por años de servicios (a)	828	884	92.841	89.480
Participación en utilidades y bonos del personal (b)	20.690	14.042	-	-
Provisión de vacaciones	20.850	18.134	-	-
Otros beneficios (c)	6.517	8.738	-	-
Totales	48.885	41.798	92.841	89.480

(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. El pasivo reconocido en el balance correspondiente a los planes de beneficios definidos brindados a los trabajadores, es el valor presente de las obligaciones por dichos beneficios definidos (IAS) a la fecha de presentación de los estados financieros consolidados.

La obligación por IAS, es calculada anualmente basada en un modelo actuarial elaborado por un actuario independiente, empleando el método de la Unidad de Crédito Proyectada. El valor presente de las obligaciones por IAS, se determina descontando los flujos futuros estimados utilizando para ello la tasa de interés del bono corporativo serie E en UF nominado en la moneda en que se pagarán los beneficios y considerando los plazos de vencimiento de las obligaciones.

(b) Corresponden a participación en utilidades en la sucursal Ecuador, establecidas por ley; bono renta variable asociados a la producción de las refinerías Aconcagua y Bío - Bío, el cual se encuentra establecido en los contratos colectivos vigentes y participación en utilidades y otros beneficios establecidos en los convenios colectivos y 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.

25.1 Movimiento de provisiones por beneficios a los empleados corriente

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

Al 31 de diciembre de 2016	Corriente				
	Indemnización por años de servicios	Participación en utilidades y bonos	Provisión vacaciones	Otros provisiones	Total
	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	884	14.042	18.134	8.738	41.798
Provisiones adicionales	3.320	32.336	8.344	22.031	66.031
Provisión utilizada	(3.350)	(25.990)	(6.457)	(24.620)	(60.417)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(26)	302	829	368	1.473
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	828	20.690	20.850	6.517	48.885

Al 31 de diciembre de 2015

Corriente

	Indemnización por años de servicios MUS\$	Participación en utilidades y bonos MUS\$	Provisión vacaciones MUS\$	Otras provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	643	15.892	19.172	9.220	44.927
Provisiones adicionales	3.401	44.836	8.718	27.074	84.029
Provisión utilizada	(3.130)	(46.588)	(7.492)	(26.515)	(83.725)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(30)	(98)	(2.264)	(1.041)	(3.433)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	884	14.042	18.134	8.738	41.798

Nota: Formando parte de la provisión utilizada de “Participación de utilidades y bonos” se incluye la participación obligatoria al Estado de Ecuador y contratistas de Ecuador.

25.2 Movimiento de la Indemnización por años de servicios (IAS) no corriente

El movimiento de la provisión por IAS asociado a costos por servicios presentes y pasados, como de intereses son reconocidos inmediatamente en Resultados, Las pérdidas y ganancias actuariales provenientes de ajustes y cambios en los supuestos actuariales, son reconocidas en Patrimonio en el ejercicio en el cual se generan, el detalle de las IAS no corriente es el siguiente:

Movimiento:	No Corriente	
	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Saldo inicial	89.480	105.657
Costos por servicios	812	799
Costos por intereses	5.166	4.881
Pérdidas actuariales	1.017	2.975
Beneficios pagados	(9.722)	(8.425)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	6.088	(16.407)
Totales	92.841	89.480

Beneficios por Terminación - Las indemnizaciones por cese se pagan cuando la relación laboral es terminada antes de la fecha normal de jubilación. Se reconocen los beneficios por terminación de acuerdo a los convenios colectivos vigentes. Los beneficios con vencimiento superior a 12 meses posterior al final del período de referencia se descuentan a su valor actual.

Plan de Participación en Utilidades y Bonos - La entidad reconoce un pasivo y un gasto para bonos y participación en las utilidades, en base a una fórmula que tiene en cuenta el resultado del ejercicio después de realizar ciertos ajustes. Se reconoce una provisión cuando la entidad, se encuentra obligada contractualmente, o cuando existe una práctica que en el pasado ha creado una obligación implícita.

25.3 Hipótesis actuariales

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

Hipótesis:	31.12.2016	31.12.2015
Tasa de descuento Chile	5,91%	5,91%
Tasa de descuento Ecuador	3,50%	6,54%
Tasa esperada de incremento inicial salarial Chile	3,67%	3,67%
Tasa esperada de incremento inicial salarial Ecuador	3,00%	3,00%
Tasa de retiro voluntario Chile	2,29%	2,29%
Tasa de retiro voluntario Ecuador	2,00%	2,50%
Tasa de rotación por despido Chile	0,10%	0,10%
Tasa de rotación por despido Ecuador	9,19%	13,14%
Tabla de mortalidad Chile	RV-2004	RV-2004
Tabla de mortalidad Ecuador	IESS2002	IESS2002
Edad de jubilación de mujeres	60	60
Edad de jubilación de hombres	65	65

Anualmente, la Empresa realiza una revisión de sus hipótesis actuariales de acuerdo a NIC 19 “Beneficios a los empleados”, la última modificación a la tasa de descuento aplicada por referencia a nuevas curvas de tasas de interés de mercado se realizó en el mes de diciembre de 2014. Ver efecto de sensibilidad en Nota 25.4.-

Los supuestos de mortalidad fueron determinados, de acuerdo a los consejos actuariales de nuestro actuario independiente, conforme la información disponible y representativa del país. Los supuestos de rotación, surgen del análisis interno de la administración de la Empresa.

