

INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de Repsol, S.A.:

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2013, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la Nota 2.1 de la memoria adjunta, los administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo Repsol, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2013, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y, de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

Sin que afecte a nuestra opinión de auditoría, llamamos la atención respecto a lo señalado en la Nota 4.3 de la memoria adjunta en la que se menciona que al cierre del ejercicio 2013 los administradores de Repsol, S.A. han revaluado las acciones expropiadas de YPF, S.A e YPF Gas, S.A. para ajustar su valor al importe que sería recuperable como consecuencia del potencial acuerdo transaccional con la República Argentina explicado en la Nota 37, estimando un valor de 3.625 millones de euros (5.000 millones de dólares) sujeto, en cualquier caso, a la incertidumbre propia del desenlace final de la negociación en curso.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2013 contiene las explicaciones que los administradores de Repsol, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.
Inscrita en el R.O.A.C. N° S0692



Javier Ares San Miguel
25 de febrero de 2014



2013

Cuentas Anuales Consolidadas

Informe de Gestión Consolidado

Informe Anual de Gobierno Corporativo

INFORME DE AUDITORIA DE CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

A los Accionistas de Repsol, S.A.:

Hemos auditado las cuentas anuales consolidadas de Repsol, S.A. y sociedades dependientes (el Grupo Repsol) que comprenden el balance de situación consolidado al 31 de diciembre de 2013, la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, el estado de ingresos y gastos reconocidos consolidado, el estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, el estado de flujos de efectivo consolidado y la memoria consolidada correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha. Como se indica en la Nota 2.1 de la memoria adjunta, los administradores son responsables de la formulación de las cuentas anuales del Grupo Repsol, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea, y demás disposiciones del marco normativo de información financiera aplicable al Grupo. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre las citadas cuentas anuales consolidadas en su conjunto, basada en el trabajo realizado de acuerdo con la normativa reguladora de la actividad de auditoría de cuentas vigente en España, que requiere el examen, mediante la realización de pruebas selectivas, de la evidencia justificativa de las cuentas anuales consolidadas y la evaluación de si su presentación, los principios y criterios contables utilizados y las estimaciones realizadas están de acuerdo con el marco normativo de información financiera que resulta de aplicación.

En nuestra opinión, las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013 adjuntas expresan, en todos los aspectos significativos, la imagen fiel del patrimonio consolidado y de la situación financiera consolidada de Repsol, S.A. y sociedades dependientes al 31 de diciembre de 2013, así como de los resultados consolidados de sus operaciones y, de los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio anual terminado en dicha fecha de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por la Unión Europea y demás disposiciones del marco normativo de información financiera que resultan de aplicación.

Sin que afecte a nuestra opinión de auditoría, llamamos la atención respecto a lo señalado en la Nota 4.3 de la memoria adjunta en la que se menciona que al cierre del ejercicio 2013 los administradores de Repsol, S.A. han revaluado las acciones expropiadas de YPF, S.A e YPF Gas, S.A. para ajustar su valor al importe que sería recuperable como consecuencia del potencial acuerdo transaccional con la República Argentina explicado en la Nota 37, estimando un valor de 3.625 millones de euros (5.000 millones de dólares) sujeto, en cualquier caso, a la incertidumbre propia del desenlace final de la negociación en curso.

El informe de gestión consolidado adjunto del ejercicio 2013 contiene las explicaciones que los administradores de Repsol, S.A. consideran oportunas sobre la situación del Grupo Repsol, la evolución de sus negocios y sobre otros asuntos y no forma parte integrante de las cuentas anuales consolidadas. Hemos verificado que la información contable que contiene el citado informe de gestión consolidado concuerda con la de las cuentas anuales consolidadas del ejercicio 2013. Nuestro trabajo como auditores se limita a la verificación del informe de gestión consolidado con el alcance mencionado en este mismo párrafo y no incluye la revisión de información distinta de la obtenida a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y sociedades dependientes.

DELOITTE, S.L.
Inscrita en el R.O.A.C. N° S0692



Javier Ares San Miguel
25 de febrero de 2014



Cuentas Anuales Consolidadas

Estados Financieros Consolidados	10
Memoria Consolidada	16
Anexos	129

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012

ACTIVO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2013	31/12/2012
Immovilizado Intangible:		5.325	5.514
a) Fondo de Comercio	5	2.648	2.678
b) Otro inmovilizado intangible	6	2.677	2.836
Immovilizado material	7	26.244	28.227
Inversiones inmobiliarias	8	24	25
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	9	412	737
Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	4	3.625	5.392
Activos financieros no corrientes	11	1.802	1.313
Activos por impuesto diferido	23	4.897	3.310
Otros activos no corrientes	11	253	242
ACTIVO NO CORRIENTE		42.582	44.760
Activos no corrientes mantenidos para la venta	10	1.851	340
Existencias	12	5.256	5.501
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar		7.726	7.781
a) Clientes por ventas y prestaciones de servicios	13	5.621	6.081
b) Otros deudores	13	1.634	1.284
c) Activos por impuesto corriente	13	471	416
Otros activos corrientes		144	221
Otros activos financieros corrientes	11	93	415
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	11	7.434	5.903
ACTIVO CORRIENTE		22.504	20.161
TOTAL ACTIVO		65.086	64.921

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos balances de situación consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Balances de situación consolidados al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012

PASIVO Y PATRIMONIO NETO	Nota	Millones de euros	
		31/12/2013	31/12/2012
PATRIMONIO NETO			
Capital		1.324	1.282
Prima de Emisión		6.428	6.428
Reservas		259	247
Acciones y participaciones en patrimonio propias		(26)	(1.245)
Resultados de ejercicios anteriores y otras reservas		19.785	18.465
Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante		195	2.060
Dividendos y retribuciones		(232)	(184)
FONDOS PROPIOS	14	27.733	27.053
Activos financieros disponibles para la venta		488	42
Otros instrumentos financieros		-	15
Operaciones de cobertura		(60)	(210)
Diferencias de conversión		(954)	(198)
AJUSTES POR CAMBIOS DE VALOR	14	(526)	(351)
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA ENTIDAD DOMINANTE	14	27.207	26.702
INTERESES MINORITARIOS	14	713	770
TOTAL PATRIMONIO NETO		27.920	27.472
Subvenciones	15	66	61
Provisiones no corrientes	16	3.625	2.258
Pasivos financieros no corrientes:	18	13.125	15.300
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		13.053	15.073
b) Otros pasivos financieros		72	227
Pasivos por impuesto diferido	23	3.352	3.063
Otros pasivos no corrientes	21	2.179	3.457
PASIVO NO CORRIENTE		22.347	24.139
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	10	1.533	27
Provisiones corrientes	16	303	291
Pasivos financieros corrientes:	18	4.519	3.790
a) Deudas con entidades de crédito y obligaciones u otros valores negociables		4.464	3.721
b) Otros pasivos financieros		55	69
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar:		8.464	9.202
a) Proveedores	22	4.115	4.376
b) Otros acreedores	22	4.056	4.507
c) Pasivos por impuesto corriente	22	293	319
PASIVO CORRIENTE		14.819	13.310
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		65.086	64.921

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos balances de situación consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2013	31/12/2012 ⁽¹⁾
Ventas		54.683	55.780
Ingresos por prestación servicios y otros ingresos		1.063	1.442
Variación de existencias de productos terminados y en curso de fabricación		(228)	(379)
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado		23	273
Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras	15	13	13
Otros ingresos de explotación		744	723
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN	25	56.298	57.852
Aprovisionamientos		(43.170)	(43.744)
Gastos de personal		(2.039)	(1.975)
Otros gastos de explotación		(5.796)	(5.825)
Amortización del inmovilizado		(2.559)	(2.499)
Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado		(163)	(143)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	25	(53.727)	(54.186)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN		2.571	3.666
Ingresos financieros		162	151
Gastos financieros		(963)	(976)
Variación de valor razonable en instrumentos financieros		(131)	20
Diferencias de cambio		98	23
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros		79	(28)
RESULTADO FINANCIERO	26	(755)	(810)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	9	48	47
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		1.864	2.903
Impuesto sobre beneficios	23	(947)	(1.406)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas		917	1.497
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas		(38)	(75)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES CONTINUADAS		879	1.422
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos		(684)	747
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas		-	(109)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUMPIDAS	27	(684)	638
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		195	2.060
BENEFICIO POR ACCIÓN ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE		Euros / acción	Euros / acción ⁽²⁾
Básico	14	0,15	1,64
Diluido	14	0,15	1,64

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 en relación con la venta de parte de los activos y negocios del GNL de acuerdo a lo descrito en la Nota 31 "Desinversiones" y la Nota 2.1.2 "Comparación de la información".

⁽²⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 en relación con las ampliaciones de capital liberadas a través de las cuales se instrumenta el sistema de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible" descrito en la Nota 14.1 "Capital Social" y de acuerdo a lo descrito en la Nota 2.1.2 "Comparación de la información".

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estas cuentas de pérdidas y ganancias consolidadas.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados correspondientes a los ejercicios terminados el 31 de diciembre
2013 y 2012

	Nota	Millones de euros	
		31/12/2013	31/12/2012
RESULTADO CONSOLIDADO DEL EJERCICIO ⁽¹⁾ (de la Cuenta de pérdidas y ganancias)		233	2.244
INGRESOS Y GASTOS IMPUTADOS DIRECTAMENTE EN EL PATRIMONIO NETO:			
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes		1	(28)
Efecto impositivo		-	9
Total partidas no reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		1	(19)
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		610	39
Por valoración de otros instrumentos financieros		(240)	18
Por coberturas de flujos de efectivo		34	(65)
Diferencias de conversión		(785)	(489)
Entidades valoradas por el método de la participación		13	(5)
Efecto impositivo	14	(126)	(10)
Total partidas reclasificables a la Cuenta de Pérdidas y Ganancias		(494)	(512)
TOTAL		(493)	(531)
TRANSFERENCIA A LA CUENTA DE PERDIDAS Y GANANCIAS:			
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta		(2)	26
Por valoración de otros instrumentos financieros		221	-
Por coberturas de flujos de efectivo		117	40
Diferencias de conversión		(2)	542
Entidades valoradas por el método de la participación		13	-
Efecto impositivo	14	(66)	(14)
TOTAL		281	594
TOTAL INGRESOS / (GASTOS) RECONOCIDOS		21	2.307
a) Atribuidos a la entidad dominante		15	2.222
b) Atribuidos a intereses minoritarios		6	85

⁽¹⁾ Corresponde a la suma de los siguientes epígrafes de la cuenta de pérdidas y ganancias: “Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas” y “Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos”.

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos estados de ingresos y gastos reconocidos consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol

Estados de cambios en el patrimonio neto consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

En millones de euros	Patrimonio neto atribuido a la sociedad dominante							
	Fondos Propios					Total Patrimonio Neto atribuible a la sociedad dominante	Intereses minoritarios	Total Patrimonio Neto
	Capital	Prima de Emisión y reservas	Acciones y part. en patrimonio propias	Resultado del ejercicio atribuido a la entidad dominante	Ajustes por cambios de valor			
Saldo final al 31/12/2011	1.221	23.226	(2.572)	2.193	(530)	23.538	3.505	27.043
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	1.221	23.226	(2.572)	2.193	(530)	23.538	3.505	27.043
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	(17)	-	2.060	179	2.222	85	2.307
Operaciones con socios o propietarios								
Ampliación / (Reducción) de capital	61	(61)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	(70)	(70)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	45	1.327	-	-	1.372	-	1.372
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	(8)	(8)
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(426)	-	-	-	(426)	-	(426)
Otras variaciones de patrimonio neto								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.193	-	(2.193)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(4)	-	-	-	(4)	(2.742)	(2.746)
Saldo final al 31/12/2012	1.282	24.956	(1.245)	2.060	(351)	26.702	770	27.472
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial ajustado	1.282	24.956	(1.245)	2.060	(351)	26.702	770	27.472
Total Ingresos / (gastos) reconocidos	-	(1)	-	195	(179)	15	6	21
Operaciones con socios o propietarios								
Ampliación / (Reducción) de capital	42	(42)	-	-	-	-	-	-
Distribución de dividendos	-	(51)	-	-	-	(51)	(61)	(112)
Operaciones con acciones o participaciones en patrimonio propias (netas)	-	(206)	1.219	-	-	1.013	-	1.013
Incrementos / (Reducciones) por variaciones de perímetro	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras operaciones con socios y propietarios	-	(464)	-	-	-	(464)	-	(464)
Otras variaciones de patrimonio neto								
Trasposos entre partidas de patrimonio neto	-	2.060	-	(2.060)	-	-	-	-
Otras variaciones	-	(12)	-	-	4	(8)	(2)	(10)
Saldo final al 31/12/2013	1.324	26.240	(26)	195	(526)	27.207	713	27.920

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos estados de cambios en el patrimonio neto consolidados.

Repsol, S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol
Estados de flujos de efectivo consolidados correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

	Notas	Millones de euros	
		31/12/2013	31/12/2012 ⁽¹⁾
Resultado antes de impuestos		1.864	2.903
Ajustes de resultado:		3.639	3.337
Amortización del inmovilizado	6, 7 y 8	2.559	2.499
Otros ajustes del resultado (netos)		1.080	838
Cambios en el capital corriente		(502)	624
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(1.005)	(1.655)
Cobros de dividendos	9	33	26
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(893)	(1.399)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(145)	(282)
Flujos de Efectivo de las actividades de explotación ⁽²⁾	28	3.996	5.209
Pagos por inversiones:	6-8 y 30	(3.971)	(3.892)
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		(183)	(255)
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		(3.438)	(3.409)
Otros activos financieros		(350)	(228)
Cobros por desinversiones:	31	683	1.125
Empresas del grupo, asociadas y unidades de negocio		155	635
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias		102	55
Otros activos financieros		426	435
Otros flujos de efectivo		-	(122)
Flujos de Efectivo de las actividades de inversión ⁽²⁾		(3.288)	(2.889)
Cobros y (pagos) por instrumentos de patrimonio:	14	1.014	1.388
Adquisición		(106)	(61)
Enajenación		1.120	1.449
Cobros y (pagos) por instrumentos de pasivo financiero:	18	(1.325)	714
Emisión		8.876	7.943
Devolución y amortización		(10.201)	(7.229)
Pagos por dividendos y remuneraciones de otros instrumentos de patrimonio	14	(528)	(947)
Otros flujos de efectivo de actividades de financiación:		(974)	(444)
Pagos de intereses		(827)	(830)
Otros cobros / (pagos) de actividades de financiación		(147)	386
Flujos de Efectivo de las actividades de financiación ⁽²⁾		(1.813)	711
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio		(54)	(78)
Aumento / (Disminución) neto de efectivo y equivalentes		(1.159)	2.953
Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas		129	1.569
Flujos de efectivo de las actividades de inversión de operaciones interrumpidas		2.319	(868)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación de operaciones interrumpidas		246	(421)
Efecto de las variaciones de los tipos de cambio op. interrumpidas		(4)	(7)
Aumento/(Disminución) neto de efectivo y equivalentes operaciones interrumpidas		2.690	273
Efectivo y equivalentes al inicio del periodo	11	5.903	2.677
Efectivo y equivalentes al final del periodo	11	7.434	5.903
COMPONENTES DEL EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO		31/12/2013	31/12/2012
Caja y bancos		4.650	4.036
Otros activos financieros		2.784	1.867
TOTAL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL FINAL DEL PERIODO		7.434	5.903

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 en relación con la venta de parte de los activos y negocios del GNL de acuerdo a lo descrito en la Nota 31 "Desinversión" y la Nota 2.1.2 "comparación de la información".

⁽²⁾ Incluye los flujos de efectivo correspondientes a operaciones continuadas.

Las notas 1 a 37 forman parte integrante de estos estados de flujos de efectivo.

Repsol S.A. y sociedades participadas que configuran el Grupo Repsol. Memoria Consolidada Correspondiente al ejercicio 2013

1.	Información general	18
2.	Bases de presentación y principales políticas contables	18
2.1.	Bases de presentación.....	18
2.2.	Políticas Contables.....	21
3.	Estimaciones y juicios contables	38
4.	Expropiación de las acciones del grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.....	39
4.1.	Decreto de Intervención y Ley de Expropiación de YPF S.A. e YPF Gas S.A.	39
4.2.	Acuerdos entre Repsol y el grupo Petersen, otros acuerdos de préstamo relacionados con el grupo Petersen.....	40
4.3.	Tratamiento contable de la expropiación.....	41
5.	Fondo de comercio.....	45
6.	Otro inmovilizado intangible	47
7.	Inmovilizado material.....	49
8.	Inversiones Inmobiliarias.....	51
9.	Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	52
10.	Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta	54
11.	Activos financieros corrientes y no corrientes	55
12.	Existencias.....	59
13.	Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar.....	60
14.	Patrimonio neto.....	61
14.1.	Capital social	61
14.2.	Prima de emisión	63
14.3.	Reservas.....	63
14.4.	Acciones y participaciones en patrimonio propias	63
14.5.	Ajustes por cambios de valor.....	64
14.6.	Retribución al accionista.....	65
14.7.	Beneficio por acción	66
14.8.	Intereses minoritarios	66
15.	Subvenciones	66

16.	Provisiones corrientes y no corrientes	67
17.	Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal	68
18.	Pasivos financieros	73
19.	Gestión de riesgos financieros y del capital.....	79
19.1.	Gestión de riesgos financieros.....	79
19.2.	Gestión del capital	83
20.	Operaciones con derivados.....	84
20.1.	Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos	86
20.2.	Coberturas de Flujo de Efectivo	87
20.3.	Coberturas de Inversión Neta.....	88
20.4.	Otras operaciones con derivados.....	88
21.	Otros pasivos no corrientes.....	90
21.1.	Deudas por arrendamiento financiero.....	91
21.2.	Ingresos diferidos.....	91
21.3.	Fianzas y depósitos	91
22.	Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar.....	92
23.	Situación fiscal.....	92
24.	Negocios conjuntos	98
25.	Ingresos y gastos de explotación	99
26.	Ingresos y gastos financieros	101
27.	Resultado de operaciones interrumpidas.....	101
28.	Flujos de efectivo de las actividades de explotación.....	102
29.	Información por segmentos	103
30.	Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control	105
31.	Desinversiones y enajenación de participación en sociedades	106
32.	Información sobre operaciones con partes vinculadas	110
33.	Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo.	113
34.	Contingencias, compromisos y garantías.....	117
35.	Información sobre medio ambiente	124
35.1.	Activos Ambientales.....	124
35.2.	Provisiones Ambientales	125
35.3.	Gastos Ambientales.....	125
35.4.	Marco Aplicable	126
35.5.	Emisiones de CO ₂	126
36.	Remuneración de los auditores.....	126
37.	Hechos posteriores.....	126

1. Información general

Repsol, S.A. y las sociedades que configuran el Grupo Repsol (en adelante “Repsol”, “Grupo Repsol” o “Grupo”) componen un grupo integrado de empresas del sector de hidrocarburos que inició sus operaciones en 1987.

El Grupo Repsol realiza todas las actividades del sector de hidrocarburos, incluyendo la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural, el transporte de productos petrolíferos, gases licuados del petróleo (GLP) y gas natural, el refino, la producción de una amplia gama de productos petrolíferos y la comercialización de productos petrolíferos, derivados del petróleo, productos petroquímicos, GLP y gas natural, así como las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

Las actividades del Grupo se desarrollan en más de 40 países y su sede social está en España.

La denominación social de la entidad matriz del Grupo de empresas que elabora y registra las presentes cuentas anuales es Repsol, S.A. que figura inscrita en el Registro Mercantil de Madrid en la hoja número M-65289. Está provista de C.I.F. número A-78/374725 y C.N.A.E. número 742.

El domicilio social se encuentra en la calle Méndez Álvaro, número 44 de Madrid, donde también se encuentra la Oficina de Atención al Accionista, cuyo número de teléfono es el 900.100.100.

Repsol, S.A. es una entidad de derecho privado, constituida con arreglo a la legislación española, sujeta al Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, y a la normativa relativa a las sociedades anónimas cotizadas.

Las acciones de Repsol, S.A. están representadas por anotaciones en cuenta y figuran admitidas a cotización en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia) y de Buenos Aires (Bolsa de Comercio de Buenos Aires). La Compañía también dispone de un Programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (*over-the-counter*) de los Estados Unidos que distingue a aquellos emisores con mejores políticas de información al mercado y sólidas actividades de negocio.

Las presentes cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013, que han sido formuladas por el Consejo de Administración de Repsol, S.A. en su reunión de fecha 25 de febrero de 2014, se someterán, al igual que las de las sociedades participadas, a la aprobación de las respectivas Juntas Generales Ordinarias de Accionistas, estimándose que serán aprobadas sin ninguna modificación.

Las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 fueron aprobadas por la Junta General Ordinaria de Accionistas de Repsol, S.A. celebrada el 31 de mayo de 2013.

2. Bases de presentación y principales políticas contables

2.1. Bases de presentación

Las cuentas anuales consolidadas adjuntas se presentan en millones de euros y se han preparado a partir de los registros contables de Repsol, S.A. y de sus sociedades participadas y se presentan de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) tal como han sido emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), así como las NIIF adoptadas por la Unión Europea (UE) a 31 de diciembre de 2013. Las NIIF adoptadas y en vigor en la UE, difieren en ciertos aspectos de las NIIF emitidas por el IASB, y salvo por la futura aplicación de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos* (ver nota 2.1.1), estas diferencias no tienen impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo para los años presentados. En este sentido, las cuentas anuales muestran la imagen fiel del patrimonio y de la situación financiera a 31 de diciembre de 2013, así como de los resultados de las operaciones, de los cambios en el patrimonio y de los flujos de efectivo consolidados que se han producido en el Grupo en el ejercicio terminado en dicha fecha.

La preparación de las cuentas anuales consolidadas de acuerdo con NIIF, cuya responsabilidad es de los administradores de la sociedad matriz del Grupo, requiere efectuar estimaciones contables y juicios en la aplicación de las normas contables. Las áreas en las que dichos juicios, asunciones y estimaciones resultan más significativas, se detallan en la Nota 3 “*Estimaciones y juicios contables*”.

2.1.1. Nuevos estándares emitidos

- A. A continuación se detallan las normas, interpretaciones y modificaciones de normas, emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, que han sido de aplicación a partir del 1 de enero de 2013:
- NIIF 13 - *Medición del valor razonable*.
 - CINIIF 20 - *Costes de eliminación de residuos en la fase productiva de una actividad minera en superficie*.
 - Modificaciones a la NIIF 7 - *Desgloses de información sobre activos y pasivos financieros presentados por el neto*.
 - Modificaciones a la NIC 1 - *Presentación de otros elementos del resultado integral*.
 - Modificaciones a la NIC 19 - *Beneficios a empleados*.
 - Modificaciones a la NIIF 1 - *Hiperinflación grave y eliminación de las fechas fijadas para entidades que adopten por primera vez las NIIF*.⁽¹⁾
 - Modificaciones a la NIC 12 - *Impuestos diferidos: Recuperación de activos subyacentes*.⁽¹⁾
 - Modificaciones a la NIIF 1 - *Préstamos Gubernamentales*.
 - Mejoras a las NIIFs 2009-2011.
 - Modificaciones a la NIC 36 - *Desgloses sobre el importe recuperable de activos no financieros*.⁽²⁾

⁽¹⁾ Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comenzasen a partir del 1 de enero de 2012. Dichas normas han sido objeto de adopción por parte de la Unión Europea con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013 y con posibilidad de aplicación anticipada.

⁽²⁾ Estas modificaciones fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2014. Las modificaciones han sido objeto de adopción por parte de la UE con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014 y han sido aplicadas de forma anticipada por el Grupo tal y como se contempla en el correspondiente Reglamento de adopción.

La NIIF 13 *Medición del valor razonable* establece un marco para la medición del valor razonable y requiere de determinados desgloses adicionales de información. Con carácter general, el Grupo aplica esta norma en la medición de determinados instrumentos financieros (ver Nota 11 y Nota 18) y de existencias de “commodities” destinadas a la actividad de “trading”. Dicha aplicación no ha tenido impactos significativos en las cuentas anuales consolidadas del Grupo, puesto que la mayor parte de los instrumentos financieros o son de corto plazo o están cerrados en cámaras de compensación de mercados organizados, a excepción de ciertos desgloses de información adicionales incluidos en las notas explicativas (ver notas 11, 12 y 18).

Las Modificaciones a la NIC 36 de *Deterioro del Valor de los Activos* que modifican las consecuencias de la aplicación de la NIIF 13 sobre los desgloses requeridos por la NIC 36, no han tenido impactos significativos en las cuentas anuales consolidadas del Grupo, a excepción de ciertos desgloses de información adicionales en relación al deterioro de valor de los activos no financieros incluidos en las notas explicativas (ver notas 6 y 7).

Las Modificaciones a la NIC 1 *Presentación de otros elementos del resultado integral*, han supuesto un cambio en la presentación de partidas en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos Consolidado del presente ejercicio con respecto al ejercicio 2012 y, en concreto, la diferenciación entre partidas reclasificables y no reclasificables a la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

El resto de normas, interpretaciones y modificaciones de normas detalladas en este apartado A), no han tenido un impacto significativo en las cuentas anuales consolidadas del Grupo.

B. A continuación se detallan las normas y modificaciones de las mismas que han sido emitidas por el IASB y adoptadas por la Unión Europea, y que serán de aplicación obligatoria en el ejercicio 2014:

- NIIF 10 Estados Financieros Consolidados (1).
- NIIF 11 Acuerdos Conjuntos (1).
- NIIF 12 Desgloses de información de entidades participadas (1).
- NIC 27 Estados Financieros Separados (1).
- NIC 28 Inversiones en asociadas y joint ventures (1).
- Modificaciones a la NIIFs 10, 11 y 12 - Guía de transición (1).
- Modificaciones a la NIIFs 10 y 12 y a la NIC 27 Entidades de Inversión.
- Modificaciones a la NIC 32 - Presentación de activos y pasivos financieros por el neto.
- Modificaciones a la NIC 39 - Novación de derivados y continuación de la contabilidad de coberturas.

(1) Estas normas fueron emitidas por el IASB con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2013. Dichas normas han sido objeto de adopción por parte de la Unión Europea con entrada en vigor para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2014 y con posibilidad de aplicación anticipada, opción que no ha sido elegida por el Grupo Repsol.

(2) En relación a la aplicación, a partir de 2014, de la NIIF 11 Acuerdos Conjuntos, el Grupo no estima ningún impacto significativo en el Patrimonio Neto de los estados financieros consolidados del Grupo. No obstante, dicha aplicación sí supondrá cambios significativos en los estados financieros del Grupo, dado que hasta la fecha de las presentes cuentas anuales consolidadas, el Grupo ha estado aplicando el método de integración proporcional a las participaciones en entidades de control conjunto (método que no será de aplicación a partir del 1 de enero de 2014) bajo los criterios de la NIC 31 Participaciones en Negocios Conjuntos (Ver Nota 2.2.1). El Grupo ha llevado a cabo un análisis de todos los acuerdos conjuntos (ver relación de sociedades en Nota 24) a fin de clasificarlos como operación conjunta o como joint venture, y de determinar las necesarias reclasificaciones de los epígrafes del balance y de la cuenta de resultados. En este sentido, a continuación se presenta el efecto estimado del cambio de método de consolidación aplicable sobre el Balance de situación a 31 de diciembre de 2013 y la Cuenta de pérdidas y ganancias del ejercicio 2013:

Balance de situación	Millones de euros		
	2013	2013 (NIIF11)	Variación
Activos no corrientes	42.582	37.832	(4.750)
Activos corrientes	22.504	17.716	(4.788)
TOTAL ACTIVOS	65.086	55.548	(9.538)
Total Patrimonio Neto atribuido a la sociedad dominante	27.207	27.207	-
Intereses minoritarios ⁽¹⁾	713	244	(469)
Pasivos no corrientes	22.347	14.720	(7.627)
Pasivos corrientes	14.819	13.377	(1.442)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO	65.086	55.548	(9.538)

(1) Intereses minoritarios correspondientes a sociedades del grupo Gas Natural Fenosa (ver Nota 14.8).

Cuenta de pérdidas y ganancias	Millones de euros		
	2013	2013 (NIIF11)	Variación
Ingresos de explotación	56.298	47.331	(8.967)
Gastos de explotación	(53.727)	(46.371)	7.356
Resultado financiero	(755)	(483)	272
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	48	805	757
Impuesto sobre beneficios	(947)	(431)	516
Intereses minoritarios	(38)	28	66
Resultado atribuido sociedad dominante de operaciones continuadas	879	879	-

En lo referente al resto de normas y modificaciones de las mismas detalladas en este apartado B), el Grupo considera que su aplicación no supondrá impactos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo, a excepción de ciertos desgloses de información adicionales.

- C) A la fecha de formulación de estas cuentas anuales, las normas, interpretaciones y modificaciones de las normas que han sido emitidas por el IASB y que aún no han sido aprobadas por la Unión Europea, son las siguientes:

Aplicación obligatoria en 2014:

- CINIIF 21 *Gravámenes*.
- Mejoras a las NIIFs 2010-2012 ⁽¹⁾

Aplicación obligatoria en 2015:

- Modificaciones a la NIC 19 - *Aportaciones de empleados*.
- Mejoras a las NIIFs 2010-2012 ⁽¹⁾
- Mejoras a las NIIFs 2011-2013

Aplicación obligatoria en 2016:

- NIIF 14 *Cuentas de diferimiento regulatorio* ⁽²⁾

Aplicación en ejercicios posteriores

- NIIF 9 *Instrumentos financieros* ⁽³⁾.

⁽¹⁾ El documento de “*Mejoras a las NIIFs 2010-2012*” introduce modificaciones a diversas NIIFs. Pendiente la adopción por parte de la Unión Europea, algunas de estas modificaciones han sido emitidas con fecha de primera aplicación el 1 de julio de 2014, mientras que otras modificaciones han sido emitidas con fecha de primera aplicación los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de julio de 2014 que, en el caso del Grupo, dicha fecha sería el 1 de enero de 2015.

⁽²⁾ Esta Norma es únicamente aplicable por aquellas entidades que lleven a cabo actividades reguladas y que apliquen por primera vez las NIIFs.

⁽³⁾ Corresponde a las fases de “*Clasificación y Medición*” y de “*Contabilidad de Coberturas*” de la NIIF 9, dentro del proyecto de sustitución de la actual NIC 39: “*Instrumentos financieros - reconocimiento y medición*”, e incluye la modificación posterior emitida por el IASB en noviembre de 2013, en virtud de la cual la NIIF 9 aplicará en una fecha futura pendiente de determinación, pero con posterioridad a la fecha del 1 de enero de 2015 tal y como se establecía en la NIIF 9 con anterioridad a esta modificación.

En lo referente a las normas, interpretaciones y modificaciones detalladas en el presente apartado C), el Grupo está evaluando el impacto que la aplicación de las mismas pudiese tener en sus estados financieros consolidados.

2.1.2. Comparación de la información

Como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en las Notas 29 “*Información por segmentos*”, 31 “*Desinversiones*” y 10 “*Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta*”, la cuenta de pérdidas y ganancias y el estado de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio 2012 así como sus respectivas notas, han sido re-expresados, a efectos comparativos con la información relativa al ejercicio 2013, con respecto a los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2012.

Por otro lado, y de acuerdo con la normativa contable, el beneficio por acción correspondiente al 31 de diciembre de 2012 se ha modificado con respecto a la información publicada en los estados financieros consolidados formulados correspondientes al ejercicio 2012, para tener en cuenta en su cálculo el número medio de acciones en circulación tras las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado “*Repsol dividendo flexible*” descrito en la Nota 14 “*Patrimonio Neto*”.

2.2. Políticas Contables

2.2.1. Principios de consolidación

Repsol elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo las inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos.

La consolidación se ha realizado aplicando el método de integración global a todas las sociedades dependientes, que son aquellas sobre las que Repsol ejerce, directa o indirectamente, su control, entendido como la capacidad de poder dirigir las políticas operativas y financieras para obtener beneficios de sus actividades. Esta capacidad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la titularidad, directa o indirecta, del 50% o más de los derechos políticos de la sociedad.

La participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las sociedades dependientes consolidadas del Grupo Repsol se presenta bajo la denominación de "*Intereses minoritarios*", dentro del epígrafe de "*Patrimonio Neto*" del balance de situación consolidado, y en "*Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones continuadas*" y "*Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas*" dentro de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada.

Los negocios conjuntos se consolidan por el método de integración proporcional, que supone la inclusión en los estados financieros consolidados de la parte proporcional de los activos, pasivos, gastos e ingresos en función de la participación que posee el Grupo Repsol. Se entiende por negocios conjuntos aquellos en los que existe control conjunto, que se pone de manifiesto únicamente cuando las decisiones estratégicas de las actividades, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

Los activos, pasivos, ingresos y gastos correspondientes a los negocios conjuntos se presentan en el balance de situación consolidado y en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada de acuerdo con su naturaleza específica.

En el caso de aportaciones no dinerarias al capital social de una sociedad controlada conjuntamente, o de realizarse ventas de activos a las mismas, únicamente se reconoce un beneficio o pérdida en la cuenta de resultados por la parte que corresponda al interés de los otros partícipes.

Las sociedades asociadas se registran por el método de la participación. Estas sociedades son aquellas en las que se posee una influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni tampoco control conjunto. La influencia significativa en una sociedad se presume en aquellas sociedades en las que la participación es igual o superior al 20%. El método de la participación consiste en la contabilización en la línea del balance de situación consolidado "*Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación*", del valor de los activos netos y fondo de comercio si lo hubiere, correspondiente a la participación poseída en la sociedad asociada. El resultado neto obtenido en cada ejercicio correspondiente al porcentaje de participación en estas sociedades se refleja en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidadas como "*Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos*".

Las pérdidas de las sociedades asociadas atribuidas al inversor que superen el interés de éste en dichas asociadas no se reconocen, a no ser que exista por parte del Grupo la obligación presente de cubrir las mismas.

En el Anexo I se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativos, participadas directa e indirectamente por Repsol, S.A. a 31 de diciembre de 2013 que han sido incluidas en el perímetro de consolidación, así como las variaciones del perímetro de consolidación en los ejercicios 2013 y 2012.

En el proceso de consolidación se han eliminado los saldos, transacciones y resultados generados entre sociedades consolidadas por integración global. En el caso de sociedades consolidadas por integración proporcional se han eliminado los saldos, transacciones y los resultados por operaciones con otras compañías del Grupo atendiendo al porcentaje en el que se ha efectuado su integración. Los resultados por operaciones entre empresas del Grupo y empresas asociadas se han eliminado en el porcentaje de participación que el Grupo posee en éstas últimas.

Los principios de contabilidad utilizados por las sociedades del Grupo se han homogeneizado con los de la matriz con el fin de presentar los estados financieros consolidados aplicando normas de valoración homogéneas.

Los estados financieros de las entidades participadas cuya moneda funcional sea distinta a la moneda de presentación (ver Nota 2.2.4) se convierten utilizando los siguientes procedimientos:

- Los activos y pasivos de cada uno de los balances presentados se convierten aplicando el tipo de cambio de cierre en la fecha del correspondiente balance.
- Por razones prácticas, para la conversión de partidas de gastos e ingresos se utiliza el tipo de cambio medio del periodo en el que se devengan las transacciones. No obstante, en el caso de transacciones relevantes, o cuando los tipos de cambio hayan fluctuado de forma significativa a lo largo del periodo, se utiliza el tipo de cambio de la fecha de la transacción.
- Todas las diferencias de cambio que se produzcan como resultado de lo anterior, se reconocen dentro del epígrafe "*Diferencias de conversión*", dentro del apartado "*Ajustes por cambios de valor*" del Patrimonio Neto.

Cuando se enajena una sociedad con moneda funcional distinta al euro o en caso de enajenación parcial que implique la pérdida de control sobre una sociedad dependiente que incluye un negocio en el extranjero, las diferencias de cambio registradas como "*Diferencias de conversión*" en el patrimonio neto, relacionadas con la participación en esa sociedad, son transferidas a la cuenta de resultados en el mismo momento en que se reconoce

el resultado derivado de dicha enajenación. Este mismo tratamiento se realiza igualmente en el caso de enajenaciones parciales con pérdida de control conjunto o de influencia significativa. En el caso de enajenaciones parciales sin pérdida de control de una sociedad dependiente que incluya un negocio en el extranjero, se atribuye la parte proporcional del importe acumulado de las diferencias de cambio reconocidas como “*Diferencias de conversión*” en el patrimonio a los intereses minoritarios en dicho negocio en el extranjero.

Los tipos de cambio respecto del euro de las principales divisas de las sociedades del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012 han sido:

	31 de diciembre de 2013		31 de diciembre de 2012	
	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado	Tipo de cierre	Tipo medio acumulado
Dólar americano	1,38	1,33	1,32	1,28
Real brasileño	3,23	2,87	2,69	2,51

2.2.2. Clasificación de los activos y los pasivos entre corrientes y no corrientes

En el balance de situación adjunto, los activos y pasivos se clasifican en función de sus vencimientos entre corrientes, aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y no corrientes, aquellos cuyo vencimiento es superior a doce meses.

2.2.3. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni 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 la presentación por un importe neto ponga de manifiesto un mejor reflejo del fondo de la transacción.

En este sentido, los ingresos o gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por imperativo de una norma legal, contemplen la posibilidad de compensación y el Grupo tenga la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea se presentan netos en la cuenta de resultados.

2.2.4. Moneda funcional y transacciones en moneda extranjera

a) Moneda funcional

Las partidas incluidas en las presentes cuentas anuales consolidadas de cada una de las sociedades del Grupo se valoran utilizando su moneda funcional, es decir, la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera. Las cuentas anuales consolidadas se presentan en euros, que es la moneda funcional de la sociedad dominante del Grupo Repsol y la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo Repsol.

b) Moneda extranjera

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional de una sociedad se consideran transacciones en moneda extranjera y se contabilizan en su moneda funcional aplicando el tipo de cambio vigente en la fecha de la operación. Al cierre de cada ejercicio los saldos de balance de las partidas monetarias en moneda extranjera se valoran aplicando el tipo de cambio vigente a dicha fecha y las diferencias de cambio, que surgen de tal valoración se registran en el epígrafe “*Diferencias de cambio*” incluido en el “*Resultado financiero*” de la cuenta de resultados del periodo en que se producen, con la excepción del tratamiento contable específico en el caso de coberturas (ver Nota 2.2.25).

2.2.5. Fondo de comercio

Corresponde a la diferencia positiva existente entre el coste de una combinación de negocios y la participación de la entidad adquirente en el valor razonable de los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición que cumplan los criterios de reconocimiento pertinentes. El fondo de comercio se reconoce como un activo no corriente en el correspondiente epígrafe del inmovilizado intangible del balance de situación consolidado en la fecha de adquisición.

Si la diferencia fuese negativa, es preciso hacer una reevaluación de la valoración de los activos adquiridos y de los pasivos asumidos. Si tras la misma la diferencia negativa siguiera existiendo, ésta se registraría como un beneficio en la línea “*Otros ingresos de explotación*” de la cuenta de resultados.

Dado que los fondos de comercio tienen una vida útil indefinida, los mismos no se amortizan y con posterioridad a su reconocimiento inicial son valorados por su coste menos las pérdidas por deterioro de valor acumuladas (ver Nota 2.2.10).

2.2.6. Otro inmovilizado intangible

El Grupo Repsol valora inicialmente estos activos por su coste de adquisición o producción, excepto los derechos de emisión recibidos a título gratuito descritos en el epígrafe b) de este apartado. El citado coste se amortiza de forma sistemática a lo largo de su vida útil, excepto en el caso de los activos con vida útil indefinida descritos más adelante, que no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor. A la fecha de cierre, estos activos se registran por su coste menos la amortización acumulada correspondiente y las pérdidas por deterioro de valor acumuladas que hayan experimentado.

A continuación se describen los principales activos intangibles del Grupo Repsol:

a) Derechos para la vinculación de estaciones de servicio y otros derechos

Incluye fundamentalmente los costes correspondientes a las distintas modalidades de contratos de adquisición de derechos para la vinculación de estaciones de servicio, los costes de abanderamiento e imagen y los contratos de suministro en exclusiva. Estos costes se amortizan linealmente en el periodo correspondiente al plazo de cada contrato, que varía entre 1 y 50 años.

b) Derechos de emisión de CO₂

Los derechos de emisión adquiridos se registran como un activo intangible y se valoran inicialmente por su precio de adquisición.

Los derechos de emisión recibidos a título gratuito, conforme al régimen de comercio de derechos de emisión para el periodo 2013-2020, son registrados como activo intangible al valor de mercado vigente al inicio del ejercicio al cual corresponda su expedición, registrándose como contrapartida y por el mismo importe, un ingreso diferido en concepto de subvención. A medida que se consumen las toneladas de CO₂ correspondientes, dicho ingreso se va imputando a resultados.

Los derechos de emisión no se amortizan dado que su valor en libros coincide con su valor residual y, por tanto, su base amortizable es cero. Los derechos de emisión están sujetos a un análisis de deterioro de valor (ver Nota 2.2.10). El valor de mercado de los derechos de emisión se calcula de acuerdo con el precio del contrato de referencia en el mercado de futuros proporcionado por el ECX-European Climate Exchange.

Por las emisiones de CO₂ realizadas a lo largo del ejercicio se registra un gasto en la línea “*Otros Gastos de explotación*” de la cuenta de resultados reconociendo una provisión cuyo importe se calcula en función de las toneladas de CO₂ emitidas, valoradas (i) por su valor en libros para aquellos derechos que se posean al cierre del periodo y (ii) por el precio de cotización al cierre, para aquellos derechos de los que no se disponga al cierre del periodo.

Cuando los derechos de emisión por las toneladas de CO₂ emitidas se entregan a las autoridades, se dan de baja del balance tanto el activo intangible como la provisión correspondiente a los mismos, sin efecto en la cuenta de resultados.

Cuando se realiza una gestión activa de derechos de emisión de CO₂ con objeto de aprovechar las oportunidades de negociación en el mercado (ver Nota 35), la cartera de derechos para negociación es clasificada contablemente como existencias para trading.

c) Otros activos intangibles

En este epígrafe se recogen fundamentalmente los siguientes conceptos:

- i. Concesiones y similares: se registran por su coste de adquisición si se adquieren directamente a un organismo público o similar, o al valor razonable atribuido a la concesión correspondiente en el caso de adquirirse como parte de una combinación de negocios. Posteriormente, se valoran por su coste menos amortizaciones y pérdidas por deterioro de valor acumulado. Dichas concesiones se amortizan generalmente de forma lineal a lo largo de la vida de los contratos.

Entre estas concesiones figuran aquellos acuerdos de concesión de servicios de carácter público, en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio

y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos. Estas concesiones se valoran en el reconocimiento inicial por su valor razonable.

Asimismo, se incluyen las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que no tienen límite legal ni de ningún otro tipo, por lo que, al tratarse de activos intangibles de vida útil indefinida, no se amortizan, si bien se analiza su posible deterioro de valor con periodicidad anual.

- ii. Costes de adquisición de permisos de exploración: Los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración por un periodo de tiempo se capitalizan en este epígrafe por su precio de compra. Durante la fase de exploración y evaluación, estos costes no se amortizan, siendo evaluada la existencia de un deterioro, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que pudiera haberse producido un deterioro de valor, conforme a los indicadores de la NIIF 6 *Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*. El registro en la cuenta de resultados de cualquier pérdida por deterioro de valor, o en su caso la reversión de la misma, se realiza conforme a los criterios generales de la NIC 36 *Deterioro de Valor de Activos*. Una vez finalizada la fase de exploración y evaluación, en caso de que no se encuentren reservas, los importes capitalizados son registrados como gasto en la cuenta de resultados. En caso de resultados positivos en la exploración, dando lugar a un descubrimiento comercialmente explotable, los costes se reclasifican al epígrafe “*Inversión en zonas con reservas*” (ver Nota 2.2.7 c) por su valor neto contable en el momento que así se determine.
- iii. Los gastos de desarrollo incurridos se activan sólo si se cumplen todas las condiciones establecidas en la norma contable de referencia. Los gastos de investigación en los que incurre el Grupo se registran como gastos del ejercicio.
- iv. Otros costes, tales como los relativos a aplicaciones informáticas y la propiedad industrial, se amortizan linealmente a lo largo de su vida útil (en un periodo entre 3 y 20 años).

Las marcas u otros activos intangibles de naturaleza similar desarrollados internamente por el Grupo no se registran como activo y los gastos incurridos se imputan a la cuenta de resultados en el periodo en que se incurren.

2.2.7. Inmovilizado material

El Grupo Repsol sigue el modelo del coste por el que los elementos del inmovilizado material se valoran inicialmente por su coste de adquisición.

a) Coste

El coste de los elementos del inmovilizado material comprende su precio de adquisición, todos los costes directamente relacionados con la ubicación del activo y su puesta en condiciones de funcionamiento.

Asimismo, en su caso, se incluirá en el coste de los elementos del inmovilizado material el valor presente de los desembolsos que se espera sean necesarios para cancelar cualquier coste de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación del emplazamiento físico donde se asienta, cuando constituyan obligaciones incurridas bajo determinadas condiciones. Los cambios posteriores en la valoración de las obligaciones por desmantelamiento y similares derivados de cambios en los flujos de efectivo estimados y/o en el tipo de descuento, se añaden o deducen del valor neto contable del activo correspondiente en el periodo en el que se producen, salvo en aquellos casos en los que el ajuste a la baja del pasivo exceda del valor neto contable del activo correspondiente, en cuyo caso, el exceso es registrado en la cuenta de resultados.

Los costes por intereses de la financiación directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos que requieren de un periodo superior a un año para estar en condiciones de uso, son capitalizados formando parte del coste de dichos activos y de acuerdo a los límites establecidos en la norma de referencia.

También se consideran como mayor valor del activo los gastos de personal y otros de naturaleza operativa soportados que son directamente atribuibles a la construcción del propio inmovilizado.

Los costes de ampliación, modernización o mejoras que representen un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes, se capitalizan como mayor valor de los mismos, siempre que se cumplan las condiciones generales para su activación.

Los gastos de reparaciones, conservación y mantenimiento de carácter ordinario se imputan a resultados del ejercicio en que se producen. Adicionalmente, algunas instalaciones requieren revisiones periódicas. En este sentido, los elementos objeto de sustitución susceptibles de ser capitalizados son reconocidos de forma específica y amortizados en el periodo que media hasta la siguiente reparación.

Este epígrafe incluye asimismo las inversiones efectuadas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado, así como el coste del inmovilizado material adquirido en régimen de arrendamiento financiero (ver Nota 2.2.22).

b) Amortización

Los elementos del inmovilizado material, excepto el afecto a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos (ver epígrafe c) de este apartado), se amortizan siguiendo el método lineal, mediante la distribución, entre los años de vida útil estimada de los elementos, del coste de adquisición de los activos, minorado por su valor residual estimado. A continuación se detallan las vidas útiles de los principales activos registrados para cada clase de inmovilizado:

	Años de vida útil estimada
Edificios y otras construcciones	20-50
Maquinaria e instalaciones:	
Maquinaria, instalaciones y utillaje ⁽¹⁾	8-40
Mobiliario y enseres	9-15
Instalaciones complejas especializadas:	
Unidades	8-25
Tanques de almacenamiento	20-40
Líneas y redes	12-25
Infraestructura y distribución de gas y electricidad	12-40
Elementos de transporte	5-30

⁽¹⁾ Adicionalmente, el Grupo participa a través de Gas Natural Fenosa en activos de generación hidráulica cuyo plazo de amortización se eleva, en el caso de no existir concesión, hasta 100 años en función de la vida útil estimada de los mismos.

La amortización de los activos comienza cuando los mismos 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 tanto, no son objeto de amortización.

c) Registro de las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos

Repsol registra las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos utilizando políticas contables basadas en el método de exploración con éxito ("successful-efforts"). De acuerdo con estas políticas, el tratamiento contable de los diferentes costes incurridos es el siguiente:

- i. Los costes originados en la adquisición de nuevos intereses en zonas con reservas probadas y no probadas (incluyendo bonos, costes legales, etc.) se capitalizan en el epígrafe "Inversiones en zonas con reservas", asociados a reservas probadas o a reservas no probadas, según corresponda, cuando se incurre en ellos.
- ii. Los costes de exploración (fundamentalmente gastos de geología y geofísica y otros costes relacionados con la actividad de exploración) excluyendo los costes de perforación de los sondeos de exploración, son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias en el momento en que se incurren.
- iii. Los costes de perforación de sondeos de exploración, incluyendo pozos exploratorios estratigráficos, se capitalizan en el epígrafe "Otros costes de exploración" pendientes de la determinación de si se han encontrado reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se han encontrado reservas probadas, los costes de perforación inicialmente capitalizados son registrados en la cuenta de resultados. Sin embargo, si como consecuencia de los sondeos de exploración, incluyendo los pozos exploratorios estratigráficos, se encuentran reservas pero no se pueden clasificar como probadas, su registro contable depende de las siguientes circunstancias:
 - En aquellos casos en que el área requiera inversiones adicionales antes de que pueda iniciarse la producción, los costes de perforación permanecen capitalizados solamente durante el tiempo que se cumplan las siguientes condiciones (i) la cantidad de reservas probadas encontradas justifica su terminación como pozo productivo si la inversión requerida es efectuada, y (ii) la perforación de sondeos o pozos exploratorios estratigráficos adicionales está en marcha o se encuentra planificada para un futuro próximo. Si alguna de las dos condiciones anteriores no se cumpliera, los sondeos o pozos estratigráficos correspondientes se registran en la cuenta de resultados.
 - En todas las demás circunstancias, la determinación de si las reservas pueden ser clasificadas como probadas tiene que producirse en el periodo de un año desde la finalización de la prospección. Si la determinación no se ha producido en ese periodo, los correspondientes costes de sondeos son registrados en la cuenta de resultados.

Los costes de perforación de sondeos exploratorios que hayan dado lugar a un descubrimiento positivo de reservas comercialmente explotables son reclasificados al epígrafe “Inversión en zonas con reservas”. Los pozos se califican como “comercialmente explotables” únicamente si se espera que generen un volumen de reservas que justifique su desarrollo comercial considerando las condiciones existentes en el momento del reconocimiento (por ejemplo, precios, costes, técnicas de producción, marco regulatorio, etc.)

iv. Los costes de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas y para tratamiento y almacenaje de petróleo y gas (incluyendo costes de perforación de pozos productivos y de pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en el epígrafe “Inversión en zonas con reservas”.

v. Los costes por los futuros abandonos y desmantelamientos de campos (medioambientales, de seguridad, etc.) están calculados campo por campo y se capitalizan por su valor actual cuando se registra inicialmente el activo en el balance, y se registran en el epígrafe “Inversiones en zonas con reservas”. Esta capitalización se realiza con abono al epígrafe de provisiones por desmantelamientos de campos (ver Nota 16).

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

i. Las inversiones correspondientes a adquisición de reservas probadas y las inversiones en instalaciones comunes, se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas del campo al inicio del periodo de amortización.

ii. Las inversiones relacionadas con reservas no probadas o de campos en evaluación no se amortizan. Estas inversiones son evaluadas, al menos una vez al año y, en cualquier caso, cuando aparece un indicio de que éstas pudieran haberse deteriorado.

iii. Los costes originados en sondeos para el desarrollo y extracción de las reservas de hidrocarburos se amortizan a lo largo de la vida comercial estimada del yacimiento en función de la relación existente entre la producción del periodo y las reservas probadas desarrolladas del campo al inicio del periodo de amortización.

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

A la fecha de cierre o siempre que haya un indicio de que pueda existir un deterioro en el valor de los activos, se compara el valor recuperable de los mismos con su valor neto contable. Cualquier dotación o reversión de una pérdida de valor, que surja como consecuencia de esta comparación, se registrará en los epígrafes “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenación de inmovilizado” o, en su caso, “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenación del inmovilizado” de la cuenta de resultados (ver Nota 2.2.10 y Notas 6, 7, y 25).

d) Inmovilizado material de naturaleza medioambiental

La identificación del inmovilizado material de naturaleza medioambiental, entendiéndose como tal aquel cuya finalidad es la de minimizar el impacto medioambiental y la protección y mejora del medio ambiente, se realiza teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades desarrolladas, de acuerdo con criterios técnicos del Grupo basados en las directrices relativas a esta materia emitidas por el American Petroleum Institute (API).

El inmovilizado de naturaleza medioambiental y su correspondiente amortización acumulada, figuran en el balance de situación, junto con el resto de elementos que forman parte del inmovilizado material, clasificados de acuerdo con su naturaleza contable.

La determinación de su coste, así como de los criterios de amortización y correcciones valorativas a efectuar, se realiza de acuerdo con lo establecido para esas partidas de inmovilizado, según se explica en los apartados 2.2.7.a) a 2.2.7.b) de este epígrafe.

2.2.8. Inversiones inmobiliarias

Son aquellos activos (edificios, terrenos) destinados a la obtención de rentas mediante su explotación en régimen de alquiler, o bien a la obtención de plusvalías por su venta. Estos activos no están afectos a las actividades del Grupo ni están destinados para uso administrativo. Repsol registra contablemente las inversiones inmobiliarias según el modelo de coste aplicando los mismos criterios señalados para los elementos del inmovilizado material (ver epígrafes 2.2.7.a) y 2.2.7.b) del apartado anterior).

2.2.9. Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones interrumpidas

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta aquellos activos o grupos de activos y sus pasivos vinculados, cuyos importes en libros serán recuperados a través de una operación de venta y no a través de un uso continuado de los mismos.

Esta condición se considera cumplida cuando la venta sea altamente probable y el activo esté disponible para la venta inmediata en su estado actual. La venta previsiblemente se completará en el plazo de un año desde la fecha de clasificación, si bien, ésta pudiera dilatarse a un plazo mayor por motivos regulatorios o similares circunstancias.

Estos activos o grupos de activos se presentan valorados por el menor importe entre su valor en libros y el valor razonable menos costes de venta, excepto por lo mencionado en el párrafo siguiente, y no están sujetos a amortización mientras estén clasificados como mantenidos para la venta, o mientras formen parte de un grupo de activos para su disposición clasificado como mantenido para la venta.

En el caso concreto de activos financieros, activos por impuestos diferidos, propiedades de inversión y activos asociados a beneficios a empleados, dichos activos aun cuando figuren clasificados como mantenidos para la venta, siguen siendo valorados de acuerdo a su naturaleza, con independencia de su presentación bajo este epígrafe.

Adicionalmente, el Grupo considera actividades interrumpidas los componentes (unidades o grupos de unidades generadoras de efectivo) que representan una línea de negocio o área geográfica significativa y que pueda considerarse separada del resto, que se hayan vendido o dispuesto por otra vía, o bien que reúnen las condiciones descritas para ser clasificadas como mantenidas para la venta.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta se presentan en el activo del balance de situación consolidado en un único epígrafe denominado "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*". En el pasivo del balance, bajo el epígrafe "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*" figuran los pasivos vinculados con los activos que cumplen la definición descrita en los párrafos anteriores. Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea de la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada denominada "*Resultado del ejercicio procedente de actividades interrumpidas neto de impuestos*".

Bajo el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" se presenta la participación en acciones de YPF S.A e YPF Gas S.A. sujetas a proceso de expropiación por parte del gobierno argentino (para mayor información sobre los criterios contables de valoración, ver Nota 4).

2.2.10. Deterioro del valor de los activos materiales, intangibles y fondo de comercio, y metodología para la estimación del valor recuperable.

Para revisar si los activos han sufrido una pérdida por deterioro de valor, el Grupo compara el valor en libros de los mismos con su valor recuperable al menos con carácter anual, y siempre que existan indicios de que algún activo pudiera haberla sufrido.

A tal efecto, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo (UGE) siempre que los mismos individualmente considerados no generen flujos de efectivo que, en buena medida, sean independientes de los generados por otros activos o UGE. La agrupación de los activos en distintas UGE implica la realización de juicios profesionales y la consideración, entre otros parámetros de los segmentos de negocio y las áreas geográficas en las que opera la compañía. En este sentido, en el segmento *Upstream*, cada UGE se corresponde con cada una de las distintas áreas contractuales comúnmente denominadas "bloques"; por excepción, en aquellos casos en que los flujos de caja generados por varios bloques son interdependientes entre sí dichos bloques se agrupan en una única UGE. En el caso del *Downstream*, las UGE se corresponden con actividades (principalmente Refino, Química, Estaciones de Servicio y GLP) y áreas geográficas. En relación con el GNL, y tras la venta de parte de los activos y negocios de este segmento en 2013, se mantiene una UGE única que incluye fundamentalmente los activos de Norteamérica. Por otro lado y a efectos de evaluar la recuperabilidad de los activos de Gas Natural Fenosa se consideran las mismas UGE identificadas por dicho grupo en sus cuentas anuales.

El fondo de comercio adquirido en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las UGE o grupos de UGE que se benefician de las sinergias de la combinación de negocios y se realiza una estimación del valor recuperable de las mismas, con carácter general a través del descuento de los flujos de caja estimados de cada una de ellas.

El importe recuperable es el valor superior entre el valor razonable menos el coste de venta y el valor en uso. Si el importe recuperable de un activo (o de una UGE) es inferior a su valor neto contable, el importe en libros del mismo (o de la UGE) se reduce hasta su importe recuperable, reconociendo una pérdida por deterioro de valor como gasto en la línea "*Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado*" de la cuenta de resultados.

Una vez se ha registrado una pérdida por deterioro de valor, la base de amortización a considerar a partir de ese momento tendrá en cuenta con carácter prospectivo la reducción del valor del activo por cualquier pérdida de valor acumulada.

Cuando tienen lugar nuevos eventos, o cambios en circunstancias ya existentes, que evidencian que una pérdida por deterioro registrada en un periodo anterior pudiera haber desaparecido o haberse reducido, se realiza una nueva estimación del valor recuperable del activo correspondiente, para ver si es procedente revertir las pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores.

En el caso de una reversión de un deterioro de valor previamente registrado, el importe en libros del activo (o de la UGE) se incrementa hasta la estimación revisada de su valor recuperable, de tal modo que este nuevo valor no supere el importe en libros que se habría determinado de no haberse reconocido ninguna pérdida por deterioro del valor para el activo (o la UGE) en periodos anteriores. Esta reversión se registra en la línea "*Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado*" de la cuenta de resultados. Una pérdida de valor del fondo de comercio no puede ser revertida en periodos posteriores.

La metodología utilizada en la estimación del importe recuperable de los activos es, en general, el valor en uso calculado a partir del valor actual de los flujos de efectivo futuros esperados, derivados de la explotación de tales activos.

Las proyecciones de flujos de caja se basan en las mejores estimaciones disponibles de ingresos y gastos de las UGE, empleando previsiones sectoriales, resultados pasados y expectativas futuras de evolución del negocio y de desarrollo del mercado. El presupuesto anual y el plan estratégico establecen un marco macroeconómico para todos los países en los que el Grupo tiene actividad, en el que se contemplan variables macroeconómicas como la inflación, crecimiento del PIB, tipo de cambio, etc. que son las utilizadas en la cuantificación de las mencionadas estimaciones de ingresos y gastos. El marco macroeconómico mencionado se elabora de acuerdo a la información recogida en informes internos que reflejan las previsiones propias, basadas en información externa relevante disponible (consultores y organismos especializados).

La valoración de los activos de Exploración y Producción (*Upstream*) utiliza proyecciones de flujos de caja que abarcan la vida económicamente productiva de los campos de petróleo y gas limitada por la finalización de los permisos, acuerdos o contratos de explotación. Los principios generales aplicados para la determinación de las variables que más afectan a los flujos de caja de ese negocio se describen a continuación:

a) Precios de venta de hidrocarburos.

Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, WTI y HH (Henry Hub). En aquellos países en los que los precios internacionales no reflejan las circunstancias del mercado de referencia, los precios utilizados tienen en cuenta las referencias de dicho mercado. Para el primer año se utilizan las bases del presupuesto anual que son aprobadas en el Comité de Dirección de Repsol. A partir del siguiente ejercicio, se utiliza una senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético que no sólo reflejan las previsiones propias sino un "consenso" calculado a partir de la opinión de consultores, bancos de inversión y de las cotizaciones del mercado de futuros, de forma coherente a la considerada para la toma de decisiones de inversión. Finalmente, si la vida productiva de los campos excede el periodo cubierto por la senda corporativa, los precios se escalan en línea con los costes operativos e inversiones.

b) Reservas y perfiles de producción.

Los perfiles de producción se estiman en función de la producción de pozos existentes y de los planes de desarrollo de cada campo productivo. Como consecuencia de los mismos se estiman las reservas probadas y no probadas. La estimación de las reservas probadas de crudo y gas se realiza teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas establecidas para la industria del crudo y del gas por la Securities Exchange Commission (SEC) así como los criterios establecidos por el sistema Petroleum Resource Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Las reservas no probadas se estiman teniendo en cuenta los criterios y directrices del PRMS-SPE y se ponderan los valores por factores de riesgo asociados a las mismas y en función de la tipología de cada uno de los activos de exploración y producción.

c) Costes operativos e inversiones.

Se calculan para el primer año de acuerdo con el presupuesto anual del Grupo y en los años siguientes de acuerdo con los planes de desarrollo de los activos. El factor de escalación que se ha aplicado al elaborar el test de deterioro de valor correspondiente al ejercicio 2013 ha sido del 2,5% hasta 2016 y del 3% en adelante.

En el caso del *Downstream*, para la estimación de los flujos de caja de sus negocios se calcula la evolución prevista de las variables clave, márgenes de contribución unitarios, costes fijos y flujos de inversión necesarios para seguir manteniendo el nivel de actividad, de acuerdo con las expectativas consideradas en el presupuesto anual y en los planes estratégicos específicos de cada negocio. No obstante, no se tienen en consideración aquellas entradas y salidas de efectivo correspondientes a reestructuraciones futuras o mejoras en el desempeño del activo. El periodo de proyección de flujos de caja contemplado en la evaluación es, en general, de cinco años, extrapolándose para

años posteriores el flujo correspondiente al quinto año sin aplicar una tasa de crecimiento. De forma particular, en Refino y por el efecto de los proyectos de ampliación y mejora de las refinerías, se realizan proyecciones a 25 años. A los efectos del cálculo de los valores residuales, se consideran únicamente las inversiones de mantenimiento y en su caso las inversiones de renovación necesarias para mantener la capacidad productiva de las UGE.

Los flujos de caja de los negocios de GNL que no han sido objeto de la transacción de venta descrita en la Nota 31, han sido estimados conforme a las siguientes hipótesis más representativas:

a) Precios del gas y del GNL:

Las referencias internacionales que utiliza el Grupo son: Brent, HH (Henry Hub) y NBP (National Balancing Point), ajustándose en su caso de acuerdo con referencias del mercado correspondiente, en caso de que los precios internacionales no reflejen las circunstancias del mismo. Al igual que lo descrito para el segmento de Exploración y Producción, estos precios se obtienen tanto de las bases del presupuesto anual como, a partir del segundo año, de la senda de precios elaborada de acuerdo con informes internos de entorno global energético.

b) Volúmenes y márgenes de comercialización de gas y GNL:

Los volúmenes considerados en los flujos de caja se estiman conforme a los contratos vigentes al cierre del ejercicio, así como a la estimación de la actividad de trading, todo ello conforme al plan estratégico del negocio. Los márgenes tienen en consideración tanto datos históricos, como la estimación de precios indicada en el punto anterior, así como la expectativa de evolución futura.

Estos flujos de efectivo futuros netos estimados se descuentan a su valor actual a partir de una tasa específica para cada UGE, en función de la moneda de sus flujos de caja y de los riesgos asociados a éstos incluyendo el riesgo país. Repsol utiliza como tasa de descuento el coste medio ponderado del capital empleado (WACC) después de impuestos y diferente para cada país y negocio, que se revisa al menos anualmente. Esta tasa trata de reflejar las evaluaciones actuales del mercado en lo referente al valor temporal del dinero y a los riesgos específicos del activo. Por lo tanto, la tasa de descuento utilizada tiene en cuenta el riesgo-país, la moneda en la que se generan los flujos de caja y el riesgo de negocio. Para que los cálculos sean consistentes y no incluir duplicidades, las estimaciones de flujos de caja futuros no van a reflejar los riesgos que ya se han ajustado en la tasa de descuento utilizada. La tasa de descuento utilizada, considera el apalancamiento medio del sector como aproximación razonable de la estructura de capital óptima, tomando como referencia el apalancamiento de empresas petroleras comparables durante los últimos 5 años.

Las tasas utilizadas en los ejercicios 2013 y 2012, por segmento y por área geográfica son las siguientes:

	2013	2012
UPSTREAM (*)		
América	8,1% - 11,9%	7,7% - 11,8%
Europa, Norte de África y Asia	8,1% - 10,4%	7,7% - 10%
DOWNSTREAM	4,6% - 10,2%	4,9% - 12,3%
GNL (*)	4,7% - 4,8%	4,3% - 7,7%

(*) Tasas de descuento en USD.

Las hipótesis y las tasas de descuento utilizadas en el cálculo de los flujos de caja correspondientes a las UGE de Gas Natural Fenosa son las definidas por dicho grupo en sus cuentas anuales.

Para aquellas UGE que tienen fondo de comercio y/o activos de vida útil indefinida asignados, Repsol analiza si cambios razonablemente previsibles en las hipótesis clave para la determinación del importe recuperable, tendrían un impacto significativo en los estados financieros. En el caso de aquellas UGE en las que el superávit de valor recuperable frente al valor contable excede en un porcentaje significativo del valor de este último, no se considera que dichas “variaciones razonablemente previsibles” pudieran tener impacto significativo. En el caso de aquellas UGE en las que la diferencia está por debajo de ese umbral, el Grupo realiza un análisis de sensibilidad del valor recuperable de estas UGE a las variaciones que considera razonablemente previsibles. En concreto, los análisis de sensibilidad más relevantes que se han llevado a cabo han considerado las siguientes hipótesis:

Análisis de sensibilidad	
Descenso en el precio de los hidrocarburos (Brent, WTI y HH)	10%
Descenso en el volumen de ventas	5%
Aumento de los costes operativos e inversión	5%
Descenso en el margen de contribución unitario	5%
Aumentos en la WACC	50 p.b

En este sentido, Repsol considera que, en base a los conocimientos actuales, los cambios razonablemente previsibles en los supuestos clave para la determinación del valor razonable, sobre los que se basa la determinación de las cantidades recuperables no conllevarían impactos significativos en los estados financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012.

2.2.11. Activos financieros corrientes y no corrientes

El Grupo determina la clasificación de sus inversiones en activos financieros en el momento del reconocimiento inicial y revisa la misma a cada fecha de cierre. Esta clasificación depende de la naturaleza de los activos financieros y del propósito para el cual dichos activos han sido adquiridos.

Dentro de este epígrafe podemos distinguir las siguientes categorías:

a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

a.1. Activos financieros mantenidos para negociar: dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no sean designados como instrumentos de cobertura.

a.2. Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados: dentro de esta categoría se incluyen aquellos activos financieros adquiridos para su negociación o venta que no sean instrumentos derivados.

b) Activos financieros disponibles para la venta

Son activos financieros, específicamente designados como disponibles para la venta, o que no han sido clasificados dentro de ninguna otra categoría de activos financieros.

c) Préstamos y partidas a cobrar

Son activos financieros no derivados con cobros fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo y respecto a los que el Grupo no tiene la intención de venderlos inmediatamente o en un futuro próximo. Surgen cuando se entregan bienes o se prestan servicios o se financia directamente a un tercero.

d) Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que el Grupo tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento.

El reconocimiento inicial de un activo financiero se realiza por su valor razonable (ver Nota 2.2.25). Los costes de transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición o emisión de un activo financiero serán incluidos como parte del valor del mismo en su reconocimiento inicial, salvo en el caso de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados que son registrados en la cuenta de pérdidas y ganancias, según se incurren.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, todos los activos financieros, excepto los “Préstamos y partidas a cobrar” y las “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, serán valorados a su valor razonable. Asimismo, las inversiones en acciones de sociedades que no tengan un precio de mercado cotizado en un mercado activo y cuyo valor razonable no pueda ser medido con fiabilidad, serán valoradas a coste.

En el caso de los “Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se incluyen en los resultados del periodo. En cuanto a los “Activos financieros disponibles para la venta”, los beneficios y las pérdidas procedentes de las variaciones en el valor razonable se reconocen directamente en el patrimonio neto hasta que el activo se enajena o se determine que ha sufrido un deterioro de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumuladas reconocidos previamente en el patrimonio neto se incluyen en los resultados del periodo.

Los “Préstamos y cuentas a cobrar” y las “Inversiones mantenidas al vencimiento”, son valorados a coste amortizado, reconociendo en la cuenta de resultados los intereses devengados en función de la tasa de interés efectiva correspondiente.

Las cuentas a cobrar que no devengan intereses de forma explícita se valoran por su valor nominal, siempre que el efecto de no actualizar financieramente los flujos de efectivo no sea significativo. La valoración posterior, en este caso, se continúa haciendo por su valor nominal.

Una pérdida por deterioro de valor para los activos financieros valorados a coste amortizado se produce cuando existe una evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de recuperar todos los importes de acuerdo a los términos originales de los mismos. El importe de la pérdida por deterioro de valor se reconoce como gasto en la cuenta de resultados y se determina por diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de caja futuros descontados a la tasa de interés efectiva. El importe en libros del activo se reduce mediante una cuenta correctora.

Si, en periodos posteriores, se pusiera de manifiesto una recuperación del valor del activo financiero valorado a coste amortizado, la pérdida por deterioro reconocida será revertida. Esta reversión tendrá como límite el valor en libros que hubiese tenido el activo financiero en caso de no haberse registrado la pérdida por deterioro de valor. El registro de la reversión se reconoce en el resultado del periodo.

Finalmente, una cuenta a cobrar no se considera recuperable cuando concurren situaciones tales como la disolución de la empresa, la carencia de activos a señalar para su ejecución, o una resolución judicial.

El Grupo da de baja los activos financieros cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero o se transfiere el activo financiero, y la transferencia cumple con los requisitos para su baja en las cuentas.

2.2.12.Existencias

Las existencias adquiridas para uso propio se valoran por el menor valor entre el coste y el valor neto realizable. El coste, se calcula como coste medio, e incluye los costes de adquisición (deducidos los descuentos comerciales, las rebajas obtenidas y otras partidas similares), transformación, así como otros costes en los que se haya incurrido para dar a las existencias su ubicación y condiciones actuales.

En el caso de los productos refinados, la asignación de costes se efectúa en proporción al precio de venta de los correspondientes productos (método del isomargen) debido a la dificultad existente para identificar los costes de transformación de cada producto.

El Grupo realiza una evaluación del valor neto realizable de las existencias al final del ejercicio, registrando con cargo a resultados la oportuna corrección de valor cuando su importe en libros es superior al valor neto realizable. Cuando las circunstancias que previamente causaron la corrección de valor dejan de existir, o cuando exista clara evidencia de incremento en el valor neto realizable debido a un cambio en las circunstancias económicas, se procede a revertir el importe de la misma.

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

En el caso de las materias primas y los productos similares no será necesario corregir el valor en libros por debajo del coste siempre que se espere recuperar el mismo mediante la venta de los productos terminados a los que se incorporen y sean vendidos por encima del coste.

Las existencias de “commodities” destinadas a una actividad de “trading” se valoran a valor razonable menos los costes para la venta y los cambios de valor de las mismas se registran en la cuenta de resultados. Estas operaciones no representan un volumen significativo de las existencias del Grupo (ver Nota 12).

2.2.13. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes

Se consideran equivalentes al efectivo aquellos activos financieros líquidos, depósitos o inversiones financieras líquidas necesarias para cumplir con los compromisos de pago a corto plazo, que se pueden transformar en una cantidad determinable de efectivo en un plazo inferior a 3 meses y cuyo riesgo de cambios en su valor es poco significativo.

2.2.14. Beneficio por acción

El beneficio básico por acción se calcula como el cociente entre el resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante y el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante dicho periodo teniendo en cuenta, en su caso, las acciones propias poseídas por el Grupo (ver Notas 2.1.2, 14.1 y 14.4).

2.2.15 Acciones propias

Las acciones propias se valoran a su coste de adquisición y se presentan minorando la cifra de patrimonio neto. Asimismo, cualquier ganancia o pérdida derivada de las mismas es reconocida directamente en el patrimonio neto.

2.2.16. Pasivos financieros

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente a su valor razonable, neto de los costes de transacción incurridos. Excepto por los instrumentos financieros derivados, el Grupo registra sus pasivos financieros con posterioridad al reconocimiento inicial a coste amortizado, dado que no posee pasivos financieros mantenidos para su negociación. Cualquier diferencia entre el importe recibido como financiación (neto de costes de transacción) y el valor de reembolso, es reconocida en la cuenta de resultados a lo largo de la vida del instrumento financiero de deuda, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Las participaciones preferentes que se detallan en la Nota 18 corresponden a esta categoría de pasivo. Se registran inicialmente por su valor razonable neto de los costes de emisión incurridos y posteriormente siguiendo el método del coste amortizado, salvo que formen parte de alguna operación de cobertura, en cuyo caso se aplican los criterios establecidos en la Nota 2.2.25.

Los acreedores comerciales y otras cuentas a pagar corrientes son pasivos financieros que no devengan explícitamente intereses y que, en el caso de que el efecto de actualización financiera no sea significativo, son registrados por su valor nominal.

El Grupo registra la baja los pasivos financieros cuando las obligaciones son canceladas o expiran.

2.2.17. Provisiones y pasivos contingentes

Conforme a lo dispuesto en la normativa contable, el Grupo distingue entre:

- a) Provisiones. Se trata de obligaciones presentes, legales o asumidas por la empresa, surgidas como consecuencia de un suceso pasado para cuya cancelación es probable que se produzca una salida de recursos y cuyo importe y momento pueden ser inciertos; y
- b) Pasivos contingentes. Son aquellas obligaciones posibles surgidas de sucesos pasados cuya confirmación está sujeta a la ocurrencia o no de eventos fuera del control de la empresa, u obligaciones presentes surgidas de un suceso pasado cuyo importe no puede ser estimado de forma fiable o para cuya cancelación no es probable que tenga lugar una salida de recursos que incorporen beneficios económicos.

El registro contable de una provisión se efectúa al nacimiento de la responsabilidad o de la obligación que determine la indemnización o pago cuando su cuantía se pueda estimar de forma fiable y la obligación de liquidar el compromiso sea probable.

Cuando un contrato se califica como oneroso, las obligaciones presentes que se deriven del mismo son registradas en los estados financieros como provisiones.

Los pasivos contingentes no se reconocen como provisión en los estados financieros. No obstante lo anterior, se informa de los mismos siempre que la probabilidad de salida de recursos económicos para su cancelación no sea remota (ver Nota 34).

