ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016

EMPRESA NACIONAL DEL PETRÓLEO

2017

Deloitte
Auditores y Consultores Limitada
Rut: 80.276.200-3
Rosario Norte 407
Las Condes, Santiago
Chile
Fono: (56) 227 297 000
Fax: (56) 223 749 177
deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Presidente y Directores de
Empresa Nacional del Petróleo

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Empresa Nacional del Petróleo y Filiales, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del Auditor

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

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

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

Deloitte © se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una compañía privada limitada por garantía, de Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.com/cl/acercade la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido.

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 2017 y 2016 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Deloitte

Santiago, Chile
Enero 29, 2018

Daniel Joignant P.
Rut: 10.732.096-2

ENAP Y FILIALES

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(En miles de dólares - MUS$)

	Nota	31.12.2017	31.12.2016
ACTIVOS	N°	MUS$	MUS$
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	8	91.496	66.104
Otros activos financieros, corrientes	9	807	11.733
Otros activos no financieros, corrientes	10	24.328	17.315
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	11	822.299	644.062
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	12	33.137	48.636
Inventarios, corrientes	13	1.038.985	727.890
Activos por impuestos, corrientes	14	217.733	135.260
Total de activos corrientes distintos de los activos mantenidos para la venta		2.228.785	1.651.000
Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta	17	40.991	12.775
Total activos corrientes		2.269.776	1.663.775
Activos no corrientes			
Otros activos financieros, no corrientes	9	14.749	13.915
Otros activos no financieros, no corrientes	10	27.707	36.829
Cuentas por cobrar, no corrientes	11	30.578	23.117
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	12	-	1.066
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	15	135.160	121.632
Activos intangibles distintos de la plusvalía		3.082	3.082
Propiedades, planta y equipo	16	3.240.672	3.137.639
Derechos de uso	18	129.316	-
Propiedad de inversión	22	7.370	7.461
Activos por impuestos diferidos	14	934.402	834.731
Total activos no corrientes		4.523.036	4.179.472
TOTAL ACTIVOS		6.792.812	5.843.247

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

ENAP Y FILIALES
ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(En miles de dólares - MUS$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota N°	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros, corrientes	23	960.210	867.592
Pasivos por arrendamientos, corrientes	18	42.178	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	24	866.214	584.079
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	12	20.082	13.000
Otras provisiones a corto plazo	25	1.165	1.944
Pasivos por impuestos, corrientes	14	105.682	74.280
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	26	59.844	48.885
Otros pasivos no financieros, corrientes		-	10.619
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupo de activos clasificados como mantenidos para la venta		2.055.375	1.600.399
Pasivos incluidos en grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta		-	3.099
Total pasivos corrientes		2.055.375	1.603.498
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros, no corrientes	23	3.558.352	3.139.718
Pasivos por arrendamientos, no corrientes	18	88.849	-
Otras cuentas por pagar, no corrientes	24	756	1.681
Otras provisiones a largo plazo	25	129.190	127.697
Pasivos por impuestos diferidos	14	22.856	70.197
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	26	96.444	92.841
Otros pasivos no financieros, no corrientes		2.363	293
Total pasivos no corrientes		3.898.810	3.432.427
Total pasivos		5.954.185	5.035.925
Patrimonio			
Capital emitido	27	1.232.332	1.232.332
Otras reservas	27	(128.950)	(146.544)
Déficit acumulado	27	(264.899)	(287.612)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		838.483	798.176
Participaciones no controladoras	28	144	9.146
Patrimonio total		838.627	807.322
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		6.792.812	5.843.247

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

ENAP Y FILIALES
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(En miles de dólares - MUS$)

	Nota N°	01.01.2017 31.12.2017 MUS$	01.01.2016 31.12.2016 MUS$
Ingresos de actividades ordinarias	30	6.420.163	5.217.063
Costos de ventas	31	(5.913.237)	(4.669.858)
Ganancia bruta		506.926	547.205
Otros ingresos		41.070	67.782
Costos de distribución	32	(229.446)	(206.421)
Gastos de administración		(111.891)	(100.505)
Otros gastos, por función	33	(107.809)	(106.748)
Ganancia de actividades operacionales		98.850	201.313
Otras ganancias (pérdidas)	36	7.733	105.931
Ingresos financieros		4.557	7.200
Costos financieros	34	(206.191)	(186.990)
Participación en las ganancias de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	15	18.697	18.153
Diferencias de cambio	37	(2.131)	(18.449)
(Pérdida) ganancia, antes de impuestos		(78.485)	127.158
Beneficio por impuesto a las ganancias	14	102.140	55.422
Ganancia		23.655	182.580
Ganancia, atribuible a:			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		22.707	181.296
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	28	948	1.284
Ganancia		23.655	182.580

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

ENAP Y FILIALES

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(En miles de dólares - MUS$)

	01.01.2017 31.12.2017 MUS$	01.01.2016 31.12.2016 MUS$
Ganancia	23.655	182.580
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio antes de impuestos		
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio		
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(6.539)	(949)
Total otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio, antes de impuestos	(6.539)	(949)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos		
Diferencias de cambio por conversión		
Ganancias por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	1.350	1.791
Coberturas de flujo de efectivo		
Ganancias por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	23.111	3.374
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(6.960)	(50.403)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	16.151	(47.029)
Total otro resultado integral que se reclasificará al resultado de ejercicio, antes de impuestos	17.501	(45.238)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	2.353	196
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(1.759)	2.435
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio	594	2.631
Otro resultado integral	11.556	(43.556)
Resultado integral total	35.211	139.024
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	34.263	137.740
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	948	1.284
Resultado integral total	35.211	139.024

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

ENAP Y FILIALES

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(En miles de dólares - MUS$)

		Cambios en otras reservas									
	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 remedición de activos financieros disponibles para la venta MUS$	Otras reservas varias MUS$	Otras reservas MUS$	Ganancias (pérdidas) acumuladas MUS$	Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora MUS$	Participaciones no controladora MUS$	Patrimonio total MUS$
Saldo Inicial 01.01.2017	1.232.332	(77.491)	(60.485)	(7.312)	1.190	(2.446)	(146.544)	(287.612)	798.176	9.146	807.322
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	1.232.332	(77.491)	(60.485)	(7.312)	1.190	(2.446)	(146.544)	(287.612)	798.176	9.146	807.322
Cambios en patrimonio											
Aporte extraordinario de capital	400.000								400.000		400.000
Aumento de capital por enterar	(400.000)								(400.000)		(400.000)
Resultado Integral											
Ganancia (pérdida)								22.707	22.707	948	23.655
Otro resultado integral		1.350	14.392	(4.186)	-	-	11.556	-	11.556		11.556
Resultado integral		1.350	14.392	(4.186)	-	-	11.556	22.707	34.263	948	35.211
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	6.038	6.038	6	6.044	(9.950)	(3.906)
Total de cambios en patrimonio	-	1.350	14.392	(4.186)	-	6.038	17.594	22.713	40.307	(9.002)	31.305
Saldo Final 31.12.2017	1.232.332	(76.141)	(46.093)	(11.498)	1.190	3.592	(128.950)	(264.899)	838.483	144	838.627
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)	(4.531)	(32.429)
Total de cambios en patrimonio	-	1.791	(44.594)	(753)	-	(29.716)	(73.272)	183.114	109.842	(3.247)	106.595
Saldo Final 31.12.2016	1.232.332	(77.491)	(60.485)	(7.312)	1.190	(2.446)	(146.544)	(287.612)	798.176	9.146	807.322

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

ENAP Y FILIALES

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVOS CONSOLIDADOS, METODO DIRECTO
POR LOS AÑOS TERMINADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016
(En miles de dólares - MUS$)

	Nota N°	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 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		9.430.765	8.274.401
Otros cobros (pagos) por actividades de operación		51.295	41.110
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(6.312.407)	(5.225.139)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(405.786)	(328.399)
Otros pagos por actividades de operación		(2.328.794)	(2.156.285)
Dividendos pagados		(3.282)	(4.590)
Dividendos recibidos		16.398	16.616
Intereses pagados		(2.067)	(1.035)
Intereses recibidos		11	1.542
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(8.523)	(11.246)
Otras entradas de efectivo		428	12.012
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación		438.038	618.987
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias		-	(59.150)
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(8.514)	-
Compras de propiedades, planta y equipo	16	(726.033)	(623.893)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		2.300	-
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros		(275)	(1.307)
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo		17.648	-
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros		2.629	1.447
Cobros a entidades relacionadas		674	2.731
Intereses recibidos		2.454	3.261
Otras entradas de efectivo		-	3.823
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión		(709.117)	(673.088)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		100.209	128.848
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		560.581	326.820
Importes procedentes de Obligaciones con el público		843.884	611.624
Pagos de préstamos		(903.007)	(291.164)
Pago de Obligaciones con el público		(83.585)	(600.000)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(37.987)	(1.934)
Intereses pagados		(171.970)	(165.388)
Otras entradas de efectivo		(10.211)	11.065
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		297.914	19.871
Aumento neto en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		26.835	(34.230)
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		(1.443)	(13.253)
Aumento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		25.392	(47.483)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio		66.104	113.587
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	8	91.496	66.104

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	20
5.	Estimaciones y juicios contables críticos	25
6.	Combinación de negocios	27
7.	Activos financieros	29
8.	Efectivo y equivalentes al efectivo	30
9.	Otros activos financieros corrientes y no corrientes	30
10.	Otros activos no financieros corrientes y no corrientes	31
11.	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	32
12.	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	33
13.	Inventarios	35
14.	Impuestos corrientes, diferidos y beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	36
15.	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	40
16.	Propiedades, planta y equipo	43
17.	Activos disponibles para la venta	47
18.	Derechos de uso y obligaciones por arrendamiento	48
19.	Pérdidas por deterioro y provisiones	49
20.	Participaciones en operaciones conjuntas	51
21.	Otros negocios	57
22.	Propiedades de inversión	59
23.	Pasivos financieros	60
24.	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	70
25.	Otras provisiones	70
26.	Provisiones por beneficios a los empleados	71
27.	Patrimonio	74
28.	Participación no controladora	77
29.	Segmentos de negocio	78
30.	Ingresos de actividades ordinarias	81
31.	Costos de ventas	81
32.	Costos de distribución	82
33.	Otros gastos, por función	82
34.	Costos financieros	83
35.	Gastos del personal	83
36.	Otras ganancias (pérdidas)	84
37.	Diferencias de cambio	84
38.	Moneda extranjera	85
39.	Información sobre medio ambiente	86
40.	Juicios y compromisos comerciales	87
41.	Garantías comprometidas con terceros	93
42.	Ámbito de consolidación	93
43.	Hechos posteriores	95

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 Avenida Apoquindo 2929 Piso 5, Las Condes, en Santiago y José Nogueira 1101, en Punta Arenas. Con fecha 4 de octubre de 2002, la Empresa fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero, antes Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el Nº 783. De acuerdo a lo anterior, la Empresa se encuentra sujeta a las normas y a la fiscalización de la citada Comisión.

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.

ENAP se relaciona con el Estado de Chile a través del Ministerio de Energía.

Los estados financieros consolidados de la Empresa correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, fueron aprobados por su Honorable Directorio en Sesión Ordinaria celebrada con fecha 29 de enero de 2018.

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; también, puede participar en sociedades con actividades relacionadas a la energía geotérmica y a la producción, transporte y comercialización de energía y potencia eléctrica. 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. El giro comercial de Enap Refinerías S.A. 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 una sucursal 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 Comisión para el Mercado Financiero, antes Superintendencia de Valores y Seguros, 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 (MUS$) 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 al 31 de diciembre de 2017 han sido preparados de acuerdo las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

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 5.

A continuación, se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados, estas políticas han sido definidas en función de las NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2017 y han sido aplicadas de manera uniforme a los períodos / ejercicios comparativos que se presentan en estos estados financieros consolidados, excepto por la aplicación anticipada de NIIF 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes" y NIIF 16 "Arrendamientos" a partir del 01 de enero de 2017 (ver nota 3.2, 3.3 y nota 18).

a. Bases de preparación – Los presentes estados financieros consolidados del Grupo ENAP comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2017 y 2016, el estado de resultados integrales, el estado de cambios en el patrimonio y el estado de flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Grupo ENAP y sus filiales al 31 de diciembre de 2017 y 2016, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

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 en moneda extranjeray 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, 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 la misma. 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.

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 e indirectas, que han sido consolidadas por ENAP.

Sociedad	Domicilio	Relación con matriz	Porcentaje de participación accionaria	
			31.12.2017	31.12.2016
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%
Petrofaro S.A.	Argentina	Acuerdo conjunto	(*)	100,00%
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Filial indirecta	100,00%	100,00%
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Ecuador	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Energía Concón S.A.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Petrosul S.A.	Chile	Filial indirecta	(*)	100,00%
Productora de Diesel S.A.	Chile	Filial indirecta	(*)	100,00%
Petropower Energía Ltda.	Chile	Filial indirecta	100,00%	100,00%
Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.	Chile	Filial indirecta	100% (*)	10,00%

(*) Ver cambios durante el ejercicio 2017

Cambios durante el ejercicio 2017:

Petrofaro S.A.
Con fecha 12 de enero de 2017, Enap Sipetrol Argentina S.A. cedió a YPF S.A. el 50% de la participación de Petrofaro S.A. por MUS$ 5.355, de esta forma el Grupo pasó a tener control conjunto de dicha sociedad.

Productora de Diesel S.A.
Con fecha 19 de diciembre de 2017, ENAP vendió a su filial ENAP Refinerías S.A. 2.219.987 acciones de Productora de Diesel S.A., representativas del 10,00% de participación en el capital social, en MUS$3.086, equivalentes al valor libro de las acciones. Mediante esta compraventa, la totalidad de las acciones de Productora de Diesel S.A., quedó en poder de ENAP Refinerías S.A., produciéndose la disolución de la sociedad de acuerdo al artículo 103 N°2 de la Ley de Sociedades Anónimas.

Petrosul S.A.

Con fecha 30 de octubre de 2017, ENAP vendió a su filial Enap Refinerías S.A. 1.579 acciones de Petrosul S.A., representativas del 15,79% de participación en el capital social, en MUS$ 1.786, equivalentes al valor libro de las acciones. Mediante esta compraventa, la totalidad de las acciones de Petrosul S.A., quedaron en poder de Enap Refinerías S.A., produciéndose la disolución de la sociedad de acuerdo al artículo 103 N°2 de la Ley de Sociedades Anónimas.

Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.

Con fecha 29 de diciembre de 2017, S.K. Inversiones Petroquímicas S.A. vendió a Enap Refinerías S.A. 900.000 acciones de Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A., representativas del 90% de participación en el capital social, en MUS$ 8.514, equivalentes al valor libro de las acciones. Como consecuencia de esta operación, Enap Refinerías S.A. pasó a tener un 95% de participación en Compañía de Hidrógeno del Bío-Bío S.A.. La Matriz ENAP mantiene su participación en un 5%, alcanzando ambas una participación consolidada del 100% sobre dicha sociedad.

Cambios durante el ejercicio 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$11.084, esta compra supuso un incremento en el estado de situación financiera consolidado de MUS$ 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 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. Como consecuencia de esta operación, el Grupo pasó a tener el control sobre ésta sociedad. Ver detalle de combinación de negocio en Nota 6.

El ingreso de Petropower Energía Limitada al ámbito de consolidación del Grupo Enap, supuso un aumento en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2016 de MUS$ 188.797 en los activos totales y MUS$ 5.552 en los pasivos totales.

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.

Ver detalle de operaciones conjuntas en Nota 20.

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:

	31.12.2017	**31.12.2016**
	US$	US$
Pesos Chilenos	614,75	669,47
Pesos Argentinos	18,57	15,84
Libra Egipcia	17,74	18,11
Unidad de Fomento	0,02	0,03
Franco Suizo	0,97	1,02
EURO	0,83	0,95

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.

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, se consideran como costo de los elementos de propiedades, planta y equipo.

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 descontado. 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
Plantas de refinación y anexas	Entre 10 y 30
Equipos industriales	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. Durante el año 2017 la Administración identificó indicadores de deterioro en campos petrolíferos Pampa del Castillo – La Guitarra (Argentina) y en Campamento Central Cañadón Perdido, los cuales dieron origen al registro de un deterioro por MUS56.189.