25.4 Análisis de sensibilidad

El siguiente cuadro muestra los efectos de la sensibilización al 31 de diciembre de 2016 en la tasa de descuento utilizada para determinar el valor actuarial de la provisión de IAS:

	Valor contable	Análisis de sensibilidad	
Valor actuarial MUS\$	92.841	94.899	88.738
Tasa de Descuento	5,91%	5,33%	6,49%
Sensibilidad porcentual	-	-10,00%	10,00%
Sensibilidad en MUS\$	-	2.058	(4.103)

26. 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.

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.

Por Oficio Ord. N° 1292 del 15 de junio de 2012, el Ministerio de Hacienda, resolvió autorizar una política de distribución de utilidades con el objetivo de contribuir a la estabilidad y recomposición de la Empresa, 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 Trigésima Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial Enap Sipetrol S.A., de fecha 16 de noviembre de 2015, se acordó, aumentar el capital de la sociedad, de MUS\$ 524.628 a MUS\$ 639.222, es decir, aumentar el capital en MUS\$ 114.594, mediante la capitalización de las utilidades obtenidas en el ejercicio 2014, sin emisión de nuevas acciones y manteniéndose las participación accionaria actual de ENAP y Enap Refinerías S.A.

b) Capital emitido

El detalle del capital pagado al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
	<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 Empresa, 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 fortalecimiento patrimonial 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 2016 y 2015, es el siguiente:

	31.12.2016	31.12.2015
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Diferencia de cambio por conversión (i)	(77.491)	(79.282)
Coberturas de flujo de caja (ii)	(60.485)	(15.891)
Reservas actuariales en planes de beneficios definidos	(7.312)	(6.559)
Disponible para la venta	1.190	1.190
Reservas varias (iii)	(2.446)	27.270
Totales	<u>(146.544)</u>	<u>(73.272)</u>

ii) Diferencia de cambio por conversión

	31.12.2016	31.12.2015
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Saldo al inicio del ejercicio	(79.282)	(76.561)
que llevan la contabilidad en moneda nacional	1.791	(2.721)
Totales	<u>(77.491)</u>	<u>(79.282)</u>

i) Cobertura de flujo de caja

	Total	Movimiento	Total
	31.12.2015	2016	31.12.2016
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Composición de otras reservas en las coberturas de flujos de caja:			
Cross Currency Swap / Bonos y Arriendo Financiero	(21.371)	24.335	2.964
SWAP y Opción ZCC tasa de interés préstamos bancarios	(14.304)	5.679	(8.625)
Contratos Forward de cambio de moneda extranjera	2.082	(3.623)	(1.541)
Swap de energía eléctrica	(21.509)	9.971	(11.538)
TSS y SDI	20.818	(83.391)	(62.573)
Impuesto a la renta y diferido de derivados	18.393	2.435	20.828
Totales	<u>(15.891)</u>	<u>(44.594)</u>	<u>(60.485)</u>

iii) Otras reservas varias

	31.12.2016	31.12.2015
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Saldo Inicial	27.270	27.270
Cambios en reservas GNL Quintero S.A.	(17.151)	-
Cambios en reservas Petropower Energía Ltda.	(12.565)	-
Totales	<u>(2.446)</u>	<u>27.270</u>

d) Ganancias (pérdidas) acumuladas

	<u>31.12.2016</u> MUS\$	<u>31.12.2015</u> MUS\$
Saldo al inicio del ejercicio	(470.726)	(637.827)
Resultado del ejercicio	181.296	168.919
Otras variación de resultados acumulados	<u>1.818</u>	<u>(1.818)</u>
Totales	<u><u>(287.612)</u></u>	<u><u>(470.726)</u></u>

27. PARTICIPACION NO CONTROLADORA

El detalle de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio del Grupo al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y en resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Entidad	Participación no controladora en patrimonio		Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	
	<u>31.12.2016</u> MUS\$	<u>31.12.2015</u> MUS\$	<u>31.12.2016</u> MUS\$	<u>31.12.2015</u> MUS\$
Entidad Estructurada	9.019	12.280	1.258	1.514
Enap Refinerías S.A.	<u>127</u>	<u>113</u>	<u>26</u>	<u>49</u>
Totales	<u><u>9.146</u></u>	<u><u>12.393</u></u>	<u><u>1.284</u></u>	<u><u>1.563</u></u>

28. SEGMENTOS DE NEGOCIO

Criterios de segmentación

La estructura de segmentación utilizada por el Grupo ENAP y definida por el Directorio de ENAP, y 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), R&C (Refinación y Comercialización) y G&E (Gas & Energía)

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 Enap 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, Lengua y Dorado-Riquelme, en alianza con las compañías ConocoPhillips, Greymount y Methanex, respectivamente, todos ubicados en la Región de Magallanes.
- 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. 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.

▪ Gas y Energía, entre las medidas tomadas por la Administración para apoyar la implementación de la Agenda de Energía del Gobierno, con fecha 14 de julio de 2014 se constituyó una tercera Línea de Negocio de ENAP, Línea de Gas & Energía, cuya misión es promover el uso del Gas Natural Licuado (GNL) en la matriz energética nacional, junto con la incorporación de nueva capacidad de generación eléctrica. Incluye las actividades y procesos de comercialización del gas vía gasoductos, gasoducto virtual y GNL Móvil, gestión de nuevos proyectos de energía eléctrica.