2.2.18. Planes de fidelización dirigido a los beneficiarios de los programas de retribución plurianual y Planes de adquisición de acciones

El Grupo Repsol tiene implantados planes de fidelización y de adquisición de acciones (ver información detallada sobre ambos planes en la Nota 17.d).

El coste estimado de las acciones a entregar en aplicación de los planes de fidelización se registra en el epígrafe "Gastos de personal" y en el epígrafe "Otras reservas" a medida que los empleados afectos a cada plan consolidan los derechos a recibir las acciones.

2.2.19. Pensiones y obligaciones similares

a) Planes de aportación definida

Repsol tiene reconocidos planes de pensiones de aportación definida para algunos colectivos, tanto directamente como a través de su participación en Gas Natural Fenosa (ver Nota 17).

El coste anual de estos planes se registra en la línea "*Gastos de persona*" de la cuenta de resultados.

b) Planes de prestación definida

Repsol, principalmente a través de su participación en Gas Natural Fenosa, tiene determinados planes de prestación definida. Las prestaciones a las que tienen derecho los trabajadores a la fecha de jubilación se reconocen en la cuenta de resultados de la forma siguiente:

- i. El coste de los servicios del periodo corriente (entendiendo como tal el incremento en el valor actual de las obligaciones que se originan como consecuencia de los servicios prestados en el ejercicio por los empleados), en el capítulo "Gastos de Personal".
- ii. El coste por intereses (entendiendo como tal el incremento producido en el ejercicio en el valor actual de las obligaciones como consecuencia del paso del tiempo), se recoge en el epígrafe "*Resultado Financiero*".
- iii. El rendimiento de los activos asignados a la cobertura de los compromisos y los cambios en su valor, menos cualquier coste originado por su administración y los impuestos que les afecten, se recoge en el epígrafe "*Resultado Financiero*".

El pasivo reconocido con respecto a los planes de prestación definida es el valor actual de la obligación en la fecha del balance menos el valor razonable de los activos afectos al plan, junto con ajustes por costes por servicios pasados. La obligación por prestaciones definidas se calcula anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada.

El importe íntegro de las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de los cambios en las hipótesis actuariales aplicadas se registra directamente en el epígrafe "Reservas" del Patrimonio Neto.

2.2.20. Subvenciones

a) Subvenciones de capital

Son aquellas relacionadas con activos no corrientes, que se valoran (i) por el importe concedido o valor nominal o (ii) por el valor razonable de los activos recibidos, en el caso de que éstos se hayan transmitido gratuitamente. Se registran en el pasivo del balance como ingresos diferidos en el momento en el que existe certeza de que van a ser recibidas.

En este epígrafe se incluyen entre otras, las subvenciones oficiales recibidas por Gas Natural Fenosa correspondientes a los convenios con Comunidades Autónomas para la gasificación o electrificación de municipios y otras inversiones gasistas o eléctricas para las que se han cumplido todas las condiciones establecidas y que se valoran por el importe concedido.

Estas subvenciones se imputan a la cuenta de resultados en función de la vida útil del activo cuyo coste financian. En los estados financieros se presentan los importes del activo y de la subvención obtenida de forma independiente en el activo y pasivo del balance.

b) Subvenciones de explotación

Son aquellas subvenciones no relacionadas con activos no corrientes que resultan exigibles por parte de la empresa y se registran como ingresos del ejercicio en el que puedan ser exigidas.

2.2.21. Ingresos diferidos

Los ingresos diferidos, se presentan en el epígrafe de “Otros pasivos no corrientes” del balance de situación y corresponden principalmente a los ingresos por cesión de derechos de transporte por gasoducto, los ingresos por desplazamiento de la red de distribución de gas natural a cargo de terceros, así como los importes netos percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas o electricidad. Estos conceptos se imputan linealmente a resultados en el periodo de amortización del inmovilizado relacionado que varía entre 20 y 50 años.

Adicionalmente también se incluyen en este apartado como ingresos diferidos los importes asociados a los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito (Ver Nota 2.2.6 b).

2.2.22. Arrendamientos

La determinación de si un acuerdo incluye o no un arrendamiento a efectos contables se basa en la sustancia económica del contrato y requiere, en la fecha de inicio del mismo, la evaluación de si el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo específico y de si el acuerdo otorga el derecho de uso del mismo.

Dentro de esta categoría podemos distinguir:

a) Arrendamientos financieros

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando el arrendador transfiere sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo al arrendatario. La propiedad legal del activo, en su caso, puede o no ser transferida al arrendatario al final del contrato de arrendamiento.

Cuando las sociedades del Grupo actúan como arrendatarias de un bien en arrendamiento financiero, los activos arrendados se presentan en el balance de situación consolidado según la naturaleza del bien objeto del contrato y, simultáneamente, se registra un pasivo financiero en el epígrafe “Otros pasivos no corrientes” del balance de situación por el mismo importe. Dicho importe será el menor entre el valor razonable del bien arrendado o el valor actual de las cantidades no contingentes ni relacionadas con la prestación de servicios a pagar al arrendador incluyendo, en su caso, el precio de ejercicio de la opción de compra cuando se prevea, al inicio del arrendamiento, su ejercicio con suficiente grado de certeza. Estos activos se amortizan conforme a los criterios aplicados para el resto de activos de la misma naturaleza o en el plazo del arrendamiento, cuando éste sea inferior, siempre y cuando no exista certeza razonable de que el arrendatario obtendrá la propiedad al término del plazo del arrendamiento.

La carga financiera correspondiente a la actualización del pasivo financiero, se distribuye entre los periodos que constituyen el plazo del arrendamiento, obteniendo una tasa de interés constante en cada periodo, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los gastos financieros derivados de dicha actualización financiera se registran mediante un cargo en el epígrafe “*Resultado financiero*” de la cuenta de resultados consolidada.

b) Arrendamientos operativos

Los arrendamientos en los cuales la propiedad del bien arrendado y sustancialmente todos los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo permanecen en el arrendador, son clasificados como operativos.

Los gastos procedentes de los contratos de arrendamiento se reconocen en el epígrafe “*Otros gastos de explotación*” de la cuenta de resultados según se incurren.

En aquellos casos en los que el Grupo figura como arrendador los ingresos se reconocen en el epígrafe “*Otros ingresos de explotación*” de la cuenta de resultados según se devengan.

2.2.23. Impuesto sobre beneficios

Repsol registra en la cuenta de resultados del ejercicio el importe devengado del impuesto que grava la renta de las sociedades, para cuyo cálculo se toman en consideración las diferencias existentes entre el devengo contable y el devengo fiscal de las transacciones y otros sucesos del ejercicio corriente que hayan sido objeto de reconocimiento en los estados financieros, dando origen así a las diferencias temporarias y el correspondiente reconocimiento de determinados activos y pasivos por impuestos diferidos que aparecen en el balance de situación. Estos importes se registran aplicando a la diferencia temporaria el tipo de gravamen al que se espera que sean recuperadas o liquidadas.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias imponibles, salvo si la diferencia temporaria se deriva del reconocimiento inicial del fondo de comercio, cuya amortización no es deducible a efectos fiscales o salvo que resulte de aplicación la excepción al registro de pasivos por impuestos diferidos en casos de diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en dependientes, sucursales y asociadas.

Por su parte, los activos por impuestos diferidos, tanto los identificados como diferencias temporarias como el resto (bases imponibles negativas y deducciones pendientes de compensar) se registran cuando se considere probable que las entidades del Grupo vayan a tener en el futuro suficientes ganancias fiscales contra las que poder hacerlos efectivos. Adicionalmente, para reconocer un activo por impuesto diferido identificado como diferencia temporaria, es necesario que la reversión se vaya a producir en un plazo cercano.

El gasto devengado del Impuesto sobre beneficios incluye tanto el gasto por el impuesto diferido como el gasto por el impuesto corriente, entendido éste como la cantidad a pagar (o recuperar) relativa al resultado fiscal del ejercicio (ver Nota 23).

En la línea “*Impuesto sobre beneficios*” de la cuenta de resultados adjunta se incluyen, tanto el gasto devengado del impuesto sobre beneficios, como las dotaciones netas del ejercicio de las provisiones para contingencias, en la medida en que éstas se refieran al Impuesto sobre beneficios.

Los impuestos corrientes y los impuestos diferidos se reconocen fuera del resultado si se relacionan con partidas que se reconocen fuera del resultado; los que se relacionan con partidas que se reconocen en algún epígrafe incluido dentro de “*ajustes por cambios de valor*”, se registran en dicho epígrafe y los que se relacionan con partidas que se reconocen directamente en patrimonio, se registran en el epígrafe de patrimonio en que se registró el efecto de la transacción que los generó.

2.2.24. Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos se valoran por el valor razonable de la contraprestación cobrada o a cobrar y representan los importes a cobrar por los bienes entregados y los servicios prestados en el marco ordinario de la actividad, menos descuentos, y cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como el Impuesto sobre el valor añadido.

En las ventas en las que el Grupo actúa como agente, no se registran la totalidad de los ingresos y gastos asociados a la transacción, sino que únicamente se registra como ingreso el margen de intermediación recibido o pendiente de recibir.

Con el objetivo de minimizar los costes de transporte y optimizar la cadena logística del Grupo, se llevan a cabo operaciones de intercambio de productos petrolíferos de naturaleza similar con otras compañías en localizaciones geográficas distintas. Estos acuerdos incluyen cláusulas para adecuar a través de una contraprestación económica el valor de los productos intercambiados en función de las especificaciones técnicas de los mismos y los lugares de entrega y recepción de la mercancía. Estas transacciones no se registran en la cuenta de resultados del ejercicio como compras y ventas individuales, sino que se registran por el neto.

Los ingresos procedentes de las ventas de bienes se registran en el momento en que los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad han sido transferidos. Los ingresos asociados a la prestación de servicios se reconocen considerando el grado de realización de la prestación a la fecha de balance, siempre y cuando el resultado de la transacción pueda ser estimado con fiabilidad. Los ingresos por intereses se devengan siguiendo un criterio financiero temporal, en función del principal pendiente de pago y el tipo de interés efectivo aplicable. Los ingresos por dividendos procedentes de inversiones se reconocen cuando los derechos de cobro de los accionistas han sido establecidos.

Los gastos se reconocen cuando se produce el decremento en los beneficios económicos futuros asociados a una disminución de un activo o a un incremento de un pasivo que se puede medir de forma fiable.

Como consecuencia del marco jurídico para la comercialización de hidrocarburos en aquellos países en los que el Grupo desarrolla su actividad, Repsol refleja como gasto y como ingreso los impuestos especiales y aquellos de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos.

Los trabajos destinados a la gestión del agua, a la protección de la atmósfera, a la gestión de residuos, a la remediación de suelos y aguas subterráneas y al desarrollo de sistemas de gestión medioambiental tienen la consideración de gasto medioambiental y su tratamiento contable se realiza de acuerdo con los criterios antes indicados.

2.2.25. Operaciones con instrumentos financieros derivados

El Grupo contrata instrumentos financieros derivados para cubrir su exposición a los riesgos financieros y comerciales por la variación de los tipos de interés, de los tipos de cambio o de los precios de determinadas “commodities”. Todos los instrumentos financieros derivados son inicialmente reconocidos a valor razonable en la fecha de inicio de contrato y posteriormente son valorados a su valor razonable. Los derivados se registran como activo cuando su valor razonable es positivo y como pasivo cuando es negativo. Las diferencias en el valor razonable se reconocen en la cuenta de resultados, salvo tratamiento específico bajo contabilidad de coberturas cuando corresponda.

Para la valoración de los derivados, se utilizan precios cotizados de mercado a la fecha de cierre del balance, en el caso en que estén disponibles. Tal es el caso de los contratos a futuro sobre productos. Cuando no existen precios de mercado cotizados para los instrumentos financieros derivados contratados, se estima su valor razonable descontando los flujos de caja futuros asociados a los mismos de acuerdo con los tipos de interés, tipos de cambio, diferenciales de crédito, volatilidades y curvas de precios forward vigentes en las fechas de cierre del balance de situación. Este método de valoración se ha aplicado a los siguientes instrumentos:

- permutas financieras mixtas de divisas y tipos de interés;
- permutas financieras de tipo de interés;
- contratos a plazo de tipo de cambio;
- permutas sobre el precio de crudo y productos;
- opciones sobre tipo de interés.
- opciones sobre precio del crudo

Si bien el Grupo aplica técnicas de valoración habituales de mercado, cambios en los modelos de valoración o en las hipótesis aplicadas en los mismos podrían resultar en valoraciones de dichos instrumentos distintas de las que han sido registradas en el balance de situación, la cuenta de resultados y/o el patrimonio neto.

Seguidamente se detallan los criterios de registro y valoración de los instrumentos financieros derivados atendiendo a los distintos tipos de contabilidad de coberturas:

a) Cobertura de valor razonable

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y que pueda afectar al resultado del periodo.

Los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura y los cambios en el valor razonable de las partidas cubiertas atribuibles al riesgo cubierto, se registran en la cuenta de resultados.

b) Cobertura de flujos de caja

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido contablemente, con una transacción prevista altamente probable o con un compromiso en firme si el riesgo cubierto es el de tipo de cambio y que (ii) pueda afectar al resultado del periodo.

La parte efectiva de los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura se recogen en el patrimonio neto y la ganancia o pérdida relativa a la parte inefectiva (que se corresponde con el exceso, en términos absolutos, de la variación acumulada en el valor razonable del instrumento de cobertura sobre la correspondiente a la partida cubierta) es reconocida en la cuenta de resultados. Los importes acumulados en patrimonio neto se transfieren a la cuenta de resultados en los periodos en los que las partidas cubiertas afecten a la cuenta de resultados o, en el caso de cobertura de una transacción que termine en el reconocimiento de un activo o un pasivo no financiero, se incluyen en el coste del activo o pasivo cuando el mismo es reconocido en el balance.

c) Cobertura de inversión neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero son contabilizadas de forma similar a las coberturas de flujos de caja, si bien los cambios en la valoración de estas operaciones se contabilizan en el epígrafe "*Diferencias de conversión*" en el patrimonio de los balances de situación consolidados adjuntos.

Las diferencias de conversión se transferirán a la cuenta de resultados cuando se produzca la enajenación o disposición de la operación en el extranjero objeto de la cobertura.

Para los tres tipos de operaciones de cobertura anteriormente descritas, el Grupo documenta en el nacimiento de cada transacción la relación entre el instrumento de cobertura y las partidas cubiertas, así como el objetivo de gestión del riesgo y estrategia de cobertura para las diversas transacciones cubiertas. El Grupo también documenta sus valoraciones, tanto en el inicio de la cobertura así como en su comportamiento posterior.

La contabilización de coberturas es interrumpida cuando el instrumento de cobertura vence, es vendido o ejercido, o deja de cumplir los criterios para la contabilización de coberturas. En ese momento, cualquier beneficio o pérdida acumulada correspondiente al instrumento de cobertura que haya sido registrado en el patrimonio neto se mantiene dentro del patrimonio neto hasta que se produzca la transacción objeto de cobertura.

Los compromisos en firme a largo plazo de compra y venta de gas y crudo se analizan con el fin de determinar si los mismos se corresponden con las necesidades de aprovisionamiento o comercialización de la actividad normal del Grupo o si, por el contrario, constituyen un derivado y deben ser valorados de acuerdo a los criterios establecidos en la NIC 39 *Instrumentos financieros - reconocimiento y medición*.

En los casos en que existan derivados implícitos contenidos en otros instrumentos financieros o en otros contratos principales de distinta naturaleza, los mismos se consideran contablemente como derivados separados cuando sus riesgos y características no estén estrechamente relacionados con los de los contratos principales y cuando dichos contratos principales no se registren a su valor razonable con cambios en la cuenta de resultados.

3. Estimaciones y juicios contables

La preparación de los estados financieros de acuerdo con principios contables generalmente aceptados, requiere que se realicen suposiciones y estimaciones que afectan a la valoración de los activos y pasivos registrados, la presentación de activos y pasivos contingentes al final del ejercicio, así como a los ingresos y gastos reconocidos a lo largo del ejercicio. Los resultados actuales podrían diferir dependiendo de las estimaciones realizadas.

Los principios contables y las áreas que requieren una mayor cantidad de juicios y estimaciones en la preparación de los estados financieros son: (i) las reservas de crudo y de gas natural; (ii) provisiones por litigios y otras contingencias, (iii) el cómputo del impuesto de beneficios y activos por impuestos diferidos, (iv) el test de deterioro y el cálculo del valor recuperable del valor de los activos (ver Notas 2.2.10, 6 y 7) (v) los instrumentos financieros derivados (ver Notas 2.2.25 y 20) y (vi) los instrumentos financieros registrados como consecuencia del proceso de expropiación de YPF S.A. e YPF GAS S.A. (ver Nota 4.3).

Reservas de crudo y gas

La estimación de las reservas de crudo y gas son una parte integral del proceso de toma de decisiones de la Compañía. 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 (ver Nota 7). Cualquier modificación en los volúmenes de reservas podría tener un impacto significativo sobre los resultados del grupo.

Repsol prepara sus estimaciones y suposiciones relativas a las reservas de crudo y gas teniendo en cuenta las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas establecidas para la industria del crudo y el gas por la SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE).

Provisiones por litigios y otras contingencias

El coste final de la liquidación de denuncias, reclamaciones 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.

Adicionalmente, Repsol realiza juicios y estimaciones al registrar costes y establecer provisiones para saneamientos y remediaciones medioambientales que están basados en la información actual relativa a costes y planes esperados de remediación. En el caso de las provisiones medioambientales, los costes 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 para estos costes (ver Nota 34 y Nota 35).

Cómputo del impuesto sobre beneficios y activos por impuestos diferidos

La correcta valoración del gasto en concepto de impuesto sobre beneficios depende de varios factores, incluyendo estimaciones en el ritmo y la realización de los activos por impuestos diferidos y la periodificación de los pagos del impuesto sobre beneficios. Los cobros y pagos actuales pueden diferir materialmente de estas estimaciones como resultado de cambios en las normas impositivas, así como de transacciones futuras imprevistas que impacten los balances de impuestos de la compañía (Ver Nota 23).

4. Expropiación de las acciones del grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Durante 1999, como parte de su estrategia de crecimiento internacional, el Grupo adquirió, a través de una serie de operaciones, el 98,94% de YPF S.A., empresa argentina líder en el sector de hidrocarburos y anterior monopolio estatal de petróleo y gas en Argentina. En 2008, Repsol vendió el 14,9% de YPF S.A. a Petersen Energía S.A. (en adelante "Petersen Energía") y le otorgó dos opciones de compra sobre una participación adicional del 10,1% de YPF S.A., las cuales fueron ejercitadas en 2008 y 2011. (Ver Nota 4.2). Durante 2010 y 2011 Repsol vendió porcentajes adicionales de YPF S.A. A 31 de diciembre de 2011 y antes de la pérdida de control de YPF S.A. por la intervención y expropiación de YPF e YPF Gas, el porcentaje de participación del Grupo en YPF S.A. ascendía a un 57,43%.

4.1. Decreto de Intervención y Ley de Expropiación de YPF S.A. e YPF Gas S.A.

El día 16 de abril de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina anunció la remisión al Poder Legislativo de un proyecto de Ley relativo a la soberanía hidrocarburífera de la República Argentina en el que se declaraba de interés público y objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como su exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización. Asimismo el artículo 7º del proyecto de Ley declaraba de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de acciones "Clase D" de YPF S.A. pertenecientes a Repsol y a sus controlantes o controladas. La participación del Grupo Repsol en YPF S.A. en dicha fecha era del 57,43% de su capital.

Ese mismo día, el Gobierno de la República Argentina aprobó un Decreto de Necesidad y Urgencia (el "Decreto de Intervención"), efectivo desde esa fecha, que dispuso la intervención temporal de YPF S.A. por un plazo de 30 días y el nombramiento de un ministro del Gobierno como interventor de YPF S.A., que asumía todas las facultades de su Directorio (Consejo de Administración).

Repsol comunicó a la CNMV mediante "hecho relevante" de 16 de abril de 2012 su rechazo a las medidas expropiatorias mencionadas.

El 18 de abril de 2012, el Gobierno argentino aprobó la ampliación del alcance del Decreto de Intervención a YPF Gas S.A., en aquel momento denominada Repsol YPF Gas S.A., sociedad de nacionalidad argentina dedicada al fraccionamiento, envasado, transporte, distribución y comercialización de GLP y en la que Repsol Butano, S.A. ostentaba en dicha fecha un 84,997% de su capital social.

Tras la rápida tramitación parlamentaria del proyecto antes citado, el 7 de mayo de 2012 el Boletín Oficial de la República Argentina publica la Ley 26.741 (la "Ley de Expropiación de YPF"), que entra en vigor ese mismo día, por la que:

- Se declaran de utilidad pública y sujetos a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. representado por igual porcentaje de las acciones "Clase D" de dicha sociedad, pertenecientes a Repsol, sus controlantes o controladas de forma directa o indirecta, así como el 51% del patrimonio de YPF Gas S.A. representado por el 60% de las acciones "Clase A" de dicha sociedad pertenecientes a Repsol Butano, S.A., sus controlantes o controladas.
- Se establece que el Poder Ejecutivo Nacional ejercerá todos los derechos que confieren las acciones a expropiar, configurándose de este modo una "ocupación temporánea" de las indicadas acciones en los términos previstos en la Ley 21.499 (Ley Nacional de Expropiaciones).
- La tramitación de los procesos de expropiación se regirá por lo establecido en la indicada Ley 21.499, actuando como expropiante el Poder Ejecutivo Nacional y el precio de los bienes sujetos a expropiación se determinará conforme a lo previsto en el artículo 10 y concordantes de la citada Ley, correspondiendo la tasación al Tribunal de Tasaciones de la Nación.

El mismo 7 de mayo de 2012, el Poder Ejecutivo de la República Argentina designó al Gerente General de YPF S.A.

La intervención de YPF S.A. concluyó con la celebración, el 4 de junio de 2012, de la Asamblea de Accionistas de la compañía, que había sido convocada por el presidente de la Comisión Nacional de Valores. En esta Asamblea, el Gerente General fue designado miembro del Directorio y, posteriormente, ese órgano lo designó Presidente. Asimismo, dicha Asamblea procedió, entre otros acuerdos, a la remoción de la totalidad de los directores titulares y suplentes, de los síndicos titulares y suplentes y de los miembros, titulares y suplentes de la Comisión Fiscalizadora, y a la designación de sus reemplazantes. De los 17 nuevos miembros titulares del Directorio, la Asamblea de Accionistas nombró un Director a propuesta de Repsol. Esta cifra se ha visto incrementada en 2013, la Asamblea de Accionistas de YPF S.A. de 30 de abril de 2013, continuada el 30 de mayo de 2013, nombró dos Directores a propuesta de Repsol.

Tanto las Asambleas de Accionistas de YPF S.A. de 4 de junio, 17 de julio y 13 de septiembre de 2012 y la de 30 de abril de 2013 -continuada el 30 de mayo de 2013-, así como las Asambleas de YPF Gas S.A. de 6 de julio y 20 de diciembre de 2012 y la de 16 de mayo de 2013, han sido impugnadas por Repsol, S.A. y por Repsol Butano, S.A., respectivamente, por considerar, entre otros argumentos, que las mismas no se encontraban válidamente constituidas por traer causa de un proceso expropiatorio ilegítimo e inconstitucional.

No se han producido cambios relevantes en el marco legal que instrumentó el proceso expropiatorio de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Repsol viene señalando que la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (ya que sólo afecta a YPF S.A. e YPF Gas S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, sólo se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF S.A. y de YPF Gas S.A., Repsol); que no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando llevó a cabo la privatización de YPF S.A., que viola los más fundamentales principios de seguridad jurídica y de confianza de la comunidad inversora internacional, reservándose por tales motivos todos los derechos y acciones que pudieran corresponderle para preservar sus derechos, el valor de todos sus activos y los intereses de sus accionistas, al amparo del Derecho argentino, la normativa de valores de los mercados en los que YPF S.A. cotiza y el Derecho internacional, incluyendo el "Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina", suscrito entre España y Argentina en 1991.

En concreto y según se detalla en el apartado *Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo en YPF S.A.* de la Nota 34, Repsol continúa con todas las acciones legales previamente iniciadas: (i) por vulneración del "Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones entre el Reino de España y la República Argentina", ante el tribunal arbitral del CIADI, el cual, conforme al Convenio de Washington, iniciado el procedimiento, atrae para sí la competencia exclusiva para entender sobre la legalidad de la expropiación y ante el que se ha solicitado, entre otras, la restitución de las acciones expropiadas o, alternativamente, a solicitud de las demandantes, que se condene a Argentina a satisfacer una compensación adecuada, y además la indemnización de todos los daños y perjuicios adicionales causados; (ii) por inconstitucionalidad de la intervención de YPF S.A. e YPF Gas S.A. y de la ocupación temporánea por el Gobierno argentino de los derechos derivados de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. expropiadas de titularidad del Grupo, ante los tribunales argentinos; (iii) por incumplimiento del Estado argentino de la obligación de formular una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF S.A. antes de tomar el control de la sociedad, ante los tribunales del estado de Nueva York y (iv) otros procedimientos judiciales iniciados en diversas jurisdicciones (tribunales españoles y tribunales del estado de Nueva York) para preservar los activos de la sociedad confiscada y evitar que empresas petroleras competidoras (hasta la fecha Chevron y Bidas), aprovechándose de las infracciones normativas ocurridas, obtengan ventaja indebida de determinados activos pertenecientes a YPF S.A. mediante la firma de acuerdos cuya validez por tal motivo es cuestionada en esos procesos.

En noviembre de 2013, el Gobierno argentino anunció un principio de acuerdo acerca de la compensación por la expropiación de las acciones del Grupo Repsol representativas del 51% del capital social de YPF S.A. e YPF Gas S.A. El Consejo de Administración de Repsol, en su reunión de 27 de noviembre de 2013, analizó y valoró positivamente el mismo y, con el objeto de desarrollarlo y sin perjuicio del mantenimiento entretanto de todas las actuaciones contra la expropiación o relacionadas con ella, decidió iniciar un proceso de conversaciones con dicho Gobierno, a fin de explorar la posibilidad de una solución pronta, justa y eficaz a la controversia, sobre la base de una compensación cierta y líquida de 5.000 millones de USD, y en el que se debería atender a las exigencias que plantea la complejidad propia del asunto y responder a términos y garantías apropiados para asegurar su eficacia. En la misma reunión, el Consejo de Administración acordó la contratación de un Banco de Inversión de prestigio internacional para apoyar al equipo de Repsol en el proceso y facilitar una conducción profesional del mismo.

4.2. Acuerdos entre Repsol y el grupo Petersen, otros acuerdos de préstamo relacionados con el grupo Petersen.

En el año 2007 Repsol decidió potenciar la integración de la gestión de YPF S.A. en el tejido económico, empresarial y social argentino, incorporando socios locales a la gestión de la compañía.

Con ese propósito, en 2008 Repsol vendió el 14,9% de YPF S.A. a Petersen Energía y le otorgó dos opciones de compra sobre un total del 10,1% de YPF S.A., las cuales fueron ejercitadas en 2008 y 2011. La operación, de envergadura económica, fue financiada por un grupo internacional de bancos y por Repsol. En su ejecución, de acuerdo con lo establecido en los estatutos sociales de YPF S.A., Petersen Energía realizó una Oferta Pública de Adquisición (OPA) sobre el 100% del capital de YPF S.A., autorizada por el Gobierno argentino, en cuya virtud Petersen Energía adquirió un 0,462% adicional del capital social de YPF S.A. Estas operaciones también contaron para su ejecución con un préstamo otorgado por el Banco Santander en junio de 2008 (el "Préstamo 1ª Opción"), garantizado por Repsol. A 31 de diciembre de 2011 y antes de la pérdida del control de YPF S.A. por el Grupo por la citada expropiación, el Grupo Petersen era titular del 25,46% de la petrolera argentina.

El 23 de abril de 2012, el interventor del Gobierno suspendió la celebración de la Asamblea ordinaria de Accionistas de YPF S.A., convocada por el Directorio de la sociedad para el 25 de abril de 2012, lo que determinó la imposibilidad de Grupo Petersen de afrontar los vencimientos de los préstamos obtenidos para financiar la adquisición de su participación en YPF S.A. Esto a su vez provocó (a) el incumplimiento o default de los contratos de préstamo con los bancos financiadores y con Repsol; (b) la ejecución por parte de Repsol de las garantías pignoraticias que tenía a su favor sobre las acciones de la propia YPF S.A. de titularidad de Grupo Petersen, y (c) la entrada en concurso de acreedores de las sociedades del Grupo Petersen prestatarias.

Por otro lado, con relación al Préstamo 1ª Opción, el 18 de mayo de 2012, el Banco Santander reclamó a Repsol el pago parcial del préstamo en calidad de garante, que atendió mediante el pago de 4,6 millones de dólares. A su vez en abril de 2013, Repsol ejecutó parcialmente la prenda que tenía a su favor sobre 322.830 ADSs de YPF S.A. (0,08% del capital social de YPF S.A.). El 15 de noviembre de 2013, el Banco Santander notificó a Repsol como garante, el vencimiento final del préstamo citado, que hizo efectivo mediante pago de 92 millones de dólares. Se estima que en abril de 2014 Repsol podrá ejecutar el remanente de la prenda, otorgada a su favor.

4.3. Tratamiento contable de la expropiación

Intervención, pérdida de control y hechos relacionados con la pérdida de control.

Debido a los hechos señalados en la Nota 4.1, en 2012, se produjo la pérdida del control de YPF S.A. e YPF Gas S.A. por parte de Repsol y, como consecuencia, la desconsolidación contable de las mismas, lo que supuso dar de baja del balance consolidado de Repsol sus activos, pasivos e intereses minoritarios, así como las diferencias de conversión correspondientes.

En 2012, y desde la pérdida de control, de acuerdo con la normativa contable aplicable, las actividades de YPF S.A. y de YPF Gas S.A. se consideraron actividades interrumpidas, por lo que los resultados aportados al Grupo por ambas sociedades se clasificaron en los epígrafes específicos para las mismas. A 31 de diciembre de 2012 el importe aportado por YPF S.A. e YPF Gas S.A. en el epígrafe "*Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas*" por los resultados netos de impuestos y de intereses minoritarios, desde el inicio del ejercicio y hasta el momento de la pérdida de control, ascendió a 147 millones de euros y 2 millones de euros, respectivamente (véase Nota 27 Resultado de Operaciones Interrumpidas).

En el cuadro siguiente se incluye el desglose de los activos, pasivos e intereses minoritarios de YPF S.A. e YPF Gas S.A. que formaban parte del balance consolidado y que se dieron de baja en el ejercicio 2012:

ACTIVO	Millones de euros ⁽¹⁾		
	YPF	YPF Gas	Total
Inmovilizado Intangible:	2.040	4	2.044
a) Fondo de Comercio	1.804	4	1.808
b) Otro inmovilizado intangible	236	-	236
Inmovilizado material	8.781	32	8.813
a) Inversiones en zonas con reservas	5.886	-	5.886
b) Otros costes de exploración	120	-	120
c) Maquinaria e instalaciones	1.085	7	1.092
d) Elementos de transporte	51	1	52
e) Otros epígrafes del inmovilizado	1.639	24	1.663
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	33	1	34
Activos financieros no corrientes	83	-	83
Activos por impuesto diferido	210	3	213
Otros activos no corrientes	97	-	97
ACTIVO NO CORRIENTE	11.244	40	11.284
Existencias	1.270	3	1.273
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	1.120	29	1.149
Otros activos corrientes	73	-	73
Otros activos financieros corrientes	12	-	12
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	229	22	251
ACTIVO CORRIENTE	2.704	54	2.758
TOTAL ACTIVO	13.948	94	14.042
PATRIMONIO NETO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE ⁽²⁾	(589)	(16)	(605)
INTERESES MINORITARIOS	2.735	7	2.742
Subvenciones	46	-	46
Provisiones no corrientes	1.623	5	1.628
Pasivos financieros no corrientes	741	-	741
Pasivos por impuesto diferido	1.063	-	1.063
Otros pasivos no corrientes	30	-	30
PASIVO NO CORRIENTE	3.503	5	3.508
Provisiones corrientes	172	-	172
Pasivos financieros corrientes	1.250	-	1.250
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	2.157	39	2.196
PASIVO CORRIENTE	3.579	39	3.618
TOTAL PATRIMONIO NETO, INTERESES MINORITARIOS Y PASIVO	9.228	35	9.263
VALOR NETO	4.720	59	4.779

⁽¹⁾ Los activos, pasivos e intereses minoritarios de ambas compañías se corresponden con los registrados en el balance de situación consolidado a 31 de marzo de 2012.

⁽²⁾ Corresponde a las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio por la participación del Grupo en YPF S.A. y en YPF Gas S.A.

Las diferencias de conversión acumuladas en el patrimonio neto por la participación del Grupo en YPF S.A. e YPF Gas S.A. generadas hasta el momento de la pérdida de control fueron traspasadas a los epígrafes relativos a operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados correspondiente al ejercicio 2012.

Por otra parte, se identificaron otros activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF S.A., que se vieron afectados por el cambio de control y el proceso de expropiación, tales como los préstamos y garantías relacionadas con la financiación al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. Los efectos contables derivados de la valoración de estas operaciones se registraron en los epígrafes de la cuenta de resultados relativos a operaciones interrumpidas del ejercicio 2012, dado que los mismos estaban estrechamente relacionados con el proceso de expropiación de las acciones del Grupo en YPF S.A.

El Grupo había concedido al grupo Petersen dos préstamos con la garantía de sendas prendas sobre acciones Clase D de YPF S.A., en la forma de ADSs, titularidad del grupo Petersen. El 30 de mayo de 2012, Repsol notificó al grupo Petersen el vencimiento anticipado de dichos contratos de préstamo. El importe provisionado por dichos préstamos, neto del valor de mercado de las acciones pignoradas, ascendió a 1.402 millones de euros.

Por otro lado, y respecto al Préstamo 1ª Opción, a 31 de marzo de 2012 el importe garantizado por Repsol al respecto ascendía a 96 millones de dólares. El 18 de mayo de 2012 Repsol en calidad de garante de dicho préstamo efectuó al Banco Santander el pago de 4,6 millones de dólares. Como consecuencia de lo anterior el Grupo registró una provisión para riesgos y gastos por un importe bruto de 54 millones de euros que cubría el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol menos el importe correspondiente al valor de realización en el mercado de las acciones pignoradas como contragarantía y que representaban el 0,56% del capital de YPF S.A.

La participación del Grupo Repsol en el capital de YPF S.A. y de YPF Gas S.A. derivada tanto de las acciones sujetas al procedimiento de expropiación - que continúan siendo titularidad del Grupo - como del resto de las acciones, se registraron, como consecuencia de la pérdida de control, por su naturaleza, es decir, como instrumentos financieros. En concreto, las acciones objeto de expropiación, se registraron por un importe inicial de 5.373 millones de euros en el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" (5.343 millones de euros por las acciones de YPF S.A. sujetas a expropiación y 30 millones por las acciones de YPF Gas S.A.) y el resto de las acciones que no habían sido objeto de expropiación, se registraron como "*Activos financieros disponibles para la venta*" por un importe inicial de 300 millones de euros (280 millones de euros por las correspondientes a YPF S.A. y 20 millones de euros por las de YPF Gas S.A.)

Posteriormente las variaciones de valor, tanto en el caso de las acciones clasificadas como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*", como en el de las registradas en el epígrafe "*Activos financieros disponibles para la venta*", se han reconocido directamente en el patrimonio, en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*", hasta que se transmita la propiedad de las acciones o se determine que han sufrido un deterioro de valor, momento en el cual los beneficios o las pérdidas acumulados reconocidos previamente en el patrimonio se transferirán a la cuenta de resultados.

Sin perjuicio de los derechos y reclamaciones de Repsol en los foros oportunos por la ilegalidad de la expropiación y de las valoraciones que se efectúen en dicho proceso, la determinación del valor de las acciones, a efectos de su registro contable, se realizó de conformidad con lo dispuesto en la NIC 39. La referencia de la norma contable al valor razonable o valor de realización obliga a distinguir entre las acciones sujetas a expropiación y el resto de las acciones titularidad de Repsol.

Para las primeras, registradas en el epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*", la determinación del valor razonable debe tener como referencia el valor recuperable esperado como consecuencia del proceso de expropiación, esto es, el precio o indemnización que finalmente el Gobierno Argentino haría efectivo a Repsol. Para la estimación de ese valor Repsol tomó en consideración los criterios de valoración que razonablemente cabía esperar que fueran aplicables por los órganos y tribunales llamados a decidir sobre la fijación del precio o indemnización derivado del proceso expropiatorio. Puesto que este precio o compensación todavía no se había fijado y que resultaba posible que debiera hacerse en el curso de un proceso litigioso en el que influirían circunstancias ajenas al control del Grupo, había que tener presente que la estimación del valor recuperable conllevaría incertidumbres tanto sobre su cuantía como sobre la fecha y la forma en que se haría efectiva.

Por lo que se refiere a las acciones de YPF S.A. registradas como "*Activos financieros disponibles para la venta*" (que forman parte del epígrafe "*Activos financieros no corrientes*" del balance de situación adjunto), fueron valoradas inicialmente a su valor de mercado, que se correspondía con su precio de cotización al ser susceptibles de negociación en el mercado de valores correspondiente.

Por último la totalidad de las acciones de YPF Gas S.A. al no estar negociadas en un mercado organizado activo, se valoraron inicialmente siguiendo criterios análogos a los indicados para la participación expropiada de YPF S.A.

Los impactos fiscales de todos los hechos descritos supusieron el registro inicial de un activo por impuesto diferido por importe de 524 millones de euros.

El efecto neto registrado en 2012, en la cuenta de resultados del Grupo como consecuencia de todos los efectos anteriormente mencionados por el proceso de expropiación ascendió a una pérdida neta de impuestos de 38 millones de euros que figura registrada en el epígrafe "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*" de la cuenta de resultados (Véase Nota 27).

Valoración posterior de activos y pasivos tras la pérdida de control

Al cierre del ejercicio 2013 se han revaluado las acciones expropiadas para ajustar su valor al importe que sería recuperable como consecuencia de un posible acuerdo transaccional que ponga fin a la controversia sobre la expropiación. Atendiendo al principio de acuerdo anunciado en noviembre de 2013 y a las bases del proceso negociador establecidas por Repsol, ese valor recuperable se ha estimado en 5.000 millones de dólares, estando sujeto en cualquier caso a la incertidumbre propia del desenlace final de la negociación en curso (véase Nota 37 "*Hechos posteriores*"). En este sentido, se ha registrado un deterioro del valor de las acciones clasificadas como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" por importe neto de 1.279 millones de euros en el epígrafe "*Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas*". Dicho importe incluye 161 millones de euros por el efecto neto acumulado por variaciones en el tipo de cambio que había sido registrado en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*" dentro del patrimonio neto del Grupo. Cualquier modificación en las hipótesis consideradas como razonables en la valoración de los derechos expropiados podría generar cambios positivos y negativos en el importe por el que se registró la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. y por tanto, tener un efecto significativo en los estados financieros del Grupo.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el saldo registrado en dicho epígrafe "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*" por las acciones sujetas a expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. asciende a 3.625 y 5.392 millones de euros, respectivamente.

En relación con los préstamos concedidos a Petersen, el 8 de noviembre de 2012 Repsol ejecutó las prendas asociadas a esos préstamos por un total de 21.174.920 acciones Clase D de YPF S.A., en forma de ADSs, que representan un 5,38% del capital social de YPF S.A., registrando dichas acciones como "*Activos financieros disponibles para la venta*". El importe de los préstamos se encuentra totalmente provisionado a 31 de diciembre de 2013 y 2012.

En relación con el Préstamo 1ª Opción, en abril de 2013 Repsol ejecutó parcialmente la citada prenda sobre 322.830 ADSs de YPF S.A., representativas de un 0,08% de su capital social, registrando las acciones como "*Activos financieros disponibles para la venta*" por su valor de mercado en el momento de la adquisición por importe de 4 millones de euros.

En noviembre de 2013, la provisión para riesgos y gastos que cubría el importe máximo de las responsabilidades asumidas por Repsol en relación al Préstamo 1ª Opción se ha cancelado como consecuencia del pago por parte de Repsol, en su calidad de garante, del último vencimiento del préstamo junto con sus intereses por importe de 92 millones de dólares. Tras la cancelación, se ha reconocido en el epígrafe "*Activos financieros disponibles para la venta*" el derecho a recibir las acciones correspondientes (1.887.362 ADSs) como contragarantía por su valor de realización por importe de 35 millones de euros (véase Nota 11.3).

En el ejercicio 2013 las variaciones de valor de las acciones clasificadas como "*Activos financieros disponibles para la venta*", incluyendo aquellas adquiridas por la ejecución de la contragarantía a favor de Repsol, S.A. en relación con el Préstamo 1ª Opción, se han reconocido directamente en el patrimonio, en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*", por un importe positivo antes de impuestos de 607 millones de euros, y corresponden fundamentalmente a la evolución de su cotización y del tipo de cambio. A 31 de diciembre de 2013 el saldo registrado por las acciones que no han sido objeto de expropiación asciende a 1.177 millones de euros. A 31 de diciembre de 2012 y desde el registro inicial de dichas acciones, la variación ascendió a 59 millones, con un saldo a 31 de diciembre de 2012 de 530 millones de euros.

5. Fondo de comercio

El detalle por sociedades del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	2.061	2.086
Repsol Portuguesa, S.A.	154	154
Repsol Gas Portugal, S.A.	118	118
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	95	96
Otras compañías	220	224
TOTAL	2.648	2.678

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	2.678	4.645
Adquisiciones	-	5
Variaciones del perímetro de consolidación	(2)	(95)
Desinversiones	(1)	(1)
Diferencias de conversión	(27)	(2)
Saneamientos	-	(6)
Reclasificaciones y otros movimientos	-	(2)
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽¹⁾	-	(58)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽²⁾	-	(1.808)
Saldo al cierre del ejercicio	2.648	2.678

(1) En 2012 incluye los movimientos del fondo de comercio correspondiente a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo.

(2) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.

En 2012 el epígrafe "*Variaciones del perímetro de consolidación*" recoge, principalmente, la baja del fondo de comercio de Empresas Lipigas, S.A. por importe de 99 millones de euros tras la venta de Repsol Butano Chile, S.A., sociedad que poseía el 45% de dicha sociedad (ver Nota 31 "*Desinversiones*").

A continuación se detallan el fondo de comercio bruto y el importe acumulado de las pérdidas de valor registradas a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Fondo de comercio bruto	2.680	2.710
Pérdidas de valor acumuladas	(32)	(32)
FONDO DE COMERCIO NETO	2.648	2.678

La asignación del fondo de comercio a 31 de diciembre de 2013 y 2012 por segmentos y área geográfica es la siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Upstream ⁽¹⁾	95	100
Latinoamérica	79	84
Resto del Mundo	16	16
Downstream ⁽²⁾	492	492
Europa	423	420
Resto del Mundo	69	72
Gas Natural Fenosa ⁽³⁾	2.061	2.086
TOTAL	2.648	2.678

⁽¹⁾ Corresponde principalmente a la UGE constituida por los activos netos de exploración y producción del Grupo en Venezuela.

⁽²⁾ Corresponde a un total de 22 UGE siendo el importe individualmente más significativo el 24% del total del segmento.

⁽³⁾ A 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluye 1.727 y 1.752 millones de euros correspondientes a los fondos de comercio registrados por Gas Natural Fenosa por la participación de ésta en las sociedades de su grupo cuya distribución geográfica en España, Latinoamérica y resto del mundo asciende a 1.466, 199 y 62 millones de euros respectivamente.

6. Otro inmovilizado intangible

La composición y movimiento de los activos intangibles y de su correspondiente amortización acumulada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son los siguientes:

	millones de euros					
	Derechos para la vinculación de EE.SS y otros derechos	Derechos Emisión de CO ₂	Aplicaciones Informáticas	Permisos de exploración	Otro inmovilizado	Total
COSTE						
Saldo a 1 de enero de 2012	994	192	570	766	2.812	5.334
Inversiones ⁽¹⁾	34	6	82	20	54	196
Retiros o bajas	(29)	-	(1)	-	(7)	(37)
Diferencias de conversión	(6)	-	-	(15)	(64)	(85)
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	-	-	(1)	-	4	3
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	16	(76)	(10)	142	(92)	(20)
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁴⁾	(1)	(1)	-	3	(19)	(18)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽⁵⁾	(26)	-	(43)	(51)	(621)	(741)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	982	121	597	865	2.067	4.632
Inversiones ⁽¹⁾	16	15	89	54	44	218
Retiros o bajas	(54)	(1)	(2)	(45)	(6)	(108)
Diferencias de conversión	(14)	-	(4)	(37)	(96)	(151)
Variación del perímetro de consolidación ⁽²⁾	-	(1)	(1)	-	-	(2)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	15	(47)	(3)	15	-	(20)
Movimientos de operaciones interrumpidas	-	1	-	-	-	1
Saldo a 31 de diciembre de 2013	945	88	676	852	2.009	4.570
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS						
Saldo a 1 de enero de 2012	(583)	(76)	(394)	(160)	(983)	(2.196)
Amortizaciones	(56)	-	(62)	(29)	(84)	(231)
Retiros o bajas	23	-	1	-	2	26
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1	(8)	-	-	1	(6)
Diferencias de conversión	4	-	-	3	21	28
Variación del perímetro de consolidación	-	-	1	-	1	2
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	(1)	76	8	(1)	(15)	67
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁴⁾	-	-	(2)	-	11	9
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽⁵⁾	23	-	25	1	456	505
Saldo a 31 de diciembre de 2012	(589)	(8)	(423)	(186)	(590)	(1.796)
Amortizaciones	(55)	-	(46)	(11)	(90)	(202)
Retiros o bajas	53	-	2	-	4	59
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	1	(16)	-	-	(22)	(37)
Diferencias de conversión	9	-	3	6	34	52
Variación del perímetro de consolidación	-	-	1	-	1	2
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	(3)	7	(3)	39	-	40
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁶⁾	-	-	-	-	(11)	(11)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	(584)	(17)	(466)	(152)	(674)	(1.893)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2012	393	113	174	679	1.477	2.836
Saldo neto a 31 de diciembre de 2013	361	71	210	700	1.335	2.677

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 "Desinversiones" y Nota 10 "Activos no corrientes mantenidos para la venta"), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

⁽¹⁾ Las inversiones en 2013 y 2012 proceden de la adquisición directa de activos. Las inversiones en permisos de exploración corresponden principalmente a bonos exploratorios en Bulgaria y Oriente Medio en 2013 y en el Golfo de Méjico y Namibia en 2012.

⁽²⁾ Ver Nota 30 "Combinaciones de negocios" y Nota 31 "Desinversiones".

⁽³⁾ En el ejercicio 2013, la columna "Derechos de Emisión de CO₂" incluye, fundamentalmente, 60 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2013 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja de los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2012 por importe de 110 millones de euros. En el ejercicio 2012, la misma columna "Derechos de Emisión" incluía, fundamentalmente, 132 millones de euros correspondientes a los derechos de emisión de CO₂ asignados de manera gratuita para el 2012 de acuerdo con el plan de asignación nacional y a la baja correspondiente a los derechos consumidos por las emisiones realizadas en el ejercicio 2011 por importe de 95 millones de euros.

⁽⁴⁾ Recoge, fundamentalmente, los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades y adicionalmente los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta.

⁽⁵⁾ Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control en YPF e YPF Gas como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.

⁽⁶⁾ Incluye el deterioro de los activos de GNL en Norteamérica ver apartado "Deterioro de valor de Otro Inmovilizado Intangible" de esta Nota.

Los derechos para la vinculación de estaciones de servicio (EE.S), y otros derechos, así como las concesiones administrativas y los costes de adquisición de participaciones en permisos de exploración, son derechos legales cuya titularidad está condicionada por la vida de los contratos que los originan tal y como se describe en la Nota 2.2.6).

El epígrafe “*Otro inmovilizado*” incluye principalmente:

a) Inmovilizado intangible de Gas Natural Fenosa, por importe de 469 y 540 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente, que incluye básicamente contratos de aprovisionamiento de gas y otros derechos contractuales adquiridos.

b) Activos relacionados con concesiones de servicios en los que se dispone del derecho a cargar las tarifas establecidas directamente a los usuarios del servicio, si bien las autoridades competentes regulan o controlan dichas tarifas o los usuarios a los que se debe prestar el servicio y, adicionalmente, el estado retiene el derecho sobre el valor residual de los activos (ver Nota 2.2.6) por importe de 422 y 465 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

Estos activos corresponden principalmente a acuerdos de concesión mediante los cuales Gas Natural Fenosa participa en los servicios de transporte y distribución de gas en Argentina, Brasil e Italia.

En el ejercicio 2013 y 2012 los ingresos correspondientes a los servicios de construcción o mejora de infraestructuras ascienden a 33 y 35 millones de euros, respectivamente, que han sido registrados en el epígrafe “*Ingresos de explotación*”.

c) Concesiones de distribución eléctrica que el Grupo posee a través del Grupo Gas Natural Fenosa a 31 de diciembre de 2013 y 2012 por importe de 205 millones de euros.

d) La concesión del gasoducto del Magreb Europa por importe de 73 millones de euros (85 millones de euros en 2012) a través de la participación en Gas Natural Fenosa.

El inmovilizado intangible incluye activos con vida útil indefinida por importe de 207 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 206 millones de euros en 2012. Estos activos no son amortizados, si bien se someten al test de deterioro de valor al menos anualmente y se refieren principalmente a las concesiones de distribución de energía eléctrica en España que el Grupo posee a través de Gas Natural Fenosa descritas más arriba (ver Nota 2.2.6).

En el inmovilizado intangible se incluyen activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero por importe de 117 millones de euros y 112 millones de euros en 2013 y 2012 respectivamente, correspondientes a los derechos de vinculación de estaciones de servicio.

Deterioro de valor de “*Otro Inmovilizado Intangible*”

En el ejercicio 2013 Gas Natural Fenosa registró pérdidas de valor por importe de 21 millones de euros (teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo) dentro del epígrafe “*Otro inmovilizado intangible*”, que corresponde a la pérdida por deterioro del valor asignado en la combinación de negocios de Unión Fenosa a los derechos de procesamiento de gas que mantiene a través de su participada Unión Fenosa Gas en la planta de licuefacción de Damietta (Egipto), como consecuencia de la parada temporal de la actividad de dicha planta por la suspensión de entregas por parte del suministrador de gas natural, y cuyo valor recuperable de este activo es cero conforme a su valor de uso. Unión Fenosa Gas ha iniciado en el ejercicio 2013 acciones legales en defensa de sus derechos contractuales.

Las correcciones valorativas de los derechos de emisión de CO₂ por importe de 16 y 8 millones de euros a cierre de los ejercicios 2013 y 2012, respectivamente, por la depreciación de los derechos de emisión de CO₂ (ver Nota 35), se vieron compensadas, casi en su totalidad, por un ingreso procedente de la imputación a resultados de los ingresos diferidos por los derechos de emisión recibidos gratuitamente por el Plan Nacional de Asignación.

Adicionalmente en 2013 se ha registrado un deterioro por importe de 11 millones de euros por los activos asociados a las actividades de GNL en Norteamérica, en el epígrafe “*Movimientos de operaciones interrumpidas*” (ver Nota 31).

7. Inmovilizado material

La composición y el movimiento del epígrafe “*Inmovilizado material*” y de su correspondiente amortización y provisión acumulada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

	Millones de euros							
	Terrenos, edificios y otras construcciones	Maquinaria e instalaciones	Inversión zonas con reservas	Otros costes de exploración	Elementos de transporte	Otro inmovilizado material	Inmovilizado en curso	Total
COSTE								
Saldo a 1 de enero de 2012	3.029	29.380	37.913	2.162	2.045	1.994	3.285	79.808
Inversiones	41	207	1.438	514	2	100	845	3.147
Retiros o bajas	(8)	(154)	(16)	(134)	(8)	(131)	(24)	(475)
Diferencias de conversión	(6)	(22)	(252)	(36)	-	3	(3)	(316)
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	(16)	(59)	(196)	(2)	(6)	(97)	(2)	(378)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	252	1.426	377	104	6	65	(1.766)	464
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁶⁾	(17)	(104)	(596)	20	(36)	(5)	(4)	(742)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽³⁾	(618)	(4.156)	(25.715)	(295)	(171)	(406)	(1.146)	(32.507)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	2.657	26.518	12.953	2.333	1.832	1.523	1.185	49.001
Inversiones	9	205	1.488	558	1	100	834	3.195
Retiros o bajas	(23)	(341)	(15)	(18)	(3)	(40)	(20)	(460)
Diferencias de conversión	(25)	(218)	(617)	(108)	(2)	(24)	(18)	(1.012)
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	(22)	(378)	-	(19)	(1)	(22)	(11)	(453)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	41	499	286	34	(1.485)	24	(670)	(1.271)
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁵⁾	1	-	-	-	(67)	(1)	-	(67)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	2.638	26.285	14.095	2.780	275	1.560	1.300	48.933
AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS DE VALOR ACUMULADAS								
Saldo a 1 de enero de 2012	(889)	(13.971)	(25.215)	(1.152)	(488)	(1.334)	-	(43.049)
Amortizaciones	(62)	(992)	(831)	(295)	(13)	(76)	-	(2.269)
Retiros o bajas	4	136	14	134	8	125	-	421
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(21)	1	(19)	-	(42)	-	(81)
Diferencias de conversión	1	4	112	17	-	(4)	-	130
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	5	27	311	2	4	58	-	407
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	4	(20)	(204)	(122)	1	2	-	(339)
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁵⁾	4	38	322	5	(60)	4	-	313
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽³⁾	251	3.064	19.828	175	119	256	-	23.693
Saldo a 31 de diciembre de 2012	(682)	(11.735)	(5.662)	(1.255)	(429)	(1.011)	-	(20.774)
Amortizaciones	(64)	(998)	(862)	(346)	(14)	(74)	-	(2.358)
Retiros o bajas	20	346	-	3	3	36	-	408
(Dotación)/Reversión pérdidas de valor	(1)	(19)	(7)	-	-	(71)	-	(98)
Diferencias de conversión	6	58	258	53	1	10	-	386
Variación del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	6	145	-	19	-	4	-	174
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽²⁾	(3)	4	(4)	(31)	379	(2)	-	343
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽⁵⁾	(251)	(437)	-	-	(52)	(30)	-	(770)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	(969)	(12.636)	(6.277)	(1.557)	(112)	(1.138)	-	(22.689)
Saldo neto a 31 de diciembre de 2012	1.975	14.783	7.291	1.078	1.403	512	1.185	28.227
Saldo neto a 31 de diciembre de 2013 ⁽⁴⁾	1.669	13.649	7.818	1.223	163	422	1.300	26.244

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 “Desinversiones” y Nota 10 “Activos no corrientes mantenidos para la venta”), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

⁽¹⁾ Ver Nota 30 “Combinaciones de negocios” y Nota 31 “Desinversiones”. En 2013 incluye la baja de parte de los activos de GNL por importe neto de 221 millones de euros.

⁽²⁾ En 2013 incluye reclasificaciones del epígrafe “*Inmovilizado en curso*” fundamentalmente a “*Maquinaria e instalaciones*”, por importe de 159 millones de euros por diversos proyectos realizados en el ejercicio. Adicionalmente incluye reclasificaciones de 1.111 millones al epígrafe de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” de los activos del GNL en procesos de desinversión (véase Nota 31) que a 31 de diciembre estaban pendientes de transmisión. En 2012 incluía reclasificaciones del epígrafe “*Inmovilizado en curso*” fundamentalmente a “*Maquinaria e instalaciones*”, por importe de 891 millones de euros, por la puesta en marcha de la ampliación y mejora de la Refinería de Petronor, 253 correspondientes a la nueva sede corporativa denominada Campus.

⁽³⁾ Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo en YPF e YPF Gas y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.

⁽⁴⁾ A 31 de diciembre de 2013 el importe de las provisiones acumuladas ascendía a 1.010 millones de euros (224 millones de euros en 2012).

⁽⁵⁾ En 2013 incluye 837 millones de euros correspondientes a los movimientos de operaciones de los negocios del GNL objeto de desinversión, principalmente el registro del deterioro de valor de los activos de GNL en Norteamérica (ver apartado “*Deterioro de valor del Inmovilizado Material*” de esta Nota).

⁽⁶⁾ Recoge los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades y adicionalmente los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta.

En el ejercicio 2013 las principales inversiones se realizaron en España 875 millones de euros, en EE.UU 708 millones de euros, en Brasil 395 millones de euros, en el resto de Centro y Sudamérica 833 millones de euros, en Rusia 65 y en Portugal 40 millones de euros. Las principales inversiones en 2012 se realizaron en España 1.092 millones de euros, en Estados Unidos 792 millones de euros, en Brasil 254 millones de euros, en el resto de Centro y Sudamérica 863 millones de euros, en Rusia 64 millones de euros y en Portugal 58 millones de euros. Por otro lado, las inversiones de explotación realizadas por YPF e YPF Gas y sus sociedades participadas en el ejercicio 2012 antes de la pérdida de control ascendieron a 328 millones de euros.

En el epígrafe "*inmovilizado material*" en los ejercicios 2013 y 2012 se incluyen 1.471 millones de euros y 2.844 millones de euros respectivamente, correspondientes a activos adquiridos en régimen de arrendamiento financiero. Entre los activos adquiridos en arrendamiento financiero al cierre del ejercicio 2013 destacan los gasoductos y otros activos para el transporte de gas en Norteamérica y Canadá cuyo importe ascendía a 1.269 millones de euros y a 1.329 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 respectivamente (ver Nota 21). En diciembre de 2013 se reclasificaron al epígrafe de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" del balance de situación (véase Nota 10) los buques metaneros adquiridos para el transporte de GNL por importe de 1.111 millones de euros, como consecuencia del proceso de venta de los negocios del GNL (véase Nota 31).

También incluye inversiones efectuadas por el Grupo sobre concesiones administrativas, por importe de 976 y 767 millones de euros al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente. Estas concesiones revertirán al Estado en un plazo comprendido entre los años 2014 y 2054.

Repsol capitaliza gastos financieros como parte del coste de los activos según se describe en la Nota 2.2.7. En 2013 y 2012, el coste medio de activación ha sido 3,83% y 4,19% y el gasto activado por este concepto ha ascendido a 113 y 103 millones de euros, respectivamente, registrados en el epígrafe "*Resultado financiero*" de la cuenta de resultados adjunta.

Las concesiones de las centrales hidráulicas en España que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12, entre otras razones como consecuencia de que los precios de venta de energía se fijan en el mercado. El resto de concesiones del ámbito internacional, también a través de Gas Natural Fenosa, se encuentran fuera del alcance de la CINIIF 12 como consecuencia de que el concedente no controla la participación residual significativa en la infraestructura al término de la vigencia del acuerdo y simultáneamente determina el precio del servicio. Su importe a 31 de diciembre de 2013 y 2012 asciende a 1.014 y 1.138 millones de euros respectivamente.

Los importes correspondientes a los activos no amortizables, es decir, terrenos e inmovilizado en curso, ascienden, respectivamente, a 635 y 1.300 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 638 y 1.185 millones de euros a 31 de diciembre de 2012, respectivamente.

El epígrafe "*Inmovilizado material*" incluye elementos totalmente amortizados por importe de 8.649 y 8.609 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

De acuerdo con la práctica de la industria, Repsol asegura sus activos y operaciones a nivel global. Entre los riesgos asegurados se incluyen los daños en elementos del inmovilizado material, con las consecuentes interrupciones en el negocio que éstas conllevan. El Grupo considera que el actual nivel de cobertura es, en general, adecuado para los riesgos inherentes a su actividad.

Deterioro de valor del "*Inmovilizado Material*"

Como consecuencia de la transmisión de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31) se ha producido la ruptura de la Unidad Generadora de Efectivo que incluía los activos de Norteamérica junto con diversos activos que forman parte del perímetro de la transacción (fundamentalmente activos de Trinidad y Tobago y los contratos de comercialización de GNL asociados). En este sentido, Repsol ha ajustado el valor contable de los activos correspondientes a los negocios de GNL en Norteamérica dentro del segmento GNL (principalmente la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos para el transporte de gas) a su nuevo valor en uso, registrando una provisión por deterioro por un importe de 708 millones de euros en los epígrafes de "*Terrenos, edificios y otras construcciones*", "*Maquinaria e instalaciones*" y "*Otro Inmovilizado material*". Adicionalmente se ha registrado una provisión por el contrato oneroso "*Process or pay*" asociado a la planta de Canaport por importe de 691 millones de euros (ver Nota 16). El valor recuperable de los activos en Norteamérica asciende a 900 millones de euros, correspondiente al valor en uso calculado con los nuevos flujos de caja asociados a dicha UGE descontados a una tasa media del 4,75% (4,3% en 2012). Estos impactos contables han sido registrados en el epígrafe "*Resultado de operaciones interrumpidas*" al entenderse como parte de los gastos asociados al proceso de venta de los activos de GNL a Shell.

Adicionalmente en el ejercicio 2013 y como consecuencia de una optimización de la capacidad productiva del Grupo en España y Portugal se han dotado pérdidas de valor de parte de los activos del negocio químico, en determinadas líneas de producción y en el proyecto de ampliación de Sines. Los importes registrados ascienden a 17 y 64 millones de euros (18 y 36 millones de euros en 2012) en los epígrafes “*Maquinaria e instalaciones*” e “*Inmovilizado en curso*” respectivamente. Estos activos forman parte del segmento Downstream y su valor recuperable se ha considerado que es cero.

Adicionalmente en 2012 se dotaron pérdidas de valor por importe de 14 millones de euros por activos de exploración en Sierra Leona debido a las incertidumbres sobre las condiciones de explotación de los recursos asociados.

8. Inversiones Inmobiliarias

El movimiento de las inversiones inmobiliarias en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros		
	Coste bruto	Amortización y pérdidas de valor acumuladas	Total
Saldo a 1 de enero de 2012	44	(20)	24
Reclasificaciones y otros movimientos	2	-	2
Amortización y (Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(1)	(1)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	46	(21)	25
Reclasificaciones y otros movimientos	2	-	2
Amortización y (Dotación)/Reversión pérdidas de valor	-	(3)	(3)
Saldo a 31 de diciembre de 2013	48	(24)	24

El valor razonable de los activos incluidos en este epígrafe a 31 de diciembre de 2013 y 2012 asciende a 76 y 88 millones de euros respectivamente. Dicho valor razonable, calculado a partir de informes de expertos independientes se basa fundamentalmente en técnicas de valoración propuestas por la Orden ECO/805/2003, de 27 de marzo sobre normas de valoración de bienes inmuebles, destacando el método residual dinámico consistente en un descuento de flujos futuros actuales o esperados basados en los principios de mayor y mejor uso.

Los ingresos relacionados con las inversiones inmobiliarias en 2013 ascienden a 2,3 millones de euros siendo en 2012 inferiores a 1 millón de euros.

9. Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación

El detalle de la inversión en sociedades asociadas más significativas, que han sido contabilizadas aplicando el método de la participación, a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Perú LNG Company Llc ⁽¹⁾	-	238
Petrocarabobo, S.A.	115	102
Transportadora de Gas del Perú, S.A. (TGP) ⁽²⁾	-	65
Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago ⁽¹⁾	-	44
Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago ⁽¹⁾	-	40
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	44	43
Guará, B.V.	86	61
Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), Ltd.	54	44
Sociedades Grupo Gas Natural Fenosa	29	30
Transierra, S.A.	28	29
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	20	18
Dynasol Gestión, S.A.	19	6
Otras sociedades puestas en equivalencia	17	17
	412	737

⁽¹⁾ Compañías que forman parte del perímetro de venta de los activos y negocios de GNL a Shell (ver Nota 31).

⁽²⁾ Compañías clasificada en el epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta" a 31 de diciembre de 2013 (ver Nota 10).

En el Anexo I se adjunta la relación de las sociedades del Grupo más significativas contabilizadas aplicando el método de participación.

El movimiento habido en este epígrafe de los balances de situación consolidados adjuntos durante 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	737	699
Inversiones	71	86
Desinversiones	(16)	(41)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	(330)	-
Resultado en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia	48	47
Dividendos repartidos	(33)	(26)
Diferencias de conversión	(21)	(6)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	(53)	(3)
Movimientos de operaciones interrumpidas ⁽³⁾	9	15
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽²⁾	-	(34)
Saldo al cierre del ejercicio	412	737

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 "Desinversiones" y Nota 10 "Activos no corrientes mantenidos para la venta"), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

(1) En 2013 incluye la baja de los negocios de GNL por importe de 330 millones de euros.

(2) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.

(3) El detalle de los movimientos netos más significativos correspondientes a los negocios del GNL objeto de desinversión son i) Resultados en 2013 de Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago, Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago y Perú LNG Company por importe de 36, 22 y 16 millones de euros, y en 2012, 25, 19 y 25 millones de euros, respectivamente ii) "Dividendos" en 2013 de Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago y Atlantic 4 Company of Trinidad & Tobago por importe de 36 y 20 millones de euros, y en 2012, 27 y 22 millones de euros, respectivamente.

(4) Inversión reclasificada en 2013, al epígrafe de activos no corrientes mantenidos para la venta principalmente, Transportadora de Gas del Perú, S.A. (ver Nota 10).

Las principales inversiones en el ejercicio 2013 corresponden a Guar, B.V., Petrocarabobo, S.A. y Dynasol gestión, S.A. por importe de 37, 18 y 14 millones de euros respectivamente. En 2012 se realizaron inversiones en Guar, B.V. por importe de 60 millones de euros.

Las desinversiones en 2013 y 2012 corresponden a la devolución de capital a los accionistas de Guara, B.V. como consecuencia de la venta de una plataforma de exploración off-shore.

Los resultados en sociedades consolidadas por puesta en equivalencia más significativos en 2013 y 2012 son los siguientes:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Compan Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	17	15
Oleoducto de crudos pesados (OCP), Ltd.	14	10
Transportadora de Gas de Perú, S.A. (TGP)	3	8
Guara, B.V.	5	4
Otras sociedades puestas en equivalencia	9	10
	48	47

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 "Comparación de la información") en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL, descrito en la Nota 31 "Desinversiones".

Las siguientes sociedades, en las que el Grupo tiene influencia significativa, entendida como el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la participada, pero sobre las que no se ejerce control, ni tampoco control conjunto, a pesar de que participa en un porcentaje menor al 20%, han sido consolidadas por el método de la participación:

Sociedad	% Participación
Sistemas Energéticos Mas Garullo, S.A. ⁽¹⁾	18,00%
Oleoducto Transandino de Chile, S.A.	18,00%
Regasificadora del Noroeste, S.A. ⁽¹⁾	11,60%
Compan Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	10,00%
Transportadora de Gas del Perú, S.A.	10,00%
Qalhat LNG, S.A.O.C. ⁽¹⁾	3,68%
Tocado International B.V.	18,00%

⁽¹⁾ Sociedades participadas a través del Grupo Gas Natural Fenosa.

El siguiente cuadro muestra las principales magnitudes de las sociedades asociadas del Grupo Repsol, calculadas de acuerdo al porcentaje de participación poseído en las mismas, a 31 de diciembre de 2013 y 2012 (ver Anexo I):

	2013	2012 ⁽¹⁾
En balance		
Total Activos	581	1.765
Total Patrimonio	412	737
	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽²⁾
En resultados		
Ingresos	388	450
Resultado del periodo procedente de operaciones continuadas	48	47

⁽¹⁾ A 31 de diciembre de 2012 incluye: (i) "Total Activos" por importe de 858 millones de euros y (ii) "Total Patrimonio" por 323 millones de euros correspondientes a las sociedades que formaban parte del perímetro de venta de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31).

⁽²⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 "Comparación de la información") en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL, descrito en la Nota 31 "Desinversiones".

10. Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta

Las principales líneas del balance de los activos clasificados como mantenidos para la venta y pasivos vinculados a 31 de diciembre de 2013 y 2012, son las siguientes:

	Millones de euros	
	2013	2012
Inmovilizado material y otros activos intangibles	1.269	310
Otros activos no corrientes	82	22
Activos corrientes	500	8
	1.851	340
Pasivos no corrientes	1.174	7
Pasivos corrientes	359	20
	1.533	27
	318	313

Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta clasificados a 31 de diciembre 2013

En diciembre de 2013, en el marco del acuerdo de venta a Shell de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), se han reclasificado a los epígrafes “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” y “*Pasivos vinculados a activos no corrientes mantenidos para la venta*” por importe de 1.558 y 1.456 millones de euros respectivamente, los activos y negocios de GNL que formando parte del proceso de venta a Shell, no habían sido vendidos a 31 de diciembre de 2013. Una vez obtenidas las autorizaciones necesarias y cumplidas las condiciones pactadas, la venta tuvo lugar el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37). Dichos activos y negocios incluyen fundamentalmente los buques metaneros que fueron adquiridos en régimen de arrendamiento financiero (ver Notas 7 y 21.1) para las actividades de comercialización, transporte y trading de GNL.

En 2013 se han reclasificado al epígrafe “*Activos no corrientes mantenidos para la venta*” 53 millones de euros correspondientes a la participación del 10% del Grupo en Transportadora de Gas del Perú, S.A. (ver Notas 9 y 37).

Adicionalmente incluye el porcentaje de participación del 17,5% poseído por la Sociedad del Grupo Repsol Venezuela Gas, S.A. en el área de Cardón IV ubicada en el Golfo de Venezuela, tras la notificación oficial por la que Corporación Venezolana de Petróleos (CVP) participaría a través de la adquisición de un 17,5% del porcentaje poseído por esta sociedad del Grupo. Los activos y pasivos asociados a dicho porcentaje ascienden a 220 y 76 millones de euros en 2013.

Activos y pasivos no corrientes mantenidos para la venta clasificados a 31 de diciembre 2012

A 31 de diciembre de 2012, y desde su adquisición el 29 de diciembre de 2011, la sociedad Eurotek se clasificó como activo no corriente mantenido para la venta. La sociedad Repsol Exploración Karabashky B.V adquirió el 100% de Eurotek, empresa que explota licencias de exploración y producción de hidrocarburos en las regiones de Khanty-Mansiysk y Yamal-Nenets ubicadas en la Federación Rusa. Esta adquisición formaba parte de un acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría el gobierno de la sociedad AR Oil and Gaz, B.V (“AROG”) en la que Repsol participa en un 49% (ver Nota 30 “*Combinaciones de negocios*”), y que serviría de plataforma de crecimiento para ambas compañías en la Federación Rusa. Una vez cumplidos los hitos marcados en dicho acuerdo, Eurotek fue vendida a AROG, B.V. el 24 de enero de 2013, por un importe de 315 millones de dólares (ver Nota 31). Eurotek desde la fecha de su adquisición en diciembre de 2011 se clasificaba en el balance de situación como activo no corriente mantenido para la venta. Esta venta, es el último hito del acuerdo firmado en diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil que regiría la constitución de AROG y por el que el Grupo adquirió un 49% de AROG en el ejercicio 2012 (ver Nota 30).

En relación a los activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta que fueron enajenados durante los ejercicios 2013 y 2012, véase Nota 31.

11. Activos financieros corrientes y no corrientes

En esta nota se desglosan los siguientes conceptos incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Activos financieros no corrientes	1.802	1.313
Otros activos financieros corrientes	93	415
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽¹⁾	25	45
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes ⁽²⁾	7.434	5.903
	9.354	7.676

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta" como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), "Activos financieros no corrientes" y "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes" por importe de 414 y 275 millones de euros respectivamente y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 427 y 44 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los "Activos financieros no corrientes", "Otros activos financieros corrientes" y "Efectivo y otros activos líquidos equivalentes", correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

⁽¹⁾ Recogidos en el epígrafe "Otros deudores".

⁽²⁾ Incluye 1.350 millones de euros correspondientes a operaciones con pacto de recompra de Deuda Pública española con vencimiento 2 de enero de 2014.

El detalle de los activos financieros del Grupo a 31 de diciembre de 2013 y 2012, clasificados por clases de activos es el siguiente:

NATURALEZA/CATEGORIA	31 de diciembre de 2013							Total
	Valor contable							
	Activos financieros mantenidos para negociar	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura		
Instrumentos de Patrimonio	-	-	1.268	-	-	-	1.268	
Derivados	-	-	-	-	-	1	1	
Otros activos financieros	-	87	-	424	22	-	533	
Largo plazo / No corriente	-	87	1.268	424	22	1	1.802	
Derivados	42	-	-	-	-	4	46	
Otros activos financieros	-	11	-	72	7.423	-	7.506	
Corto plazo / Corrientes	42	11	-	72	7.423	4	7.552	
TOTAL ⁽¹⁾	42	98	1.268	496	7.445	5	9.354	

31 de diciembre de 2012

Valor contable

NATURALEZA/CATEGORIA	Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados		Activos financieros disponibles para la venta	Préstamos y partidas a cobrar	Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	Derivados de cobertura	Total
	Activos financieros mantenidos para negociar						
Instrumentos de Patrimonio	-	-	641	-	-	-	641
Derivados	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos financieros	-	84	-	578	10	-	672
Largo plazo / No corriente	-	84	641	578	10	-	1.313
Derivados	51	-	-	-	-	7	58
Otros activos financieros	-	11	-	401	5.893	-	6.305
Corto plazo / Corrientes	51	11	-	401	5.893	7	6.363
TOTAL ⁽¹⁾	51	95	641	979	5.903	7	7.676

⁽¹⁾ En el epígrafe "Otros activos no corrientes" y en los epígrafes "Clientes por ventas y prestaciones de servicios" y "Otros deudores" del balance, se incluyen en 2013, 253 millones de euros a largo plazo y 7.220 millones a corto plazo, y en 2012, 242 millones de euros a largo plazo y 7.320 millones de euros a corto plazo, respectivamente, correspondientes a cuentas comerciales a cobrar que no han sido incluidas en el desglose de activos financieros de la tabla anterior. Adicionalmente, los activos que se presentan en el epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación" del balance de situación que se detallan en la Nota 4.3, tampoco han sido incluidos en los desgloses de activos financieros de la tabla anterior.

La clasificación de los activos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

Activos financieros a valor razonable ⁽¹⁾	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Activos financieros mantenidos para negociar	11	8	31	43	-	-	42	51
Otros activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	98	95	-	-	-	-	98	95
Activos financieros disponibles para la venta ⁽²⁾	1.177	567	-	-	-	-	1.177	567
Derivados de cobertura	-	-	5	7	-	-	5	7
Total	1.286	670	36	50	-	-	1.322	720

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento y se refieren principalmente a las acciones no expropiadas de YPF y a los fondos de inversión del Grupo.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

⁽¹⁾ En relación a las acciones sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas que se presentan de acuerdo con NIIF 5 en el epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación" registrados por su valor razonable, ver lo expuesto en la Nota 4, en el apartado "Tratamiento contable de la expropiación".