En caso de deterioro el Grupo ENAP, determina el "valor recuperable" por cada Unidad Generadora de Efectivo mediante la metodología de descontar los flujos futuros en base a una tasa de descuento real antes de impuesto y proyecciones que consideran un horizonte de 5 años más la perpetuidad para la línea R&C y un horizonte de 23 años sin perpetuidad para la línea E&P. El último análisis se realizó en diciembre de 2017, dicho análisis concluyó que las inversiones de la línea R&C y la línea E&P no requieren ajustes adicionales 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, la cual consiste en 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 continúa 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.

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 – Antes de cierre de año, el Grupo ENAP evalúa 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 mimo. 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 valor recuperable de un activo es el más alto entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos de caja futuros estimados se descuentan utilizando una tasa de interés antes de impuestos que refleja las valoraciones actuales del mercado respecto al valor temporal del dinero y los riesgos específicos para el activo para los cuales los estimados de flujo de efectivo futuros no se han ajustados. Por otro lado, el valor razonable menos los costos de vender el activo, se determina usualmente para activos operacionales en base a un modelo de caja descontado, considerando una serie de variables tales como, proyección de inversiones, proyecciones de precios.

Si el monto recuperable de un activo (o UGE) es menor que el importe en libros, este último 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.
- 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.

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 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 Empresa además realiza operaciones de cobertura de paridades cambiarias, destinadas a cubrir las variaciones, con respecto al dólar, de otras monedas en que deba efectuar sus operaciones de venta de productos en el mercado local. Conforme a las políticas del Directorio estas operaciones se realizan sólo cuando existe un flujo subyacente altamente probable que lo respalde, y no por razones de inversión o especulativas. Los resultados de las operaciones de seguros de cambio se registran a la fecha de maduración o liquidación de los respectivos contratos.

Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y al cierre de cada periodo de reporte 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 son reconocidos por el Grupo ENAP, considerando el precio establecido en la transacción para el cumplimiento de cada una de las obligaciones de desempeño. El Grupo ENAP reconoce el ingreso cuando se ha dado cumplimiento a las obligaciones de desempeño para la transferencia al cliente de los bienes y servicios comprometidos.
A continuación, se describen las principales actividades por cada segmento de negocio, a partir del cual el Grupo genera sus principales ingresos. Para más detalle ver nota 29 de segmentos de negocio.

Segmento R&C:
La generación de ingresos ordinarios en la línea de negocio R&C proviene principalmente de la venta de sus productos refinados. Esto generalmente ocurre cuando el cliente obtiene el control de los bienes vendidos o suministrados, y no hay obligaciones de desempeño no separables pendientes de cumplirse. Las ventas de productos refinados, se realizan generalmente al amparo de contratos anuales, los cuales establecen acuerdos para ambas partes incluyendo un cronograma de entregas mensual, tolerancias operativas y multas de no cumplimiento. El momento en que un cliente obtiene el control, ocurre para las entregas de tanque a tanque, en el instante en que los productos pasan por el flange a la entrada de las instalaciones de la Planta del Comprador y en caso de entregas de tanque a oleoducto, en el flange de salida de la planta del Vendedor, en ambos casos el flange es el punto donde ocurre la entrega de los productos,

transferencia de título y riesgo al cliente. No hay componentes financieros, debido a que la venta es realizada con un periodo promedio de cobro de menos de un mes. El cual está de acuerdo a prácticas normales de mercado.

Segmento E&P:
La generación de ingresos ordinarios en la línea de negocio E&P proviene principalmente de la venta de petróleo crudo y gas natural. Esto ocurre cuando el cliente obtiene el control de los bienes vendidos o suministrados, y no hay obligaciones de desempeño no separables pendientes de cumplirse. Las ventas de petróleo y gas, se realizan generalmente al amparo de contratos anuales o contratos de venta "spot", los cuales establecen acuerdos para ambas partes (por ejemplo, el cálculo del precio de venta usualmente se basa en bases de precios internacionales; descuentos asociados a la calidad del producto o "bonos"; programación de entrega; multas en caso de incumplimientos). El momento en que un cliente obtiene el control es cuando los productos son entregados en el lugar indicado, de acuerdo a las condiciones pactadas, en las ventas por medio de ductos se produce con la entrega en la unidad de medición, y en el caso de terminales marítimas con la desconexión de la manguera de carga, en todos los casos inspectores certifican la entrega. No hay componentes financieros, debido a que la venta es realizada con un periodo promedio de cobro de 60 días. El cual está de acuerdo a prácticas normales de mercado, los riesgos de pérdida han sido transferidos al cliente y este ha aceptado los productos. No hay componentes financieros, debido a que la venta es realizada con un periodo promedio de cobro reducido. El cual está de acuerdo a prácticas normales de mercado.

Segmento G&E:
La generación de ingresos ordinarios en la línea de negocio G&E proviene principalmente de la venta de gas natural licuado (GNL), a través, de oleoductos a sus clientes industriales y de generación eléctrica. Esto ocurre cuando el cliente obtiene el control de los productos, y no hay obligaciones de desempeño no separables pendientes de cumplirse. Las ventas de GNL, se realizan al amparo de contratos de venta, los cuales establecen acuerdos para ambas partes (por ejemplo, precio; cantidad; programación anual de entrega; multas en caso de incumplimientos). El momento concreto en que un cliente obtiene el control, toma lugar cuando los productos han sido enviados punto de entrega, el cual corresponde a la estación de recepción Quillota para clientes Santiago y estación de recepción en Panta Satélite de Regasificación de ENAP en Pemuco para clientes zona Sur. No hay componentes financieros, debido a que la venta es realizada con un periodo promedio de cobro de 15 días promedio. El cual está de acuerdo a prácticas normales de mercado.

Otros ingresos operacionales:

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

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

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 a todo evento, 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 nominales de salarios futuros. Para determinar dicho cálculo el 31 de diciembre de 2017, se ha utilizado una tasa de descuento nominal del 6,02% anual (5,91% anual al 31 de diciembre de 2016).
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 cierre 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 (patrimonio) o proviene de una combinación de negocios. Cuando el impuesto diferido nace producto de una combinación de negocio, 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 revierten 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 – El grupo ha aplicado la adopción anticipada de la NIIF 16 "arrendamientos", para lo cual midió los pasivos por arrendamiento y los activos de derecho de uso sobre activos subyacentes en los arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos por referencia a los pagos del arrendamiento por el resto del plazo del contrato de arrendamiento usando la opción de registrar el activo en un monto igual al pasivo según lo permitido por NIIF16: C8 (b); y también determinó la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial (1 de enero de 2017) de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso; los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial van a incurrir en gastos de amortización a través del período del contrato o la vida útil del activo, el que sea menor.

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 compromisos medioambientales establece que cuando estos forman parte de un proyecto de inversión se activan como parte del proyecto, y cuando no forman parte de un proyecto de inversión se reconocen con cargo a resultados del ejercicio.

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 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$ 2.330.489 por el pago de impuestos específicos a los combustibles en la filial Enap Refinerías S.A., correspondientes al año 2017 y MUS$2.154.996 por el año 2016.
- 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.

Los cambios en los pasivos que surgen de actividades de financiación se muestran en el siguiente cuadro de conciliación:

Pasivos que se originan de actividades de finaciamiento	Saldo al 01/01/2017 (1)	Flujos de efectivo de financiamiento		Cambios que no representan flujos de efectivo					Saldo al 31/12/2017 (1)
		Provenientes	Utilizados	Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Nuevos Instrumentos financieros	Otros cambios (2)	Otros Flujos (3)	
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Préstamos bancarios (Nota 23.b.ii)	1.057.855	660.790	(903.007)	-	1.844	-	(3.290)	-	814.192
Obligaciones con el público no garantizadas (Nota 23.b.iii)	2.752.095	843.884	(83.585)	-	91.999	-	20.152	-	3.624.545
Pasivo por arrendamiento (Nota 18 y Nota 23.b.iv)	-	-	19.057	-	-	105.573	6.397	-	131.027
Instrumentos derivados de cobertura (Nota 23.a)	197.360	-	(10.211)	7.891	(99.969)	7.533	(22.779)	-	79.825
Total	**4.007.310**	**1.504.674**	**(977.746)**	**7.891**	**(6.126)**	**113.106**	**480**	**-**	**4.649.589**

(1) Saldo correspondiente a la porción corriente y no corriente
(2) Incluye devengamiento de intereses
(3) Las liquidaciones por coberturas de crudo y productos son incorporadas en el Flujo de efectivo utilizados en actividades de operación.

3.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes enmiendas a NIIF han sido adoptadas en estos estados financieros:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
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
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 NIIF 12	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017

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. Ciertas revelaciones adiciones requeridas por NIC 7 han sido incluidas en Nota 3.1 ab).

b) Las siguientes NIIF han sido adoptadas en forma anticipada en estos estados financieros:

Enmiendas a NIIF	**Fecha de aplicación obligatoria**
NIIF 15, *Ingresos procedentes de contratos con clientes*	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 16, *Arrendamientos*	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

La aplicación de NIIF 15 en forma anticipada no ha tenido efecto en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, sin embargo, la aplicación de NIIF 16 en forma anticipada si ha tenido efecto en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, tal como se indica en 3.3. y Nota 18.

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

Nuevas NIIF	**Fecha de aplicación obligatoria**
NIIF 9, *Instrumentos Financieros*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 17, *Contratos de Seguros*	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021
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
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 y NIC 28)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.

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
CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

La administración está evaluando el impacto de la aplicación de NIIF 9, NIIF 17, CINIIF 22 y CINIIF 23, sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de los efectos que estas normas tendrán hasta que la administración realice una revisión detallada.

3.3 Adopción de la Norma Internacional de Información Financiera 16 "Arrendamientos"

En enero de 2016 el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés), emitió la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 16 "Arrendamientos". La NIIF 16 reemplaza a la Norma Internacional de Contabilidad 17 "Arrendamientos", la Interpretación del Comité de Interpretaciones de Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) 4 "Determinación de si un Acuerdo contiene un Arrendamiento", la Interpretación del Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Contabilidad (SIC) 15 "Arrendamientos Operativos-Incentivos" y la SIC 27 "Evaluación de la Esencia de las Transacciones que Adoptan la Forma Legal de un Arrendamiento". La NIIF 16 establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los arrendamientos.

La NIIF 16 se aplica a periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. Se permite la aplicación anticipada para entidades que apliquen la NIIF 15 "Ingresos de Actividades Ordinarias procedentes de Contratos con Clientes" antes de la fecha de aplicación inicial de la NIIF 16.

La Empresa ha adoptado anticipadamente a partir del 1 de enero de 2017, NIIF 16, Arrendamientos, en conformidad con los requisitos de transición (como se explica a continuación). La fecha de aplicación inicial es el 1 enero 2017. El cambio en la política contable se ha hecho de acuerdo con las directrices de transición, con la excepción del hecho de que la Empresa no ha seguido tal orientación de transición ni incluyó la divulgación apropiada basada en dicha orientación transitoria en sus estados financieros consolidados y para el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2017.

La normativa establece tres opciones para la transición durante la adopción de la NIIF 16, "Arrendamientos", las cuales son las siguientes: **1) Retrospectivo -** inicialmente aplicar retrospectivamente el estándar con el efecto acumulativo reconocido en resultados acumulados de apertura en la fecha de aplicación inicial; **2) Puesta al día acumulado -** reconocer un pasivo por arrendamiento en la fecha de aplicación inicial para arrendamientos clasificados previamente como arrendamientos operativos aplicando NIC 17. El arrendatario deberá medir el pasivo por arrendamiento al valor presente de los pagos restantes; **2a) Medición de activo al comienzo del arrendamiento -** reconociendo un activo en derecho de uso en la fecha de aplicación inicial de arrendamientos clasificados previamente como un arrendamiento operativos aplicando la NIC 17; **2b) Medición de activo igual al pasivo por arrendamiento -** reconociendo el derecho de uso sobre activo en un importe igual al pasivo por arrendamiento del contrato de arrendamiento a la fecha de aplicación inicial ajustada por cualquier pago de arrendamiento devengados o prepago.

El Grupo ENAP tomó la **opción 2b)** es decir, reconoció un activo en un monto igual al pasivo según lo permitido por NIIF16: C8 (b) (ii); y también determinó la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial (1 de enero 2017) de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso; Adicionalmente, los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial van a incurrir gastos de depreciación a través del período del contrato o la vida útil del activo, cualquier sea menor.

La tasa de interés incremental promedio ponderado aplicada a los pasivos de arrendamiento reconocidos el 1 de enero de 2017 son:

	Plazo	
	3 - 5 años	**8 - 20 años**
UF	1,82%	2,05%

	Plazo	
	3 - 5 años	**8 - 10 años**
US$	3,53%	3,97%

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, 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 2017, se resume en el siguiente cuadro, desglosada entre deuda a tasa fija y deuda a tasa variable – Pre Hedge:

En millones de US$	**Tasa fija**	**Tasa flotante**	**Totales**
Deuda bancaria corto plazo	-	489	489
Deuda bancaria largo plazo	25	230	255
Bonos internacionales	2.821	-	2.821
Bonos locales	883	-	883
Totales	3.729	719	4.448

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 2017.

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$ 124.517 de la deuda bancaria.

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 afecto a las fluctuaciones de la tasa de interés LIBO asciende a MUS$ 594.983, es decir, el 13,38% 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$ 5.950.

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 2017 asciende a UF 22.250.000 (equivalente a MUS$ 969.920 al 31 de diciembre de 2017). A partir de dicho monto y de las paridades CLP/US$ y CLP/UF vigentes en dicha fecha, una variación de $50 en el tipo de cambio CLP/US$ produciría los siguientes efectos en el valor bonos:

Tipo de Cambio	Variación en Valorización Bonos MUS$
Aumenta en $50 ($664,75)	72.954
Disminuye en $50 ($564,75)	(85.872)

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 y CHF 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. El nocional cubierto asciende a MUS$ 1.103.4764.

Por otra parte, el saldo al 31 de diciembre de 2017 de cuentas por cobrar correspondientes a ventas locales ascendió al equivalente de MUS$ 529.092. Lo anterior implica que un aumento del tipo de cambio de $50 produciría una disminución del valor en dólares de las cuentas por cobrar de aproximadamente MUS$ 39.796.

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 65 millones de bbl al año, una variación de US$ 1 / bbl en el crack tendría, ceteris paribus, un efecto en resultados de MUS$ 65.000.

Como estrategia central para enfrentar el riesgo de variación del margen de refinación, Grupo ENAP ha orientado sus inversiones al incremento de su flexibilidad productiva y de la calidad de sus productos. Hasta ahora no se han contratado derivados financieros para fijar el margen de refinación, pero se están monitoreando permanentemente los niveles de precio ofrecidos por el mercado.

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

El Grupo ENAP importa en promedio aproximadamente 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 se correlacionan estrechamente 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 administración y 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 US$ 100 millones con Santander Bank, NA (ii) una línea de crédito comprometida por CLP $ 25.000 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 2017:

En millones de US$	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023 y +**	**Totales**
Deuda financiera corto plazo	489	-	-	-	-	-	489
Deuda financiera largo plazo	58	69	69	54	5	-	255
Bonos internacionales	221	115	175	410	-	1.900	2.821
Bonos locales	-	425	-	-	-	458	883
Totales	768	609	244	464	5	2.358	4.448

Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver nota 23.

La siguiente tabla muestra el perfil de vencimientos de capital de las otras obligaciones financieras del Grupo ENAP vigentes el 31 de diciembre de 2017:

En millones de US$	2018	2019	2020	2021	2022	2023 y sgtes.	Totales
Cuentas por pagar comerciales	875	1	-	-	-	-	876
Cuentas por pagar entidades relacionadas	19	-	-	-	-	-	19
Derivados de cobertura	83	14	19	-	21	3	140
Totales	977	15	19	-	21	3	1.035

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 específica 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 específica 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 2017, la exposición total del Grupo ENAP a los deudores por venta ascendía a MUS$ 711.153 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 2017 asciende a MUS$ 15.145.

Información respecto a la Gestión de capital se encuentra en Nota 27.