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 2016 y 2015:

Al 31 de diciembre de 2016	E&P MUS\$	R&C MUS\$	G&E MUS\$	(1) MUS\$	Total MUS\$
Ingresos actividades ordinarias	558.630	4.450.911	207.522	-	5.217.063
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	57.200	117.835	73.112	(248.147)	-
Costos de ventas	(429.531)	(4.021.047)	(219.280)	-	(4.669.858)
Costos de ventas, interlineas	(53.945)	(121.090)	(73.112)	248.147	-
Ganancia bruta	132.354	426.609	(11.758)	-	547.205
Otros ingresos, por función	4.960	57.732	-	5.090	67.782
Costos de distribución	(46.828)	(158.706)	(887)	-	(206.421)
Gastos de administración	(32.756)	(33.177)	(2.433)	(32.139)	(100.505)
Otros gastos por función	(83.039)	(22.262)	-	(1.447)	(106.748)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	(25.309)	270.196	(15.078)	(28.496)	201.313
Otras ganancias (pérdidas)	-	105.931	-	-	105.931
Ingresos financieros	5.810	1.452	-	(62)	7.200
Costos financieros	(20.311)	(79.456)	-	(87.223)	(186.990)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	(3)	1.285	-	16.871	18.153
Diferencias de cambio	(17.068)	(13.951)	-	12.570	(18.449)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(56.881)	285.457	(15.078)	(86.340)	127.158
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	10.418	(50.259)	3.619	91.644	55.422
Ganancia (pérdida)	(46.463)	235.198	(11.459)	5.304	182.580
Ganancia (pérdida) atribuible a:					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(46.417)	232.930	(11.459)	6.242	181.296
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(46)	2.268	-	(938)	1.284
Ganancia (pérdida)	(46.463)	235.198	(11.459)	5.304	182.580

Al 31 de diciembre de 2015

	E&P MUS\$	R&C MUS\$	G&E MUS\$	(1) MUS\$	Total MUS\$
Ingresos actividades ordinarias	574.310	5.500.439	276.262	-	6.351.011
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	56.612	184.573	85.233	(326.418)	-
Costos de ventas	(481.849)	(4.971.971)	(254.236)	-	(5.708.056)
Costos de ventas, interlineas	(54.219)	(186.966)	(85.233)	326.418	-
Ganancia bruta	94.854	526.075	22.026	-	642.955
Otros ingresos	6.031	17.037	-	3.717	26.785
Costos de distribución	(46.628)	(153.154)	(20)	(4.358)	(204.160)
Gastos de administración	(32.310)	(27.792)	-	(27.729)	(87.831)
Otros gastos por función	(85.545)	(17.182)	-	(1.460)	(104.187)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	(63.598)	344.984	22.006	(29.830)	273.562
Otras ganancias (pérdidas)	(7.232)	112	-	22	(7.098)
Ingresos financieros	4.494	880	-	537	5.911
Costos financieros	(15.939)	(104.855)	-	(70.175)	(190.969)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	1.546	-	13.315	14.861
Diferencias de cambio	(6.623)	11.385	-	(8.114)	(3.352)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(88.898)	254.052	22.006	(94.245)	92.915
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	4.764	(49.994)	(5.533)	128.330	77.567
Ganancia (pérdida)	(84.134)	204.058	16.473	34.085	170.482
Ganancia (pérdida) atribuible a:					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(83.971)	201.962	16.473	34.455	168.919
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(163)	2.096	-	(370)	1.563
Ganancia (pérdida)	(84.134)	204.058	16.473	34.085	170.482

(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.

Detalle de ingresos por venta según producto y área geográfica, al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Venta por Productos	31.12.2016				31.12.2015			
	E&P MUS\$	R&C MUS\$	G&E MUS\$	Total MUS\$	E&P MUS\$	R&C MUS\$	G&E MUS\$	Total MUS\$
Crudo	196.615	31.088	-	227.703	270.850	75.490	-	346.340
Gas Natural	221.279	-	207.522	428.801	170.728	19.804	276.262	466.794
Gas Licuado de Petróleo	-	78.602	-	78.602	-	107.394	-	107.394
Gasolinas	-	1.975.923	-	1.975.923	-	2.312.228	-	2.312.228
Kerosene	-	369.817	-	369.817	-	446.524	-	446.524
Diesel	-	1.564.871	-	1.564.871	-	2.018.293	-	2.018.293
Petróleo Combustible	-	286.273	-	286.273	-	364.755	-	364.755
Petroquímicos	-	49.461	-	49.461	-	64.335	-	64.335
Otros Productos	-	80.078	-	80.078	-	80.830	-	80.830
Venta de Servicios, nacionales	12.479	14.798	-	27.277	6.279	10.786	-	17.065
Venta de Servicios, extranjeros	128.257	-	-	128.257	126.453	-	-	126.453
Totales	558.630	4.450.911	207.522	5.217.063	574.310	5.500.439	276.262	6.351.011

Ventas Geográficas	31.12.2016				31.12.2015			
	E&P MUS\$	R&C MUS\$	G&E MUS\$	Total MUS\$	E&P MUS\$	R&C MUS\$	G&E MUS\$	Total MUS\$
Nacionales	182.462	4.303.131	185.610	4.671.203	136.065	5.339.167	276.262	5.751.494
Extranjeras	376.168	147.781	21.912	545.860	438.245	161.272	-	599.517
Totales	<u>558.630</u>	<u>4.450.911</u>	<u>207.522</u>	<u>5.217.063</u>	<u>574.310</u>	<u>5.500.439</u>	<u>276.262</u>	<u>6.351.011</u>

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, Enx, Lipigas, Abastecedora de Combustibles y Methanex.