⁽²⁾ No incluye 91 y 74 millones de euros en 2013 y 2012 correspondientes a inversiones en acciones de sociedades que se registran por su coste de adquisición de acuerdo con NIC 39 así como las acciones de YPF Gas S.A. no sujetas a expropiación, ver lo expuesto de la Nota 4, en el apartado "Tratamiento contable de la expropiación".

Las técnicas de valoración utilizadas para los activos financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2, se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los activos financieros varían dependiendo del tipo de instrumento valorado, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de renta variable y volatilidades de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

A continuación se describen los activos financieros corrientes y no corrientes de acuerdo con su clasificación por naturaleza:

11.1. Activos financieros mantenidos para negociar

Dentro de esta categoría se incluyen los derivados que no han sido designados como instrumentos de cobertura contable (ver Nota 20).

11.2. Otros activos financieros valorados a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros registrados por su valor razonable con cambios en resultados en los ejercicios 2013 y 2012 corresponden fundamentalmente a fondos de inversión.

11.3. Activos financieros disponibles para la venta

En el ejercicio 2013 y 2012 se incluye fundamentalmente el 6,43% de las acciones de YPF S.A. y el 33,997% de las acciones de YPF Gas S.A. propiedad de Repsol que no fueron objeto de expropiación por el gobierno argentino, así como el 5,95% de las acciones de YPF S.A. adquiridas de las prendas de los préstamos concedidos por el Grupo y otras entidades financieras al grupo Petersen (incluidas la ejecución parcial de la contragarantía en abril de 2013 y el derecho a recibir la contragarantía restante tras la cancelación total de la obligación con el BSAN en noviembre de 2013) por importe de 1.177 y 530 millones de euros respectivamente.

Adicionalmente, este epígrafe recoge las participaciones financieras minoritarias en algunas sociedades en las que no se ejerce influencia en la gestión.

La principal inversión en 2013 corresponde a la adquisición por parte de Gas Natural Fenosa de una participación en la sociedad Medgaz, S.A. En enero de 2013 se adquirió a Sonatrach una participación del 10,0% de dicha sociedad por 16 millones de euros y en julio de 2013 una participación adicional del 4,9% a Gaz de France International, S.A.S por importe de 11 millones de euros (Importes expresados en el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

El movimiento de los activos financieros disponibles para la venta a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	641	128
Inversiones	28	6
Desinversiones ⁽¹⁾	(42)	-
Ajustes a valor razonable ⁽²⁾	610	38
Variaciones del perímetro de consolidación	(5)	-
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽³⁾	36	-
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽⁴⁾	-	469
Saldo al cierre del ejercicio	1.268	641

⁽¹⁾ Incluye la baja por la venta de la participación del 3,47% en Alliance Oil Company por importe de 39 millones de euros.

⁽²⁾ En 2013 corresponde a la valoración a mercado de las acciones no sujetas a expropiación de YPF (incluyendo aquellas adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por el Grupo al grupo Petersen) e YPF Gas por importe de 607 millones de euros positivos (59 millones de euros positivos en 2012) y de la participación en Alliance Oil Company por importe de 3 millones de euros negativos en 2013 (21 millones de euros negativos en 2012).

⁽³⁾ En 2013 incluye fundamentalmente, la ejecución de la contragarantía del BSAN en el mes de abril y el reconocimiento del derecho a recibir la contragarantía restante tras la cancelación total de la obligación con el BSAN en el mes noviembre, descritos en la Nota 4.3.

⁽⁴⁾ En 2012 incluye fundamentalmente la valoración inicial del 6,43% de las acciones de YPF y del 33,997% de YPF Gas no sujetas a expropiación por importe de 300 millones de euros y la valoración inicial del 5,38% de las acciones de YPF S.A. adquiridas mediante la ejecución de la prenda de los préstamos concedidos por Repsol al grupo Petersen por importe de 172 millones de euros.

11.4. Préstamos y partidas por cobrar

En el siguiente desglose se detallan el valor razonable de los préstamos y partidas a cobrar de los que dispone el Grupo:

	Millones de euros			
	Valor contable		Valor razonable	
	2013	2012	2013	2012
No corrientes	424	578	424	793
Corrientes	72	401	72	401
Total préstamos y partidas a cobrar	496	979	496	1.194

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe "Activos no corrientes mantenidos para la venta" como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), "Préstamos y partidas a cobrar" no corrientes por importe de 414 millones de euros y cuyo saldo a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 427 millones de euros.

Dentro de los préstamos corrientes y no corrientes figuran aquellos concedidos por el Grupo al grupo Petersen en relación a la financiación de la adquisición de la participación en YPF S.A., que a 31 de diciembre se encuentran totalmente provisionados (ver Nota 4.3). Adicionalmente en 2013 y 2012 incluyen aquellos préstamos concedidos a sociedades consolidadas, por la parte no eliminada en el proceso de consolidación, por importe de 94 y 223 millones de euros, respectivamente, incluyendo dichos importes provisiones por deterioro por importe de 19 y 21 millones de euros, respectivamente.

A través de la participación del Grupo en Gas Natural Fenosa, se incluye la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad. A 31 de diciembre 2013 Gas Natural Fenosa mantiene un derecho de cobro por la financiación del déficit por importe de 146 millones de euros correspondientes íntegramente al ejercicio 2013. Como consecuencia de las modificaciones regulatorias producidas durante el ejercicio 2013 en relación con el proceso de desajuste del déficit se incluye en el epígrafe "Préstamos y partidas por cobrar corrientes" el importe que se espera recuperar mediante su cobro en un periodo inferior a un año y el importe restante, a recuperar en un periodo máximo de quince años, se incluye en el epígrafe "Préstamos y partidas por cobrar no corrientes". Los importes corresponden a la parte proporcional de la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa.

También incluye la financiación otorgada por Gas Natural Fenosa a ContourGlobal La Rioja S.L por importe de 71 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y que a 31 de diciembre de 2012 su saldo ascendía a 76 millones de euros, por la venta de la central de ciclo combinado de Arrúbal (La Rioja) que se produjo en fecha 28 de julio de 2011. Este crédito está garantizado por las acciones de esta compañía y por otros activos, devenga un interés anual de mercado y tiene vencimiento en 2021. Los importes corresponden a la parte proporcional de la participación del Grupo Repsol en Gas Natural Fenosa.

La rentabilidad devengada por los activos financieros detallados en la tabla anterior (sin considerar la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad) corresponde a un interés medio de 6,92% y 6,78% en 2013 y 2012, respectivamente.

El vencimiento de los préstamos y partidas a cobrar no corrientes es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2013	2012
2014	-	19
2015	24	5
2016	16	6
2017	16	20
2018	16	6
Años posteriores	352	522
	424	578

11.5. Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

A continuación se detalla el valor contable de las inversiones financieras mantenidas a vencimiento a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	Millones de euros	
	2013	2012
Inversiones Financieras no corrientes ...	22	10
Inversiones Financieras temporales.....	-	-
Equivalentes de efectivo	2.773	1.857
Caja y Bancos	4.650	4.036
	7.445	5.903

El valor razonable de las inversiones financieras mantenidas hasta el vencimiento coincide con su valor contable, a excepción de las inversiones financieras no corrientes que no difieren de forma significativa.

Las inversiones financieras corresponden principalmente a colocaciones en bancos y depósitos colaterales y han devengado un interés medio del 1,17% y 1,52% en 2013 y 2012, respectivamente.

El vencimiento de las Inversiones Financieras mantenidas a vencimiento no corrientes, es el siguiente:

Vencimiento en	Millones de euros	
	2013	2012
2014	-	-
2015	-	-
2016	-	-
2017	-	-
2018	-	-
Años posteriores	22	10
	22	10

12. Existencias

La composición del epígrafe de existencias al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Crudo y gas natural	2.281	2.139
Productos terminados y semiterminados	2.595	2.932
Materiales y otras existencias	380	430
Total	5.256	5.501

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta" como consecuencia de la venta de parte los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), existencias de "*Crudo y Gas natural*" así como "*Materiales y otras existencias*" por importe de 53 y 19 millones de euros respectivamente y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 120 y 17 millones de euros, respectivamente. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4), se dieron de baja las "Existencias" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el importe de existencias de "commodities" destinadas a una actividad de "trading" inventariadas a valor razonable menos los costes necesarios para su venta (ver Nota 2.2.12) ha ascendido a 1.212 y 888 millones de euros, respectivamente, y el efecto en la cuenta de resultados por la valoración a mercado de las mismas ha representado un ingreso de 3 y 9 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente. Para el cálculo del valor recuperable se utiliza información y referencias de mercado. En concreto, para la estimación de los flujos se utilizan curvas forward del mercado así como una ventana temporal de preciación tomada de referencia. Las principales variables de estas operaciones son fundamentalmente: cotizaciones de publicaciones oficiales (Platt's, Argus, OPIS, brokers,...) y primas históricas.

El Grupo Repsol cumple tanto a 31 de diciembre 2013, como a 31 de diciembre de 2012 con las exigencias legales de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas por la normativa aplicable (ver Anexo III), en las sociedades españolas que integran el Grupo.

13. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar

La composición de este epígrafe a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Cientes por ventas y prestación de servicios (importe bruto)	6.035	6.479
Provisión por insolvencias	(414)	(398)
Cientes por ventas y prestación de servicios	5.621	6.081
Deudores por operaciones de tráfico y otros deudores	1.255	879
Deudores por operaciones con el personal	49	39
Administraciones públicas	305	321
Derivados por operaciones comerciales ⁽¹⁾	25	45
Otros deudores	1.634	1.284
Activos por impuesto corriente	471	416
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	7.726	7.781

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de "Activos no corrientes mantenidos para la venta" como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" por importe de 181 millones de euros y cuyo saldo a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 192 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los "Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

⁽¹⁾ Este importe se incluye en los conceptos descritos en la Nota 11.

El movimiento de la provisión de insolvencias en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	398	404
Dotación/(reversión) pérdidas de valor	86	92
Variaciones de perímetro de consolidación	(18)	(2)
Diferencias de conversión	(17)	2
Reclasificaciones y otros movimientos	(36)	(2)
Movimientos de operaciones interrumpidas	1	(2)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽¹⁾	-	(94)
Saldo al cierre del ejercicio	414	398

⁽¹⁾ Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo de YPF e YPF Gas, y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4.

14. Patrimonio neto

14.1. Capital social

El capital social suscrito e inscrito en el Registro Mercantil a 31 de diciembre de 2013 y 2012 estaba representado por 1.302.471.907 y 1.256.178.727 acciones de 1 euro de valor nominal cada una, respectivamente, totalmente suscritas y desembolsadas, representadas por anotaciones en cuenta y admitidas en su totalidad a cotización oficial en el mercado continuo de las Bolsas de Valores españolas y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. La Compañía mantiene su programa de ADS, los cuales, desde el 9 de marzo de 2011, cotizan en el mercado OTCQX.

Tras la última operación de ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2014, que se explica más adelante en este apartado, el capital social de Repsol, S.A. asciende a 1.324.516.020 acciones de 1 euro de valor nominal cada una. De acuerdo con la normativa contable, y teniendo en cuenta que dicha ampliación de capital ha sido inscrita en el Registro Mercantil con carácter previo a la formulación de los estados financieros consolidados, la misma ha sido registrada en los estados financieros del Grupo con fecha 31 de diciembre de 2013.

En 2012 Repsol puso en marcha por primera vez el programa “Repsol Dividendo Flexible” aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012. Este sistema se instrumenta a través de ampliaciones de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Al amparo de dicho programa, Repsol ofrece a sus accionistas la posibilidad de percibir su retribución, total o parcialmente, en acciones liberadas de nueva emisión de la Sociedad o en efectivo mediante la venta de los derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Sociedad.

En 2013 dicho programa fue renovado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2013, en sustitución del que hubiera sido el tradicional pago del dividendo complementario del ejercicio 2012 y del dividendo a cuenta del ejercicio 2013, mediante la aprobación de dos ampliaciones de capital liberadas.

El 31 de mayo de 2013, tras la celebración de la Junta General, el Consejo de Administración de la Sociedad acordó delegar en la Comisión Delegada las facultades que la Junta General Ordinaria de Accionistas había otorgado al Consejo de Administración en relación con las dos ampliaciones de capital y, en particular, la facultad de llevarlas a efecto.

En ejercicio de la indicada delegación, la Comisión Delegada de Repsol, acordó el 17 de junio de 2013 la ejecución de una primera ampliación de capital liberada, cuyas principales características fueron:

- Los derechos de asignación gratuita se negociaron en las Bolsas de Valores españolas entre el 20 de junio y el 4 de julio de 2013. El plazo otorgado a los accionistas para vender sus derechos a Repsol al precio fijo garantizado finalizó el 28 de junio.
- Los titulares del 59,33% de los derechos (un total de 760.892.202 derechos) optaron por recibir nuevas acciones de Repsol en la proporción de 1 acción nueva por cada 38 derechos, dando lugar a la emisión de 20.023.479 acciones nuevas de 1 euro de valor nominal, lo que supuso un incremento de un 1,56% sobre la cifra del capital previo al aumento.
- Por otro lado, los titulares del 40,67% de los derechos (521.556.172 derechos), aceptaron el compromiso irrevocable de compra de derechos asumido por Repsol a un precio fijo garantizado de 0,445 euros brutos por derecho. Repsol adquirió los indicados derechos por un importe bruto total de 232 millones de euros y renunció a las acciones correspondientes a los derechos de asignación gratuita adquiridos en virtud del indicado compromiso de compra. Siendo finalmente el importe de la adquisición de derechos de asignación gratuita derivada del compromiso de compra superior al destinado a dicha adquisición en la aplicación de resultados del ejercicio 2012 (208 millones de euros) aprobada por la Junta General Ordinaria de Accionistas el 31 de mayo de 2013 bajo el punto quinto del Orden del Día, y conforme a los términos previstos en dicha aplicación de resultados, la diferencia (24 millones de euros) redujo el importe destinado a incrementar las reservas voluntarias de la Sociedad.
- La ampliación de capital quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 8 de julio y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 12 de julio de 2013. Las nuevas acciones también cotizan en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

El 18 de diciembre de 2013 el Consejo de Administración de Repsol, aprobó la ejecución de la segunda de las ampliaciones de capital aprobadas por la Junta General, cuyas principales características fueron:

- El periodo de negociación de los derechos de asignación gratuita en las Bolsas de Valores españolas comenzó el 21 de diciembre de 2013 y finalizó el 9 de enero de 2014. El plazo otorgado a los accionistas para vender sus derechos a Repsol al precio fijo garantizado finalizó el 31 de diciembre.

- Los titulares del 62,62% de los derechos de asignación gratuita (un total de 815.632.181 derechos) optaron por percibir su retribución en nuevas acciones de la Sociedad en la proporción de 1 acción nueva por cada 37 derechos dando lugar a la emisión de 22.044.113 acciones nuevas de 1 euro de valor nominal, lo que supuso un incremento de un 1,69% sobre la cifra del capital previo al aumento.

- Por otro lado, los titulares del 37,38% de los derechos de asignación gratuita restante (486.839.688 derechos) optaron por aceptar el compromiso irrevocable de compra asumido por Repsol a un precio de 0,477 euros brutos por derecho, realizándose el pago a los accionistas el 14 de enero de 2014, lo que dio lugar a un desembolso bruto de 232 millones de euros. Repsol renunció a las acciones correspondientes a los derechos adquiridos en virtud del compromiso de compra. Como consecuencia de lo anterior, en el balance de situación se ha registrado una reducción patrimonial en el epígrafe "Dividendos y retribuciones" así como una obligación de pago a los accionistas que habían aceptado dicho compromiso irrevocable de compra por dicho importe.

- La ampliación de capital quedó inscrita en el Registro Mercantil de Madrid el 10 de enero de 2014 y las nuevas acciones comenzaron a negociarse en las Bolsas de Valores de Madrid, Barcelona, Bilbao y Valencia a través del Sistema de Interconexión Bursátil (Mercado Continuo) el día 17 de enero de 2014. Se solicitó también la admisión a cotización de las nuevas acciones en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

Según la última información disponible en el momento de formulación de estas cuentas anuales, los accionistas significativos de la sociedad de Repsol son:

Accionistas significativos	% total sobre el capital social Última información disponible
CaixaBank, S.A	11,82%
Sacyr, S.A. ⁽¹⁾	9,23%
Petróleos Mexicanos ⁽²⁾	9,30%
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	6,26%

⁽¹⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.

⁽²⁾ Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos.

⁽³⁾ Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

A 31 de diciembre de 2013 las siguientes sociedades del Grupo tienen acciones admitidas a cotización:

Compañía	Número de acciones cotizadas	% capital social que cotiza	Bolsas ⁽¹⁾	Valor de cierre	Media último trimestre	Moneda
Repsol, S.A.	1.302.471.907	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	18,32	18,74	euros
			Buenos Aires	211,00	226,01	pesos
			OTCQX ⁽²⁾	25,29	25,44	dólares
Gas Natural SDG, S.A.	1.000.689.341	100%	Bolsas de valores españolas (Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	18,70	17,58	euros
Refinería La Pampilla, S.A.	1.244.679.999	100%	Bolsa de Valores de Lima	0,30	0,34	soles
Compañía Logística de Hidrocarburos, CLH	1.779.049	2,54%				
Serie A	90.000	100,00%	Bolsas de valores españolas			
Serie D	1.689.049	100,00%	(Madrid, Barcelona, Bilbao, Valencia)	27,85	26,23	euros

⁽¹⁾ Corresponde a aquellas bolsas o mercados en los que el Grupo ha solicitado la admisión a cotización, y por tanto, no incluye aquellas otras bolsas, mercados o plataformas multilaterales de negociación en las que las acciones se puedan estar negociando sin solicitud previa por parte del Grupo.

⁽²⁾ Los American Depositary Shares (ADSs) de Repsol cotizan en el mercado OTCQX, plataforma dentro de los mercados OTC (over-the-counter) de los Estados Unidos.

14.2. Prima de emisión

La prima de emisión a 31 de diciembre de 2013 y 2012 asciende a 6.428 millones de euros. El Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital permite expresamente la utilización del saldo de la prima de emisión para ampliar el capital y no establece restricción específica alguna en cuanto a la disponibilidad de dicho saldo.

14.3. Reservas

Reserva legal

De acuerdo con el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital debe destinarse una cifra igual al 10% del beneficio del ejercicio a la reserva legal hasta que ésta alcance al menos el 20% del capital social. La reserva legal podrá utilizarse para aumentar el capital en la parte de su saldo que exceda el 10% del capital ya aumentado. Salvo para la finalidad mencionada anteriormente, y mientras no supere el 20% del capital social, esta reserva sólo podrá destinarse a la compensación de pérdidas y siempre que no existan otras reservas disponibles suficientes para este fin.

Reserva de revalorización

El saldo de la cuenta “Reserva de revalorización” según el Real Decreto Ley 7/1996, de 7 de junio puede destinarse, sin devengo de impuestos, a eliminar los resultados contables negativos de ejercicios anteriores o del ejercicio actual o futuros y a la ampliación de capital social. A partir del 1 de enero del año 2007 puede destinarse a reservas de libre disposición, siempre que la plusvalía monetaria haya sido realizada. Se entiende realizada la plusvalía en la parte correspondiente a la amortización contabilizada o cuando los elementos patrimoniales actualizados sean transmitidos o dados de baja en los libros de contabilidad. El reparto de dichas reservas originaría el derecho a la deducción por doble imposición de dividendos. Si se dispusiera del saldo de esta cuenta en forma distinta a la expuesta, dicho saldo pasaría a estar sujeto a tributación.

Otras reservas

Incluye fundamentalmente la reserva de transición a NIIF, que recoge los ajustes derivados de las diferencias entre los criterios contables anteriores y la normativa internacional, que hayan surgido de sucesos y transacciones anteriores a la fecha de transición a NIIF (1 de enero de 2004) y todos aquellos resultados generados y no repartidos como dividendos, que no se hayan registrado en ninguna de las categorías de reservas descritas anteriormente.

14.4. Acciones y participaciones en patrimonio propias

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010, autorizó al Consejo de Administración para la adquisición derivativa de acciones de Repsol, en una o varias veces, por compraventa, permuta o cualquier otra modalidad de negocio jurídico oneroso, directamente o a través de Sociedades dominadas, hasta un número máximo de acciones que, sumado al de las que ya posea Repsol y cualesquiera de sus sociedades filiales, no exceda del 10% del capital de la Sociedad y por un precio o valor de contraprestación que no podrá ser inferior al valor nominal de las acciones ni superar su cotización en Bolsa.

La autorización se confirió por un plazo de 5 años, contados a partir de la fecha de la Junta General, y dejó sin efecto, en la parte no utilizada, la autorización acordada por la Junta General Ordinaria celebrada el 14 de mayo de 2009.

El 20 de diciembre de 2011 Repsol adquirió 122.086.346 acciones propias, representativas del 10 % del capital social de la compañía a dicha fecha, con valor nominal de 1 euro por acción, en cumplimiento del acuerdo adoptado por unanimidad en la sesión del Consejo de Administración celebrado el día 18 de diciembre.

En enero de 2012 Repsol realizó una colocación entre inversores profesionales y cualificados de 61.043.173 acciones de la sociedad mantenidas en autocartera, representativas del 5% del capital social de la sociedad a dicha fecha a un precio de 22,35 euros por acción, por un importe total de 1.364 millones de euros.

El 4 de marzo de 2013 la compañía de inversión de Singapur Temasek adquirió 64.700.000 millones de acciones de Repsol mantenidas en autocartera, representativas del 5,045% de su capital social a dicha fecha, a un precio de 16,01 euros por acción, lo que supuso el pago a Repsol de 1.036 millones de euros con un efecto patrimonial negativo en el primer semestre 2013 de 208 millones de euros.

En el marco del Plan de Adquisición de Acciones, 2013-2015, aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas celebrada el 31 de mayo de 2012, el Grupo ha adquirido en 2013 un total de 406.430 acciones, representativas de un 0,03% de su capital social (porcentajes de capital social calculados tras la ampliación de capital de enero 2014 descrita en el apartado 14.1), cuyo coste ha ascendido a 7,1 millones de euros, que ha entregado a los empleados del Grupo Repsol que se han adherido a dicho plan. En 2012, en el marco del Plan de Adquisición de Acciones 2011-2012, la Compañía adquirió un total de 585.441 acciones, representativas de un 0,046% de su capital social, cuyo coste ascendió a 9,1 millones de euros, que entregó a los empleados del Grupo Repsol adheridos a dicho plan.

Adicionalmente, durante el año 2013, el Grupo ha comprado 5.619.592 acciones propias, por un importe de 98,4 millones de euros, representativas de un 0,42% de su capital social. Durante el ejercicio, también fueron enajenadas 3.423.536 acciones, representativas de un 0,26% del capital social, por un importe efectivo bruto de 60 millones de euros. En 2012, el Grupo adquirió un total de 3.619.332 acciones propias, representativas de un 0,28% del capital social, por un importe de 52 millones de euros. Durante el ejercicio 2012 también fueron enajenadas 4.736.702 acciones, representativas del 0,37% del capital social, por un impacto bruto de 76 millones de euros.

Por último, durante el ejercicio 2013, el Grupo ha vendido 982.500 acciones propias representativas del 0,07% del capital social, y comprado 100.000 acciones propias representativas del 0,01% del capital social, como consecuencia de la operativa de opciones sobre acciones propias, por un importe de 18 y 1,9 millones de euros, respectivamente.

A consecuencia de las dos ampliaciones de capital de julio 2013 y enero de 2014, descritas en la Nota 14.1 "Capital Social", el Grupo recibió por la primera 19.358 y por la segunda 35.762 acciones nuevas correspondientes a las acciones que mantenía en autocartera. En 2012 y como consecuencia de las ampliaciones de julio de 2012 y enero 2013, el grupo recibió por la primera, 2.936.789 y por la segunda 1.904.926 de acciones nuevas correspondientes a las acciones mantenidas en cartera.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012, las acciones propias mantenidas por Repsol o cualquiera de las compañías de su Grupo, representaban el 0,108% y el 5,05% de su capital social a dicha fecha, respectivamente.

14.5. Ajustes por cambios de valor

Este epígrafe incluye:

Por activos financieros disponibles para la venta

Recoge los beneficios y las pérdidas, netos de su efecto fiscal, correspondientes a cambios en el valor razonable de activos financieros no monetarios clasificados dentro de la categoría de activos financieros disponibles para la venta.

Otros instrumentos financieros

Recoge los cambios de valoración, netos de su efecto fiscal, que se reconocen directamente en el patrimonio por las acciones sujetas a expropiación (ver Nota 4.3).

Por operaciones de cobertura

Recoge la parte efectiva, neta del efecto fiscal, de los cambios en el valor razonable de instrumentos derivados definidos como instrumentos de cobertura de flujos de caja (ver Nota 2.4.25 y Nota 20).

Diferencias de conversión

Corresponden a las diferencias de cambio reconocidas en el patrimonio como resultado del proceso de consolidación descrito en la Nota 2.2.1, así como la valoración a valor razonable de los instrumentos financieros designados como cobertura de la inversión neta de inversiones en el extranjero (ver Nota 20) según el procedimiento descrito en la Nota 2.2.25.

El movimiento de los ajustes por cambio de valor se presenta en el Estado de Ingresos y Gastos Reconocidos en cada concepto por los importes brutos de su efecto fiscal. Los efectos fiscales correspondientes a los movimientos presentados en dicho estado durante los ejercicios 2013 y 2012, son los siguientes:

	Millones de euros					
	Efecto en Patrimonio Neto		Transferencia a Pérdidas y Ganancias		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Por valoración de activos financieros disponibles para la venta	(162)	(11)	1	(8)	(161)	(19)
Otros instrumentos financieros	65	(4)	(61)	-	4	(4)
Por coberturas de flujos de efectivo	(21)	6	(7)	(6)	(28)	-
Diferencias de conversión	(8)	(1)	1	-	(7)	(1)
Por ganancias y pérdidas actuariales y otros ajustes	-	9	-	-	-	9
	(126)	(1)	(66)	(14)	(192)	(15)

14.6. Retribución al accionista

En el siguiente cuadro se detallan los dividendos y otras retribuciones pagadas por Repsol, S.A. a sus accionistas en los ejercicios 2013 y 2012:

		31/12/2013			31/12/2012		
		% sobre Nominal	Euros por acción	Importe	% sobre Nominal	Euros por acción	Importe
Acciones ordinarias		4,00%	0,04	51	57,75%	0,5775	635
Resto de acciones (sin voto, rescatables, etc.)		-	-	-	-	-	-
Dividendos pagados	totales	4,00%	0,04	51	57,75%	0,5775	635
a) Dividendos con cargo a resultados		4,00%	0,04	51	57,75%	0,5775	635
b) Dividendos con cargo a reservas o prima de emisión		-	-	-	-	-	-
c) Dividendos en especie		-	-	-	-	-	-

La retribución percibida por los accionistas en el ejercicio 2013 incluye el pago de un dividendo en efectivo del ejercicio 2013, cuyo importe ascendió a 51 millones de euros (0,04 euros brutos por acción), pagado el 20 de junio de 2013 a cada una de las acciones en circulación de la Compañía con derecho a retribución.

La retribución percibida por los accionistas en el ejercicio 2012, incluye el dividendo a cuenta del ejercicio 2011, cuyo importe ascendió a 635 millones de euros (0,5775 euros brutos por acción), pagado el 10 de enero de 2012 a cada una de las acciones en circulación de la Compañía con derecho a retribución.

Adicionalmente, durante 2013 y 2012 los accionistas fueron también retribuidos mediante la implementación del programa denominado "Repsol Dividendo Flexible", cuyas principales características se describen en la Nota 14.1 "Capital Social" de esta Nota y cuyos importes se recogen en la siguiente tabla.

	Nº de derechos de asignación gratuita vendidos a Repsol	Precio del compromiso de compra (€/derecho)	Desembolso en efectivo (millones de euros)	Acciones nuevas emitidas	Retribución en acciones (millones de euros)
Junio/Julio 2012	443.927.625	0,545	242	35.315.264	339
Diciembre 2012/ Enero 2013	389.278.581	0,473	184	26.269.701	410
Junio/Julio 2013	521.556.172	0,445	232	20.023.479	423
Diciembre 2013/ Enero 2014	486.839.688	0,477	232	22.044.113	389

Por último, a la fecha de formulación de las Cuentas Anuales, en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible" y en sustitución del tradicional dividendo complementario del ejercicio, el Consejo de Administración propondrá a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos equivalente a una retribución al accionista de unos 0,50 euros por acción.

14.7. Beneficio por acción

El beneficio por acción a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el que se detalla a continuación:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Resultado atribuido a la sociedad dominante (millones de euros)	195	2.060
Resultado atribuido a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas (millones de euros)	(684)	638
Número medio ponderado de acciones en circulación (millones de acciones)	1.313	1.255
BENEFICIO POR ACCIÓN (BPA) ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE (Euros)	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Básico		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	0,15	1,64
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	-	0,51
Diluido		
BPA básico atribuible a la sociedad dominante	0,15	1,64
BPA básico atribuible a la sociedad dominante de operaciones interrumpidas	-	0,51

El capital social emitido en circulación al 31 de diciembre de 2012 ascendía a 1.256.178.727 acciones, si bien el número medio ponderado de acciones en circulación a dicha fecha ha sido modificado, con respecto al utilizado para el cálculo del beneficio por acción en los estados financieros al 31 de diciembre de 2012, para incluir el efecto de las ampliaciones de capital llevadas a cabo como parte del sistema de retribución a los accionistas denominado "Repsol dividendo flexible 2013", de acuerdo con la normativa contable aplicable (ver Nota 2.1.2 "Comparación de la información").

14.8. Intereses minoritarios

El patrimonio neto atribuido a los intereses minoritarios a 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponde fundamentalmente a las sociedades que se detallan a continuación:

	<u>Millones de euros</u>	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa ⁽¹⁾	469	485
Refinería La Pampilla, S.A.	110	134
Petronor, S.A.	91	103
Otras compañías	43	48
Total	<u>713</u>	<u>770</u>

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los "Intereses minoritarios" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

⁽¹⁾ Dentro de este importe se incluyen participaciones preferentes emitidas por Unión Fenosa Preferentes, S.A., del Grupo Gas Natural Fenosa por un importe nominal de 225 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente (importes correspondientes al porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa).

15. Subvenciones

Las subvenciones registradas en el balance, que ascienden a 66 millones de euros y 61 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente, corresponden fundamentalmente a subvenciones concedidas para la construcción de infraestructura gasista o eléctrica (56 millones de euros en 2013 y 51 millones de euros en 2012).

La cuenta de resultados de los ejercicios 2013 y 2012 incluyen ingresos correspondientes a la aplicación a resultados de las subvenciones de capital en el epígrafe "Imputación de subvenciones de inmovilizado no financiero y otras" por importe de 13 millones de euros. Por otro lado, el importe de las subvenciones de explotación registradas como ingresos del ejercicio en el epígrafe "Otros ingresos de explotación" ha ascendido a 28 y 21 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente.

16. Provisiones corrientes y no corrientes

El saldo a 31 de diciembre de 2013 y 2012, así como los movimientos que se han producido en este epígrafe durante los ejercicios 2013 y 2012, han sido los siguientes:

	Millones de euros						Total
	Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes						
	Provisión para pensiones ⁽⁸⁾	Desmantelamiento de campos	Provisiones por contratos	Medio Ambiente ⁽⁹⁾	Emisión de CO ₂ ⁽¹⁰⁾	Otras provisiones	
Saldo a 1 de enero de 2012	255	1.844	302	255	95	1.527	4.278
Dotaciones con cargo a resultados ⁽²⁾	14	30	60	13	110	229	456
Aplicaciones con abono a resultados ⁽³⁾	-	(13)	-	(2)	-	(80)	(95)
Cancelación por pago	(22)	(1)	(50)	(8)	-	(201)	(282)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	-	(4)	-	-	-	(17)	(21)
Diferencias de conversión	5	(12)	(4)	-	-	(4)	(15)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽⁴⁾	26	156	-	-	(93)	(4)	85
Movimientos de operaciones Interrumpidas ⁽⁵⁾	(1)	(32)	1	(16)	-	(9)	(57)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽⁶⁾	(29)	(1.150)	(99)	(191)	-	(331)	(1.800)
Saldo a 31 de diciembre de 2012	248	818	210	51	112	1.110	2.549
Dotaciones con cargo a resultados ⁽²⁾	13	28	55	9	70	1.019	1.194
Aplicaciones con abono a resultados ⁽³⁾	-	(5)	(27)	(2)	-	(100)	(134)
Cancelación por pago	(25)	(3)	(50)	(5)	-	(83)	(166)
Variaciones del perímetro de consolidación ⁽¹⁾	-	(16)	-	-	(1)	(10)	(27)
Diferencias de conversión	(16)	(26)	(8)	-	-	(14)	(64)
Reclasificaciones y otros movimientos	21	(24)	-	(49)	(111)	(3)	(166)
Movimientos de operaciones Interrumpidas ⁽⁷⁾	-	-	691	50	1	-	742
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽⁶⁾	-	-	-	-	-	-	-
Saldo a 31 de diciembre de 2013	241	772	871	54	71	1.919	3.928

NOTA: El movimiento en el ejercicio 2012 ha sido modificado respecto al que figura en la memoria consolidada correspondiente a dicho ejercicio para reflejar en una única línea los movimientos generados por los activos y negocios del GNL relacionados con el proceso de venta (ver Nota 31 "Desinversiones" y Nota 10 "Activos no corrientes mantenidos para la venta"), y aquellos movimientos que en 2012 generaron YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control (ver Nota 4).

(1) Ver Nota 30 "Combinaciones de negocios" y Nota 31 "Desinversiones". En 2013 incluye la baja de los activos y negocios del GNL por importe de 21 millones de euros.

(2) Incluye 134 y 131 millones correspondientes a la actualización financiera de provisiones en 2013 y 2012, respectivamente. En 2013 el epígrafe "Otras provisiones" incluye fundamentalmente dotaciones por provisiones legales y fiscales (ver Notas 23 y 34.1).

(3) Incluye la cancelación de provisiones por diversos conceptos registradas en sociedades del Grupo en varios países, como consecuencia de cambios en las circunstancias en base a las que se había dotado la provisión.

(4) En 2012 incluye 159 millones de euros correspondientes al alta de inmovilizado material y a la provisión por desmantelamiento de campos.

(5) Recoge fundamentalmente los movimientos correspondientes a YPF e YPF Gas desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo en dichas sociedades.

(6) Este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control por parte del Grupo en YPF e YPF Gas y como consecuencia de los hechos descritos en la Nota 4 "Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A."

(7) En 2013 incluye en la columna "Provisiones por contratos" una dotación con cargo al resultado de operaciones interrumpidas por el contrato oneroso "Process or pay" asociado a la planta de Canaport en Norteamérica (ver Nota 31 "Desinversiones") por importe de 691 millones de euros.

(8) Ver Nota 17.

(9) Ver Nota 35.2.

(10) Ver Notas 6 y 35.5.

Dentro del epígrafe "Otras provisiones" se incluyen las provisiones constituidas para hacer frente a las obligaciones derivadas principalmente de reclamaciones fiscales, litigios y arbitrajes, incentivos a los empleados, seguros, provisiones correspondientes a nuestra participación en el grupo Gas Natural Fenosa y otras menores. En la Nota 23 "Situación Fiscal" y en la Nota 34 "Contingencias, compromisos y garantías" se incluye información adicional sobre las mismas.

A continuación se incluye una estimación de los vencimientos de las provisiones por riesgos y gastos registradas al cierre del ejercicio 2013. No obstante, debido a las características de los riesgos incluidos, la valoración de estos calendarios de vencimientos está sujeta a incertidumbres y cambios más allá del control del Grupo, por lo que la misma podría variar en el futuro en función de la evolución de las circunstancias con las que se ha realizado la estimación.

	Millones de euros			Total
	Inferior a un año	De 1 a 5 años	Mas de 5 años y/o indeterminado	
Provisión por pensiones	1	32	208	241
Provisión por desmantelamientos de campos	7	57	708	772
Provisión por contratos	51	181	639	871
Provisiones de medio ambiente	-	54	-	54
Provisión por emisiones de CO ₂	71	-	-	71
Otras provisiones	173	430	1.316	1.919
TOTAL	303	754	2.871	3.928

17. Planes de pensiones y otras obligaciones con el personal

a) Planes de pensiones de aportación definida

Para algunos colectivos de trabajadores en España, Repsol tiene reconocidos planes de aportación definida adaptados a la legislación vigente, cuyas principales características son las siguientes:

- i. Son planes de modalidad mixta destinados a cubrir tanto las prestaciones de jubilación como los riesgos por invalidez y fallecimiento de los partícipes.
- ii. El promotor (Repsol) se compromete, para los partícipes en activo, a una aportación mensual a fondos de pensiones externos de determinados porcentajes del salario.

Fuera de España, a través de sus filiales, el Grupo dispone de planes de pensiones de aportación definida para los empleados y directivos de las principales sociedades donde la empresa aporta básicamente la misma cantidad que el partícipe con un máximo establecido.

Asimismo, el grupo Gas Natural Fenosa tiene reconocidos para algunos colectivos de trabajadores planes de pensiones de aportación definida.

El coste anual cargado en la cuenta de "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados en relación con los planes de aportación definida descritos anteriormente ha ascendido a 57 millones de euros en 2013 y 51 millones de euros en 2012.

Para los directivos del Grupo Repsol en España existe un sistema de previsión social, complementario al plan de pensiones de empleo, denominado "Plan de Previsión de Directivos", que consiste en un plan destinado a cubrir tanto la jubilación como la invalidez y fallecimiento de los partícipes. La empresa realiza aportaciones definidas correspondientes a un porcentaje del salario de los partícipes. El plan reconoce una rentabilidad determinada y garantizada, igual al 125% del Índice General Nacional de Precios al Consumo del año anterior. Este plan está instrumentado a través de seguros colectivos de compromisos por pensiones que están suscritos con una entidad aseguradora. El pago de las primas de estas pólizas de seguro financia y exterioriza, por una parte, los compromisos correspondientes a las aportaciones ordinarias y, por otra, los correspondientes a la rentabilidad determinada garantizada. El directivo (o sus beneficiarios) tendrán derecho a recibir la prestación del plan en caso de jubilación, fallecimiento, incapacidad permanente total, absoluta o gran invalidez, así como en algunos supuestos específicos contemplados en el Reglamento del Plan. El coste por este plan cargado en el epígrafe "*Gastos de personal*" de la cuenta de resultados en los ejercicios 2013 y 2012 ha ascendido a 14 y 13 millones de euros, respectivamente.

b) Planes de pensiones de prestación definida

Repsol, principalmente a través de Gas Natural Fenosa tiene contratados planes de pensiones de prestación definida para determinados colectivos en España, Brasil, Colombia y Estados Unidos, entre otros países. El desglose por país de las provisiones registradas por estos planes es el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
España (ver b.1)	109	114
Colombia (ver b.2)	86	105
Brasil (ver b.3)	13	20
Estados Unidos (b.4)	9	8
Resto	24	1
Total	241	248

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los saldos correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

b.1) A 31 de diciembre de 2013 y 2012, el Grupo a través de Gas Natural Fenosa, tenía en vigor los siguientes compromisos para determinados colectivos en España:

- Pensiones a pensionistas jubilados, personas discapacitadas, viudas y huérfanos pertenecientes a determinados colectivos.
- Compromisos de pago de complementos de pensiones de prestación definida con el personal pasivo del antiguo Grupo Unión Fenosa jubilado con anterioridad a noviembre de 2002 y una parte residual del personal activo.
- Cobertura de jubilación y fallecimiento a favor de determinados empleados.
- Subsidio de gas para personal activo y pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Compromisos con empleados jubilados anticipadamente hasta que alcancen la edad de jubilación y planes de jubilación anticipada.
- Complementos salariales y cotizaciones a la Seguridad Social para un colectivo de prejubilados hasta el momento de acceso a la jubilación ordinaria.
- Asistencia sanitaria y otras prestaciones.

b.2) A 31 de diciembre de 2013 y 2012 existen los siguientes compromisos para determinados empleados en Colombia:

- Compromisos por pensiones causadas para el personal pasivo.
- Energía eléctrica para el personal activo y pasivo.
- Asistencia sanitaria y otras ayudas post jubilación.

b.3) A 31 de diciembre de 2013 y 2012 Repsol tiene en vigor, a través de su participación en Gas Natural Fenosa, las siguientes prestaciones para determinados empleados en Brasil:

- Plan de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral, con cobertura para la jubilación, fallecimiento durante el trabajo y pensiones por discapacidad y cantidades globales.
- Plan de asistencia sanitaria posterior a la relación laboral.
- Otros planes de prestaciones definidas posteriores a la relación laboral que garantiza pensiones temporales, pensiones de vida y cantidades globales dependiendo de los años de servicio.

b.4) A 31 de diciembre de 2013 y 2012 existen compromisos para determinados empleados en Estados Unidos, por planes de prestación definida por pensiones y asistencia sanitaria posteriores a la relación laboral.

El detalle de las principales provisiones para pensiones y obligaciones similares, desglosado por países, reconocidas en el balance de situación consolidado, así como el movimiento del valor actual de las obligaciones y del valor razonable de los activos del plan es el siguiente:

Millones de euros								
	2013				2012			
Valor actual de las obligaciones	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
A 1 de Enero	366	105	61	8	340	85	56	33
Coste del servicio del ejercicio	1	-	-	(2)	1	-	-	1
Coste de intereses	13	4	5	-	15	7	5	-
Ganancias y pérdidas actuariales	1	(1)	(10)	-	41	11	8	1
Beneficios pagados	(27)	(10)	(3)	-	(26)	(11)	(3)	-
Trasposos y cancelaciones	(2)	-	-	3	(5)	6	1	-
Diferencias de conversión	-	(12)	(11)	-	-	7	(6)	-
Expropiación de YPF e YPF Gas	-	-	-	-	-	-	-	(27)
A 31 de Diciembre	352	86	42	9	366	105	61	8
Valor razonable activos del plan								
A 1 de Enero	252	-	41	-	233	-	37	-
Rendimiento esperado	8	-	3	-	10	-	5	-
Aportaciones	7	-	2	-	2	-	2	-
Ganancias y pérdidas actuariales	(2)	-	(6)	-	30	-	4	-
Prestaciones pagadas	(21)	-	(3)	-	(20)	-	(3)	-
Trasposos	-	-	-	-	(3)	-	-	-
Diferencias de conversión	-	-	(7)	-	-	-	(4)	-
A 31 de Diciembre	243	-	29	-	252	-	41	-
Provisiones para pensiones y obligaciones similares	109	86	13	9	114	105	20	8

Las cantidades reconocidas en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada, para todos los planes de pensiones mencionados anteriormente son las siguientes:

Millones de euros								
	2013				2012			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Coste de servicio del ejercicio	1	-	-	2	1	-	-	1
Coste por intereses	13	4	5	-	15	7	5	-
Rendimiento previsto activos del plan	(8)	-	(3)	-	(10)	-	(5)	-
Cargo en la cuenta de resultados	6	4	2	2	6	7	-	1

El importe acumulado de las ganancias y pérdidas actuariales netas de impuestos reconocidas directamente en patrimonio ha ascendido a un importe positivo de 1 millón de euros y a un importe negativo de 19 millones de euros para los ejercicios 2013 y 2012, respectivamente.

Las hipótesis actuariales aplicadas han sido las siguientes:

	2013				2012			
	España	Colombia	Brasil	EE.UU.	España	Colombia	Brasil	EE.UU.
Tipo de descuento ⁽¹⁾⁽²⁾	0,7% a 3,6%	4,8% a 8,0%	11,40%	4,92%	1,0% a 4,7%	4,8 a 6,5%	9,80%	4,09%
Rendimiento previsto sobre activos de plan ⁽¹⁾	0,7% a 3,6%	N/A	11,40%	N/A	1,0% a 4,7%	N/A	9,80%	N/A
Incrementos futuros en salario ⁽¹⁾	2,50%	2,50%	7,70%	N/A	3,00%	2,5% a 3,3%	7,70%	N/A
Incrementos futuros en pensión ⁽¹⁾	2,50%	2,50%	5,50%	N/A	2,50%	2,5% a 3,3%	5,50%	N/A
Tipo de inflación ⁽¹⁾	2,50%	2,50%	5,50%	N/A	2,50%	2,50%	5,50%	N/A
Tabla de mortalidad	PERMF 2000	RV08	AT-83	RP 2000	PERMF 2000	RV08	AT-83	N/A

⁽¹⁾ Anuales.

⁽²⁾ Por regla general, los tipos de interés para el descuento de las obligaciones post empleo son aplicados en función de los plazos de cada compromiso y la curva de referencia es calculada a partir de los tipos observables de bonos corporativos de alta calidad crediticia (AA), emitidos en la zona euro.

El siguiente cuadro recoge el posible efecto en 2013 de una variación de un 1% en el tipo de inflación, de un 1% en la tasa de descuento y de un 1% en el coste de la asistencia sanitaria sobre las provisiones y costes actuariales:

	España, Colombia y Brasil ⁽¹⁾			Estados Unidos		
	Inflación +1%	Descuento +1%	A.Sanitaria +1%	Inflación +1%	Descuento +1%	A.Sanitaria +1%
Valor actual de las obligaciones	33	(42)	5	-	(7)	11
Valor razonable activos del plan	-	(21)	-	-	-	-
Provisión para pensiones	33	(22)	5	-	-	-
Coste esperado de servicio del ejercicio	-	-	-	-	1	2
Coste de intereses	2	2	-	-	-	-
Rendimiento Esperado de los activos del plan	-	2	-	-	-	-

⁽¹⁾ Corresponde a los compromisos que el Grupo tiene en vigor a a través de Gas Natural en España, Colombia y Brasil.

Las principales categorías de activos de los planes de pensiones descritos anteriormente corresponden a bonos y, en menor medida a otros títulos y activos inmobiliarios.

	2013								2012																										
	España								Colombia								Brasil								EE.UU.										
	2013								2012								2013								2012										
	España								Colombia								Brasil								EE.UU.										
Títulos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonos	100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inmuebles y otros activos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

El rendimiento real sobre activos de los planes mantenidos a través de sociedades del grupo Gas Natural Fenosa durante el ejercicio 2013 y 2012, correspondiente a España y Brasil, ha sido 12 y 15 millones de euros, respectivamente.

c) Incentivos a medio y largo plazo.

La compañía tiene implantado un instrumento de fidelización dirigido a directivos y a otras personas con responsabilidad en el Grupo, consistente en la fijación de un incentivo a medio/largo plazo como parte de su sistema

retributivo. Con él se pretende fortalecer los vínculos de los directivos y mandos con los intereses de los accionistas basados en la sostenibilidad de los resultados de la compañía a medio y largo plazo y el cumplimiento de su Plan Estratégico, al propio tiempo que se favorece la continuidad en el Grupo de las personas más destacadas.

El Presidente Ejecutivo no es partícipe de ninguno de los programas de incentivos vigentes a la fecha, si bien en su actual esquema retributivo, el grado de consecución de cada programa a su vencimiento sirve de referencia para determinar el importe de la retribución plurianual correspondiente a cada ejercicio, que es abonada en el ejercicio siguiente.

Al cierre de ejercicio se encuentran vigentes los programas de incentivos 2010-2013, 2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016. Cabe señalar que el programa 2010-2013 se cerró, de acuerdo a sus bases, el 31 de diciembre de 2013 y sus beneficiarios percibirán la retribución variable correspondiente en el primer semestre de 2014.

Los tres programas vigentes (2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016), son independientes entre sí, pero sus principales características son las mismas. En todos los casos se trata de planes específicos de retribución plurianual por los ejercicios contemplados en cada uno de ellos. Cada programa está ligado al cumplimiento de una serie de objetivos estratégicos del Grupo. El cumplimiento de los respectivos objetivos da a los beneficiarios de cada plan el derecho a la percepción de retribución variable a medio plazo en el primer trimestre del ejercicio siguiente al de su finalización. No obstante, en cada caso, la percepción del incentivo está ligada a la permanencia del beneficiario al servicio del Grupo hasta el 31 de diciembre del último de los ejercicios del programa, con excepción de los supuestos especiales contemplados en las propias bases del mismo.

En todos los casos el incentivo plurianual, de percibirse, además de aplicarle a la cantidad determinada en el momento de su concesión un primer coeficiente variable en función del grado de consecución de los objetivos establecidos, se multiplicaría asimismo por un segundo coeficiente variable, vinculado a la media aritmética de la Evaluación Individual de Desempeño obtenida por el beneficiario en el sistema de Gestión por Compromisos en los años comprendidos en el periodo de medición de cada programa de incentivos.

Ninguno de los planes implica para sus beneficiarios la entrega de acciones u opciones, ni está referenciado al valor de la acción de Repsol, si bien los beneficiarios de los planes actualmente vigentes podrán ser beneficiarios, a su vez de los planes descritos en la Nota 17.d) apartado i).

Para asumir los compromisos derivados de estos programas se ha registrado un gasto en la cuenta de resultados de los ejercicios 2013 y 2012 correspondiente a la dotación de provisiones por importe de 17 y 11 millones de euros, respectivamente. A 31 de diciembre de 2013 y 2012, el Grupo tiene registrada una provisión por importe de 44 y 45 millones de euros, respectivamente, para cumplir todos los planes anteriormente descritos.

d) Planes de fidelización y de adquisición de acciones

i. "Plan de Fidelización"

Este Plan, aprobado por la Junta General de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2011 y, dividido en cinco ciclos (2011-2014, 2012-2015, 2013-2016, 2014-2017 y 2015-2018) tiene como finalidad fomentar el alineamiento con los intereses a largo plazo de los accionistas y la Compañía. Se instrumenta a través de un plan de compra de acciones con diversos ciclos que permite a sus beneficiarios invertir una cantidad máxima en acciones de Repsol, S.A., de forma que si mantienen las acciones durante un periodo de tres años, permanecen en el Grupo y se cumplen el resto de condiciones del Plan, se les entregaría una acción adicional por cada tres acciones que hubieran adquirido inicialmente.

Por simplicidad en la instrumentación del Plan de Fidelización en cuanto a la determinación de sus beneficiarios y del importe máximo a invertir en el mismo, se han tomado como referencia los programas de retribución plurianual de forma que sólo pueden ser beneficiarios de los programas de fidelización los que a su vez lo son de los programas de retribución plurianual y el importe máximo a invertir en el Plan de Fidelización es el equivalente al 50% del importe bruto del incentivo plurianual que cada beneficiario perciba. La compra de acciones por los beneficiarios debe realizarse no más tarde del 31 de mayo de cada año natural, una vez abonado el incentivo plurianual correspondiente.

A la fecha de formulación de las presentes cuentas anuales, se han puesto en marcha los tres primeros ciclos (2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016) del Plan, cuyos principales datos se incluyen a continuación:

	Nº de participantes	Inversión Inicial total (nº de acciones)	Precio medio (€/acción)	Compromiso máximo de entrega de acciones
Primer ciclo (2011-2014)	350	227.498	23,54	75.710
Segundo ciclo (2012-2015)	187	294.689	12,26	98.161
Tercer ciclo (2013-2016) ⁽¹⁾	200	172.302	18,22	57.366

⁽¹⁾ Tras el cierre del periodo de adhesión se incorporaron al Plan 13 beneficiarios cuyas solicitudes, remitidas en plazo y forma, no fueron tramitadas inicialmente. Dichos beneficiarios adquirieron un total de 3.514 acciones en las mismas condiciones que las que se les hubiesen aplicado de haberse tramitado correctamente sus solicitudes.

En el tercer ciclo del Plan, los actuales miembros del Comité de Dirección han adquirido un total de 77.155 acciones. Considerando el número de acciones que adquirieron en el primer ciclo (un total de 79.611 acciones) y segundo ciclo (un total de 131.395 acciones), Repsol habría adquirido con estas personas un compromiso de entrega de 26.534, 43.795 y 25.716 acciones, respectivamente, al vencimiento del periodo de consolidación de cada ciclo, sujeto en todo caso, al cumplimiento del resto de requisitos del Plan.

Como consecuencia de este Plan, a 31 de diciembre de 2013 y 2012, se ha registrado un gasto en el epígrafe "Gastos de personal" con contrapartida en el epígrafe "Otras reservas" del patrimonio neto por importe de 1,21 y 0,66 millones de euros, respectivamente.

ii.) "Planes de Adquisición de Acciones"

Los Planes de Adquisición de Acciones (PAA) fueron aprobados por la Junta General Ordinaria de 15 de abril de 2011 para el periodo 2011-2012, y por la Junta General Ordinaria de 31 de mayo de 2012 para el periodo 2013-2015.

Estos planes se dirigen a directivos y empleados del Grupo Repsol en España y tiene como finalidad permitir que aquéllos que lo deseen puedan percibir parte de su retribución en acciones de Repsol, S.A. con un límite anual equivalente al importe monetario máximo en acciones que, con arreglo a la legislación fiscal vigente en cada ejercicio y para cada territorio, no tenga la consideración de rendimiento sujeto a tributación en el IRPF. Las acciones se valorarán al precio de cierre de la acción de Repsol, S.A., en el sistema de interconexión bursátil (mercado continuo) de las bolsas españolas en cada una de las fechas de entrega al beneficiario, establecidas con carácter mensual.

Durante el ejercicio 2013 el Grupo ha adquirido 406.430 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 7,1 millones de euros para su entrega a los participantes del PAA 2013. En el ejercicio 2012 y en el marco del PAA 2012, el Grupo adquirió 585.441 acciones de Repsol, S.A. por un importe de 9,1 millones de euros (ver Nota 14.4).

Las acciones a entregar en ambos planes i) y ii) podrán provenir de la autocartera directa o indirecta de Repsol, ser de nueva emisión o proceder de terceros con los que se hayan suscrito acuerdos para asegurar la atención de los compromisos asumidos.

18. Pasivos financieros

En esta nota se desglosan los pasivos de naturaleza financiera incluidos en los epígrafes del balance descritos a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Pasivos financieros no corrientes	13.125	15.300
Pasivos financieros corrientes	4.519	3.790
Derivados por operaciones comerciales corrientes ⁽¹⁾	89	41
TOTAL	17.733	19.131

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

⁽¹⁾ Registrados en los epígrafes "Otros pasivos no corrientes" y "Otros acreedores" del balance.

El detalle de los pasivos financieros adquiridos, la mayor parte con garantía personal, a 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Millones de euros	31 de diciembre de 2013				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	-	2.815	-	2.815	2.825
Obligaciones y otros valores negociables ⁽¹⁾	-	10.238	-	10.238	10.885
Derivados	-	-	72	72	72
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	-	13.053	72	13.125	13.782
Deudas con entidades de crédito	-	879	-	879	879
Obligaciones y otros valores negociables	-	3.585	-	3.585	3.625
Derivados	136	-	8	144	136
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	136	4.464	8	4.608	4.640
TOTAL ⁽²⁾	136	17.517	80	17.733	18.422

Millones de euros	31 de diciembre de 2012				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Débitos y partidas a pagar	Derivados de cobertura	Total	Valor Razonable
Deudas con entidades de crédito	-	3.457	-	3.457	3.467
Obligaciones y otros valores negociables ⁽¹⁾	-	11.616	-	11.616	12.228
Derivados	28	-	199	227	227
Deudas a largo plazo / Pasivos financieros no corrientes	28	15.073	199	15.300	15.922
Deudas con entidades de crédito	-	2.164	-	2.164	2.164
Obligaciones y otros valores negociables ⁽¹⁾	-	1.556	-	1.556	1.578
Derivados	105	-	6	111	111
Deudas a corto plazo / Pasivos financieros corrientes	105	3.720	6	3.831	3.853
TOTAL ⁽²⁾	133	18.793	205	19.131	19.775

⁽¹⁾ Incluye participaciones preferentes por importe de 104 y 3.182 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente. Ver *Participaciones preferentes* en el apartado 18.2 de esta Nota.

⁽²⁾ A 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, el balance recoge 1.427 y 2.745 millones de euros en el epígrafe "Otros pasivos no corrientes" y 170 y 224 millones de euros en el epígrafe "Otros acreedores" correspondientes a arrendamientos financieros registrados por el método del coste amortizado, no incluidos en la tabla anterior.

La clasificación de los pasivos financieros registrados en los estados financieros por su valor razonable, atendiendo a la metodología de cálculo de dicho valor razonable, es la siguiente:

Millones de euros	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Pasivos financieros mantenidos para negociar	89	15	47	118	-	-	136	133
Derivados de cobertura	-	-	80	205	-	-	80	205
Total	89	15	127	323	-	-	216	338

Nivel 1: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para el mismo instrumento.

Nivel 2: Valoraciones basadas en un precio cotizado en mercado activo para activos financieros similares o basadas en otras técnicas de valoración que tienen en cuenta datos observables del mercado.

Nivel 3: Valoraciones basadas en variables que no son directamente observables en el mercado.

Las técnicas de valoración utilizadas para los pasivos financieros clasificados en la jerarquía de nivel 2, se basan, de acuerdo a la normativa contable, en un enfoque de ingreso, el cual consiste en el descuento de los flujos futuros conocidos o estimados utilizando curvas de descuento construidas a partir de los tipos de interés de referencia en el mercado (en los derivados, se estiman a través de curvas forward implícitas de mercado), incluyendo ajustes por riesgo de crédito en función de la vida de los instrumentos. En el caso de las opciones se utilizan modelos de fijación de precios basadas en las fórmulas de Black & Scholes.

Las variables fundamentales para la valoración de los pasivos financieros varían dependiendo del tipo de instrumento valorado, pero son fundamentalmente: tipos de cambio (spot y forward), curvas de tipos de interés, curvas de riesgo de contrapartida, precios de renta variable y volatilidades de todos los factores anteriormente mencionados. En todos los casos, los datos de mercado se obtienen de agencias de información reconocidas o corresponden a cotizaciones de organismos oficiales.

En relación con el riesgo de liquidez, la distribución de la financiación por vencimientos a 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detalla en la Nota 19.1.2.

El desglose de la financiación media y su coste por instrumentos es el siguiente:

	2013		2012	
	Volumen medio	Coste medio	Volumen medio	Coste medio
Deudas con entidades de crédito	4.697	2,79%	5.535	2,85%
Acciones Preferentes	1.620	4,47%	3.182	4,78%
Obligaciones	11.729	4,55%	9.550	4,69%
	18.046	4,08%	18.267	4,15%

18.1. Deudas con entidades de crédito

En mayo de 2013 el Grupo firmó un acuerdo de financiación con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) por importe de 200 millones de euros para el programa de investigación y desarrollo (I+D) de Repsol 2013-2016. La duración de dicho préstamo está fijada en 10 años, siendo los 3 primeros de carencia y devengando un interés del Euribor a 3 meses más un diferencial del 1,402%.

Asimismo, el Banco Europeo de Inversiones (BEI) mantiene otorgada financiación a Gas Natural Fenosa por importe de 411 millones de euros, de los cuales se mantienen disponibles 68 millones de euros de una nueva línea de financiación otorgada y no dispuesta. También a través de Gas Natural existen deudas contraídas con el Instituto de Crédito Oficial (ICO) por un importe total de 92 millones de euros formalizadas mediante préstamos con vencimiento máximo 2018 (114 millones de euros a 31 de diciembre 2012). Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Durante el ejercicio 2013 el grupo Gas Natural Fenosa ha llevado a cabo una operación de reestructuración de deuda que ha supuesto la amortización anticipada del préstamo *Club Deal* por importe de 900 millones de euros con vencimiento en 2015 y la formalización de un nuevo préstamo por importe de 225 millones de euros junto con una nueva línea de crédito por importe de 450 millones de euros, no dispuesta a 31 de diciembre de 2013, con vencimiento a 5 años, todo ello también bajo la modalidad *Club Deal*. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

En junio de 2012 el Grupo cerró dos operaciones de financiación, independientes entre sí, a través de la contratación de determinados instrumentos derivados, a un plazo de 12 meses y por un importe total de 750 millones de euros. Adicionalmente, en julio de 2012, se materializó una operación de financiación a través de instrumentos derivados por importe de 250 millones de euros y un plazo de 12 meses. Estas operaciones fueron registradas en el epígrafe "Deuda con entidades de crédito y obligaciones y otros valores negociables" del balance del Grupo. A 31 de diciembre de 2013 dichas operaciones junto a sus garantías asociadas han sido canceladas en su totalidad.

18.2. Obligaciones y otros valores negociables

A continuación se detallan las emisiones, recompras y reembolsos de valores representativos de deuda (registradas en los epígrafes “Obligaciones y otros valores negociables” corrientes y no corrientes) que han tenido lugar durante los ejercicios 2013 y 2012:

Millones de euros	Saldo al 31/12/2012	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	(-) Recompra de Participaciones preferentes	Saldo al 31/12/2013
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo ⁽¹⁾	12.856	6.503	(2.780)	(60)	(2.916)	13.603
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	316	100	(186)	(10)	-	220
TOTAL	13.172	6.603	(2.966)	(70)	(2.916)	13.823

⁽¹⁾ En el caso de las Participaciones Preferentes emitidas por el Grupo a través de Repsol International Capital Ltd., cuyos tenedores aceptaron las Ofertas de Recompra y Suscripción, se ajustó su valoración (columna “Ajustes por tipo de cambio y otros” de acuerdo a las condiciones de dichas Ofertas. El 1 de julio de 2013 se dieron de baja del balance de situación las Participaciones Preferentes recompradas (columna “Recompras o reembolsos”), y simultáneamente se reconocieron (columna “Emisiones”) las obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol, S.A. (véase el apartado Participaciones Preferentes de esta Nota)

Millones de euros	Saldo al 31/12/2011	(+) Emisiones	(-) Recompras o reembolsos	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	(-) Desconsolidación de YPF y R. YPF Gas	Saldo al 31/12/2012
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos en la Unión Europea con Folleto informativo	11.836	5.168	(4.271)	123	-	12.856
Bonos y títulos representativos de deuda emitidos fuera de la Unión Europea	501	43	(54)	6	(180)	316
TOTAL	12.337	5.211	(4.325)	129	(180)	13.172

Participaciones preferentes

A 31 de diciembre de 2012 el epígrafe de “Obligaciones y otros valores negociables no corrientes” incluía participaciones preferentes por importe de 3.182 millones de euros, correspondientes a las emitidas por Repsol International Capital Ltd., y a las emitidas por el grupo Gas Natural Fenosa a través de Unión Fenosa Financial Services USA, LLC.

El 31 de mayo de 2013 los Consejos de Administración de Repsol International Capital Ltd. y Repsol, S.A. acordaron en sus respectivas competencias el lanzamiento de una operación consistente en: (i) la realización de una Oferta de Recompra en efectivo y de carácter voluntario de las Participaciones Preferentes Serie B y las Participaciones Preferentes Serie C emitidas por Repsol International Capital Ltd., en mayo y diciembre de 2001 respectivamente y, simultáneamente y de forma vinculada a la Oferta de Recompra, (ii) la realización de una Oferta Pública de Suscripción de obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol, S.A. dirigida a los aceptantes de la Oferta de Recompra.

Los tenedores de Participaciones Preferentes Serie B y C, cuyo valor nominal ascendía a 1.000 euros, recibirían un pago de efectivo de 975 euros por título, con el compromiso de destinar 500 euros a la suscripción de obligaciones de Repsol de 500 euros de valor nominal, con un tipo de interés nominal del 3,5% anual, pagadero trimestralmente, y vencimiento a 10 años.

El periodo de aceptación de la Oferta de Recompra comenzó el día 5 de junio y finalizó el 25 de junio de 2013. La ejecución de la operación concluyó con la recompra de las Participaciones Preferentes y el desembolso de las obligaciones el 1 de julio de 2013.

La aceptación de la Oferta de Recompra de las Participaciones Preferentes ascendió a un 97,21% del importe nominal total de ambas emisiones (Serie B 97,02% y Serie C del 97,31%), quedando en circulación el resto. En total Repsol International Capital Ltd. abonó a los aceptantes de la Oferta de Recompra 2.843 millones de euros en efectivo, de los cuales 1.458 millones de euros se aplicaron a la suscripción de las obligaciones de Repsol, admitidas a negociación en el mercado AIAF de Renta Fija el 2 de julio de 2013, para su contratación a través del Sistema Electrónico de Negociación de Deuda (SEND).

El 1 de julio de 2013, con el abono efectivo a los aceptantes del precio de recompra, se dieron de baja del balance de situación las participaciones recompradas. Simultáneamente se reconocieron en el epígrafe “Obligaciones y otros valores negociables no corrientes” las obligaciones simples que fueron suscritas por los aceptantes de la oferta de recompra. El efecto en la cuenta de resultados como consecuencia de esta transacción ha supuesto un beneficio neto de impuestos de 53 millones de euros, incluyendo los efectos asociados a las operaciones de cobertura.

Por otra parte, con fecha 16 de abril de 2013 el Consejo de Administración de Gas Natural aprobó la realización de una Oferta de Compra de participaciones preferentes emitidas el 20 de mayo de 2003 por la sociedad del Grupo Unión Fenosa Financial Services USA, LLC por un importe nominal de 609 millones de euros (183 millones teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo). Se ofreció la compra en efectivo de dichas participaciones al 93% de su valor nominal y el 16 de mayo de 2013, una vez finalizado el plazo de aceptación, el importe nominal agregado respecto al cual se cursaron las correspondientes aceptaciones fue de 539 millones de euros (162 millones teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo), un 88,56% del importe nominal total de la emisión, quedando en circulación el resto.

A 31 de diciembre de 2013 el epígrafe “*Obligaciones y otros valores negociables no corrientes*” incluye participaciones preferentes por importe de 104 millones de euros, correspondientes a las emitidas por Repsol International Capital Ltd, y a las emitidas por el Grupo Gas Natural Fenosa a través de Unión Fenosa Financial Services USA, LLC.

Principales emisiones en el ejercicio 2013

Tal y como se explica en el apartado anterior, en relación con la Oferta Pública de Suscripción de obligaciones simples Serie I/2013 de Repsol, S.A. dirigida a los aceptantes de la Oferta de Recompra de las participaciones preferentes. Repsol, S.A. ha emitido Obligaciones Simples, Serie I/2013, por un importe de 1.458 millones de euros a un tipo de interés nominal del 3,5% anual, pagadero trimestralmente, y vencimiento a 10 años, a la que nos hemos referido en el apartado anterior de “*Participaciones preferentes*”.

El Grupo, a través de Repsol International Finance B.V, mantiene un programa de bonos a medio plazo “*Euro 10,000,000,000 Guaranteed Euro Medium Term Note Programme*” (EMTNs), renovado con fecha 17 de octubre de 2013 por un importe máximo de 10.000 millones de euros y registrado ante la Commission de Surveillance du Secteur Financier de Luxemburgo. Al amparo de este programa, el 28 de mayo de 2013, Repsol International Finance, B.V. realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 1.200 millones de euros, con un cupón del 2,625%, un precio de emisión del 99,414%, y vencimiento a 7 años. El 7 de octubre de 2013, Repsol International Finance B.V., al amparo del mismo Programa, realizó una nueva emisión de bonos en el euromercado por importe de 1.000 millones de euros a 8 años, con un cupón del 3,625% y un precio de emisión del 99,734%. Ambas emisiones, están garantizadas por Repsol, S.A.

Adicionalmente, el Grupo, a través de su filial Repsol International Finance B.V. (RIF), mantiene un Programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 26 de marzo de 2010 por importe máximo de 1.500 millones de euros, garantizado por Repsol, S.A. El 25 de octubre de 2010 el importe del Programa fue ampliado a 2.000 millones de euros. Durante 2013, RIF ha realizado emisiones de ECP por importe de 1.382 millones de euros nominales, 430 millones de dólares y 20 millones de francos suizos nominales al amparo de este Programa. El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2013 es de 588 millones de euros nominales.

Gas Natural Fenosa mantiene un programa de *European Medium Term Notes* (EMTN) a medio plazo cuyo límite al 31 de diciembre de 2013 es de 4.200 millones de euros, al amparo del cual, el 9 de enero de 2013, realizó una emisión de bonos en el euromercado por importe de 180 millones de euros a diez años, con un cupón anual del 3,875%. El 14 de enero de 2013, una segunda emisión por importe de 75 millones de francos suizos, vencimiento en febrero de 2019, y con un cupón anual del 2,125%. En el mes abril de 2013 se cerraron otras dos emisiones de bonos por un importe de 225 y 90 millones de euros y vencimientos en abril de 2022 y 2017, y un cupón anual del 3,875% y un 2,310%, respectivamente. En julio de 2013 se realizó una emisión de 240 millones de coronas noruegas con un cupón del 3,974% y vencimiento en 2023. Adicionalmente, en octubre de 2013 Gas Natural Fenosa realizó otra emisión de bonos por un importe de 150 millones de euros y vencimiento en abril de 2021, y con un cupón anual del 3,5%.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa mantiene un programa Euro Commercial Paper (ECP) formalizado el 23 de marzo de 2010 por un importe de 300 millones de euros siendo el emisor la sociedad de su grupo Gas Natural Fenosa Finance B.V. (antes Unión Fenosa Finance B.V.). Durante el ejercicio 2013 se han seguido realizando emisiones bajo dicho programa por un importe total de 481 millones de euros. A 31 de diciembre de 2013 el saldo vivo del programa ECP era de 44 millones de euros, siendo el disponible 256 millones de euros. Gas Natural Fenosa no ha procedido a la renovación del programa de Pagares de empresa renovado en julio de 2011 por importe máximo de 300 millones de euros. A 31 de diciembre de 2013 no existían emisiones vivas bajo el citado programa. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

La sociedad del grupo Gas Natural, Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. ubicada en Panamá, formalizó durante el mes de Mayo de 2010 un programa de emisión de Valores Comerciales Negociables de hasta 15 millones de dólares estadounidenses (12 millones de euros). El importe dispuesto a 31 de diciembre de 2013 era de 9 millones de euros con vencimiento en 2014, emitidos durante el ejercicio 2013. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Principales emisiones en el ejercicio 2012

Repsol International Finance B.V., al amparo del programa de EMTNs registrado el 27 de octubre de 2011 realizó el 19 de enero de 2012 una emisión de bonos en el euromercado por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,875% y con vencimiento de 7 años y 1 mes. Esta emisión fue ampliada el 14 de febrero de 2012 con otra por importe de 250 millones de euros, con la misma tasa de interés y vencimiento. Ambas emisiones, garantizadas por Repsol, S.A., se integraban en una misma serie con nominal consolidado de 1.000 millones de euros admitida a cotización en la Bolsa de Luxemburgo. Adicionalmente, el 20 de septiembre 2012 se realizó una emisión de bonos en el euromercado al amparo de este programa por importe de 750 millones de euros a una tasa de interés fijo del 4,375% y con vencimiento de 5 años y 5 meses, admitidos a cotización en la Bolsa de Luxemburgo.

Adicionalmente, Repsol International Finance B.V., al amparo del programa de ECP formalizado el 26 de marzo de 2010 realizó durante 2012 emisiones por importe de 2.192 millones de euros y 57 millones de dólares nominales. El saldo vivo de las emisiones realizadas al amparo de este programa a 31 de diciembre de 2012 era de 189 millones de euros.

Gas Natural Fenosa al amparo del programa de EMTN a medio plazo, en los meses de febrero, septiembre y octubre 2012, realizó tres emisiones de bonos en el euromercado por importe de 225, 240 y 150 millones de euros, y vencimientos 2.018, 2.020 y 2017, respectivamente. A 31 de diciembre de 2012 el importe total dispuesto al amparo de este programa ascendió a 2.881 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Adicionalmente, Gas Natural Fenosa al amparo del programa de ECP formalizado el 23 de marzo de 2010, realizó durante 2012 emisiones por un importe total de 588 millones de euros. A 31 de diciembre de 2012 el saldo dispuesto por el programa era de 47 millones de euros, y el disponible 253 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Durante 2012 Gas Natural Fenosa, a través de su sociedad dependiente Gas Natural, S.A. ESP, ubicada en Colombia, firmó un Programa de Bonos Ordinarios por 150.050 millones de pesos colombianos (65 millones de euros) en el mercado de capitales local. En el mes de Octubre se cerraron dos emisiones por importe de 30.010 millones de pesos colombianos (13 millones de euros) y 60.020 millones de pesos colombianos (26 millones de euros) con vencimiento a cinco y siete años. El saldo disponible a 31 de diciembre de 2012 bajo este programa era de 60.020 millones de pesos colombianos (26 millones de euros). Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Emisiones de valores representativos de deudas garantizadas

A continuación se detalla el importe garantizado por las sociedades del Grupo en 2013 y 2012 en emisiones, recompras o reembolsos realizados por entidades asociadas, sociedades de control conjunto (por el porcentaje no integrado en el proceso de consolidación) o sociedades que no formen parte del Grupo:

Millones de euros	Saldo al 31/12/2012	(+) Otorgadas	(-) Canceladas ⁽¹⁾	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2013
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	29	-	(29)	-	-

Millones de euros	Saldo al 31/12/2011	(+) Otorgadas	(-) Canceladas	(+/-) Ajustes por tipo de cambio y otros	Saldo al 31/12/2012
Emisiones de valores representativos de la deuda garantizados por el Grupo (importe garantizado)	31	-	(1)	(1)	29

⁽¹⁾

Corresponde a los importes de las emisiones de la sociedad Peru LNG Company, Llc, sociedad vendida a Shell el 31 de diciembre (ver Nota 31).

En general, la deuda financiera incorpora las cláusulas de vencimiento anticipado de uso general en contratos de esta naturaleza.

Las emisiones de bonos, representativas de deuda ordinaria, realizadas por Repsol International Finance, BV, con la garantía de Repsol, S.A., por un importe nominal de 7.686 millones de euros, contienen ciertas cláusulas por las que se asume el compromiso del pago de los pasivos de manera anticipada a su vencimiento (entre otras, vencimiento cruzado o “cross-default”) y a no constituir gravámenes en garantía sobre los activos del emisor y del garante por las mismas o para futuras emisiones de títulos representativos de deuda. En caso de incumplimiento, el banco depositario-fiduciario a su sola discreción o a instancia de los tenedores de al menos una quinta parte de las obligaciones o en base a una resolución extraordinaria, puede declarar las obligaciones vencidas y pagaderas. Adicionalmente, los inversores de los bonos emitidos en 2009, 2011, 2012 y 2013 pueden elegir si amortizan sus bonos en caso que ocurra un evento de cambio de control de Repsol, si como consecuencia de dicho cambio de control la calificación crediticia de Repsol quedara situada por debajo del grado de inversión.

Adicionalmente, en los ejercicios 2013 y 2012, el Grupo Gas Natural Fenosa mantiene deudas financieras con entidades de crédito por importe de 335 y 384 millones de euros, respectivamente, que se encuentran sujetas al cumplimiento de determinados ratios. Por otra parte, determinados proyectos de inversión han sido financiados de manera específica mediante préstamos que incluyen la pignoración de las acciones de dichos proyectos. El saldo vivo de este tipo de préstamos a 31 de diciembre de 2013 y de 2012, asciende a 168 y 212 millones de euros, respectivamente. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

A la fecha de formulación de estas cuentas anuales consolidadas, el Grupo Repsol no se encuentra en situación de incumplimiento de sus obligaciones financieras o de cualquier tipo de obligación que pudiera dar lugar a una situación de vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

19. Gestión de riesgos financieros y del capital

19.1. Gestión de riesgos financieros

Las actividades propias del Grupo conllevan diversos tipos de riesgos financieros: de mercado, de liquidez y de crédito. Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesto el Grupo.