5. ESTIMACIONES Y JUICIOS CONTABLES CRITICOS

Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

Estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible sobre los hechos analizados, sin embargo, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja), lo que se haría conforme a lo establecido en la NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo en el ejercicio los efectos del cambio de la estimación, si la revisión afecta sólo el presente ejercicio, o en el ejercicio de revisión y 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 2017 la filial en Argentina realizó un test de deterioro a las inversiones en campos petrolíferos Pampa del Castillo-La Guitarra y Campamento Central Cañadón Perdido, determinándose un deterioro bruto con cargo a otros egresos, por MUS$ 34.389 y MUS$ 21.800, respectivamente.

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. La determinación de la reserva de crudo y gas se efectúa través del uso apropiado de los principios y técnicas de evaluación geológica y de ingeniería de petróleo que concuerdan con las prácticas reconocidas en la industria y en conformidad con las definiciones establecidas por la PRMS en 2007 (Petroleum Resources Management System). Estos estudios efectuados por nuestros especialistas son auditados regularmente por empresas especializadas y mundialmente reconocidas.

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.

7. **Provisiones por litigios y otras contingencias -** El Grupo ENAP realiza juicios y estimaciones al registrar costos y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales, principalmente saneamiento de fosas, 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.

8. 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.

6. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS

Al 31 de diciembre de 2017 no se han efectuado Combinaciones de negocio. Al 31 de diciembre de 2016 se efectuó la siguiente operación de 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 hidrotratamiento 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, para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, los ingresos de actividades ordinarias consolidados hubieran 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 (31 de diciembre de 2016):

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 16.

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.

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) 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.

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 2017 y 2016:

Al 31 de diciembre de 2017 **Rubro**	**A valor razonable con cambio en resultado** MUS$	**Mantenidos hasta el vencimiento** MUS$	**Préstamos y cuentas por cobrar** MUS$	**Disponibles para la venta** MUS$	**Derivados de cobertura** MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	91.496	-	-	-	-
Otros activos financieros corrientes	807	-	-	-	-
Deudores comerciales y otras cuenta por cobrar	-	-	822.299	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	33.137	-	-
Total activos financieros corrientes	92.303	-	855.436	-	-
Otros activos financieros	-	13.788	961	-	-
Cuentas por cobrar, no corrientes	-	-	30.578	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	-	-	-	-
Total activos financieros no corriente	-	13.788	31.539	-	-

Al 31 de diciembre de 2016 **Rubro**	**A valor razonable con cambio en resultado** MUS$	**Mantenidos hasta el vencimiento** MUS$	**Préstamos y cuentas por cobrar** MUS$	**Disponibles para la venta** MUS$	**Derivados de cobertura** MUS$
Efectivo y equivalente 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	-	-

8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es la siguiente:

Detalle:	**31.12.2017** MUS$	**31.12.2016** MUS$
Caja	372	281
Bancos	71.719	55.671
Depósitos a plazo	19.405	10.152
Totales	91.496	66.104

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

Detalle:	**Moneda**	**31.12.2017** MUS$	**31.12.2016** MUS$
Efectivo y equivalentes al efectivo	US$	62.949	36.970
Efectivo y equivalentes al efectivo	Ch$	12.126	12.360
Efectivo y equivalentes al efectivo	AR$	10.352	5.451
Efectivo y equivalentes al efectivo	EG £	6.069	11.323
Totales		91.496	66.104

Los depósitos a plazo e inversiones en pactos tienen un plazo de vencimiento 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 2017 y 2016, no existen sobregiros bancarios, registrados como Efectivo y efectivo equivalente.

9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

		Corrientes		**No Corrientes**	
Detalle:		**31.12.2017** MUS$	**31.12.2016** MUS$	**31.12.2017** MUS$	**31.12.2016** MUS$
Derivados de cobertura	(a)	-	55	-	-
Inversión en otras sociedades	(b)	-	-	13.762	13.762
Bonos de la Nación Argentina	(c)	807	11.678	-	-
Otros por cobrar		-	-	987	153
Totales		807	11.733	14.749	13.915

(a) Ver detalle en nota 23 a).

(b) El detalle de las inversiones en otras sociedades al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Detalle:	País de Origen	Participación 2017 %	Participación 2016 %	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 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 31.12.2017 MUS$	Total corriente 31.12.2016 MUS$	Total no corriente 31.12.2017 MUS$	Total no corriente 31.12.2016 MUS$
BONAD 2020	Argentina	01.10.2020	8,00	8,00	807	-	-	-
BONAR 2024	Argentina	07.05.2024	8,75	8,75	-	11.678	-	-
Totales					807	11.678	-	-

BONAR 2020, Títulos de valor en dólares con valor nominal equivalentes a MUS$ 765, con vencimiento en 2020, estos títulos incluyen restricciones de venta, de modo tal que hasta el mes de diciembre de 2017 inclusive, Enap Sipetrol Argentina S.A., no puede vender más de un 3% mensual. A partir del año 2018, no existirán restricciones para la venta de los BONAR 2020.

BONAR 2024, Títulos de valor en dólares con una tasa anual de 8,75%, estos títulos fueron liquidados una vez levantadas las restricciones de venta, lo cual ocurrió durante el año 2017.

10. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES Y NO CORRIENTES

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Detalle:	Corrientes 31.12.2017 MUS$	Corrientes 31.12.2016 MUS$	No corrientes 31.12.2017 MUS$	No corrientes 31.12.2016 MUS$
Arriendos de naves pagados por anticipado	5.075	4.085	-	-
Gastos pagados por anticipado SS/EE Torquemada	582	582	2.812	3.392
Seguros pagados por anticipado	16.867	12.431	-	-
Catalizadores y platino para catalizador	-	-	23.978	32.519
Otros	1.804	217	917	918
Total	24.328	17.315	27.707	36.829

11. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Detalle:	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Deudores por ventas	711.154	555.570	-	-
Deudores varios	65.464	66.418	15	14
Otros deudores	60.826	37.251	30.563	23.103
Estimación deudores incobrables	(15.145)	(15.177)	-	-
Totales	822.299	644.062	30.578	23.117

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:

	31.12.2017	31.12.2016
	MUS$	MUS$
De 1 día hasta 5 días	17.992	1.208
De 6 día hasta 30 días	3.888	27.568
De 31 días hasta 60 días	6.557	5.329
De 61 días hasta 90 días	12.593	6.742
Más de 91 días hasta 1 año	32.836	69.604
Más de 1 año	15.531	3.572
Totales	89.397	114.023

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 G&E tiene un promedio de cobro de 15 y 20 días y 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 2017 y 2016, es el siguiente:

	31.12.2017	31.12.2016
Antigüedad de la provisión	MUS$	MUS$
Hasta 90 días	-	(13.895)
Más de 1 año	(15.145)	(1.282)
Totales	(15.145)	(15.177)

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 2017 y 2016 es suficiente.

12. SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Las cuentas por cobrar, por pagar y las transacciones con partes relacionadas al 31 de diciembre de 2017 y 2016, son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar corrientes y no corrientes:

Corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	US$	21.252	28.611
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	6.687	14.745
0-E	Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.	Argentina	Asociada	US$	510	632
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$	801	560
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$	954	827
Totales					33.137	48.636

No corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energeticas S.A.	Chile	Asociada	US$	-	674
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	-	392
Totales					-	1.066

Los saldos por cobrar no corrientes a Innergy Soluciones Energéticas S.A. y a GNL Chile S.A., al cierre del ejercicio 2016, tenían establecido un interés de Libor base 360 + 3% y Libor base 180 + 3%, respectivamente.

b) Cuentas por pagar corrientes:

RUT	Sociedad	País	Relación	Moneda	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Asociada	US$	2.350	1.913
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	12.050	8.036
61.704.000-k	Codelco	Chile	Indirecta	US$	5.680	2.550
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	US$	-	105
-	Otras			US$	2	396
Totales					20.082	13.000

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	01.01.2017 31.12.2017 MUS$	01.01.2016 31.12.2016 MUS$	Efecto en resultados (Cargo) / Abono 31.12.2017 MUS$	Efecto en resultados (Cargo) / Abono 31.12.2016 MUS$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	338.698	316.353	-	-
				Anticipos por compra de gas	54.055	47.845	-	-
				Pago de préstamo	-	1.700	-	-
				Intereses devengados	-	22	-	22
				Dividendos percibidos	1.100	-	-	-
				Dividendos provisionados	1.500	-	-	
78.889.940-8	Norgas S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	-	625	-	-
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	45.770	42.807	-	-
				Venta de servicios	1	8	1	7
				Dividendos percibidos	3.809	3.389	-	-
				Dividendos provisionados	1.099	824	-	-
96.856.650-4	Innergy Holding S.A.	Chile	Asociada	Compra de gas natural	2.304	2.303	-	-
				Venta de productos	10.611	7.772	1.273	844
				Intereses	-	1	-	1
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Asociada	Abono pagare 2 y 3	-	633	-	-
				Pago pagare 2	675	-	-	-
				Intereses devengados	-	24	-	24
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	Asociada	Operación Planta	1.339	1.543	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Dividendos percibidos	5.745	6.083	-	-
96.655.490-8	Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	Chile	Asociada	Compra de servicios	4.156	3.879	-	-
				Dividendos percibidos	1.176	-	-	-
				Dividendos provisionados	-	657	-	-
61.979.830-9	Ministerio de Energía	Chile	Indirecta	Compensación de Gas	95.292	95.549	95.292	95.549
61.704.000-k	Codelco	Chile	Indirecta	Compra de energía	8.259	5.588	(8.259)	(5.588)

d) Remuneración pagada al Honorable Directorio

Directorio Actual			01.01.2017 31.12.2017	01.01.2016 31.12.2016
Nombre	**Rut**	**Cargo**	MUS$	MUS$
Andrés Ignacio Rebolledo Smitmans (1)	8.127.608-0	Presidente	-	-
Eduardo Bitrán Colodro	7.950.535-8	Vicepresidente	-	-
Jorge Fierro Andrade	9.925.434-3	Director	12	11
María Isabel González Rodríguez	7.201.750-1	Directora	15	12
Carlos Carmona Acosta	9.003.935-0	Director	15	12
Bernardita Piedrabuena Keymer	10.173.277-0	Directora	13	12
Paul Schiodtz Obilinovich	7.170.719-9	Director	13	10
Alberto Salas Muñoz	6.616.223-0	Director	8	-
Subtotal			76	57

Directores Anteriores			**01.01.2017 31.12.2017**	**01.01.2016 31.12.2016**
Nombre	**Rut**	**Cargo**	MUS$	MUS$
Alejandro Jadresic Miranovic	7.746.199-k	Director	10	6
Subtotal			10	6
Totales			**86**	**63**

(1) En virtud de la entrada en vigencia el pasado 1° de diciembre de 2017 de la Ley N° 21.025, que establece un Nuevo Gobierno Corporativo para ENAP, el Ministro de Energía, señor Andrés Rebolledo Smitmans dejó de presidir y de ser miembro del directorio de la Empresa, con fecha 30 de noviembre de 2017.

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 ejercicio 2017, ascienden a MUS$ 2.973 y considera las posiciones ejecutivas principales del Grupo; las remuneraciones brutas pagadas en ejercicio 2016, 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 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.

Con fecha 27 de julio de 2017 fue promulgada la Ley N° 21.025, que comenzará a regir el 1 de diciembre de 2017, la cual modifica el Gobierno Corporativo de ENAP y le otorga un nuevo sistema de gobernanza a la Empresa, estableciendo con claridad los roles de decisión, supervisión y ejecución de las decisiones.

13. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es la siguiente:

Detalle:	**31.12.2017** MUS$	**31.12.2016** MUS$
Petróleo crudo en existencias	365.851	228.045
Petróleo crudo en tránsito	64.383	61.249
Productos terminados	492.122	340.256
Productos en tránsito	39.833	25.994
Materiales en bodega y en tránsito	76.796	72.346
Totales	1.038.985	727.890

Información Adicional de Inventario	**01.01.2017 31.12.2017** MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
Costos de inventarios reconocidos en el ejercicio	(5.257.404)	(4.138.761)

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se incluye formando parte de los materiales en bodega se incluye una provisión de obsolescencia por MUS$ 20.000.

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes:	**31.12.2017 MUS$**	**31.12.2016 MUS$**
IVA Crédito Fiscal	193.766	118.838
Impuestos por recuperar extranjeros	13.895	5.410
Impuesto específico a los combustibles	1.237	2.491
Derechos de aduana	1.423	1.187
Pagos provisonales mensuales, neto	4.015	2.415
Otros impuestos por recuperar	3.397	4.415
Otros impuestos varios	-	504
Totales	217.733	135.260

Pasivos por impuestos corrientes:	**31.12.2017 MUS$**	**31.12.2016 MUS$**
Impuesto específico a los combustibles	63.630	53.575
Impuestos de retención	5.054	4.989
Regalías y derechos de explotación	7.115	2.589
Impuestos a la renta por pagar, neto	28.412	11.064
Otros impuestos varios	1.471	2.063
Totales	105.682	74.280

b) Activos y pasivos por impuestos diferidos: El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

	Activos netos por Impuestos Diferidos			
	31.12.2017		**31.12.2016**	
Diferencia temporal:	**Activos** MUS$	**Pasivos** MUS$	**Activos** MUS$	**Pasivos** MUS$
Relativos a pérdidas fiscales	923.440	-	837.910	-
Relativos a otras provisiones	77.948	-	57.640	-
Relativos a propiedades, planta y equipo	51.904	72.980	50.478	69.837
Relativos a derechos de uso	43.972	-	2.014	2.685
Relativos a arrendamientos	-	43.457	-	-
Relativos a reservas de cobertura	19.071	-	20.828	-
Relativos a provision materiales	22.430	-	21.978	-
Relativos a gastos diferidos	-	85.929	-	78.012
Relativos a obligaciones por indemnizaciones	-	1.998	-	5.583
Subtotal	1.138.766	204.364	990.848	156.117
Total Activos netos	934.402	-	834.731	-

Diferencia temporal:	**Pasivos netos por Impuestos Diferidos**			
	31.12.2017		**31.12.2016**	
	Activos MUS$	**Pasivos** MUS$	**Activos** MUS$	**Pasivos** MUS$
Relativos a pérdidas fiscales	13.505	-	27.887	-
Relativos a otras provisiones	14.991	-	-	-
Relativos a depreciaciones	-	43.725	-	98.084
Relativos a otros	-	7.627	-	-
Subtotal	28.496	51.352	27.887	98.084
Total Pasivos netos	-	22.856		70.197

Movimientos en importe reconocido en estado de situación financiera	**31.12.2017** MUS$	**31.12.2016** MUS$
Importe reconocido en el resultado del ejercicio	142.295	74.193
Importe reconocido en otros resultados integrales	594	2.631
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	-	(57.353)
Importe en otros rubros	4.123	(1.038)
Cambios en activos y pasivos por impuestos diferidos,	147.012	18.433

c) Beneficio (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 2017 y 2016, es el siguiente:

Beneficio (gasto) por Impuestos Corrientes a las Ganancias	**01.01.2017 31.12.2017** MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes	(38.706)	(17.481)
Otro (gasto) ingreso por impuesto corriente	(1.449)	(1.290)
Gasto (Ingreso) por impuestos corrientes, neto, total	(40.155)	(18.771)
Ingreso diferido por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	142.295	74.193
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, total	142.295	74.193
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	102.140	55.422
Beneficio (gasto) por Impuestos Diferidos a las Ganancias por Partes Extranjeras y Nacional, Neto		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, extranjero	(10.565)	(9.730)
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes, neto, nacional	(29.589)	(9.041)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(40.154)	(18.771)
Ingreso (gasto) por impuestos diferidos, neto, extranjero	29.523	1.100
Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional	112.772	73.093
Ingreso por impuestos diferidos, neto, total	142.295	74.193

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva

	01.01.2017 31.12.2017	01.01.2016 31.12.2016
	MUS$	MUS$
Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa legal	19.621	(30.518)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	15.514	6.869
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	(16.204)	18.428
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(2.082)	798
Efecto impositivo de cambio en la tasa de impuesto	2.745	-
Efecto impositivo impuesto único Ley 2398	72.937	65.864
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	9.609	(6.019)
Ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal, total	82.519	85.940
Ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa efectiva	102.140	55.422

d) Resultados y tasas impositivas

	01.01.2017 31.12.2017		01.01.2016 31.12.2016	
Ganancia	**Subtotal** MUS$	**Total** MUS$	**Subtotal** MUS$	**Total** MUS$
Resultados antes de impuestos		(78.484)		127.158
Impuesto a la renta		29.203		(10.442)
Impuesto a la renta	(17.309)		(1.392)	
Impuestos diferidos	27.867		(420)	
Impuestos pagados en el exterior	18.645		(8.630)	
Resultado después de impuesto a la renta		(49.281)		116.716
Impuesto especial, D.L. 2398 - Tasa 40%		72.937		65.864
Impuesto a la renta (40%)	(7.609)		(5.995)	
Impuestos diferidos (40%)	80.546		71.859	
ganancia		23.656		182.580
Resultado atribuible a participación no controladora		948		1.284
Resultado atribuible a participación controladora		**22.708**		**181.296**

Información adicional:

La tasa utilizada en Chile es de 25,5% en 2017, 24% en 2016, 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".