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.

29. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Detalle	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016 MUS\$	31.12.2015 MUS\$
Venta de crudo	227.703	346.341
Venta de gas natural	333.252	386.946
Ingreso por compensación de gas (1)	95.549	79.849
Venta de productos refinados	4.405.025	5.394.358
Venta de servicios petroleros	121.948	103.502
Otros ingresos de operación	33.586	40.015
Totales	<u>5.217.063</u>	<u>6.351.011</u>

(1) El Ministerio de Energía está facultado para compensar a ENAP por un monto máximo de M\$ 64.759.170 por el año 2016 y M\$ 54.112.500 por el año 2015, de acuerdo a la Ley de Presupuestos del Sector Público aprobada por el congreso Nacional.

30. COSTOS DE VENTAS

El desglose de los costos de ventas al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Costo de crudo y gas	564.865	490.285
Costo de productos refinados (1)	3.534.434	4.628.632
Costo por venta de servicios	94.683	76.047
Otros costos de operación	<u>475.876</u>	<u>513.092</u>
Totales	<u><u>4.669.858</u></u>	<u><u>5.708.056</u></u>

(1) Formando parte del costo de productos refinados se incluye el efecto neto de la liquidación de coberturas TSS durante el ejercicio, las cuales tuvieron por objetivo desplazar financieramente la ventana de toma de precios de los embarques de crudo y ajustarla a las fechas en donde los productos refinados toman precio, mitigando la exposición del “time spread” al que la Empresa se encuentra expuesta de manera natural.

31. OTROS INGRESOS

El desglose de los otros ingresos al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Ventas de excedentes de energía y otros similares	29.029	8.484
Finiquitos de contrato, multas, recupero de seguros y otros	20.768	5.829
Ventas de servicios y materiales	5.066	4.490
Recuperación de impuestos	4.186	1.827
Dividendos percibidos	3.064	2.665
Otros ingresos	<u>5.667</u>	<u>3.490</u>
Totales	<u><u>67.782</u></u>	<u><u>26.785</u></u>

32. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El desglose de los costos de distribución al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Servicios de logística	8.929	10.804
Transporte por oleoductos	35.188	35.365
Transporte marítimo	74.158	76.587
Transporte terrestre	18.557	14.019
Gastos del personal	23.192	21.377
Otros	<u>46.397</u>	<u>46.008</u>
Totales	<u><u>206.421</u></u>	<u><u>204.160</u></u>

33. OTROS GASTOS POR FUNCIÓN

El desglose de los otros gastos por función, al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	<u>MUS\$</u>	<u>MUS\$</u>
Costos de campañas exploratorias	11.754	27.406
Deterioro de inversión E&P (ver Nota N°17)	-	20.900
Provisiones	19.732	19.863
Pozos secos de exploración y abandonos	50.888	17.577
Bajas de propiedad, planta y equipo	10.518	3.335
Diferencias de inventarios	4.161	3.970
Costo de venta energía interna	1.110	1.377
Costos de exploración y otros	<u>8.585</u>	<u>9.759</u>
Totales	<u><u>106.748</u></u>	<u><u>104.187</u></u>

34. COSTOS FINANCIEROS

El desglose de los costos financieros al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Conceptos	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Intereses de sobregiros y préstamos bancarios	40.074	31.209
Intereses de obligaciones con el público	132.229	135.882
Intereses de obligaciones por leasing	150	160
Intereses de otras cuentas por pagar y otros pasivos no financieros	6.803	7.300
Otros desembolsos asociados a intereses	1.212	3.879
Total costo por intereses	180.468	178.430
Liquidaciones de derivados (swap)	7.610	9.161
Intereses devengados por derivados (swap)	2.541	3.378
Menos:		
Intereses capitalizados	(3.629)	-
Total costos financieros	186.990	190.969

35. GASTOS DEL PERSONAL

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Sueldos y salarios	170.622	170.578
Beneficios a corto plazo empleados	125.304	123.778
Otros gastos de personal	16.167	13.241
Otros beneficios a largo plazo	29.617	29.810
Totales	341.710	337.407

36. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Ganancia por combinación de negocio (Nota 5)	92.740	-
Ganancia por participación pre-existente a valor razonable (Nota 5)	14.173	-
Cesión del 12% de Pampa del Castillo (Nota 16 h)	-	(7.919)
Otros	(982)	821
Totales	105.931	(7.098)

37. 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 2016 y 2015:

Conceptos	01.01.2016	01.01.2015
	31.12.2016	31.12.2015
	MUS\$	MUS\$
Efectivo y equivalente al efectivo	(12.734)	(10.909)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	20.496	(67.609)
Resultado cobertura forward	(28.542)	52.497
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	(1.107)	1.221
Cuentas por cobrar y por pagar por impuestos	10.457	(11.421)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(3.022)	16.354
Provisiones corriente	(2.159)	4.014
Provisiones no corriente	(769)	17.881
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	(48.403)	71.559
Resultado cobertura pasivos financieros corriente y no corriente	45.736	(72.166)
Otros	1.598	(4.773)
Totales	<u>(18.449)</u>	<u>(3.352)</u>