19.1.1. Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es la pérdida potencial ante movimientos adversos en las variables de mercado. El Grupo está expuesto a diversos tipos de riesgos de mercado: de tipo de cambio, de tipo de interés y de commodities.

La compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de mercado en términos de sensibilidades. Estas se complementan con otras medidas de riesgo en aquellas ocasiones en las que la naturaleza de las posiciones de riesgo así lo requiere.

Para cada uno de los riesgos de mercado descritos a continuación se incluye un análisis de sensibilidad de los principales riesgos inherentes a los instrumentos financieros, mostrando cómo podría verse afectado el resultado y el patrimonio (en los epígrafes que constituyen los “Ajustes por cambios de valor”) de acuerdo con lo requerido por la NIIF 7 *Instrumentos financieros: información a revelar*.

El análisis de sensibilidad utiliza variaciones de los factores de riesgo representativos de su comportamiento histórico. Las estimaciones realizadas son representativas tanto de variaciones favorables como desfavorables. El impacto en resultados y/o patrimonio se estima en función de los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al cierre de cada ejercicio.

a) Riesgo de tipo de cambio:

Los resultados y el patrimonio del Grupo están expuestos a las variaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que opera. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

Repsol obtiene financiación parcialmente en dólares, ya sea directamente o mediante el uso de derivados de tipo de cambio (ver Nota 20).

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de las principales apreciaciones o depreciaciones del tipo de cambio se detalla a continuación:

Efecto de la variación del tipo de cambio del euro frente al dólar:

	Apreciación (+) / depreciación (-) en el tipo de cambio	Millones de euros	
		2013	2012
Efecto en el resultado después de impuestos	5%	(46)	3
	-5%	51	(4)
Efecto en el patrimonio neto	5%	(122)	(287)
	-5%	136	318

Adicionalmente, una apreciación del euro frente al real brasileño del 5%, por los instrumentos poseídos al 31 de diciembre, hubiera supuesto en 2013 y 2012 una disminución aproximada en el resultado neto después de impuestos de 6 millones de euros.

Asimismo, la apreciación del euro frente al real brasileño del 5% habría supuesto en 2013 un descenso en patrimonio de 0,2 millones de euros, mientras que en 2012 habría supuesto un descenso de 0,1 millones de euros.

Por otra parte, la apreciación del euro frente al rublo ruso del 5% habría supuesto en 2013 un descenso en el patrimonio de 2 millones de euros mientras que no habría generado efecto alguno en el resultado neto de impuestos. En 2012, dicha apreciación hubiera un descenso en patrimonio de 1 millón de euros, mientras que no habría generado efecto alguno en el resultado neto de impuestos.

En 2013 y 2012 una apreciación del euro frente al peso argentino del 5% por los instrumentos poseídos a 31 de diciembre, no hubiera supuesto efecto alguno en el resultado neto de impuestos mientras que hubiera supuesto un descenso del patrimonio de 2 millones de euros.

b) Riesgo de tipo de interés:

Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar al ingreso o gasto por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a un tipo de interés variable; asimismo, pueden modificar el valor razonable de activos y pasivos financieros que tienen un tipo de interés fijo.

Repsol contrata derivados de tipo de interés para reducir el riesgo de variaciones en las cargas financieras o en el valor de mercado de su deuda. Estos derivados son designados contablemente, en general, como instrumentos de cobertura (ver Nota 20).

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 la deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes a tipo fijo ascendía a 14.052 y 11.943 millones de euros, respectivamente. Estos importes suponen el 144% y 97%, respectivamente, de la deuda financiera neta total incluyendo participaciones preferentes, e incluyendo los instrumentos financieros derivados de tipo de interés. En 2013 el aumento de dicho porcentaje se explica por una mayor deuda bruta a tipo fijo asociada a las emisiones del ejercicio (ver nota 18), junto al incremento de los activos financieros a variable por la entrada de caja recibida de las desinversiones realizadas sobre activos de GNL.

La sensibilidad del resultado neto y del patrimonio, como consecuencia del efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo al 31 de diciembre, de la variación de los tipos de interés, es la que se detalla en el cuadro a continuación:

	Incremento (+) /descenso (-) en el tipo de interés (puntos básicos)	Millones de euros	
		2013	2012
Efecto en el resultado después de impuestos	+50	11	(7)
	-50	(11)	7
Efecto en el patrimonio neto	+50	21	48
	-50	(22)	(48)

c) Riesgo de precio de commodities:

Como consecuencia del desarrollo de las operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, gas natural y sus productos derivados.

Repsol contrata derivados sobre estos riesgos con el fin de reducir la exposición al riesgo de precio. Estos derivados ofrecen una cobertura económica de los resultados, aunque no siempre son designados como cobertura a efectos

de su reconocimiento contable (ver Nota 20).

A 31 de diciembre de 2013 y 2012, un aumento o disminución del 10% en los precios de los crudos y productos petrolíferos hubiera supuesto las siguientes variaciones en el resultado neto, como consecuencia de su efecto en los instrumentos financieros poseídos por el Grupo en dicha fecha:

	Aumento(+)/ disminución (-) en los precios del crudo y productos petrolíferos	Millones de euros	
		2013	2012
Efecto en el resultado después de impuestos	+10%	(4)	(23)
	-10%	4	23

19.1.2 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 73 % de la totalidad de su deuda bruta y el 72% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. El Grupo tenía líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.234 y 5.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

En las tablas adjuntas se analizan los vencimientos de los pasivos financieros existentes a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

31 de diciembre de 2013	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2014	2015	2016	2017	2018	Siguientes	
Proveedores	4.115	-	-	-	-	-	4.115
Otros acreedores	4.056	-	-	-	-	-	4.056
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	4.866	1.241	2.145	2.041	2.073	7.979	20.345
Participaciones preferentes ⁽¹⁾⁽²⁾	4	4	4	4	4	105	125
Derivados ⁽³⁾	67	13	10	7	4	9	110

31 de diciembre de 2012	Vencimientos (millones de euros)						Total
	2013	2014	2015	2016	2017	Siguientes	
Proveedores	4.376	-	-	-	-	-	4.376
Otros acreedores	4.507	-	-	-	-	-	4.507
Préstamos y otras deudas financieras ⁽¹⁾	3.944	3.531	1.840	1.798	1.792	4.811	17.716
Participaciones preferentes ⁽¹⁾⁽²⁾	140	140	316	122	112	3.000	3.830
Derivados ⁽³⁾	105	64	32	20	10	52	283

NOTA: Los importes mostrados son los flujos de caja contractuales sin descontar, por lo que difieren de los importes incluidos en el balance.

⁽¹⁾ Corresponden a los vencimientos futuros de los importes registrados en los epígrafes "Pasivos financieros no corrientes" y "Pasivos financieros corrientes" incluyendo los intereses o dividendos futuros correspondientes a dichos pasivos financieros.

⁽²⁾ Las participaciones preferentes emitidas son perpetuas, cancelables únicamente a elección del emisor. En la tabla de 31 de diciembre de 2013 incluye aquellas participaciones preferentes que mantiene el Grupo tras las amortizaciones descritas en el apartado Participaciones Preferentes de la Nota 18 y que se estima cancelar con posterioridad a 2017. En el periodo "Siguientes" se incluye únicamente el nominal de los instrumentos.

⁽³⁾ Los vencimientos contractuales de los derivados detallados en este epígrafe se describen en la Nota 20.

19.1.3 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

El riesgo de crédito en el Grupo se mide y controla por cliente o tercero individual. El Grupo cuenta con sistemas propios para la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero, alineados con las mejores prácticas.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otros, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro (ver Nota 13) por importe de 7.128 y 7.202 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Las provisiones por insolvencia se determinan atendiendo a los siguientes criterios:

- La antigüedad de la deuda
- La existencia de situaciones concursales
- El análisis de la capacidad del cliente para devolver el crédito concedido.

En la Nota 13 “*Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar*”, se incluyen las pérdidas de valor por deterioro a 31 de diciembre de 2013 y 2012. Estas provisiones representan la mejor estimación del Grupo de las pérdidas incurridas en relación con las cuentas por cobrar.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito, en este ejercicio, también es atribuible, a deudas de naturaleza financiera, cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro. Los activos financieros deteriorados y el efecto en la cuenta de pérdidas y ganancias por deterioro están desglosados, en la Nota 11 “*Activos financieros corrientes y no corrientes*”.

La exposición máxima al riesgo de crédito del Grupo, distinguiendo por el tipo de instrumento financiero y sin descontar los importes cubiertos mediante garantías y otros mecanismos mencionados más abajo, se desglosa a continuación a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

		Millones de euros	
Exposición máxima ⁽¹⁾	Nota	2013	2012
- Deudas comerciales	13	7.542	7.602
- Derivados	11	47	58
- Efectivo y Equivalente al efectivo	11	7.434	5.903
- Otros activos financieros no corrientes ⁽²⁾	11	1.946	2.147
- Otros activos financieros corrientes ⁽³⁾	11	62	82

⁽¹⁾ En relación a la exposición asociada a las acciones sujetas a expropiación de YPF e YPF Gas que se presentan en el epígrafe de “*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*” registrados por su valor razonable, ver lo descrito en la Nota 4, así como en la Nota 34.

⁽²⁾ A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el epígrafe “*Préstamos y partidas a cobrar no corrientes*” incluye los préstamos concedidos al grupo Petersen para la adquisición de su participación en YPF S.A. que han sido totalmente provisionados, tal y como se describe en la Nota 4, y en la Nota 11. En 2013 no incluye 136 millones de euros correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

⁽³⁾ No incluye 10 y 320 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 respectivamente correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos, instrumentos financieros derivados y otras inversiones financieras es, con carácter general, más limitado que las deudas comerciales por operaciones del tráfico porque las contrapartes son entidades bancarias o aseguradoras que cumplen con los estándares de solvencia conforme a los modelos de valoración interna, así como con las convenciones de mercado que regulan estas operaciones. Igualmente, la gran mayoría de las cuentas por cobrar no vencidas ni provisionadas tienen asignada una calidad crediticia de acuerdo con las valoraciones del Grupo, basadas en el análisis de la solvencia y de los hábitos de pago de cada cliente.

El Grupo no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito sobre las deudas comerciales, estando dicha exposición distribuida entre un gran número de clientes y otras contrapartes. La concentración máxima de riesgo neto con un tercero, incluyendo organismos oficiales y empresas del sector público, no excede del 7%, si bien ningún cliente privado alcanza una concentración de riesgo superior al 1%.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por Entidades Financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la operativa de algunos de sus negocios.

El Grupo, para su actividad comercial, tiene garantías vigentes concedidas por terceros por un importe acumulado de 3.467 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y de 3.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2012. De este importe, las deudas comerciales cubiertas con garantías a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ascendían a 856 y 925 millones de euros, respectivamente.

Durante el ejercicio 2013, el Grupo ejecutó garantías recibidas por un importe de 22 millones de euros. En 2012 esta cifra se situó en 26 millones de euros.

En el siguiente cuadro se detalla la antigüedad de la deuda no provisionada:

Vencimientos	Millones de euros	
	2013	2012
- Deuda no vencida	5.740	5.890
- Deuda vencida 0-30 días	323	304
- Deuda vencida 31-180 días	383	341
- Deuda vencida mayor a 180 días ⁽¹⁾	682	667
Total	7.128	7.202

⁽¹⁾ Corresponde principalmente a deudas garantizadas o mantenidas con Organismos Oficiales o Entes Públicos.

19.2. Gestión del capital

Repsol, como parte fundamental de su estrategia, ha formulado el compromiso de mantener una política de prudencia financiera. La estructura financiera objetivo está definida por este compromiso de solvencia y el objetivo de maximizar la rentabilidad del accionista optimizando el coste del capital.

La determinación de la estructura financiera objetivo tiene en cuenta el ratio de apalancamiento definidos como relación entre la deuda financiera neta (incluyendo participaciones preferentes) y el capital empleado neto, entendido éste como la suma de la deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes más el patrimonio neto:

$$\text{Ratio Apalancamiento} = \frac{\text{Deuda Financiera Neta incluyendo participaciones preferentes}}{\text{Capital Empleado Neto}}$$

El cálculo de este ratio tiene en cuenta los siguientes criterios:

- Los ratios utilizan el concepto de deuda financiera neta, y no bruta, para tener en cuenta las inversiones financieras. Repsol mantiene, en coherencia con la prudencia de su política financiera, recursos en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito no dispuestas que cubren el 73% de la totalidad de su deuda bruta y el 72% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. Por ello, estos ratios reflejan con mayor fidelidad la solvencia del grupo utilizando el concepto de deuda neta.
- Se incluyen las participaciones preferentes en el conjunto de la financiación, si bien su condición de perpetuidad las confiere características próximas al capital en un análisis de solvencia y exigibilidad de deuda. En 2013 se han recomprado una gran parte de las participaciones preferentes que el grupo tenía de acuerdo a lo descrito en la Nota 18.

El cálculo de los citados ratios, a partir de los siguientes epígrafes del balance consolidado a 31 de diciembre de 2013 y 2012, se desglosa a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Pasivos financieros no corrientes	13.125	15.300
Participaciones preferentes	104	3.182
Resto de pasivos financieros no corrientes	13.021	12.118
Pasivos financieros corrientes	4.519	3.790
Participaciones preferentes	-	-
Resto de pasivos financieros corrientes	4.519	3.790
Activos financieros no corrientes ⁽¹⁾	(1.665)	(1.313)
Menos activos financieros disponibles para la venta (ver nota 11)	1.268	641
Otros activos financieros corrientes ⁽²⁾	(83)	(95)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	(7.434)	(5.903)
Instrumentos financieros derivados de tipo de interés y otros (ver nota 20)	(75)	(300)
Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes ⁽³⁾	9.655	12.120
Patrimonio neto	27.920	27.472
Capital empleado neto ⁽⁴⁾	37.575	39.592
Deuda financiera neta incluyendo participaciones preferentes / Capital empleado neto	25,7%	30,6%

⁽¹⁾ En 2013 el epígrafe, no incluye 136 millones de euros correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

⁽²⁾ No incluye 10 y 320 millones de euros en 2013 y 2012 respectivamente correspondientes a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, que el Grupo posee a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

⁽³⁾ No incluye 1.597 y 2.969 millones de euros correspondientes a deudas por arrendamientos financieros corrientes y no corrientes (ver Nota 21.1).

⁽⁴⁾ El capital empleado neto incluye aquel correspondiente a las operaciones interrumpidas.

La evolución y el análisis de este ratio se realizan de forma continuada, efectuándose además estimaciones a futuro de los mismos como factor clave y limitativo en la estrategia de inversiones y en la política de dividendos del Grupo

A 31 de diciembre de 2013 y 2012, este ratio excluyendo las operaciones interrumpidas del capital empleado neto, se han situado en 29,7% y 35,9% respectivamente.

20. Operaciones con derivados

Durante el ejercicio 2013 el Grupo Repsol ha llevado a cabo operaciones de cobertura de los siguientes tipos:

1. Coberturas de valor razonable de activos o pasivos.
2. Coberturas de flujos de efectivo.
3. Coberturas de inversión neta.

Adicionalmente, el Grupo Repsol realizó en 2013 y 2012 otras operaciones con instrumentos derivados que no califican como cobertura contable.

A continuación se detalla el efecto en el balance de los instrumentos derivados a 31 de diciembre de 2013 y 2012 como consecuencia de la variación de su valor razonable desde su contratación:

Millones de euros

Clasificación 31 de diciembre de 2013	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	1	3	(72)	(8)	(76)
<i>De Valor razonable:</i>	-	3	-	-	3
- de tipo de cambio	-	3	-	-	3
<i>De Flujos de efectivo:</i>	1	-	(72)	(8)	(79)
- de tipo de interés	1	-	(72)	(4)	(75)
- de tipo de cambio	-	-	-	(2)	(2)
- de precio de producto	-	-	-	(2)	(2)
Otros derivados	-	43	-	(136)	(93)
TOTAL ⁽¹⁾	1	46	(72)	(144)	(169)

Millones de euros

Clasificación 31 de diciembre de 2012	Activo No corriente	Activo corriente	Pasivo No corriente	Pasivo corriente	Valor Razonable
Derivados de cobertura:	-	7	(199)	(6)	(198)
<i>De Valor razonable:</i>	-	4	-	-	4
- de tipo de cambio	-	4	-	-	4
<i>De Flujos de efectivo:</i>	-	3	(199)	(6)	(202)
- de tipo de interés	-	-	(199)	(2)	(201)
- de tipo de cambio	-	-	-	(3)	(3)
- de precio de producto	-	3	-	(1)	2
Otros derivados	-	51	(28)	(105)	(82)
TOTAL ⁽¹⁾	-	58	(227)	(111)	(280)

⁽¹⁾ Incluye en 2013 y 2012 instrumentos derivados cuya valoración por la parte de tipo de interés asciende a un valor negativo de 75 y 200 millones de euros, respectivamente.

El impacto de la valoración de los instrumentos financieros derivados antes de impuestos en la Cuenta de pérdidas y ganancias y en el patrimonio neto consolidados es el siguiente:

Millones de euros	2013			2012 ⁽²⁾		
	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor	Resultado de explotación	Resultado financiero	Ajustes por cambios de valor
Cobertura de valor razonable	1	(3)	-	3	(2)	-
Cobertura de flujos de efectivo	(4)	(112)	151	9	(49)	(25)
Cobertura de inversión neta	-	-	13	-	-	-
Otras operaciones	(12)	(131)	-	(43)	27	-
Total ⁽¹⁾	(15)	(246)	164	(31)	(24)	(25)

⁽¹⁾ Los efectos financieros en la cuenta de resultados presentados en el detalle anterior no incluyen ningún efecto por ineficiencia de los instrumentos financieros designados como cobertura contable.

⁽²⁾ Los instrumentos derivados contratados para gestionar la exposición al riesgo de aquellos activos y pasivos relacionados con las inversiones en YPF, y que se vieron afectados por el cambio de control y el proceso de expropiación de YPF e YPF Gas (ver Nota 4), han generado en los ejercicios 2013 y 2012, un resultado negativo de 3 y 32 millones de euros respectivamente, que fueron registrados como "Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos".

Adicionalmente al efecto desglosado en la tabla anterior, en 2012, las diferencias de conversión acumuladas que habían sido generadas por instrumentos de cobertura de inversión neta por la participación del grupo en YPF hasta al momento de la pérdida de control, fueron traspasadas a los epígrafes relativos a las operaciones interrumpidas de la cuenta de resultados, de acuerdo a lo descrito en la Nota 4.

A continuación se detallan los instrumentos financieros derivados a 31 de diciembre de 2013 y 2012, su valor razonable y el desglose por vencimientos de los valores nacionales.

20.1. Coberturas de Valor Razonable de activos o pasivos

Son coberturas de la exposición a cambios en el valor razonable, bien de un activo o pasivo reconocido contablemente, bien de un compromiso en firme no reconocido, o bien de una porción identificada de dicho activo, pasivo o compromiso en firme, que pueda atribuirse a un riesgo en particular y afectar al resultado del periodo.

Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2013 y 2012 se detallan a continuación:

<i>Millones de euros</i>		Vencimientos						Valor	
31 diciembre 2013		2014	2015	2016	2017	2018	Sig.	Total	Razonable
Tipo de cambio:									
USD		34	-	-	-	-	-	34	3
BRL		32	2	2	-	-	-	36	-
DHN		3	-	-	-	-	-	3	-
MAD		-	-	-	-	-	-	-	-
									3

<i>Millones de euros</i>		Vencimientos					Valor		
31 diciembre 2012		2013	2014	2015	2016	2017	Sig.	Total	Razonable
Tipo de cambio:									
USD		171	-	-	-	-	-	171	4
BRL		5	-	-	-	-	-	5	-
DHN		2	-	-	-	-	-	2	-
MAD		2	-	-	-	-	-	2	-
									4

Los instrumentos vivos, cuyo valor razonable neto asciende a 3 y a 4 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 respectivamente, corresponden fundamentalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

20.2. Coberturas de Flujo de Efectivo

Son coberturas de la exposición a la variación de los flujos de efectivo que: (i) se atribuye a un riesgo particular asociado con un activo o pasivo reconocido (como la totalidad o alguno de los pagos futuros de interés de una deuda a interés variable), o a una transacción prevista altamente probable y que (ii) pueda afectar al resultado del periodo.

Las operaciones más significativas se detallan a continuación:

31 diciembre 2013	Vencimiento					Sig.	Total	Valor Razonable
	2014	2015	2016	2017	2018			
<i>Millones de euros</i>								
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	32	37	29	104	-	-	202	(4)
Permutas financieras (USD)	222	75	-	75	-	294	666	(66)
Permutas financieras (MXN)	114	13	5	17	-	4	153	-
Collars (EUR)	-	75	60	-	-	-	135	-
Tipo de cambio:								
USD	18	-	-	-	-	-	18	(2)
NOK	-	-	-	-	-	-	-	(3)
CHF	-	7	-	-	-	-	7	(2)
Precio de commodities: ⁽¹⁾								
EUR	135	-	-	-	-	-	135	(1)
USD	10	-	-	-	-	-	10	(1)
ZAR	49	-	-	-	-	-	49	-
								(79)

⁽¹⁾ Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

31 diciembre 2012	Vencimiento					Sig.	Total	Valor Razonable
	2013	2014	2015	2016	2017			
<i>Millones de euros</i>								
Tipo de interés:								
Permutas financieras (EUR)	17	196	77	1.061	41	7	1.399	(77)
Permutas financieras (USD)	8	9	8	9	23	333	390	(123)
Permutas financieras (MXN)	5	21	23	-	-	-	49	-
Collars (EUR)	1	1	1	-	-	-	3	-
Tipo de cambio:								
USD	147	1	1	-	-	-	149	(3)
Precio de commodities: ⁽¹⁾								
EUR	100	-	-	-	-	-	100	1
USD	11	-	-	-	-	-	11	1
								(201)

⁽¹⁾ Corresponde a permutas sobre el precio del gas natural y la electricidad realizadas por Gas Natural Fenosa.

A 31 de diciembre de 2013 y 2012 las coberturas de flujos de efectivo incluyen, fundamentalmente, aquellas permutas financieras de tipo de interés relacionadas con la financiación de la inversión en el proyecto de GNL de Canaport en Canadá. A través de las mismas el Grupo paga un tipo de interés medio ponderado de 5,28% y recibe LIBOR a 3 meses. A 31 de diciembre de 2013 su nociónal ascendía a 294 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo por importe de 58 millones de euros. A 31 de diciembre de 2012 su nociónal ascendía a 315 millones de euros y su valor razonable a un valor negativo de 109 millones de euros.

El resto de los instrumentos vivos a 31 de diciembre de 2013 y 2012 corresponden principalmente a coberturas contratadas por el Grupo a través de su participación en Gas Natural Fenosa.

Respecto a las participaciones preferentes emitidas en 2001 a través de su filial Repsol International Capital, Ltd, que fueron objeto de una oferta de recompra en 2013 (ver Nota 18), el Grupo tenía vinculadas una serie de permutas financieras de tipo de interés para un nociónal de 1.000 millones de euros. A través de estos instrumentos, el Grupo pagaba un tipo de interés medio ponderado de 2,26% y recibe EURIBOR a 3 meses, cuyo valor razonable, con signo negativo, a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 66 millones de euros. A 30 de junio de 2013 y como consecuencia de la recompra de las participaciones preferentes, se han discontinuado las citadas permutas transfiriéndose a la cuenta de resultados, junto con las pérdidas acumuladas registradas en el epígrafe "Ajustes por cambio de valor", de otras dos permutas financieras de tipo de interés discontinuadas en el año 2007 y asociadas a dichas participaciones, por un importe total de 74 millones de euros (ver Nota 26).

20.3. Coberturas de Inversión Neta

Son coberturas de la exposición a las variaciones en el tipo de cambio relativa a la participación en los activos netos de operaciones en el extranjero.

En ocasiones, Repsol suscribe contratos de compra o venta de divisas a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio de la inversión en sus filiales en el extranjero.

En 2012, y como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación de YPF (ver Nota 4), los instrumentos de cobertura relativos a la participación del Grupo en dicha sociedad fueron discontinuados, ver Nota 20.4.a).

20.4. Otras operaciones con derivados

Repsol tiene contratados adicionalmente una serie de instrumentos derivados para la gestión de su exposición al riesgo de tipo de interés, tipo de cambio y precio, que no se registran como cobertura contable de acuerdo con NIC 39.

(a) De tipo de cambio y tipo de interés

Millones de euros

31 diciembre 2013	Vencimientos					Sig.	Total	Valor Razonable
	2014	2015	2016	2017	2018			
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	158	-	-	-	-	-	158	(21)

Millones de euros

31 diciembre 2012	Vencimientos					Sig.	Total	Valor Razonable
	2013	2014	2015	2016	2017			
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (EUR)	-	158	-	-	-	-	158	(28)
De divisas y tipos de interés ("cross currency IRS") fijo a fijo: Importe Contrato/nocional (JPY)	-	-	-	-	-	67	67	(1)

(b) De tipo de cambio

Repsol tiene suscritos otros contratos a plazo como parte de su estrategia global para gestionar su exposición al riesgo de tipo de cambio.

31 diciembre 2013	Vencimientos					Sig.	Total	Valor Razonable
	2014	2015	2016	2017	2018			
USD/Euro	3.598	-	-	-	-	-	3.598	(21)
Euro/USD	1.637	-	-	-	-	-	1.637	7
USD/NOK	41	-	-	-	-	-	41	(1)
USD/RUB	30	-	-	-	-	-	30	-
USD/CAD	20	-	-	-	-	-	20	-
Euro/RUB	15	-	-	-	-	-	15	-
CLP/USD	12	-	-	-	-	-	12	-
USD/PEN	6	-	-	-	-	-	6	-
GBP/EUR	4	-	-	-	-	-	4	-
CHF/EUR	4	-	-	-	-	-	4	-
MYR/USD	3	-	-	-	-	-	3	-
EUR/NOK	1	-	-	-	-	-	1	-

31 diciembre 2012	Vencimientos						Total	Valor Razonable
	2013	2014	2015	2016	2017	Sig.		
USD/Euro	2.898	-	-	-	-	-	2.898	(49)
Euro/USD	1.018	-	-	-	-	-	1.018	(2)
Euro/RUB	223	-	-	-	-	-	223	(5)
CAD/USD	14	-	-	-	-	-	14	-
CLP/USD	14	-	-	-	-	-	14	-
Euro/GBP	8	-	-	-	-	-	8	-
NOK/USD	5	-	-	-	-	-	5	-
PEN/USD	4	-	-	-	-	-	4	-
USD/RUB	4	-	-	-	-	-	4	-
EUR/NOK	1	-	-	-	-	-	1	-

(c) Contratos a futuro sobre productos

La cobertura del riesgo asociado a las transacciones físicas futuras de venta y/o compra de crudo y otros productos petrolíferos se lleva a cabo mediante la contratación de instrumentos derivados que principalmente son futuros y swaps. Las operaciones vivas a 31 de diciembre de 2013 y 2012 eran las siguientes:

31 diciembre 2013	Vencimientos					Sig.	Total	Valor Razonable
	2014	2015	2016	2017	2018			
<i>Millones de euros</i>								
Contratos de compra								
BRENT (Miles de barriles)	5.694	-	-	-	-	-	5.694	12
WTI (Miles de barriles)	5.483	-	-	-	-	-	5.483	-
NYMEX HHO (Miles de galones)	82.362	-	-	-	-	-	82.362	4
IPE GO (Miles de toneladas)	331	-	-	-	-	-	331	6
RBOB (Miles de galones)	99.330	-	-	-	-	-	99.330	4
Aceite de Palma (Miles de toneladas)	8	-	-	-	-	-	8	-
SOJA (Miles de libras)	34.920	-	-	-	-	-	34.920	-
NYMEX (Miles de galones)	219.514	-	-	-	-	-	219.514	-
Contratos de venta								
BRENT (Miles de barriles)	9.107	-	-	-	-	-	9.107	(17)
WTI (Miles de barriles)	6.663	-	-	-	-	-	6.663	(1)
NYMEX HHO (Miles de galones)	109.158	-	-	-	-	-	109.158	(5)
IPE GO (Miles de toneladas)	416	-	-	-	-	-	416	(8)
RBOB (Miles de galones)	125.790	-	-	-	-	-	125.790	(2)
Aceite de Palma (Miles de toneladas)	3	-	-	-	-	-	3	-
SOJA (Miles de libras)	22.140	-	-	-	-	-	22.140	-
NAT GAS FUTS (Miles de galones)	141.000	-	-	-	-	-	141.000	(4)
Algonquin CityGate (Miles de galones)	28.641	-	-	-	-	-	28.641	2
NYMEX (Miles de galones)	58.502	-	-	-	-	-	58.502	(11)
Opciones								
Call (Miles de barriles)	1.058	-	-	-	-	-	1.058	(43)
Swaps								
Crudo (Miles de toneladas)	839	-	-	-	-	-	839	(3)
Propano (Miles de toneladas)	1.152	-	-	-	-	-	1.152	(1)
Nafta (Miles de toneladas)	324	-	-	-	-	-	324	2
JET (Miles de toneladas)	371	-	-	-	-	-	371	1
Gas Oil (Miles de toneladas)	1.270	-	-	-	-	-	1.270	-
Gasolina (Miles de toneladas)	9	-	-	-	-	-	9	-
Ethanol (Miles de toneladas)	17	-	-	-	-	-	17	-
Fuel Oil (Miles de toneladas)	2.333	-	-	-	-	-	2.333	(2)
Fletes ((Miles de toneladas)	249	-	-	-	-	-	249	-
ColGulf Mainline Basis-ICE (Miles de galones)	18.259	-	-	-	-	-	18.259	-
Dom NG Basis-ICE (Miles de galones)	5.275	-	-	-	-	-	5.275	-
AGC NG Basis-ICE (Miles de galones)	52.393	-	-	-	-	-	52.393	(11)
Mich Con Basis ICE (Miles de galones)	9.130	-	-	-	-	-	9.130	-

31 diciembre 2012	Vencimientos						Total	Valor Razonable	
	2013	2014	2015	2016	2017	Sig.			
								<i>Millones de euros</i>	
Contratos de compra									
BRENT (Miles de barriles)	9.443	-	-	-	-	-	9.443	16	
WTI (Miles de barriles)	1.741	10	-	-	-	-	1.751	2	
NYMEX HHO (Miles de galones)	54.012	5.615	-	-	-	-	59.627	4	
IPE GO (Miles de toneladas)	445	1	-	-	-	-	446	(3)	
RBOB (Miles de galones)	145.110	-	-	-	-	-	145.110	9	
Aceite de Palma (Miles de toneladas)	2	-	-	-	-	-	2	-	
SOJA (Miles de libras)	76.860	-	-	-	-	-	76.860	-	
Contratos de venta									
BRENT (Miles de barriles)	9.381	-	-	-	-	-	9.381	(20)	
WTI (Miles de barriles)	2.553	10	-	-	-	-	2.563	(5)	
NYMEX HHO (Miles de galones)	71.064	-	-	-	-	-	71.064	(2)	
IPE GO (Miles de toneladas)	586	1	-	-	-	-	587	-	
RBOB (Miles de galones)	156.660	-	-	-	-	-	156.660	(10)	
SOJA (Miles de libras)	49.140	-	-	-	-	-	49.140	-	
Opciones									
Call (Miles de barriles)	3.290	-	-	-	-	-	3.290	(9)	
Swaps									
Crudo (Toneladas)	495	-	-	-	-	-	495	2	
Fletes (Toneladas)	524	-	-	-	-	-	524	-	
JET (Toneladas)	163	-	-	-	-	-	163	-	
Gas Oil (Toneladas)	723	-	-	-	-	-	723	(2)	
Fuel Oil (Toneladas)	3.421	20	-	-	-	-	3.441	-	
Propano (Toneladas)	426	-	-	-	-	-	426	-	
Gasolina (Toneladas)	3	-	-	-	-	-	3	-	
Nafta (Toneladas)	90	-	-	-	-	-	90	-	
Ethanol (Toneladas)	1	-	-	-	-	-	1	-	
AGC NG Index	1.085	1.100	-	-	-	-	2.185	(3)	
AGC NG Basis	-	4.545	-	-	-	-	4.545	(1)	
NBP DA Index	-	33.100	-	-	-	-	33.100	1	

El epígrafe de balance "Otros deudores" incluye en 2013 y 2012, 20 millones de euros, correspondientes a la valoración a mercado de contratos de compra-venta de commodities valorados de acuerdo con NIC 39, según se describe en la Nota 2.2.25.

21. Otros pasivos no corrientes

Dentro del epígrafe "Otros pasivos no corrientes" se incluyen las partidas que se detallan a continuación:

	Millones de euros	
	2013	2012
Deudas por arrendamientos financieros	1.427	2.745
Ingresos diferidos	241	235
Fianzas y depósitos	201	199
Derivados por operaciones comerciales (Nota 20)	-	-
Otros	310	278
Total	2.179	3.457

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de "Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta" como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), "Deudas por arrendamientos financieros" por importe de 1.226 millones de euros y cuyo saldo a 31 de diciembre de 2012 ascendía a 1.289 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja aquellos "Otros pasivos no corrientes" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

21.1. Deudas por arrendamiento financiero

El detalle de los importes a pagar por arrendamientos financieros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

	millones de euros		millones de euros	
	Pagos por arrendamiento		Valor pagos mínimos por arrendamiento	
	2013	2012	2013	2012
Durante el siguiente ejercicio	179	301	170	224
Del 2º al 5º ejercicio siguiente, incluido	714	1.195	450	704
A partir del 6º ejercicio	2.533	4.102	977	2.041
	3.426	5.598	1.597	2.969
Menos:				
Futuros gastos financieros	(1.829)	(2.629)		
	1.597	2.969		
Registrado como:				
Deuda por arrendamiento financiero no corriente			1.427	2.745
Deuda por arrendamiento financiero corriente			170	224
			1.597	2.969

El tipo interés efectivo medio de la deuda por arrendamiento financiero a 31 de diciembre de 2013 ha ascendido al 8,67% (7,22% a 31 de diciembre de 2012).

Los principales pasivos reconocidos a 31 de diciembre en este epígrafe por arrendamientos financieros son los siguientes:

- El Grupo firmó el 15 de mayo de 2006 con Emera Brunswick Pipeline Company, Ltd. un contrato para el transporte del gas natural a través de un gasoducto que une la planta de Canaport con la frontera norteamericana por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva del contrato fue julio de 2009. A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el importe registrado en este epígrafe ascendía a 518 millones de dólares (376 millones de euros) y 499 millones de dólares (378 millones de euros), respectivamente.
- Adicionalmente, el 21 de abril de 2006 se firmó con Maritimes & North East Pipeline un contrato para el transporte por gasoducto del gas natural procedente de Canadá desde la frontera con Canadá hasta Dracut por un plazo de 25 años (renovable hasta un periodo de 30 años adicionales). La fecha efectiva inicial del contrato fue en marzo de 2009. A 31 de diciembre de 2013 y 2012 el importe registrado en este epígrafe ascendió a 1.233 millones de dólares (894 millones de euros) y 1.252 millones de dólares (949 millones de euros), respectivamente.
- Asimismo se incluyen a través de la participación en Gas Natural Fenosa, los arrendamientos financieros correspondientes a cuatro buques metaneros adquiridos por el citado grupo con anterioridad al 2006 para el transporte de GNL, con vencimiento entre 2022 y 2029.

Como consecuencia del acuerdo de venta de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31), se han reclasificado 1.226 millones de euros al epígrafe de "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*", de la flota de buques para el transporte del GNL que gestionaba el Grupo Repsol y que ha sido vendida el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37) una vez cumplidas las condiciones pactadas.

21.2. Ingresos diferidos

En el epígrafe "ingresos diferidos" se incluyen, entre otros, los ingresos por cesión de derechos de transporte por gaseoducto, los ingresos por desplazamiento de red de gas natural a cargo de terceros, así como los importes de los percibidos cada año en contraprestación de nuevas acometidas para la construcción de instalaciones de conexión a la red de gas y electricidad. Adicionalmente también se incluyen los importes asociados a los derechos de emisión de CO₂ recibidos a título gratuito (ver nota 6).

21.3. Fianzas y depósitos

En el epígrafe "*Fianzas y depósitos*" se incluyen, entre otros, los depósitos recibidos por Repsol Butano, S.A. de los usuarios de envases metálicos de acuerdo con lo autorizado por la normativa legal. Estos importes se reintegran cuando se cancelan los correspondientes contratos.

22. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar

En los ejercicios 2013 y 2012, Repsol tiene las siguientes cuentas por pagar registradas en el epígrafe del balance "Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar":

	Millones de euros	
	2013	2012
Proveedores	4.115	4.376
Deuda por arrendamientos financieros (Nota 21.1)	170	224
Administraciones Públicas acreedoras	873	935
Instrumentos financieros derivados (Nota 20)	89	41
Otros	2.924	3.307
Otros acreedores	4.056	4.507
Pasivo por impuesto corriente	293	319
Total	8.464	9.202

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado al epígrafe de "Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta" como consecuencia de la venta de parte los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), "Proveedores" y "Otros acreedores" por importe de 226 millones de euros y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 asciendían a 765 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (ver Nota 4) se dieron de baja los "Proveedores", "Otros acreedores" y "Pasivos por impuesto corrientes" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

El valor razonable de estas partidas corrientes no difiere significativamente de su valor contable.

Información sobre los aplazamientos de pago efectuados a proveedores. Disposición adicional tercera. «Deber de información» de la Ley 15/2010, de 5 de julio

De acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera de la Ley 15/2010, de 5 de julio y en la consulta N° 7/2011 del Boletín del Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas número 88, se presenta la información relativa a los aplazamientos de pago a proveedores en operaciones comerciales.

La información relativa a los aplazamientos de pago efectuados a proveedores para los ejercicios 2013 y 2012 de acuerdo con la disposición adicional tercera "Deber de información" de la citada Ley es la siguiente:

	Millones de euros			
	2013		2012	
	Importe	%	Importe	%
Dentro del plazo máximo legal	14.010	99%	13.442	99%
Resto	115	1%	79	1%
Total pagos del ejercicio	14.125		13.521	
Plazo medio ponderado excedido de pagos (días)	53		37	
Aplazamientos que a la fecha de cierre sobrepasan el plazo máximo legal	7		17	

Según las disposiciones transitorias de la Ley 15/2010 se entiende plazo máximo legal de pago 60 días para el ejercicio 2013 (75 días para el ejercicio 2012).

23. Situación fiscal

Impuesto sobre beneficios

Dada la dispersión geográfica y el marcado carácter internacional de las actividades realizadas por las sociedades que conforman el Grupo Repsol, éste se encuentra sometido, en materia impositiva y, en particular, de gravamen sobre el beneficio, a distintas jurisdicciones fiscales. Por este motivo, el tipo impositivo efectivo del Grupo Repsol está condicionado por la distribución del resultado obtenido entre cada uno de los países en donde opera.

a) En España

La mayoría de las entidades residentes en territorio español tributan en el Impuesto sobre Sociedades por el régimen especial de consolidación fiscal. En este régimen, las sociedades integradas en el Grupo fiscal determinan conjuntamente el resultado fiscal y el impuesto del Grupo, repartiéndose éste entre dichas sociedades según el criterio establecido por el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas español en cuanto a registro y determinación de la carga impositiva individual.

Repsol, S.A. es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 6/80, en el que se integran todas aquellas sociedades residentes en España, participadas, directa o indirectamente, en al menos un 75% por la sociedad dominante y que cumplan determinados requisitos. El número de sociedades que componen el mencionado Grupo Fiscal en el ejercicio 2013 es de 50, siendo las más significativas las siguientes: la propia Repsol, S.A., Repsol Petróleo, S.A., Repsol Trading, S.A., Repsol Química, S.A., Repsol Butano, S.A., Repsol Exploración, S.A. y Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.

Por su parte, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), es la sociedad dominante del Grupo Fiscal Consolidado 02/01/B, en el que se integra Asfalnor, S.A., que aplica la normativa foral de Vizcaya en el Impuesto sobre Sociedades.

Además, en los estados financieros consolidados se incluye, por consolidación proporcional, todo lo relativo a la tributación por el Impuesto sobre Sociedades del Grupo Gas Natural Fenosa. Dicho Grupo tributa para la mayoría de sus sociedades españolas también por el régimen especial de consolidación fiscal, siendo Gas Natural SDG, S.A. la sociedad dominante del Grupo Fiscal 59/93. Las sociedades más significativas que se integran en el mencionado Grupo Fiscal son las siguientes: la propia Gas Natural SDG, S.A., Gas Natural Distribución SDG, S.A., Gas Natural Comercializadora, S.A., Gas Natural Servicios SDG, S.A., Gas Natural Aprovisionamientos SDG, S.A., Unión Fenosa Distribución, S.A. y Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.

Por último, las demás sociedades residentes en España que no están integradas en alguno de los anteriores grupos fiscales tributan, en el Impuesto sobre Sociedades, de forma individualizada.

Las sociedades españolas, ya tributen de manera individual o consolidada, están sujetas a un tipo general de gravamen del 30%. Por excepción, Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A., que tributa individualmente por el Régimen Especial de Hidrocarburos, aplica un tipo de gravamen del 35%, y el grupo Petronor, en virtud de la normativa foral de Vizcaya, tributa a un tipo de gravamen del 28%.

b) En el resto de países

El resto de sociedades del Grupo tributan, en cada uno de los países en los que actúan, aplicando el Impuesto sobre beneficios vigente en dichos países. Adicionalmente, en algunos países se registran impuestos a la ganancia mínima presunta con carácter complementario al Impuesto sobre beneficios.

Por otra parte, las sociedades del Grupo residentes en España que realizan parte de sus actividades en otros países, están sometidas al impuesto sobre beneficios vigente en estos países por la parte de los resultados que allí se obtienen. Este es el caso de los establecimientos permanentes de las sociedades españolas que realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos en otros países (por ejemplo, Libia, Argelia, Perú o Ecuador).

A continuación se indican los tipos de gravamen (nominales) de los impuestos sobre beneficios aplicables en las principales jurisdicciones en que opera el Grupo:

- Argelia: 30-38% más el Impuesto sobre Beneficios Excepcionales (TPE)
- Bolivia: 25%
- Brasil: 34%
- Ecuador: 22%
- Estados Unidos: 35% (tipo federal)
- Libia: 65%
- Países Bajos: 25%
- Perú: 30%
- Portugal: 25- 31,5%
- Trinidad y Tobago: 35% (gas); 55% y 57,25% (petróleo)
- Venezuela: 34% (gas) y 50% (petróleo)

Gasto devengado contablemente por Impuesto sobre beneficios

El cálculo del gasto devengado contablemente por el Impuesto sobre beneficios para los ejercicios 2013 y 2012, de acuerdo con el criterio indicado en el apartado 2.2.23 de Políticas contables de la Nota 2, es el siguiente:

<i>importes en millones de euros</i>	2013	2012
Impuesto sobre beneficios corriente		
Impuesto del ejercicio	1.077	1.004
Otros ajustes al impuesto corriente	(205)	369
Impuesto sobre beneficios corriente	872	1.373
Impuesto sobre beneficios diferido		
Relacionado con movimientos del ejercicio	(244)	26
Otros ajustes al gasto por impuesto diferido	319	7
Impuesto sobre beneficios diferido	75	33
Gasto por impuesto sobre beneficios	947	1.406

La conciliación entre el impuesto sobre beneficios registrado correspondiente al ejercicio y el que resultaría de aplicar el tipo nominal del Impuesto sobre Sociedades vigente en el país de la casa matriz (España) sobre el resultado neto antes de impuestos y participadas, es la siguiente:

<i>importes en millones de euros</i>	2013	2012
Resultado contable antes de impuestos y antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación		
	1.816	2.856
Tipo nominal del impuesto sobre beneficios en España	30%	30%
Gasto por impuesto sobre beneficios al tipo nominal	545	857
Resultados que tributan a tipos nominales diferentes al español		
	364	582
Actualización de Balances en España	(129)	-
Efecto devaluación moneda funcional / inflación fiscal	26	(59)
Deducciones fiscales	(38)	(47)
Pérdidas fiscales por las que no se ha reconocido un activo por impuesto diferido	90	14
Gastos fiscalmente no deducibles	79	67
Otros conceptos	10	(8)
Gasto por impuesto sobre beneficios	947	1.406

El Gasto por Impuestos relativo al resultado de las operaciones interrumpidas recogido en el epígrafe "*Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos*" (ver Nota 27) asciende a 339 y 271 millones de euros de ingreso por impuesto en 2013 y 2012, respectivamente.

El 27 de diciembre de 2012 se aprobó en España la Ley 16/2012, por la que se adoptaron diversas medidas tributarias dirigidas a la consolidación de las finanzas públicas y al impulso de la actividad económica. Una de las medidas que incorpora la citada Ley es la posibilidad de efectuar una actualización de balances de las sociedades españolas del grupo. Tal y como ha dictaminado el Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas en su Resolución del 31 de enero de 2013, la actualización de balances debe registrarse en las cuentas anuales de las compañías españolas del Grupo correspondientes al ejercicio 2013. El impacto fiscal será imputable, igualmente, al ejercicio 2013. Repsol ha calculado la actualización sobre los elementos del activo fijo material registrado en las

sociedades españolas del Grupo que no estuvieran amortizados contable o fiscalmente. Para acreditar el derecho a deducir fiscalmente las futuras amortizaciones del mayor valor de los activos derivado de la actualización se ingresó, conjuntamente con la declaración del Impuesto sobre Sociedades del ejercicio 2012, el gravamen único del 5% por importe de 27 millones de euros.

Dicha revalorización ha sido eliminada para la elaboración de los estados financieros consolidados bajo criterios NIIF, lo cual ha supuesto el registro de un activo por impuesto diferido de 156 millones de euros. El activo por impuesto diferido generado por el aumento del valor fiscal de los activos y el gravamen único del 5% se han contabilizado con contrapartida en el epígrafe "*Impuesto sobre beneficios*", por un importe de 129 millones de euros.

La composición, por conceptos, de los activos y pasivos por impuestos diferidos reconocidos en el balance es la siguiente:

	Millones de Euros		
	2013 ⁽¹⁾	2012	Variación
Activos por impuesto diferido:			
Provisiones insolvencias de créditos	59	65	(6)
Provisiones para el personal	132	122	10
Provisiones para contingencias	49	67	(18)
Otras provisiones	393	361	32
Diferencias de amortizaciones	525	382	143
Créditos fiscales	3.085	2.110	975
Otros activos por impuestos diferidos	654	203	451
	4.897	3.310	1.587
Pasivo por impuesto diferido			
Incentivos fiscales	(17)	(13)	(4)
Plusvalías diferidas	(114)	(127)	13
Diferencias de amortizaciones	(1.589)	(1.581)	(8)
Moneda funcional	(62)	(32)	(30)
Plusvalías adquiridas en combinaciones de negocios asignadas al valor de los activos	(737)	(817)	80
Otros pasivos por impuestos diferidos	(833)	(493)	(340)
	(3.352)	(3.063)	(289)

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado a los epígrafes de "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" y "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*" como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31), activos y pasivos por impuesto diferido por importe de 4 y 35 millones de euros y cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 0 y 37 millones de euros. En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los "*Activos por impuesto diferido*" y "*Pasivos por impuesto diferido*" correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

⁽¹⁾ A 31 de diciembre de 2013 los "Activos por impuesto diferido" se han incrementado principalmente en 975 millones de euros por créditos fiscales como consecuencia de la activación de deducciones no aplicadas y de bases imponibles negativas y 156 millones por la actualización de balances.

El impacto total de los impuestos diferidos relativos a partidas cargadas directamente a las cuentas de patrimonio neto en el ejercicio asciende a un importe negativo de 127 millones de euros en el ejercicio 2013 y 3 en el ejercicio 2012.

El Grupo no ha registrado activos por impuestos diferidos por importe de 309 millones de euros en 2013 (306 millones de euros en 2012). Corresponden esencialmente a créditos fiscales por bases imponibles negativas pendientes de compensación y deducciones pendientes de aplicación, dado que no cumplen los criterios para su registro de acuerdo con NIIF. En concreto, en el ejercicio 2013 corresponde en más de un 98% a bases imponibles negativas que el Grupo estima que no podrán ser recuperadas en los plazos legales establecidos en la normativa fiscal de cada uno de los países en los que se han generado; su vencimiento varía, según la jurisdicción en la que se generaron, siendo en la mayor parte de los casos entre 3 y 20 años.

El Grupo no ha registrado pasivos por impuestos diferidos por importe de 122 y 126 millones de euros en 2013 y 2012, respectivamente, al corresponder, principalmente, a diferencias temporarias imponibles asociadas con inversiones en sociedades dependientes, asociadas y establecimientos permanentes que cumplen los requisitos establecidos en NIIF para acogerse a la excepción de registro.

Actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal

Repsol opera en más de 40 países, desarrollando diversas actividades empresariales como empresa petrolera y gasista integrada, lo que supone una complejidad creciente en los asuntos fiscales a gestionar en el contexto internacional actual.

Según establece la legislación vigente, los impuestos no pueden considerarse definitivamente liquidados hasta que las declaraciones presentadas hayan sido inspeccionadas por las autoridades fiscales o haya transcurrido el plazo de prescripción aplicable en cada jurisdicción.

Con carácter general, las Sociedades del Grupo mantienen abiertos a inspección fiscal los ejercicios 2010-2013 respecto de los principales impuestos a los que se hallan sujetas.

Cuando se plantean diferentes interpretaciones de la normativa fiscal aplicable a determinadas operaciones entre Repsol y las autoridades fiscales, el Grupo actúa de forma transparente y cooperativa para resolver las controversias mediante las fórmulas jurídicas disponibles con el objeto de llegar a una solución no litigiosa.

No obstante, tanto en ejercicios anteriores como en éste, se han producido actuaciones administrativas y judiciales con trascendencia fiscal contrarias a las pretensiones del Grupo, que podrían poner de manifiesto pasivos fiscales contingentes de cuantía indeterminada en la actualidad. Repsol considera que su actuación en los indicados asuntos ha sido ajustada a Derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de los intereses del Grupo y de sus accionistas.

Es difícil predecir el plazo de resolución de dichos litigios debido a lo extenso del procedimiento de reclamación. La compañía, con base en el asesoramiento de expertos fiscales internos y externos, considera que las deudas fiscales que finalmente pudieran derivarse de dichas actuaciones no afectarían significativamente a las cuentas anuales adjuntas. En la experiencia del Grupo, el resultado de litigios por cuantías relevantes ha dado lugar a pagos no materiales o ha sido favorable para el Grupo.

El criterio del Grupo consiste en registrar provisiones para los litigios de naturaleza fiscal en los que se determina que el riesgo de pérdida es probable y no se registran provisiones cuando el riesgo de pérdida es posible o remoto. Los importes a provisionar se calculan de acuerdo con la mejor estimación del importe necesario para liquidar el litigio correspondiente, basándose, entre otros, en un análisis individualizado de los hechos y opiniones legales de sus asesores internos y externos o tomando en consideración su experiencia.

A 31 de diciembre de 2013, los principales litigios de naturaleza fiscal que afectan al Grupo son los siguientes:

Brasil

Petrobras, como operador del bloque BMS-9, en el que Repsol participa en un 25%, recibió de la Administración fiscal del Estado de San Pablo acta de infracción en relación con presuntos incumplimientos formales (emisión de notas fiscales de acompañamiento) relacionados con movimientos de materiales y equipos desde tierra firme hasta la plataforma de perforación marina (incluido el desplazamiento de la misma hasta su ubicación para perforar). El criterio adoptado por Petrobras está alineado con el de la *Agencia Nacional do Petróleo*. El proceso se encuentra en segunda instancia administrativa estatal.

Por otra parte, Petrobras, como operadora de los consorcios Albacora Leste, BM-S-7 y BMS-9 (y de otros consorcios en los que Repsol Sinopec Brasil no participa) recibió actas de infracción por retenciones de *Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE*, ejercicios 2008 y 2009, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones utilizadas en la exploración de crudo y servicios relacionados en los bloques mencionados. La compañía está evaluando su posible responsabilidad en el asunto, tanto desde la perspectiva fiscal como contractual.

Asimismo, Repsol Sinopec Brasil recibió notificación de actas de infracción por retenciones del *Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF e Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – CIDE* del ejercicio 2009, en relación con pagos a empresas extranjeras por contratos de fletamento de embarcaciones de exploración y servicios relacionados utilizados en los bloques BM S-48 y BM-C33 en los que Repsol Sinopec Brasil es operador. La compañía, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos, considera que su actuación se ajusta a la práctica generalizada del sector y es conforme a Derecho. En defensa de los legítimos intereses del Grupo se interpondrán, en su caso, los correspondientes recursos.

Bolivia

Repsol E&P Bolivia, S.A. e YPFB Andina, S.A., en la que el Grupo Repsol tiene una participación del 48,92%, han recibido sentencias del Tribunal Supremo de Bolivia que niegan la deducibilidad de regalías y participaciones hidrocarburíferas en el Impuesto a las Utilidades de las Empresas. La cuestión afecta a los ejercicios anteriores a la nacionalización del sector petrolero. La compañía considera que existen argumentos de índole constitucional que amparan su posición, expresamente refrendada, con carácter interpretativo, en la Ley 4115, de 26 de septiembre de 2009.

Canadá

Las autoridades fiscales canadienses han discutido el criterio adoptado por Repsol Energy Canadá Ltd. y Repsol Canadá, Ltd. en la clasificación de ciertos activos industriales como *Class 43 Assets* susceptibles de amortización fiscal acelerada en los ejercicios 2005 a 2008. El litigio se encuentra pendiente de resolución del Tribunal Fiscal de Canadá y todavía cabe la posibilidad de alcanzar un acuerdo extrajudicial para solucionar la controversia.

Ecuador

El Servicio de Rentas Internas de Ecuador (SRI) ha cuestionado a los diversos consorcios petroleros en los que participa Repsol Ecuador, S.A. la deducibilidad, en el Impuesto a la Renta, de los pagos de la tarifa de transporte de crudo realizados a la entidad ecuatoriana Oleoducto de Crudos Pesados, S.A., en concepto de capacidad garantizada de transporte ("*Ship or Pay*"). La cuestión ha sido recurrida ante la Corte Nacional de Justicia.

El SRI ha cuestionado el criterio de fijación del precio de referencia aplicable a las ventas de su producción de crudo al consorcio Bloque 16, en el que Repsol Ecuador, S.A. tiene una participación del 35%. El asunto está pendiente de decisión ante el Tribunal Fiscal.

La compañía Oleoducto de Crudos Pesados, S.A., entidad participada por Repsol Ecuador, S.A. en un 29,66%, mantiene contenciosos con el Gobierno de Ecuador en relación con el tratamiento fiscal de la deuda subordinada emitida para la financiación de sus operaciones. La sociedad obtuvo sentencia favorable a sus pretensiones en la Corte Nacional; esa sentencia fue recurrida ante la Corte Constitucional por la propia Administración. La Corte Constitucional anuló la sentencia de la Corte Nacional y ordenó que se dictara un nuevo fallo.

España

En 2013 han finalizado los principales litigios del Impuesto sobre Sociedades por las actuaciones de comprobación de 1998 a 2001 y de 2002 a 2005. Las sentencias y resoluciones correspondientes han anulado un 90% de las cuotas inicialmente liquidadas por la Agencia Tributaria y que habían sido recurridas por la compañía. En relación con las sanciones vinculadas a estas comprobaciones, los Tribunales de justicia han anulado todas aquellas sobre las que, a día de hoy, ya se han pronunciado.

Por otra parte, también en 2013 la Agencia Tributaria ha concluido los procedimientos de comprobación de los ejercicios 2006 a 2009, por los impuestos sobre sociedades, sobre el valor añadido, sobre hidrocarburos y otros impuestos especiales y retenciones a cuenta. Las liquidaciones tributarias correspondientes todavía no son firmes en vía administrativa. Los asuntos discutidos son muy diversos y, en su mayor parte, se refieren al Impuesto sobre Sociedades y suponen un cambio del criterio mantenido por la Administración en actuaciones precedentes. Repsol, de acuerdo con los informes de sus asesores fiscales internos y externos y otros expertos consultados, considera que su actuación ha sido ajustada a Derecho y, por tanto, no espera que surjan pasivos que puedan tener un impacto relevante en los resultados del Grupo. En defensa de los legítimos intereses del Grupo se interpondrán, en su caso, los correspondientes recursos judiciales frente a los actos que pongan fin a la vía administrativa.

Trinidad y Tobago

La compañía *BP Trinidad&Tobago LLC*, en la que participa Repsol con un 30% junto al Grupo BP, es habitualmente objeto de inspección por el *Board of Inland Revenue*. Existen diversos procesos relacionados con varios impuestos – *Petroleum Profit Tax* (impuesto sobre sociedades), *Supplemental Petroleum Tax* (impuesto a la producción), VAT (IVA) y retenciones, principalmente – y ejercicios. Los asuntos se encuentran, en su mayoría, en fase administrativa.

Dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos fiscales existentes asociados a litigios y otras contingencias fiscales, el Grupo tiene, al cierre del ejercicio, dotadas provisiones, registradas en el apartado "*Otras provisiones*" (ver Nota 16), que se consideran adecuadas para cubrir los mencionados riesgos. El importe registrado por estos conceptos en el balance del Grupo a 31 de diciembre de 2013 asciende a 1.471 millones de euros. Los riesgos por los litigios fiscales en curso y otras contingencias fiscales que han sido provisionados corresponden a un número elevado de causas.

24. Negocios conjuntos

Las sociedades controladas conjuntamente más significativas en las que el grupo participa a 31 de diciembre de 2013 son las siguientes:

Sociedad	% Participación Patrimonial
Quiriquire Gas, S.A. ⁽¹⁾	60,00%
Repsol Sinopec Brasil, S.A. ⁽¹⁾	60,00%
AR Oil & Gas BV	49,00%
Saneco	49,00%
TNO (Tafnefteotdacha)	49,00%
YPFB Andina, S.A. (antes Empresa Petrolera Andina)	48,92%
Petroquiriquire, S.A.	40,00%
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	30,01%
BPRY Caribbean Ventures LLC	30,00%
Occidental de Colombia LLC (antes R. Occidental Corporation)	25,00%

⁽¹⁾ El Grupo considera que su participación en Quiriquire Gas, S.A. y en Repsol Sinopec Brasil, S.A. constituye control conjunto, teniendo en cuenta que en los acuerdos existentes se establece que ciertas decisiones estratégicas, tanto financieras como operativas, requieren el consentimiento unánime de los socios que comparten el control.

A continuación se desglosan los importes agregados del Balance de situación aportados por las participaciones del Grupo Repsol en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Balance de situación	Millones de euros	
	2013	2012
Activos corrientes	7.738	8.241
Activos no corrientes	15.352	14.402
Pasivos corrientes	(4.149)	(3.767)
Pasivos no corrientes	(8.372)	(8.504)

NOTA: En diciembre de 2013 se han dado de baja y/o se han reclasificado a los epígrafes de "Activos no corrientes mantenidos para la venta" y "Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta" como consecuencia de la venta de parte de los activos y negocios del GNL (ver Nota 31), activos y pasivos por importe de 265 y 168 millones de euros, cuyos saldos a 31 de diciembre de 2012 ascendían a 281 y 184 millones de euros.

A continuación se desglosan los importes agregados de la cuenta de pérdidas y ganancias aportados por las participaciones del Grupo Repsol en entidades de control conjunto a 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Cuenta de pérdidas y ganancias	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Ingresos de explotación	9.783	10.125
Gastos de explotación	(8.166)	(8.432)
Otros ingresos	343	154
Otros gastos	(1.152)	(968)
Resultado por operaciones continuadas atribuido a la sociedad dominante	808	878

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 "Comparación de la información") en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 "Desinversiones".

Adicionalmente, el Grupo participa a 31 de diciembre de 2013 en los activos y operaciones controladas conjuntamente que se detallan en el Anexo II, por los cuales obtiene ingresos e incurre en gastos de acuerdo con su porcentaje de participación en los mismos.

A partir del 1 de enero de 2014 y en aplicación de la NIIF 11 *Acuerdos Conjuntos*, el Grupo dejará de aplicar el método de integración proporcional a las participaciones en entidades de control conjunto que sean clasificadas como joint ventures según los criterios de la referida norma, y cuyo impacto se informa en el apartado *Nuevos estándares emitidos* de la Nota 2.

25. Ingresos y gastos de explotación

Ventas e ingresos por prestación de servicios y otros ingresos

La distribución de los epígrafes “Ventas” e “Ingresos por prestación de servicios y otros ingresos” de la cuenta de resultados adjunta, por áreas geográficas en función de los mercados a los que van destinados, es la siguiente:

Áreas Geográficas	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
España	29.370	29.652
Unión Europea	5.676	8.990
Países O.C.D.E.	8.782	6.152
Resto de países	11.918	12.428
Total	55.746	57.222

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

El epígrafe “Ventas” incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos por importe de 6.099 millones de euros en 2013 y 5.244 millones de euros en 2012.

Ingresos y gastos por provisiones por deterioro y enajenaciones de inmovilizado

Los citados ingresos recogen los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012
Ingresos por reversión de provisiones por deterioro	5	10
Beneficios por enajenación de inmovilizado (Nota 31)	18	263
Total	23	273

Los beneficios por enajenación de inmovilizado en 2012 corresponden principalmente a la venta de la filial de distribución de gas licuado de petróleo Repsol Butano Chile, S.A., (195 millones de euros) y la venta de la filial Amodaimi Oil Company (48 millones de euros). (véase Nota 31).

El epígrafe “Gastos por dotación de provisiones por deterioro y pérdidas por enajenaciones de inmovilizado”, recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Dotación de provisiones por deterioro (Notas 6 y 7)	143	104
Pérdidas por enajenación de inmovilizado	20	39
Total	163	143

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

Aprovisionamientos

El epígrafe “Aprovisionamientos” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Compras	43.358	43.676
Variación de existencias	(188)	68
Total	43.170	43.744

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

El epígrafe “Aprovisionamientos” incluye impuestos especiales y otros de naturaleza análoga que recaen sobre los consumos específicos en relación con la fabricación y/o venta de hidrocarburos mencionados en el apartado “Ventas” de esta nota.

Gastos de personal y plantilla

El epígrafe “Gastos de personal” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Remuneraciones y otros	1.518	1.500
Costes de Seguridad Social	521	475
Total	2.039	1.975

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

La plantilla total consolidada del Grupo Repsol a 31 de diciembre 2013 ascendía a 30.296 empleados, y se distribuyó en las siguientes áreas geográficas: España (20.131 empleados), Latinoamérica (6.291 empleados) y Resto del Mundo (3.874 empleados). La plantilla media en el ejercicio 2013 ascendió a 30.300 empleados, mientras que en 2012 fue de 29.997 personas.

Los negocios de Upstream y Downstream de Repsol, así como sus áreas corporativas, cuentan a diciembre de 2013 con un total de 705 trabajadores con discapacidad en España, de los cuales 532 son empleados por contratación directa, y otras 173 personas equivalentes por medidas alternativas (3,67% de la plantilla, de acuerdo al cómputo legal).

De acuerdo con lo establecido en la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de hombres y mujeres, publicada en el BOE de 23 de marzo de 2007, las siguientes tablas muestran la plantilla total del Grupo distribuida por categorías profesionales y por géneros a cierre de los ejercicios 2013 y 2012:

	Número de personas			
	2013		2012	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
Directivos	574	151	545	134
Jefes Técnicos	2.295	659	2.138	639
Técnicos	8.811	4.577	8.833	4.448
Operarios y subalternos	9.008	4.221	8.992	4.256
Total	20.688	9.608	20.508	9.477

Otros gastos de explotación

El epígrafe “Otros gastos de explotación” recoge los siguientes conceptos:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Tributos	812	724
Servicios exteriores	3.788	3.855
Transportes y fletes	815	861
Otros Gastos	381	385
Total	5.796	5.825

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

Los costes de exploración en 2013 y 2012 ascienden a 668 y 551 millones de euros, de los cuales 356 y 315 millones de euros, respectivamente, se encuentran registrados en el epígrafe “Amortizaciones”.

Gastos de Investigación y Desarrollo

El gasto reconocido en la cuenta de resultados correspondiente a las actividades de investigación y desarrollo ha ascendido en los ejercicios 2013 y 2012 a 89 y 83 millones de euros, respectivamente.

26. Ingresos y gastos financieros

El detalle de los ingresos y gastos financieros registrados en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Ingresos financieros	91	91
Gastos financieros	(765)	(795)
Intereses de la deuda (incluida preferentes)	(674)	(704)
Por tipo de interés	(5)	5
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(5)	5
Por tipo de cambio	(28)	40
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	(126)	17
Diferencias de cambio	98	23
Otras posiciones	-	(2)
Valoración de valor razonable en instrumentos financieros	-	(2)
Resultado de posiciones⁽³⁾	(33)	43
Actualización financiera de provisiones	(114)	(83)
Intereses intercalarios⁽⁴⁾	142	135
Leasing	(140)	(145)
Deterioro y resultado por enajenación de instrumentos financieros	79	(28)
Otros ingresos ⁽²⁾	71	6
Otros gastos	(86)	(34)
Otros ingresos y gastos financieros	(76)	(201)
RESULTADO FINANCIERO	(755)	(810)

(1) Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 "Comparación de la información") en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 "Desinversiones".

(2) Incluye la plusvalía generada como consecuencia de la recompra de participaciones preferentes descrita en la Nota 18.

(3) Este concepto incluye los resultados por diferencias de cambio generados por la valoración y liquidación de las partidas monetarias en moneda extranjera (ver Nota 2.2.4) y los resultados registrados por la valoración y liquidación de instrumentos financieros derivados.

(4) Los intereses intercalarios se presentan en la cuenta de pérdidas y ganancias dentro del epígrafe "Gastos financieros".

27. Resultado de operaciones interrumpidas

En 2013 el epígrafe "Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos" incluye fundamentalmente los resultados generados por los activos y negocios del GNL vendidos y/o clasificados como mantenidos para la venta a 31 de diciembre de 2013 (ver Nota 31 y Nota 10), así como las plusvalías generadas por la venta, y las provisiones por deterioro de valor y onerosidad registradas en relación con los activos de GNL (ver Nota 6, 7, y 16).

Los resultados del 2012 han sido re-expresados para recoger los resultados generados en dicho ejercicio por estos activos y operaciones. Adicionalmente incluye los resultados registrados hasta el momento de la pérdida de control procedentes de la consolidación de las operaciones de YPF, YPF Gas y las Sociedades de su Grupo y el impacto en la cuenta de resultados derivada de la pérdida de control como consecuencia de la expropiación (véase Nota 4.3).

A continuación se incluye el desglose por naturaleza del epígrafe “Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas neto de impuestos”:

	Millones de euros	
	31/12/2013	31/12/2012
Ingresos de explotación	1.888	4.559
Gastos de explotación	(1.320)	(3.522)
Resultado de explotación	568	1.037
Resultado financiero	(47)	(72)
Resultado de entidades valoradas por el método de participación neto de impuestos	74	73
Resultado antes de impuestos por operaciones interrumpidas	595	1.038
Gasto por impuestos relativo al resultado antes de impuestos de las operaciones interrumpidas	(159)	(253)
Resultado después de impuestos por operaciones interrumpidas	436	785
Resultado después de impuestos por la disposición de los activos del GNL	159	-
Resultado después de impuestos de la valoración de activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación	(1.279)	(38)
RESULTADO DEL EJERCICIO PROCEDENTE DE OPERACIONES INTERRUPTIDAS NETO DE IMPUESTOS	(684)	747
Resultado atribuido a intereses minoritarios por operaciones interrumpidas	-	(109)
RESULTADO ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE DE OPERACIONES INTERRUPTIDAS	(684)	638

28. Flujos de efectivo de las actividades de explotación

En los ejercicios 2013 y 2012 la composición del epígrafe “Flujos de efectivo de las actividades de explotación” referentes a las actividades continuadas del estado de flujos de efectivo consolidado ha sido el siguiente:

	Notas	Millones de euros	
		2013	2012 ⁽¹⁾
Resultado antes de impuestos		1.864	2.903
Ajustes de resultado:		3.639	3.337
Amortización del inmovilizado	6 y 7	2.559	2.499
Provisiones operativas netas dotadas	16	447	411
Resultado por enajenación de activos no comerciales	31	2	(225)
Resultado financiero	26	755	811
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación neto de impuestos	9	(48)	(47)
Otros ajustes (netos)		(76)	(112)
Cambios en el capital corriente		(502)	624
Otros flujos de efectivo de las actividades de explotación:		(1.005)	(1.655)
Cobros de dividendos		33	26
Cobros / (pagos) por impuesto sobre beneficios		(893)	(1.399)
Otros cobros / (pagos) de actividades de explotación		(145)	(282)
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación		3.996	5.209
Flujos de Efectivo de las Actividades de Explotación de operaciones interrumpidas		129	1.569

⁽¹⁾ Incluye las modificaciones necesarias respecto a las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2012 (ver Nota 2.1.2 “Comparación de la información”) en relación con la venta de parte de los activos y negocios de GNL descrita en la Nota 31 “Desinversiones”.

29. Información por segmentos

La información por segmentos del Grupo incluida en esta nota se presenta de acuerdo con los requisitos de desglose establecidos por la NIIF 8 *Segmentos de operación*.

La estructura organizativa del Grupo y los diferentes segmentos que la componen se asientan sobre las diferentes actividades de las que el Grupo puede obtener ingresos o incurrir en gastos. En base a dicha estructura, aprobada por el Consejo de Administración, el equipo directivo (Comité de Dirección de Repsol) analiza las principales magnitudes operativas y financieras para la toma de decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del rendimiento de la Compañía. El Grupo no ha realizado agrupaciones de segmentos para la presentación de la información.

La estructura organizativa está orientada a la consecución de los proyectos de crecimiento de la compañía así como a asentar las bases para futuros desarrollos. A 31 de diciembre de 2013, los segmentos de operación del Grupo son:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
- *Downstream*, correspondiente a las actividades de refino, comercialización de productos petrolíferos, Química y GLP;
- *GNL*, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuación, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado, excepto en Gas Natural Fenosa; y
- *Gas Natural Fenosa*, a través de la participación de Gas Natural SDG, S.A., cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

El 31 de diciembre de 2013 se ha llevado a cabo la venta de parte de los activos y negocios del segmento GNL (ver Notas 31, 10 y 37), considerándose por tanto los resultados generados en el ejercicio por estos activos y negocios, así como las plusvalías generadas por la venta y las provisiones por deterioro de valor y por onerosidad registradas en relación con los activos de GNL en Norteamérica (ver Notas 6, 7 y 16) como operaciones interrumpidas (Ver Nota 27). Los flujos de efectivo generados por los activos y negocios objeto de la mencionada venta también se han clasificado a los epígrafes correspondientes dentro de las actividades de operaciones interrumpidas en el estado de flujos de efectivo consolidado.

La información “ajustada” presentada en esta nota para los segmentos sobre los que se informa coincide con aquella presentada al equipo directivo para la toma de decisiones operativas y para la evaluación del rendimiento de los segmentos en el ejercicio 2013. Esta información “ajustada”, salvo mención expresa al efecto, se ha preparado considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios de GNL objeto de venta forman parte de los resultados de operaciones continuadas. Para cada una de las magnitudes de resultado o flujos de efectivo “ajustados” se indican las partidas y los conceptos que permiten realizar la conciliación con las magnitudes correspondientes de la cuenta de pérdidas y ganancias y del estado de flujos de efectivo consolidado.

A continuación se muestran las principales magnitudes de la cuenta de resultados del Grupo Repsol atendiendo a esta clasificación:

<u>Ingresos de explotación ajustados de los segmentos sobre los que se informa</u>	Millones de euros					
	Ingresos de explotación procedentes de clientes		Ingresos de explotación entre segmentos		Total ingresos de explotación	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Segmentos						
Upstream	3.153	3.843	1.865	1.859	5.018	5.702
GNL ⁽¹⁾	4.508	2.611	330	379	4.838	2.990
Downstream	44.863	45.888	64	98	44.927	45.986
Gas Natural Fenosa	7.193	7.223	379	364	7.572	7.587
Corporación	11	28	480	1.455	491	1.483
(-) Ajustes y eliminaciones de ingresos de explotación entre segmentos ⁽²⁾	-	-	(3.118)	(4.155)	(3.118)	(4.155)
TOTAL	59.728	59.593	-	-	59.728	59.593

(1). Los “Ingresos de explotación ajustados de los segmentos sobre los que se informa”, incluyen en el segmento GNL en 2013 y 2012 los ingresos de explotación generados durante el ejercicio por los activos y negocios objeto de la venta indicada anteriormente, así como las plusvalías generadas durante 2013, por importe de 3.430 y 1.741 millones de euros, respectivamente. La conciliación con los “Ingresos de Explotación” de la cuenta de pérdidas y ganancias se explica por dichos importes.

(2). Corresponden principalmente a eliminaciones de operaciones comerciales entre segmentos.

Segmentos	Millones de euros	
	31/12/2013	31/12/2012
Upstream	1.757	2.208
GNL	959	535
Downstream	42	1.013
Gas Natural Fenosa	889	920
Corporación	(304)	(390)
Resultado de explotación ajustado de los segmentos de los que se informa ⁽¹⁾	3.343	4.286
Resultado operaciones interrumpidas acuerdo de venta del GNL	(772)	(620)
Resultado de explotación	2.571	3.666

⁽¹⁾ El "Resultado de explotación ajustado de los segmentos sobre los que se informa" incluye en 2013, aquellos resultados generados durante el ejercicio por los activos y negocios objeto de la venta indicada anteriormente por importe de 642 millones de euros, así como la plusvalías generadas en 2013 por importe de 1.540 millones de euros y las provisiones por deterioro de valor y onerosidad de los activos de GNL en Norteamérica, por importe de 1.410 millones de euros. En 2012 incluye los resultados generados en el ejercicio de dichos activos y negocios.