Entre éstas se considera 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 de la Ley de Impuesto a la Renta ("LIR"), 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 Impuesto de Primera Categoría, 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, de acuerdo a Ley 2.398.

Reforma Tributaria en Argentina

Con fecha 29 de diciembre de 2017 el Congreso de la República Argentina promulgó la Ley de Reforma Tributaria Nº 27.430. Las principales modificaciones introducidas a los Impuesto a las Ganancias son:

i) La tasa del impuesto para sociedades de capital será 30% para los ejercicios iniciados el 01 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019 y del 25% para aquellos que se inicien el 01 de enero de 2020 en adelante. Asimismo, los dividendos que se distribuyan se gravarán a una alícuota del 7% y 13% para los períodos citados, respectivamente.

ii) Se elimina la aplicación del impuesto de igualación para los resultados generados por los ejercicios iniciados a partir del 01/01/2018, continuando vigente para los anteriores.

iii) Se establece un mecanismo de actualización del costo para bienes adquiridos o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 01 de enero de 2018.

15. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

A continuación, se presenta un detalle de las inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación y los movimientos de éstas al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

a) Detalle de las inversiones:

Sociedades	Actividad Principal	País de Origen	Moneda	Participación 2017 %	Participación 2016 %
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	15,41	18,30
GNL Chile S.A.	Almacenamiento, procesamiento y regasificacion 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
Innergy Holding S.A.	Explotar 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
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 2017

Sociedades	Saldo inicial 01.01.2017 MUS$	Adiciones MUS$	Participa-ción en resultado MUS$	Dividendos MUS$	Diferencia conversión MUS$	Otros Incremento (Decremento) MUS$	Saldo final 31.12.2017 MUS$
A&C Pipeline Holding	152	-	-	-	-	-	152
Compañía Latinoamericana Petrolera S.A.	243	-	(10)	-	22	-	255
Empresa Nacional de Geotermia S.A.	1.518	-	(180)	-	-	-	1.338
Forenergy S.A.	239	-	-	-	(228)	16	27
Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A.	2.578	-	294	-	-	-	2.872
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	8.025	-	1.745	-	-	-	9.770
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	1	-	5	-	-	(5)	1
Geotérmica del Norte S.A.	73.543	-	836	-	-	951	75.330
GNL Chile S.A.	5.956	-	1.298	(2.600)	-	-	4.654
GNL Quintero S.A.	6.529	-	7.146	(6.614)	-	2.651	9.712
Innergy Holding S.A.	5.646	-	3.084	-	-	-	8.730
Norgas S.A.	1.835	-	168	-	(25)	186	2.164
Oleoducto Trasandino (Argentina) S.A.	2.479	-	5	-	-	-	2.484
Oleoducto Trasandino (Chile) S.A.	2.106	-	533	(479)	-	3.770	5.930
Sociedad Nacional de Oleoducto S.A.	10.782	-	3.773	(3.992)	1.178	-	11.741
Totales	121.632	-	18.697	(13.685)	947	7.569	135.160

Al 31 de diciembre de 2016

Sociedades	Saldo inicial 01.01.2016 MUS$	Adiciones MUS$	Participa-ción en resultado MUS$	Dividendos MUS$	Diferencia conversión MUS$	Otros Incremento (Decremento) MUS$	Saldo final 31.12.2016 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

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.

-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.

Respecto a la inversión en la sociedad Geotérmica del Norte S.A., aun cuando la participación a diciembre de 2017 es menor al 20%, ENAP mantiene un director, de un total de cuatro.

Inversiones en MUS$ 1

Al 31 de diciembre de 2016 la participación en Gasoducto del Pacífico Cayman Ltd. se presenta a MUS$ 1 ya que a esa fecha de cierre mantenía déficit de patrimonio.

Cambios y/o modificación de la participación en asociadas

- En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017, en Geotérmica del Norte S.A. se realizaron aumentos de capital por MUS$ 80.000, ENAP no concurrió en estos aportes, disminuyendo su participación a un 15,41%. Durante el año 2016 se realizaron aumentos de capital por MUS$ 170.000, no concurriendo ENAP, disminuyendo su participación ese año 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 6.

d) Detalle de información financiera

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

		Al 31 de diciembre de 2017					
Sociedades	**Participación %**	**Activos Corrientes MUS$**	**Activos No Corrientes MUS$**	**Pasivos Corrientes MUS$**	**Pasivos No Corrientes MUS$**	**Ingresos MUS$**	**Utilidad/ (Pérdida) MUS$**
Geotérmica del Norte S.A.	15,41	69.092	446.221	26.068	415	12.718	5.421
Gnl Chile S.A.	33,33	115.907	242	102.185	-	1.059.970	3.895
Gnl Quintero S.A.	20,00	352.336	899.672	35.759	1.167.692	196.260	35.731
Sonacol S.A.	10,06	8.534	306.222	67.180	130.884	80.932	37.501
Otras inversiones	-	81.279	109.647	17.498	51.719	35.204	22.035
Total		**627.148**	**1.762.004**	**248.690**	**1.350.710**	**1.385.084**	**104.583**

		Al 31 de diciembre de 2016					
Sociedades	**Participación %**	**Activos Corrientes MUS$**	**Activos No Corrientes MUS$**	**Pasivos Corrientes MUS$**	**Pasivos No Corrientes MUS$**	**Ingresos MUS$**	**Utilidad/ (Pérdida) MUS$**
Geotérmica del Norte S.A.	18,30	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	-	86.142	51.160	14.962	28.975	33.664	7.416
Total		**569.147**	**1.644.496**	**267.249**	**1.294.359**	**1.210.065**	**84.405**

16. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los movimientos de los rubros de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

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 2017	230.342	11.593	1.313.078	48.381	326.887	1.166.774	40.584	3.137.639
Adiciones	-	-	21.607	-	207.828	482.988	13.610	726.033
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	-	-	-	-	-	(40.479)	-	(40.479)
Castigos y bajas	-	-	(856)	-	-	(63.328)	-	(64.184)
Deterioros	-	-	-	-	-	(56.189)	-	(56.189)
Gasto por depreciación	-	(1.356)	(218.789)	(8.170)	-	(186.251)	(11.476)	(426.042)
Estudios geológicos y costos no absorbidos	-	-	-	-	-	(1.896)	-	(1.896)
Transferencias	-	1.441	96.819	4.696	(99.684)	(5.477)	2.205	-
Otros incrementos (decrementos)	-	-	11.493	-	4	(45.336)	(371)	(34.210)
Cambios, total	-	85	(89.726)	(3.474)	108.148	84.032	3.968	103.033
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	230.342	11.678	1.223.352	44.907	435.035	1.250.806	44.552	3.240.672

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 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	-	-	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 dictiembre de 2016	230.342	11.593	1.313.078	48.381	326.887	1.166.774	40.584	3.137.639

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**31.12.2017** MUS$	**31.12.2016** MUS$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	72.026	70.586
Planta y equipos	3.468.808	3.396.514
Instalaciones	130.128	125.785
Construcción en curso	435.035	326.887
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	4.756.728	4.489.164
Otros	154.609	171.137
Totales	9.247.676	8.810.415

Propiedades, Planta y Equipo, Depreciación Acumulada	**31.12.2017**	**31.12.2016**
	MUS$	MUS$
Edificios	60.348	58.993
Planta y equipos	2.245.456	2.083.436
Instalaciones	85.221	77.404
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	3.505.922	3.322.390
Otros	110.057	130.553
Totales	6.007.004	5.672.776

Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**31.12.2017**	**31.12.2016**
	MUS$	MUS$
Terrenos	230.342	230.342
Edificios	11.678	11.593
Planta y equipos	1.223.352	1.313.078
Instalaciones	44.907	48.381
Construcción en curso	435.035	326.887
Inversiones en E&P (Exploración y Producción)	1.250.806	1.166.774
Otros	44.552	40.584
Totales	3.240.672	3.137.639

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 2017 corresponden principalmente a construcción de Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua, además de mantención de estanques y ductos.

b) Activos en leasing financiero: Con fecha octubre de 2016, el H. Directorio autorizó la venta de las oficinas corporativas de ENAP, adquiridas mediante un contrato de leasing con opción de compra con el Banco Santander (Chile), por lo que, al 31 de diciembre de 2016, estas instalaciones se encuentran clasificadas bajo el rubro "Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta". La venta del inmueble se materializó durante el primer semestre de 2017.

c) Costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación: El Grupo ENAP como parte de sus costos de activo fijo mantiene activados gastos de desmantelamiento de plataformas y campos petroleros, por un monto neto al 31 de diciembre de 2017 de MUS$ 9.494 y al 31 de diciembre de 2016 de MUS$ 9.226, respectivamente.

d) Capitalización de intereses: El Grupo ENAP durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2017 ha activado intereses por un monto de MUS$ 11.162 provenientes del financiamiento utilizado en la construcción de la Planta Cogeneradora en Refinería Aconcagua y en el Proyecto PIAM, Argentina (MUS$ 3.629 al 31 de diciembre de 2016).

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:

	01.01.2017 31.12.2017 MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
En costos de venta	411.458	379.338
En costos de distribución	13.553	11.723
En gastos de administración	1.032	1.343
Totales	426.042	392.404

g) Deterioro activos: ver nota 19.

h) Otros incrementos (decrementos): Al 31 de diciembre de 2017 se incluyen principalmente reclasificación de los Catalizadores desde el rubro "Otros activos financieros no corriente", además la reclasificación a "Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta" de las inversiones de la filial Sipetrol Angentina en campos petrolíferos Pampa del Gastillo – La Guitarra. Al 31 de diciembre de 2016 se incluyen principalmente, la adquisición de los activos en la filial de Petrofaro S.A., además de la reclasificación a "Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta" de las oficinas corporativas de ENAP, inmueble que materializó su venta durante el primer semestre de 2017.

i) Combinación de negocios: Al 31 de diciembre de 2016, corresponde a los activos provenientes de la combinación de negocios materializada entre nuestra Filial Enap Refinerías S.A. y Petropower Energía Ltda. el 7 de diciembre de 2016. Ver Nota 6 "Combinación de negocios".

j) 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 2017 y 2016, es el siguiente:

	Porcentaje de participación		Inversión neta antes de deterioro operaciones conjuntos		Menos: pérdidas por deterioro		Inversión neta operaciones conjuntos	
Operaciones Conjuntos	**31.12.2017**	**31.12.2016**	**31.12.2017**	**31.12.2016**	**31.12.2017**	**31.12.2016**	**31.12.2017**	**31.12.2016**
	%	%	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
a. Explotación								
Área Magallanes (*)	50,00	50,00	365.835	214.397	-	-	365.835	214.397
Campamento Central Cañadón Perdido (*)	50,00	50,00	87.374	85.908	42.700	20.900	44.674	65.008
Cam 2A Sur (*)	50,00	50,00	119	118	-	-	119	118
East Rast Qattara (*)	50,50	50,50	22.037	28.245	-	-	22.037	28.245
Petrofaro S.A. (*)	50,00	-	2.567	-	-	-	2.567	-
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (*)	33,33	33,33	-	-	-	-	-	-
Bloque 2 - Rommana	40,00	40,00	8.447	8.571	8.447	8.447	-	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			513.641	364.501	78.409	56.609	435.232	307.892

Adicional a lo anterior, al 31 de diciembre de 2017 y 2016, las filiales de Enap Sipetrol S.A., en Argentina y Ecuador, operan los siguientes negocios:

	Porcentaje de Participación		Inversión neta antes de deterioro otros negocios		Menos: Pérdidas por deterioro		Inversión neta otros negocios	
Otros Negocios	**31.12.2017**	**31.12.2016**	**31.12.2017**	**31.12.2016**	**31.12.2017**	**31.12.2016**	**31.12.2017**	**31.12.2016**
	%	%	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Pampa el Castillo (*)	100,00	100,00	-	76.995	-	-	-	76.995
Paraíso, Biguno, Huachito (*)	100,00	100,00	37.317	61.221	-	-	37.317	61.221
Mauro Dávalos Cordero (*)	100,00	100,00	77.201	60.596	-	-	77.201	60.596
Intracampos (*)	100,00	100,00	45.157	20.553	-	-	45.157	20.553
El Turbio Este	100,00		2.057	-	-	-	2.057	-
Petrofaro		100,00	-	8.647	-	-	-	8.647
Totales			161.732	228.012	-	-	161.732	228.012

(*) Detalle y estado de cada uno de los proyectos se encuentra en Nota 20 y 21.

17. ACTIVOS DISPONIBLES PARA LA VENTA

Con fecha18 de abril de 2017, el Directorio de ENAP, autorizó a la Administración iniciar proceso de venta de la concesión de explotación Pampa del Castillo- La Guitarra en Argentina.

Con fecha 3 de octubre de 2017, la filial en Argentina, inició un proceso de venta de las inversiones, mediante la suscripción de un contrato de promesa para la venta con CAPEX S.A. para la cesión del 88% de la concesión de explotación Pampa del Castillo- La Guitarra, ubicada en la provincia de Chubut. El precio de la compraventa prometida asciende a MUS$ 33.000 (neto de inventarios) y se encuentra sujeta a la ocurrencia de ciertas condiciones precedentes que deberán cumplirse antes del 14 de febrero de 2018.

El saldo de activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2017, corresponde a la Inversión neta en Pampa del Castillo - la Guitarra, de acuerdo al siguiente detalle:

	31.12.2017 MUS$
Inversión antes de deterioro en Pampa del Castillo - la Guitarra	75.380
Menos: Pérdida por Deterioro	(34.389)
Inversión neta en Pampa del Castillo - la Guitarra	40.991

Al 31 de diciembre de 2016 en este rubro se presentan las oficinas corporativas de ENAP, el inmueble fue vendido durante el primer semestre de 2017.

18. DERECHOS DE USO Y OBLIGACIONES POR ARRENDAMIENTO

El Grupo ha adoptado anticipadamente, a partir del 1 de enero de 2017, la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 16 "Arrendamientos" optando por la medición de activo igual al pasivo por arrendamiento, y determinó la tasa de endeudamiento incremental de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso. Los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial consideran gastos de amortización a través del período del contrato o la vida útil del activo, el que sea menor.

a) Derechos de uso - Al 31 de diciembre de 2017, el movimiento del rubro Derechos de uso asociado a activos sujetos a NIIF 16 por clase de activo subyacente, es la siguiente:

	Contratos de operación terrestre MUS$	**Contratos de operación naviera** MUS$	**Contratos de operación aérea** MUS$	**Inmueble** MUS$	**Otros** MUS$	**Totales** MUS$
Saldos al 01 de enero de 2017	24.843	39.800	10.733	-	13.734	89.110
Amortización del ejercicio	(4.697)	(27.140)	(1.643)	(135)	(6.084)	(39.699)
Adiciones	2.481	62.746	-	14.677	1	79.905
Saldo al 31 de diciembre 2017	22.627	75.406	9.090	14.542	7.651	129.316

b) Pasivos por arrendamiento: El siguiente es un análisis de vencimiento de los pasivos de arrendamiento:

Al 31 de diciembre de 2017	**Corriente**	**No Corriente**			
Arrendamiento asociado a	**Total MUS$**	**+ 1 a 3 años MUS$**	**+ 3 a 5 años MUS$**	**+ de 5 años MUS$**	**Total MUS$**
Contratos de operación terrestre	4.406	6.157	2.250	10.263	18.670
Contratos de operación naviera	28.622	37.988	9.761	-	47.749
Contratos de operación aérea	1.528	3.242	3.459	1.036	7.737
Contrato por Inmueble	1.467	3.041	3.190	6.858	13.089
Otros	6.155	1.604	-	-	1.604
Totales	42.178	52.032	18.660	18.157	88.849

Al 31 de diciembre de 2017, el riesgo de liquidez asociado a estos vencimientos está cubierto con los flujos operacionales de la Empresa.