38. MONEDA EXTRANJERA

Activos	Moneda extranjera	Moneda funcional	31.12.2016	31.12.2015
			MUS\$	MUS\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	\$ No reajutable	Dólar	12.360	18.919
	\$ Argentinos	Dólar	5.451	2.270
	£ Libras Esterlinas	Dólar	-	82
	£ Libras Egipcias	Dólar	11.323	26.415
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	\$ No reajutable	Dólar	449.317	512.806
	\$ reajutable	Dólar	(227)	(26)
	\$ Argentinos	Dólar	23.901	18.458
Activos por impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	80.926	64.381
	\$ reajutable	Dólar	30.832	8.581
	\$ Argentinos	Dólar	16.019	15.646
Derechos por cobrar no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	13	13
	\$ reajutable	Dólar	13.363	13.349
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	\$ reajutable	Dólar	9.741	437
Activos por impuestos diferidos	\$ No reajutable	Dólar	492	3.848
	\$ Argentinos	Dólar	-	21.982
Totales			<u>653.511</u>	<u>707.161</u>

Pasivos	Moneda extranjera	Moneda funcional	31.12.2016				31.12.2015			
			Hasta 90 días	91 días a 1 año	1 año a 5 años	más de 5 años	Hasta 90 días	91 días a 1 año	1 año a 5 años	más de 5 años
			MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Otros pasivos financieros corrientes	\$ reajutable	Dólar	11.486	79.668	-	-	10.591	1.220	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	16.405	-	-	-	21.391	99	-	-
	CHF Franco Suizo	Dólar	2.129	427	-	-	2.788	458	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ No reajutable	Dólar	13.669	-	-	-	15.546	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	16.912	-	-	-	4.880	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	19.775	-	-	-	20.911	-	-	-
	Euro	Dólar	734	-	-	-	-	-	-	-
	Dólar Canadiense	Dólar	1	-	-	-	-	-	-	-
	Yen Japonés	Dólar	2	-	-	-	-	-	-	-
	Libra esterlina	Dólar	7	-	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones a corto plazo	\$ No reajutable	Dólar	-	(305)	-	-	-	-	-	-
Pasivos por Impuestos corrientes	\$ No reajutable	Dólar	57.444	-	-	-	58.549	-	-	-
	\$ reajutable	Dólar	1.815	-	-	-	2.222	-	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	3.214	-	-	-	3.250	-	-	-
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	\$ No reajutable	Dólar	18.687	-	-	-	15.363	2.239	-	-
	\$ reajutable	Dólar	4.814	10.229	-	-	4.055	10.056	-	-
	\$ Argentinos	Dólar	2.679	2.678	-	-	2.082	2.082	-	-
Otros pasivos financieros no corrientes	\$ reajutable	Dólar	-	-	478.136	150.091	-	-	573.046	134.566
	\$ Argentinos	Dólar	2.167	-	-	-	666	-	-	-
	CHF Franco Suizo	Dólar	-	-	233.009	-	-	-	235.280	-
Pasivos no corrientes	\$ No reajutable	Dólar	-	-	-70	-	-	-	244	-
Otras provisiones a largo plazo	\$ Argentinos	Dólar	-	-	1.452	-	-	-	1.465	-
Pasivo por impuestos diferidos	\$ Argentinos	Dólar	-	-	33.191	-	-	-	56.112	-
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	\$ No reajutable	Dólar	-	-	27.112	63.950	-	-	12.623	32.761
	\$ reajutable	Dólar	-	-	-	-	-	-	-	43.118
Otros pasivos no financieros no corrientes	\$ Argentinos	Dólar	-	-	293	-	-	-	417	-
Totales			171.940	92.697	773.123	214.041	162.294	16.154	879.187	210.445

39. INFORMACIÓN SOBRE MEDIO AMBIENTE

A continuación se presenta una breve descripción de los proyectos relacionados con mejoramiento y/o inversión de procesos productivos, verificación y control de cumplimiento de ordenanzas y leyes relativas a procesos e instalaciones industriales y cualquier otro que pudiere afectar en forma directa o indirecta a la protección del medio ambiente:

ENAP Sipetrol S.A.:

Los recursos destinados a proyectos e iniciativas ambientales en Enap Sipetrol, para sus filiales en Argentina y Ecuador, tienen relación con los sistemas permanentes de monitoreo de agua, suelo, calidad del aire, gestión de residuos y medio ambiente biótico. Además, otro aspecto relevante tiene relación con los procesos de Implementación y seguimiento al Sistema de Gestión Ambiental certificado en la norma ISO 14001 en los activos de Pampa del Castillo, así como el monitoreo y seguimiento al Plan de Manejo Ambiental, para los activos de Cuenca Austral en Argentina, como MDC y PBHI en Ecuador. También se destacan los procesos de tratamiento de fuentes de contaminación preexistentes en SIPEC. Por último, cabe mencionar los procesos de elaboración de Estudios de Impacto Ambiental para el proyecto de Exploración en el bloque Intracampos en Ecuador y el tratamiento de suelos empetrolados en Pampa del Castillo. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales al 31 de diciembre del 2016 en Argentina ascendió a US\$ 3,9 millones. En el caso de Ecuador el monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales ascendió al 31 de diciembre del 2016 a US\$ 1,1 millones.