Otras magnitudes relevantes aplicables a cada actividad al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

2013	Millones de Euros					
	Upstream	GNL	Downstream	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	Total
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	289	-	94	29	-	412
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación ⁽⁵⁾	26	74	20	2	-	122
Dotación de amortización de inmovilizado ⁽⁴⁾	(1.231)	(171)	(638)	(551)	(52)	(2.643)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos ⁽³⁾	(14)	(1.410)	(102)	(21)	-	(1.547)
Inversiones de explotación ⁽¹⁾⁽²⁾	2.317	30	656	444	53	3.500

2012	Millones de Euros					
	Upstream	GNL	Downstream	Gas Natural Fenosa	Corporación y Ajustes	Total
Inversiones contabilizadas aplicando el método de la participación	307	322	78	30	-	737
Resultados de las entidades contabilizadas por el método de la participación ⁽⁵⁾	27	70	17	3	-	117
Dotación de amortización de inmovilizado ⁽⁴⁾	(1.169)	(177)	(638)	(540)	(63)	(2.587)
Ingresos/(gastos) por pérdidas de valor de los activos. ⁽³⁾	(24)	1	(72)	-	-	(95)
Inversiones de explotación ⁽¹⁾⁽²⁾	2.423	35	666	432	165	3.721

⁽¹⁾ Incluye las inversiones devengadas en el periodo. No incluye inversiones en "Otros activos financieros".

⁽²⁾ En 2013 y 2012 incluyen 14 y 15 millones de euros, respectivamente por las inversiones de explotación de los activos y negocios de GNL y que en el estado de flujos de efectivo consolidado se encuentran registrados en el epígrafe de "Flujos de efectivo de las actividades de explotación de operaciones interrumpidas".

⁽³⁾ En 2013 incluye los gastos por las provisiones por deterioro y onerosidad de los activos y negocios de GNL en Norteamérica, que en la cuenta de pérdidas ganancias consolidada se encuentran registrados en el epígrafe de "Resultados de operaciones interrumpidas".

⁽⁴⁾ En 2013 y 2012 incluye 84 y 88 por la dotación a la amortización de los activos y negocios de GNL objeto de la venta, que en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada se encuentran registrados en el epígrafe de "Resultados de operaciones interrumpidas".

⁽⁵⁾ En 2013 y 2012 incluye 74 y 70 millones de euros por los resultados generados por los activos y negocios de GNL objeto de la venta indicada anteriormente y que en la cuenta de pérdidas y ganancias consolidada se encuentran clasificados en el resultado de operaciones interrumpidas.

La distribución geográfica de las principales magnitudes, en los segmentos de actividad en los que este desglose resulta significativo, es el siguiente:

	Millones de euros							
	Ingresos de explotación ⁽¹⁾		Resultado de explotación ⁽¹⁾		Inversiones de explotación ⁽¹⁾		Total activos ⁽¹⁾⁽²⁾	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Upstream	5.018	5.702	1.757	2.208	2.317	2.423	13.280	12.638
Norteamérica y Brasil	1.095	1.423	205	380	1.191	1.144	5.092	4.346
Norte de África	970	1.581	752	1.298	78	44	843	918
Resto del Mundo	3.065	2.801	800	530	1.048	1.235	7.345	7.374
Ajustes	(112)	(103)	-	-	-	-	-	-
GNL	4.838	2.990	959	535	30	35	2.902	4.176
Downstream	44.927	45.986	42	1.013	656	666	18.289	18.993
Europa	43.318	44.651	65	723	585	612	17.142	17.706
Resto del Mundo	4.526	4.641	(23)	290	71	54	1.147	1.287
Ajustes	(2.917)	(3.306)	-	-	-	-	-	-
Gas Natural Fenosa	7.572	7.587	889	920	444	432	12.086	12.658
Corporación y otros ajustes	(2.627)	(2.672)	(304)	(390)	53	165	13.438	10.534
Activos de operaciones interrumpidas							5.091	5.922
TOTAL	59.728	59.593	3.343	4.286	3.500	3.721	65.086	64.921

⁽¹⁾ Ingresos de explotación, Resultado de explotación, Inversiones de explotación y Total activos "ajustados" de acuerdo con lo indicado anteriormente en esta nota.

⁽²⁾ El total de activos incluye en cada segmento el importe de las inversiones contabilizadas por el método de la participación correspondiente al mismo. Para los activos de:

- *GNL*. En 2013 incluye fundamentalmente los activos de GNL en Norteamérica.
- *Corporación y ajustes*. En 2013 y 2012 se incluyen activos financieros por importe de 7.915 millones de euros y 6.670 millones de euros respectivamente.
- *Activos de operaciones interrumpidas*. En 2013 no incluye los activos que han sido clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta como parte de la operación de venta del GNL (ver Notas 10) puesto que su transmisión efectiva se ha producido el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37). Adicionalmente, en 2013 y 2012, incluye los activos relacionados con el proceso de expropiación de YPF e YPF Gas (ver Nota 4.3).

30. Combinaciones de negocios y aumentos de participación en sociedades del perímetro de consolidación sin cambio de control

Repsol elabora sus Estados Financieros consolidados incluyendo sus inversiones en todas sus sociedades dependientes, asociadas y negocios conjuntos. En el Anexo I de estas cuentas anuales consolidadas se detallan las sociedades dependientes, asociadas y los negocios conjuntos más significativos, participados directa e indirectamente por Repsol, S.A. que han sido incluidas en el perímetro de consolidación durante los ejercicios 2013 y 2012.

Adquisiciones en 2013

Durante el ejercicio 2013 no se ha producido combinaciones de negocio significativas.

Adquisiciones en 2012

En Agosto de 2012, y siguiendo los hitos marcados por un acuerdo firmado el 22 de diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil, Repsol Exploración, S.A. adquirió a Alliance Oil el 49% de participación en AROG empresa que serviría de plataforma de crecimiento en el negocio de exploración y producción de hidrocarburos para ambas compañías en la Federación Rusa. Previamente a esta adquisición, y en el marco del mencionado acuerdo, Alliance había aportado a AROG el 100% de su filial Saneco que engloba las actividades de exploración y producción en la región de Samara (cuenca Volga-Urales). En diciembre de 2012, Alliance Oil aportó en AROG el 99,54% de su filial TNO (Tafnefteotdacha) con activos localizados en la región rusa de Tatarstan (cuenca Volga-Urales) y en contrapartida Repsol Exploración S.A. adquirió acciones adicionales de AROG a Alliance Oil para mantener el 49% de participación en AROG.

Estas dos operaciones supusieron un desembolso total por importe de 301 millones de dólares (233 millones de euros), de los cuales 143 millones de dólares (109 millones de euros) se desembolsarían en enero de 2013 tras la venta de Eurotek a AROG cumpliendo con el último hito del acuerdo firmado el 22 de diciembre (ver Nota 31). El detalle de los activos netos adquiridos teniendo en cuenta el 49% de participación del Grupo en AROG, y la participación del Grupo correspondiente en Saneco y TNO (Tafnefteotdacha) es el siguiente:

	Millones de euros	
	Valor Razonable	Valor en libros de la sociedad adquirida
Activo corriente	55	55
Activo no corriente	203	130
TOTAL ACTIVO	258	185
Pasivo corriente	16	16
Pasivo no corriente	9	9
TOTAL PASIVO	25	25
ACTIVOS NETOS	233	160

El impacto de la operación sobre el resultado neto a 31 de diciembre de 2012 no fue significativo. Si la operación hubiera tenido lugar el 1 de enero de 2012, el impacto de la misma sobre el importe neto de la cifra de negocios consolidada y el resultado consolidado tampoco hubiera sido significativo. Como consecuencia del proceso de asignación del precio de compra, se ha producido una revalorización de los activos del inmovilizado material correspondientes a los activos de exploración y producción adquiridos.

31. Desinversiones y enajenación de participación en sociedades

Desinversiones

En la tabla siguiente se desglosan los cobros por desinversiones registrados en los ejercicios 2013 y 2012:

Cobros por desinversiones	Millones de euros	
	2013	2012
Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio	155	635
Inmovilizado material, intangible e inversiones inmobiliarias	102	55
Otros activos financieros	426	435
Cobros por desinversiones de operaciones interrumpidas ⁽¹⁾	2.610	21
Total cobros por desinversiones	3.293	1.146

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente los cobros correspondientes a la venta de los activos y negocios de GNL a Shell por importe de 2.446 millones de euros y por la venta del 25% de Bahía Bizkaia Electricidad (BBE) a BP por importe de 135 millones de euros.

Empresas del Grupo, asociadas y unidades de negocio

Las principales desinversiones de participaciones en empresas del Grupo y entidades asociadas en los ejercicios 2013 y 2012 se detallan en el Anexo Ib "Principales variaciones del perímetro de consolidación terminado el 31 de diciembre de 2012". Las más significativas se describen a continuación.

Venta de parte de los activos y negocios del GNL

La principal desinversión del ejercicio 2013 corresponde a la venta de parte de los activos y negocios de GNL iniciada con la firma de un acuerdo con Shell el 26 de febrero de 2013, y concluida en tres transacciones distintas en los meses de octubre y diciembre de 2013, y enero de 2014.

Con anterioridad a la venta, el negocio del GNL de Repsol incluía: (i) las participaciones minoritarias en las plantas de licuefacción en Trinidad y Tobago y Perú, (ii) la participación minoritaria en la planta de Ciclo Combinado en España, (iii) las actividades de comercialización, transporte y trading, (iv) los negocios de regasificación, comercialización y trading de Norteamérica, (v) el proyecto integrado de GNL en Angola.

El perímetro de la operación con Shell incluía los negocios de los numerales (i), (ii) y (iii), y corresponde a las siguientes sociedades del Grupo: Repsol LNG Port of Spain B.V, Atlantic LNG Company of Trinidad & Tobago, Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad & Tobago, Atlantic 4 LNG Company of Trinidad & Tobago y Repsol LNG Trinidad y Tobago, Ltd. (conjuntamente, y en adelante "*Atlantic LNG*"), Peru LNG Company, Llc. ("*Peru LNG*"), la sociedad Bahía Bizkaia Electricidad, S.L ("*BBE*"). Adicionalmente Repsol Comercializadora de Gas, S.A. ("*Repsol Comercializadora*") forma parte del perímetro de la venta y a 31 de diciembre de 2013 se encuentra clasificada en los epígrafes "*de activos no corrientes mantenidos para la venta*" y "*pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*".

El 11 de octubre Repsol vendió su participación del 25% en la central eléctrica de ciclo combinado de BBE a BP por 135 millones de euros. El activo, encuadrado inicialmente dentro del perímetro de la venta de activos de GNL a Shell, se transmitió finalmente a BP, tras el ejercicio por esta entidad de su derecho de adquisición preferente. La transacción ha generado una plusvalía antes de impuestos de 89 millones de euros que ha sido registrada en el epígrafe de "*Resultado de operaciones interrumpidas*" (ver Nota 27).

El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	15
Otros activos corrientes	4
Activo no corriente	48
TOTAL ACTIVO	67
Pasivo corriente	12
Pasivo no corriente	9
TOTAL PASIVO	21
ACTIVOS NETOS	46

El 31 de diciembre de 2013, se materializó la venta a Shell de los principales contratos de comercialización de GNL a largo plazo así como los activos y negocios de GNL en Trinidad y Tobago y Perú, correspondientes a las participaciones del Grupo Repsol en *Atlantic LNG* y *Peru LNG*, por importe de 2.446 millones de euros lo que generó una plusvalía antes de impuestos de 1.451 millones de euros registrada en el epígrafe "*Resultado de operaciones interrumpidas*" (ver Nota 27).

El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detalla a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	24
Otros activos corrientes	211
Activo no corriente	919
TOTAL ACTIVO	1.154
Pasivo corriente	103
Pasivo no corriente	56
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO NETO	159
ACTIVOS NETOS	995

Como consecuencia de esta venta se ha producido la ruptura de la gestión integrada de dichos activos con los activos y negocios que Repsol mantiene en Norteamérica (fundamentalmente la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos para el transporte propiedad de Repsol Energy Canada, filiales del Grupo Repsol), y que formaban parte de la misma UGE, registrándose una provisión por deterioro de dichos activos (ver Notas 6 y 7), así como una provisión por el contrato oneroso "*Process or pay*" asociado a la planta de Canaport (ver Nota 16) por un importe total acumulado de 1.410 millones de euros antes de impuestos, registrado en el epígrafe de "*Resultados de operaciones interrumpidas*".

En el marco del acuerdo firmado, Repsol continúa garantizando contratos a favor de terceros de aquellas compañías que han sido objeto de venta, y que como consecuencia de ésta perdieron su consideración de empresas del Grupo. A la espera de la firma de nuevas garantías con el reemplazo de Repsol como garante por parte de Shell, esta última ha otorgado a Repsol las contragarantías oportunas equivalentes a los riesgos asociados a los contratos garantizados.

A 31 de diciembre de 2013 las actividades de comercialización, transporte y trading, correspondientes a Repsol Comercializadora, y los activos asociados a dichas actividades se han clasificado como activos no corrientes mantenidos para la venta (ver Nota 10). El 1 de enero de 2014 una vez obtenidas de las autorizaciones necesarias, cumplidas las condiciones pactadas se concluyó su venta (véase Nota 37).

Otras desinversiones del ejercicio 2013

El 24 de enero de 2013, y cumpliendo con el último hito del acuerdo firmado el 22 de diciembre de 2011 entre Repsol y Alliance Oil (ver Nota 30), Repsol Exploración Karabashky B.V. aportó el 100% de la sociedad Eurotek a AR Oil&Gas B.V. ("AROG", sociedad en la que el Grupo participa en un 49%) materializada mediante la adquisición de Eurotek por parte de AROG a Repsol exploración Karabashky B.V. por importe de 315 millones de dólares.

Eurotek estaba clasificada contablemente desde su adquisición en diciembre 2011 como un activo no corriente mantenido para la venta, dado que se adquirió con el propósito de aportarla a AROG. La venta del 100% de Eurotek supuso la baja del balance de situación del Grupo del 51% de los de activos y pasivos clasificados como mantenidos para la venta (véase Nota 10), y la reclasificación del 49% restante desde dichos epígrafes a las correspondientes partidas del balance según su naturaleza de acuerdo al siguiente detalle:

	Millones de euros	
	Baja del 51%	Reclasificación del 49%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	(134)	(130)
Activo corriente	-	8
Activo no corriente	-	122
TOTAL ACTIVO	(134)	-
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	(13)	(12)
Pasivo corriente	-	8
Pasivo no corriente	-	4
TOTAL PASIVO	(13)	-
ACTIVOS NETOS	(121)	-

Esta aportación y su posterior reclasificación no han tenido impacto en la cuenta de resultados consolidada, ya que la baja del 51% de los activos por importe de 121 millones de euros se compensa totalmente con la caja neta recibida por Repsol en la transacción, correspondiente al importe de la venta menos el efectivo disponible en la caja de AROG B.V (en el % de participación del Grupo en dicha compañía) y las acciones suscritas por Repsol Exploración para mantener el 49% de participación en AROG.

Ejercicio 2012

En junio de 2012 Repsol acordó con un consorcio de inversores chilenos la venta del 100% de su filial Repsol Butano Chile, S.A., sociedad que poseía una participación del 45% de Empresas Lipigas, S.A., compañía presente en el mercado chileno de comercialización del GLP, además de otros activos financieros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta y, una vez cumplidas las condiciones habituales en este tipo de operaciones, la venta tuvo lugar en julio de 2012 por un importe de 540 millones de dólares. Esta venta generó una plusvalía de 195 millones de euros (este importe incluía las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "Ajustes por cambios de valor" del patrimonio neto, que ascendían a 62 millones de euros) que fueron registradas en el epígrafe "Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado".

El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	164
Otros activos corrientes	29
Activo no corriente	203
TOTAL ACTIVO	396
Intereses minoritarios	4
Pasivo corriente	37
Pasivo no corriente	48
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	89
ACTIVOS NETOS	307

En el mes de agosto de 2012 Repsol recibió la autorización del Gobierno de Ecuador para la venta del 100% de su filial en ese país Amodaimi Oil Company a Tiptop Energy Ltd, una filial de la compañía china Sinopec. Como consecuencia de la misma se registró una plusvalía que ascendía a 48 millones de euros (cifra que incluye las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe “Ajustes por cambios de valor” del patrimonio neto, que ascendían a 2 millones de euros) que fueron registradas en el epígrafe “Ingresos por reversión de provisiones por deterioro y beneficios por enajenaciones de inmovilizado”. El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	<u>Millones de euros</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo	-
Otros Activos corrientes	89
Activo no corriente	90
TOTAL ACTIVO	179
Pasivo corriente	56
Pasivo no corriente	30
TOTAL PASIVO	86
ACTIVOS NETOS	93

En diciembre de 2012, como consecuencia de la venta de una plataforma de exploración *off-shore* por la sociedad Guara B.V. participada en un 15% por Repsol, dicha sociedad llevó a cabo una devolución de capital a sus accionistas por el importe de la venta que para Repsol supuso el cobro de 41 millones de euros.

Con fecha 30 de junio de 2011 Gas Natural Fenosa acordó la venta de aproximadamente 245.000 clientes de gas y otros contratos asociados en la Comunidad de Madrid por un importe de 11 millones de euros. Desde la fecha del acuerdo estos activos se consideraron como activos no corrientes mantenidos para la venta. Una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones, la venta a Endesa se realizó el 29 de febrero de 2012 generando una plusvalía antes de impuestos de 6 millones de euros. Los importes en millones de euros son cifras proporcionales para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa.

Otros activos financieros

En el ejercicio 2013 y 2012 se han cobrado 324 y 208 millones de euros, respectivamente (importe proporcional teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo en Gas Natural Fenosa) en relación a la financiación del déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas de electricidad, principalmente como resultado de las diecinueve y once emisiones, respectivamente, del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico realizadas en dichos ejercicios, en las cuales los derechos cobrados han sido cedidos de forma irrevocable al Fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico (FADE).

Enajenación de participaciones en sociedades

En 2012 como consecuencia del proceso de expropiación de las acciones del Grupo Repsol de YPF S.A. e YPF Gas S.A. descrito en la Nota 4, se produjo la pérdida de control sobre YPF e YPF Gas con los efectos e impactos contables descritos en la dicha Nota.

32. Información sobre operaciones con partes vinculadas

Repsol realiza transacciones con partes vinculadas dentro de las condiciones generales de mercado.

A los efectos de esta información, se consideran partes vinculadas:

a. Accionistas significativos:

Los accionistas significativos de la sociedad que a 31 de diciembre se consideraban parte vinculada de Repsol son:

	% total sobre el capital social
Accionistas significativos	31 de diciembre de 2013
CaixaBank, S.A	12,02%
Sacyr, S.A. ⁽¹⁾	9,38%
Petróleos Mexicanos ⁽²⁾	9,34%
Temasek Holdings (Private) Limited ⁽³⁾	6,37%

⁽¹⁾ Sacyr, S.A. ostenta su participación a través de Sacyr Participaciones Mobiliarias, S.L.

⁽²⁾ Petróleos Mexicanos (Pemex) ostenta su participación a través de Pemex Internacional España, S.A., PMI Holdings, B.V. y a través de varios instrumentos de permuta financiera (equity swaps) con ciertas entidades financieras que facilitan a Pemex los derechos económicos y el ejercicio de los derechos políticos.

⁽³⁾ Temasek ostenta su participación a través de su filial Chembra Investment PTE, Ltd.

Los datos ofrecidos en el anterior cuadro recogen la información disponible para la Sociedad a 31 de diciembre de 2013, proveniente de la última información facilitada por la Sociedad de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Sociedad y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

b. Administradores y directivos:

Entendiendo como tales a los miembros del Consejo de Administración, así como los del Comité de Dirección.

c. Personas o entidades del Grupo.

Incluye las operaciones con sociedades o entidades del Grupo por la parte no eliminada en el proceso de consolidación (correspondiente a la parte no poseída de las sociedades consolidadas por integración proporcional y a las transacciones realizadas con las sociedades consolidadas por el método de la participación). En el momento de la pérdida de control de YPF S.A. e YPF Gas S.A. (ver Nota 4), estas sociedades perdieron su consideración de entidades del Grupo.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2013 por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros				
GASTOS E INGRESOS:	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo ⁽¹⁾	Total
Gastos financieros	30	-	-	30
Contratos de gestión o colaboración	-	-	-	-
Arrendamientos	2	-	35	37
Recepciones de servicios	6	-	430	436
Compra de bienes (terminados o en curso) ⁽³⁾	3.802	-	6.885	10.687
Otros gastos	27	-	15	42
TOTAL GASTOS	3.867	-	7.365	11.232
Ingresos financieros	13	-	11	24
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	1	-	-	1
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-
Dividendos recibidos	-	-	1	1
Prestaciones de servicios	27	-	32	59
Venta de bienes (terminados o en curso)	46	-	1.062	1.108
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	-	-
Otros ingresos	5	-	93	98
TOTAL INGRESOS	92	-	1.200	1.292

Millones de euros				
OTRAS TRANSACCIONES	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽²⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo ⁽¹⁾	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	3	-	-	3
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	1	-	96	97
Contratos de arrendamiento financiero (arrendador)	-	-	6	6
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	212	-	-	212
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) ⁽⁴⁾	519	-	4	523
Garantías y avales prestados ⁽⁵⁾	128	-	1.477	1.605
Garantías y avales recibidos	54	-	-	54
Compromisos adquiridos ⁽⁶⁾	1.020	-	1.925	2.945
Compromisos / garantías cancelados	10	-	2.357	2.367
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁷⁾	431	-	1	432
Otras operaciones ⁽⁸⁾	2.123	-	-	2.123

⁽¹⁾ La tabla de Gastos e Ingresos incluye transacciones realizadas por compañías del Grupo con aquellas compañías objeto de la venta de los negocios de GNL a Shell (véase nota 31), hasta el momento que fueron enajenadas.

Los importes más significativos correspondientes a transacciones realizadas por compañías del Grupo con aquellas compañías objeto de la venta de parte de los activos y negocios de GNL incluidas en la columna *Personas, sociedades o entidades del perímetro* son; (i) Gastos por la recepción de servicios por importe de 104 millones de euros, (ii) Compras de bienes por importe de 1.352 millones de euros, (iii) Ingresos por Prestaciones de servicios por importe de 28 millones de euros, (iv) Ingresos por ventas de bienes por importe de 251 millones de euros, (v) Otros ingresos por importe de 29 millones de euros.

⁽²⁾ Ver Nota 33 "Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo", en lo relativo a las operaciones realizadas con *Administradores y directivos*. El importe total de los préstamos concedidos a directivos y los dividendos distribuidos es inferior a un millón de euros.

⁽³⁾ Estas compras incluyen las compras realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en 2013 asciende a 139.000 barriles al día.

⁽⁴⁾ Incluye líneas de crédito por importe de 439 millones de euros con La Caixa.

⁽⁵⁾ Incluye 1.394 millones de euros correspondientes a 3 garantías emitidas por el Grupo en relación los contratos de arrendamiento de tres plataformas flotantes de su filial Guarà B.V (ver Nota 34).

⁽⁶⁾ Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas (ver Nota 34.2). En 2013 no se incluyen aquellos compromisos correspondientes a las sociedades objeto de la venta de parte de los activos y negocios del GNL, ni aquellos que las sociedades del Grupo pudieran tener con aquellas una vez han perdido su condición de parte vinculada y cuyo importe ascendía a 13.767 millones de euros (ver Nota 34.2).

⁽⁷⁾ Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen los importes correspondientes por la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de las ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio 2013, en el marco del programa de retribución "Repsol Dividendo Flexible". Por el contrario, no se incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2014, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 191 millones de euros. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.

⁽⁸⁾ Incluye cuentas remuneradas y depósitos por importe de 500 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 685 millones de euros y de tipo de interés por 133 millones de euros con el grupo Caixa.

A continuación se detallan los ingresos, gastos y otras transacciones registrados en el ejercicio 2012 por operaciones con partes vinculadas:

Millones de euros				
GASTOS E INGRESOS:	Accionistas significativos	Administradores y directivos	Personas, sociedades o entidades del grupo ⁽¹⁾	Total
Gastos financieros	16	-	3	19
Contratos de gestión o colaboración	-	-	1	1
Arrendamientos	2	-	22	24
Recepciones de servicios	6	-	318	324
Compra de bienes (terminados o en curso) ⁽³⁾	4.002	-	5.848	9.850
Otros gastos	29	-	13	42
TOTAL GASTOS	4.055	-	6.205	10.260
Ingresos financieros	25	-	14	39
Contratas de gestión o colaboración	-	-	4	4
Arrendamientos	1	-	-	1
Transferencia de I+D y acuerdos sobre licencias	-	-	-	-
Prestaciones de servicios	44	-	40	84
Venta de bienes (terminados o en curso)	269	-	1.299	1.568
Beneficios por baja o enajenación de activos	-	-	4	4
Otros ingresos	5	-	66	71
TOTAL INGRESOS	344	-	1.427	1.771

Millones de euros				
OTRAS TRANSACCIONES	Accionistas significativos	Administradores y directivos ⁽²⁾	Personas, sociedades o entidades del grupo ⁽¹⁾	Total
Compra de activos materiales, intangibles u otros activos	96	-	-	96
Acuerdos de financiación: créditos y aportaciones de capital (prestamista)	1	-	223	224
Amortización o cancelación de créditos y contratos de arrendamiento (arrendador)	-	-	-	-
Venta de activos materiales, intangibles u otros activos	245	-	-	245
Acuerdos de financiación: préstamos y aportaciones de capital (prestatario) ⁽⁴⁾	773	-	4	777
Garantías y avales prestados ⁽⁵⁾	219	-	1.121	1.340
Garantías y avales recibidos	57	-	-	57
Compromisos adquiridos ⁽⁶⁾	696	-	12.796	13.492
Compromisos / garantías cancelados	71	-	-	71
Dividendos y otros beneficios distribuidos ⁽⁷⁾	467	-	-	467
Otras operaciones ⁽⁸⁾	1.639	-	-	1.639

⁽¹⁾ Los importes más significativos correspondientes a transacciones realizadas por compañías del Grupo con aquellas compañías objeto de la venta de parte de los activos y negocios de GNL (véase nota 31) incluidas en la columna *Personas, sociedades o entidades del perímetro* son: (i) Gastos por la recepción de servicios por importe de 65 millones de euros, (ii) Compras de bienes por importe de 1.275 millones de euros, (iii) Ingresos por Prestaciones de servicios por importe de 34 millones de euros, (iv) Ingresos por ventas de bienes por importe de 598 millones de euros.

⁽²⁾ Ver Nota 33 "Información sobre miembros del Consejo de Administración y personal directivo", en lo relativo a las operaciones realizadas con Administradores y directivos. El importe total de los préstamos concedidos a directivos y los dividendos distribuidos es inferior a un millón de euros.

⁽³⁾ Estas compras incluyen las compras realizadas de acuerdo con el contrato de compra de crudo con duración indeterminada firmado con el Grupo Pemex, que en 2012 asciende a 100.000 barriles al día.

⁽⁴⁾ Incluye líneas de crédito por importe de 558 millones de euros con La Caixa.

⁽⁵⁾ Incluye 1.035 millones de euros correspondientes a dos garantías emitidas por Repsol S.A. en relación los contratos de arrendamiento de dos plataformas flotantes de su filial Guará B.V. en Brasil (ver Nota 34). No incluye la contragarantía asociada a dichas garantías por no corresponder a partes vinculadas.

⁽⁶⁾ Corresponde a los compromisos de compras vigentes a la fecha, neto de los compromisos de ventas (ver Nota 34.2).

⁽⁷⁾ Los importes consignados como dividendos y otros beneficios distribuidos incluyen el pago del dividendo a cuenta del ejercicio 2011, abonado el 10 de enero de 2012, así como los importes correspondientes por la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en julio 2012, en el marco del programa de retribución "Repsol Dividendo Flexible". Por el contrario, no se incluyen los importes correspondientes a la venta a Repsol, al precio fijo garantizado, de los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación de capital liberada cerrada en enero de 2013, que en el caso de los accionistas significativos ha ascendido a 132 millones de euros. Tampoco se incluyen las acciones de Repsol suscritas en las referidas ampliaciones de capital.

⁽⁸⁾ Incluye cuentas remuneradas y depósitos por importe de 667 millones de euros y operaciones de cobertura de tipo de cambio por 158 millones de euros y de tipo de interés por 115 millones de euros con el grupo Caixa.

El 28 de febrero de 2012, Repsol, S.A. y Petróleos Mexicanos suscribieron una Alianza Industrial Estratégica con una duración inicial de 10 años, que abarca las áreas de negocio de Upstream y GNL en América y de Downstream en América, España y Portugal, así como la colaboración en programas de formación conjuntos.

Las operaciones realizadas por Repsol, S.A. con las empresas de su Grupo, y éstas entre sí, forman parte del tráfico habitual de la sociedad en cuanto a su objeto y condiciones.

33. Información sobre miembros del consejo de administración y personal directivo

33.1. Retribuciones a los miembros del Consejo de Administración

Las retribuciones devengadas por los Consejeros Ejecutivos, por los conceptos detallados en los apartados a), b) y c) de esta nota, ascienden a la cantidad de 7,55 millones de euros, lo cual representa un 3,9% del resultado del periodo atribuido a la sociedad dominante. En el ejercicio 2012 esta cantidad ascendió a 8,059 millones de euros¹

a) Por su pertenencia al Consejo de Administración

De acuerdo a lo dispuesto en el Art. 45 de los Estatutos Sociales, los Consejeros, en su condición de miembros del Consejo y por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano, tienen derecho a percibir una asignación anual fija, que no podrá exceder de la cantidad que a tal efecto fije la Junta General, correspondiendo al Consejo de Administración la fijación de la cantidad exacta a abonar dentro de dicho límite y su distribución entre los distintos Consejeros, teniendo en cuenta los cargos desempeñados por cada uno de ellos dentro del Consejo y sus Comisiones.

La Junta General Ordinaria de Accionistas el pasado 31 de mayo de 2013, bajo el punto decimotercero del Orden del Día, aprobó fijar dicho límite en una cantidad equivalente a seis millones de euros.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente y el sistema establecido y aprobado por la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, el importe de las retribuciones a percibir anualmente por la pertenencia al Consejo y a cada una de sus Comisiones ascendió, en los ejercicios 2013 y 2012, a los siguientes importes:

<i>Órgano de Gobierno</i>	Euros	
	2013	2012 ⁽¹⁾
Consejo de Administración	176.594	176.594
Comisión Delegada	176.594	176.594
Comisión de Auditoría y Control	88.297	88.297
Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa	44.149	44.149
Comisión de Nombramientos y Retribuciones	44.149	44.149

⁽¹⁾ El primer párrafo del artículo 45 de los Estatutos Sociales fue modificado en la Junta General Ordinaria de Accionistas del pasado 31 de mayo de 2013. Con anterioridad, dicho párrafo recogía un sistema de remuneración de los consejeros mediante participación en beneficios (artículo 218 de la Ley de Sociedades de Capital), según el cual, la Sociedad podía destinar en cada ejercicio a retribuir a los miembros del Consejo de Administración por el desempeño de la función de supervisión y decisión colegiada propia de este órgano una cantidad equivalente al 1,5% del beneficio líquido, que sólo podía detraerse después de estar cubiertas las atenciones de la reserva legal y aquellas otras obligatorias y, de haberse reconocido a los accionistas, un dividendo de, al menos, el 4%.

¹ El dato de 2012 ha sido adaptado para reflejar de forma homogénea con 2013 el referido importe.

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2013 por los miembros del Consejo de Administración por su pertenencia al mismo con cargo a la mencionada asignación estatutaria ha ascendido a 5,040 millones de euros de acuerdo con el siguiente detalle:

<i>Consejo de Administración</i>	Retribución por pertenencia a los Órganos de Administración (euros)					TOTAL
	Consejo	C. Deleg.	C. Audit	C. Nombram.	C. Estrat.	
Antonio Brufau	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Luis Suárez de Lezo	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Pemex Internacional España, S.A.	176.594	176.594	-	-	44.149	397.337
Henri Philippe Reichstul	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Paulina Beato	176.594	-	88.297	-	-	264.891
Javier Echenique Landiribar	176.594	176.594	88.297	-	-	441.486
Artur Carulla Font	176.594	176.594	-	44.149	-	397.337
Juan Abelló Gallo ⁽¹⁾	29.432	29.432	-	-	7.358	66.223
José Manuel Loureda Mantiñán	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Luis Carlos Croissier Batista	176.594	-	58.865	-	44.149	279.608
Isidro Fainé	176.594	176.594	-	-	-	353.188
Juan María Nin	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Ángel Durán de Adeva	176.594	-	88.297	-	-	264.891
M ^a Isabel Gabarró Miquel	176.594	-	-	44.149	44.149	264.891
Mario Fernández Pelaz	176.594	-	-	44.149	-	220.743
Manuel Manrique Cecilia ⁽²⁾	132.446	132.446	-	-	-	264.891
Rene Dahan ⁽³⁾	117.729	117.729	-	-	-	235.459

⁽¹⁾ D. Juan Abelló Gallo comunicó a la Compañía su renuncia como Consejero con fecha 6 de marzo 2013

⁽²⁾ D. Manuel Manrique Cecilia fue nombrado Consejero con fecha 25 de abril 2013

⁽³⁾ D. René Dahan fue nombrado Consejero con fecha 31 de mayo de 2013

Por otra parte, hay que indicar que:

- Los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante no tienen concedidos créditos ni anticipos por parte de ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada.
- Ninguna sociedad del Grupo, multigrupo o asociada, tiene contraídas obligaciones en materia de pensiones o de seguros de vida con ninguno de los miembros antiguos o actuales del Consejo de Administración de la sociedad dominante, excepto en los casos del Presidente Ejecutivo, y del Secretario General, para los que, como Consejeros Ejecutivos, rigen los compromisos previstos en sus respectivos contratos mercantiles de prestación de servicios, que contemplan sistemas de aportación definida.

b) Por el desempeño de puestos y funciones directivas

La remuneración monetaria fija devengada en el año 2013 por los miembros del Consejo de Administración que durante dicho ejercicio han desempeñado responsabilidades ejecutivas en el Grupo, ha ascendido a un total de 3,351 millones de euros, correspondiendo 2,368 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,983 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Adicionalmente, la remuneración en especie (seguro de vida e invalidez, seguro médico y otros conceptos, así como los ingresos a cuenta/ retenciones ligados a las retribuciones en especie), la retribución variable anual y la plurianual, esta última determinada en función del grado de consecución de los objetivos del Programa de Incentivos a Medio Plazo para el personal directivo correspondiente al periodo 2010-2013, devengadas por D. Antonio Brufau, han ascendido a un total de 1,918 millones de euros. La retribución de D. Luis Suárez de Lezo, en concepto de retribución en especie, retribución variable anual y plurianual, esta última como partícipe del programa referido anteriormente, ha ascendido a 1,172 millones de euros.

Las referidas cantidades no incluyen las detalladas en el apartado e) siguiente.

c) Por su pertenencia a Consejos de Administración de filiales

El importe de las retribuciones devengadas en el ejercicio 2013 por los miembros del Consejo de Administración de la sociedad dominante, por su pertenencia a los órganos de administración de otras sociedades del Grupo, multigrupo o asociadas, asciende a 0,405 millones de euros, de acuerdo con el siguiente detalle:

	Euros
	Gas Natural
Antonio Brufau Niubó	265.650
Luis Suárez de Lezo Mantilla	139.150

d) Por primas de seguro de responsabilidad civil

Los miembros del Consejo de Administración se encuentran cubiertos por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y personal directivo del Grupo Repsol.

e) Por pólizas de seguro de jubilación y aportaciones a planes de pensiones y premio de permanencia

El coste de las pólizas de seguro por jubilación y de las aportaciones a planes de pensiones y al premio de permanencia, incluyendo, en su caso, los correspondientes ingresos a cuenta, en el que ha incurrido la Compañía por los miembros del Consejo de Administración con responsabilidades ejecutivas en el Grupo ha ascendido en 2013 a 0,697 millones de euros. Corresponden 0,494 millones de euros a D. Antonio Brufau y 0,203 millones de euros a D. Luis Suárez de Lezo.

Por acuerdo del Consejo de Administración de fecha 27 de febrero de 2013, adoptado a petición de su Presidente, D. Antonio Brufau, Repsol dejó de realizar aportaciones a su sistema de previsión para la cobertura de jubilación, a partir del 12 de marzo de 2013, extinguiendo con ello el compromiso que Repsol S.A. tenía asumido de realizar aportaciones a un sistema de previsión para la cobertura de su jubilación.

f) Incentivos

Los Consejeros que no ocupan puestos ejecutivos en la Compañía no han percibido retribución variable plurianual.

33.2. Indemnizaciones a los miembros del Consejo de Administración

Durante el ejercicio 2013, ningún Consejero ha percibido indemnización alguna de Repsol.

33.3. Operaciones con los administradores

Con independencia de la remuneración percibida, de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, de otras retribuciones percibidas en su condición de accionistas y, en el caso de los consejeros externos dominicales, de las operaciones descritas en la Nota 32 (Información sobre Operaciones con Partes Vinculadas – Administradores y Directivos), los Administradores de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los Consejeros Ejecutivos se han adherido a los ciclos 2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016 del Plan de Entrega de Acciones a los Beneficiarios de los Programas de Retribución Plurianual, descrito en la Nota 17.d) apartado i).

Excepto por lo desglosado en el Anexo IV ninguno de los Administradores ni las personas o entidades a ellos vinculados, posee participación alguna, ni ejercen cargos en sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol.

Asimismo, excepto por lo desglosado en el Anexo IV, ninguno de los Administradores ha realizado, por cuenta propia o ajena, actividades del mismo, análogo o complementario género del que constituye el objeto social de Repsol.

Durante el ejercicio 2013, los acuerdos del Consejo de Administración y de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones relativos a (i) la reelección de Consejeros; (ii) el nombramiento o reelección de miembros de las Comisiones; y (iii) la designación de cargos en seno del Consejo de Administración, se adoptaron sin la participación del Consejero afectado por la correspondiente propuesta.

Asimismo, los Consejeros Ejecutivos no participaron en la adopción de los acuerdos del Consejo de Administración relativos a su retribución por el desempeño de puestos y funciones directivas en la Sociedad.

33.4. Retribución del personal directivo

a) Alcance

A efectos de información, en este apartado, Repsol considera "personal directivo" a los miembros del Comité de Dirección del Grupo Repsol. Esta calificación, a meros efectos informativos, no sustituye ni se configura en elemento interpretador de otros conceptos de alta dirección contenidos en la normativa aplicable a la Sociedad (como la contenida en el Real Decreto 1382/1985), ni tiene por efecto la creación, reconocimiento, modificación o extinción de derechos u obligaciones legales o contractuales.

La información incluida en esta nota corresponde a 7 personas que han formado parte del Comité de Dirección del Grupo durante el ejercicio 2013, excluidos aquellos en los que concurre la condición de consejeros de la sociedad dominante, dado que la información correspondiente a éstos ya ha sido incluida en el apartado 1) de esta nota.

b) Sueldos y salarios

El personal directivo percibe una retribución fija y una retribución variable. Esta última consta de un bono anual, calculado como un determinado porcentaje sobre la retribución fija, que se percibe en función del grado de cumplimiento de determinados objetivos, y, en su caso, del pago correspondiente al plan de incentivos plurianual.

En el ejercicio 2013, la retribución del personal directivo que ha formado parte del Comité de Dirección responde al siguiente detalle:

	Millones de euros
Sueldo	5,702
Dietas	0,268
Remuneración Variable	4,404
Remuneraciones en Especie	0,690

De acuerdo a lo anterior, la retribución total asciende a 11,064 millones de euros.

c) Plan de previsión de directivos.

El importe de las aportaciones correspondientes a 2013, realizadas por el Grupo para su personal directivo ha ascendido a 1,644 millones de euros.

d) Fondo de pensiones y primas de seguro

El importe de las aportaciones realizadas por el Grupo en 2013 en relación con los planes de pensiones adaptados a la Ley de Planes y Fondos de Pensiones que mantiene con el personal directivo (ver en Nota 2.2.19 y Nota 17), junto con el importe de las primas satisfechas por seguros de vida y accidentes, ha ascendido a 0,580 millones de euros. (Esta cantidad está incluida en la información reportada en el apartado b) anterior).

El personal directivo se encuentra cubierto por la misma póliza de responsabilidad civil que asegura a todos los administradores y directivos del Grupo Repsol.

e) Anticipos y créditos concedidos

A 31 de diciembre de 2013, la Sociedad tiene concedidos créditos a los miembros de su personal directivo por importe de 0,033 millones de euros, habiendo devengado un tipo de interés medio del 2,8% durante el presente ejercicio. Todos estos créditos fueron concedidos con anterioridad al ejercicio 2003.

33.5. Indemnizaciones al personal directivo

A los miembros del personal directivo al que se refiere esta nota (ver Nota 33.4.a)) se les reconoce, en sus respectivos contratos, el derecho a percibir una indemnización en el supuesto de extinción de su relación con la sociedad, siempre que la misma no se produzca como consecuencia de un incumplimiento de las obligaciones del directivo, por jubilación, invalidez o por su propia voluntad no fundamentada en alguno de los supuestos indemnizables recogidos en los citados contratos.

Dichas indemnizaciones se reconocerán como una provisión y como un gasto de personal únicamente cuando se produzca la extinción de la relación entre el Directivo y el Grupo, si ésta se produce por alguna de las causas que motivan su abono y se haya generado por tanto el derecho a tal percepción. El Grupo tiene formalizado un contrato de seguro colectivo con objeto de garantizar dichas prestaciones a los miembros del personal directivo a que se refiere esta nota (ver Nota 33.4.a)), incluido el Consejero Secretario General.

Durante el ejercicio 2013, ningún miembro del personal directivo ha percibido indemnización alguna de Repsol.

33.6. Operaciones con el personal directivo

Aparte de la información referida en los apartados 4 y 5 anteriores de la presente nota y de los dividendos distribuidos por las acciones de la Sociedad de las que son titulares, los miembros del personal directivo de Repsol no han realizado con la Sociedad o con las Sociedades del Grupo Repsol ninguna operación vinculada relevante fuera del giro o tráfico ordinario y en condiciones distintas de las de mercado.

Sin perjuicio de lo anterior, los miembros del personal directivo (incluyendo los Consejeros Ejecutivos) se han adherido a los ciclos 2011-2014, 2012-2015 y 2013-2016 del Plan de Fidelización, descrito en la Nota 17.d) apartado i), comprando en el conjunto de los tres ciclos un total de 288.161 acciones.

34. Contingencias, compromisos y garantías

34.1. Contingencias legales o arbitrales

34.1.1. Procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. (Ver Nota 4).

El 16 de abril de 2012, la Presidenta de Argentina anunciaba al país la expropiación de acciones del Grupo representativas del 51% de las acciones "Clase D" de la principal petrolera del país, YPF S.A. de titularidad del Grupo español Repsol. Días más tarde lo extendería también al 60% de la participación del Grupo Repsol en la empresa argentina YPF Gas S.A. empresa distribuidora de gas butano y propano. Dicha participación representa un 51% del capital social de YPF Gas S.A. Asimismo, ese mismo 16 de abril ordenó la intervención, procediendo a expulsar por la fuerza a directivos y miembros del Comité de Dirección y a tomar el control de la gestión (Decretos 530 y 557). Al mismo tiempo, se tramitó en 21 días una Ley excepcional, la Ley de Expropiación N° 26.741 de las acciones del Grupo Repsol en YPF e YPF Gas, por la que el Estado argentino además de declarar de utilidad pública y sujetas a expropiación las participaciones accionariales referidas, dispuso la ocupación temporánea por parte del Poder Ejecutivo Nacional de los derechos inherentes a las acciones del Grupo Repsol sujetas a expropiación, a pesar de no mediar sentencia judicial alguna y sin haber compensado o consignado previamente el valor de las acciones afectadas.

Pese a declarar "de interés público [...] el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos", la indicada ocupación temporánea y la subsiguiente expropiación afectan solo a YPF S.A. y a YPF Gas, S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina siendo el Grupo Repsol el único accionista perjudicado y no otros accionistas.

A través del Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones, suscrito entre España y Argentina en 1991, el Estado argentino se comprometió a proteger las inversiones realizadas por los inversores del otro Estado, España (artículo III.- apartado 1), a no obstaculizar, mediante medidas injustificadas o discriminatorias la gestión, el mantenimiento o el disfrute de tales inversiones y prometió garantizar un tratamiento justo y equitativo de las inversiones realizadas por los inversores españoles (artículo IV-1). Además, en caso de nacionalización o expropiación, Argentina se obligó a no actuar discriminatoriamente contra los inversores españoles y prometió que pagaría al inversor expropiado sin demora injustificada una indemnización adecuada, en moneda convertible (artículo V). Asimismo, Argentina asumió que reconocería a los inversores españoles cualquier tratamiento más favorable que Argentina hubiera reconocido a favor de otros inversores extranjeros (artículo IV-, apartados 1 y 2).

Por otro lado, en el ámbito local argentino, la Constitución de la Nación establece (artículo 17) que "*la propiedad es inviolable, y ningún habitante de la Nación puede ser privado de ella, sino en virtud de sentencia fundada en ley. La expropiación por causa de utilidad pública, debe ser calificada por ley y previamente indemnizada. [...]. Ningún cuerpo armado puede hacer requisiciones, ni exigir auxilios de ninguna especie.*" Asimismo proclama (artículo 20) que "*los extranjeros gozan en el territorio de la Nación de todos los derechos civiles del ciudadano; pueden ejercer su industria, comercio y profesión; poseer bienes raíces, comprarlos y enajenarlos [...].*"

Además, con ocasión de la privatización de YPF S.A. en 1993, y para atraer inversores extranjeros, el Estado argentino modificó mediante Ley el Estatuto Social de YPF S.A. para asegurar a los inversores que, cuando el Estado o cualquier otro interesado quisiera hacerse con el control de YPF S.A. o adquirir un 15% o más de su capital social, sólo podría hacerlo formulando una oferta pública de adquisición (OPA) sobre la totalidad de las acciones de YPF S.A. a un precio justo calculado con arreglo a una fórmula determinada prevista en el propio Estatuto recogido en los artículos 7 y 28 del Estatuto Social de YPF S.A. y publicitado en el folleto informativo que registró entonces YPF ante la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos. Y, en tanto esto no se hiciera, el Estatuto Social de YPF S.A. dispone que la participación del Estado argentino en YPF S.A. no se puede computar a efectos de quórum en las Asambleas de la compañía, ni tiene derechos de voto, ni económicos.

El Grupo Repsol considera ilegítima las expropiaciones mencionadas y ha venido ejerciendo cuantas acciones legales le corresponden y entiende pertinentes en defensa de sus derechos e intereses y para la reparación íntegra del grave daño sufrido.

Como actuaciones legales más relevantes llevadas a cabo hasta el momento se destacan las siguientes:

1.- *Controversia bajo jurisdicción del Acuerdo para la Promoción y la Protección Recíproca de Inversiones.*

El 10 de mayo de 2012, Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. notificaron formalmente a la Presidenta de la República Argentina el inicio del plazo para su resolución amigable al amparo del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones. Desde entonces Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. reiteraron esta petición de conversaciones amistosas previstas en el Tratado, pero la República Argentina se negó en repetidas ocasiones a reunirse con representantes del Grupo Repsol, aduciendo varios pretextos formales.

El 3 de diciembre de 2012, transcurrido el plazo de 6 meses desde que se notificó a la República Argentina la existencia de la controversia relativa a la expropiación de la participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A., Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. presentaron ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (el "CIADI") la solicitud de inicio de un procedimiento de arbitraje contra la República Argentina por violación del citado Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones.

El escrito de solicitud de arbitraje señala, de manera resumida, las cuestiones de hecho y de derecho a ser consideradas. El 18 de diciembre de 2012 el CIADI registró la solicitud de arbitraje. El 11 de julio de 2013 el tribunal de arbitraje fue constituido. El 17 de julio de 2013 Argentina solicitó la recusación de 2 de los 3 miembros del Tribunal de Arbitraje lo que motivó que con fecha 18 de julio de 2013 se suspendiese el procedimiento hasta que las recusaciones fuesen resueltas. El 13 de diciembre de 2013 el Presidente del Consejo de Administración del CIADI ha resuelto rechazar ambas recusaciones y reanudar el procedimiento. Una vez se fije el calendario procesal, las partes deberán presentar sus escritos de alegaciones completos sobre el fondo del asunto. En dichos escritos de alegaciones, Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. concretarán las reparaciones y compensaciones a reclamar a la República Argentina, sin perjuicio de la posibilidad de las partes de poner fin al procedimiento en cualquier momento en caso de alcanzarse un acuerdo entre ellas. Asimismo, el tribunal arbitral deberá decidir sobre la solicitud de medidas provisionales presentada por Repsol, S.A. y Repsol Butano, S.A. el 24 de julio de 2013 en relación con el acuerdo suscrito entre YPF y Chevron el 16 de julio de 2013 para la explotación de activos petroleros estratégicos localizados en la formación Vaca Muerta.

Repsol considera que tiene sólidos argumentos legales para reclamar la restitución de las acciones expropiadas y una indemnización adecuada por la República Argentina por los daños y perjuicios que ha sufrido por la expropiación de las acciones en YPF S.A. y de YPF Gas S.A.

2.- Demandas por inconstitucionalidad de la intervención de YPF e YPF Gas por el Gobierno argentino y de la ocupación temporánea por éste de los derechos derivados de las acciones de YPF S.A., e YPF Gas S.A. expropiadas, titularidad del Grupo Repsol.

El 1 de junio de 2012, el Grupo Repsol presentó ante los Tribunales argentinos dos demandas (una en relación con YPF S.A. y otra en relación con YPF Gas S.A.) solicitando la declaración de inconstitucionalidad: (i) de los artículos 13 y 14 de la Ley N° 26.741 ("Ley de Expropiación") y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo esas normas, por violar en forma manifiesta los artículos 14, 16, 17, 18 y 28 de la Constitución Nacional Argentina; (ii) del Decreto PEN N° 530/2012, del Decreto PEN N° 532/2012 y del Decreto PEN N° 732/2012 (conjuntamente, los "Decretos"), y de cualquier otra norma, resolución, acto, instrucción y/o actuación emitidos y/o realizados bajo los Decretos, por ser contrarios a los artículos 1, 14, 16, 17, 18, 28, 75, 99 y 109 de la Constitución Nacional Argentina. También se solicitaron ciertas medidas cautelares que fueron desestimadas. La cuestión será resuelta por la jurisdicción contencioso-administrativa federal.

El Gobierno argentino contestó a la demanda respecto a YPF S.A. el 4 de abril de 2013 y la relativa a YPF Gas S.A. el 21 de agosto de 2013, habiéndose acordado el 20 de septiembre de 2013 la acumulación de ambos expedientes en el Juzgado que examina la acción de Repsol, S.A., continuándose actualmente su tramitación con la fase probatoria.

El Grupo Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que los tribunales de Buenos Aires reconozcan a Repsol la inconstitucionalidad de la intervención y la ocupación temporánea de YPF S.A. e YPF Gas S.A.

3.- "Class Action Complaint" ejercitada en el Distrito Sur de Nueva York en relación con el incumplimiento por el Estado argentino de su obligación de lanzar una oferta pública de adquisición sobre las acciones de YPF antes de tomar el control de la sociedad.

El 15 de mayo de 2012 Repsol, junto con Texas Yale Capital Corp., presentó una *class action complaint* (demanda en representación de los intereses colectivos del conjunto de accionistas de la Clase D de YPF S.A., con exclusión de la parte de esas acciones sujetas a la expropiación por el Estado argentino) en el Distrito Sur de Nueva York. El objeto de esta demanda es: (i) que se declare la obligación del Estado argentino de lanzar una oferta pública de adquisición de acciones de la Clase D en los términos del Estatuto de YPF S.A., (ii) que se declare que las acciones ocupadas sin esta oferta pública de adquisición están privadas de derechos de voto y económicos; (iii) que se ordene al Estado argentino de abstenerse de ejercer derechos de voto o económicos sobre las acciones ocupadas hasta que no lance una oferta pública de adquisición; y (iv) que el estado argentino indemnice los daños y perjuicios causados por el incumplimiento de la obligación de lanzar la oferta pública de adquisición (los daños y perjuicios reclamados no están cuantificados aún en el Procedimiento).

Esta demanda fue notificada al Estado argentino. Actualmente se está discutiendo si el caso tiene base legal suficiente y si los tribunales estadounidenses pueden enjuiciar el fondo del asunto ("Motion to dismiss").

Repsol considera que dispone de argumentos sólidos para que se le reconozca su derecho correspondiente a las acciones de YPF S.A. no expropiadas.

4.- Demanda de solicitud de información ante el Distrito Sur de Nueva York por la falta de presentación por YPF, bajo la intervención del Estado argentino, del formulario 13D exigido por la Securities and Exchange Commission (SEC).

El 12 de mayo de 2012, Repsol presentó ante el Distrito Sur de Nueva York una demanda solicitando que se requiera al Estado argentino que cumpla con sus obligaciones de información de conformidad con la sección 13(d) de la *Securities Exchange Act* estadounidense. Esa sección exige que quien adquiera directa o indirectamente el control sobre más de un 5% de una clase de acciones de una sociedad cotizada en los EE.UU., presente cierta información (a través de un formulario denominado 13D), entre la que se incluye el número de acciones que controla, la fuente y el monto de los fondos que utilizará para la adquisición de esas acciones, información de cualesquiera contratos, acuerdos o entendimientos con cualquier tercero en relación con las acciones de la sociedad en cuestión, y los planes de negocio y gobierno que el controlante tiene en relación con esa sociedad.

La demanda fue notificada al Estado argentino. El 6 de septiembre de 2013 el tribunal denegó la "Motion to dismiss" presentada por el Gobierno argentino. La República Argentina ha apelado el fallo del tribunal en segunda instancia.

Repsol considera que tiene sólidos argumentos en derecho para que su reclamación sea reconocida por el tribunal.

34.1.2. Otros procedimientos judiciales y de arbitraje

A 31 de diciembre de 2013, el balance consolidado de Repsol incluye provisiones por litigios por un importe total de 88 millones de euros (excluyendo las provisiones por contingencias fiscales detalladas en la Nota 23 "*Situación fiscal*" en su apartado "*Otra información con trascendencia fiscal*"). Este importe se encuentra registrado en el epígrafe "*Otras provisiones*" en la tabla de la Nota 16.

Las sociedades del Grupo Repsol pueden ser parte en determinados procedimientos judiciales, o arbitrales en el curso ordinario de sus actividades. A continuación, se recoge un resumen de los más significativos, y su situación a la fecha de cierre de las presentes Cuentas Anuales.

Como resultado del proceso de expropiación del grupo YPF, los procedimientos descritos a continuación en los estados Unidos de América y Argentina no incluyen procedimientos legales, en los que únicamente YPF S.A. o subsidiarias de YPF fueran partes demandadas.

Argentina

Reclamaciones de ex-empleados de YPF (Programa de Propiedad Participada) - "Karcz, Miguel Ángel y otra c/ Repsol S.A., YPF S.A.- Estado Nacional/ acción declarativa de certeza"

Un antiguo empleado de YPF S.A. antes de su privatización (1992), excluido del Plan Nacional de opciones sobre acciones para empleados de la YPF estatal (PPP), impulsado en su día por el Gobierno argentino ha interpuesto en Bell Ville (Córdoba, Argentina) una demanda contra YPF S.A., Repsol y el Estado Nacional solicitando el reconocimiento de su condición de accionista en dicha sociedad. Asimismo, la denominada "Asociación de Antiguos Empleados de YPF" se ha personado en el procedimiento, en representación de otros antiguos empleados excluidos del PPP. Repsol entró en el capital de YPF en 1999.

De conformidad con la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Argentina (confirmando numerosos fallos de los Juzgados de Apelación), ninguna de ambas compañías demandadas debería ser declarada responsable por demandas de esta naturaleza relativas al PPP. En virtud de la Ley número 25.471, el Gobierno Nacional asumió con carácter exclusivo cualquier responsabilidad sobre el tema, indemnizando a su cargo a antiguos empleados de YPF S.A. excluidos del PPP, de acuerdo con el procedimiento que en ella se establece.

El Juzgado Federal de Primera Instancia de Bell Ville, estimó inicialmente una solicitud de medidas cautelares (la "Medida Cautelar") presentada por la parte actora y acordó la suspensión de cualquier venta de acciones de YPF S.A. o cualquier otra operación que implicase la venta, cesión o traspaso de acciones de YPF S.A. llevada a cabo por Repsol o por YPF S.A., salvo que el demandante u otros beneficiarios del PPP (actuando a través de la Asociación de Antiguos Empleados de YPF) estuviesen involucrados o participasen en dichas operaciones. Contra dicha medida cautelar, YPF S.A. y Repsol interpusieron recurso de apelación ante la Cámara Federal de Córdoba. El Juzgado Federal de Primera instancia admitió a trámite la apelación, suspendiendo los efectos de la Medida Cautelar. Adicionalmente, en marzo de 2011, YPF S.A. obtuvo del Juez Federal de lo Contencioso-administrativo de Buenos Aires la reducción de la Medida Cautelar a solo el 10% del capital que Repsol poseía de YPF S.A. Es decir, permite a Repsol la libre disposición de sus acciones de YPF S.A., siempre y cuando Repsol continúe ostentando, directa o indirectamente, al menos un 10% de dicho capital social. Con fecha 21 de julio de 2011, el juez de Primera Instancia resolvió haber lugar a la excepción de incompetencia planteada por YPF S.A. y Repsol, S.A. y ordenó remitir las actuaciones al Juzgado Federal en turno con competencia en la causa de la ciudad autónoma de Buenos Aires, decisión que ha sido confirmada por la Cámara de Apelaciones el 15 de diciembre de 2011. Esta Cámara ordenó modificar la decisión del juez de primera instancia de Bell Ville, limitándola solamente al 10% de las acciones en poder de Repsol, S.A. de las cuales los actores reclaman su titularidad, decisión que, se encuentra firme.

Tras varios incidentes procesales para fijar la competencia judicial, el Juzgado Federal en lo Civil y Comercial nº 9

ha resultado el fuero competente para conocer de este procedimiento, ordenándose en julio de 2013 la remisión del expediente a dicho Juzgado. El 8 de octubre de 2013 el expediente pasó a la Cámara Federal en lo Civil y Comercial donde se encuentra a despacho desde entonces. Por otra parte, con fecha 23 de agosto de 2012 se presentó en este expediente un escrito solicitando la inhibitoria de la competencia de la Jueza titular del Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande a cargo de la causa López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente n°4444) indicado a continuación. El Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso-Administrativo Federal proveyó que no corresponde que el Tribunal se pronuncie sobre este último asunto en tanto no se resuelvan las cuestiones de competencia mencionadas.

Reclamación de López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A. según incidente de Medida Cautelar (expediente n°4444).

Repsol ha tenido conocimiento a través de la notificación del “hecho relevante” publicado por YPF S.A. el 26 de abril de 2012 de la existencia de una medida cautelar de no innovar dictada el pasado 20 de abril de 2012 notificada a YPF S.A. en trámite ante el Juzgado de Primera Instancia del Trabajo de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego, mediante la cual se ordena suspender el ejercicio de los derechos políticos y patrimoniales contemplados en el Estatuto de YPF respecto a las 45.215.888 de ADS, cada una representando una acción ordinaria clase D de YPF S.A. vendidas por Repsol durante marzo de 2011, en tanto se resuelva la nulidad planteada en dichas actuaciones. Repsol se personó espontáneamente y presentó recurso de reposición con apelación en subsidio respecto de la mencionada medida cautelar el 30 de mayo de 2012.

Posteriormente, Repsol ha tenido conocimiento, a través de la información del “hecho relevante” publicado por YPF S.A. el 1 de junio de 2012, de la notificación a YPF S.A. de la resolución de 14 de mayo de 2012 que modifica la mencionada medida cautelar, reemplazándola por otra, de acuerdo a la cual existía una indisponibilidad de los fondos que pudiera percibir Repsol por el pago de la expropiación de sus acciones que a sus efectos fijare el Tribunal de Tasaciones de la Nación. Dicha resolución señala que ha quedado sin efecto la medida cautelar anterior, por lo que los titulares de las acciones pueden ejercer libremente los derechos inherentes a las mismas.

Repsol recurrió la modificación de la medida cautelar y, si bien los recursos de reposición con apelación en subsidio y de queja presentados fueron inicialmente rechazados, el 6 de noviembre de 2013 la Cámara de Apelaciones de Río Grande estimó el recurso extraordinario de inconstitucionalidad interpuesto. Ahora la Corte Suprema Provincial deberá, salvo que resuelva que el recurso está mal concedido, tratar las cuestiones esgrimidas en el recurso interpuesto por Repsol el 14 de junio de 2013 que recoge las razones por las cuales debe dejarse sin efecto la medida cautelar dictada el 20 de mayo de 2012 respecto de la indisponibilidad de los fondos que pudiera percibir Repsol por el pago de la expropiación de sus acciones de YPF.

Por otra parte, en el expediente López, Osvaldo Federico y otros contra Repsol, S.A sobre amparo- (n° 4440) Repsol fue notificada de la demanda interpuesta con fecha 25 de junio de 2012, contestando a la misma el 28 de agosto de 2012. El 20 de septiembre de 2012 la jueza dispuso rechazar, entre otros, los argumentos de incompetencia y falta de legitimación planteados por Repsol, decisión que ha sido confirmada por la Cámara de Apelaciones el 30 de octubre de 2013.

Reclamación interpuesta contra Repsol e YPF por la Unión de Consumidores y Usuarios

La actora reclama el reintegro de todas y cada una de las sumas supuestamente cobradas en exceso a los consumidores de GLP envasado durante el periodo 1993/2001, en concepto de sobreprecio del producto antes mencionado. En lo que se refiere al periodo 1993 a 1997, la reclamación se basa en la sanción impuesta a YPF S.A. por la Secretaría de Industria y Comercio, mediante la resolución de 19 de marzo de 1999. Cabe destacar que Repsol nunca participó en el mercado de GLP en Argentina y que quien resultó sancionada por abuso de posición dominante fue YPF S.A. y que se ha alegado la prescripción de la acción. Se ha abierto el proceso de audiencia, y actualmente se está produciendo la prueba. El Juicio es por la suma de 91 millones de pesos argentinos (17 millones de euros) para el periodo 1993/1997, suma que actualizada 18 de agosto de 2012 ascendería según el perito oficial a 387 millones de pesos argentinos (43 millones de euros), todo ello más intereses y costas.

Estados Unidos de América

Litigio del Río Passaic / Bahía de Newark.

Los hechos a los que se hace referencia en este litigio están relacionados con algunas contingencias medioambientales así como con la venta por un predecesor de Maxus Energy Corporation (“Maxus”) de su antigua filial química, Diamond Shamrock Chemical Company (“Chemicals”) a una filial de Occidental Petroleum Corporation (“Occidental”). El predecesor de Maxus acordó indemnizar a Chemicals y Occidental frente a ciertas responsabilidades relacionadas con el negocio y las actividades de Chemicals anteriores al 4 de septiembre de 1986, fecha de cierre de la operación, incluyendo ciertas responsabilidades medioambientales relacionadas con plantas químicas y vertidos de residuos utilizados por Chemicals con anterioridad a dicha fecha. Con posterioridad (1995), Maxus fue adquirida por YPF S.A. (“YPF”) y posteriormente (1999) Repsol, S.A. adquirió YPF.

En diciembre de 2005 el Department of Environmental Protection de Nueva Jersey (“DEP”) y el Spill Compensation Fund de New Jersey (conjuntamente, “el Estado de Nueva Jersey”) demandaron a Repsol YPF S.A. (actualmente denominada Repsol, S.A., en lo sucesivo “Repsol”); YPF; YPF Holdings Inc. (“YPFH”); CLH Holdings (“CLHH”); Tierra Solutions, Inc. (“Tierra”); Maxus; así como a Occidental Chemical Corporation. En agosto de 2010 la demanda se amplió a YPF International, S.A. (“YPFI”), y a Maxus International Energy Company (“MIEC”) (todos ellos, “Demandados originales”). Se trata de una demanda de reclamación de daños en relación con la supuesta contaminación proveniente de la antigua planta de Chemicals localizada en Lister Avenue en Newark y que supuestamente contaminó el río Passaic, la Bahía de Newark y otras aguas y propiedades cercanas (el litigio del río Passaic y la bahía de Newark).

En febrero de 2009 Maxus y Tierra trajeron al proceso, como terceros (“Third Parties”), a otras 300 compañías (incluyendo ciertos municipios) que podrían tener responsabilidad.

En mayo de 2011 el Tribunal aprobó la “*Case Management Order XVII*” (CMO XVII), por la que se ordena el calendario procesal (Trial Plan), dividiéndolo en distintos incidentes procesales (*tracks*).

De acuerdo con lo previsto en el calendario procesal, el Estado de Nueva Jersey y Occidental presentaron las correspondientes mociones (“*motions for summary judgment*”). Sobre estas mociones el Tribunal falló lo siguiente: (i) Occidental es el sucesor legal de las responsabilidades incurridas por la corporación anteriormente conocida como Diamond Alkali Corporation, Diamond Shamrock Corporation y Chemicals; (ii) el Tribunal ha denegado la moción del Estado de Nueva Jersey, en tanto en cuanto el Estado de Nueva Jersey pretendía una declaración de que los hechos probados en el juicio “Aetna” deberían ser de aplicación al caso de Occidental y Maxus sobre la base de la doctrina “*collateral estoppel*”; (iii) el Tribunal falló que Tierra tiene responsabilidad frente al Estado de Nueva Jersey de conformidad con la “*Spill Act*” de Nueva Jersey por el mero hecho de ostentar la propiedad sobre los terrenos en los que se encontraba la planta de Lister Avenue y (iv) la Corte falló que Maxus tiene una obligación bajo el “*Stock Purchase Agreement*” de 1986 de mantener indemne a Occidental por cualquier responsabilidad del “*Spill Act*” derivada de los contaminantes vertidos desde la planta de Lister Avenue.

Posteriormente, y de conformidad con el calendario procesal, el Estado de Nueva Jersey y Occidental presentaron nuevas mociones (“*motions for summary judgment*”) contra Maxus. El 23 de mayo de 2012, la Corte resolvió tales mociones acordando que: (i) Maxus no era responsable, como cuestión de derecho, como sucesor de “Diamond Shamrock”, aunque, la corte dejó abierta la posibilidad de volver a analizar el tema de Maxus como sucesor, en caso de que se considere más adelante en el proceso que existen daños punitivos; (ii) el Estado de Nueva Jersey no fue identificado como tercero beneficiario del *Stock Purchase Agreement* de 1986; y (iii) Tierra puede considerarse como *alter ego* de Maxus como cuestión de derecho y, como consecuencia, la Corte establece que Maxus es responsable bajo la *Spill Act* para los contaminantes vertidos desde la planta de Lister Avenue. La corte declaró que Maxus es “estricta, conjunta y solidariamente responsable” bajo el *Spill Act*.

El 6 de junio de 2013 los Demandados originales (con excepción de Occidental Chemical Corporation) firmaron, sin reconocimiento de responsabilidad, un acuerdo (el “*Settlement Agreement*”) con el Estado de Nueva Jersey, por el que mediante el pago de 130 millones de dólares (65 millones a pagar por Repsol y los otros 65 millones a pagar por YPF/Maxus) obtendrían el desistimiento de las acciones del Estado de Nueva Jersey contra Repsol, YPF, YPFI, YPFH, CLHH, MIEC, Maxus, y Tierra. Según el acuerdo, el Estado de Nueva Jersey se reserva el derecho a continuar sus acciones contra Occidental Chemical Corporation, que no fue parte del acuerdo. Asimismo, Occidental Chemical Corporation, al no ser parte del acuerdo, mantiene su derecho a continuar con sus demandas contra Repsol y el resto de los Demandados originales (“*Cross Claims*”), quienes mantienen sus derechos de defensa contra Occidental Chemical Corporation. El *Settlement Agreement* prevé que el acto del juicio para la vista de estas reclamaciones no podrá tener lugar antes de diciembre de 2015. Asimismo, y en virtud del *Settlement Agreement*, los Demandados originales (salvo Occidental) obtienen ciertas protecciones adicionales frente posibles litigios futuros. El *Settlement Agreement* ha sido aprobado por la Corte de Nueva Jersey. En enero de 2014, Occidental apeló la resolución judicial por la que se aprobó el citado *Settlement Agreement*.

Con base en la información disponible a la fecha de los estados financieros y considerando asimismo el tiempo estimado que quedaría para la finalización del juicio, los resultados de las investigaciones y/o pruebas, no es posible estimar razonablemente la cuantía de los eventuales daños objeto del pleito.

Ecuador

Litigio del pago de los excedentes del GLP al Estado por parte de Duragas, S.A.

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) de Ecuador está autorizada a auditar los ingresos, costos y gastos de los operadores de GLP. En sus auditorías a Duragas, S.A. de los ejercicios 2002 a 2012, la ARCH ha determinado que existe un diferencial entre la cantidad de GLP para el mercado de uso doméstico adquirida de EP PETROECUADOR (anteriormente Petrocomercial), empresa pública, único suministrador autorizado de GLP en Ecuador y la cantidad de GLP efectivamente enajenada a ese público por Duragas, S.A. y ha establecido que corresponde reliquidar a favor de EP PETROECUADOR esas cantidades por la diferencia de las tarifas establecidas entre el GLP doméstico y el GLP industrial. Según EP PETROECUADOR, el resultado de esa reliquidación para los ejercicios señalados ascendería a 60 millones de dólares, más intereses y costas por determinar.

Duragas, S.A. ha recurrido en tiempo y forma todos los informes de la ARCH y las liquidaciones, requerimientos y autos de pago derivados de ellos y recibidos de EP PETROECUADOR, invocando argumentos jurídicos formales y materiales (existencia de mermas técnicamente inevitables en los envases, falta de identidad entre el GLP remanente en los envases y las cantidades vendidas en el mercado industrial, etc.), sin que hasta la fecha se haya obtenido ningún pronunciamiento judicial que atienda el fondo del asunto.

Sin embargo, mientras todavía se están sustanciando esos recursos, EP PETROECUADOR ha entablado la vía coactiva para el cobro de las cantidades que reclama respecto a los años 2004-2011 por un importe total de 50 millones de dólares. Pese a que esos procedimientos coactivos se han emitido prescindiendo de los cauces legalmente establecidos y con irregularidades y que dicha circunstancia pueda ser reconocida en alguna de las vías de oposición planteadas por Duragas, S.A., en ellos rige un principio semejante a la regla “*solve et repete*” que determina la obligación de pagar o consignar la cantidad en disputa si se quiere impugnar la reclamación de la que trae causa dicha coactiva. Esto supone que, en tanto se resuelve sobre la validez del informe de la ARCH para cada año respectivo, Duragas, S.A. estará anticipando y soportando el perjuicio económico derivado de hacer frente al pago de la vía coactiva, convirtiéndose de facto más en reclamante (para la devolución de lo consignado) que en reclamado (por lo liquidado en los informes de la ARCH).

34.2. Compromisos contractuales

A 31 de diciembre de 2013 los principales compromisos firmes de compras, inversión o gasto del Grupo Repsol son los siguientes:

Millones de euros

Compromisos de compra, inversión o gasto	2014	2015	2016	2017	2018	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de compra	8.823	4.992	4.761	4.935	4.631	26.446	54.588
Crudo y otros ⁽¹⁾	3.820	330	281	283	288	140	5.142
Gas natural ⁽²⁾⁽³⁾	5.003	4.662	4.480	4.652	4.343	26.306	49.446
Compromisos de inversión ⁽⁴⁾	1.849	1.343	935	445	220	1.218	6.010
Prestación de servicios	292	119	87	69	50	180	797
Compromisos de transporte ⁽⁵⁾	134	136	133	136	129	846	1.514
Arrendamientos operativos ⁽⁶⁾	254	192	174	172	149	1.228	2.169
Transporte - Time Charter ⁽⁶⁾	88	87	88	93	85	873	1.314
Arrendamientos operativos ⁽⁷⁾	166	105	86	79	64	355	855
TOTAL ⁽⁹⁾	11.352	6.782	6.090	5.757	5.179	29.918	65.078

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol. Tras la venta de parte de los activos y negocios de GNL en octubre y diciembre de 2013 (ver Nota 31) aquellos compromisos correspondientes a los activos y negocios objeto de dicha venta no se presentan como compromisos del Grupo en la tabla. Sí que incluyen los compromisos de los activos y negocios que a 31 de diciembre de 2013 se han clasificado como mantenidos para la venta (ver Nota 10) y que han sido vendidos el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37).

⁽¹⁾ Estos compromisos incluyen los correspondientes al contrato de compra de crudo firmado con el Grupo Pemex de duración indeterminada, y que a 31 de diciembre de 2013, ascendería a 100.000 barriles al día, y al contrato firmado con Saudi Arabian Oil Company que se renueva anualmente, con un volumen comprometido a 31 de diciembre 2013 de 75.000 barriles al día. Adicionalmente incluye un nuevo contrato firmado con Repsol Sinopec Brasil (sociedad del Grupo participada en un 60% por Repsol) que a 31 de diciembre ascendería a 17.000 barriles día, por la parte correspondiente al Grupo Repsol.

⁽²⁾ Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de compra de gas natural del Grupo Gas Natural por importe de 30.835 millones de euros, compromisos del Grupo Repsol de compra de gas en España por importe de 2.824 millones de euros y en Canadá por importe de 5.479 millones de euros. En España incluye el compromiso adquirido en 2013 con Gas Natural Fenosa por el contrato de suministro de gas natural a las Refinerías de Repsol por 2 Bcm (millones de metros cúbicos al año). En Canadá incluye el compromiso adquiridos con Shell dentro del acuerdo de venta de los activos y negocios de GNL (ver Nota 31) por el que Shell suministrará GNL a la planta de regasificación de Repsol en Canaport (Canadá) durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de 1 millón de toneladas,

⁽³⁾ Incluye 10.241 millones de euros de compromisos de compra de gas natural en Perú y Trinidad y Tobago de Repsol Comercializadora de Gas, S.A. sociedad clasificada como mantenida para la venta a 31 de diciembre de 2013 y que se ha vendido el 1 de enero de 2014.

⁽⁴⁾ Incluye principalmente compromisos de inversión en Venezuela y Brasil por importe de 1.761 y 767 millones de euros respectivamente.

⁽⁵⁾ Los gastos registrados por arrendamientos operativos a 31 de diciembre de 2013 y 2012, ascienden a 467 y 523 millones de euros, respectivamente.

⁽⁶⁾ Repsol, al 31 de diciembre de 2013, dispone de 33 buques tanque en régimen de “*time charter*”, cinco de ellos a través de Gas Natural Fenosa, para el transporte de crudo, productos petrolíferos y gas natural, cuyos fletamentos finalizan a lo largo del periodo 2014 – 2019. El importe a satisfacer por estos petroleros asciende a 88 millones de euros para el ejercicio 2014 (ver Nota 21).

⁽⁷⁾ Corresponde, principalmente, a arrendamientos de estaciones de servicio por importe de 54 millones de euros en el ejercicio 2014. Adicionalmente recoge compromisos de arrendamientos que están garantizados por Repsol, S.A. en su filial Guará, B.V. (ver Nota 34.3).

⁽⁸⁾ Incluye fundamentalmente la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de transporte de gas natural del Grupo Gas Natural por importe de 951 millones de euros, así como los compromisos del Grupo Repsol por los compromisos de transporte de crudo y gas natural en Perú, Brasil y Ecuador por importe de 561 millones de euros.