La Empresa no tiene restricciones asociados a los arrendamientos.

El Grupo ENAP tiene ciertos contratos, los cuales contienen opciones de renovación y para los cuales se tiene certidumbre razonable que se ejercerá dicha opción (indefinidamente o por un período indicado), el período de arrendamiento usado para efectuar la medición del pasivo y activo corresponde a dicho período salvo que sea la vida útil del bien involucrado menor, en cuyo caso la vida útil del bien está considerada como el plazo del contrato.

No existen convenios incorporados en los contratos de arrendamiento a ser cumplidos por la Empresa a través de la vida de dichos contratos.

La Empresa no tiene ningún otro flujo de efectivo al que está expuesto con respecto a los pasivos de arrendamiento anteriormente informados.

La siguiente tabla reporta el movimiento del ejercicio de la obligación por pasivos de arrendamiento y los flujos del ejercicio:

Pasivo de arrendamiento	**Flujo total de efectivo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 MUS$**
Saldos netos al 01 de enero de 2017	89.110
Pasivos de arrendamiento generados	79.904
Gasto por intereses	4.168
Pagos de capital	(37.987)
Pagos de intereses	(4.168)
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	131.027
Total Flujo de efectivo para el período terminado el 31 de diciembre de 2017, asociado con pasivos de arrendamiento	(37.987)

19. PÉRDIDAS POR DETERIORO Y PROVISIONES

i) Deterioro Activos

Durante el ejercicio 2017 se procedió a registrar deterioro en los bloques Pampa del Castillo y Campamento Central Cañadón Perdido, ambos de la Cuenca del Golfo San Jorge de la Filial ENAP Sipetrol Argentina S.A., áreas con producción exclusivamente de petróleo. El área Pampa del Castillo presenta un deterioro neto de valor por MUS$22.393, la cual se presenta como parte de los activos para la venta por un valor neto de US$ 40.991; y en cuanto al área Campamento Central Cañadón Perdido, en diciembre de 2017 registró un deterioro neto de MUS$14.170 como resultado del test de recuperabilidad de Activos.

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, la cual concluyo en el año 2010 y se encuentra 100% provisionada.

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.

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, ascendente a MUS$ 27.262, la cual se mantiene a la fecha actual.

El Consorcio luego de múltiples negociaciones para obtener la devolución de los gastos exploratorios invertidos ante NIOC, acordó suscribir un acuerdo para obtener el pago en especies (en crudo) por parte del gobierno Iraní. El pago en especies contempla un descuento en la factura de compra de crudo Iraní, sujeto a cumplimiento de ciertas variables de las que dependerá el valor de cada factura. Los pagos serán realizados a través de la compañía de trading de OMV ("OMV Trading"). Se trata de un contrato anual renovable hasta el pago total de la deuda, a razón de 2 cargamentos por trimestre por socio del Consorcio Bloque Mehr. ENAP a través de su filial Enap Sipetrol S.A. tomaría afirme cargamentos hasta el 30 de junio de 2018 y su número dependerá de la fecha de inicio del contrato. Cabe señalar que este acuerdo fue aprobado por el H. Directorio de ENAP. Desde un punto de vista contable, el reconocimiento del recupero de los gastos exploratorios se realizará a medida que la Empresa nomine los buques objeto de la transacción.

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	
	01.01.2017 31.12.2017	**01.01.2016 31.12.2016**
	MUS$	MUS$
Resultado por campañas exploratorias y pozos secos	40.479	62.642
Totales	40.479	62.642

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

20. 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 al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Operaciones conjuntos	Activos corrientes en operaciones conjuntos		Activos no corrientes en operaciones conjuntos		Pasivos corrientes en operaciones conjuntos		Pasivos no corrientes en operaciones conjuntos	
	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$
a. Explotación								
Área Magallanes (a)	92.235	56.230	371.585	219.795	236.999	76.066	196.747	155.445
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	37.485	8.839	47.541	67.522	35.443	22.847	13.623	16.956
Cam 2A Sur (c)	44	143	134	304	5.556	12.759	11.527	11.173
East Rast Qattara (d)	41.519	81.146	22.066	28.266	2.291	4.119	-	-
Petrofaro (e)	10.480	-	2.858	-	6.135	-	1.664	-
b. Exploración								
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	19	61	(78)	6	(107)	543	(96)	14
Bloque 2 - Rommana	-	177	-	124	4	34	15.838	-
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	-	-	-	-	229	229	26.229	-
Bloque Mehr (b)	-	-	-	-	-	-	-	-
Consorcio Bloque 28 (c)	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	181.782	146.596	444.106	316.017	286.550	116.597	265.532	183.588

A continuación, se detallan los ingresos ordinarios, costos y resultados de cada una de las operaciones conjuntas al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

Operaciones conjuntas	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$
a. Explotación						
Área Magallanes (a)	90.622	105.694	82.716	91.878	605	6.116
Campamento Central Cañadón Perdido (b)	48.715	41.931	68.551	44.739	(14.183)	(6.523)
Cam 2A Sur (c)	-	-	(64)	3.258	(632)	(5.619)
East Rast Qattara (d)	58.859	61.135	15.499	21.670	42.347	38.668
Petrofaro (e)	-	-	-	-	-	-
b. Exploración						
E2 (ex CAM3 y CAM1) (a)	-	-	321	418	(196)	(362)
Bloque 2 - Rommana	-	-	-	-	(126)	62
Bloque 8 - Sidi Abd El Rahman	-	-	-	-	-	6
Bloque Mehr (b)	-	-	-	-	-	-
Consorcio Bloque 28	523	506	-	-	-	-
Totales	198.719	209.266	167.023	161.963	27.815	32.348

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 Nº 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 Nº 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.

(e) Petrofaro - Área Faro Vírgenes

Con fecha 19 de mayo de 2016, la filial Enap Sipetrol Argentina S.A. adquirió Arpetrol International Financial Company, controladora del 100% de las acciones de Petrofaro S.A. (Ex Arpetrol Argentina S.A.), la cual es titular de la concesión CA-11 Área Faro Vírgenes, en la Cuenca Austral, otorgada por la provincia de Santa Cruz hasta el año 2026. En dicha concesión se ubica la planta de tratamiento de gas Faro Vírgenes, formando parte del proyecto PIAM, ubicada junto al yacimiento Área Magallanes y el Gasoducto General San Martín.

Con fecha 12 de enero de 2017 Enap Sipetrol Argentina S.A. cedió a YPF S.A. el 50% del paquete accionario de dicha sociedad por US$ 5,4 millones, pasando a tener control conjunto de la sociedad adquirida a partir de esta fecha.

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 septiembre 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 19. 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.
En 2017 se realizó operación de fracturamiento hidráulico y se construyó línea de flujo del pozo Cahuil ZG-1, sin éxito; Durante los meses de julio y agosto se licitó la construcción de la ubicación para el siguiente pozo Cahuil D. Se construyó Línea de Flujo de Cahuil ZG con una extensión aprox. de 2.500 mts.

Al término del mes de diciembre 2017, la inversión neta acumulada en el CEOP Bloque Dorado Riquelme alcanzó MMUS$ 286,1 y producción acumulada de 879,1 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.

Durante el año 2017 no se han realizado actividades operativas en el bloque, ni generado nuevas inversiones en este bloque.

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, a partir de la fecha de su entrada en vigencia.

La Inversión acumulada neta del Ceop Coirón al 31 de diciembre 2017 es de MUS$ 86.924, de los cuales ENAP ha invertido MUS$ 33.824.

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 2° 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. Al 31 de diciembre de 2017 no se han realizado actividades operativas en el bloque, así como nuevas inversiones.

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 2016 y primer trimestre año 2017, 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. Al 31 de diciembre de 2017 no se han realizado actividades operativas ni nuevas inversiones en el bloque.

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 acepto 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 Comité de Coordinación realizado en Diciembre 2016, se presenta el plan de trabajo del 2017. Al 31 de diciembre de 2017 no se han realizado 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 acepto 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 Comité de Coordinación de Diciembre 2016, se presenta el plan de trabajo del 2017 donde finalizarán los estudios planificados para el 2016 y se continuará con el análisis de la información existente. Ello a fin de evaluar nuevos prospectos en Terciario, Tobífera y Springhill. Al 31 de diciembre de 2017 no se han realizado 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 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.

A la fecha, ENAP se encuentra en proceso de salida del bloque.

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 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. Sin actividad entre al 31 de diciembre de 2017.

21. OTROS NEGOCIOS

A continuación se incluye un detalle de la información al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016 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	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Pampa el Castillo (a)	39.460	13.775	-	81.530	21.052	27.623	-	13.303
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	10.404	5.652	34.775	61.221	34.522	29.058	812	698
Mauro Dávalos Cordero (b)	45.143	24.522	150.887	95.786	149.790	126.082	3.525	3.029
El Turbio Este	-	-	2.057	-	-	-	-	-
Petrofaro	-	9.733	-	9.040	-	7.655	-	1.106
Totales	95.007	53.682	187.719	247.577	205.364	190.418	4.337	18.136

Proyectos	Ingresos ordinarios		Gastos ordinarios		Resultado	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Pampa el Castillo (a)	51.837	73.930	60.172	63.114	(31.803)	-1.098
Paraíso, Biguno, Huachito (b)	54.001	43.941	31.086	24.654	16.538	12.412
Mauro Dávalos Cordero (b)	69.428	53.303	29.888	32.337	29.355	9.379
Petrofaro	-	5.815	-	5.550	-	291
Totales	175.266	176.989	121.146	125.655	14.090	20.984

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 hidrocarburíferas 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) El Turbio Este

Con fecha 5 de septiembre de 2017 mediante el Decreto 0774/2017, el Gobierno de la Provincia de Santa Cruz adjudicó el Permiso Exploración del área El turbio Este a Enap Sipetrol Argentina S.A..

Conforme se estableciera en el "Participation and Bid Group Agreement" celebrado con la firma Conoco-phillips South America Ventures Ltd, se encuentra en proceso de negociación la cesión del 50% de la participación en el permiso de exploración y en los compromisos de inversión y un Joint Operating Agreement para realizar las actividades exploratorias asociadas al Área.

22. PROPIEDADES DE INVERSIÓN

El movimiento es el siguiente:

	31.12.2017 MUS$	**31.12.2016** MUS$
Saldo inicial, neto	7.461	7.551
Gasto por depreciación	(91)	(90)
Saldo final	7.370	7.461

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.

23. PASIVOS FINANCIEROS

El detalle de los pasivos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2017

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	-	-	882.194	78.016	960.210
Pasivos por arrendamientos, corrientes (Nota 18)	-	-	42.178	-	42.178
Cuentas por pagar comerciales y otra cuentas por pagar	-	-	866.214	-	866.214
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	20.082	-	20.082
Total pasivos financieros corrientes	-	-	1.810.668	78.016	1.888.684
Otros pasivos financieros, no corrientes	-	-	3.556.544	1.808	3.558.352
Pasivos por arrendamientos, no corrientes (Nota 18)	-	-	88.849	-	88.849
Otras cuentas por pagar, no corrientes	-	-	756	-	756
Total pasivos financieros no corriente	-	-	3.646.149	1.808	3.647.957

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

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:

	31.12.2017		31.12.2016	
Activos de cobertura	**Corriente**	**No Corriente**	**Corriente**	**No Corriente**
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	-	-	55	-
Cobertura de tasa de interés				
Garantías por Margin Call	-	953		
Totales	-	953	55	-

	31.12.2017		31.12.2016	
Pasivos de cobertura	**Corriente**	**No Corriente**	**Corriente**	**No Corriente**
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Cobertura de tipo de cambio				
Cobertura de flujo de caja	31.843	1.808	2.541	120.440
Garantías por Cross Currency Swap		-		(5.650)
Cobertura de tasa de interés				
Cobertura de flujo de caja	1.675	3.972	2.422	8.627
Garantías por Margin Call	(1.675)	(3.972)		
Cobertura de energía eléctrica				
Cobertura de flujo de caja	-	-	11.540	-
Cobertura de diferencial WTI / BRENT				
Cobertura de flujo de caja	46.173	-	57.440	-
Totales	78.016	1.808	73.943	123.417

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**	
			31.12.2017	**31.12.2016**
			MUS$	MUS$
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Obligaciones por bonos	(17.720)	(117.801)
Cross-Currency Swap	Tipo de cambio y Tasa de interés	Arrendamiento financiero	-	470
SWAP	Tasa de interés	Préstamos bancarios	953	(11.049)
SWAP	Contrato Energía Eléctrica	Costo de ventas	-	(11.540)
TSS	Petróleo crudo	Inventarios	(46.173)	(57.350)
SDI	Diferencial WTI - Brent	Inventarios	-	(90)
Forward	Tipo de cambio	Deudores comerciales	(15.931)	55
Totales			(78.871)	(197.305)

iii) Efecto en resultado de los derivados de coberturas

Los montos reconocidos en resultados y en resultados integrales al 31 de diciembre de 2017 y 2016, son los siguientes:

	Acumulado	
	01.01.2017 31.12.2017 MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
Abonos (cargos) reconocidos en Otros resultados integrales durante el ejercicio	14.392	(44.594)
Abonos (cargos) a resultados durante el ejercicio	(740)	41.944

iv) Otros antecedentes sobre instrumentos financieros

A continuación, se detallan los vencimientos de las coberturas

Al 31 de diciembre de 2017		**Nocional**						
Derivados financieros	**Valor razonable MUS$**	**2018 MUS$**	**2019 MUS$**	**2020 MUS$**	**2021 MUS$**	**2022 MUS$**	**2023 y siguientes MUS$**	**Total MUS$**
Cobertura de tipo de cambio								
Cobertura de flujo de caja	(33.651)	877.000	430.000	-	192.000	-	256.175	1.755.175
Cobertura de Energía Eléctrica								
Cobertura de flujo de caja	-	-						-
Cobertura de tasa de interés								
Cobertura de flujo de caja	953	-	-	303.706	-	-	-	303.706
Totales	(32.698)	877.000	430.000	303.706	192.000	-	256.175	2.058.881

	Valor razonable MUS$	**Miles de barriles MBbl**
Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja	(46.173)	20.350

Al 31 de diciembre de 2016		**Nocional**					
Derivados financieros	**Valor razonable MUS$**	**2017 MUS$**	**2018 MUS$**	**2019 MUS$**	**2020 MUS$**	**2021 MUS$**	**Total MUS$**
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	(139.865)	646.367	277.412	151.363	44.005	192.000	1.311.147

	Valor razonable MUS$	**Miles de barriles MBbl**
Cobertura de WTI - Brent y TSS: Cobertura de flujo de caja	(57.440)	22.290

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

v) Jerarquías del valor razonable

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

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

Las operaciones cross currency swap que cubren la exposición a la fluctuación del dólar de los pasivos financieros denominados en UF son valoradas como el valor presente de los flujos futuros en UF (activo) y US$ (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**		
	31.12.2017	**Nivel 1**	**Nivel 2**	**Nivel 3**
Instrumentos financieros medidos a valor razonable	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Activos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	953	-	953	-
Pasivos de cobertura: Cobertura de flujo de caja	79.824	-	79.824	-

	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	-

b) Préstamos que devengan intereses

i) Resumen de préstamos - El resumen de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
No garantizadas:				
Préstamos de entidades financieras	549.122	622.839	196.089	252.748
Sobregiros bancarios (a)	68.981	16.403	-	-
Obligaciones con el público	264.091	113.060	3.360.455	2.639.035
Arrendamientos				
Subtotales	882.194	752.302	3.556.544	2.891.783
Garantizadas:				
Préstamos de entidades financieras	-	41.347	-	124.518
Subtotales	-	41.347	-	124.518
Totales	882.194	793.649	3.556.544	3.016.301

(a) Sobregiros bancarios: Al 31 de diciembre de 2017 se presentan sobregiros bancarios por MUS$68.981 en Enap Matriz. Al 31 de diciembre de 2016 los MUS$16.403 corresponden a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2017

					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$	Total MUS$
BNP Paribas (Cesce)(3)	Semestral	4,07%	5,19%	68.682	3.751	3.585	7.336	14.341	3.274		17.615
The Bank of New York Mellon (6)	Trimestral	3,18%	3,18%	150.000	8.736	30.000	38.736	79.617	29.856	-	109.473
The Bank of Nova Scotia (7)	Trimestral	2,73%	2,73%	80.000	1.344	10.667	12.011	42.462	26.539		69.001
Citibank NA	Vencimiento	3,25%	2,50%	32.000	32.034	-	32.034	-	-	-	-
Banco Itaú Argentina S.A.	Vencimiento	3,50%	2,30%	63.500	63.581	-	63.581	-	-	-	-
Banco Santander Río S.A.	Vencimiento	5,00%	1,50%	9.000	9.015	-	9.015	-	-	-	-
BBVA - Banco Francés S.A.	Vencimiento	2,90%	2,50%	25.000	25.047	-	25.047	-	-	-	-
BBVA Chile	Vencimiento	1,48%	1,48%	100.000	101.133	-	101.133	-	-	-	-
Banco de Crédito e Inversiones	Vencimiento	1,44%	1,44%	160.000		160.345	160.345	-	-	-	-
Scotiabank Chile	Vencimiento	1,80%	1,80%	100.000	99.884	-	99.884	-	-	-	-
Totales					344.525	204.597	549.122	136.420	59.669	-	196.089

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$	Total MUS$
BNP - Paribas (1)	Semestral	3,75%	3,75%	410.000	19.712	18.795	38.507	80.513	44.005	-	124.518
BNP - Paribas (Cesce) (2)	Semestral	4,38%	4,38%	53.215	2.840	-	2.840	-	-	-	-
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	3.999	3.586	7.585	13.725	10.754		24.479
HSBC Bank USA (4)	Trimestral	2,34%	2,53%	200.000	-	100.337	100.337	99.421	-	-	99.421
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	-	128.848
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	-	-	-	-
Banco de Crédito e Inversiones	Vencimiento	1,04%	1,04%	100.000	-	100.583	100.583	-	-	-	-
Banco Santander Chile	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	1,75%	1,75%	150.000		149.032	149.032	-	-	-	-
Totales					47.923	616.263	664.186	258.083	119.183	-	377.266

Las tasas de interés nominal informadas son anuales.