ENAP Magallanes:

Los recursos destinados a proyectos e iniciativas ambientales en Enap Magallanes tienen relación a aspectos de operación corriente, en la que se incluye principalmente la gestión y control de residuos industriales líquidos y sólidos, abarcando etapas de monitoreo, disposición y normalización de instalaciones asociadas, así como trabajos de remediación de incidentes ambientales. Otro aspecto es lo relacionado a la gestión de permisos ambientales para la cartera de nuevos proyectos de Perforación, Fracturas Hidráulicas y construcción de instalaciones, así como el seguimiento de compromisos adquiridos ante la autoridad ambiental. Junto a lo anterior se finalizaron los proyectos de cierre de locaciones/planchadas de pozos perforados, esto en el marco de la ley de cierre de faenas mineras. El monto utilizado de Iniciativas y Proyectos Medio Ambientales para ENAP Magallanes del año 2016 fue del orden US\$ 1,7 millones.

ENAP Refinerías S.A.:

Refinería Bio Bio:

El enfoque y los recursos destinados a los proyectos e iniciativas ambientales de la Refinería de Bío Bío tienen relación principalmente con la ejecución de una serie de compromisos adquiridos con la Ilustre Corte de Apelaciones de Concepción (ICA) y la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA). Los proyectos e iniciativas concernientes a la Corte de Apelaciones de Concepción están relacionados con un programa de mitigación de olores, cuyo objetivo principal es el manejo de los olores producidos como consecuencia de la actividad de refinación de petróleo en las comunidades vecinas. Este programa considera Proyectos e Iniciativas de Corto (1 año), Mediano (5 años) y Largo Plazo (10 años). En lo referente al plan de acción presentado a la SMA, este abarca proyectos e iniciativas que dicen relación con mejoras a los actuales sistemas de abatimiento de emisiones atmosféricas. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales de Refinería de Bío Bío ascendió al 31 de diciembre del 2016 a US\$ 18,3 millones.

Refinería Aconcagua:

Los proyectos e iniciativas ambientales definidas para la Refinería de Aconcagua, forman parte de un plan de trabajo de largo plazo, están orientadas a actividades que permitan identificar e implementar mejoras en lo referente a emisiones de ruidos, monitoreo de emisiones atmosféricas, de cumplimiento normativo general y de las Resoluciones de Calificación Ambiental vigentes. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales de Refinería de Aconcagua ascendió al 31 de diciembre del 2016 a US\$ 6,5 millones.

40. JUICIOS Y COMPROMISOS COMERCIALES

Existen diversos juicios y acciones legales en que Grupo de Empresas ENAP es la parte demandada. Estos juicios son derivados de sus operaciones, y en general 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.

A continuación se presenta un detalle de los principales juicios vigentes (para lo cual se utilizó principalmente el criterio de informar aquellos que podrían significar una materialidad de más de MUS\$ 5.000 o tener un efecto material adverso) y su status a la fecha de los presentes estados financieros consolidados es el siguiente:

En Chile:

Empresa Nacional del Petróleo:

Partes: Empresa Nacional del Petróleo (“ENAP”) con PetroMagallanes Operaciones Ltda (PMO) y Greymouth Petroleum Holdings Ltd. (GPHL)

Rol: Expediente N°21706/ASM ante la Corte de Arbitraje de la Cámara Internacional de Comercio (ICC).

Materia: Incumplimiento y negligencia grave en la ejecución de contratos; cumplimiento forzado de contratos; indemnización de perjuicios.

Cuantía: (i) MUS\$ 25.500 demanda de ENAP y (ii) MUS\$ 47.000 contrademanda de PMO.

Breve relación de los hechos: ENAP solicitó el inicio de un juicio arbitral ante la ICC en contra de PMO y GPHL del acuerdo de operación conjunta (conforme a sus siglas en inglés “JOA”) suscrito respecto al CEOP Bloque Caupolicán y se ordene el cumplimiento forzado del JOA, incluyendo el derecho de ENAP a auditar, más indemnización de perjuicios. PMO contrademandó el pago de ciertos montos bajo el mismo acuerdo y en caso de terminación, cancelación o daño del CEOP Bloque Caupolicán, una indemnización de perjuicios.

Estado actual: El tribunal arbitral se encuentra constituido, panel integrado por tres árbitros. Procedimiento en etapa

de discusión.

Enap Refinerías S.A. (Aconcagua):

Partes: Enap Refinerías S.A. con Armadores de la Motonave LR Mimosa y/o fletadores y/u operadores.

Rol: 17-2014 tomo IV (ex C-17-2014), Ministro de Corte de Apelaciones de Valparaíso Sr. Droppelmann, actuando como Tribunal Unipersonal

Materia: Indemnización de Perjuicios.

Cuantía: USD MM 8.-

Breve Relación de los hechos: Derrame de crudo en la Bahía de Quintero del B/T Mimosa.

Estado actual: la causa se encuentra suspendida por resolución judicial mientras todos los demás procedimientos acumulados y en proceso de acumulación lleguen al mismo estado procesal.

Partes: Francisco Acevedo y Otros con Armadores de la Motonave LR Mimosa, y Otros.