⁽⁹⁾ Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 3.257 millones.

A 31 de diciembre de 2013 los principales compromisos firmes de venta o ingresos del Grupo Repsol son los siguientes:

Millones de euros

Compromisos de venta o ingreso	2014	2015	2016	2017	2018	Ejercicios posteriores	Total
Compromisos de venta	10.337	3.242	2.249	2.195	2.234	21.335	41.592
Crudo y otros	7.688	949	449	276	207	523	10.092
Gas natural ^{(1) (2)}	2.649	2.293	1.800	1.919	2.027	20.812	31.500
Compromisos de transporte	2	2	2	1	-	2	9
Prestación de servicios	624	577	537	493	468	2.035	4.734
Arrendamientos	166	120	140	134	130	977	1.667
TOTAL ⁽³⁾	11.129	3.941	2.928	2.823	2.832	24.349	48.002

Nota: Los compromisos detallados en esta tabla consisten en acuerdos comerciales en los que no se establecen importes totales fijos. Estos compromisos han sido cuantificados utilizando las mejores estimaciones de Repsol. Tras la venta de parte de los activos y negocios de GNL en octubre y diciembre de 2013 (ver Nota 31) aquellos compromisos correspondientes a los activos y negocios objeto de venta no se presentan como compromisos del Grupo en la tabla. Si que incluyen los compromisos de los activos y negocios que a 31 de diciembre de 2013 se clasificaba como mantenidos para la venta (ver Nota 10) y que han sido vendidos el 1 de enero de 2014 (ver Nota 37).

⁽¹⁾ Incluye fundamentalmente los compromisos de venta de gas natural de acuerdo con el contrato con PDVSA que establece la obligación recíproca de entrega y adquisición de aproximadamente 2.509.454 Mscf con vencimiento en 2036 por importe de 9.288 millones de euros y la parte correspondiente al Grupo Repsol de los compromisos de venta de gas natural del grupo Gas Natural Fenosa por importe de 6.365 millones de euros.

⁽²⁾ Incluye 9.895 millones de euros de los compromisos de venta de gas natural en Méjico y en España por importe de la sociedad Respsol Comercializadora de Gas, S.A., sociedad clasificada como mantenida para la venta a 31 de diciembre de 2013 y que se ha vendido el 1 de enero de 2014. Incluye compromisos de sociedades integradas proporcionalmente por importe de 1.394 millones.

34.3. Garantías

A 31 de diciembre de 2013 las compañías del Grupo Repsol han garantizado obligaciones de terceros ajenos al Grupo o de compañías participadas por el Grupo cuyos activos, pasivos y resultados no se incorporan en los estados financieros consolidados (compañías integradas proporcionalmente en la proporción no poseída por el Grupo y sociedades puestas en equivalencia). A continuación se describen las garantías vivas de importe significativo:

- Como consecuencia del desarrollo del campo BMS-9 de Repsol Sinopec Brasil (RSB) sociedad participada en un 60% por Repsol, S.A., RSB asumió la responsabilidad por el 25% de las obligaciones contractuales de Guara B.V. en el alquiler de tres plataformas flotantes de producción. El 25% de responsabilidad asumida por RSB se corresponde con su participación del 25% en Guará B.V. Estas obligaciones fueron garantizadas con tres garantías que se describen a continuación.

Una primera garantía, de Repsol S.A por importe de 790 millones de dólares por una de las plataformas, que cubre el 25% de los compromisos asumidos por Guara B.V. A su vez, China Petrochemical, sociedad del grupo Sinopec que coparticipa con Repsol, S.A. en el 40% de RSB, emitió a favor de Repsol S.A. una contragarantía por importe de 316 millones de dólares, importe que se corresponde con su participación del 40% en RSB, con lo que se reparte la exposición de ambos grupos a su porcentaje accionarial en esta sociedad. Dos garantías adicionales, una otorgada por Repsol S.A. y otra por Repsol Sinopec Brasil, por importes de 576 y 545 millones de dólares respectivamente, son contingentes al cumplimiento por el proveedor de futuras obligaciones contractuales y al consiguiente devengo de obligaciones de pago por parte de Guara B.V., en relación al alquiler de las dos plataformas flotantes, devengos que se estima que se producirán a partir de julio de 2014 y del cuarto trimestre de 2016 respectivamente. Los importes garantizados cubrirían el 60% del 25% de los compromisos asumidos por Guara B.V., porcentaje que se corresponde con la indicada participación indirecta del Grupo Repsol en esta sociedad.

Los importes correspondientes a las obligaciones de pago garantizado por el alquiler de las tres plataformas están ya recogidos en la tabla de compromisos por arrendamientos de la Nota 34.2. Todas las garantías otorgadas, son por importes máximos que disminuyen anualmente en función de la vida del contrato de arrendamiento de las plataformas, que tienen una duración de veinte años.

- El Grupo ha otorgado garantías por su participación en Oleoducto de Crudos Pesados de Ecuador, S.A. (OCP) que abarcan la construcción, el abandono de la construcción y los riesgos medioambientales relacionados con esta operación por aproximadamente, 15 millones de dólares (11 millones de euros) así como los riesgos operativos de la misma por importe de, aproximadamente, 15 millones de dólares (11 millones de euros). El Grupo ha pignorado todas sus acciones de OCP.

Adicionalmente el Grupo Repsol, y fundamentalmente a través de su matriz, Repsol, S.A., otorga otro tipo de garantías y compromisos de indemnizar, principalmente, en relación con la venta de activos, eventuales responsabilidades por las actividades y operaciones del Grupo en todos sus negocios, incluidos los de naturaleza medioambiental, todo ello dentro del curso normal de las operaciones del Grupo Repsol y la práctica general de la industria.

En relación a las garantías asociadas a los activos y negocios que fueron objeto de venta en el marco del acuerdo de venta con Shell, véase Nota 31.

35. Información sobre medio ambiente

Los criterios para la valoración de los costes ambientales se establecen en la “*Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol*”, una adaptación de las directrices del American Petroleum Institute (API) a las características de las operaciones y al criterio técnico del Grupo.

En este sentido, es importante mencionar que las tradicionales soluciones de “*fin de línea*” para reducir el impacto medioambiental están dejando paso progresivamente a medidas preventivas integradas en los procesos desde el mismo diseño de las instalaciones. Esto conlleva, en ocasiones, la identificación de los activos ambientales a través de un sistema de coeficientes aplicados sobre los proyectos de inversión y el correspondiente inmovilizado material, según las directrices de la mencionada Guía.

35.1. Activos Ambientales

El coste de los activos ambientales identificados y su correspondiente amortización acumulada a 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente de acuerdo con su naturaleza:

	Millones de euros					
	2013			2012 ⁽¹⁾		
	Coste	Amortización Acumulada	Neto	Coste	Amortización Acumulada	Neto
Protección de atmósfera	420	242	178	403	231	172
Gestión del agua	480	312	168	476	304	172
Calidad de productos	1.488	777	711	1.452	724	728
Suelos y abandonos	154	76	78	96	37	59
Ahorro y eficiencia energétic:	636	229	407	589	204	385
Gestión de residuos	31	14	17	30	14	16
Contingencias y derrames	31	2	29	19	1	18
Otros	195	109	86	179	101	78
	3.435	1.761	1.674	3.244	1.616	1.628

NOTA: En 2012, como consecuencia de la pérdida de control y el proceso de expropiación (Ver Nota 4) se dieron de baja los costes netos de activos ambientales correspondientes a YPF e YPF Gas, y las sociedades de su grupo.

El coste incluye 246 millones de euros de activos en curso a 31 de diciembre de 2013 y 202 millones de euros a 31 de diciembre de 2012.

Entre las principales inversiones medioambientales realizadas en 2013 destacan, las destinadas a la mejora en los sistemas contingencias y prevención de derrames, a la mejora de la calidad ambiental de los productos petrolíferos, a la minimización de las emisiones a la atmósfera, el ahorro de energía y al aumento de la eficiencia energética, a la optimización en el consumo de agua y a la reducción de la carga contaminante en suelos y terrenos.

Como inversiones singulares en 2013, cabe mencionar la continuación de dos importantes proyectos: el plan de actuación integral de protección del litoral de la costa de Tarragona, con una inversión ambiental de 11 millones de euros en este año, y el proyecto de mejora de la calidad de los combustibles de la Refinería de La Pampilla (Perú), con cerca de 36 millones de euros.

Adicionalmente, destacan las destinadas a mejorar la eficiencia energética en las refinerías de Tarragona y La Coruña con inversiones superiores a los 16 y 3 millones de euros respectivamente.

En 2013 y 2012, los costes ambientales incluyen las inversiones ambientales realizadas a través de Gas Natural Fenosa por importe de 11 y 14 millones de euros, respectivamente (importes teniendo en cuenta el porcentaje de participación del Grupo Gas Natural Fenosa).

35.2. Provisiones Ambientales

Repsol provisiona los importes necesarios para atender las actuaciones destinadas a prevenir y reparar los efectos causados sobre el medio ambiente, cuya estimación se realiza en base a criterios técnicos y económicos. Estos importes figuran registrados en el epígrafe “Provisiones para riesgos y gastos corrientes y no corrientes de Medio Ambiente” (ver Nota 16).

El movimiento de las provisiones por actuaciones medioambientales en los ejercicios 2013 y 2012 ha sido el siguiente:

	Millones de euros	
	2013	2012
Saldo al inicio del ejercicio	51	255
Dotaciones con cargo a resultados	9	13
Aplicaciones con abono a resultados	(2)	(2)
Cancelación por pago	(5)	(8)
Reclasificaciones y otros movimientos ⁽¹⁾	(49)	-
Movimientos operaciones interrumpidas ⁽¹⁾⁽²⁾	50	(16)
Expropiación de YPF e YPF Gas ⁽³⁾	-	(191)
Saldo al cierre del ejercicio	54	51

⁽¹⁾ El acuerdo firmado en el mes de junio de 2013 con el estado de Nueva Jersey en relación a las contingencias medioambientales, de una filial de YPF S.A., sociedad actualmente en proceso de expropiación y cuyas operaciones fueron clasificadas como operaciones interrumpidas en 2012 (véase Nota 4), en el Río Passaic y Bahía de Newark (Ver Nota 34.1) ha supuesto una dotación de una provisión por importe de 50 millones de euros que en diciembre 2013 fue reclasificada a *Otros acreedores*, previamente a su desembolso que tuvo lugar el 7 de febrero de 2014.

⁽²⁾ En 2012 incluye los movimientos correspondientes a YPF, YPF Gas y las sociedades de su grupo desde el 1 de enero de 2012 hasta la pérdida de control del Grupo.

⁽³⁾ En 2012 este epígrafe recoge la baja del balance de situación consolidado al momento de la pérdida de control de YPF e YPF Gas por parte del Grupo, y como consecuencia de los hechos señalados en la Nota 4 “Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.”.

Adicionalmente, la “Guía de Costes de Seguridad y Medio Ambiente de Repsol” establece que también tienen carácter ambiental el 75% de los importes recogidos en el epígrafe “Provisión por Desmantelamiento de Campos” cuyos saldos a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ascienden a 579 y 614 millones de euros respectivamente (ver Nota 16).

Las pólizas de seguros corporativas cubren, sujeto a sus términos y condiciones, las responsabilidades civiles por contaminación en tierra y mar y, para ciertos países y actividades, las responsabilidades administrativas por contaminación en tierra, derivadas todas ellas de hechos accidentales, repentinos e identificables, en línea con las prácticas habituales de la industria y la legislación exigible.

35.3. Gastos Ambientales

Los gastos de naturaleza ambiental registrados en los ejercicios 2013 y 2012 han ascendido a 164 y 202 millones de euros y figuran registrados bajo los epígrafes “Aprovisionamientos” y “Otros gastos de explotación”. Estos gastos incluyen 71 y 112 millones de euros de gasto por los derechos necesarios para cubrir las emisiones de CO₂ realizadas en 2013 y 2012 respectivamente. Asimismo, en los ejercicios 2013 y 2012 los gastos ambientales incluyen: otras actuaciones llevadas a cabo para la protección de la atmósfera por importe de 25 y 26 millones de euros, respectivamente; la gestión del agua por importe de 17 y 15 millones de euros, respectivamente; la gestión de los residuos por importe de 17 y 14 millones de euros, respectivamente y la remediación de suelos y abandonos por importe de 8 y 6 millones de euros, respectivamente.

35.4. Marco Aplicable

Entre los requerimientos legislativos de aplicación en la compañía, destacan:

- Directiva 2013/30/UE de seguridad en plataformas *offshore*.
- Directiva 2010/75/UE de emisiones industriales.
- Directiva 2009/29/CE de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Directiva 2009/30/CE sobre las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo.

35.5. Emisiones de CO₂

Durante los ejercicios 2013 y 2012 las sociedades que se integran en el perímetro de consolidación han registrado derechos de emisión recibidos gratuitamente equivalentes a 9 y 19 millones de toneladas de CO₂, respectivamente, conforme al plan nacional de asignación, valorados en 60 y 132 millones de euros. En 2014, segundo año de la Fase III, la estimación de las asignaciones gratuitas de derechos de emisión, sin incluir la correspondiente a Gas Natural Fenosa, es de 9 millones de toneladas de CO₂.

En el ejercicio 2013 los derechos de emisión se han depreciado habiéndose registrado una provisión por pérdidas de valor por importe de 16 millones de euros, que se ha visto compensada casi en su totalidad por la aplicación de los ingresos a distribuir correspondientes a los derechos de emisión recibidos de manera gratuita. En el ejercicio 2012 se produjo una depreciación del valor de los derechos de emisión por valor de 8 millones de euros.

El resultado neto por la gestión de CO₂ ha ascendido a un gasto de 56 millones de euros en 2013. En 2012 se registró un ingreso de 6 millones de euros. En los ejercicios 2013 y 2012 se ha realizado una gestión activa de la posición generada por la diferencia entre la asignación a través del Plan Nacional de los últimos ejercicios y las emisiones anuales realizadas por el Grupo.

A partir de 2013, a las instalaciones de Repsol les corresponde una nueva asignación de derechos por el inicio de la Fase III (2013-2020), una vez finalizada la Fase II (2008-2012) en 2012, la cual se estima que será menor en su cantidad anual que en la Fase II y que irá disminuyendo con el tiempo. Repsol ha ido anticipando esta menor asignación gratuita para la Fase III y ha tomado medidas para mitigar su futuro coste.

Por otro lado, la Compañía ha adquirido, tanto en ejercicios anteriores como en 2013, créditos provenientes de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Aplicación Conjunta (AC). Adicionalmente, las instalaciones incluidas en el Sistema de Comercio de Emisiones han desarrollado y están ejecutando planes de ahorro energético y reducción de CO₂ con el objetivo de reducir considerablemente el coste de cumplimiento en la Fase III. Durante 2013 la compañía no ha adquirido nuevos compromisos a largo plazo.

36. Remuneración de los auditores

En el ejercicio 2013, el importe de los honorarios aprobados por trabajos de auditoría realizados por Deloitte en Repsol, S.A. y sus sociedades controladas ha ascendido a 4,9 millones de euros. Adicionalmente, los honorarios aprobados para servicios profesionales relacionados con la auditoría y por otros servicios han ascendido a 1,3 y 1,0 millones de euros, respectivamente.

Se puede afirmar que la suma de estas cantidades no representa más del 10% de la cifra total de negocio del Auditor y su organización.

37. Hechos posteriores

- El 1 de enero de 2014 se completó la última transacción relacionada con los activos y negocios de GNL (ver Nota 31) con la venta de la sociedad Repsol Comercializadora de Gas, S.A., sociedad dedicada a las actividades de comercialización, transporte y trading de GNL, a Shell por importe de 730 millones de dólares. A 31 de diciembre de 2013 los activos y pasivos de esta sociedad se encontraban clasificados como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta*" y "*Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta*" (ver Nota 10). Esta operación ha generado una plusvalía antes de impuestos de 432 millones de euros (este importe incluye las diferencias de cambio históricas registradas en el epígrafe "*Ajustes por cambios de valor*" del patrimonio neto, que ascendían a 3 millones de euros) reconocida en los estados financieros del ejercicio 2014.

El valor neto contable de los activos netos dados de baja se detallan a continuación:

	Millones de euros
Efectivo y equivalentes de efectivo	236
Otros activos corrientes	210
Activo no corriente	1.111
TOTAL ACTIVO	1.557
Intereses minoritarios	
Pasivo corriente	1.172
Pasivo no corriente	284
TOTAL PASIVO Y MINORITARIOS	1.456
ACTIVOS NETOS	101

- Repsol ha acordado con Enagás la venta de su participación del 10% en el gasoducto de Transportadora de Gas del Perú (TGP), que a 31 de diciembre de 2013 estaba registrada como mantenida para la venta (ver nota 10), por aproximadamente 219 millones de dólares. La transacción generará una plusvalía neta estimada de 75 millones de dólares aproximadamente.

Acuerdo con Argentina

El Consejo de Administración de Repsol, S.A. aprobó el 25 de febrero de 2014 la firma de un acuerdo con la República Argentina, denominado Convenio de Solución Amigable y Avenimiento de Expropiación (el "Convenio"), con el que se pretende poner fin a la controversia originada por la expropiación del 51% del capital de YPF S.A. e YPF Gas S.A. El documento se formalizará, de una parte, por Repsol, S.A., Repsol Capital S.L. y Repsol Butano, S.A. y, de otra, por la República Argentina.

En virtud del Convenio, la República Argentina reconoce una deuda, en firme, a Repsol por la suma de CINCO MIL MILLONES DE DÓLARES (USD 5.000.000.000,00) a título de indemnización por la expropiación de 200.589.525 acciones Clase D de YPF S.A. y 89.755.383 acciones Clase A de YPF Gas S.A. (las "Acciones Expropiadas") y por cualquier otro concepto contemplado en el Convenio (la "Compensación"), el cual incluye el desistimiento de las acciones judiciales y arbitrales interpuestas y la renuncia recíproca a nuevas reclamaciones, junto con las correlativas indemnidades y las garantías legales y de otro tipo que asegurarán el pago efectivo. Para el pago de la Compensación, la República Argentina entregará a Repsol títulos de deuda pública de la República Argentina en dólares (los "Títulos Públicos"). Los Títulos Públicos se entregan a Repsol "*pro solvendo*", es decir, que la República Argentina no quedará liberada de su obligación de pago con la sola entrega de los Títulos Públicos a Repsol sino cuando ésta cobre el importe total de la Compensación, sea mediante la enajenación de los Títulos Públicos o mediante el cobro de las amortizaciones de capital de dichos bonos a sus respectivos vencimientos. Repsol tiene derecho a percibir los intereses que vayan devengando los Títulos Públicos que permanezcan en su poder.

El Convenio también incluye y regula el desistimiento por ambas partes de las acciones judiciales y arbitrales interpuestas por ellas y sus dependientes en relación con la expropiación y la preservación de los activos expropiados, así como la renuncia a los derechos a reclamar o exigir responsabilidades en un futuro por la expropiación y por la gestión de Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

La eficacia del Convenio queda sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas: (i) la ratificación del Convenio por la Junta General de Accionistas de Repsol, S.A.; (ii) la aprobación del Convenio, de manera plena e incondicionada, mediante una ley especial sancionada por el Congreso de la Nación Argentina; (iii) la remoción de determinadas medidas cautelares que pesan sobre la Compensación y las acciones remanentes de Repsol en YPF e YPF Gas (la participación que mantendrá tras la efectividad del Convenio); (iv) que no se produzca ninguna medida disruptiva (embargos o medias que impidan o limiten a Repsol el cobro de la Compensación y/o de los Títulos Públicos, según se definen en el Convenio) antes del cierre; (v) que no se produzca antes del cierre ningún cambio material adverso (decisión unilateral de Argentina que implique una alteración o incumplimiento de la deuda soberana argentina emitida después del 13/12/2001), y (vi) que, al cierre, no resulte jurídicamente imposible en la República Argentina proceder al cierre y/o al cumplimiento del Convenio.

Los Títulos Públicos a entregar por la República Argentina a Repsol constarán de:

1) Una cartera fija, con un valor nominal de 5.000 millones de dólares, compuesto por:

- Bonar X: 500 millones de dólares.
- Discount 33: 1.250 millones de dólares (Dicho bono incorpora, adicionalmente, intereses devengados capitalizados, por valor de 500 millones de dólares).
- Bonar 2024: 3.250 millones de dólares.

2) Una cartera complementaria, por un importe nominal máximo de 1.000 millones de dólares, compuesto por:

- Boden 2015: 400 millones de dólares.
- Bonar X: 300 millones de dólares.
- Bonar 2024: 300 millones de dólares.

La entrega de esta cartera complementaria de bonos se ajustará de manera que el valor de mercado de todos los bonos argentinos entregados a Repsol ascienda, al menos, a 4.670 millones de dólares y hasta 6.000 millones de dólares de valor nominal. El valor de mercado se calculará tomando como referencia las cotizaciones recibidas de las entidades financieras internacionales predeterminadas en el Convenio. El orden de entrega de los bonos complementarios será el antes citado, de manera que Repsol recibiría primero los bonos de vencimiento más próximo, hasta los límites indicados para cada uno de ellos.

Adicionalmente, la República Argentina constituirá a favor de Repsol una garantía específica adicional que asegure la percepción de los tres primeros pagos semestrales de intereses del BONAR 2024. Dicha garantía será del Banco de la Nación Argentina, cubrirá una suma de 150.000.000,00 USD y tendrá una vigencia de 18 meses.

El cierre del Convenio se producirá con el depósito de los Títulos Públicos a favor de Repsol en una entidad internacional de compensación y liquidación de valores financieros. Repsol podrá enajenar dichos bonos libremente. Repsol no podrá en ningún caso, sea por el cobro del importe de las amortizaciones de capital de los Títulos Públicos y/o por su enajenación (descontados gastos e intereses) recibir un monto mayor de USD 5.000.000.000. Se excluyen de este límite los intereses que pueda percibir Repsol por los Títulos Públicos de que sea titular.

El Convenio regula en detalle, entre otras materias, las protecciones jurídicas de Repsol para los supuestos de incumplimiento por parte de la República Argentina de sus compromisos de pago de la Compensación y/o de los Títulos Públicos en los términos estipulados ("Reestructuración") o de otros incumplimientos, y para los supuestos en que ocurran medidas disruptivas del pago o pagos comprometidos.

Entre las protecciones de Repsol para el caso de incumplimiento de obligaciones de pago, se establecen (i) la aceleración (vencimiento anticipado del pago y su exigibilidad en efectivo) del importe de la Compensación pendiente de cobro por Repsol; (ii) el devengo intereses de demora (transcurrido el periodo de subsanación de 30 días y hasta su efectivo pago, la suma adeudada devengará un interés anual del 8,75%, más un interés moratorio del 1,75%), y (iii) el derecho de retención de Repsol sobre los Títulos Públicos, con la facultad de disponer de los mismos hasta que se liquide la deuda.

La República Argentina declara y garantiza a Repsol que (i) la Compensación, dado su carácter de indemnización expropiatoria, y los Títulos Públicos no podrán ser objeto de reestructuración o de cualquier medida que implique la cesación de pagos, la consolidación, la conversión a, o el pago en, otra divisa distinta del dólar o la modificación de todas o algunas de sus condiciones, por lo que, en caso contrario, la República Argentina se compromete a mantener indemne a Repsol, y (ii) que los derechos de Repsol emergentes del Convenio gozan de la protección del tratado bilateral de inversión suscrito entre España y Argentina (el "APPRI"), en especial que los derechos de Repsol que deriven de los Títulos Públicos y/o la Compensación constituyen una "inversión" a efectos del APPRI.

Las discrepancias que pudieran surgir con relación al Convenio estarán sujetas, de forma exclusiva, a arbitraje internacional de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional ("CNUDMI" o "UNCITRAL"), una de las opciones previstas en el APPRI para la resolución de controversias entre una parte y los inversores de la otra parte.

Simultáneamente con la formalización del Convenio, está prevista la firma de un acuerdo entre Repsol, S.A., de un lado, e YPF S.A. e YPF Gas S.A. de otro, por el que –principalmente– se acuerda entre las partes el desistimiento de acciones judiciales, así como renunciaciones e indemnidades mutuas entre Repsol, S.A. e YPF S.A. e YPF Gas S.A.

Cuentas Anuales Consolidadas
Anexos

Anexo I Principales sociedades que configuran el Grupo Repsol a 31 de diciembre de 2013

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2013		DICIEMBRE 2012	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Abastecimentos e Serviços de Aviação, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	P.E.	50,00	50,00	-	-
AESA - Construcciones y Servicios Bolivia , S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos	I.G.	99,00	99,00	-	-
Agri Development, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	6,00	10,00	322	-
Air Miles España, S.A. ⁽⁴⁾	España	Establecer, introducir y operar en España y Andorra el programa Travel Club. Servicios de fidelización	P.E.	25,78	26,67	7	-
Akakus Oil Operations, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	49,00	49,00	-	-
Albatros, S.à.r.L. ⁽⁵⁾	Luxemburgo	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Algaenergy, S.A.	España	Investigación y desarrollo experimental en biotecnología	I.P.	20,02	20,02	2	-
AR Oil & Gaz, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	49,01	49,01	453	-
Arteche y García, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	-	-
Asfalnor, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos asfálticos	I.G.	85,98	100,00	-	-
Asfaltos Españoles, S.A.	España	Asfaltos	I.P.	49,99	50,00	24	9
Beatrice Offshore Windfarm, Ltd. ⁽⁶⁾	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	P.E.	25,00	25,00	-	-
Benzirep-Vall, S.L.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	96,67	100,00	-	-
BP Trinidad & Tobago, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	30,00	100,00	780	128
BPRY Caribbean Ventures, Llc.	Estados Unidos	Sociedad de cartera	I.P.	30,00	30,00	128	928
C.L.H. Aviación, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	100,00	70	21
CaiaGESTE - Gestao de Areas de Serviço, Lda.	Portugal	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	P.E.	50,00	50,00	-	-
Calio Holdings, Llc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	22	16
Campsa Estaciones de Servicio, S.A.	España	Explotación y gestión de Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	41	8
Canaport LNG Limited Partnership ⁽⁴⁾	Canadá	Regasificación de GNL	I.P.	75,00	75,00	77	134
Carabobo Ingeniería y Construcciones, S.A.	Venezuela	Otras actividades	P.E.	27,50	27,50	-	-
Carbón Black Española, S.A.	España	Sociedad Inactiva	I.G.	100,00	100,00	20	-
Carburants i Derivats, S.A.	Andorra	Distribución de productos derivados del petróleo	P.E.	32,14	33,25	1	-
Cardón IV, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	238	1
Caveant, S.A.	Argentina	Sociedad Inversora	I.G.	100,00	100,00	56	-
Cogeneración Gequisa, S.A.	España	Producción de energía eléctrica y vapor	P.E.	39,00	39,00	7	2
Compañía Anónima de Revisiones y Servicios, S.A.	España	Instalación y Explotación de Estaciones de Servicio para venta de carburantes	I.G.	91,84	95,00	3	1
Compañía Auxiliar de Remolcadores y Buques Especiales, S.A.	España	Remolcadores	I.G.	99,19	100,00	6	-
Compañía Logística de Hidrocarburos CLH, S.A.	España	Transporte y almacén de productos petrolíferos	P.E.	10,00	10,00	166	84
CSJC Eurotek - Yugra	Rusia	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Distribuidora Andalucía Oriental, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.P.	48,34	50,00	2	1
Distribuidora de Petróleos, S.A.	España	Comercialización de carburantes	I.G.	82,17	85,00	-	-
Dubai Marine Areas, Ltd.	Reino Unido	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	50,00	50,00	1	-
Duragas, S.A.	Ecuador	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	20	11
Dynasol Elastómeros, S.A.	España	Producción y comercialización de productos químicos	I.P.	50,01	50,01	31	17

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2013		DICIEMBRE 2012	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾	Millones de euros	
				Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾		
Dynasol Elastómeros, S.A. de C.V.	México	Producción y comercialización de productos químicos	P.E.	49,99	49,99	90	38
Dynasol Gestión, S.A.	España	Fabricación de productos químicos	P.E.	50,00	50,00	12	4
Dynasol, Llc.	Estados Unidos	Comercialización de productos petroquímicos	P.E.	50,00	50,00	9	-
Empresa Petrolera Maxus Bolivia, S.A. ⁽⁶⁾	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	447	60
Enirepsa Gas Limited	Arabia Saudí	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	30,00	30,00	(3)	2
Estación de Servicio Barajas, S.A.	España	Explotación de estaciones de servicio para la venta de carburantes y reparación de vehículos.	I.G.	92,80	96,00	3	1
Estaciones de Servicio El Robledo, S.L.	España	Venta al público de carburantes, combustibles y lubricantes, así como cualquier otro productos petrolífero.	I.G.	96,67	100,00	-	-
Euro 24, S.L.	España	Servicios relacionados con la automoción	I.G.	96,67	100,00	1	-
Gas Natural SDG, S.A. ⁽⁷⁾	España	Tenedora, generación de electricidad y eólica y compraventa de gas	I.P.	30,00	30,00	12.112	1.001
Gas Natural West África S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos.	I.P.	72,00	100,00	(3)	7
Gastream México, S.A. de C.V.	México	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	(1)	22
Gaviota RE, S.A.	Luxemburgo	Reaseguros	I.G.	100,00	100,00	23	14
General Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	8	3
Gestão e Administração de Postos de Abastecimento, Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	-
Gestión de Puntos de Venta GESPEVESA, S.A.	España	Gestión de Estaciones de Servicio	I.P.	48,34	50,00	49	39
Greenstone Assurance, Ltd.	Islas Bermudas	Reaseguradora	I.G.	100,00	100,00	18	-
Grupo Repsol del Perú, S.A.C.	Perú	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1	-
Guará, B.V.	Holanda	Construcción para la producción de crudo y gas natural offshore	P.E.	15,00	25,00	401	-
Ibil, Gestor de Carga de Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Construcción y Explotación de puntos de recarga de vehículos eléctricos	I.P.	50,00	50,00	10	12
Ibilek Car-Sharing Vehículo Eléctrico, S.A.	España	Implantación y operación de un sistema de car-sharing eléctrico.	I.P.	50,00	100,00	-	-
Inch Cape Offshore, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.P.	51,00	51,00	1	2
Kuosol Agrícola S.A.P.I. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	50,00	100,00	(5)	6
Kuosol S.A.P.I. de C.V.	México	Sociedad de cartera	I.P.	50,00	50,00	2	11
MC Alrep, Llc. ⁽⁵⁾	Rusia	Servicios de gestión de empresas del Joint Venture (Management company of Joint Venture)	I.P.	49,01	100,00	-	-
Moray Offshore Renewables, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.P.	33,36	33,36	10	11
Neol Biosolutions, S.A.	España	Generación de productos naturales de nuevos compuestos bioactivos.	I.P.	50,00	50,00	7	4
Noroil, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	2	2
Occidental de Colombia LLC ⁽⁴⁾	Estados Unidos	Participación en activos exploratorios y productivos en Colombia.	I.P.	25,00	25,00	134	80
OJSC Eurotek	Rusia	Otras actividades	I.P.	49,01	100,00	14	6
Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador, S.A. ⁽⁴⁾	Ecuador	Otras actividades	P.E.	29,66	100,00	95	42
Oleoducto de Crudos Pesados, Ltd.	Islas Caimán	Otras actividades	P.E.	29,66	29,66	149	76
Oleoducto Transandino Chile, S.A.	Chile	Construcción y explotación de oleoducto.	P.E.	17,79	17,79	8	7
Orisol Corporación Energética, S.A.	España	Promoción, construcción y explotación de plantas de energía renovables.	I.P.	46,81	46,81	3	2
Perú Hunt Pipeline Development Company LLC ⁽⁴⁾⁽¹⁰⁾	Estados Unidos	Sociedad de cartera	P.E.	44,70	44,70	110	55
Petrocarabobo, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	11,00	11,00	171	-
Petróleos del Norte, S.A.	España	Construcción y explotación de una refinería de petróleo y actividades con ello relacionada.	I.G.	85,98	85,98	753	121
Petroquirquire, S.A. Emp. Mixta ⁽⁸⁾	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	I.P.	40,00	40,00	1.552	4
Polidux, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	1	17

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2013		DICIEMBRE 2012	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾	Millones de euros	
						Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Principle Power (Europe), Ltd. (5)	Reino Unido	Producción de electricidad	I.P.	33,61	100,00	-	-
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda. (5)	Portugal	Producción de electricidad	I.P.	33,61	100,00	-	-
Principle Power, Inc. (5)	Estados Unidos	Holding de grupo de empresas. Desarrollador de tecnología eólica offshore de aguas de media y alta profundidad	I.P.	33,61	33,61	5	-
Quiriquire Gas, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos.	I.P.	60,00	60,00	248	-
Refinería La Pampilla, S.A.A.	Perú	Refino, almacenamiento, comercialización, transporte y distribución de todo tipo de hidrocarburos.	I.G.	51,03	51,03	366	227
Repsol - Produção de Electricidade e Calor, ACE	Portugal	Producción de electricidad	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Angola 22, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	4	19
Repsol Angola 35, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	31	43
Repsol Angola 37, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	50	54
Repsol Aruba, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Beatrice, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar.	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Bolivia, S.A.	Bolivia	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	1.168	206
Repsol Bulgaria, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Butano, S.A.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	202	59
Repsol Canada, Ltd. General Partner	Canadá	Regasificación de GNL	I.G.	100,00	100,00	3	4
Repsol Capital, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	735	464
Repsol Chemie Deutschland, GmbH	Alemania	Comercialización de productos químicos	I.G.	100,00	100,00	2	-
Repsol Chile, S.A.	Chile	Inactiva	I.G.	99,99	99,99	15	11
Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	99,78	958	335
Repsol Comercial, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles	I.G.	51,03	100,00	80	59
Repsol Comercializadora de Gas, S.A.	España	Comercialización de gas natural	I.G.	100,00	100,00	41	-
Repsol Cuba, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(20)	2
Repsol Directo, Lda.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Directo, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	96,67	100,00	(10)	-
Repsol E & P Bolivia, S.A. (6)	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	443	132
Repsol E & P Canada, Ltd.	Canadá	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	49
Repsol E & P Eurasia, LLC.	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	99,99	99,99	(1)	-
Repsol E & P T & T Limited	Trinidad y Tobago	Exploración y Producción de Hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	127	26
Repsol E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	3.024	2.491
Repsol Ecuador, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	130	5
Repsol Eléctrica de Distribución, S.L.	España	Distribución y suministro de energía eléctrica	I.G.	100,00	100,00	4	-
Repsol Energy Canada, Ltd.	Canadá	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	(413)	579
Repsol Energy North America Corporation	Estados Unidos	Comercialización de GNL	I.G.	100,00	100,00	60	217
Repsol Exploración Argelia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	13	4
Repsol Exploración Atlas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(2)	2
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V. (5)	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Cendrawasih II, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	1	7
Repsol Exploración Cendrawasih III, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Exploración Cendrawasih IV, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Repsol Exploración Colombia, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(9)	2
Repsol Exploración East Bula, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	2
Repsol Exploración Gharb, S.A. (5)	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Gorontalo, B.V. (5)	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Guinea, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(4)	-

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2013		DICIEMBRE 2012	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾	Millones de euros	
						Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Repsol Exploración Guyana, S.A. ⁽⁵⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Irlanda, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Exploración Karabashsky, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	252	258
Repsol Exploración Kazakhstan, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Repsol Exploración Liberia, B.V. ⁽⁶⁾	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(43)	1
Repsol Exploración México, S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	33	17
Repsol Exploración Murzuq, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	400	8
Repsol Exploración Numfor, B.V. ⁽⁵⁾	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Perú, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	243	16
Repsol Exploración Seram, B.V.	Holanda	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(1)	2
Repsol Exploración Sierra Leona, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(24)	3
Repsol Exploración Suriname, S.L.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(2)	-
Repsol Exploración Tobago, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploración Venezuela, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	152	334
Repsol Exploración, S.A. ⁽⁹⁾	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.117	25
Repsol Exploration Advanced Services, AG	Suiza	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	-
Repsol Exploration Australia, Pty, Ltd.	Australia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Exploration Namibia Pty, Ltd.	Namibia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	50	-
Repsol Exploration Norge, AS	Noruega	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	41	-
Repsol Gas de la Amazonia, S.A.C.	Perú	Distribuidora de GLP	I.G.	99,85	100,00	-	-
Repsol Gas del Perú, S.A.	Perú	Comercialización de GLP	I.G.	99,86	99,86	60	36
Repsol Gas Portugal, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	25	1
Repsol GLP de Bolivia, S.A.	Bolivia	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	-	1
Repsol International Capital, Ltd	Islas Caimán	Financiera	I.G.	100,00	100,00	(48)	347
Repsol International Finance, B.V.	Holanda	Financiera y tenencia de participaciones	I.G.	100,00	100,00	1.879	301
Repsol Investeringen, BV	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	-	-
Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	500	226
Repsol Italia, SpA	Italia	Comercialización productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	63	2
Repsol LNG Holdings, S.A.	España	Comercialización de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(7)	2
Repsol LNG Offshore, B.V.	Holanda	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	15	14
Repsol LNG, S.L.	España	Comercialización de gas	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Louisiana Corporation	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	39	75
Repsol Lubricantes y Especialidades, S.A.	España	Producción y comercialización de derivados	I.G.	99,97	100,00	14	5
Repsol Lusitania, S.L.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	(28)	-
Repsol Marketing, S.A.C.	Perú	Comercialización de combustibles y especialidades	I.G.	100,00	100,00	12	3
Repsol Maroc, S.A.	Marruecos	Comercialización de gas natural	P.E.	99,96	99,96	-	1
Repsol Mediación, Agente de Seguros Vinculado, S.L.U.	España	Correduría de Seguros	I.G.	96,67	100,00	2	-
Repsol Moray Firth, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	7	8
Repsol Netherlands Finance, BV	Holanda	Financiera	I.G.	100,00	100,00	(32)	-
Repsol New Energy Ventures, S.A.	España	Desarrollo por cuenta propia o terceros de proyectos de nuevas energías	I.G.	100,00	100,00	2	2
Repsol Nuevas Energías U.K., Ltd.	Reino Unido	Promoción y construcción de parques eólicos marinos	I.G.	100,00	100,00	17	13
Repsol Nuevas Energías, S.A.	España	Fabricación, distribución y venta de todo tipo de biocombustibles y otras actividades relacionadas	I.G.	100,00	100,00	(16)	1
Repsol OCP de Ecuador, S.A.	España	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	32	-
Repsol Offshore E & P USA, Inc.	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	10	25
Repsol Oriente Medio, S.A.	España	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(22)	-
Repsol Overzee Financien, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	645	129

CUENTAS ANUALES CONSOLIDADAS

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2013		DICIEMBRE 2012	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾	Millones de euros	
				Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾		
Repsol Perú, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.G.	100,00	100,00	172	152
Repsol Petróleo, S.A.	España	Refino	I.G.	99,97	99,97	1.768	218
Repsol Polímeros, S.A.	Portugal	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	65	222
Repsol Portuguesa, S.A.	Portugal	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	491	59
Repsol Química, S.A.	España	Fabricación y venta de productos petroquímicos	I.G.	100,00	100,00	29	60
Repsol Services Company	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	27	33
Repsol Sinopec Brasil, B.V.	Holanda	Sociedad de cartera	I.P.	60,01	100,00	4.397	4.066
Repsol Sinopec Brasil, S.A.	Brasil	Explotación y comercialización de hidrocarburos	I.P.	60,01	60,01	6.391	5.764
Repsol Tesorería y Gestión Financiera, S.A.	España	Dar servicios de tesorería a las sociedades del grupo.	I.G.	100,00	100,00	303	-
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Trading y transporte	I.G.	100,00	100,00	(1)	-
Repsol Trading, S.A.	España	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	123	-
Repsol U.K. Round 3, Ltd.	Reino Unido	Desarrollo de energía eólica en el mar	I.G.	100,00	100,00	8	8
Repsol USA Holdings Corporation (4)	Estados Unidos	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	2.967	2.652
Repsol Venezuela Gas, S.A. (4)	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	172	-
Repsol Venezuela, S.A.	Venezuela	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	(67)	2
Repsol YPF Trading y Transportes Singapur, Ltd.	Islas Caimán	Inactiva	I.G.	100,00	100,00	-	-
San Andrés Park, S.L. (5)	España	Estación de Servicio para el suministro y venta de carburantes, combustibles y lubricantes.	I.G.	96,67	100,00	-	-
Saneco	Rusia	Exploración y producción de crudo	I.P.	49,01	100,00	141	-
SC Repsol Baicoi, S.R.L. (5)	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Pitesti, S.R.L. (5)	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Targoviste, S.R.L. (5)	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
SC Repsol Targu Jiu, S.R.L. (5)	Rumania	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios Administrativos Cuenca de Burgos S.A. de C.V.	México	Exploración y producción de hidrocarburos	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios de Mantenimiento y Personal, S.A.	Ecuador	Servicios de mantenimiento y de personal	I.G.	100,00	100,00	-	-
Servicios de Seguridad Mancomunados, S.A.	España	Seguridad	I.G.	99,98	100,00	1	-
Servicios Logísticos Combustibles de Aviación, S.L.	España	Transporte y puesta a bordo de productos petrolíferos para la aviación comercial	I.P.	49,29	50,00	12	4
Servicios y Operaciones de Perú S.A.C	Perú	Otras actividades	I.G.	100,00	100,00	1	-
SKSOL Lube Base Oils, S.A.	España	Desarrollo y producción de bases lubricantes	I.P.	29,99	30,00	31	31
Sociedade Abastecedora de Aeronaves, Lda.	Portugal	Comercialización productos petrolíferos	P.E.	25,00	25,00	-	-
Sociedade Açoreana de Armazenagem de Gas, S.A.	Portugal	Comercialización de GLP	P.E.	25,07	25,07	5	1
Societat Catalana de Petrolis, S.A.	España	Distribución y comercialización de productos petrolíferos	P.E.	43,69	45,00	6	15
Solgas Distribuidora de Gas, S.L.	España	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	(1)	1
Solred, S.A.	España	Gestión de medios de pago en Estaciones de Servicio	I.G.	96,67	100,00	38	7
Spelta Produtos Petrolíferos Unipessoal, Lda.	Portugal	Comercialización de GLP	I.G.	100,00	100,00	1	-
Tecnicontrol y Gestión Integral, S.L.	España	Promoción Inmobiliaria	I.G.	100,00	100,00	32	4
Terminales Canarias, S.L.	España	Almacenamiento y distribución de productos petrolíferos	I.P.	48,34	50,00	25	20
The Repsol Company of Portugal, Ltd.	Reino Unido	Comercialización de productos petrolíferos	I.G.	100,00	100,00	1	1
TNO (Tafnefteodacha)	Rusia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	34,30	99,54	110	-
Tocado International, B.V. (5)	Holanda	Otras actividades	P.E.	20,34	20,34	1	-
Transierra, S.A.	Bolivia	Transporte de hidrocarburos incluyendo construcción y operación de gasoductos y oleoductos y su operación.	P.E.	21,77	44,50	292	67
Transportadora de Gas de Perú, S.A.	Perú	Aprovisionamiento y/o logística de gas	P.E.	10,00	22,38	178	80
Transportadora Sulbrasileira de Gas, S.A.	Brasil	Construcción y explotación de un gasoducto	I.P.	25,00	25,00	10	10

Nombre	País	Actividad	Método de consolidación ⁽¹⁾	DICIEMBRE 2013		DICIEMBRE 2012	
				% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽²⁾	Patrimonio Neto ⁽³⁾	Capital Social ⁽³⁾
Tucunará Empreendimentos e Participações, Ltda.	Brasil	Servicios de apoyo e infraestructura administrativa	I.G.	100,00	100,00	6	6
Vía Red Hostelería y Distribución, S.L.	España	Adquisición y/o explotación de toda clase de establecimientos de hostelería.	I.G.	100,00	100,00	1	1
Windplus, S.A.	Portugal	Desarrollo de Tecnología Windfloat para generación eólica offshore flotante	I.P.	23,73	70,62	11	-
YPFB Andina, S.A. ⁽⁶⁾	Bolivia	Exploración y producción de hidrocarburos	I.P.	48,92	48,92	1.023	146
Zhambai Limited Liability Partnership	Kazakhstan	Exploración y producción de hidrocarburos	P.E.	25,00	25,00	(12)	-

⁽¹⁾ Método de consolidación:

I.G.: Integración global

I.P.: Integración proporcional

P.E.: Puesta en equivalencia

⁽²⁾ Porcentaje correspondiente a la participación de las Sociedades Matrices sobre la filial.

⁽³⁾ Corresponde a los datos de las sociedades individuales, excepto en los casos señalados específicamente, de los últimos estados financieros aprobados por su Junta General de Accionistas (en general, datos a 31 de diciembre de 2012), elaboradas de acuerdo con los principios contables vigentes en las jurisdicciones correspondientes. El patrimonio de las empresas cuya moneda funcional no es el euro han sido convertidas al tipo de cambio de cierre. Los importes están redondeados (figuran como cero aquellos inferiores a medio millón de euros).

⁽⁴⁾ Datos correspondientes a Cuentas Consolidadas.

⁽⁵⁾ Sociedades incorporadas al Grupo Repsol en el ejercicio 2013.

⁽⁶⁾ Datos correspondientes a cuentas cerradas a 31 de marzo de 2013.

⁽⁷⁾ Sociedad matriz de un grupo constituido por más de trescientas sociedades, información que puede obtenerse en las cuentas anuales consolidadas de dicha sociedad (www.portal.gasnatural.com)

⁽⁸⁾ Esta sociedad cuenta con un sucursal domiciliada en Liberia.

⁽⁹⁾ Esta sociedad posee el 100% de Repsol Exploration Services, Ltd., sociedad en liquidación domiciliada en las Islas Caimán.

⁽¹⁰⁾ Esta sociedad es la matriz de Hunt Pipeline Development Perú, LP, que a su vez posee el 100% de Hunt Pipeline Company of Peru, LTD., sociedad domiciliada en las Islas Caimán

Anexo I b Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto
Pacific LNG Bolivia, S.A.	Bolivia	Repsol Bolivia, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por liquidación
Tocado International B.V.	Holanda	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
Eurotek	Rusia	AR Oil & Gas BV	Cambio en el método de consolidación
MC ALREP, Lic.	Rusia	AR Oil & Gas BV	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
Kuosol Servicios, S.A. de C.V.	México	Kuosol S.A.P.I. de C.V.	Baja en el perímetro de consolidación por absorción
Repsol Exploración Gharb, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Principle Power Inc.	EE.UU	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
Principle Power Portugal Unipessoal, Lda.	Portugal	Principle Power Inc.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
Principle Power (Europe), Ltd.	Reino Unido	Principle Power Inc.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
Windplus, S.A.	Portugal	Principle Power Inc.	Traslado total y modificación del porcentaje de participación
Repsol Exploración Guyana, S.A.	España	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Air Miles España, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Modificación en el porcentaje de participación
SC Repsol Targu Jiu SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
SC Repsol Baicoi SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
SC Repsol Targoviste SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
SC Repsol Pitești SRL	Rumanía	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Repsol Exploración Cendrawasih I, B.V	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Repsol Exploración Gorontalo, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Repsol Exploración Numfor, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Algaenergy	España	Repsol Nuevas Energías, S.A.	Modificación en el porcentaje de participación
San Andrés Park S.L	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
Bahía Bizkaia Electricidad, S.L. (1)	España	Repsol, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Albatros S.a.R.L.	Luxemburgo	Repsol, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Repsol - Gas Natural LNG, S.L.	España	Gas Natural SDG, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Perú LNG Company Lic. (1)	EE.UU	LNG Shipping Operation Services Netherland, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Perú LNG, S.R.L. (1)	Perú	Perú LNG Company, Lic.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Atlantic 1 Holdings, Llc. (1)	Estados Unidos	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Atlantic 2/3 Holdings Llc. (1)	Estados Unidos	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Atlantic 4 Holdings Llc. (1)	Estados Unidos	Repsol LNG Port of Spain, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Atlantic LNG 2/3 Company of Trinidad&Tobago, Unlimited (1)	Trinidad y Tobago	Atlantic 2/3 Holdings Llc.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Atlantic LNG 4 Company of Trinidad&Tobago, Unlimited (1)	Trinidad y Tobago	Atlantic 4 Holdings Llc.	Baja en el perímetro de consolidación por venta

31.12.2013				31.12.2012		
Fecha	Método de Consolidación ⁽³⁾	% Participación Total		Método de Consolidación ⁽³⁾	% Participación Total	
		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽⁴⁾		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽⁴⁾
ene-13	-	-	-	P.E.	37,50%	37,50%
ene-13	P.E.	20,34%	20,34%	-	-	-
ene-13	I.P.	49%	100%	I.G.	100%	100%
feb-13	I.P.	49,01%	100%	-	-	-
feb-13	-	-	-	I.P.	49,99%	99,98%
mar-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
mar-13	I.P.	33,606%	33,606%	-	-	-
mar-13	I.P.	100%	33,606%	-	-	-
mar-13	I.P.	100%	33,606%	-	-	-
abr-13	I.P.	23,73%	70,62%	I.P.	30,95%	30,95%
jun-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
jun-13	P.E.	25,78%	26,67%	P.E.	21,75%	22,50%
jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
jul-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
jul-13	I.P.	20,016%	20,016%	I.P.	20,01%	20,01%
sep-13	I.G.	96,67%	100%	-	-	-
oct-13	-	-	-	I.P.	25,00%	25,00%
nov-13	I.G.	100%	100%	-	-	-
dic-13	-	-	-	I.P.	65,00%	100%
dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	20,00%
dic-13	-	-	-	I.P.	25,00%	25,00%
dic-13	-	-	-	P.E.	22,22%	22,22%
dic-13	-	-	-	I.P.	25,00%	100%
dic-13	-	-	-	P.E.	22,22%	100%

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto
Atlantic LNG Co. of Trinidad&Tobago (1)	Trinidad y Tobago	Atlantic 1 Holdings, Llc.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Repsol LNG T&T, Ltd. (1)	Trinidad y Tobago	Repsol LNG Port Spain, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Repsol LNG Port of Spain, B.V. (1)	Holanda	Netherlands ALNG Holding Company, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
LNG Shipping operation services netherlands B.V. (1)	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Netherlands ALNG Holding Company B.V. (1)	Holanda	Repsol International Finance, B.V.	Baja en el perímetro de consolidación por venta
Sociedades del Grupo Gas natural (varias) ⁽²⁾		Gas Natural SDG, S.A.	

⁽¹⁾ Sociedades del perímetro de la operación con Shell por la venta de los activos y negocios de GNL. Bahía Bizkaia Electricidad, S.L. se venden finalmente a BP (ver Nota 31).

⁽²⁾ En el ejercicio 2013 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades, sin que ninguna de ellas tenga un efecto significativo en los estados financieros del Grupo Repsol.

⁽³⁾ Método de consolidación:
 I.G. : Integración global
 I.P. : Integración proporcional
 P.E. : Puesta en equivalencia

⁽⁴⁾ Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

31.12.2013					31.12.2012		
Fecha	Método de Consolidación ⁽³⁾	% Participación Total		Método de Consolidación ⁽³⁾	% Participación Total		
		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽⁴⁾		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽⁴⁾	
dic-13	-	-	-	P.E.	20,00%	100%	
dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%	
dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%	
dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%	
dic-13	-	-	-	I.G.	100%	100%	

Anexo I b Principales variaciones del perímetro de consolidación del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto
YPF, S.A. (1)	Argentina	Repsol, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
A&C Pipeline Holding	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
A-Evangelista Construções e Serviços, Ltda.	Brasil	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
A-Evangelista, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Central Dock Sud, S.A.	Argentina	Inversora Dock Sud, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
CLH Holdings Inc	Argentina	YPF Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Compañía Mega, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Gas Argentino, S.A.	Argentina	YPF Inversora Energética, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Gasoducto del Pacífico (Argentina), S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Gasoducto del Pacífico Cayman S.A	Islas Caiman		Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Gasoducto del Pacífico Chile S.A	Chile		Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Gasoducto Oriental, S.A.	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Gateway Coal Company	Argentina	Maxus Energy Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Inversora Dock Sud, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Maxus (US) Exploration Company	Argentina	Maxus Energy Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Maxus Energy Corporation	Argentina	YPF Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
YPF Guyana	Argentina	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Maxus International Energy Co	Argentina	Maxus Energy Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Metrogás, S.A.	Argentina	Gas Argentino, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Oiltanking Ebytem, S.A	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Oleoducto Trasandino Argentina, S.A.	Argentina	A & C Pipeline Holding	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Oleoductos del Valle, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Operadora de Estaciones de Servicio S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Pluspetrol Energy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Poligás Luján, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Profertil, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Refinerías del Norte, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Terminales Marítimas Patagónicas, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Tierra Solutions Inc.	Argentina	CLH Holdings Inc.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
YPF Ecuador Inc. (Sucursal Ecuador)	Argentina	YPF International, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
YPF Holdings Inc.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
YPF International, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
YPF Inversora Energética, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
AESA Perú, S.A.C	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
YPF Services USA Corporation	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
YPF Servicios Petroleros, S.A	Argentina	YPF, S.A./YPF services USA Corporation	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
YPF Brasil Comercio de Derivados de Petróleo LTDA.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Civeny, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Bizoy, S.A.	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Eleran Inversiones 2011. S.A	Argentina	YPF, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
YPF Chile, S.A.	Argentina	Eleran Inversiones 2011. S.A	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación

31.12.2012				31.12.2012		
Fecha	Método de Consolidación ⁽⁴⁾	% Participación Total		Método de Consolidación ⁽⁴⁾	% Participación Total	
		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽⁵⁾		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽⁵⁾
abr-12	(1)	(1)	(1)	I.G.	57,43%	57,43%
abr-12				P.E.	20,67%	36,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				P.E.	24,86%	86,15%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.P.	21,82%	38,00%
abr-12				P.E.	26,03%	45,33%
abr-12				P.E.	5,74%	10,00%
abr-12				P.E.	5,74%	10,00%
abr-12				P.E.	27,69%	36,00%
abr-12				P.E.	9,57%	16,66%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				P.E.	24,61%	42,86%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				P.E.	18,22%	70,00%
abr-12				P.E.	17,23%	30,00%
abr-12				P.E.	20,98%	100,00%
abr-12				P.E.	21,25%	37,00%
abr-12				I.G.	57,43%	99,85%
abr-12				I.P.	25,84%	45,00%
abr-12				I.G.	29,00%	50,49%
abr-12				I.P.	28,72%	50,00%
abr-12				I.P.	28,72%	50,00%
abr-12				P.E.	19,04%	33,15%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.P.	22,97%	40,00%
abr-12				I.P.	22,97%	40,00%
abr-12				I.G.	57,43%	100,00%
abr-12				I.G.	100,00%	100,00%

Nombre	País	Sociedad Matriz	Concepto
A-Evangelista ingeniería y construcciones Bolivia S.A.	Argentina	A-Evangelista, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
YPF Gas, S.A. (2)	Argentina	Repsol Butano, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Comsergas, Compañía Servicios Industriales de Gas Licuado, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Gas Austral, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
Mejorgas, S.A.	Argentina	Repsol YPF Gas S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por expropiación
ZAO EUROTEK-YAMAL	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación
OOO Eurotek-ND	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación
Repsol Trading USA Corporation	Estados Unidos	Repsol USA Holdings Corp.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
Windplus, S.A.	Portugal	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
NEOL Biosolutions, S.A.	España	Repsol New Energy Ventures, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
Repsol Butano Chile, S.A.	Chile	Repsol Butano, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación
Empresas Lipigas, S.A.	Chile	Repsol Butano Chile, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación
OOO Eurotek-YuKh	Rusia	Eurotek	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación
AR Oil & Gaz BV	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
Amodaimi Oil Company Ltd	Ecuador	Repsol YPF Ecuador, S.A.	Baja en el perímetro de consolidación por enajenación
Saneco	Rusia	Arog, B.V.	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
Sksoil Lube Base Oils, S.A.	España	Repsol Petróleo, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Noroil, S.A.	España	Repsol Comercial de Productos Petrolíferos, S.A.	Aumento del porcentaje de participación
TNO (Tafnefteotdacha)	Rusia	AR Oil & Gaz BV	Alta en el perímetro de consolidación por adquisición
Repsol Exploration Namibia PTY LTD	Namibia	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Repsol Exploración Australia PTY LTD	Australia	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Repsol Aruba, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Repsol Bulgaria, B.V.	Holanda	Repsol Exploración, S.A.	Alta en el perímetro de consolidación por constitución
Sociedades del Grupo Gas natural (varias) (3)		Gas Natural SDG, S.A.	

(1) Tras la pérdida de control YPF, S.A. y la expropiación del 51% de su patrimonio, el Grupo puede ejercer los derechos de voto correspondientes al 6,43% sobre el cuál el gobierno argentino no ha anotado los derechos que le corresponderían conforme a la Ley de Expropiación. Adicionalmente, también puede ejercer los derechos correspondientes al 5,38% que se adquirieron por la ejecución de las garantías relacionadas con los préstamos concedidos por Repsol a Petersen para la adquisición de su participación en YPF, S.A. (ver Nota 5). Las sociedades dependientes de YPF, S.A. perdieron su consideración de empresas del Grupo Repsol y no consolidan en los estados financieros del Grupo desde la pérdida de control sobre YPF, S.A.

(2) Tras la pérdida de control YPF Gas, S.A. y la expropiación de 51% de su patrimonio, el Grupo puede ejercer los derechos de voto correspondientes al 33,997% sobre el cuál el gobierno argentino no ha anotado los derechos que le corresponderían conforme a la Ley de Expropiación. Las sociedades dependientes de YPF Gas, S.A. perdieron su consideración de empresas del Grupo Repsol y no consolidan en los estados financieros del Grupo desde la pérdida de control sobre YPF Gas, S.A.

(3) En el ejercicio 2012 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa se ha modificado mediante incorporaciones, bajas, aumentos y disminuciones de porcentajes de participación en sociedades, sin que ninguna de ellas tenga un efecto significativo en los estados financieros del Grupo Repsol YPF. En el ejercicio 2011 el perímetro del Grupo Gas Natural Fenosa.

(4) Método de consolidación:

I.G. : Integración global

I.P. : Integración proporcional

P.E. : Puesta en equivalencia

(5) Porcentaje correspondiente a la participación de la Sociedad Matriz sobre la filial.

31.12.2012				31.12.2011		
Fecha	Método de Consolidación ⁽⁴⁾	% Participación Total		Método de Consolidación ⁽⁴⁾	% Participación Total	
		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽⁵⁾		% de Participación Patrimonial	% de Participación Control ⁽⁵⁾
abr-12				I.G.	99,99%	99,99%
abr-12	(2)	(2)	(2)	I.G.	85,00%	85,00%
abr-12				I.G.	52,70%	62,00%
abr-12				P.E.	42,50%	50,00%
abr-12				P.E.	57,43%	100,00%
may-12				I.G.	100,00	100,00
may-12				I.G.	100,00	100,00
jun-12	I.G.	100,00	100,00			
jun-12	I.P.	30,95	30,95			
jun-12	I.P.	50,00	50,00			
jul-12				I.G.	100,00	100,00
jul-12				I.P.	45,00	45,00
ago-12				I.G.	100,00	100,00
ago-12	I.P.	49,01	49,01			
sep-12				I.G.	100,00	100,00
sep-12	I.P.	49,01	100,00			
dic-12	I.P.	30,00	30,00			
dic-12	I.G.	96,67	100,00	I.G.	67,67	70,00
dic-12	I.P.	49,01	100,00			
dic-12	I.G.	100,00	100,00			
dic-12	I.G.	100,00	100,00			
dic-12	I.G.	100,00	100,00			
dic-12	I.G.	100,00	100,00			

Anexo II Activos y operaciones controladas conjuntamente a 31 de diciembre de 2013

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd.	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Issaouane (TFR)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Reggane	26,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto ⁽²⁾	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio ⁽²⁾	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo ⁽²⁾	20,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Compresión de Gas Río Grande ⁽²⁾	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Gas
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Gas
Bulgaria			
Han Asparuh	30,00%	OMV Offshore	Exploración
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canada Ltd.	Regasificación de LNG
Colombia			
Cavo Norte ⁽⁴⁾	22,50%	Oxycol	Producción
Cosecha ⁽⁴⁾	70,00%	Oxycol	Producción
Chipirón ⁽⁴⁾	35,00%	Oxycol	Producción
Rondon ⁽⁴⁾	35,00%	Oxycol	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Tayrona	30,00%	Petrobras	Exploración
RC11	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
RC12	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Exploración
Guadual	20,00%	Petrobras	Abandono
Orquidea	40,00%	Hocol	Abandono

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Cuba			
Bloque 25-29 y 35*36	40,00%	Repsol YPF Cuba S.A	Exploración
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol Ecuador S.A.	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Bezana Bigüenzo ⁽⁶⁾	100,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Boquerón ⁽⁶⁾	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca ⁽⁶⁾	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo y Producción
Chipirón ⁽⁶⁾	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II ⁽⁵⁾	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I ⁽⁵⁾	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca ⁽⁵⁾	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares ⁽⁵⁾	66,70%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Fulmar	84,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo ⁽⁶⁾	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas	Producción
Morcín – 1 ⁽⁵⁾	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Rodaballo ⁽⁶⁾	73,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y Producción
Rodaballo Concesión	65,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Siroco	60,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Villaviciosa ⁽⁵⁾	70,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Indonesia			
Seram PSC	45,00%	Black Gold Indonesia Llc.	Exploración y producción
East Bula PSC	45,00%	Black Gold East Bula Llc.	Exploración y producción
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II B.V.	Exploración y producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limited	Exploración y producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limited	Exploración y producción
Cendrawasih I bay block	30,00%	Black Gold Cendrawasih L.L.C.	Exploración
Iraq			
Piramagrun and Qala Dze Blocks	50,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración y producción
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda S.A.	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración
L7	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
EPSA IV NC186	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
Epsa IV NC115 Exploración	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Epsa IV NC186 Exploración	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Pack 3	35,00%	GDF	Exploración y producción
Area 137	50,00%	Sancor	Exploración y producción

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Marruecos			
Tánger Larrache (6)	88,00%	Repsol Exploración Marruecos S.A.	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Noruega			
Licencia PL512	25,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL541	35,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploración
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Licencia PL692	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL705	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL711	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL704	30,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL721	20,00%	RWE Dea Norge	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú Llc. Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú Llc. Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 109	70,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú Llc. Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos (abandono)

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Portugal			
Lagosta	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Lagostim	90,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ostra	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Mexilhão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Ameijoa	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Camarão	65,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Licencia	70,00%	Repsol Exploración S.A. (sucursal Portugal)	Exploración
Rumanía			
Bloque 13 Targu Jiu	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 5 Baicoi	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 6 Targoviste	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Bloque 12 Pitesti	49,00%	OMV Petrom	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	BP	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Ypergas	Exploración y producción

⁽¹⁾ Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.

⁽²⁾ Operaciones o activos gestionados a través de YPF Andina S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%.

⁽³⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.

⁽⁴⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia Llc., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.

⁽⁵⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,001%.

⁽⁶⁾ Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,001%

Anexo II Activos y operaciones controladas conjuntamente a 31 de diciembre de 2012

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Angola			
Bloque 22	42,86%	Repsol Angola 22 B.V. (sucursal)	Exploración
Bloque 35	35,71%	ENI West Africa SPA	Exploración
Bloque 37	28,57%	ConocoPhillips Angola 37 Ltd	Exploración
Argelia			
TFT	30,00%	Groupement TFT	Exploración y Producción
Issaouane (tfr)	59,50%	Repsol Exploración Argelia - Sonatrach	Exploración y Producción
Gassi-Chergui	60,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y Producción
M'sari-Akabli	45,00%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y Producción
Reggane	29,25%	Groupement Reggane	Exploración y Producción
Sud Est Illizi	52,50%	Repsol Exploración Argelia, S.A.	Exploración y Producción
Bolivia			
Bloque San Alberto ⁽²⁾	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque San Antonio ⁽²⁾	50,00%	Petrobras Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Planta de Compresión de Gas Rio Grande	50,00%	YPFB Andina S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Charagua	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración
Bloque Caipipendi	37,50%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Bloque Monteagudo	30,00%	Repsol E&P Bolivia S.A.	Exploración, Explotación y Producción
Brasil (3)			
Albacora Leste	10,00%	Petrobras	Producción
BM-C-33	35,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-ES-21	10,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-44	25,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-48	40,00%	Repsol Sinopec Brasil S.A.	Exploración
BM-S-50	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-51	20,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-7	37,00%	Petrobras	Exploración
BM-S-9	25,00%	Petrobras	Exploración
Cabiunas	15,00%	Petrobras	Gas
Floating LNG	16,33%	Petrobras	Gas
Canadá			
Canaport LNG Limited Partnership	75,00%	Repsol Canadá Ltd.	Regasificación de LNG
Colombia			
Cosecha ⁽⁴⁾	70,00%	Occidental de Colombia, Llc.	Producción
Capachos	50,00%	Repsol Exploración Colombia Sucursal	Abandono
Cebucan	20,00%	Petrobras	Exploración
Catleya	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Rc 11	50,00%	Ecopetrol	Exploración
Rc12	50,00%	Ecopetrol	Exploración
El Queso	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Abandono
Guadual	20,00%	Petrobras	Abandono
Orquidea	40,00%	Hocol	Abandono
Guajira OFF-1	50,00%	Repsol Exploración Colombia	Exploración
Tayrona	30,00%	Petrobras	Exploración
Cravo Norte	22,50%	Occidental de Colombia, Llc.	Producción
Chipirón	35,00%	Occidental de Colombia, Llc.	Producción
Rondon	25,00%	Occidental de Colombia, Llc.	Producción

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Ecuador			
Bloque 16	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
Bloque Tivacuno	35,00%	Repsol YPF Ecuador S.A.	Exploración y producción
España			
Albatros	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Angula	53,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Barracuda	60,21%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Bezana Bigüenzo (6)	100,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Boquerón (6)	66,45%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Canarias	50,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Casablanca (6)	76,85%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración y producción
Casablanca Unit	68,67%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo/Producción
Chipirón (6)	100,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Comunidad de bienes Central Nuclear de Almaraz, Grupo I y II (5)	11,30%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Nuclear de Trillo, Grupo I (5)	34,50%	Iberdrola, Endesa, Hidrocantábrico	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Aceca (5)	50,00%	Iberdrola	Generación eléctrica
Comunidad de bienes Central Térmica de Anllares (5)	66,70%	Endesa Generación, S.A.	Generación eléctrica
Fulmar	84,23%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Gaviota I y II	82,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Montanazo (6)	92,10%	Repsol Investigaciones Petrolíferas	Producción
Morcín – 1 (5)	20,00%	Petroleum Oil&Gas España	Exploración
Rodaballo (6)	73,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Producción
Rodaballo Concesión	65,42%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Desarrollo
Siroco	66,00%	Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A.	Exploración
Villaviciosa (5)	70,00%	Petroleum Oil & Gas España, S.A.	Exploración
Guinea Ecuatorial			
Bloque C	57,38%	Repsol Exploración Guinea	Exploración
Indonesia			
Seram	45,00%	Black Gold Indonesia Llc.	Exploración y producción
East Bula	45,00%	Black Gold East Bula Llc.	Exploración y producción
Cendrawasih Bay II	50,00%	Repsol Exploracion Cendrawasih II B.V.	Exploración y producción
Cendrawasih Bay III	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay III) Limited	Exploración y producción
Cendrawasih Bay IV	50,00%	NIKO Resources (Cendrawasih Bay IV) Limited	Exploración y producción
Irlanda			
Dunquin	25,00%	Exxon	Exploración
Newgrange	40,00%	Repsol Exploración Irlanda S.A.	Exploración
Kenia			
L5	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración
L7	20,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración
Liberia			
Bloque 10	10,00%	Anadarko	Exploración
Bloque 15	27,50%	Anadarko	Exploración
Bloque 16	52,38%	Repsol Exploración Liberia BV	Exploración
Bloque 17	52,38%	Repsol Exploración Liberia BV	Exploración
Libia			
Epsa IV NC115	25,20%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
EP5A IV NC186	19,84%	Akakus Oil Operations	Exploración y producción
Epsa IV NC115 Explorac.	40,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Epsa IV NC186 Explorac.	32,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Pack 1	60,00%	Repsol Exploracion Murzuq. S.A.	Exploración y producción
Pack 3	35,00%	Woodside Energy, N.A.	Exploración y producción
Area 137	50,00%	Petrocanada Ventures (North Africa) Ltd.	Exploración y producción

Nombre	Participación (%) ⁽¹⁾	Operador	Actividad
Marruecos			
Tanger Larache ⁽⁶⁾	88,00%	Repsol Exploración Marruecos	Exploración
Mauritania			
TA09	70,00%	Repsol Exploración S.A.	Exploración
TA10	70,00%	Repsol Exploración	Exploración
Namibia			
Bloque 10	44,00%	Repsol Exploration Namibia PTY Ltd.	Exploración
Licencia PL541	50,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL557	40,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL356	40,00%	Det Norske	Exploración
Licencia PL529	10,00%	ENI Norge	Exploración
Licencia PL589	30,00%	Wintershall Norge	Exploración
Licencia PL530	10,00%	GDF Suez E&P Norge	Exploración
Licencia PL531	20,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL642	40,00%	Repsol Exploration Norge	Exploración
Licencia PL644	20,00%	OMV (Norge)	Exploración
Licencia PL640	40,00%	Talisman	Exploración
Licencia PL656	20,00%	E.ON Ruhrgas	Exploración
Licencia PL658	50,00%	Dong	Exploración
Omán			
Zad-2	50,00%	RAK Petroleum	Exploración
Perú			
Lote 57	53,84%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Lote 39	55,00%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 90	50,50%	Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 56	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 88	10,00%	Pluspetrol Perú Corporation	Producción de Hidrocarburos
Lote 76	50,00%	Hunt Oil Company of Perú Llc. Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 103	30,00%	Talisman Petrolera del Perú Llc. Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos
Lote 101	30,00%	Talisman Petrolera del Perú Llc. Sucursal del Perú	Exploración de Hidrocarburos (abandono)
Portugal			
Peniche	90,00%	Repsol Exploración, S.A.	Exploración
Algarve	15,00%	Petrobras	Exploración
Sierra Leona			
SL6	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
SL7	25,00%	Anadarko, S.L.	Exploración
Trinidad			
Bloque 5B	30,00%	Amoco Trinidad Gas B.V.	Exploración
Venezuela			
Yucal Placer	15,00%	Repsol YPF Venezuela, S.A.	Exploración y producción

⁽¹⁾ Corresponde a la participación que tiene la Sociedad propietaria del activo en la operación.

⁽²⁾ Operaciones o activos gestionados a través de YPFB Andina S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 48,92%.

⁽³⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Repsol Sinopec Brasil S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 60%.

⁽⁴⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Occidental de Colombia Llc., sociedad de control conjunto con una participación del 25%.

⁽⁵⁾ Operaciones o activos gestionados a través de Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%.

⁽⁶⁾ Parte de la participación sobre la operación o activo es gestionada por Gas Natural SDG S.A., sociedad de control conjunto con una participación del 30,01%.

ANEXO III: MARCO REGULATORIO

Las actividades de Repsol, S.A. y sus sociedades participadas se encuentran sujetas a una amplia regulación, cuyos aspectos principales se describen a continuación.

España

España cuenta con una legislación de la Industria del Petróleo de carácter liberalizador cuyo exponente es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por distintas disposiciones, entre ellas la Ley 12/2007, de 2 de julio, y desarrollada por numerosos reales decretos y órdenes ministeriales. Dicha norma establece la distribución de competencias entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, modificó la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo pautas para la planificación energética vinculante bajo criterios que contribuyan a crear un sistema energético, seguro, eficiente, sostenible económicamente y respetuoso con el medioambiente; se establecen medidas para la reducción de gases de efecto invernadero y se prevé la constitución de un fondo para la compra de créditos de carbono y en general un muy amplio abanico de medidas que afectan a la práctica totalidad de los sectores energéticos.

El 5 de junio de 2013 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (la "CNMC") que se constituye como un "macro-organismo" que asume las funciones específicas de supervisión y control de los mercados regulados supervisados previamente por varias Comisiones Nacionales, entre ellas la Comisión Nacional de Energía. Integra igualmente a la Comisión Nacional de la Competencia.

La citada Ley 3/2013, de creación de la CNMC modifica sustancialmente el régimen de control de las operaciones empresariales en el sector de la energía, contenido hasta ahora en la conocida como función pública 14ª de la CNE ("Función 14"), que ahora se deroga, asignándose su ejercicio al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Minetur). La nueva Ley diseña un régimen de control ex post en la realización de ciertas operaciones, bien mediante la obligación del adquirente de comunicar la realización de dichas operaciones al Minetur, bien mediante la potestad del Ministro de Industria de imponer condiciones sobre la actividad de las sociedades adquiridas, siempre que estuviese amenazado el suministro energético en España.

Es una novedad de este nuevo control su extensión al sector de los hidrocarburos líquidos, adicionalmente a los sectores ya sujetos con anterioridad, eléctrico y gasista. Por lo que respecta al sector de los hidrocarburos líquidos se incluyen aquellas sociedades que desarrollen actividades de refino, transporte por oleoductos y almacenamiento de productos petrolíferos, o sean titulares de dichos activos, los cuales adquieren la condición de activos estratégicos.

Serán objeto de control tanto las operaciones activas, en las que el sujeto activo de la operación (o adquirente) es una empresa regulada o asimilada de los anteriores sectores energéticos, siempre que la operación tenga un impacto relevante o influencia significativa en el desarrollo de las actividades de la sociedad que comunica la operación; como las operaciones pasivas, que tienen por objeto a empresas energéticas reguladas o asimiladas, o activos regulados o asimilados, siempre que dicha operación conceda una "influencia significativa" en la gestión de la sociedad.

Dentro de la regulación del sector son relevantes las figuras de los operadores principales y dominantes. El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, atribuye a la CNE la obligación de publicar, no solo la lista de operadores principales sino la de operadores dominantes en cada mercado o sector. Dicha función resulta ahora atribuida a la nueva CNMC.

Los operadores dominantes se definen como aquellos que ostenten una cuota superior al 10% en el mercado de referencia que corresponda. Por su parte se entiende por operador principal, a aquel que disponga de una de las cinco mayores cuotas en dichos mercados. Tener la condición de operador dominante supone, de acuerdo a la legislación vigente, ciertas restricciones regulatorias relacionadas con el Sector Eléctrico.

Por lo que respecta a los operadores principales, el artículo 34 del Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, establece una serie de limitaciones relacionadas con la adquisición de derechos de voto sobre el capital de sociedades que tuvieran tal condición o la presencia en sus consejos de administración; en concreto, establece que cualquier persona física o jurídica que participe en el capital de dos o más sociedades que tengan la condición de operador principal en el mismo mercado en una proporción igual o superior al 3% del total no pueden ejercer los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de dicho porcentaje en más de una sociedad. Asimismo, establece la limitación consistente en que no podrán designar, ni directa, ni indirectamente a miembros de los órganos de administración de otro operador principal.