Otros antecedentes relacionados a los préstamos de entidades financieras vigentes el 31 de diciembre de 2017:

Nombre	Rut	Moneda	País	Sociedad	Rut	Pais	Garantía
BNP Paribas (Cesce)(3)	0-E	Dólares	España	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
The Bank of New York Mellon (6)	0-E	Dólares	EE.UU.	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
The Bank of Nova Scotia (7)	0-E	Dólares	Canadá	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
Citibank NA	0-E	Dólares	Argentina	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
Banco Santander Río S.A.	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
BBVA - Banco Francés S.A.	0-E	Dólares	Argentina	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
BBVA Chile	97032000-8	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco de Crédito e Inversiones	97006000-5	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Scotiabank Chile	97006000-6	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada

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

Nombre	Rut	Moneda	País	Sociedad	Rut	Pais	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
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
HSBC Bank USA (4)	0-E	Dólares	EE.UU.	ENAP	92604000-6	Chile	No 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	EE.UU.	Enap Sipetrol Argentina S.A.	0-E	Argentina	No Garantizada
BBVA - Banco Francés S.A.	0-E	Dólares	EE.UU.	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
Banco de Crédito e Inversiones	97006000-6	Dólares	Chile	ENAP	92604000-6	Chile	No Garantizada
Banco Santander Chile	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

(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 41 "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. Préstamo prepagado en agosto de 2017.

(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 41 "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%. Préstamo terminado de amortizar en enero de 2017.

(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. El préstamo correspondiente al Banco Société Générale se terminó de amortizar en octubre de 2017.

(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. Con fecha 4 de diciembre de 2017 se amortizó anticipadamente la totalidad de este préstamo.

(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 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. Préstamo terminado de amortizar en marzo de 2017.

(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.

(7) THE BANK OF NOVA SCOTIA

Con fecha 3 de marzo de 2017, Enap Sipetrol Argentina S.A. firmó un contrato de crédito con The Bank of Nova Scotia, como segundo financiamiento del Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) por MUS$80.000. El contrato cuenta con garantía de ENAP. El crédito tiene un período de disponibilidad de 6 meses para realizar los desembolsos. El plazo de pago es de 5 años, con amortizaciones trimestrales iguales a partir del mes 18, la tasa pactada es LIBOR trimestral más 1,4% de margen aplicable.

iii) Detalle de obligaciones con el público

El detalle y vencimientos de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2017 y 2016, clasificadas en corriente y no corriente, se presentan en cuadro adjunto:

Al 31 de diciembre de 2017						Corriente			No Corriente			
Descripción	Pais	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Hasta 3 meses MUS$	+3 meses a 1 año MUS$	Total MUS$	+1 año a 3 años MUS$	+3 años a 5 años MUS$	+5 años MUS$	Total MUS$
B-ENAP - B (a.1)	Chile	UF	9.750	4,55%	4,28%	9.043	-	9.043	425.400			425.400
Tipo 144 A (b.1)	EE.UU	US$	115.308	6,25%	6,58%	3.504	-	3.504	114.902			114.902
Tipo 144 A (b.2)	EE.UU	US$	174.411	5,25%	5,46%	3.564	-	3.564	173.475			173.475
Tipo 144 A (b.3)	EE.UU	US$	410.281	4,75%	5,12%	-	1.384	1.384		405.231		405.231
B-ENAP - E (a.2)	Chile	UF	4.000	3,70%	4,28%	-	1.634	1.634			168.045	168.045
SIX Swiss (b.4)	Suiza	CHF	215.000	2,88%	2,88%	-	220.716	220.716	-			-
Tipo 144 A (b.5)	EE.UU	US$	600.000	4,38%	4,56%	-	4.714	4.714			594.244	594.244
Tipo 144 A (b.6)	EE.UU	US$	700.000	3,75%	5,50%	10.570	-	10.570			618.309	618.309
B-ENAP - F (a.3)	Chile	UF	6.500	2,05%	2,20%	-	862	862			285.248	285.248
Tipo 144 A (b.7)	EE.UU	US$	600.000	4,50%	4,74%	8.100	-	8.100			575.601	575.601
Totales						34.781	229.310	264.091	713.777	405.231	2.241.447	3.360.455

Al 31 de diciembre de 2016						Corriente			No Corriente			
Descripción	Pais	Moneda	Valor Nominal (Miles)	Tasa Nominal	Tasa Efectiva	Hasta 3 meses MUS$	+3 meses a 1 año MUS$	Total MUS$	+1 año a 3 años MUS$	+3 años a 5 años MUS$	+ 5 años MUS$	Total 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

Otros antecedentes relacionados a las obligaciones con el público vigentes al 31 de diciembre de 2017:

Nombre Acreedor	Rut	Tipo de Colocación	Empresa	Pais	Rut	Pago Intereses	Amortizacion Capital	Fecha de Vencimiento	Garantia
(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	01-10-2033	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.3) Santander Corredores de Bolsa Limitada	97.036.000-K	Nacional	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	08-05-2027	Sin Garantía
(b.7) Bank of New York Mellon	0-E	Extranjera	ENAP	Chile	92.604.000-6	Semestral	Al vencimiento	14-09-2047	Sin Garantía

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

Nombre Acreedor	Rut	Tipo de Colocación	Empresa	Pais	Rut	Pago Intereses	Amortizacion Capital	Fecha de Vencimiento	Garantia
(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 Comisión para el Mercado Financiero, antes Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el Nº303, 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 Comisión para el Mercado Financiero, antes Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el Nº585, 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. Bono amortizado en su totalidad.

-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.

3. Con fecha 18 de mayo de 2017, 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 Comisión para el Mercado Financiero, antes Superintendencia de Valores y Seguros, bajo el Nº823, de fecha 16 de octubre de 2015.

La colocación de bonos fue por monto de UF 6.500.000, a un plazo de 10 años, con una sola amortización final el 8 de mayo de 2027 y pagos de intereses semestrales. La tasa de interés de cupón es de 2,05% anual, y la tasa de colocación fue de 1,87% anual.

b) Bonos Internacionales:

1. Con fecha 08 de julio 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 efectúo 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 efectúo 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 efectúo 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 efectúo 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 efectúo 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.

7. Con fecha 14 de septiembre de 2017, ENAP efectúo la emisión y colocación de un bono del tipo 144 A en el Mercado estadounidense, a una tasa de interés de 4,50% anual por un monto de MUS$ 600.000.

El plazo de vencimiento es a 30 años. Los pagos de intereses son semestrales y la amortización del capital se realizará al vencimiento.

iv) Arriendos financieros

Al 31 de diciembre de 2016, los arriendos por arrendamientos financieros han sido reclasificados a “Pasivos incluidos en grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta”, ya que correspondían al edificio Corporativo el cual fue vendido en el primer semestre de 2017.

24. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	Corriente		No Corriente	
	31.12.2017	**31.12.2016**	**31.12.2017**	**31.12.2016**
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Acreedores comerciales	823.373	568.101	756	1.681
Acreedores varios	35.700	13.372	-	-
Otras cuentas por pagar	7.141	2.606	-	-
Totales	866.214	584.079	756	1.681

b) Detalle de vencimientos futuros

	31.12.2017	**31.12.2016**
	MUS$	MUS$
Hasta 30 días	860.026	577.711
Entre 31 y 60 días	624	200
Entre 61 y 90 días	930	2.363
Entre 91 y 180 días	413	336
Mas de 180 días	4.221	3.469
Totales	866.214	584.079

25. OTRAS PROVISIONES

i) Detalle - El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Concepto		Corriente		No Corriente	
		31.12.2017	**31.12.2016**	**31.12.2017**	**31.12.2016**
		MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Desmantelamiento, costos restauración y rehabilitación	(a)	-	-	117.781	112.068
Contratos onerosos		-	-	9.723	13.919
Otras provisiones		1.165	1.944	1.686	1.710
Totales		1.165	1.944	129.190	127.697

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	Contratos onerosos	Otras provisiones	Total
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	112.068	13.919	3.654	129.641
Provisiones adicionales	12.300	-	197	12.497
Provisión utilizada	(6.587)	(4.196)	(619)	(11.402)
Reversión de provisión	-	-	(381)	(381)
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	117.781	9.723	2.851	130.355

	Desmant. costos reestructuración rehabilitación	Contratos onerosos	Otras provisiones	Total
	MUS$	MUS$	MUS$	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)	(1)	-	382	381
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	112.068	13.919	3.654	129.641

26. PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle de las provisiones por beneficios a los empleados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

		Corriente		No Corriente	
		31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016
Concepto:		MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Indemnización por años de servicios	(a)	12.750	828	96.444	92.841
Participación en utilidades y bonos del personal	(b)	23.501	20.690	-	-
Provisión de vacaciones		19.442	20.850	-	-
Otros beneficios	(c)	4.151	6.517	-	-
Totales		59.844	48.885	96.444	92.841

(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.

26.1 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 2017	**Corriente**				
	Imdemnización por años de servicios MUS$	**Participación en utilidades y bonos variable MUS$**	**Provisión vacaciones MUS$**	**Otros provisiones MUS$**	**Total MUS$**
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	828	20.690	20.850	6.517	48.885
Provisiones adicionales	2.799	51.323	19.097	12.812	86.031
Provisión utilizada	(3.643)	(49.106)	(22.020)	(15.633)	(90.402)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	16	594	1.515	455	2.580
Traspaso desde el largo plazo	12.750	-	-	-	12.750
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	12.750	23.501	19.442	4.151	59.844

Al 31 de diciembre de 2016	**Corriente**				
	Imdemnización por años de servicios MUS$	**Participación en utilidades y bonos variable MUS$**	**Provisión vacaciones MUS$**	**Otras provisiones MUS$**	**Total MUS$**
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

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

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 por medio de los convenios colectivos del personal o contractualmente.

26.2 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:

	No Corriente	
	31.12.2017	**31.12.2016**
Movimiento:	MUS$	MUS$
Saldo inicial	92.841	89.480
Costos por servicios	1.536	812
Costos por intereses	6.096	5.166
Pérdidas actuariales	6.561	1.017
Beneficios pagados	(6.997)	(9.722)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	9.157	6.088
Traspaso al corto plazo	(12.750)	-
Totales	96.444	92.841

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.

26.3 Hipótesis actuariales

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

Hipótesis:	**31.12.2017**	**31.12.2016**
Tasa de descuento nominal Chile	6,02%	5,91%
Tasa de descuento real Ecuador	4,02%	3,50%
Tasa esperada de incremento nominal salarial Chile	5,30%	3,67%
Tasa esperada de incremento real salarial Ecuador	2,00%	3,00%
Tasa de retiro voluntario Chile	2,29%	2,29%
Tasa de retiro voluntario Ecuador	2,00%	2,00%
Tasa de rotación por despido Chile	0,10%	0,10%
Tasa de rotación por despido Ecuador	8,92%	9,19%
Tabla de mortalidad Chile	RV-2014	RV-2004
Tabla de mortalidad Ecuador	IESS2002	IESS2002
Edad de jubilación de mujeres	60	60
Edad de jubilación de hombres	65	65

La Empresa realiza anualmente una revisión de sus hipótesis actuariales de acuerdo a NIC 19 “Beneficios a los empleados”, la tasa de descuento nominal aplicada por referencia a nuevas curvas de tasas de interés de mercado se actualizó a fines de 2017 . Ver efecto de sensibilidad en Nota 26.4.-

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.

26.4 Análisis de sensibilidad

El siguiente cuadro muestra los efectos de la sensibilización al 31 de diciembre de 2017 en la tasa de descuento utilizada para determinar el valor actuarial de la provisión de IAS:

Chile	Valor contable	Análisis de sensibilidad	
Valor actuarial MUS$	107.141	113.889	101.157
Tasa de Descuento	6,02%	5,02%	7,02%
Sensibilidad porcentual	-	-17,00%	17,00%
Sensibilidad en MUS$	-	6.748	(5.984)

Ecuador	Valor contable	Análisis de sensibilidad	
Valor actuarial MUS$	2.053	2.194	1.924
Tasa de Descuento	4,02%	3,52%	4,52%
Sensibilidad porcentual	-	-12,00%	12,00%
Sensibilidad en MUS$	-	141	(129)

27. PATRIMONIO

a) Cambios en el patrimonio:

El artículo 6° transitorio de la Ley N°21.025 autorizó al Ministerio de Hacienda, mediante Decreto Supremo N°1639 del 06 de noviembre de 2017, para efectuar un aporte extraordinario de capital a la Empresa Nacional del Petróleo por un monto de MUS$ 400.000, este aporte se realizará mediante uno o más depósitos, en un plazo que no podrá exceder el 06 de agosto de 2018, este aporte será financiado con recursos disponibles en activos financieros del Tesoro Público. Dicho aporte fue incorporado en el presupuesto del año 2018.

Una vez materializado este aporte el Capital pagado alcanzará los MUS$1.632.332 y el Patrimonio de la Empresa se incrementará en el aporte recibido.

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.

El Oficio Ord. N° 1292 punto c), se ha aplicado anualmente en forma consistente, desde su promulgación a la fecha.

b) Capital emitido

El detalle del capital pagado al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente**:**

	31.12.2017 MUS$	**31.12.2016** MUS$
Capital pagado	1.232.332	1.232.332
Aporte extraordinario de capital - D.S. N° 1.639 - 11.06.2017	400.000	-
Capital autorizado	1.632.332	1.232.332
Aumento de capital por enterar	(400.000)	-
Totales	1.232.332	1.232.332

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.