Rol N°: 17-2014, a la que se han acumulado causas Rol N°17-2014 Tomo I (ex 22-2014); Rol N°17-2014 Tomo II (ex 23-2014); Rol N°17-2014 Tomo III (ex 1-2015); Rol N°17-2014 Tomo V (ex 8-2015); y Rol N°17-2014 Tomo VI (ex 9-2015), Rol N°17-2014 Tomo VII; Rol N°17-2014 Tomo VIII; Rol N°17-2014 Tomo IX; Rol N°17-2014 Tomo X; Rol N°17-2014 Tomo XI. Ministro de Corte Apelaciones de Valparaíso Sr. Droppelmann, actuando como Tribunal Unipersonal.

Materia: Indemnización de perjuicios según Ley de Navegación.

Cuantía: MUS\$ 100.000.-

Breve relación de los hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios regulada por el artículo 153 de la Ley de Navegación, para obtener la reparación de los daños emergentes, lucro cesante y daño moral supuestamente sufridos por pescadores y otros, debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que era tractada por remolcador de alta mar el 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo Monoboya.

Estado actual: Actualmente las causas se encuentran suspendidas por resolución judicial mientras todas las causas acumuladas se encuentren en el mismo estado procesal.

Caratulada: Derrame de hidrocarburos de 24 de septiembre de 2014

Rol N/A, Fiscalía Marítima de Valparaíso/Gobernador Marítimo de Valparaíso.

Materia: Derrame de hidrocarburo al mar.

Cuantía: 80.000 pesos oro.

Procedimiento: Administrativo Armada,

Breve Relación de los hechos: Derrame de crudo en la bahía de Quintero del B/T Mimosa.

Estado Actual: Con fecha 6 de septiembre de 2016, se presentó procedimiento de invalidación administrativa, la que se encuentra en etapa de notificación a los terceros interesados. Se evacuaron informes por los terceros interesados. Mediante resolución 12.050/44 Vrs, de fecha 27 de octubre de 2016, recibida el 04 de noviembre de 2016, la Dirección General del Territorio Marítimo y Marina Mercante rechazó solicitud de invalidación de la resolución que aplicó multa administrativa de 80.000 pesos oro. Se está preparando presentación a la Contraloría General de la República contra esta última resolución de 27 de octubre de 2016.

Partes: Ilustre Municipalidad de Quintero con Enap Refinerías S.A. y otro

RIT N°: D-13-2014. Segundo Tribunal Ambiental de Santiago.

Materia: Acción de declaración y reparación de daño ambiental. .

Cuantía: Indeterminada.

Breve relación de los hechos: Como consecuencia del derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero ocasionada por el B/T Mimosa, en momentos en que era tractada por remolcador de alta mar el 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo Monoboya ENAP, se habría producido daño al medio ambiente.

Estado actual: 22 de julio de 2016, se dictó el curso progresivo de los autos. El 30 de noviembre de 2016, se fijó audiencia de conciliación y prueba para el día 12 de diciembre de 2016, a las 11:00 hrs, iniciándose a contar de esta última fecha el período de prueba.

Partes: Enap Refinerías S.A. con Linde Gas de Chile S.A.

ROL N°: 2129-2014. Tribunal Arbitral CAM.

Materia: Cumplimiento forzado de contrato con indemnización de perjuicios.

Cuantía: USD MM70.

Breve relación de los hechos: Contrato de suministro de hidrógeno y de vapor vigente entre las partes, se ha incumplido por parte de Linde Gas de Chile S.A. en cuanto al factor a considerar para determinar el valor del nitrógeno y en las cantidades a entregar de vapor.

Estado actual: 29 de agosto de 2016, se dictó sentencia favorable a Enap Refinerías S.A., actualmente en trámite de notificación a la demandada. Se condenó a la demandada Linde Gas de Chile S.A. al pago de la suma de UDS\$16.000.000 a favor de Enap Refinerías S.A.. La parte demandada presentó recurso de casación en la forma y de apelación, por lo que con fecha 30 de noviembre de 2016 se informó por el Centro de Arbitraje y mediación los nombres de los miembros integrantes del Tribunal Arbitral de Segunda Instancia. Pendiente la constitución de este Tribunal Arbitral.

Partes: ENAP Refinerías S.A. con Innergy Soluciones Energéticas S.A.

Rol N°: 2.215 – 2014. Tribunal Arbitral CAM.

Materia: Resolución de contrato con indemnización de perjuicios.

Cuantía: USD MM12 (aprox)

Breve relación de los hechos: Enap Refinerías S.A. demanda a Innergy Soluciones Energéticas por el incumplimiento de los contratos 1 y 2 de suministro de gas, solicitando la terminación de ambos contratos, más el pago de indemnización por el incumplimiento contractual de Innergy. Innergy demanda reconventionalmente a ERSA solicitando el pago de USD MM6 (aprox), por concepto de impagos en cargos fijos de ambos contratos más montos supuestamente adeudados por ERSA.

Estado actual: Etapa probatoria. El término probatorio del arbitraje vence el 31 de enero de 2017 y las audiencias testimoniales quedaron fijadas para finales de marzo de 2017.

Partes: Harry Andrés Jerez Díaz en representación de don Jacobo Silva Silva y Otros con PGC, dueño y Armador del B/T PGC Ikaros Nassau y Enap Refinerías S.A.