Hidrocarburos Líquidos, Petróleo y derivados del Petróleo

En España, tienen la consideración de bienes de dominio público los yacimientos de hidrocarburos y los almacenamientos subterráneos que se encuentren en el territorio español, en el subsuelo y en los lechos marinos que se encuentren bajo soberanía española.

Los permisos de investigación se otorgarán por el Gobierno o por los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas cuando afecte a su ámbito territorial y conferirán el derecho exclusivo de investigar las áreas a que vayan referidas durante un período de seis años.

La concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento de hidrocarburos en las áreas otorgadas por un período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez, el derecho a continuar las actividades de investigación en dichas áreas y el derecho a la obtención de autorizaciones para las actividades previstas en este Título y poder vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

También algunas de las actividades dentro del ámbito de la Ley 34/1998 pueden ser objeto de autorizaciones, permisos y/o concesiones administrativas. La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, e implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de GLP, de comercializador al por menor de GLP a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos y establece alternativamente la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad.

La construcción y operación de refinerías y de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos son actividades sujetas a autorización, cuyo otorgamiento requiere el cumplimiento de requisitos técnicos, financieros, medioambientales y de seguridad.

Se permite el acceso de terceros a las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos como, por ejemplo, a las instalaciones de la Compañía Logística de Hidrocarburos S.A. (CLH), mediante un procedimiento negociado en condiciones no discriminatorias y objetivas.

Ninguna persona física o jurídica puede ostentar, directa o indirectamente, la propiedad de más del 25% del capital social de CLH. La suma de la participación en CLH correspondiente a sociedades con capacidad de refino no puede exceder del 45%.

La Ley 11/2013 de 26 de julio de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo, introduce una serie de medidas en los mercados mayorista y minorista de productos petrolíferos con la intención de incrementar la competencia efectiva en el sector.

En el ámbito minorista, la Ley 11/2013 introduce determinadas modificaciones en los contratos de suministro en exclusiva para la distribución de carburantes de automoción. En concreto, en tales contratos se limita su duración de 5 a 1 año, con la posibilidad de su prórroga automática por otro año únicamente sujeta a la voluntad del distribuidor, y hasta un máximo de tres años. Igualmente prohíbe cláusulas que fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible.

La citada Ley contiene una Disposición Adicional cuarta que otorga un plazo de un año para llevar a cabo las anteriores adaptaciones en los contratos afectados. De tales modificaciones se excluyen las estaciones de servicio de plena propiedad del operador, así como aquellas estaciones de servicio con contratos de arrendamiento o derechos reales limitados a favor del proveedor en vigor, siempre que la duración de los contratos de suministro en exclusiva no supere la duración de aquellos.

Finalmente la Ley 11/2013 limita el incremento de las instalaciones de suministro de carburantes a aquellos operadores al por mayor que dispongan de cuotas de mercado provinciales medidas en puntos de venta, superiores al 30%.

El precio de los productos derivados del petróleo se encuentra liberalizado, con excepción del GLP, el cual, en ciertos casos, se encuentra sometido a precios máximos de venta al público. El precio del GLP a granel y del GLP embotellado en bombonas de peso inferior a 8 kilos o superior a 20 kilos se encuentra liberalizado.

La comercialización al por menor de GLP envasado puede ser realizada libremente por cualquier persona física o jurídica.

Gas natural

La Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica la Ley 34/1998 del Sector de hidrocarburos y que incorpora al derecho español la Directiva del Parlamento Europeo 2003/55, incorpora medidas para conseguir un mercado plenamente liberalizado. Esta normativa establece la desaparición del sistema de tarifas y crea la figura del suministrador de último recurso, que tiene la obligación de suministrar a consumidores que no disponen de capacidad de negociación suficiente. Además, deberá hacerlo a un precio máximo ("tarifa de último recurso") que será fijado por el Minetur. Las actividades del sector del gas natural se clasifican en:

i) actividades reguladas: transporte (que incluye el almacenamiento, la regasificación y el transporte propiamente dicho) y la distribución de gas natural; y ii) actividades no reguladas: la producción, el aprovisionamiento y la comercialización de gas natural. Las primeras están caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente, y están sometidas a unas obligaciones específicas. Por el contrario, las segundas, son actividades no reguladas, y por tanto, no sometidas a la intervención administrativa.

La normativa establece un deber de separación funcional, que implica no solo una separación contable - con el fin de evitar los subsidios cruzados e incrementar la transparencia del cálculo de tarifas, peajes y cánones- y jurídica -por medio de sociedades separadas-, sino el deber de funcionamiento autónomo de las sociedades filiales reguladas respecto del resto de sociedades del grupo en que se integra.

Siguiendo las directrices establecidas por la normativa comunitaria, el suministro de gas natural en España está completamente liberalizado, todos los consumidores españoles son cualificados y pueden elegir libremente proveedor de gas natural desde el 1 de enero de 2003. La construcción, explotación, modificación y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte requiere autorización administrativa previa.

El Gestor Técnico del Sistema, Enagás, S.A., es responsable del adecuado funcionamiento y coordinación del sistema gasista. La Ley 12/2007 limita la participación en Enagás, S.A. a un máximo del 5% del capital, el ejercicio de los derechos de voto a un 3% con carácter general, -al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades gasistas- y, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector del gas no puede superar el 40%.

Mediante el Real Decreto Ley 13/2012, de 30 de marzo, se traspone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2009/73/CE del Parlamento y del Consejo, de 13 de julio de 2009, que introduce el concepto de separación patrimonial, entendiendo por tal una situación en la que el propietario de la red es designado gestor de la red y es independiente de cualquier empresa con intereses en la producción y el suministro.

El citado Real Decreto Ley transpone asimismo la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Existencias mínimas de seguridad

El Real Decreto 1766/2007, por el que se modifica parcialmente el Real Decreto 1716/2004, regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en los sectores del petróleo y del gas natural, la obligación de diversificación del suministro de gas natural y el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España, excluido el GLP, asciende actualmente a 92 días equivalentes de las ventas correspondientes a los 12 meses anteriores. De estos consumos computables, que deben mantenerse en todo momento, Repsol debe mantener un stock correspondiente a las ventas de 50 días, mientras que el resto, hasta cumplir con la obligación fijada, son mantenidas por la propia CORES en nombre de los diferentes operadores (existencias estratégicas).

El Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre introduce una modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, por la que se adecua la normativa nacional a la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009. Así, se indica que reglamentariamente se habrán de establecer los procedimientos administrativos y obligaciones necesarias para garantizar de forma permanente un nivel de existencias mínimas de seguridad equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes, bien a noventa días de importaciones netas diarias medias, bien a sesenta y un días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

La Legislación española no requiere ningún tratamiento, medida o almacenamiento diferenciado de dichas reservas, computando a dichos efectos como reservas estratégicas cualesquiera productos contabilizados por los operadores en sus inventarios, en el curso ordinario de su actividad.

Regulación del sector eléctrico en España

El proceso de liberalización del sector eléctrico español comenzó en 1997 con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) que transpone la Directiva 96/92/EC sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y por sus disposiciones de desarrollo. La Ley del Sector Eléctrico fue modificada por la Ley 17/2007, de 4 de julio, y ahora, recientemente, ha sido modificada por la nueva Ley del Sector Eléctrico, 24/2013, de 26 de diciembre (“Nueva Ley del Sector Eléctrico”) que entró en vigor el pasado día 28 de diciembre de 2013.

Aunque la citada Ley contiene importantes novedades, sin embargo, el sistema eléctrico que regula es similar al anterior, ya que la producción y la comercialización siguen siendo actividades liberalizadas, que se desarrollan en competencia, mientras que el transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema se configuran como actividades reguladas. El suministro eléctrico se califica, por su parte, como un servicio de interés económico general.

En particular la actividad de comercialización, se basa, en los principios de libertad de contratación y elección de suministrador por el cliente. La comercialización, como actividad liberalizada, tiene una retribución pactada libremente entre las partes. El transporte, la distribución, y la gestión técnica y económica del sistema, siguen configurándose como actividades reguladas caracterizadas porque el acceso a las mismas requiere autorización administrativa, su remuneración se establece normativamente y están sometidas a unas obligaciones específicas.

En relación con la actividad de generación eléctrica, la Ley elimina la distinción entre régimen ordinario y régimen especial. Todas las unidades de producción eléctrica se regulan de forma conjunta, con ciertas particularidades relativas a las plantas renovables.

El sistema eléctrico no ha sido autosuficiente en los últimos años, generándose un déficit anual, que han tenido que financiar las empresas eléctricas. En este sentido el Real Decreto Ley 6/2009, de 30 de abril, estableció una serie de medidas encaminadas a solucionar el déficit tarifario, creando un fondo de titulización para el déficit de tarifa que podrá disponer de la garantía del Estado, así como la implantación de una bonificación en la tarifa eléctrica para consumidores domésticos que cumplan con determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, que será financiada por los generadores. Sin embargo, estas medidas que trataban de reducir e incluso eliminar el denominado déficit de tarifa fracasaron, generándose a lo largo de estos años más déficit de tarifa. La Nueva Ley del Sector Eléctrico busca corregir esta situación y aportar la estabilidad regulatoria que la actividad eléctrica necesita, con el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico como línea vertebral.

En España el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A. (REE) tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. La Ley 17/2007 limita con carácter general la participación en REE a un máximo del 3% del capital social o los derechos de voto y al 1% en el caso de los sujetos que ejercen actividades en el sector eléctrico. Además, en todo caso, la suma de la participación de los accionistas que ejerzan actividades en el sector eléctrico no puede superar el 40%.

A lo largo de los últimos años se han promulgado por parte del Gobierno diversas normas con el objetivo de modificar y recortar la retribución primada de las instalaciones de producción eléctrica.

Así, ya el Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, suprimió los incentivos económicos para las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial y para aquellas de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el citado régimen especial.

En virtud de la Nueva Ley del Sector Eléctrico, el Gobierno, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, aprobará un Real Decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado Real Decreto-Ley. Dicho régimen afectará a las instalaciones de cogeneración del Grupo Repsol, integrantes del extinto régimen especial y régimen ordinario asimilado. El mismo se basará en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que les permita competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado, compensándoles de los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, éstas no puedan recuperar en el mercado, y asimismo permitiéndoles obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Bolivia

En fecha 7 de febrero de 2009 se promulgó la Nueva Constitución de Bolivia, en la cual entre otros aspectos relativos al sector de hidrocarburos, se establece que los hidrocarburos son propiedad inalienable e imprescriptible del pueblo boliviano por lo que no se podrá inscribir la propiedad de los recursos naturales bolivianos en mercados de valores, ni se podrán utilizar en operaciones financieras de titularización o garantía. Adicionalmente se dispone que YPFB es la única autorizada a realizar las actividades de control y dirección de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización, y no podrá transferir sus derechos u obligaciones en ninguna forma, pudiendo suscribir contratos de servicios con empresas públicas, mixtas o privadas, bolivianas o extranjeras, para que dichas empresas, en su nombre y representación, realicen determinadas actividades de la cadena productiva a cambio de una retribución o pago por sus servicios. YPFB podrá conformar asociaciones o sociedades de economía mixta para la ejecución de las actividades hidrocarbúferas, en las cuales YPFB contará obligatoriamente con una participación accionaria no menor al 51% del total del capital social.

La industria del petróleo y el gas en Bolivia está regulada por la Ley N° 3.058 de 19 de mayo de 2005 (en adelante “Ley de Hidrocarburos”).

En fecha 1 de mayo de 2006 se publicó el Decreto Supremo 28.701 (“Decreto de Nacionalización”) que nacionaliza los hidrocarburos del país traspasando la propiedad y el control de los mismos a la sociedad estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). Adicionalmente, se nacionalizan las acciones necesarias para que YPFB controle al menos el 50% más un voto en varias empresas entre las que se encuentra Empresa Petrolera Andina, S.A., hoy denominada YPFB Andina, S.A. (YPFB Andina).

Contratos de Operación

Como consecuencia de la Ley de Hidrocarburos y del Decreto de Nacionalización, Repsol E&P Bolivia, S.A. y su filial YPFB Andina, firmaron con YPFB los Contratos de Operación que establecen las condiciones para la exploración y producción de hidrocarburos en Bolivia, que fueron efectivos a partir del 2 de mayo de 2007.

Respecto a los Contratos de Operación, durante los años 2008 y 2009 se emitieron importantes normas reglamentarias que establecieron las condiciones y parámetros para el reconocimiento y aprobación por parte de YPFB de los costes recuperables establecidos en los Contratos de Operación, adecuaron el régimen de liquidación de Regalías y Participaciones al Tesoro General de la Nación y reglamentaron los procesos de licitación, contratación y adquisición de materiales, obras, bienes y/o servicios, por parte de los Titulares de los Contratos de Operación.

Asimismo, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución Ministerial No. 101/2009, se presentó el Plan de Desarrollo modificado correspondiente al Contrato de Operación del Área Caipipendi, Campos Margarita y Huacaya, que fue aprobado por YPFB el 8 de marzo de 2010.

En lo que respecta a los Acuerdos de Entrega, mediante la Resolución Ministerial 088/2010 del 25 de marzo de 2010, se estableció que la asignación de los Hidrocarburos Producidos que realice YPFB ha de ser aplicada por campo y mercado, de conformidad a los volúmenes comprometidos en los Acuerdos de Entrega suscritos con YPFB, de acuerdo con la siguiente prioridad de asignación: Gas Natural: (1) Mercado Interno y (2) Mercados de Exportación, de acuerdo con el orden cronológico en el que YPFB suscribió los Contratos de Compraventa de Gas Natural respectivos y para Hidrocarburos Líquidos: (1) Mercado Interno y (2) Mercado de Exportación.

Brasil

Exploración y Producción

La Constitución de la República Federativa Brasileña establece que el Gobierno Federal ostenta el monopolio de la prospección, exploración, desarrollo y producción de petróleo, gas y otros depósitos de hidrocarburos líquidos, así como su refinación, importación, exportación y transporte, pudiendo contratar empresas privadas o estatales para ejercer las actividades mencionadas, de acuerdo con las condiciones establecidas en la legislación.

La Ley n° 9.478/97, conocida como la Ley del Petróleo, introdujo el primer modelo contractual para el ejercicio de las actividades de exploración, a través del cual:

- Se confirma el monopolio del Gobierno Brasileño sobre el petróleo y gas natural y se crea: (i) el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), órgano subordinado a la Presidencia de la República con la atribución de establecer políticas de energía; y (ii) la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), agencia regulatoria independiente que se encuentra bajo el Ministerio de Minas y Energía con la atribución de establecer la regulación para las actividades de upstream y downstream;
- Se establece que la adjudicación de los contratos de concesión deberá ser hecha a través de licitaciones específicas y se establecieron requisitos mínimos para los pliegos de licitación;
- Se establecen los términos y condiciones mínimos para los contratos de concesión para la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos;
- Se prevé el pago por los concesionarios de las siguientes compensaciones: (i) bonos de firma (pago en el momento de la firma de contrato); (ii) royalties (pagos mensualmente en un monto entre 5% y 10% de la producción de petróleo y/o gas natural, dependiendo de los términos del pliego); (iii) participación especial (pago en los casos de gran volumen de producción); (iv) pago por la ocupación o retención de área.

En el régimen de concesión, el Gobierno Federal otorga a los concesionarios el derecho de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en un área determinada durante un plazo definido en el contrato de concesión que, para la fase de exploración, puede durar de tres a ocho años y, para la fase de producción, veinte y siete años contados a partir de la fecha de Declaración de la Comercialidad (pudiendo prorrogarse mediante autorización de la ANP).

Los principales derechos de los concesionarios son: (i) el derecho exclusivo de exploración, desarrollo y producción en el área concedida; (ii) la propiedad sobre los hidrocarburos producidos; (iii) el derecho de comercializar los hidrocarburos producidos y (iv) el derecho de exportar los hidrocarburos, observada la obligación de suministro doméstico en el caso de ser declarado estado de emergencia.

Las principales obligaciones asumidas por los concesionarias en el contrato son: (i) asunción de todos los riesgos y costes relacionados a la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos; (ii) cumplimiento de las exigencias relativas al contenido local; (iii) cumplimiento de las exigencias relacionadas con la ejecución de trabajos mínimos; y (iv) el pago de participaciones gubernamentales.

En 2010 se introdujo el régimen de reparto de producción de acuerdo con la Ley n° 12.351/10 para las áreas presalinas que no estén ya concedidas bajo el régimen de concesión y en las áreas con potencial estratégico a ser definidas por el poder ejecutivo. Además, la referida Ley establece que:

- La exploración y producción en las áreas bajo este régimen (reparto de producción) podrá ser adjudicada directamente a la sociedad controlada por el Gobierno Federal denominada Petrobras en bases exclusivas, sin la necesidad de un proceso de licitación;
- En caso de existir un proceso de licitación, Petrobras siempre tendrá una participación mínima de 30% en el consorcio vencedor y deberá ser designada como operadora del Bloque;
- Una nueva empresa pública, Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) –, que fue creada por la Ley 12.304 en 2010, deberá gestionar los contratos de reparto de producción, y en principio, ser parte del consorcio que se firme con Petrobras o con otros contratados, pero sin asumir los riesgos ni tampoco las inversiones referentes a exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones;
- En caso de descubrimiento, los adjudicatarios de esta modalidad tendrán derecho a recuperar en hidrocarburos los costes soportados durante las fases de exploración, evaluación, desarrollo, producción y desactivación de las instalaciones (denominado como coste en crudo) así como también dispondrán de la producción final descontado el coste en crudo, los royalties y la participación del Gobierno Federal en la producción (excedente en crudo);
- El vencedor del proceso de licitación bajo este régimen será la compañía o compañías que ofrezcan la mayor parcela de petróleo para el Gobierno Federal;
- Con relación a las compensaciones financieras, el régimen de reparto de producción prevé el pago por los adjudicatarios de esta modalidad de: (i) royalties y (ii) bonus de firma.

Gas Natural

En el año de 2009 fue aprobada la Ley n° 11.909/09, Ley del Gas, que reglamenta algunas actividades en la industria del gas natural, incluyendo su transporte y comercialización (excluyendo la distribución del gas natural canalizado, cuya competencia es exclusiva de los gobiernos de los Estados) manteniendo la competencia de la ANP para reglamentar dichas actividades y otorgar concesiones y autorizaciones, según sea aplicable.

Ecuador

De conformidad con la Constitución de 2008 y la Ley de Hidrocarburos, los yacimientos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan pertenecen al patrimonio inalienable, imprescriptible e inembargable del Estado. El Estado en forma directa, a través de Petroecuador, explora y explota los yacimientos. Petroecuador, a su vez, puede asumir esa actividad mediante la celebración de contratos con terceros. También puede constituir compañías de economía mixta con empresas nacionales y extranjeras de reconocida competencia legalmente establecidas en Ecuador.

De conformidad con lo dispuesto en Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y Ley de Régimen Tributario Interno, publicada el 27 de julio de 2010, los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos suscritos bajo distintas modalidades contractuales debían modificarse para adoptar el modelo reformado de contrato de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos contemplado en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos, en los que el contratista se obliga a realizar, con sus propios recursos económicos, servicios de exploración y explotación hidrocarburífera en las áreas señaladas, invirtiendo los capitales y utilizando los equipos y la tecnología necesarios. Cuando existieren o cuando el prestador de servicios hubiere encontrado hidrocarburos comercialmente explotables, tiene

derecho al pago de una tarifa por barril de petróleo neto producido y entregado al Estado. Esta tarifa, que constituye el ingreso bruto del contratista, se fijará contractualmente tomando en cuenta un estimado de la amortización de las inversiones, los costos y gastos y una utilidad razonable que tome en consideración el riesgo incurrido.

Repsol Ecuador, S.A. (Sucursal Ecuador), como contratista y operadora del Bloque 16, suscribió un contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos (petróleo crudo) en el Bloque 16 de la región amazónica ecuatoriana. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 23 de diciembre de 2010, y entró en vigencia el 1 de enero de 2011.

Asimismo, el 22 de enero de 2011 se suscribió un contrato modificatorio del contrato de prestación de servicios del Bloque Tivacuno con el Estado ecuatoriano. El contrato se registró en el Registro de Hidrocarburos el 21 de febrero de 2011.

Estados Unidos

Exploración y Producción

Las dos agencias del gobierno responsables de las actividades de exploración y producción offshore en Estados Unidos son el Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) y el Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) (anteriormente conocido como el Minerals Management Service, por sus siglas "MMS") del U.S. Department of the Interior.

- i. La función del BOEM es asegurar el desarrollo de los recursos en el *offshore* de Estados Unidos de manera responsable, tanto económica como medioambientalmente. Entre sus competencias se incluye el *offshore leasing*, la evaluación de recursos, la revisión y administración de la exploración de petróleo y gas así como los planes de desarrollo, el desarrollo de energías renovables, el análisis de la National Environmental Policy Act (NEPA) y de estudios medioambientales.
- ii. La función del BSEE es asegurar que las operaciones de extracción de gas y petróleo *offshore* se realicen de manera segura y cuidando el medioambiente, incluyendo dentro de sus competencias los permisos y las inspecciones de las operaciones *offshore*. Tales competencias asimismo incluyen desarrollar y aplicar las regulaciones de seguridad y medioambiente, los permisos para la exploración, desarrollo y producción *offshore*, inspecciones, programas regulatorios *offshore*, actuaciones requeridas en caso de derrame de petróleo, y los nuevos programas de capacitación y de cumplimiento medioambiental.

Respecto a las actividades *onshore* de exploración y producción en Estados Unidos, la industria se rige principalmente por las leyes y regulaciones de cada uno de los Estados. La producción de petróleo y gas se considera una operación minera y, por lo tanto, no puede ser regulada por la ley federal.

Las autoridades federales tienen el derecho exclusivo de controlar las ventas y el transporte del gas y del petróleo en comercio interestatal para su reventa. El derecho de controlar la producción o *gathering* del gas natural, que comprende la extracción y preparación del gas para las primeras fases de distribución, está expresamente reservado a los Estados.

Actualmente, Repsol E&P USA Inc. realiza operaciones en Alaska, Kansas, Oklahoma y Louisiana y, por lo tanto, está sujeta a las leyes de dichos Estados.

Perú

La regulación de los hidrocarburos en Perú tiene en la Constitución Política los fundamentos principales de su marco jurídico. La Constitución establece que el Estado promueve la iniciativa privada, reconociendo el pluralismo económico, debiendo el Estado actuar en un rol subsidiario en cuanto a la actividad empresarial se refiere. Asimismo establece que la actividad empresarial privada o pública recibe el mismo tratamiento legal y que la inversión nacional y la extranjera están sujetas a las mismas condiciones.

Asimismo, la Constitución establece que los recursos naturales son patrimonio del Estado y que por Ley Orgánica se fijan las condiciones de su utilización y otorgamiento a particulares.

Exploración y Producción

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH) regula este recurso natural. Para otorgar seguridad jurídica a los inversores, establece que los Contratos que se celebren a su amparo tendrán carácter de Contratos-Ley; por consiguiente, solo podrán ser modificados por acuerdo escrito entre las partes. Para lograr los objetivos antes mencionados, la LOH crea PERUPETRO, empresa Estatal de Derecho Privado, organizada como Sociedad Anónima de acuerdo a la Ley General de Sociedades, a la cual el Estado, en su calidad de propietario de los hidrocarburos ubicados en el territorio de la nación, otorga el derecho de

propiedad sobre dichos hidrocarburos, con la finalidad de que PERUPETRO pueda negociar, celebrar y supervisar contratos de exploración y/o explotación, mediante los Contratos de Licencia, de Servicios, y otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Mediante los Contratos de Licencia, el Contratista obtiene la autorización de explorar y explotar hidrocarburos en el área de contrato. El Licenciario es propietario de los hidrocarburos extraídos y puede comercializarlos libremente. Mediante los Contratos de Servicios, PERUPETRO, otorga al Contratista el derecho a llevar a cabo actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el área de Contrato, por las cuales el Contratista recibe una retribución en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos. En este tipo de Contrato, PERUPETRO mantiene la propiedad de los hidrocarburos extraídos y, por lo tanto, es quien puede disponer de ellos libremente para su exportación o su refinación y venta en el mercado nacional.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la LOH, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que deseen suscribir Contratos de exploración y/o explotación de hidrocarburos, deben ser previamente calificadas por PERUPETRO sobre la base de su capacidad legal, técnica, económica y financiera, para dar cumplimiento a todas sus obligaciones contractuales.

Refino y comercialización de Hidrocarburos

La LOH establece que cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca el Ministerio de Energía y Minas. La LOH no establece los requisitos específicos para cada actividad, por lo cual es necesario remitirse a los Reglamentos de cada una de las actividades en mención.

Si bien la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos se rige por la oferta y demanda, mediante Decreto de Urgencia N° 010-2004 se creó el Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo (“el Fondo”), como fondo intangible destinado a evitar que la alta volatilidad de los precios del petróleo se traslade a los consumidores del mercado interno. El patrimonio del Fondo está conformado por los aportes y descuentos que los Productores e Importadores efectúen en los precios de cada producto, dependiendo de si los Precios de Paridad de Importación (PPI) se encuentran por encima o por debajo de la Banda de Precios. A través de la Ley N°29552 se determinó la vigencia permanente del Fondo.

Asimismo, la Ley N° 28694 reguló el contenido de azufre en el combustible diésel, estableciendo que a partir del 1 de enero de 2010 queda prohibida la comercialización para el consumo interno de combustible diésel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 partes por millón por volumen, prohibiéndose además la importación de combustible Diésel N° 1 y Diésel N° 2 con niveles de concentración de azufre superiores a 2500 ppm. Esta Ley otorgó facultades al Ministerio de Energía y Minas, para establecer, por excepción, las zonas geográficas del interior del país en las que se podrá autorizar la venta de diésel con mayor contenido de azufre.

En el mes de abril de 2012, a través de la Ley N° 29852, se crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). A través del SISE, se permitirá dotar de infraestructuras para brindar seguridad al sistema energético. El SISE estará constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado (infraestructura) y será remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos de los hidrocarburos, así como al suministro de dichos productos. Por otra parte, el FISE establece un esquema de Compensación Social y de Servicio Universal para los sectores más vulnerables de la población. Este fondo será remunerado por recargos a: i) los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados; ii) sobre el suministro de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural, sobre cada venta primaria que efectúen los Productores e Importadores y será trasladado en los precios de los hidrocarburos líquidos; y, iii) en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos.

Respecto a la Ley aplicable y jurisdicción en la regulación de los hidrocarburos en general, las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de Hidrocarburos, se someterán expresamente a las leyes de la República del Perú y renunciarán a toda reclamación diplomática. En ese sentido, las diferencias que puedan surgir en la ejecución, cumplimiento y, en general, en todo lo relativo a las actividades de hidrocarburos a que se refiere la presente Ley, podrán ser sometidas al Poder Judicial o Arbitraje Nacional o Internacional.

Las principales entidades competentes en materia de hidrocarburos son: el Ministerio de Energía y Minas, encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector y dictar normas complementarias para mantener actualizado los Reglamentos; la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH), que debe velar por el cumplimiento y aplicación de la normativa; el Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), encargado de la fiscalización y sanción a las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades relacionadas con los subsectores de electricidad e hidrocarburos, por el incumplimiento de las obligaciones legales y técnicas emitidas por el MINEM y Perupetro.

El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) del Ministerio del Ambiente es la institución técnica especializada para asegurar el cumplimiento de las normas, obligaciones e incentivos establecidos en la regulación ambiental.

Venezuela

La Constitución de la República Bolivariana de Venezuela dispone que los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.

El Estado se reserva, mediante ley orgánica, y por conveniencia nacional, la actividad petrolera y gasífera. Por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado conserva la totalidad de las acciones de Petróleos de Venezuela, S.A., o del ente que pueda crearse para el manejo de la industria petrolera.

La Ley Orgánica de Hidrocarburos regula todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requiera.

Exploración y Producción

Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos, la extracción, recolección, transporte y almacenamiento, están reservadas al Estado, ya directamente por el Ejecutivo Nacional o mediante empresas de su exclusiva propiedad. Igualmente podrá hacerlo mediante empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, las cuales se denominan empresas mixtas.

La constitución de empresas mixtas y las condiciones que regirán la realización de las actividades primarias, requerirán la aprobación previa de la Asamblea Nacional. La modificación posterior de las condiciones compete también a la Asamblea Nacional. Por tanto, las empresas mixtas se rigen por la Ley y, en cada caso particular, por los términos y condiciones establecidos en el Acuerdo de aprobación de la Asamblea Nacional. Supletoriamente se aplicarán las normas del Código de Comercio y las demás leyes que les fueran aplicables. La duración máxima de las empresas mixtas será de 25 años, prorrogable por un lapso a ser acordado por las partes, no mayor de 15 años.

De los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, el Estado tiene derecho a una participación de treinta por ciento (30%) como regalía. Todo ello sin perjuicio del pago de los impuestos que procedan.

Las actividades de comercialización de los hidrocarburos naturales, así como la de los productos derivados que mediante Decreto señale el Ejecutivo Nacional, solo podrán ser ejercidas por las empresas de la exclusiva propiedad del Estado. A tal efecto, las empresas mixtas que desarrollen actividades primarias solo podrán vender los hidrocarburos naturales que produzcan a las empresas de la exclusiva propiedad del Estado.

De conformidad con la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos las siguientes actividades pueden ser ejercidas por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado: (i) las actividades de exploración en busca de yacimientos de hidrocarburos gaseosos no asociados y la explotación de tales yacimientos, (ii) la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como del gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, y (iii) el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases.

Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional.

Una misma persona no puede ejercer ni controlar simultáneamente en una región, dos o más de las actividades de producción, transporte o distribución.

Otras disposiciones

Como hito legislativo importante, se destaca la entrada en vigor el pasado 19 de noviembre de 2013, de la Ley que Autoriza al Presidente de la República para que en Consejo de Ministros dicte Decretos con Rango, Valor y Fuerza de Ley en materia de lucha contra la corrupción y en el ámbito de defensa de la economía. Dicha delegación tendrá un lapso de duración de 12 meses para su ejercicio, contados a partir de la publicación de esta Ley en la referida Gaceta Oficial.

Argentina

Las actividades que el Grupo Repsol realizaba en Argentina a través de su participación en YPF S.A. e YPF Gas S.A. han quedado interrumpidas como consecuencia del proceso expropiatorio del 51% de las acciones que el Grupo Repsol mantenía en ambas sociedades. Tal y como se describe en la Nota 4, en su apartado 4.1 Decreto de Intervención y Ley de expropiación de YPF e YPF Gas, Repsol considera que la expropiación es manifiestamente ilícita.

Por la anterior razón, la descripción del marco normativo se limita a la descripción que en la referida Nota 4, apartado 4.1 se lleva a cabo del marco sobre el que se instrumenta el proceso de expropiación, omitiéndose en este apartado un desarrollo del marco propiamente regulatorio que afecta a las actividades desarrolladas por YPF y sus participadas en Argentina, puesto que, si bien la participación del Grupo Repsol en el capital de YPF y de YPF Gas sujeta al procedimiento de expropiación continúa siendo titularidad del Grupo, como el resto de acciones de las que el Grupo Repsol es titular, el efecto práctico del referido proceso expropiatorio ha sido la privación a Repsol de la gestión efectiva de tales sociedades.

Otros países

En el resto de países donde Repsol lleva a cabo sus actividades, las mismas están sujetas a una amplia variedad de legislaciones y marcos regulatorios que cubren todos los aspectos de las actividades llevadas a cabo, incluyendo, entre otros, temas como la ocupación de terrenos, ritmos de producción, regalías, fijación de precios, protección medioambiental, tasas de exportación, tipos de cambio, etc. Los términos de las concesiones, licencias, permisos y contratos que rigen los intereses del Grupo varían de un país a otro. Estas concesiones, licencias, permisos y contratos generalmente son concedidos o realizados conjuntamente con entidades gubernamentales o compañías estatales, y en algunas ocasiones son realizados conjuntamente con entes del sector privado.

ANEXO IV. Detalle de las participaciones y/o cargos de los Administradores y sus personas vinculadas en Sociedades con el mismo, análogo o complementario género de actividad al que constituye el objeto social de Repsol, S.A.

D. Antonio Brufau Niubó

Cargos: Vicepresidente del Consejo de Administración de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 81.139 acciones

Participaciones personas vinculadas: Gas Natural SDG, S.A.: 1.086 acciones

D. Isidro Fainé Casas

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 113.655 acciones

D. Manuel Manrique Cecilia

Cargos: Consejero de Valoriza Gestión, S.A.

D. José Manuel Loureda Mantiñán

Cargos: Presidente de Valoriza Gestión, S.A.

D. Juan María Nin Génova

Cargos: Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 156 acciones

Pemex Internacional España, S.A.

La entidad matriz de Pemex Internacional España, S.A., Petróleos Mexicanos, es una entidad con personalidad jurídica y patrimonio propios que tiene por objeto ejercer la conducción central y la dirección estratégica de todas las actividades que abarca la industria petrolera estatal mexicana en los términos previstos en la propia legislación mexicana.

Su representante en el Consejo de Administración, D. Arturo F. Henríquez Autrey, ostenta el cargo de Presidente y Director General de Pemex Procurement International Inc.

D. Luis Suárez de Lezo Mantilla

Cargos: Consejero de Gas Natural SDG, S.A.

Participaciones: Gas Natural SDG, S.A.: 18.156 acciones

Participaciones personas vinculadas: Gas Natural SDG, S.A.: 998 acciones

Iberdrola, S.A.: 383 acciones



Informe de Gestión Consolidado 2013 Grupo Repsol

Índice

1.	Principales acontecimientos del periodo	164
2.	Nuestra compañía	167
2.1.	Visión y valores	167
2.2.	Modelo de negocio.....	167
2.3.	Mercados en los que operamos.....	170
2.4.	Gobierno corporativo	172
2.5.	Nuestra estrategia.....	174
2.6.	Gestión del riesgo	177
3.	Entorno macroeconómico	184
4.	Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas	187
4.1.	Resultados	187
4.2.	Situación financiera.....	189
4.3.	Retribución a nuestros accionistas	192
5.	El desempeño de nuestros negocios	196
5.1.	Upstream	196
5.2.	Downstream	212
5.3.	Gas Natural Licuado (GNL)	223
5.4.	Gas Natural Fenosa	226
6.	Otras formas de crear valor.....	229
6.1.	Personas	229
6.2.	Seguridad y gestión medioambiental	236
6.3.	Fiscalidad	240
6.4.	I+D+i	243
6.5.	Sociedad	243
7.	Perspectivas y evolución previsible.....	246
7.1.	Perspectivas del entorno macroeconómico	246
7.2.	Perspectivas del sector energético	247
7.3.	Evolución previsible de nuestros negocios	248
	ANEXO I: reconciliación resultados ajustados con resultados NIIF adoptados por la Unión Europea	250
	ANEXO II: Tabla de conversiones y glosario de términos	251

1. Principales acontecimientos del periodo

En 2013 el resultado neto ajustado ⁽¹⁾ recurrente a CCS, es decir, el resultado neto del ejercicio sin incluir los resultados atípicos y considerando los costes de crudos y productos a valor de reposición, ha ascendido a 1.823 millones de euros, un 6,7% inferior al de 2012. La nueva producción derivada de los proyectos clave del *Upstream* y los mayores márgenes y volúmenes del negocio de GNL han contribuido a compensar el menor resultado por las paradas de producción en Libia y los menores márgenes de Refino y Química, en un entorno macroeconómico complejo, caracterizado por la ralentización del ritmo de crecimiento mundial, asociado a la desaceleración de las economías emergentes.

En los negocios *Upstream*, la producción neta de 2013 ha sido de 346 kbp/d, un 4% superior a la de 2012. Se han puesto en marcha tres de los proyectos estratégicos de crecimiento: Sapinhoá, en el bloque BM-S-9 de Brasil, que inició su producción en enero, alcanzando durante el año los 30.000 barriles de petróleo de producción total al día; Syskonsininskoye (SK), en Rusia, cuya producción de gas, iniciada en febrero, alcanzó 1,7 millones de metros cúbicos al día al final del ejercicio, y la Fase II de Margarita-Huacaya, en Bolivia, que permite incrementar la producción de gas a 15 millones de metros cúbicos al día. Estos proyectos se unen a los ya iniciados el año anterior en España (Lubina y Montanazo), Estados Unidos (Mississippian Lime), Rusia (AROG) y Bolivia (Fase I de Margarita). El resto de los proyectos estratégicos han continuado su desarrollo, destacando en el año la obtención de la declaración de comercialidad del campo Carioca, en el bloque Santos-9 de Brasil. La producción aportada por los proyectos de crecimiento, unida al mejor comportamiento de los campos de Trinidad y Tobago, ha permitido incrementar la producción en 2013, pese a la interrupción de las operaciones en Libia, durante más de tres meses, por los conflictos y problemas de seguridad existentes en el país.

La tasa de reemplazo de reservas probadas en 2013 ha sido del 275%, lo que supone la tasa de reemplazo orgánica más alta de la historia de Repsol. Al final del ejercicio la cifra de reservas probadas ascendía a un total de 1.515 Mbep.

Además, se ha mantenido el esfuerzo inversor en exploración, consolidando la tendencia de éxitos iniciada en 2005. Ocho de los sondeos han resultado positivos, destacando los realizados en Brasil (BM-S-50), Alaska (North Slope), Argelia (SE Illizi) y Rusia (Karabahsky-2). Para asegurar a largo plazo esta actividad, durante 2013 se han incorporado al dominio minero de Repsol 65 bloques exploratorios, con una superficie total de 64.183 km² (37.194 km² neto Repsol), fundamentalmente en Estados Unidos (44 bloques) y Noruega (6 bloques).

En cuanto al *Downstream*, Repsol ha vuelto a demostrar la buena calidad de sus activos, más aun después de la puesta en marcha de los grandes proyectos de refino en Cartagena y Petronor, al obtener un Ebitda de 863 millones de euros, ocupando posiciones de liderazgo entre sus competidores europeos en términos de margen integrado de Refino y Marketing. Todo ello, en un entorno caracterizado por la continuada caída de la demanda en Europa, y en España en particular, que ha presionado a la baja los márgenes de refino y química y las ventas en los negocios comerciales.

La aportación a los resultados de Gas Natural Fenosa ha estado en línea con el año anterior. Los menores resultados del negocio eléctrico en España, afectado por la mayor fiscalidad y la nueva regulación, se compensan con mayores márgenes de comercialización mayorista de gas y mejores resultados en Latinoamérica.

El mencionado resultado neto recurrente a CCS se ha traducido, finalmente, en un resultado neto de 195 millones de euros, al verse impactado por el efecto, en su conjunto negativo, de determinadas operaciones singulares y de carácter extraordinario, de las provisiones realizadas y del efecto de la valoración a coste medio (MIFO) de crudos y productos, en lugar de a coste de reposición (CCS).

En grandes cifras, la reducción de 1.628 millones de euros, entre el resultado neto recurrente a CCS (1.823 millones de euros) y el resultado neto (195 millones de euros), se justifica como sigue:

- Ajuste valorativo negativo de 1.279 millones de euros, atendiendo al principio de acuerdo de compensación por la expropiación del 51% de YPF.
- Efecto negativo de 187 millones de euros, asociado a la valoración a coste medio (MIFO) de crudo y productos, en lugar de a coste de reposición (CCS).
- Ajuste negativo de 162 millones de euros, por otras provisiones y atípicos, que incluye el efecto neto positivo de la venta de gran parte del negocio de Gas Natural Licuado (GNL) y el negativo de otras provisiones y saneamientos, las más relevantes en el negocio químico.

En lo que se refiere a la participación expropiada de YPF, finalmente, tras las negociaciones mantenidas desde el mes de noviembre con el Gobierno argentino, a la fecha de formulación de los estados financieros consolidados se ha alcanzado un acuerdo que reconoce a Repsol el derecho a recibir una compensación de 5.000 millones de dólares, acuerdo que deberá ser ratificado por la Junta General de Accionistas de Repsol y por el Congreso Argentino. Al cierre del ejercicio 2013, a la vista del proceso negociador en curso, se han revaluado las acciones expropiadas de YPF, S.A. e YPF Gas, S.A. para ajustar su valor al importe recuperable esperado, lo que ha supuesto el reconocimiento de una pérdida neta de 1.279 millones de euros.

El efecto de la valoración de crudos y productos viene determinado por la diferencia entre el criterio de valoración comúnmente utilizado para la gestión en la industria (CCS: coste de reposición) y el criterio aceptado en la normativa

⁽¹⁾ Los resultados y otras medidas, magnitudes o indicadores de resultado identificadas como "ajustadas" se han preparado considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios de GNL objeto de venta (ver apartado 5.3) forman parte de los resultados de operaciones continuadas. En el ANEXO I de este documento se desglosa la reconciliación a NIIF-UE de la cuenta de resultados ajustada explicada en este apartado.

contable europea (MIFO: coste medio). Como consecuencia de la evolución de los precios de crudos y productos durante 2013, se ha producido un impacto negativo en el resultado neto del ejercicio de 187 millones de euros.

En cuanto a los activos de GNL, en febrero de 2013 se firmó un acuerdo de venta con Shell que incluía participaciones en plantas de licuefacción (Atlantic LNG y Peru LNG) y activos de comercialización y transporte. El 31 de diciembre de 2013 se materializó la primera fase de esa venta, con la transmisión de las participaciones en las plantas de licuefacción y el 1 de enero de 2014 se completó la transacción con la transmisión del resto de los activos vendidos (comercialización y transporte). Por otro lado, en octubre, se vendió a BP la participación en Bahía Bizkaia Electricidad (BBE). Estas operaciones han aportado a Repsol unos ingresos en el entorno de 4.300 millones de dólares y una plusvalía neta de 1.263 millones de euros en 2013 y de 328 millones de euros en enero de 2014. Como consecuencia de estas ventas, y aplicando criterios de máxima prudencia financiera, Repsol ha ajustado en sus libros el valor de los activos de GNL remanentes, registrando una provisión total después de impuestos de 1.105 millones de euros.

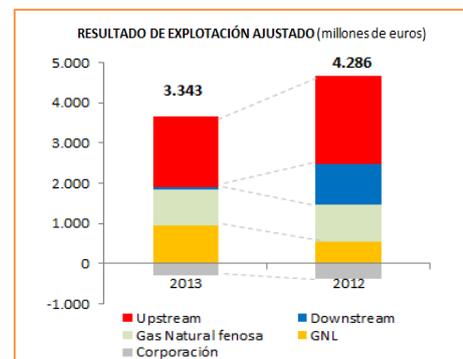
Al cierre del ejercicio, la deuda neta asciende a 9.655 millones de euros, lo que supone un descenso respecto a 2012 del 20,3%. Asimismo, Repsol cuenta con un alto nivel de recursos disponibles, que cubren el 73% de su deuda bruta.

En el ámbito corporativo destaca la venta de autocartera (5%), que ha permitido incorporar al accionariado a Temasek, una las compañías de inversión más prestigiosas a nivel mundial, y la recompra voluntaria de las participaciones preferentes del Grupo. Además, han sido múltiples los reconocimientos obtenidos en materia de responsabilidad social corporativa y compromiso con la sociedad y se han ocupado posiciones de liderazgo en las instituciones y organismos en las que participamos.

La acción de Repsol se ha revalorizado un 19,5% en 2013, por encima de nuestros pares europeos (10,4%), lo que ha permitido recuperar parte del terreno perdido en 2012 debido a la expropiación del 51% de YPF. La retribución a nuestros accionistas en 2013 ha seguido siendo competitiva, alcanzando un dividend yield del 6%. A través del Programa de Dividendo Flexible, acogido de forma exitosa, Repsol sigue dando la opción a sus accionistas de percibir su remuneración, total o parcialmente, en acciones de nueva emisión o en efectivo. En la fecha de formulación de las Cuentas Anuales, el Consejo de Administración propondrá a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas una nueva ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos, en el marco del programa "Repsol Dividendo Flexible", equivalente a una retribución al accionista de unos 0,50 euros por acción.

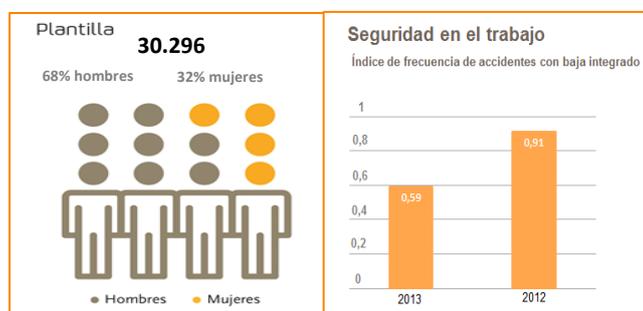
Por último, Repsol mantiene su compromiso con la sociedad y sus empleados, invirtiendo más de 20 millones de euros en formación, lo que supone una media de 40 horas por empleado, reduciendo el Índice de Frecuencia de Accidentes (0,59 en 2013) y evitando la emisión de 353.000 toneladas de CO₂ equivalentes a la atmósfera.

Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas ⁽¹⁾	2013	2012
Resultados		
EBITDA* ⁽²⁾	6.230	6.956
Resultado de explotación*	3.343	4.286
Resultado neto recurrente CCS	1.823	1.954
Resultado neto	195	2.060
ROACE (%) ⁽²⁾	6,5	7,8
Situación Financiera		
Deuda financiera neta	9.655	12.120
EBITDA / Deuda financiera (%)	64,5	57,4
Retribución a nuestros accionistas		
Retribución al accionista (€)	0,96	1,12



El desempeño de nuestros negocios ⁽¹⁾	2013	2012
Upstream		
Reservas probadas (Mbep)	1.515	1.294
Ratio de reemplazo de reservas probadas (%)	275	204
Producción neta de hidrocarburos día (kbep/d)	346	332
Resultado de explotación	1.757	2.208
Inversiones	2.317	2.423
Downstream		
Capacidad de refino (kbbbl/d)	998	998
Índice de conversión en España (%)	63	63
Indicador de margen de refino España (\$/Bbl)	3,3	5,3
Nº de EESS (controladas + abanderadas)	4.604	4.549
Ventas de productos petrolíferos (kt)	43.177	42.744
Ventas GLP (kt)	2.464	2.537
Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.337	2.308
EBITDA	863	1.533
Resultado de explotación CCS	326	1.012
Resultado de Explotación	42	1.013
Inversiones	656	666
GNL		
GNL comercializado en Norteamérica (TBtu)	184	219
Resultado de Explotación*	959	535
Gas Natural		
Resultado de explotación ⁽³⁾	889	920
Inversiones ⁽³⁾	444	432

Otras formas de crear valor	2013	2012
Personas		
Plantilla consolidada a 31 de diciembre	30.296	29.985
Nuevos empleados	1.062	1.222
Tasa de rotación total de la plantilla (%)	5	7
Horas de formación por empleado	40	42
Seguridad y Gestión Medioambiental		
Índice Frecuencia de accidentes con baja integrado	0,59	0,91
Emisiones directas CO ₂ (millones de t)	13,41	13,24
Reducción emisiones anual (millones de t)	0,353	0,443
Nº de derrames	14	29



* Magnitudes ajustadas de acuerdo a lo descrito en el apartado 4. *Resultados, situación financiera y retribución al accionista.*

⁽¹⁾ Donde corresponda, expresado en millones de euros.

⁽²⁾ Ver definición de estos ratios en el epígrafe "Resultados" del apartado 4 del documento.

⁽³⁾ Magnitudes correspondientes a la participación del 30% en Gas Natural Fenosa.



2. Nuestra compañía

2.1. Visión y valores

Queremos ser una empresa global que busca el bienestar de las personas y se anticipa en la construcción de un futuro mejor a través del desarrollo de energías inteligentes. En Repsol, con esfuerzo, talento e ilusión, avanzamos para ofrecer las mejores soluciones energéticas a la sociedad y al planeta. Esta visión se debe concretar aplicando los valores fundamentales de la compañía:

- *Integridad*
Cuidamos el bienestar de las personas, la compañía y el entorno en el que operamos y actuamos conforme a los compromisos que adquirimos.
- *Responsabilidad*
Alcanzamos nuestros retos teniendo en cuenta el impacto global de nuestras decisiones y actuaciones, en las personas, el entorno y el planeta.
- *Flexibilidad*
Nuestra escucha activa permite la consecución de nuestros retos de forma equilibrada y sostenida.
- *Transparencia*
Trabajamos bajo la máxima de que todas nuestras actuaciones puedan ser reportadas de manera veraz, clara y contrastable, y entendemos la información como un activo de la compañía que compartimos para generar valor.
- *Innovación*
Creemos que la clave de nuestra competitividad y evolución reside en nuestra capacidad para generar ideas y llevarlas a la práctica, en un entorno de colaboración y aprendizaje colectivo continuo.

2.2. Modelo de negocio

Repsol es una compañía energética integrada con amplia experiencia en el sector, que desarrolla actividades en más de 40 países en todo el mundo. Las actividades del grupo Repsol se desarrollan en cuatro áreas de negocio:

- *Upstream*, correspondiente a las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos;
- *GNL*, correspondiente a las operaciones de la fase midstream (licuefacción, transporte y regasificación) del gas natural y a la comercialización de gas natural y gas natural licuado; y
- *Downstream*, correspondiente a las actividades de refinación y comercialización de productos petrolíferos, productos químicos y gases licuados del petróleo.
- Por último, *Gas Natural Fenosa*, corresponde a la participación de Repsol en el grupo Gas Natural Fenosa, cuyas actividades principales son la comercialización de gas natural y la generación, distribución y comercialización de electricidad.

Upstream



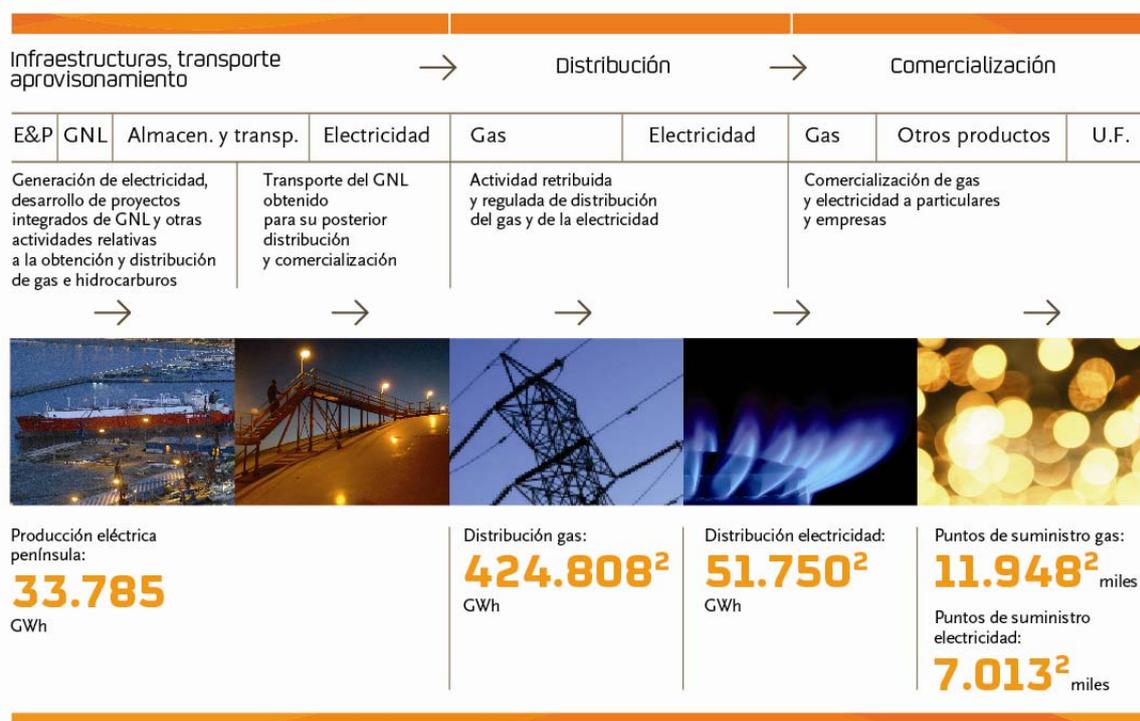
Downstream



GNL ⁽³⁾

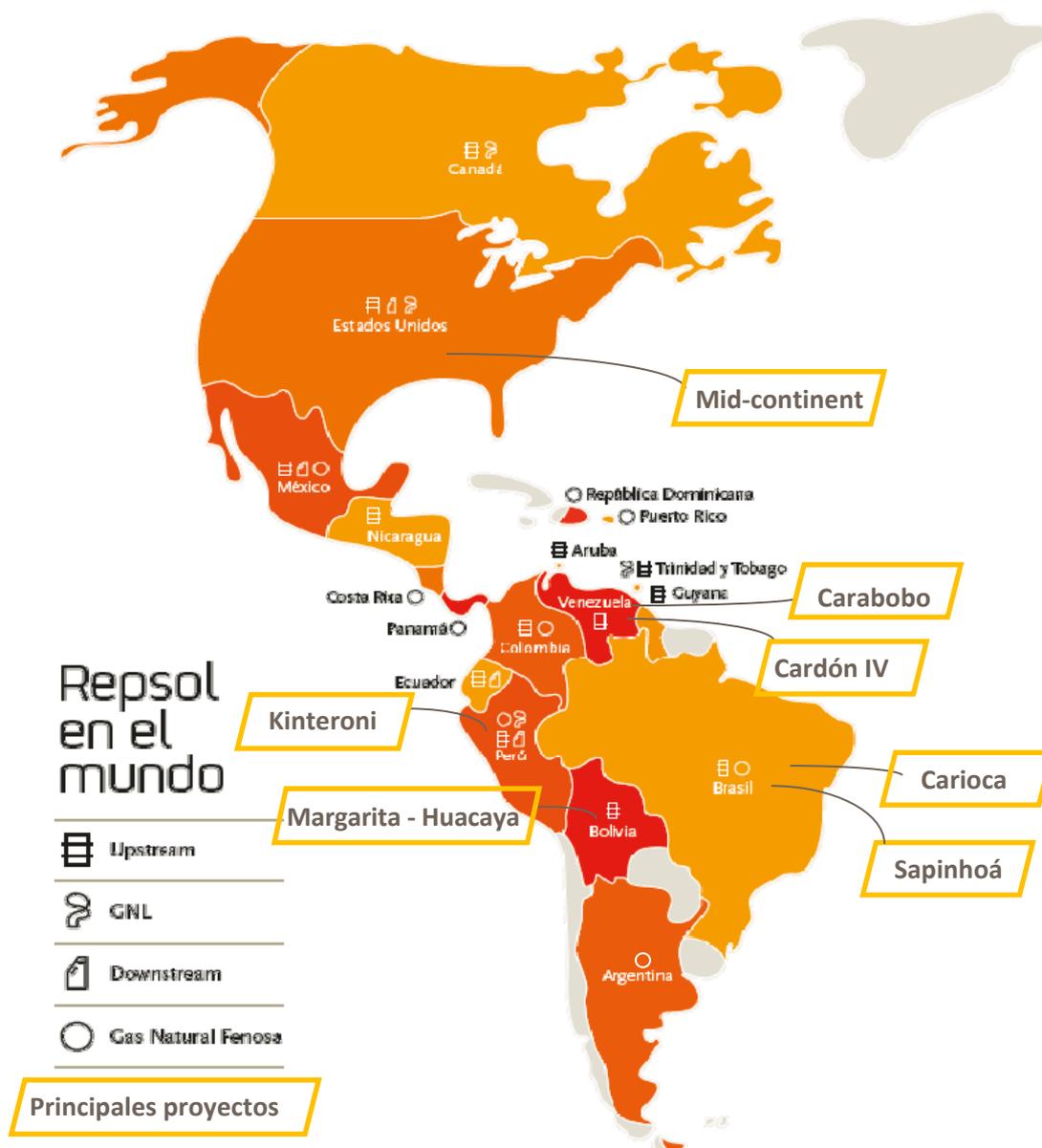


GNF ⁽¹⁾



¹ Magnitudes correspondientes a GNF (100%).
² Incluye las magnitudes correspondientes al segmento *Latinoamérica*.
³ En diciembre de 2013 y enero de 2014 culminó el proceso de venta de parte de los activos y negocios del segmento GNL, véase Nota 5.3 de este documento y las Notas 31 *Desinversiones*, 37 *Hechos Posteriores* y 29 *Información por segmentos* de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

2.3. Mercados en los que operamos



UPSTREAM

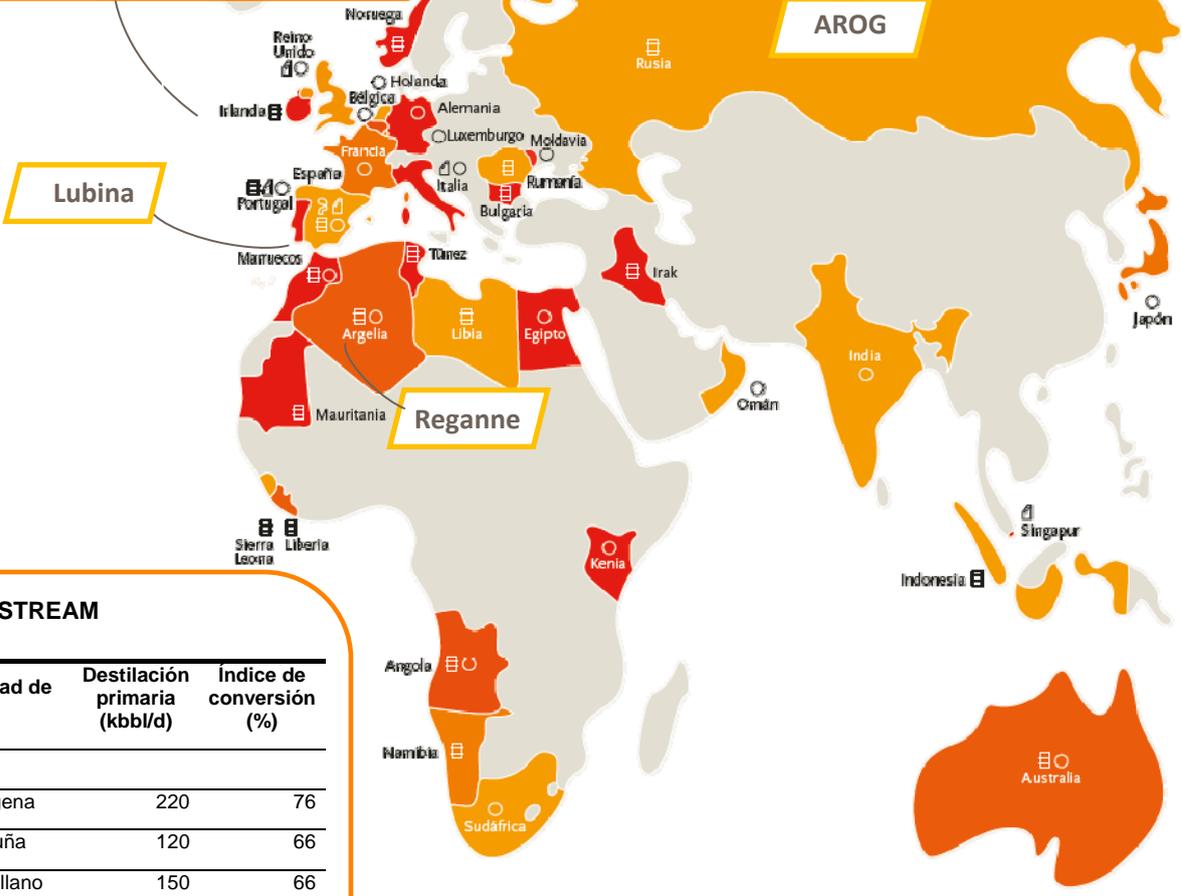
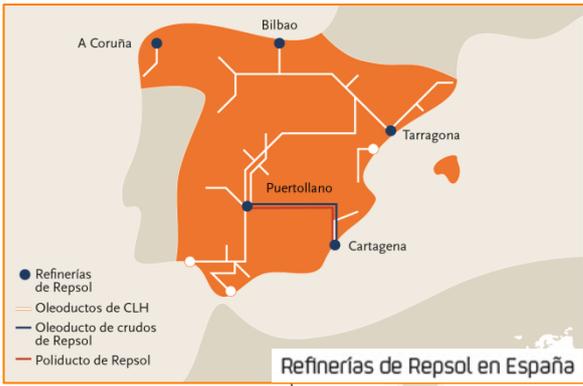
Participamos en 730 bloques¹ de Exploración y Producción de petróleo y gas en 31 países, directamente o a través de nuestras empresas participadas.

Se han realizado más de 30 descubrimientos en los últimos 6 años, entre los que se incluyen seis de los mayores hallazgos a nivel mundial en su año según IHS.

La producción de hidrocarburos de Repsol se cifró en 346 kbep al día en 2013, lo que supone un aumento del 4,2% respecto a 2012.

Al cierre de 2013 las reservas probadas de Repsol ascendían a 1.515 Mbep, de los cuales 422 Mbep (27,8%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.093 Mbep, a gas natural.

¹ Dichos bloques no incluyen los activos correspondientes a proyectos de recursos no convencionales en los que el Grupo participa.



DOWNSTREAM

Capacidad de REFINO	Destilación primaria (kbb/d)	Índice de conversión (%)
España		
Cartagena	220	76
A Coruña	120	66
Puertollano	150	66
Tarragona	186	44
Bilbao	220	63
Perú		
La Pampilla	102	24

Estaciones de servicio	Total
España	3.615
Portugal	433
Perú	354
Italia	202



Volumen de ventas GLP (Miles de toneladas)	2013	2012
España	1.281	1.271
Resto Europa	131	143
Perú	665	622
Ecuador	386	374
Resto Latinoamérica	-	127
Magnitudes QUÍMICA (Miles de toneladas)	2013	2012
Capacidad petroquímica		
Básica	2.808	2.808
Derivada	2.491	2.942

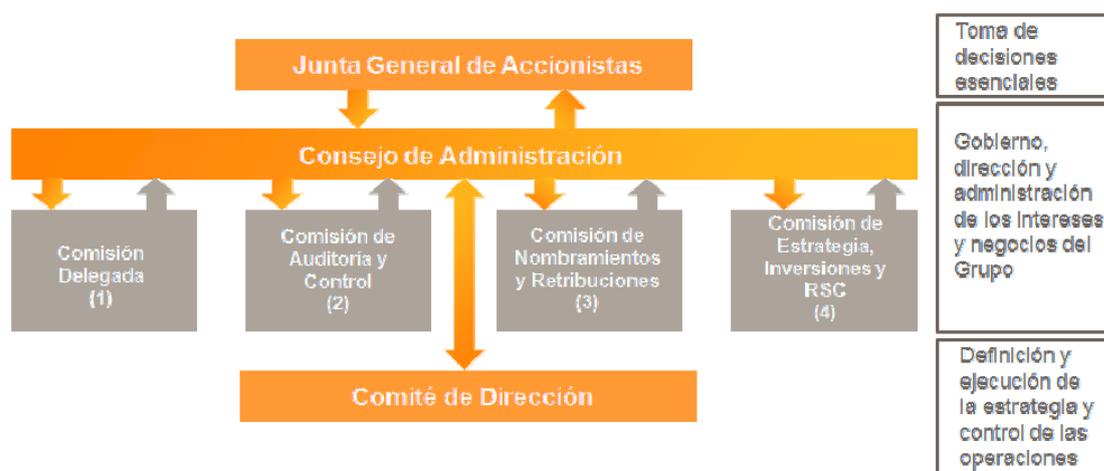
2.4. Gobierno corporativo

Estructura y órganos de gobierno

La Junta General de Accionistas es el órgano social soberano a través del cual los accionistas intervienen en la toma de decisiones esenciales de la compañía, correspondiendo al Consejo de Administración el gobierno, la dirección y la administración de los intereses y negocios de la compañía en todo cuanto no esté reservado a la competencia de la Junta General.

Para garantizar una mayor eficacia y transparencia en el cumplimiento de sus funciones el Consejo de Administración ha constituido en su seno comisiones con facultades ejecutivas y consultivas: la Comisión Delegada, con carácter de órgano delegado del Consejo; la Comisión de Auditoría y Control, la Comisión de Nombramientos y Retribuciones, y la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa, estas tres últimas como comisiones especializadas y con funciones de supervisión, información, asesoramiento y elaboración de propuestas.

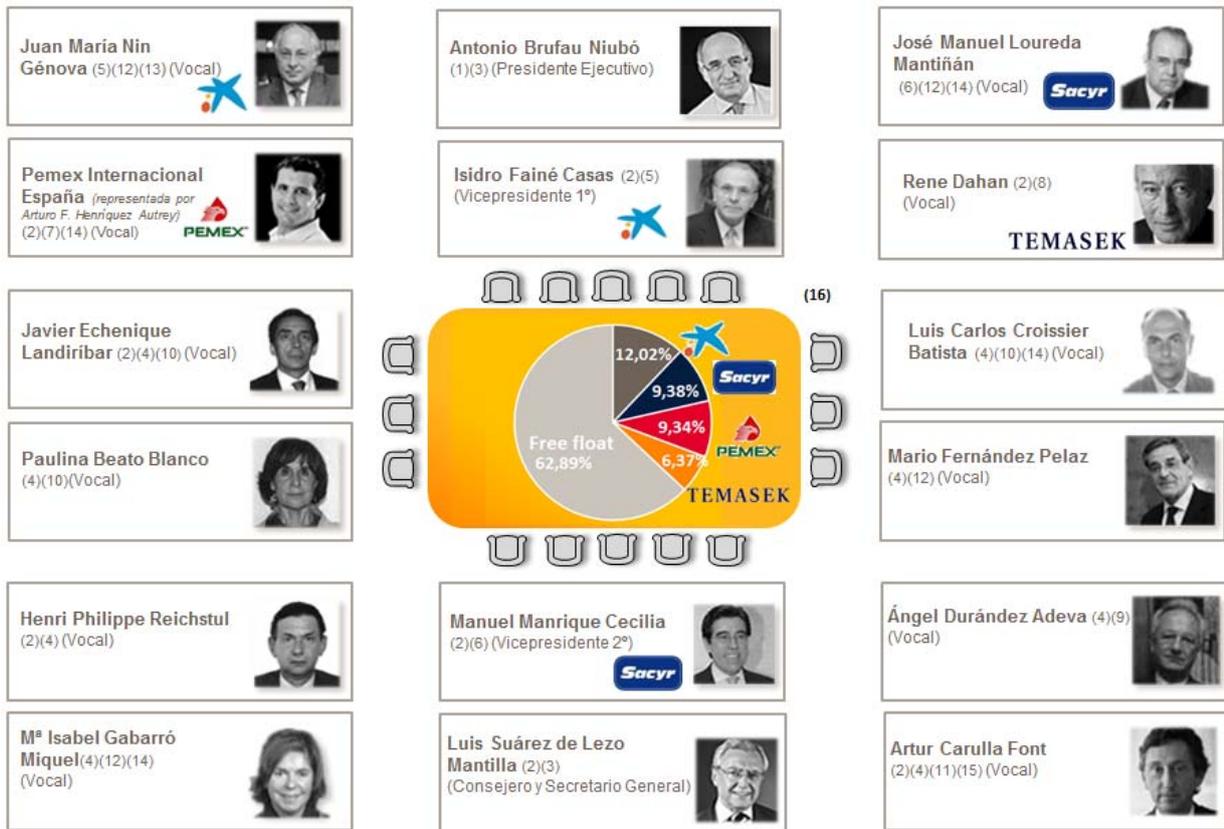
Por regla general, el Consejo de Administración confía la gestión de los negocios ordinarios al Comité de Dirección y al equipo directivo, concentrando su actividad en la función general de supervisión y en la consideración de aquellos asuntos de especial trascendencia para la compañía.



NOTA: Véase el Informe Anual de Gobierno Corporativo para más información sobre la Junta General, el Consejo de Administración y sus comisiones.

- (1) La Comisión Delegada tiene delegadas permanentemente todas las facultades del Consejo de Administración excepto las legalmente indelegables y las configuradas como indelegables por los Estatutos Sociales o el Reglamento del Consejo de Administración.
- (2) La Comisión de Auditoría y Control tiene la función de servir de apoyo al Consejo de Administración en sus cometidos de vigilancia, mediante la revisión periódica del proceso de elaboración de la información económico-financiera, de sus controles ejecutivos, la supervisión de los sistemas de registro y control de las reservas de hidrocarburos de la Compañía, de la Auditoría Interna, y de la independencia del auditor externo, así como de la revisión del cumplimiento de todas las disposiciones legales y normas internas aplicables a la Compañía. Esta Comisión es competente para formular la propuesta de acuerdo al Consejo de Administración sobre designación de los auditores de cuentas externos, prórroga de su nombramiento y cese y sobre los términos de su contratación. Asimismo informará, a través de su Presidente, en la Junta General de Accionistas sobre las cuestiones que en ella planteen los accionistas en materia de su competencia. Entre sus funciones también se encuentran la de conocer y orientar la política, los objetivos y las directrices de la Compañía en el ámbito medioambiental y de seguridad.
- (3) La Comisión de Nombramientos y Retribuciones tiene funciones de propuesta e informe al Consejo de Administración sobre la selección, nombramiento, reelección y cese de Consejeros, Consejero Delegado, Presidente, Vicepresidente, Secretario, Vicesecretario y Consejeros que hayan de formar parte de las Comisiones del Consejo; propuesta sobre la política de retribución del Consejo, así como, en el caso de los Consejeros Ejecutivos, sobre la retribución adicional por sus funciones ejecutivas y demás condiciones de sus contratos; informe sobre el nombramiento de Altos Directivos de la Compañía, así como sobre su política general de retribuciones e incentivos; informe sobre el cumplimiento por los Consejeros de los principios de Gobierno Corporativo o de las obligaciones contenidas en los Estatutos o en el Reglamento del Consejo; y, en general, propuestas e informe sobre cualesquiera otros asuntos relacionados con los anteriores que fueran solicitados por el Presidente o por el Consejo de Administración.
- (4) A la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa le corresponden funciones de informe sobre las principales magnitudes, hitos y revisiones del Plan Estratégico; decisiones estratégicas de relevancia para el Grupo Repsol; e inversiones o desinversiones en activos que, por razón de su cuantía o carácter estratégico, considere el Presidente Ejecutivo que deban ser objeto de revisión previa por la Comisión. Asimismo, le corresponde conocer y orientar la política, objetivos y directrices del Grupo Repsol en materia de Responsabilidad Social Corporativa e informar al Consejo de Administración sobre la misma; revisar e informar, con carácter previo a su presentación al Consejo de Administración, el Informe de Responsabilidad Corporativa del Grupo Repsol; y, en general, cualesquiera otras funciones relacionadas con las materias de su competencia y que le sean solicitadas por el Consejo de Administración o su Presidente.

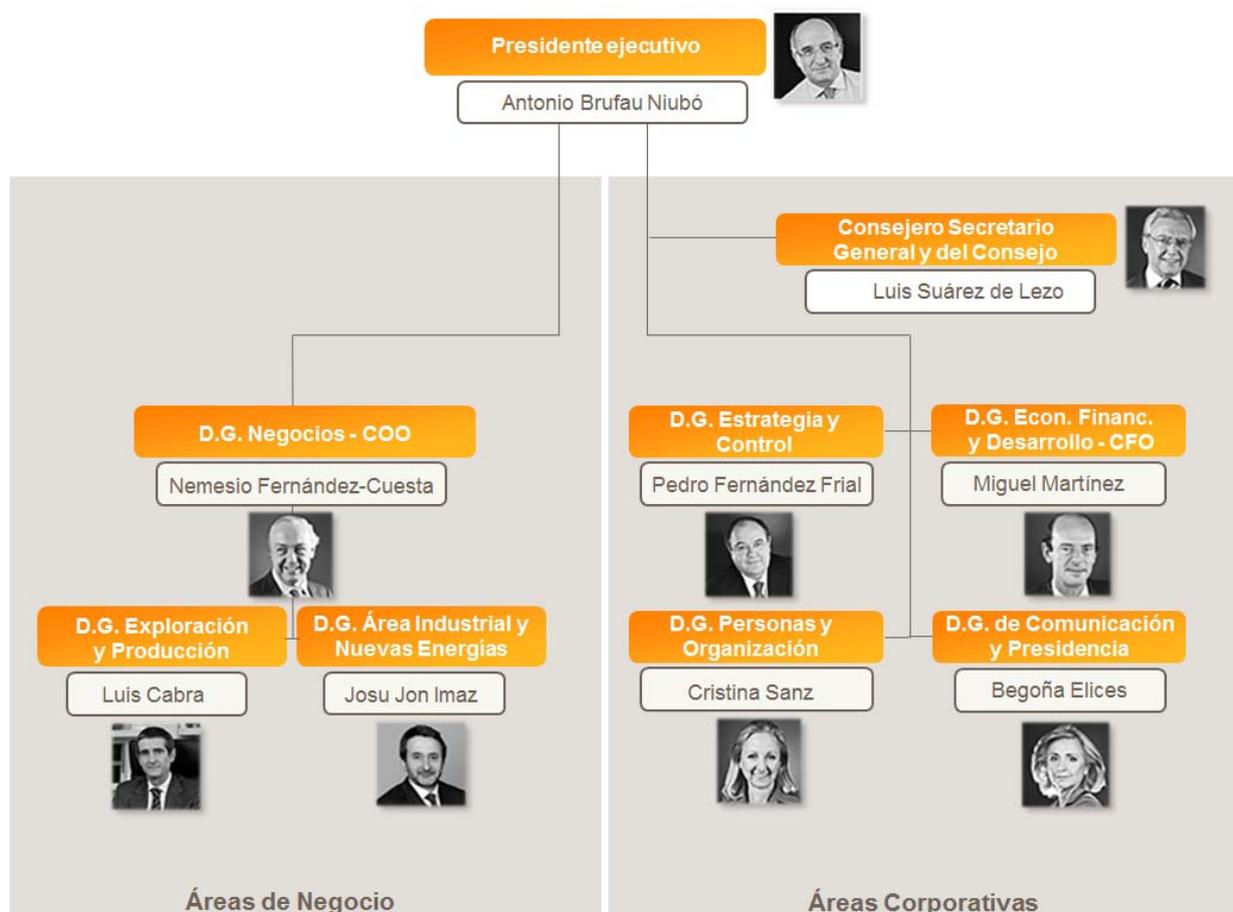
La composición del Consejo de Administración y sus comisiones es:



NOTA: Información actualizada en relación a los CV de los componentes del Consejo de Administración puede encontrarse en www.repsol.es/es_es/corporacion/accionistas-inversores/gobierno-corporativo/consejo-de-administracion/

- (1) Presidente de la Comisión Delegada.
- (2) Vocal de la Comisión Delegada.
- (3) Consejero Ejecutivo.
- (4) Consejero Externo Independiente.
- (5) Consejero Externo Dominical propuesto por Caixabank, S.A.
- (6) Consejero Externo Dominical propuesto por Sacyr, S.A.
- (7) Consejero Externo Dominical propuesto por Petróleos Mexicanos.
- (8) Consejero Externo Dominical propuesto por Temasek.
- (9) Presidente de la Comisión de Auditoría y Control.
- (10) Vocal de la Comisión de Auditoría y Control.
- (11) Presidente de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
- (12) Vocal de la Comisión de Nombramientos y Retribuciones.
- (13) Presidente de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.
- (14) Vocal de la Comisión de Estrategia, Inversiones y Responsabilidad Social Corporativa.
- (15) Consejero Independiente Coordinador.
- (16) Porcentaje sobre el capital social a 31 de diciembre de 2013. Datos correspondientes a la última información facilitada por la Compañía de Gestión de los Sistemas de Registro, Compensación y Liquidación de Valores, S.A.U. (Iberclear), así como la información remitida por los accionistas a la Compañía y a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

La composición del Comité de Dirección a 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:



NOTA: D.G: Dirección General. Información actualizada de los CV de los miembros del Comité de Dirección se encuentra disponible en www.repsol.com

2.5. Nuestra estrategia

En Repsol hemos consolidado en los últimos años una estrategia de crecimiento que nos ha permitido desarrollar nuevas y atractivas áreas de negocio, diversificar nuestra cartera de activos e incorporar proyectos clave que hoy respaldan nuestro posicionamiento en el sector energético global.