Con fecha 27 de julio de 2017 fue promulgada la Ley N° 21.025, que comenzó a regir el 1 de diciembre de 2017, la cual modifica el Gobierno Corporativo de ENAP y le otorga un sistema de gobernanza claro a la empresa, estableciendo con claridad los roles de decisión, supervisión y ejecución de las decisiones.

c) Otras Reservas

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es la siguiente:

	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$
Diferencia de cambio por conversión (i)	(76.141)	(77.491)
Coberturas de flujo de caja (ii)	(46.093)	(60.485)
Reservas actuariales en planes de beneficios definidos	(11.498)	(7.312)
Disponible para la venta	1.190	1.190
Reservas varias (iii)	3.592	(2.446)
Totales	(128.950)	(146.544)

i) Diferencia de cambio por conversión

	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$
Saldo al inicio del ejercicio	(77.491)	(79.282)
Resultado por cambios en empresas coligadas	1.350	1.791
Totales	(76.141)	(77.491)

ii) Cobertura de flujo de caja

	Total 31.12.2016 MUS$	Movimiento 2017 MUS$	Total 31.12.2017 MUS$
Composición de otras reservas en las coberturas de flujos de caja:			
Cross Currency Swap / Bonos y Arriendo Financiero	2.964	(6.845)	(3.881)
SWAP y Opción ZCC tasa de interés préstamos bancarios	(8.625)	4.654	(3.971)
Contratos Forward de cambio de moneda extranjera	(1.541)	1.138	(403)
Swap de energía eléctrica	(11.538)	11.538	-
TSS y SDI	(62.573)	5.666	(56.907)
Impuesto a la renta y diferido de derivados	20.828	(1.759)	19.069
Totales	(60.485)	14.392	(46.093)

iii) Otras reservas varias

	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$
Saldo Inicial	(2.446)	27.270
Cambios en reservas GNL Quintero S.A.	2.651	(17.151)
Cambios en reservas Petropower Energía Ltda.	-	(12.565)
Cambios en reservas Geotérmica del Norte S.A.	951	-
Cambios en reservas Oleoducto Trasandino Chile S.A.	3.895	-
Cambios en reservas Cía.Hidrógeno de Bio Bio S.A.	(1.459)	-
Totales	3.592	(2.446)

d) Ganancias (pérdidas) acumuladas

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$
Saldo al inicio del ejercicio	(287.612)	(470.726)
Resultado del ejercicio	22.708	181.296
Otras variación de resultados acumulados	5	1.818
Totales	(264.899)	(287.612)

28. PARTICIPACION NO CONTROLADORA

El detalle de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio y resultados del Grupo al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

	Participación no controladora en patrimonio		Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	
Entidad	**31.12.2017** MUS$	**31.12.2016** MUS$	**31.12.2017** MUS$	**31.12.2016** MUS$
Compañía de Hidrógeno del Bio-Bio S.A.	-	9.019	933	1.258
Enap Refinerías S.A.	144	127	15	26
Totales	144	9.146	948	1.284

29. 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.

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, Lenga y Dorado-Riquelme, en alianza con las compañías ConocoPhillips (Coirón) y Methanex (Lenga y Dorado Riquelme), 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 en capacidad de refinación. 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 2017 y 2016:

Al 31 de diciembre de 2017	E&P MUS$	R&C MUS$	G&E MUS$	(1) MUS$	Total MUS$
Ingresos actividades ordinarias	556.569	5.618.934	244.660	-	6.420.163
Ingresos actividades ordinarias, interlineas	73.542	141.071	79.832	(294.445)	-
Costos de ventas	(475.755)	(5.189.370)	(248.112)	-	(5.913.237)
Costos de ventas, interlineas	(30.411)	(184.202)	(79.832)	294.445	-
Ganancia bruta	**123.945**	**386.433**	**(3.452)**	**-**	**506.926**
Otros ingresos, por función	5.678	20.149	14.442	801	41.070
Costos de distribución	(46.742)	(174.285)	(3.419)	(5.000)	(229.446)
Gastos de administración	(31.055)	(39.811)	(4.683)	(36.342)	(111.891)
Otros gastos por función	(104.852)	(2.524)	-	(433)	(107.809)
Ganancia (pérdida) de actividades operacionales	**(53.026)**	**189.962**	**2.888**	**(40.974)**	**98.850**
Otras ganancias (pérdidas)	-	(1.315)	2.300	6.748	7.733
Ingresos financieros	3.220	1.388	-	(51)	4.557
Costos financieros	(13.198)	(82.638)	-	(110.355)	(206.191)
Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	(5)	53	-	18.649	18.697
Diferencias de cambio	(10.722)	(498)	-	9.089	(2.131)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**(73.731)**	**106.952**	**5.188**	**(116.894)**	**(78.485)**
Beneficio (gasto) por impuesto a las ganancias	20.531	(31.888)	(2.620)	116.117	102.140
Ganancia (pérdida)	**(53.200)**	**75.064**	**2.568**	**(777)**	**23.655**
Ganancia (pérdida) atribuible a:					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(52.958)	72.541	2.568	556	22.707
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(242)	2.523	-	(1.333)	948
Ganancia (pérdida)	**(53.200)**	**75.064**	**2.568**	**(777)**	**23.655**

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	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**

(1) En esta columna 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 2017 y 2016:

	31.12.2017				31.12.2016			
Venta por Productos	**E&P**	**R&C**	**G&E**	**Total**	**E&P**	**R&C**	**G&E**	**Total**
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Crudo	185.582	-	-	185.582	196.615	31.088	-	227.703
Gas Natural	226.356	-	230.074	456.430	221.279	-	207.522	428.801
Gas Licuado de Petróleo	-	143.157	-	143.157	-	78.602	-	78.602
Gasolinas	-	2.258.416	-	2.258.416	-	1.975.923	-	1.975.923
Kerosene	-	476.732	-	476.732	-	369.817	-	369.817
Diesel	-	2.202.782	-	2.202.782	-	1.564.871	-	1.564.871
Petróleo Combustible	-	362.150	-	362.150	-	286.273	-	286.273
Petroquimicos	-	47.147	-	47.147	-	49.461	-	49.461
Otros Productos	-	95.307	14.586	109.893	-	80.078	-	80.078
Otros ingresos	3.439	33.243	-	36.682	12.479	14.798	-	27.277
Venta de servicios	141.192	-	-	141.192	128.257	-	-	128.257
Totales	556.569	5.618.934	244.660	6.420.163	558.630	4.450.911	207.522	5.217.063

	31.12.2017				31.12.2016			
Ventas Geográficas	**E&P**	**R&C**	**G&E**	**Total**	**E&P**	**R&C**	**G&E**	**Total**
	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$	MUS$
Nacionales	183.769	5.504.809	202.489	5.891.067	182.462	4.303.131	185.610	4.671.203
Extranjeras	372.800	114.125	42.171	529.096	376.168	147.781	21.912	545.860
Totales	556.569	5.618.934	244.660	6.420.163	558.630	4.450.911	207.522	5.217.063

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, Esmax, Enex, 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.

30. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Detalle	**01.01.2017 31.12.2017** MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
Venta de crudo	185.582	227.703
Venta de gas natural	361.138	333.252
Ingreso por compensación de gas (1)	95.292	95.549
Venta de productos refinados	5.600.277	4.405.025
Venta de servicios petroleros	141.192	121.948
Otros ingresos de operación	36.682	33.586
Totales	6.420.163	5.217.063

(1) El Ministerio de Energía está facultado para compensar a ENAP por un monto máximo de M$ 66.701.945 por el año 2017 y M$ 64.759.170 por el año 2016, de acuerdo a la Ley de Presupuestos del Sector Público aprobada por el Congreso Nacional.

31. COSTOS DE VENTAS

El desglose de los costos de ventas al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	01.01.2017 31.12.2017 MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
Costo de crudo y gas	552.738	558.106
Costo de productos refinados (1)	4.776.186	3.541.193
Costo por venta de servicios	88.049	94.683
Otros costos de operación	496.264	475.876
Totales	5.913.237	4.669.858

(1) Formando parte del costo de productos refinados se incluye el efecto neto de la liquidación de coberturas TSS durante el ejercicio un cargo de MUS$ 71.520 (abono de MUS$26.002 al 31 de diciembre de 2016), 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.

32. COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

El desglose de los costos de distribución al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

	01.01.2017 31.12.2017 MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
Servicios de logística	11.124	8.929
Transporte por oleoductos	35.916	35.188
Transporte marítimo	81.242	74.158
Transporte terrestre	21.058	18.557
Gastos del personal	25.642	23.192
Otros	54.464	46.397
Totales	229.446	206.421

33. OTROS GASTOS POR FUNCIÓN

El desglose de los otros gastos por función, al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

	01.01.2017 31.12.2017 MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
Costos de campañas exploratorias	17.099	11.754
Deterioro de inversión E&P (ver Nota N°19)	56.189	-
Provisiones	-	19.732
Pozos secos de exploración y abandonos	23.340	50.888
Bajas de propiedad, planta y equipo	-	10.518
Diferencias de inventarios	-	4.161
Costo de venta energía interna	1.145	1.110
Costos de exploración y otros	10.036	8.585
Totales	107.809	106.748

34. COSTOS FINANCIEROS

El desglose de los costos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Conceptos	**01.01.2017 31.12.2017** MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
Intereses de sobregiros y préstamos bancarios	38.617	40.074
Intereses de obligaciones con el público	146.745	132.229
Intereses de obligaciones por arrendamiento	4.168	150
Intereses de otras cuentas por pagar y otros pasivos no financieros	13.515	6.803
Otros desembolsos asociados a intereses	2.866	1.212
Total costo por intereses	205.911	180.468
Liquidaciones de derivados (swap)	9.301	7.610
Intereses devengados por derivados (swap)	2.141	2.541
Menos:		
Intereses capitalizados	(11.162)	(3.629)
Total costos financieros	206.191	186.990

35. GASTOS DEL PERSONAL

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	01.01.2017 31.12.2017 MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
Sueldos y salarios	183.198	170.622
Beneficios a corto plazo empleados	138.257	125.304
Otros gastos de personal	14.923	16.167
Otros beneficios a largo plazo	29.811	29.617
Totales	366.189	341.710

36. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2017 y 2016 es el siguiente:

	01.01.2017 31.12.2017 MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
Ganancia por combinación de negocio (Nota 5)	-	92.740
Ganancia porpartipación pre-existente a valor razonable (Nota 5)	-	14.173
Utilidad en venta de propiedades, planta y equipos	5.433	-
Utilidad en venta de opción derechos en GNL Quintero S.A.	2.300	-
Otros	-	(982)
Totales	7.733	105.931

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 2017 y 2016:

Conceptos	**01.01.2017 31.12.2017** MUS$	**01.01.2016 31.12.2016** MUS$
Efectivo y equivalente al efectivo	(4.016)	(12.734)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	41.656	20.496
Resultado cobertura forward	(41.973)	(28.542)
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	(256)	(1.107)
Cuentas por cobrar y por pagar por impuestos	8.071	10.457
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	982	(3.022)
Provisiones corriente	(2.101)	(2.159)
Provisiones no corriente	(7.778)	(769)
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	(96.163)	(48.403)
Resultado cobertura pasivos financieros corriente y no corriente	101.633	45.736
Otros	(2.186)	1.598
Totales	(2.131)	(18.449)

38. MONEDA EXTRANJERA

El desglose de los costos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Activos	Moneda extranjera	Moneda funcional	31.12.2017 MUS$	31.12.2016 MUS$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	$ No reajustable	Dólar	12.126	12.360
	$ Argentinos	Dólar	10.352	5.451
	£ Libras Egipcias	Dólar	6.069	11.323
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	$ No reajustable	Dólar	595.505	449.317
	$ reajustable	Dólar	1.830	(227)
	$ Argentinos	Dólar	7.541	23.901
Activos por impuestos corrientes	$ No reajustable	Dólar	95.144	80.926
	$ reajustable	Dólar	76.460	30.832
	$ Argentinos	Dólar	38.224	16.019
Derechos por cobrar no corrientes	$ No reajustable	Dólar	15	13
	$ reajustable	Dólar	12.010	13.363
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	$ reajustable	Dólar	314	9.741
Activos por impuestos diferidos	$ No reajustable	Dólar	-	492
Totales			855.590	653.511

			31.12.2017				31.12.2016			
Pasivos	Moneda extranjera	Moneda funcional	Hasta 90 días MUS$	91 días a 1 año MUS$	1 año a 5 años MUS$	más de 5 años MUS$	Hasta 90 días MUS$	91 días a 1 año MUS$	1 año a 5 años MUS$	más de 5 años MUS$
Otros pasivos financieros corrientes	$ reajustable	Dólar	9.316	2.496	-	-	11.486	79.668	-	-
	$ Argentinos	Dólar	-	-	-	-	16.405	-	-	-
	CHF Franco Suizo	Dólar	1.868	220.716	-	-	2.129	427	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	$ No reajustable	Dólar	92.350	-	-	-	13.669	-	-	-
	$ reajustable	Dólar	3.681	-	-	-	16.912	-	-	-
	$ Argentinos	Dólar	50.235	-	-	-	19.775	-	-	-
	Euro	Dólar	1.774	-	-	-	734	-	-	-
	Dólar Canadiense	Dólar	1	-	-	-	1	-	-	-
	Yen Japonés	Dólar	406	-	-	-	2	-	-	-
	Libra esterlina	Dólar	45	-	-	-	7	-	-	-
Otras provisiones a corto plazo	$ No reajustable	Dólar	-	-	-	-	-	-305	-	-
Pasivos por Impuestos corrientes	$ No reajustable	Dólar	85.997	-	-	-	57.444	-	-	-
	$ reajustable	Dólar	2.188	-	-	-	1.815	-	-	-
	$ Argentinos	Dólar	3.270	-	-	-	3.214	-	-	-
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	$ No reajustable	Dólar	30.672	-	-	-	18.687	-	-	-
	$ reajustable	Dólar	12.697	-	-	-	4.814	10.229	-	-
	$ Argentinos	Dólar	2.811	1.813	-	-	2.679	2.678	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	$ Argentinos	Dólar	52							
Otros pasivos financieros no corrientes	$ reajustable	Dólar	-	-	437.289	426.720	-	-	478.136	150.091
	$ Argentinos	Dólar	-	-	-	-	2.167	-	-	-
	CHF Franco Suizo	Dólar	-	-	13.772	(8.179)	-	-	233.009	-
Pasivos no corrientes	$ No reajustable	Dólar	-	-	-	-	-	-	(70)	-
Otras provisiones a largo plazo	$ Argentinos	Dólar	-	-	8.654	-	-	-	1.452	-
Pasivo por impuestos diferidos	$ Argentinos	Dólar	-	-	4.534	-	-	-	33.191	-
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	$ No reajustable	Dólar	-	-	12.696	33.347	-	-	27.112	63.950
	$ reajustable	Dólar	-	-	15.471	32.876	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	$ Argentinos	Dólar	-	-	2.364	-	-	-	293	-
Totales			297.363	225.025	494.780	484.764	171.940	92.697	773.123	214.041

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 gestión relacionados a la perforación de pozos de desarrollo en el bloque MDC y el tratamiento de suelos empetrolados en Pampa del Castillo. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales al 31 de diciembre del 2017 en Argentina ascendió a MUS$ 5.200. En el caso de Ecuador el monto utilizado para los proyectos, operación e iniciativas ambientales ascendió al 31 de diciembre del 2017 a MUS$ 2.100.

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. El monto utilizado para los proyectos e iniciativas ambientales de ENAP Magallanes al 31 de diciembre ascienden a MUS$ 1.500.

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 ambientales de Refinería Bío Bío al 31 de diciembre corresponde a MUS$ 24.300.

Refinería Aconcagua:
Los proyectos e iniciativas ambientales definidas para la Refinería de Aconcagua durante el año 2017 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 ambientales de Refinería Aconcagua al 31 de diciembre corresponde a MUS$ 4.900.

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$ 60.800 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 pidiendo el cumplimiento forzado del acuerdo de operación conjunta (conforme a sus siglas en inglés "JOA") suscrito respecto al CEOP Bloque Caupolicán, 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: ENAP presentó réplica a su memoria y respuesta a la contrademanda de PMO con fecha 06 de septiembre de 2017. El proceso arbitral continúa en trámite.

Enap Refinerías S.A. (Aconcagua):

Partes: Enap Refinerias 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: MUS$ 8.000.
Breve Relación de los hechos: Derrame de crudo en la Bahía de Quintero del B/T Mimosa.
Estado actual: Se contestó la demanda por Armadores de LR Mimosa y por Ultratug. Con fecha 12 de julio se lleva a cabo audiencia de conciliación, suspendiéndose para nueva fecha a solicitud de las partes.

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 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: Con fecha 02 y 17 de octubre de 2017 se ordenó la acumulación de las causas Rol N°1-2017, Rol N° 2-2017 y Rol N°3-2017 a la presente causa, pasando a denominarse Rol N° 17-2014 Tomo XII, Rol N°17-2014 Tomo XIII y Rol N°17-2017 Tomo XIV, respectivamente. Se ordenó la suspensión de la presente causa y las acumuladas hasta que se certifique que todas lleguen al mismo estado.