Rol N°: 7-2016. Ministro de Corte Apelaciones de Valparaíso Sr. Cancino, actuando como Tribunal Unipersonal.

Materia: Indemnización de perjuicios según Ley de Navegación.

Cuantía: MUS\$ 7.800.-

Breve relación de los hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios regulada por el artículo 153 de la Ley de Navegación, para obtener la reparación de lucro cesante y daño moral supuestamente sufridos por pescadores y otros, debido a la contaminación causada el 15 de mayo de 2016 por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Ikaros en momentos que cargaba producto en el Terminal Marítimo Multicrudo.

Estado actual: Ha concluido la etapa de discusión y se ha efectuado el llamado a las partes a la diligencia de Conciliación, efectuando el Tribunal bases de arreglo las que está en revisión de las partes. Con fecha 30 de noviembre de 2016, se llevó a efecto audiencia de conciliación, ocasión en que el Ministro de Corte de Apelaciones propuso nuevas bases de acuerdo y fijó continuar la audiencia de conciliación el próximo 4 de enero de 2017.

Enap Refinerías S.A. (Biobío)

Partes: Mendoza Mendoza, Luis con Enap Refinerías S.A. y otros.

Rol: 4-2007, Ministro de la I. Corte de Apelaciones de Concepción, doña Juana Godoy. A esta causa se acumularon todas las demandas indemnizatorias interpuestas y notificadas en tiempo y forma. El procedimiento seguido en el referido juicio corresponde a un juicio ordinario especial del artículo 153 de la Ley de Navegación.

Breve relación de los hechos: En las demandas se solicita una indemnización de perjuicios basada en la responsabilidad extracontractual a consecuencia del derrame ocurrido en la Bahía de San Vicente.

Estado actual: El proceso judicial se encuentra en término especial de prueba. A la fecha se han celebrado acuerdos transaccionales con 4313 demandantes, principalmente pescadores artesanales, algueros y armadores, por un monto total de MUS\$ 7.335. Se mantienen negociaciones con los restantes 79 demandantes.

Partes: Carte con Enap Refinerías S.A., ENAP y otros.

Rol: 1999-2014, 1° Juzgado Civil de Talcahuano.

Materia: Demanda por indemnización de perjuicios.

Cuantía: MUS\$35.289.-

Breve relación de los hechos: Vecinos a la planta de ERSAs-Hualpén, previa tramitación de una medida prejudicial de exhibición de documentos, presentaron demanda de indemnización de perjuicios civiles extracontractuales por concepto de daño moral.

Estado actual: Excepciones dilatorias presentadas por Enap Refinerías S.A., fueron acogidas el 9 de septiembre de 2016. Resolución apelada en el sólo efecto devolutivo a contar del 21 de septiembre de 2016. Recurso aún sin fallo.

Compromisos Comerciales:

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

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\$70.000 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.

Restricciones:

ENAP - Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, la Empresa no mantiene restricciones y cumplimientos de covenants financieros 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 2016 y 2015, el Grupo ENAP no ha recibido cauciones de terceros.

41. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

Garantías directas

Acreeedor de la garantía	Descripción	Tipo de Garantía	MUS\$
BBVA	Garantía Préstamo Financiero	Garantía personal a primera demanda	75.000
Citibank	Garantía Préstamo Financiero	Garantía personal a primera demanda	75.000
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 31 de enero de 2017.	Carta de Crédito	17.818
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 02 de febrero de 2017.	Carta de Crédito	14.831
Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador	Emisor: EOP operaciones petroleras S.A. Beneficiario: Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador. Garantiza 20% de las inversiones mínimas de la Fase I de Exploración del Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Bloque 28, Ecuador, válida hasta el 13 de mayo de 2017.	Carta de Crédito Standby como contargarantía para emisión de garantía en el exterior	2.975
Ministerio de Energía	Garantizar el fiel cumplimiento de las inversiones y trabajos comprometidos del CEOP Bloque Coirón, válida hasta el 18 de noviembre de 2017.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	2.891
Ministerio de Energía	Garantizar el abandono del pozo CEOP Bolque dorado Riquelme. Válida hasta el 26 de septiembre de 2017	Boleta de Garantía en moneda extranjera	1.610
UOP LLC	Garantizar el arriendo de platino para trabajo en la planta de ERSA, válida hasta el 03 de enero de 2017.	Carta de Crédito	1.538
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2017.	Carta de Crédito	1.500
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 31 de enero de 2018.	Carta de Crédito	1.500
CGE DISTRIBUCION SA.	Garantizar oferta licitación suministro de energía para abastecer clientes. Válida hasta el 27 de julio de 2017.	Boleta de Garantía	1.113
PETROMAGALLANES	Garantizar el pago del AFE2015-59 'items adicionales del Bloque Caupolicán-2'. Válida hasta el 19 de octubre de 2017.	Otra garantía emitida por el Banco de Chile	648
Ministerio de Energía	Garantizar el abandono del pozo CEOP bloque Caupolicán. Válida hasta el 30 de junio de 2017.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	643
Varios acreedores	Varias garantías menores. (ENAP, ERSA y Enap Sipetrol S.A.)	varias	2.931
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, cuya vigencia es hasta el año 2017.	Prenda comercial de acciones	-
Citibank (*)	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	-

(*) Ver nota N° 22