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 Hechos: Derrame de crudo en la bahía de Quintero del B/T Mimosa.
Estado Actual: Se presentó reclamo de ilegalidad ante la Contraloría General de la República contra esta última resolución de 27 de octubre de 2016, quien ordenó oficiar a Director General del Territorio Marítimo y Marina Mercante y al Gobernador Marítimo de Valparaíso para que informen al tenor del reclamo. Se evacuaron informes por ambas autoridades requeridas.

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 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: Se realizan alegatos de cierre. Se hizo parte como tercero coadyuvante la I. Municipalidad de Puchuncaví, lo que fue acogido por el Tribunal. La I. Municipalidad de Quintero solicitó la realización de un peritaje de conformidad con el artículo 42 de la Ley 20.600. El Tribunal negó lugar atendido el estado de la causa, dado que aún no se cita a oír sentencia.

Partes: Ilustre Municipalidad de Quintero con Enap Refinerías S.A.
RIT N°: D-29-2016**.**Segundo Tribunal Ambiental.
Materia: Acción de declaración y reparación de daño ambiental.
Cuantía: Indeterminada.
Breve relación de hechos: Se presente demanda ambiental por la I. Municipalidad de Quintero como consecuencia del derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero ocasionada por el B/T Ikaros, a consecuencia de que se presenta ráfagas de vientos que hizo perder posición al Buque y cortar espías.
Estado actual: El 20 de diciembre de 2017 las partes presentan a aprobación judicial la transacción celebrada entre ellas. Con fecha 21 de diciembre del mismo año se lleva a cabo la audiencia de conciliación y prueba, la que fue suspendida por el Tribunal para revisar la transacción. Por resolución de fecha 05 de enero de 2018 el Tribunal formuló observaciones a la transacción

Partes: Sindicato de trabajadores independientes, pescadores artesanales, buzos mariscadores y ramos similares de Caleta Horcón y otros con Aes Gener S.A. y Otros.

RIT N°: D-30-2016. Segundo Tribunal Ambiental.
Cuantía: Indeterminada
Materia: Acción de declaración y reparación de daño ambiental.
Breve relación de hechos: Con fecha 1 de julio de 2016, los actores presentaron ante el Ilustre Tribunal Ambiental una demanda de declaración y reparación material del supuesto daño ambiental generado por las empresas emplazadas en el sector de Ventana, V Región, durante todos los años en que han funcionado en el sector. Entre dichas empresas, se encuentra ENAP, una de las demandadas por su filial Enap Refinerías S.A.
Estado actual: Con fecha 06 de diciembre de 2017, la demandante presentó al Tribunal las bases de preacuerdo al que habrían arribado las partes. El Tribunal ordenó la suspensión del procedimiento y la notificación de la resolución que recibió la causa a prueba a una de las demandadas.

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: MUS$ 70.000.
Breve relación de 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: Se ha solicitado una nueva suspensión de procedimiento de común acuerdo por 3 meses a contar del 10 de julio de 2017. Las partes solicitaron una nueva prórroga de la suspensión del procedimiento hasta el 18 de enero de 2018.

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: MUS$ 12.000 (aproximadamente)
Breve relación de 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 reconvencionalmente a ERSA solicitando el pago de

MUS$ 6.000 (aproximadamente), por concepto de impagos en cargos fijos de ambos contratos más montos supuestamente adeudados por ERSA.
Estado Actual: Etapa probatoria. Pendiente fijación de audiencias testimoniales.

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$ 33.300.-
Breve relación de 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: Con fecha 11 de octubre de 2017, se acogió el incidente de previo y especial pronunciamiento promovido por ERSA, ordenando el Ministro acumular la causa 8-2016 a los presentes autos, la cual pasa a denominarse causa Rol N° 7 -2016 Tomo II, y suspender su curso hasta que se certifique que ambas causas han llegado al miso estado.

Partes: Francisco Antonio Acevedo Medina y otros (857) con ENAP Refinerias S.A.
N° Demandantes: 858
Rol: 1- 2017 (en Primer Otrosí se solicita acumulación a causa Rol 17 - 2014 Ministro de Corte de Apelaciones de Valparaíso Sr. Pablo Droppelmann Cuneo)
Materia: Indemnización de Perjuicios, Decreto Ley N° 2.222 "Ley de Navegación".
Cuantía: MUS$ 10.000.
Breve Relación de Hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios para obtener la reparación de los daños supuestamente sufridos debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que realizaba operaciones de descarga a monoboya, el día 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo de ERSA
Estado actual: Con fecha 02 de octubre de 2017 se ordenó por el Ministro, actuando como Tribunal de Primera Instancia, la acumulación de la presente causa a la Rol N° 17-2014 Tomo IV, pasando a denominarse Rol N°17-2014 Tomo XII y ordenó la suspensión de esta causa y las acumuladas hasta que se certifique que todas lleguen al mismo estado.

Partes: Jorge Adrian Fenero y otros (149) con Empire Navigation Inc. Naviera propietaria y/o armadores de M/N LR Mimosa, Gener Mercado Dimaculangan, Capitán de M/N LR Mimosa y ENAP Refinerías S.A.
N° Demandantes: 150
Rol: 2- 2017 (en Primer Otrosí se solicita acumulación a causa Rol 17 - 2014 Ministro de Corte de Apelaciones de Valparaíso Sr. Pablo Droppelmann Cuneo)
Materia: Indemnización de Perjuicios, Decreto Ley N° 2.222 "Ley de Navegación".
Cuantía: MUS$ 3.500
Breve Relación de Hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios para obtener la reparación de los daños supuestamente sufridos debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que realizaba operaciones de descarga a monoboya, el día 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo de ERSA.
Estado actual: Con fecha 02 de octubre de 2017 se ordenó por el Ministro, actuando como Tribunal de Primera Instancia, la acumulación de la presente causa a la Rol N° 17-2014 Tomo IV, pasando a denominarse Rol N°17-2014

Tomo XIII y ordenó la suspensión de esta causa y las acumuladas hasta que se certifique que todas lleguen al mismo estado.

Partes: Pesquera Quintero S.A. con Remolcaddores Ultratug y otros (LR Mimosa Inc., Empire Navigation Inv., Gener Mercado Dimaculangan y ENAP Refinerías S.A.).

N° Demandantes: 1
Rol: 3- 2017. Pleno de la Corte de Apelaciones de Valparaíso aplica artículo 160 para acumular causa con las otras seguidas ante Ministro de 1ª Instancia señor Pablo Droppelmann Cuneo, con motivo de derrame de hidrocarburos en bahía de Quintero el 24 de septiembre de 2014.
Materia: Indemnización de Perjuicios, Decreto Ley N° 2.222 "Ley de Navegación".
Cuantía: MUS$ 2.000
Breve Relación de Hechos: Demanda civil de indemnización de perjuicios para obtener la reparación de los daños supuestamente sufridos debido a la contaminación causada por el derrame de hidrocarburos en la bahía de Quintero por el B/T Mimosa en momentos en que realizaba operaciones de descarga a monoboya, el día 24 de septiembre de 2014 en el Terminal Marítimo de ERSA
Estado actual: Con fecha 17 de octubre de 2017 se ordenó por el Ministro, actuando como Tribunal de Primera Instancia, la acumulación de la presente causa a la Rol N° 17-2014 Tomo IV, pasando a denominarse Rol N°17-2014 Tomo XIV y ordenó la suspensión de esta causa y las acumuladas hasta que se certifique que todas lleguen al mismo estado.

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: ERSA presentó casación y apelación con fecha 12 de mayo de 2017, las que fueron acogidas a tramitación. La parte demandante presentó un recurso de adhesión a la apelación por el cual pretenden se eleven los montos de condena. Dicha contingencia puede alcanzar la suma de $6.517.108 equivalente a MUS$10.601, en el caso que se acoja el recurso en su totalidad. Los recursos han sido declarados admisibles pero aún no han sido ingresados a tabla para su vista y fallo.

Partes: Carte con Enap Refinerías S.A., ENAP y otros.
Rol: 1999-2014, 1º Juzgado Civil de Talcahuano.
Materia: Demanda por indemnización de perjuicios.
Cuantía: MUS$38.373.-
Breve relación de los hechos: Vecinos a la planta de ERSA-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: Con fecha 28 de agosto de 2017 la Corte ordenó, previo a resolver la apelación y para efectos de evitar eventuales nulidades, notificar personalmente el estado del juicio a los demandantes que a la fecha han alcanzado la mayoría de edad. Finalmente, con fecha 6 de octubre de 2017, el tribunal de primera instancia, a partir de una presentación de la parte demandante de fecha 30 septiembre de 2017, resolvió tener por cumplido parcialmente lo ordenado en resolución que acogió las excepciones dilatorias. Dicha resolución fue objeto de reposición y apelación subsidiaria por parte de la Empresa en octubre de 2017.

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. 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.

Dicho contrato, tiene una duración de 21 años a partir del Early Commercial Operation Date (ECOD), y actualmente le permite acceder a 4,3 millones de metros cúbicos por día de gas natural regasificado. 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 BG Trading. 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 con BG Trading establecen una cláusula de take or pay por 29.693.766 MMbtu's anuales.

Para la obtención de la capacidad diaria señalada, tanto de gas natural regasificado, Enap Refinerías S.A. adquirió el compromiso de pagar anualmente durante la vigencia del Gas Sales Agreement alrededor de MUS$55.000 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.

Restricciones:
ENAP - Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, 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 2017 y 2016, el Grupo ENAP no ha recibido cauciones de terceros.

41. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

Garantías directas

Acreedor de la garantía	Descripción	Tipo de Garantía	MUS$
Bank of Nova Scotia	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	80.000
BBVA	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	Garantía personal a primera demanda	75.000
Citibank	Garantía Préstamo Financiero (Garantía otorgada por ENAP a la filial Enap Sipetrol Argentina S.A.)	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 02 de marzo de 2018.	Carta de Crédito	21.682
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2018.	Carta de Crédito	19.442
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 2018.	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 17 de noviembre de 2018.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	2.891
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2018.	Carta de Crédito	1.500
BG GLOBAL ENERGY-GNL	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato de compraventa de Gas Natural Licuado, válida hasta el 30 de enero de 2018.	Carta de Crédito	1.500
Ministerio de Energía	Garantizar la ejecución de todas las faenas de abandono de pozo CEOP Bloque Coirón. Válida hasta el 23 de mayo de 2018.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	946
Ministerio de Energía	Garantizar el abandono del pozo CEOP bloque Caupolicán. Válida hasta el 29 de junio de 2018.	Boleta de Garantía en moneda extranjera	643
Varios acreedores	Varias garantías menores. (ENAP, ERSA y Enap Sipetrol S.A.)	varias	925
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° 23

42. AMBITO DE CONSOLIDACIÓN

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

			Porcentaje de participación		Porcentaje con derecho a voto		
Compañía	País	Moneda funcional	31.12.2017	31.12.2016	31.12.2017	31.12.2016	Relación con Matriz
Enap Refinerías S.A.	Chile	Dólar	99,98%	99,98%	99,98%	99,98%	Filial Directa
Enap Sipetrol S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Directa
Petro Servicios Corp. S.A.	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Gas de Chile S.A.	Chile	Pesos	100%	100%	100%	100%	Filial Directa
Petrosul S.A. (1)	Chile	Dólar	-	100%	-	100%	Fusionada en 2017
Energía Concón S.A.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Productora de Diesel S.A. (2)	Chile	Dólar	-	100%	-	100%	Fusionada en 2017
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A. (3)	Chile	Dólar	100%	10%	100%	10%	Filial Indirecta
Petropower Energía Ltda.	Chile	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Argentina	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Sipetrol International S.A.	Uruguay	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Ecuador	Dólar	100%	100%	100%	100%	Filial Indirecta
Petrofaro S.A.	Argentina	Dólar	50%	100%	50%	100%	Filial Indirecta

Nota: ver detalle de cambio en ámbito de consolidación en Nota 3.1b).

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

Compañía	Actividad
Enap Refinerías S.A.	Compra y refinación de crudo y productos derivados.
Enap Sipetrol S.A.	Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos y prestar servicios de asesoría en Chile y en el extranjero.
Petro Servicios Corp. S.A.	Servicios Petroleros.
Gas de Chile S.A.	Importación, exportación y operación en general de toda clase de combustibles y subproductos derivados, en especial gas natural en cualquiera de sus estados.
Energía Concón S.A.	Construcción, implementación, operación y explotación de Planta de Cocker.
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	Construcción y operación de una planta industrial ubicada en el recinto de Enap Refinerías S.A., en la comuna de Talcahuano y destinada a la producción de hidrógeno de alta pureza.
Petropower Energía Ltda.	Construcción y operación de Planta destinada a la producción de energía y vapor.
Enap Sipetrol Argentina S.A.	Formación de Uniones Transitorias de Empresas (UTE), agrupaciones de colaboración, joint venture, consorcios u otra forma de asociación para exploración, explotación y tranporte de hidrocarburos.
Sipetrol International S.A.	Realizar y administrar inversiones. Una o más de las actividades de exploración, explotación o beneficio de yacimientos que contengan hidrocarburos.
EOP Operaciones Petroleras S.A.	Estudios geológicos de superficie, y la perforación de un pozo exploratorio.
Petrofaro S.A.	Exploración y explotación de hidrocarburos, su comercialización e industrialización.

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

Al 31 de diciembre de 2017	Activos		Pasivos				
Compañía	Corriente MUS$	No corriente MUS$	Coriente MUS$	No corriente MUS$	Ingresos Ordinarios MUS$	Gastos Ordinarios MUS$	Resultado ejercicio MUS$
Enap Refinerías S.A.	1.704.946	2.296.562	3.003.508	158.124	5.755.489	(5.378.041)	75.261
Enap Sipetrol S.A.	328.754	863.176	338.348	231.751	379.487	(265.099)	12.351
Petro Servicios Corp. S.A.	339	-	-	-	-	-	(65)
Gas de Chile S.A.	713	5.065	43	-	-	-	270
Petrosul S.A.	-	-	-	-	410	-	318
Energía Concón S.A.	102.009	163.030	190.232	17.643	14.218	-	3.301
Productora de Diesel S.A.	-	-	-	-	254	-	160
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	3.575	8.228	1.610	2.609	2.789	(1.210)	1.131
Petropower Energía Ltda.	85.906	61.714	44.190	15.712	49.383	(35.931)	11.743
Enap Sipetrol Argentina S.A.	179.723	424.097	305.078	223.465	196.601	(186.391)	(46.204)
Sipetrol International S.A.	87.704	97.394	7.362	-	58.859	(15.500)	41.770
EOP Operaciones Petroleras S.A.	1.119	781	370	-	-	(1)	(1.025)

Al 31 de diciembre de 2016	Activos		Pasivos				
Compañía	Corriente MUS$	No corriente MUS$	Coriente MUS$	No corriente MUS$	Ingresos Ordinarios MUS$	Gastos Ordinarios MUS$	Resultado ejercicio MUS$
Enap Refinerías S.A.	1.206.366	2.023.779	2.374.860	191.948	4.601.938	(4.181.529)	233.421
Enap Sipetrol S.A.	222.056	754.642	161.469	205.630	386.457	(271.009)	25.544
Petro Servicios Corp. S.A.	437	1	26	-	-	-	(88)
Gas de Chile S.A.	644	4.442	36	-	-	-	550
Petrosul S.A.	18.310	7.410	4.932	3.212	847	-	2.033
Energía Concón S.A.	90.650	196.815	88.882	147.128	16.481	-	3.134
Productora de Diesel S.A.	27.442	11.898	18.728	1.741	1.288	-	711
Cía. de Hidrógeno del Bío - Bío S.A.	4.035	10.873	1.323	3.564	3.135	(1.210)	1.398
Petropower Energía Ltda.	37.327	61.940	5.552	17.695	-	-	-
Enap Sipetrol Argentina S.A.	88.780	378.197	147.494	197.997	227.370	(189.692)	(7.197)
Sipetrol International S.A.	99.914	108.560	7.598	-	61.135	(21.671)	26.225
EOP Operaciones Petroleras S.A.	1.079	667	172	-	-	(1)	(1.015)
Petrofaro S.A.	5.445	6.398	1.107	1.506	4.155	(1.624)	1.767

43. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de enero de 2018 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos posteriores que puedan afectar significativamente la razonabilidad de estos.