Fruto de este esfuerzo continuado son los grandes descubrimientos exploratorios realizados en los últimos años, la inversión en los proyectos de mejora de las refinerías de Cartagena y Petronor, así como la joint venture de Repsol Sinopec Brasil.

En el Plan Estratégico 2012-2016 (en adelante "PE 12-16") apostamos por el crecimiento como fuerza impulsora para afrontar el futuro de nuestra Compañía.

Nuestro Plan Estratégico se fundamenta sobre cuatro pilares:

1. **Crecimiento en *Upstream***: con foco en la exploración y con objetivos retadores de crecimiento de producción y reservas.
2. **Maximización del retorno de las inversiones en *Downstream***: a través de la excelencia operacional tras la puesta en marcha de los proyectos de mejora de Cartagena y Petronor.
3. **Solidez financiera**: Plan estratégico autofinanciado y que permita mantener la calificación crediticia de la compañía.
4. **Retribución a los accionistas**: aportando una retribución competitiva en relación con el sector.

Uno de los elementos fundamentales de la estrategia de Repsol es el desarrollo integrado de sus negocios de *Upstream* y *Downstream*. Esta integración se traduce en evidentes ventajas y sinergias corporativas y de portafolio:

- Proporciona a Repsol una escala suficiente para abordar su estrategia de crecimiento, más aún ante escenarios de creciente tamaño y riesgo de los grandes proyectos del sector.

- Contribuye a una mayor estabilidad de resultados, favoreciendo el cumplimiento de los objetivos de retribución al accionista y de estabilidad financiera.
- Asegura una mayor diversificación de riesgos, dados los perfiles de riesgo específicos de los negocios de Upstream y Downstream.
- Proporciona a Repsol autofinanciación para acometer su plan estratégico y su programa de inversiones, teniendo en cuenta los distintos ciclos de inversión y de generación de caja de los negocios de Upstream y Downstream
- Permite a Repsol acceder a un mayor portafolio de oportunidades de inversión, pudiendo seleccionar en cada momento las más atractivas, optimizando la asignación de capital entre negocios.

Existen, además, numerosas ventajas y sinergias operativas derivadas de la integración de los negocios de *Upstream* y *Downstream*, entre las que cabe destacar:

- Sinergias comerciales y técnicas, basadas en la creciente convergencia operativa, de capacidades técnicas y sinergias comerciales entre los proyectos de Upstream y Downstream.
- Posibilidad de compartir recursos técnicos, maximizar la utilización de las capacidades de los recursos humanos y favorecer la captura del talento técnico y el trasvase de profesionales entre ambos negocios.
- Oportunidades de desarrollo donde se valore la presencia conjunta y el conocimiento en ambos negocios.
- Importantes ahorros de costes en funciones corporativas y de soporte, que optimizan sus gastos dando servicio conjunto a Upstream y Downstream.

1. *Upstream*, motor de crecimiento

Las actividades de exploración y producción (*Upstream*) constituyen nuestro motor de crecimiento. Nuestra apuesta por la innovación ha sido el factor clave para consolidarnos como una Compañía de gran éxito exploratorio.

Desde 2008, hemos realizado más de 30 descubrimientos, entre los que se incluyen seis de los mayores hallazgos a nivel mundial en su año, según IHS.

La inversión estimada para el periodo del plan en el negocio de *Upstream* es de aproximadamente 2.900 millones de euros de media anual, suponiendo un crecimiento de más del 20% respecto a la realizada en años anteriores. Esta inversión representa cerca del 77% del total de las inversiones previstas para el Grupo.

Para llevar a cabo el crecimiento comprometido hemos puesto foco en 10 proyectos clave de crecimiento localizados en Brasil, Estados Unidos, Rusia, España, Venezuela, Perú, Bolivia y Argelia. Los 10 grandes proyectos suponen una inversión total acumulada de 6.700 millones de euros.

Cinco de ellos (Mid Continent, Margarita, Sapinhoa, Lubina-Montanazo y Rusia) ya se encuentran en producción, contribuyendo a los objetivos de incremento de producción. Y, adicionalmente, Carabobo tuvo su primera producción temprana a finales de 2012.

Además de estos proyectos clave, se proseguirá con la delineación de los recursos contingentes ya descubiertos, destacando Estados Unidos (Alaska y Golfo de México), Brasil, Perú, Libia y Rusia. La inversión exploratoria en el periodo del PE 12-16 supondrá una inversión anual media en torno a los 1.000 millones de dólares.

Dicha inversión nos llevará a perforar de 25 a 30 pozos exploratorios anuales.



La intensa actividad en el área de exploración y desarrollo permitirá alcanzar el objetivo para el periodo del plan de más de un 7% de crecimiento anual de la producción, un ratio de reemplazo de reservas promedio superior al 120% y una incorporación de recursos contingentes promedio anual de unos 300/350 millones de barriles equivalentes.



2. *Downstream*, excelencia operativa y optimización del margen

El área del *Downstream*, una vez finalizado con éxito el periodo de inversiones en sus activos, vuelve a convertirse en un generador de caja neta.

En 2012 ya estaban en marcha las ampliaciones de Cartagena y Petronor, que han incrementado la capacidad de conversión y la eficiencia operativa del sistema de refino de Repsol.

Se espera que estas ampliaciones generen una mejora del margen de refino por barril procesado en el conjunto de refinerías de Repsol en España de entre 2-3 dólares, mejorando la eficiencia de nuestros activos.

Las inversiones promedio previstas para el periodo del plan alcanzan los 750 millones de euros anuales, y son fundamentalmente de mantenimiento de instalaciones industriales y comerciales y de mejoras de eficiencia energética y operativa, suponiendo una reducción del 60% sobre la inversión anual promedio del periodo 2008-2011.

3. Un plan autofinanciado

El tercer pilar de nuestro plan estratégico es la solidez financiera, que se concreta en un firme compromiso para mantener la calificación crediticia, disponer de una alta liquidez y realizar desinversiones selectivas en el periodo, desarrollando un plan inversor autofinanciado.

En marzo de 2013 se llevó a cabo la venta de autocartera de Repsol correspondiente al 5% del capital social a Temasek, fondo de inversión de Singapur.

En junio de 2013 se dio respuesta a los tenedores de acciones preferentes, asegurando su valor y liquidez en el mercado mediante su recompra en efectivo con una aceptación del 97% del valor total y la emisión de obligaciones de Repsol.

Adicionalmente, en la línea de maximizar la caja generada, se lleva a cabo un proceso de optimización continua del capital circulante del Grupo.

La venta de activos de GNL a Shell en 2013, así como otras desinversiones ya realizadas en algunos negocios bajo la dinámica habitual de gestión de nuestra cartera de activos, nos ha permitido cumplir ya en 2013 el objetivo de desinversiones planteado en el horizonte del plan estratégico (entre 4.000 y 4.500 millones de euros).

Todo esto ha supuesto una mejora de los ratios financieros, permitiéndonos mantener el *investment grade* (nivel mínimo aceptable de calificación crediticia) e incrementándose la confianza de los inversores a nivel internacional.

4. Retribución competitiva a los accionistas

El último de los pilares estratégicos es el establecimiento de una retribución competitiva a los accionistas.

Nuestra solidez financiera nos permite ofrecer al accionista una retribución competitiva, continuando así con una política de creación de valor para los accionistas a través del reparto de dividendos, apoyado por el Programa de Retribución Flexible, con un pay out (Retribución al Accionista/Beneficio neto) esperado entre el 40 y el 55%.

2.6. Gestión del riesgo

2.6.1. Modelo de gestión del riesgo

El Grupo Repsol desarrolla actividades en numerosos países, bajo múltiples marcos regulatorios y en todas las fases de la cadena de valor del negocio del petróleo y del gas.

Por ello, las operaciones y los resultados de la Compañía están sujetos a riesgos de largo plazo (estratégicos), de corto y medio plazo (operacionales) y financieros. Cualquiera de estos riesgos podría provocar un impacto negativo en la situación financiera, los negocios o el resultado de explotación del Grupo, afectando a la consecución de sus objetivos.

Por este motivo, la Compañía dispone de una organización, procedimientos y sistemas que le permiten gestionar de forma razonable estos riesgos a los que está expuesta, siendo un elemento integral de los procesos de toma de decisión del Grupo.

En los últimos años la gestión de riesgos en Repsol ha recibido un gran impulso por parte de unidades especializadas (como las de seguridad, medio ambiente, financieros, entre otros).

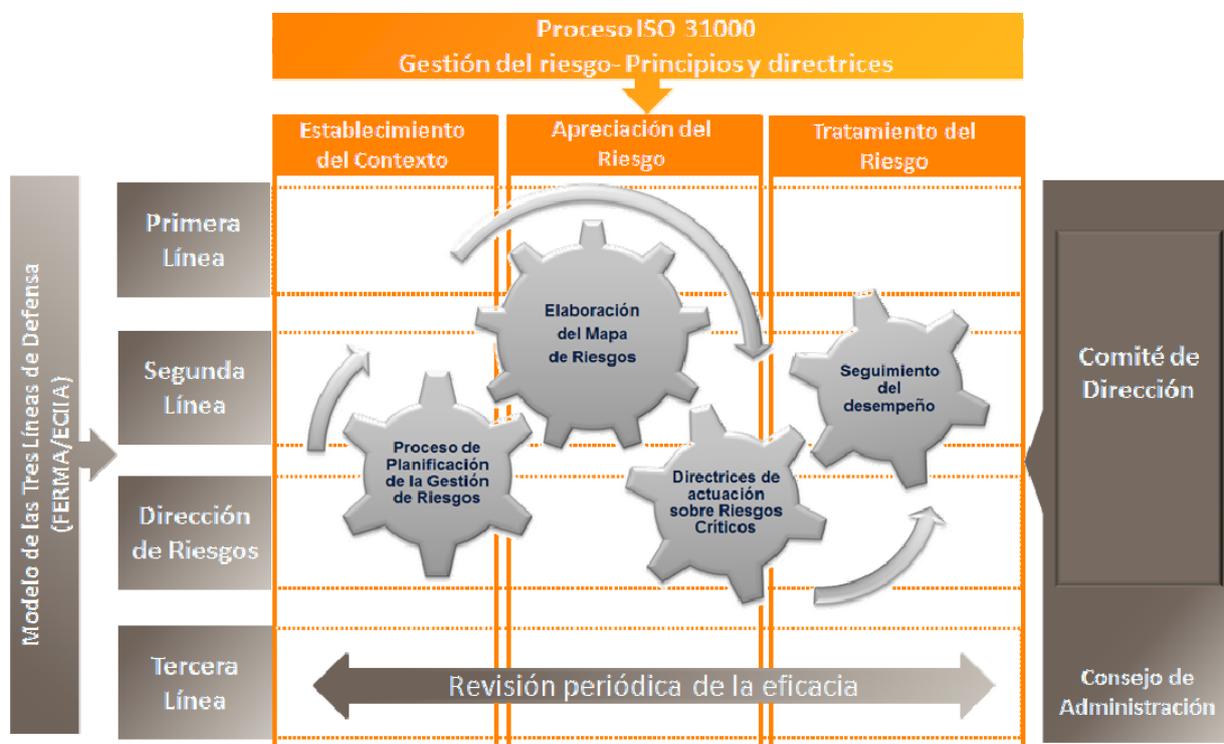
Adicionalmente, Repsol ha asumido el compromiso de acelerar su avance hacia un modelo de gestión integrada de riesgos con el fin de lograr una visión más completa de los mismos en todas sus actividades, así como de sus interacciones y de las estrategias para su mitigación, además de posibilitar un uso más eficiente de los recursos destinados a ella. Todo ello a través de la implantación de un Sistema de Gestión Integrada de Riesgos de Repsol (SGIR).

El SGIR está alineado con estándares internacionales de referencia en materia de gestión de riesgos: ISO 31000 y COSO ERM⁽¹⁾, en cuanto al uso de una metodología efectiva para el análisis y gestión integrada del riesgo en las organizaciones, y el Modelo de las Tres Líneas de Defensa⁽²⁾, sobre la asignación de responsabilidades en el ámbito de la gestión y control de riesgos.

Uno de los pilares básicos del SGIR es la Política de Gestión de Riesgos, aprobada por el Consejo de Administración de Repsol en julio de 2013. Esta Política establece el compromiso en materia de gestión integrada de riesgos que contribuyen al despliegue de la Visión y los Valores de la Compañía descritos en el apartado 2 de este documento, sobre los siguientes principios:

- Liderazgo de la Dirección
- Integración en los procesos de gestión
- Responsabilidad diferenciada
- Globalidad y armonización de la gestión
- Mejora continua

Sistema de Gestión Integrado de Riesgos de Repsol



A continuación se identifican los principales riesgos estratégicos y operacionales, así como los riesgos financieros a los que se enfrenta el Grupo Repsol.

⁽¹⁾ Modelo Enterprise Risk Management – Integrated Framework definido por COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*)

⁽²⁾ Recomendado por FERMA (Federación Europea de Asociaciones de Gestión de Riesgos) y ECIA (Confederación Europea de Institutos de Auditores Internos).

2.6.2. Factores de riesgo

Las operaciones y los resultados de Repsol están sujetos a riesgos como consecuencia de los cambios en las condiciones competitivas, económicas, políticas, legales, regulatorias, sociales, industriales, de negocio y financieras, como los que se incluyen a continuación.

Riesgos estratégicos y operacionales

Incertidumbre en el contexto económico actual

La recuperación económica global está siendo más débil de lo esperado. El reciente aumento de los tipos de interés a plazo en EE.UU. podría llevar a una reversión parcial de los flujos de capital a ciertas economías, al que estarían más expuestos los países con posiciones fiscales más débiles o con mayores tasas de inflación.

En la Zona Euro, el Banco Central Europeo (BCE) tiene dos retos importantes por delante: terminar con el fraccionamiento bancario dentro de la unión monetaria que dificulta la transmisión de su política monetaria de forma homogénea en toda la zona euro y evitar un periodo de baja inflación prolongado.

Por otra parte, la persistente presión sobre la sostenibilidad de las cuentas públicas en las economías avanzadas mantiene fuertes tensiones en los mercados de crédito y podría motivar reformas fiscales o cambios en el marco regulatorio de la industria del petróleo y del gas. Por último, la situación económico-financiera podría tener impactos negativos con terceros con los que Repsol realiza o podría realizar negocios. Cualquiera de los factores descritos anteriormente, ya sea de manera conjunta o independiente, podrían afectar de manera adversa a la condición financiera, los negocios o los resultados de las operaciones de Repsol.

Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol

En los últimos 10 años, el precio del crudo ha experimentado variaciones significativas, además de estar sujeto a las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, ajenas al control de Repsol.

Los precios internacionales de los productos están influidos por el precio del crudo y por la demanda de dichos productos. Asimismo, las cotizaciones internacionales de crudos y productos inciden en el margen de refino. Los precios de cotización internacionales, así como la demanda de crudo pueden también sufrir fluctuaciones significativas ligadas a los ciclos económicos.

La reducción de los precios del crudo afecta negativamente a la rentabilidad de la actividad de Repsol, a la valoración de sus activos y a sus planes de inversión, incluidas aquellas inversiones de capital planificadas en exploración y desarrollo. Asimismo, una reducción cuantiosa de las inversiones podría repercutir desfavorablemente en la capacidad de Repsol para reponer sus reservas de crudo.

Marco regulatorio y fiscal de las actividades de Repsol

La industria del petróleo está sujeta a una regulación e intervención estatales exhaustivas en materias como la adjudicación de permisos de exploración y producción, la imposición de obligaciones contractuales relativas a la perforación y exploración, las restricciones a la producción, el control de los precios, la desinversión de activos, los controles de tipo de cambio y la nacionalización, expropiación o anulación de los derechos contractuales. Dicha legislación y normativa es aplicable a prácticamente todas las operaciones de Repsol en España y en el extranjero.

Por otro lado, los sectores de distribución gasista y eléctrica, en los que Repsol opera principalmente a través de su participación en Gas Natural Fenosa, responden a actividades reguladas en la mayoría de los países. La normativa legal aplicable a dichos sectores está típicamente sujeta a revisión periódica por parte de las autoridades competentes y a cambios en la misma que podrían suponer un descenso (o un incremento inferior de lo esperado), en el actual esquema de retribución de las actividades reguladas.

Asimismo, las actividades de la industria del petróleo y la química, en general están sujetas a una extensa regulación e intervención en aspectos tales como los controles de seguridad y medioambiente.

Por último, el sector de la energía, y en particular la industria del petróleo, están sometidos a un marco fiscal singular. En las actividades de *Upstream* es frecuente que existan gravámenes energéticos sobre el beneficio y la producción y, en lo que se refiere a las actividades de *Downstream*, también es habitual la existencia de gravámenes sobre el consumo de los productos.

Repsol no puede anticiparse a los cambios de dichas leyes ni a su interpretación, o a la implantación de determinadas políticas, que podrían afectar de un modo adverso a su negocio, resultados y situación financiera y los resultados operativos del Grupo.

Sujeción de Repsol a legislaciones y riesgos medioambientales y de seguridad exhaustivos

Repsol está sujeta a un gran número de legislaciones y reglamentos medioambientales y de seguridad prácticamente en todos los países donde opera. Estas normativas regulan, entre otras cuestiones, las relativas a las operaciones del Grupo en calidad medioambiental de sus productos, emisiones al aire y cambio climático y eficiencia energética, vertidos al agua, remediación del suelo y aguas subterráneas, así como generación, almacenamiento, transporte, tratamiento y eliminación final de los residuos y seguridad.

En particular, debido a la preocupación por el riesgo del cambio climático, varios países han adoptado o están considerando la adopción de nuevas exigencias normativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, como la fijación de impuestos sobre las emisiones de carbono, el aumento de los estándares de eficiencia o la adopción de sistemas de comercio de emisiones. Estos requisitos podrían encarecer los productos de Repsol, así como modificar la demanda de

hidrocarburos hacia fuentes de energía con emisiones de carbono más bajas, como las energías renovables. Además, el cumplimiento de la normativa de gases de efecto invernadero también puede obligar a Repsol a realizar mejoras en sus instalaciones, a monitorear o capturar dichas emisiones o tomar otras acciones que puedan aumentar los costes.

Los requisitos mencionados anteriormente han tenido y continuarán teniendo un impacto en el negocio de Repsol, su situación financiera y el resultado de sus operaciones.

Riesgos operativos inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos y dependencia de la adquisición o del descubrimiento de reservas a un coste razonable y posterior desarrollo de las nuevas reservas de crudo y gas

Las actividades de exploración y producción de gas y petróleo están sujetas a riesgos específicos, muchos de ellos ajenos al control de Repsol. Se trata de actividades expuestas a riesgos relacionados con la producción, las instalaciones y el transporte, errores o ineficiencias en la gestión de las operaciones y en los procesos de compras, las catástrofes naturales y otras incertidumbres relacionadas con las características físicas de los campos de petróleo y gas. Además, algunos de los proyectos de desarrollo, están localizados en aguas profundas y en otros entornos difíciles, como el Golfo de México, Alaska, Brasil y la Selva Amazónica, o en yacimientos complejos que pueden agravar tales riesgos. Además, cualquier medio de transporte de hidrocarburos tiene riesgos inherentes: durante el transporte por carretera, ferroviario, marítimo o a través de ductos podría producirse una pérdida en la contención de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas; éste es un riesgo significativo debido al impacto potencial de un derrame en el medio ambiente y en las personas, especialmente teniendo en cuenta los altos volúmenes que pueden ser transportados al mismo tiempo. De materializarse dichos riesgos, Repsol podría sufrir pérdidas importantes, interrupción de sus operaciones y daños a su reputación.

Por otra parte, Repsol depende de la reposición de las reservas de crudo y gas ya agotadas con otras nuevas probadas cuya posterior producción sea viable en términos económicos. Sin embargo, la capacidad de Repsol de adquirir o descubrir nuevas reservas está sujeta a una serie de riesgos. Así, por ejemplo, la perforación puede entrañar resultados negativos, no sólo en caso de resultar en pozos secos, sino también en aquellos casos en los que un pozo productivo no vaya a generar suficientes ingresos netos que permitan obtener beneficios una vez descontados los costes operativos, de perforación y de otro tipo. A lo anterior hay que sumar que, por lo general, Repsol hace frente a una fuerte competencia en la presentación de las ofertas para la adjudicación de bloques exploratorios, en especial de aquellos con unas reservas potenciales más atractivas. Esa competencia puede dar lugar a que Repsol no logre los bloques deseables o bien a que los adquiera a un precio superior, lo que podría entrañar que la producción posterior dejara de ser económicamente viable.

Si Repsol no adquiere ni descubre y, posteriormente, tampoco desarrolla nuevas reservas de gas y petróleo de manera rentable o si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, su negocio, el resultado de sus operaciones y su posición financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Localización de las reservas

Parte de las reservas de hidrocarburos de Repsol se hallan en países que presentan o pueden presentar inestabilidad política o económica.

Tanto las reservas como las operaciones de producción relacionadas pueden conllevar riesgos, entre los que se incluyen el incremento de impuestos y regalías, el establecimiento de límites de producción y de volúmenes para la exportación, las renegociaciones obligatorias o la anulación de contratos, la nacionalización o desnacionalización de activos, los cambios en los regímenes gubernamentales locales y en las políticas de dichos gobiernos, los cambios en las costumbres y prácticas comerciales, el retraso en los pagos, las restricciones al canje de divisas y el deterioro o las pérdidas en las operaciones por la intervención de grupos insurgentes. Además, los cambios políticos pueden conllevar variaciones en el entorno empresarial. Por su parte, las desaceleraciones económicas, la inestabilidad política o los disturbios civiles pueden perturbar la cadena de suministro o limitar las ventas en los mercados afectados por estos acontecimientos.

Si alguno de los riesgos antes mencionados se materializa, los negocios del Grupo, el resultado de sus operaciones y su situación financiera podrían verse significativa y negativamente afectados.

Estimaciones de reservas de petróleo y gas

Para la estimación de reservas probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza las directrices y el marco conceptual de la definición de reservas probadas de la Securities and Exchange Commission (SEC) y los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE). Para la estimación de reservas no probadas de petróleo y gas, Repsol utiliza los criterios y las directrices del PRMS-SPE.

La precisión de dichas estimaciones depende de diversos factores, suposiciones y variables, algunos de los cuales están fuera del control de Repsol. Entre los factores que Repsol controla destacan los siguientes: los resultados de la perforación de pozos, las pruebas y la producción tras la fecha de la estimación, que pueden conllevar revisiones sustanciales, tanto al alza como a la baja; la calidad de los datos geológicos, técnicos y económicos, y su interpretación y valoración; el comportamiento de la producción de los yacimientos y las tasas de recuperación, las cuales dependen significativamente en ambos casos de la tecnología disponible, así como de la habilidad para implementar dichas tecnologías y el *know-how*; la selección de terceras partes con las que se asocia el Grupo; y la precisión en las estimaciones iniciales de los hidrocarburos de un determinado yacimiento, que podrían resultar incorrectas o requerir revisiones significativas. Por otro lado, entre los factores que se encuentran fundamentalmente fuera del control de Repsol, destacan los siguientes: fluctuaciones en precios del crudo y del gas natural, que pueden tener un efecto en la cantidad de reservas probadas (dado que las estimaciones de reservas se calculan teniendo en cuenta las condiciones económicas existentes en el momento en que dichas estimaciones fueron realizadas); cambio en las normas tributarias, otros reglamentos administrativos y las condiciones contractuales respecto de las existentes en la fecha en que se efectuaron las estimaciones (que pueden traducirse en la inviabilidad económica de la explotación de las reservas); y determinadas actuaciones de terceros, incluyendo los operadores de los campos en los que el Grupo tiene participación.

Como resultado de lo anterior, la medición de las reservas no es precisa y está sujeta a revisión. Cualquier revisión a la baja de las estimaciones de reservas probadas podría impactar negativamente en los resultados e implicaría un incremento de los gastos de amortización y depreciación, y una reducción en los resultados o del patrimonio atribuible a los accionistas.

Proyectos y operaciones desarrolladas a través de negocios conjuntos y empresas asociadas

Muchos de los proyectos y operaciones del Grupo Repsol se llevan a cabo a través de negocios conjuntos y empresas asociadas. En aquellos casos en los que Repsol no actúa como operador, su capacidad para controlar e influir en el funcionamiento y la gestión de las operaciones, así como para identificar y gestionar los riesgos asociados es limitada. Adicionalmente, podría darse la circunstancia de que alguno de los socios de Repsol o resto de miembros en un negocio conjunto o empresa asociada pudiera no atender al cumplimiento de sus obligaciones financieras o de otra índole, lo que podría llegar a afectar a la viabilidad de algún proyecto.

Repsol puede efectuar adquisiciones, inversiones y enajenaciones como parte de su estrategia

Como parte de la estrategia de Repsol, la compañía puede llevar a cabo adquisiciones, inversiones y enajenaciones de participaciones. No es posible asegurar que Repsol pueda identificar oportunidades de adquisición apropiadas, obtener la financiación necesaria para culminar y hacer frente a tales adquisiciones o inversiones, adquirir negocios en condiciones satisfactorias o que cualquier negocio adquirido resulte finalmente rentable. Además, las adquisiciones e inversiones implican una serie de riesgos, incluyendo posibles efectos adversos en el resultado de explotación de Repsol, riesgos asociados con acontecimientos imprevistos o pasivos relacionados con los activos adquiridos o negocios que pueden no haberse revelado durante los procesos de *due diligence*, dificultades en la asimilación de las operaciones adquiridas, tecnologías, sistemas, servicios y productos, y riesgos resultantes de las condiciones contractuales que surgen como consecuencia de un cambio de control en una empresa adquirida.

Cualquier fracaso en la integración exitosa de tales adquisiciones podría tener un efecto material adverso sobre el negocio, resultados de las operaciones, o condiciones financieras de Repsol. Cualquier enajenación de participaciones puede también afectar de manera adversa a la situación financiera de Repsol, si tales enajenaciones se materializan en una pérdida para Repsol.

La cobertura de seguros para todos los riesgos operativos a los que Repsol está sujeta podría no ser suficiente

Como se explica en varios de los factores de riesgo ya mencionados en este documento, las operaciones de Repsol están sujetas a extensos riesgos económicos, operativos, regulatorios y legales. Repsol mantiene una cobertura de seguros que le cubre ante ciertos riesgos inherentes a la industria del petróleo y del gas, en línea con las prácticas de la industria. La cobertura de seguros está sujeta a franquicias y límites que en ciertos casos podrían ser significativamente inferiores a las responsabilidades incurridas. Además, las pólizas de seguros de Repsol contienen exclusiones que podrían dejar al Grupo con una cobertura limitada en ciertos casos. Por otro lado, Repsol podría no ser capaz de mantener un seguro adecuado con costes o condiciones que considere razonables o aceptables o podría no ser capaz de obtener un seguro contra ciertos riesgos que se materialicen en el futuro. Si sufre un incidente contra el que no está asegurada, o cuyo coste excede materialmente de su cobertura, éste podría tener un efecto material adverso en el negocio, la situación financiera y el resultado de las operaciones.

Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado

El precio del gas natural suele diferir entre las áreas en las que opera Repsol, a consecuencia de las significativas diferencias de las condiciones de oferta, demanda y regulación, además de poder ser inferior al precio imperante en otras regiones del mundo. Además, la situación de excesiva oferta que se registra en determinadas zonas no se puede aprovechar en otras, debido a la falta de infraestructuras y a las dificultades para el transporte del gas natural.

Por otra parte, Repsol ha suscrito contratos a largo plazo para la compra y el suministro de gas natural en distintos lugares del mundo. Se trata de contratos que prevén distintas fórmulas de precios que podrían traducirse en unos precios de compra superiores a los de venta que se podrían obtener en mercados cada vez más liberalizados. Asimismo, la disponibilidad de gas puede estar sujeta al riesgo de incumplimiento del contrato por las contrapartes de los mismos, en cuyo caso sería necesario buscar otras fuentes de gas natural para hacer frente a posibles faltas de suministro, lo que podría entrañar el pago de unos precios superiores a los acordados en esos contratos.

Repsol dispone también de contratos a largo plazo para la venta de gas a clientes, principalmente en Bolivia, Venezuela, Trinidad y Tobago, Perú y Rusia, que presentan riesgos de otro tipo, al estar vinculados a las reservas probadas actuales en estos países. En el caso de que no hubiera suficientes reservas disponibles en tales países, puede ocurrir que Repsol no sea capaz de cumplir sus obligaciones contractuales, algunas de las cuales prevén sanciones por incumplimiento. Los riesgos arriba mencionados podrían afectar de un modo adverso al negocio, resultados y situación financiera de Repsol.

Naturaleza cíclica de la actividad petroquímica

La industria petroquímica está sujeta a grandes fluctuaciones, tanto de la oferta como de la demanda, que reflejan la naturaleza cíclica del mercado petroquímico a nivel regional e internacional. Dichas fluctuaciones afectan a los precios y a la rentabilidad de las empresas que operan en el sector, incluida Repsol. Además, el negocio petroquímico de Repsol está sujeto también a una exhaustiva regulación estatal y a intervención en materias tales como la seguridad y los controles medioambientales. Tanto las fluctuaciones, como los cambios en la regulación podrían tener un efecto adverso en el negocio, en la posición financiera y en los resultados de las operaciones de Repsol.

La estrategia del Grupo Repsol exige eficiencia e innovación en un mercado altamente competitivo.

La industria petrolera, petroquímica y gasista se desarrolla en el marco de un sector energético altamente competitivo. Esta competencia afecta a las condiciones de acceso a mercados o nuevas oportunidades de negocio, los costes de las

licencias y los precios y la comercialización de productos, y requiere del Grupo Repsol una atención y esfuerzo continuados en la mejora de la eficiencia y reducción de los costes unitarios, sin que se produzcan mermas en la seguridad de las operaciones ni en la gestión de los restantes riesgos estratégicos, operacionales y financieros.

La ejecución de la estrategia del Grupo requiere una importante capacidad de anticipación y adaptación al mercado y una continua inversión en avances e innovación tecnológica.

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje

El Grupo Repsol está expuesto a procedimientos administrativos, judiciales y de arbitraje que surgen como consecuencia del desarrollo de su actividad. Asimismo, Repsol podría verse envuelta en otros posibles litigios en el futuro sobre los que tampoco puede predecir su alcance, contenido o resultado. Todo litigio presente o futuro encierra un alto grado de incertidumbre y, por tanto, la resolución de los mismos podría afectar los negocios, los resultados o la situación financiera del Grupo Repsol.

Conductas indebidas o incumplimientos de la normativa aplicable por parte de nuestros empleados puede dañar la reputación del Grupo Repsol

La Norma de Ética y Conducta de Repsol, de obligado cumplimiento para todos los empleados del Grupo con independencia de su ubicación geográfica, área de actividad o nivel profesional, establece las pautas generales que deben regir la conducta de la Compañía y de todos sus empleados con arreglo a los principios de lealtad a la empresa, la buena fe, la integridad y el respeto a la legalidad y a los valores éticos definidos por el Grupo. Los diversos modelos de cumplimiento y control de la compañía incluyen controles orientados a detectar y mitigar aspectos relevantes de cumplimiento de la Norma de Ética y Conducta. La existencia de conductas indebidas en la gestión o incumplimientos de la normativa aplicable, de producirse, podrían causar daños reputacionales a la Compañía, además de acarrear sanciones y responsabilidades legales.

La tecnología de la información y su fiabilidad y robustez son un factor fundamental en el mantenimiento de nuestras operaciones

La fiabilidad y seguridad de las tecnologías de la información del Grupo Repsol son críticas para el mantenimiento de sus procesos de negocio y la confidencialidad e integridad de la información de la Compañía y de terceros. Dado que los ataques cibernéticos están en constante evolución, el Grupo Repsol no puede garantizar que no vaya a sufrir pérdidas materiales en el futuro por esta causa.

Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.

El principal riesgo para Repsol derivado de la expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A. radica en la incertidumbre existente sobre la restitución de las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. sujetas a expropiación de Repsol y/o el importe de la compensación que el Estado argentino deba pagar a Repsol como consecuencia de la apropiación del control de ambas empresas, así como sobre el momento y la forma en que el pago se llevaría a cabo.

Dado el proceso de conversaciones con el Gobierno argentino a fin de buscar una solución pronta, adecuada y eficaz a la controversia, sobre la base de una compensación cierta y líquida de 5.000 millones de USD al cierre del ejercicio 2013, se ha ajustado el valor que se considera recuperable de las participaciones en YPF S.A. e YPF Gas S.A. sujetas a expropiación, tal y como se describe en la Nota 4 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013. Esta estimación de valor recuperable tiene las incertidumbres propias de un proceso de negociación en curso y del cierre de los acuerdos que se alcance. En relación con el proceso de negociaciones, ver la Nota 37 "Hechos posteriores" de las referidas Cuentas Anuales.

Riesgos financieros

Repsol dispone de una organización y de unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos financieros a los que está expuesto el Grupo. En la Nota 19 "*Gestión de riesgos financieros y del capital*" de las cuentas anuales consolidadas del Grupo, se analiza la exposición a dichos riesgos y el impacto que éstos pudieran tener en sus estados financieros.

Los principales riesgos financieros se describen a continuación:

Riesgo de liquidez

Está asociado a la capacidad del Grupo para financiar los compromisos adquiridos a precios de mercado razonables, así como para llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiación estables.

Repsol mantenía a 31 de diciembre de 2013 recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito disponibles que cubrían el 73% de la totalidad de su deuda bruta y el 72% de la misma incluyendo las participaciones preferentes. El Grupo tiene líneas de crédito no dispuestas por un importe de 5.234 y 5.899 millones de euros a 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

En el caso de que en el futuro Repsol no fuese capaz de atender sus necesidades de liquidez o tuviese que incurrir en unos costes elevados para afrontarlas, podría producirse un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para el Grupo.

La exposición del Grupo al riesgo de crédito es atribuible, entre otras, a las deudas comerciales por operaciones de tráfico, las cuales se miden y controlan por cliente o tercero individual, y cuyos importes se reflejan en el balance de situación netos de las correcciones valorativas por deterioro por importe de 7.128 y 7.202 millones de euros, respectivamente, a 31 de diciembre de 2013 y 2012. Para ello, el Grupo cuenta con sistemas propios alineados con las mejores prácticas que permiten la evaluación crediticia permanente de todos sus deudores y la determinación de límites de riesgo por tercero.

Con carácter general, el Grupo establece la garantía bancaria (aval) emitida por las entidades financieras como el instrumento más adecuado de protección frente al riesgo de crédito. En algunos casos, el Grupo ha contratado pólizas de seguro de crédito por las cuales transfiere parcialmente a terceros el riesgo de crédito asociado a la actividad comercial de algunos de sus negocios.

Adicionalmente, el Grupo también tiene exposición al riesgo de contrapartida derivado de operaciones contractuales no comerciales que pueden derivar en impagos. En estos casos, el Grupo realiza análisis de las contrapartidas con las cuales se mantienen o pudieran mantener relaciones contractuales no comerciales. Eventuales incumplimientos de las obligaciones de pago por parte de los clientes y contrapartes de Repsol, en el tiempo y forma pactados, podrían ocasionar un efecto material adverso en sus actividades, sus resultados o en su situación financiera.

Riesgos de Mercado

Riesgo de fluctuación del tipo de cambio: Las variaciones en los tipos de cambio pueden afectar de manera adversa a los resultados de las operaciones y al valor del patrimonio de Repsol.

Con carácter general, esta exposición a riesgo de tipo de cambio tiene su origen en la existencia en las sociedades del Grupo de activos, pasivos y flujos monetarios denominados en una divisa distinta de la moneda funcional de la Compañía, teniendo especial relevancia el hecho de que:

- los flujos monetarios de las operaciones de comercio internacional sobre crudo, gas natural y productos refinados se efectúan, por lo general, en dólares americanos.
- gran parte de los activos e inversiones financieras de Repsol están denominados igualmente en dólares americanos.

Adicionalmente ha de tenerse en cuenta que:

- los flujos monetarios de las operaciones que se realizan en los países en los que Repsol tiene actividad están expuestos a variaciones en los tipos de cambio de las monedas locales correspondientes contra las principales divisas en las que se cotizan las materias primas que sirven de referencia para la fijación de precios en la moneda local.
- Repsol presenta sus estados financieros en euros, para lo cual los activos y pasivos de las sociedades participadas cuya moneda funcional es distinta del euro, deben ser convertidos a dicha moneda.

Para mitigar el riesgo de tipo de cambio, y cuando así lo considera adecuado, Repsol realiza operaciones financieras de inversión o financiación en las divisas en las que se han identificado exposiciones de riesgo y puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para aquellas divisas en las que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables.

En la nota 19, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 20, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de precio de materias primas (commodities): Como consecuencia del desarrollo de operaciones y actividades comerciales, los resultados del Grupo Repsol están expuestos a la volatilidad de los precios del petróleo, del gas natural y de sus productos derivados (véase los factores de riesgo "*Posibles fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del crudo y productos de referencia y de la demanda debido a factores ajenos al control de Repsol*" y "*Sujeción de la actividad en el sector del gas natural a determinados riesgos operativos y de mercado*"). En la nota 20, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado.

Riesgo de tipo de interés: Las variaciones en los tipos de interés pueden afectar a los ingresos y gastos por intereses de los activos y pasivos financieros referenciados a tipos de interés variable, así como al valor razonable de activos y pasivos financieros contratados a tipo de interés fijo.

Para mitigar el riesgo de tipo de interés, y cuando así lo considera adecuado, Repsol puede contratar coberturas a través de instrumentos financieros derivados para los que existe un mercado líquido y con costes de transacción razonables.

En la nota 19, "*Gestión de riesgos financieros y del capital*", y en la 20, "*Operaciones con derivados*", de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 se incluyen detalles adicionales sobre los riesgos financieros descritos en este apartado y las operaciones de cobertura realizadas.

Riesgo de la calificación crediticia: Las calificaciones crediticias afectan al coste y otras condiciones en las que el Grupo Repsol obtiene financiación. Cualquier descenso en la calificación crediticia de Repsol, S.A. podría restringir o limitar el acceso a los mercados financieros del Grupo, incrementar los costes de cualquier nueva financiación y afectar negativamente a su liquidez.

2.6.3. Expropiación de las acciones del grupo Repsol en YPF, S.A. e YPF Gas, S.A.

En 2012 el Grupo consideraba como área de negocio a YPF, que incluía las operaciones de YPF S.A. y de las sociedades de su grupo. Repsol perdió en dicho ejercicio el control sobre YPF S.A. e YPF Gas, S.A. desde que, en abril de ese año, el Gobierno argentino intervino la compañía e inició las actuaciones para la expropiación de una parte de las acciones de la misma que eran titularidad del Grupo.

A juicio de Repsol, la expropiación es manifiestamente ilícita y gravemente discriminatoria (la expropiación sólo afecta a YPF S.A. e YPF Gas S.A. y no a otras empresas petroleras en Argentina; adicionalmente, sólo se somete a expropiación la participación de uno de los accionistas de YPF S.A. y de YPF Gas S.A., Repsol y no a la totalidad); no se justifica de forma alguna la utilidad pública que se persigue con la misma y supone un patente incumplimiento de las obligaciones asumidas por el Estado argentino cuando se llevó a cabo la privatización de YPF.

Es destacable que, al cierre del ejercicio 2013, dado el proceso de conversaciones con el Gobierno argentino a fin de buscar una solución pronta, adecuada y eficaz a la controversia, sobre la base de una compensación cierta y líquida de 5.000 millones de USD, se ha ajustado el valor recuperable de las participaciones en YPF, S.A. e YPF Gas, S.A. sujetas a expropiación.

La descripción completa de la expropiación, así como los efectos contables derivados de la misma, junto con las actualizaciones acaecidas en el ejercicio 2013, se describen en detalle en la Nota 4 “Expropiación de las acciones del Grupo Repsol en YPF S.A. e YPF Gas S.A.” y en la Nota 37 “Hechos Posteriores” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

Durante el ejercicio 2013, Repsol ha continuado –no obstante el proceso de negociación en curso– con los procedimientos iniciados ante el tribunal arbitral del CIADI y los tribunales argentinos, españoles y del estado de Nueva York. Por lo que se refiere a la acción legal ante el tribunal arbitral del CIADI, ya se ha constituido el tribunal que analizará la demanda planteada por Repsol, con el nombramiento del presidente así como de los árbitros propuestos por cada una de las partes. Para más información en relación a los procedimientos iniciados como consecuencia de la expropiación, véase la Nota 34.1.1 de las Cuentas Anuales Consolidadas.

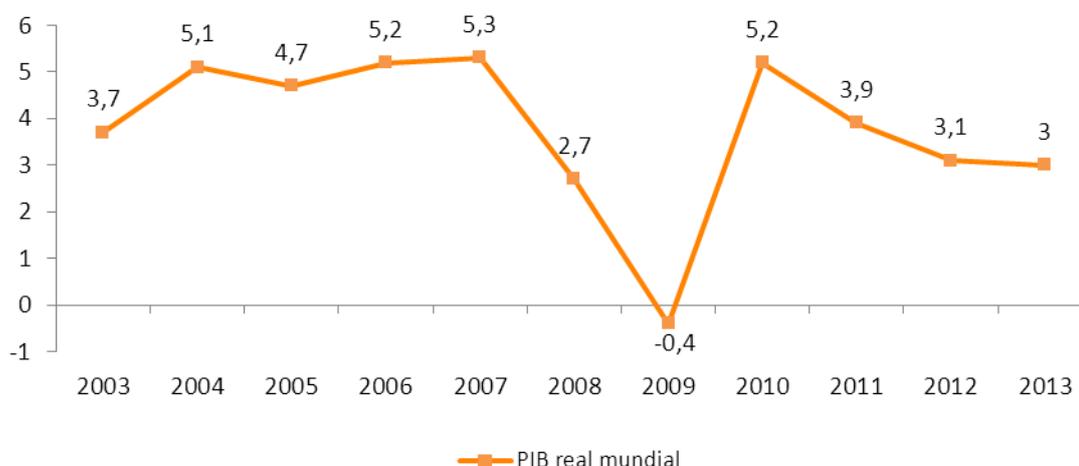
Repsol confía en que una violación tan flagrante de los más elementales principios de seguridad jurídica y de respeto a la actividad empresarial realizada de buena fe no será ignorada por la comunidad inversora internacional y, que de no concluir satisfactoriamente el proceso de negociación en curso, obtendrá la respuesta adecuada de los tribunales de justicia y de los órganos de resolución de disputas internacionales.

3. Entorno macroeconómico

Evolución económica reciente

La economía mundial moderó su ritmo de crecimiento en 2013 hasta el 3% interanual, fundamentalmente a causa de una desaceleración de las economías emergentes. Por su parte, las economías avanzadas experimentaron un fortalecimiento que, aunque no fue suficiente para compensar esa menor contribución al crecimiento de las economías en desarrollo, ha supuesto una transición de sus políticas monetarias hacia la retirada de estímulos y una mayor estabilidad financiera global.

Evolución del PIB mundial



Fuente: Fondo Monetario Internacional (FMI) y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

En lo que respecta al crecimiento por regiones, en los Estados Unidos un fuerte ajuste fiscal redujo el crecimiento al 1,9% interanual si bien la demanda doméstica se mantuvo fuerte. Las economías emergentes, en promedio, crecieron a un ritmo del 4,7% lejos del 6,2% de 2011. Esta ralentización se debió a que en algunos casos habían estado creciendo por encima de su potencial y estarían revirtiendo al mismo. En otros casos, el aumento demográfico estaría creando cuellos de botella en las infraestructuras, los mercados de trabajo y la inversión contribuyendo también a la ralentización de muchas de estas economías.

En la zona euro, las políticas de ajuste implementadas redujeron los principales riesgos, estabilizando las condiciones financieras. Aunque el crecimiento de la periferia estuvo limitado por una fuerte restricción del crédito y la debilidad de la demanda interna, se han realizado significativos avances en competitividad y exportaciones. El conjunto de la zona euro volvió a registrar tasas positivas de crecimiento a partir del segundo trimestre del 2013, logrando un crecimiento en torno al -0,4% para todo el año.

Durante 2013, la economía española experimentó un notable cambio respecto a los dos últimos años. La relajación de las tensiones en los mercados financieros europeos, junto con el reconocimiento por parte de las instituciones supranacionales de los esfuerzos realizados a nivel interno, se han traducido ya en una mejora de la confianza de los agentes en la economía. Si bien las señales de estabilización son todavía incipientes, la corrección de muchos de los desequilibrios acumulados y las reformas estructurales adoptadas permiten esperar cierta estabilización de la actividad económica. En este sentido, la economía española salió técnicamente de la recesión en el tercer trimestre de 2013 con un crecimiento intertrimestral del 0,1%.

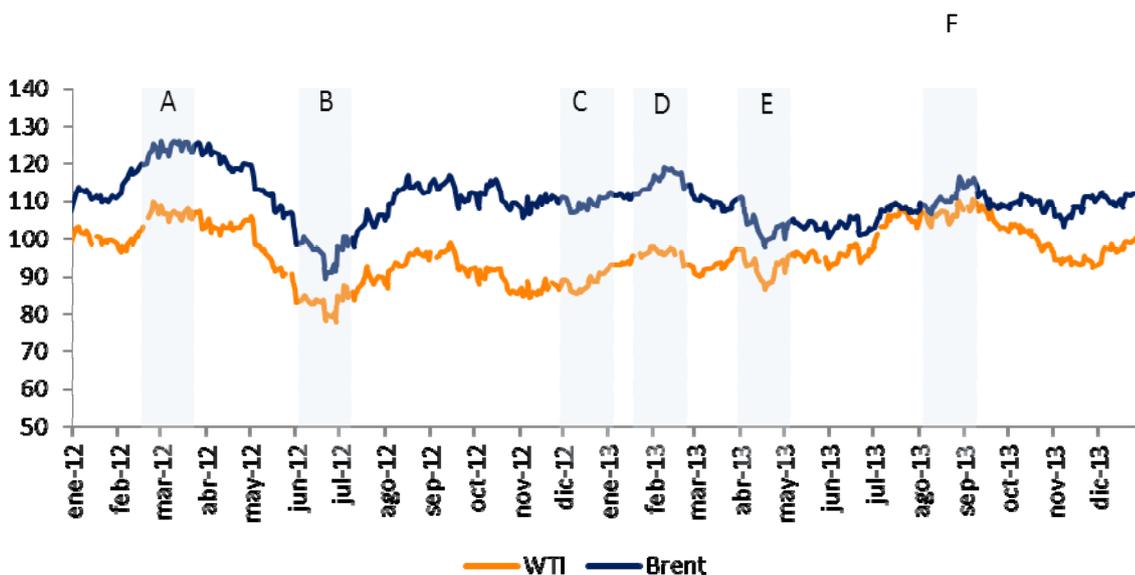
Evolución reciente del sector de la Energía

En lo que respecta al mercado energético, las fluctuaciones que han registrado los precios del petróleo a lo largo de 2013 han estado relacionadas con la salud económica mundial y la incertidumbre geopolítica. Junto con estos factores, el mercado del petróleo en 2013 ha estado muy determinado por la entrada de nueva producción de crudo proveniente de formaciones no convencionales de Estados Unidos y Canadá, especialmente del primero. Se podría concluir que de no ser por el aumento de oferta experimentado por estos países norteamericanos (alrededor de 1,5 millones de barriles diarios de líquidos totales), relajando en cierta medida los fundamentos, las fluctuaciones del precio hubiesen sido mayores. Así, la interacción de todos estos factores ha definido dos ciclos a lo largo del año, cada uno con subidas y posteriores caídas de los precios del petróleo.

El primer ciclo registró un incremento de los precios durante los dos primeros meses del año, en respuesta a datos económicos positivos en EE.UU., China y Alemania, y particularmente a las tensiones generadas en Argelia por el secuestro del personal de una instalación de gas por parte de islamistas radicales. La etapa bajista de este primer ciclo abarcó de febrero a mediados de abril, cuando predominó el pesimismo en los datos y las perspectivas económicas de países claves.

El segundo ciclo de los precios comenzó su etapa alcista con la radicalización de la guerra civil en Siria, tras el uso de armas químicas. Esta tendencia del precio se vio reforzada por una mejora de las perspectivas económicas y por diversos problemas geopolíticos en Irak y Libia, que afectaron de forma muy directa al suministro de petróleo de estos países. La siguiente etapa bajista de este segundo ciclo, que comenzó a mediados de septiembre, fue principalmente provocada por la relajación de la incertidumbre geopolítica, aunque todavía latente en Libia, y también, en buena medida, por la incertidumbre generada por la posibilidad de que Estados Unidos comenzase a poner freno a la política de inyección de liquidez que ha mantenido los últimos tres años.

Hitos en la evolución de la cotización del barril de crudo Brent



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios y Análisis del entorno.

A- Negociación para la liberación de reservas. Negociación G5+1 e Irán por su programa nuclear.

B- Buenos datos económicos y reducción de la producción en el mar del norte. Inicio de las sanciones al petróleo de Irán.

C- Inicio de la compra de bonos del QE3 en EEUU.

D- Dudas sobre la evolución de las economías Europea y China.

E- Buenos datos económicos en EEUU y China. Aumento de la tensión geopolítica en Siria.

F- Acuerdo para desarme químico en Siria.

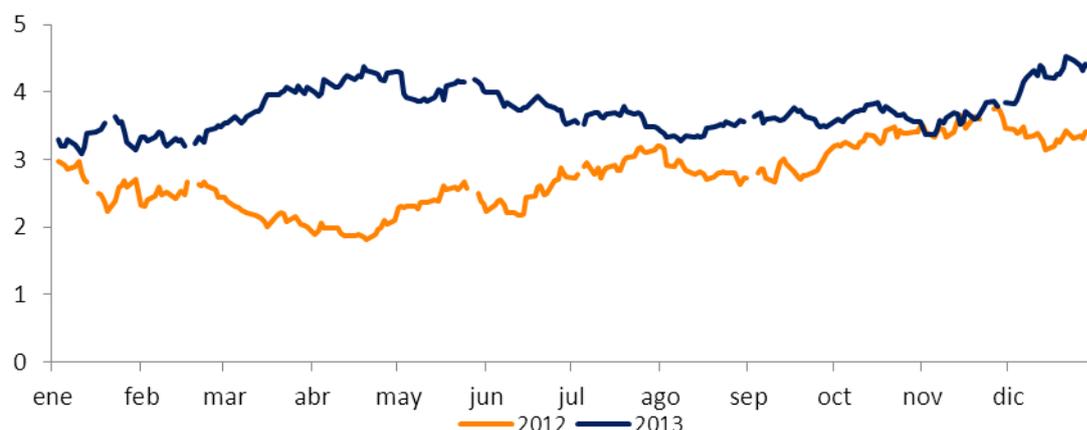
El precio medio del crudo Brent (*Brent Dated*) en 2013 se situó en los 108,7 dólares por barril, mientras que el WTI promedió los 98,05 dólares por barril en el mismo periodo. Este año el diferencial entre ambos crudos marcadores ha pasado por dos etapas. En la primera etapa ha pasado desde los más de 20 dólares de finales de enero hasta los 5 dólares de finales de junio, determinado por la mejora de la infraestructura de refino y transporte de petróleo que ha ayudado a descongestionar el hub petrolero de Cushing, Oklahoma, en la región central de EE.UU. En la segunda etapa, el diferencial ha vuelto a ampliarse por encima de los 13 dólares por barril en diciembre, respondiendo al ya mencionado incremento sostenido de la oferta de crudo de Estados Unidos.

Gas Natural – Henry Hub

En 2013 el precio del gas Henry Hub promedió 3,65 \$/mmBtu, lo que supone un aumento de más del 30% con respecto al año anterior. Detrás de dicho incremento se encuentran los fundamentos propios del mercado, en concreto un aumento de la demanda consecuencia de un uso más intensivo del gas por parte de la industria y del sector residencial en invierno, y una caída de la oferta. La oferta total cayó como consecuencia de un descenso tanto de la producción interna (-0,8% interanual) como de las importaciones totales (-7,1%), en un contexto de elevados niveles de inventarios (máximos históricos) consecuencia del incremento de la producción experimentado en 2012.

A pesar del incremento del Henry Hub, el precio sigue en niveles bajos debido al auge de la producción de gas no convencional (que ya supone cerca de la mitad de la producción total de gas estadounidense). A cierre de 2013 existían cinco proyectos con permiso para exportar GNL en Estados Unidos, con una capacidad conjunta de exportación superior a los 7 Bcm/año (aproximadamente el 2% comercio mundial de GNL).

Evolución de la cotización Henry Hub



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

Respecto al precio del gas en Europa, el promedio del gas marcador NBP (*National Balancing Point*) en 2013 fue de 10,42 \$/mmBtu, aumentando un 12,5% frente a 2012. Al igual que el Henry Hub, el NBP ha respondido a los fundamentos propios del mercado.

Evolución del tipo de cambio

El euro experimentó una apreciación durante 2013 gracias a una mayor estabilidad del sistema financiero en la zona euro y a la mejora de sus perspectivas económicas. En consecuencia, el EUR/USD se situó en media en el 1,33 durante 2013, frente al 1,28 del ejercicio anterior, y registrando una menor volatilidad.

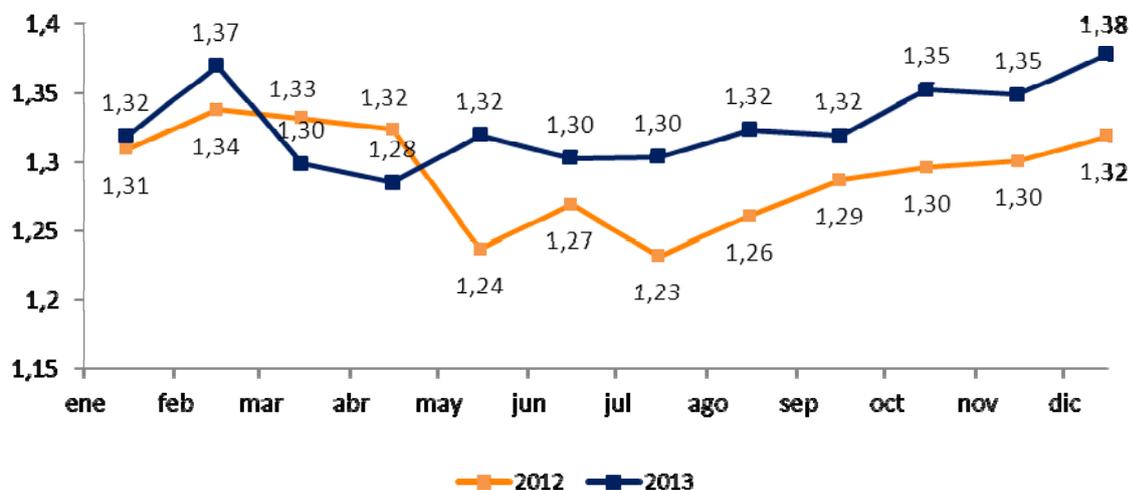
La mejora de la confianza en la moneda única ha sido notable gracias a unas declaraciones muy contundentes del presidente del BCE, Mario Draghi, en julio de 2012 en las que aseguró la irrevocabilidad del euro, y el anuncio poco después de un programa por el cual el BCE podría comprar bonos soberanos en caso de ser necesario. Estas medidas impulsaron el retorno de capitales a la eurozona, reduciendo progresivamente las primas de riesgo de la periferia euro, y fortaleciendo la divisa comunitaria.

La estabilidad financiera también se vio favorecida por los avances de los gobiernos en materia de ajuste fiscal y reformas estructurales. Así, cabe destacar que en 2013 se logró la recapitalización de la banca española, con cargo a la línea de crédito europea, y la salida de Irlanda del programa de rescate de la troika.

El momento de mayor debilidad de la moneda única durante 2013 se registró en marzo, con motivo de la intervención del sistema financiero chipriota. Esto supuso quitas para depositantes del segundo mayor banco de la isla, lo que obligó a la suspensión de la libre circulación de capitales en Chipre e imponer un corralito bancario durante varias semanas. A pesar de la gravedad de estos hechos, la inestabilidad financiera estuvo contenida y no afectó gravemente al resto de miembros de la unión monetaria.

Ante unas menores presiones inflacionistas a corto y medio plazo, el BCE redujo su tipo de referencia, primero en mayo y luego en noviembre, desde el 0,75% hasta el 0,25%, subrayando su compromiso de mantener en niveles bajos los tipos de interés en la zona euro durante un periodo prolongado de tiempo para apoyar la recuperación económica.

Evolución de la cotización del EUR/USD (cierres mensuales)



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

4. Resultados, situación financiera y retribución a nuestros accionistas

4.1. Resultados

Los resultados ajustados (ver Nota al pie de tabla) del Grupo en los años 2013 y 2012 son los siguientes:

Millones de euros	2013	2012	% variación
Upstream	1.757	2.208	-20,4
GNL	959	535	79,3
Downstream	42	1.013	-95,8
Gas Natural Fenosa	889	920	-3,4
Corporación	(304)	(390)	22,1
Resultado de explotación	3.343	4.286	-22,0
Resultado financiero	(814)	(857)	-5,0
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	122	117	4,3
Resultado antes de impuestos	2.651	3.546	-25,2
Impuesto sobre beneficios	(1.096)	(1.581)	-30,7
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	1.555	1.965	-20,9
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(38)	(75)	-49,3
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.517	1.890	-19,8
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	(1.322)	170	
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	195	2.060	-90,5

NOTA: Los resultados y otras medidas, magnitudes o indicadores de resultado identificadas como "ajustadas" se han preparado considerando que las magnitudes relacionadas con los activos y negocios de GNL objeto de venta (ver apartado 5.3) forman parte de los resultados de operaciones continuadas. En el ANEXO I de este documento se desglosa la reconciliación a NIIF-UE de la cuenta de resultados ajustada explicada en este apartado.

Desde un punto de vista macroeconómico, los principales factores que han influido en la evolución de los resultados en 2013 han sido la sostenida depreciación del dólar frente al euro y la debilidad de la recuperación económica mundial. En este contexto, la situación de la demanda en el sur de Europa ha afectado negativamente a los márgenes de los negocios industriales y a las ventas domésticas de los negocios comerciales. En lo que se refiere a nuestros negocios de *Upstream*, hay que destacar el aumento de la producción, a pesar de las interrupciones de la producción en Libia por problemas de seguridad. En el negocio de GNL se ha culminado con éxito el proceso de venta a Shell de parte de los activos de GNL del Grupo, con una plusvalía de 1.540 millones de euros. Por último, es necesario destacar que, conforme a criterios de prudencia valorativa, se ha realizado un importante esfuerzo en saneamientos extraordinarios, especialmente en los activos de GNL e YPF, con un impacto global negativo en resultados de 3.266 millones de euros antes de impuestos.

El resultado de explotación ajustado correspondiente al ejercicio 2013 ha ascendido a 3.343 millones de euros, un 22% inferior al del mismo periodo de 2012, que fue 4.286 millones de euros. El EBITDA ajustado alcanzó 6.230 millones de euros en 2013, frente a los 6.956 millones de euros del ejercicio 2012.

El resultado de explotación del *Upstream* en 2013 ha ascendido a 1.757 millones de euros, lo que representa un descenso del 20,4% frente a los 2.208 millones de euros del mismo periodo de 2012. El incremento de la producción por la puesta en marcha de los nuevos proyectos clave del Plan Estratégico (Lubina y Montanazo en España, Sapinhoa en Brasil, Mid-Continent en EEUU, AROG en Rusia y Margarita en Bolivia), se ha visto reducido por las interrupciones de más de 100 días en la producción de Libia. Adicionalmente, los resultados se han visto afectados negativamente por los mayores costes de exploración, las mayores amortizaciones derivadas del inicio de la producción en los nuevos proyectos y la depreciación del dólar frente al euro.

El resultado de explotación del *Downstream* en 2013 ha sido de 42 millones de euros, lo que supone una reducción del 95,8% con respecto a 2012, que incluía 195 millones de euros por la venta del negocio de GLP en Chile. Estos resultados obedecen, principalmente, al fuerte impacto de la situación económica Europea tanto en los márgenes de refino como en los márgenes y volúmenes de las estaciones de servicio de España. Adicionalmente, el estancamiento de la demanda, así como la incertidumbre sobre el crecimiento de la economía, han condicionado el resultado de Química, que también se ha visto afectado por la parada plurianual del complejo de Tarragona y por el saneamiento de determinados activos y costes asociados por importe de 108 millones de euros. Por último, la evolución de los precios del crudo y de los productos ha tenido un impacto negativo en el coste de las ventas de 284 millones de euros. El mejor resultado del negocio del GLP compensa parcialmente los impactos anteriores.

El resultado de explotación del Downstream a CCS 2013 asciende a 326 millones de euros. El resultado a CCS se calcula valorando los costes de crudo y productos a valor de reposición (CCS) en lugar de a coste medio (MIFO), lo que supone una diferencia de 284 millones de euros como consecuencia de la evolución de los precios del crudo y de los productos. El resultado a CCS es una medida del beneficio habitualmente utilizada en el sector, aunque no es aceptada a efectos contables por la normativa europea.

El resultado de explotación ajustado de GNL en 2013 ha ascendido a 959 millones de euros, lo que supone un incremento del 79,3% respecto al de 2012. Los mejores resultados se deben principalmente al mejor margen y volumen comercializado de GNL y al resultado obtenido en la venta de activos y negocios de GNL (ver apartado 5.3) con una plusvalía de 1.540 millones de euros. Estos resultados se han visto parcialmente compensados por las provisiones por deterioro de valor y onerosidad (1.410 millones de euros) registradas en relación con los activos de Canadá, que, junto a otros activos y negocios de comercialización en Norteamérica, no han sido objeto de transmisión (ver apartado 5.3).

Respecto a *Gas Natural Fenosa*, el resultado de explotación en 2013 ha sido de 889 millones de euros, frente a los 920 millones de euros del mismo periodo del año anterior. Esta variación se explica fundamentalmente por los menores resultados del negocio eléctrico en España, afectado por las nuevas medidas fiscales y regulatorias, y por el menor resultado de Unión Fenosa Gas. Por el contrario mejoran los resultados de la comercialización mayorista de gas, por mayores márgenes, y de los negocios en Latinoamérica.

En el epígrafe *Corporación* se recogen los gastos de funcionamiento de la Corporación y las actividades no imputadas a los negocios, así como los ajustes de consolidación intersegmento. En 2013 se registró un resultado de explotación negativo neto de 304 millones de euros, frente a los 390 millones de euros negativos de 2012.

El resultado financiero neto ajustado en 2013 ha supuesto un gasto de 814 millones de euros, lo que representa una mejora del 5% respecto al ejercicio anterior, destacando el impacto positivo en resultados de la operación de recompra de las acciones preferentes, compensado parcialmente por los resultados negativos por diferencias de cambio asociadas principalmente a la posición euro/dólar.

El impuesto sobre sociedades ajustado devengado ascendió a 1.096 millones de euros en 2013, lo que situó el tipo impositivo en el 43%. Resulta inferior al del mismo periodo del año anterior (46%) principalmente por el descenso del resultado en negocios con una carga fiscal elevada, como los de Libia.

El resultado de operaciones interrumpidas ajustado incluye el correspondiente a las acciones de YPF S.A. e YPF Gas S.A. sometidas al proceso de expropiación y que fueron clasificadas en el balance de situación como "*Activos no corrientes mantenidos para la venta sujetos a expropiación*". Al cierre del ejercicio 2013, atendiendo al principio de acuerdo anunciado por el Gobierno argentino y a las bases del proceso negociador establecido por Repsol, se han revaluado las acciones expropiadas para ajustar su valor recuperable estimado a 5.000 millones de dólares. Por ello, se ha registrado un deterioro del valor con un impacto neto en resultados de 1.279 millones de euros.

Como consecuencia de todo lo anterior, el resultado de 2013 ha sido de 195 millones de euros, frente a los 2.060 del ejercicio anterior.

En 2013 el resultado neto recurrente a CCS, es decir, el resultado neto del ejercicio sin incluir los resultados atípicos y considerando los costes del crudo y los productos a valor de reposición (CCS), ha ascendido a 1.823 millones de euros, un 6,7% inferior al de 2012.

La diferencia entre el resultado neto recurrente a CCS (1.823 millones de euros), que se utiliza habitualmente en el sector, y el resultado neto contable (195 millones de euros) obedece principalmente a los siguientes motivos:

- Ajuste valorativo por las acciones expropiadas del Grupo en YPF: - 1.279 millones de euros después de impuestos
- Efecto asociado a la valoración del crudo y los productos a coste medio (MIFO), en lugar de a coste de reposición (CCS): - 187 millones de euros después de impuestos.
- Efecto neto de otros resultados no recurrentes, como la venta del negocio de Gas Natural Licuado (GNL) y las provisiones y saneamientos (GNL, Química): - 162 millones de euros de euros después de impuestos.

A continuación se presentan los principales indicadores de rentabilidad financiera para los ejercicios 2013 y 2012:

INDICADORES DE RENTABILIDAD	31/12/2013 ⁽¹⁾	31/12/2012 ⁽¹⁾
Rentabilidad sobre fondos propios (ROE) ⁽²⁾ (%)	5,6	7,4
Rentabilidad sobre capital empleado medio (ROACE) ⁽³⁾ (%)	6,5	7,8
EBITDA ⁽⁴⁾ /Deuda financiera	64,5	57,4

(1) El numerador de los ratios financieros a 31 de diciembre de 2013 y 2012 ha sido calculado con los resultados ajustados de las operaciones continuadas. Los ratios de dichos ejercicios que incluyen el capital empleado, no incorporan importe alguno de YPF.

(2) ROE: resultado atribuido a la sociedad dominante después de impuestos/patrimonio neto medio atribuido a la sociedad dominante.

(3) ROACE: (resultado atribuido a la sociedad dominante + resultado atribuido a intereses minoritarios + resultado financiero después de impuestos) / (patrimonio neto + participaciones preferentes + deuda neta medio del período).

(4) EBITDA: corresponde al resultado de explotación ajustado por aquellas partidas que no van a suponer entradas o salidas de efectivo de las operaciones (amortización del inmovilizado, dotaciones y reversiones de provisiones, resultado por venta de activos y otros) calculado de acuerdo a las consideraciones presentadas al inicio de este apartado.

4.2. Situación financiera

Durante 2013 Repsol ha continuado con su política de prudencia financiera, lo que ha permitido hacer compatible el mantenimiento del acceso a los mercados y la calificación crediticia con la financiación del programa de inversiones, el plan de recompra de participaciones preferentes y una retribución atractiva para los accionistas, como hechos más destacados.

Participaciones preferentes

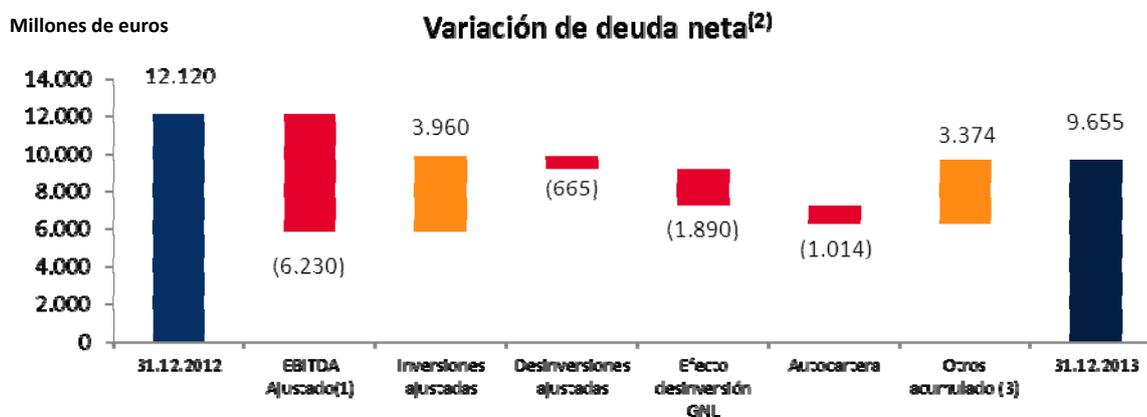
El 31 de mayo de 2013 los Consejos de Administración de Repsol International Capital Ltd (RIC), y Repsol, S.A. acordaron, en sus respectivas competencias, el lanzamiento de una operación consistente en la realización de una Oferta de Recompra en efectivo y de carácter voluntario de las Participaciones Preferentes emitidas por RIC, y, simultáneamente y de forma vinculada, la realización de una oferta pública de suscripción de obligaciones simples de Repsol, S.A. dirigida a los aceptantes de la Oferta de Recompra. RIC abonó a los aceptantes de la Oferta de Recompra 2.843 millones de euros en efectivo (97,21% del nominal), de los cuales, 1.458 millones de euros se aplicaron a la suscripción de las obligaciones de Repsol S.A que fueron admitidas a cotización el 2 de julio.

Por otra lado, el Consejo de Administración de Gas Natural autorizó el 16 de abril de 2013 la realización de una oferta de compra de participaciones preferentes emitidas el 20 de mayo de 2003 por la sociedad del grupo Unión Fenosa Financial Services USA, LLC, que el 20 de mayo de 2013 supuso un pago único por importe de 162 millones de euros (para el porcentaje de participación de Repsol en dicho grupo) a los aceptantes de dicha oferta (88,56% del importe nominal total de la emisión).

Para más información en relación a los efectos contables de la operación, véase el apartado *Participaciones Preferentes* de la Nota 18 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

Endeudamiento

La deuda financiera neta del Grupo consolidado al cierre de 2013 alcanzaba los 9.655 millones de euros frente a los 12.120 millones de euros a 31 de diciembre de 2012. A continuación se detalla la evolución de la deuda financiera neta durante el ejercicio 2013:



- (1) EBITDA ajustado: corresponde al resultado de explotación ajustado por aquellas partidas que no van a suponer entradas o salidas de efectivo de las operaciones (amortización del inmovilizado, dotaciones y reversiones de provisiones, resultado por venta de activos y otros).
- (2) Véase la Nota 19.2 "Gestión de Capital" de las cuentas anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013, que describe la composición de la deuda neta.
- (3) Otros acumulados incluye fundamentalmente los siguientes conceptos: i) 1.279 millones de euros de pagos por impuesto sobre beneficios, ii) 145 millones de euros de pagos de actividades de explotación, iii) 528 millones de euros de dividendos distribuidos y otras retribuciones al accionista, iv) 902 millones de euros de intereses netos.

La deuda financiera neta del Grupo ex Gas Natural Fenosa, es decir, sin tener en cuenta la integración proporcional de las magnitudes correspondientes a dicha sociedad, se situó en 5.358 millones de euros a 31 de diciembre de 2013, frente a los 7.432 millones de euros del ejercicio anterior.

La reducción de la deuda neta en el periodo está motivada fundamentalmente por el impacto de la operación de venta de activos de GNL en el ejercicio.

Principales operaciones de financiación

Las principales operaciones de financiación del Grupo realizadas durante 2013, han sido:

CONCEPTO	ENTIDAD EMISORA	MONEDA	NOMINAL ⁽¹⁾ (millones €)	TIPO	FECHA	VENCIMIENTO
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	90	2,310%	Abril	4 años
Préstamo	Gas Natural Fenosa	Euros	225	n/d	Octubre	5 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Francos suizos	60	2,125%	Enero	6 años
Bonos	Repsol International Finance, B.V	Euro	1.200	2,625%	Mayo	7 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	150	3,5%	Octubre	7,5 años
Bonos	Repsol International Finance, B.V	Euro	1.000	3,625%	Octubre	8 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	225	3,875%	Abril	9 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	Euros	180	3,875%	Enero	10 años
Préstamo	Banco Europeo de Inversiones	Euros	200	Euribor 3M +1,402%	Mayo	10 años
Bonos	Repsol, S.A.	Euro	1.458	3,50%	Julio	10 años
Bonos	Gas Natural Fenosa	NOK	31	3,974%	Julio	10 años

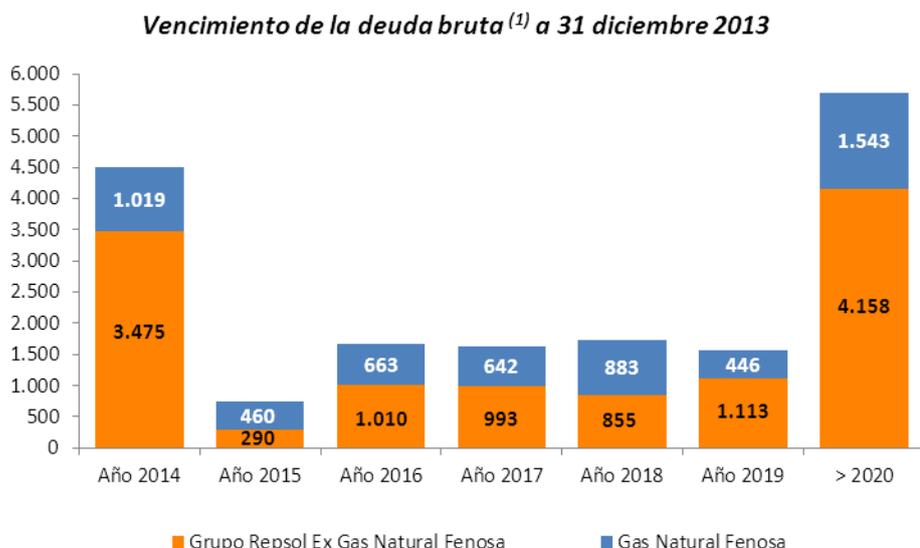
(1) Los importes correspondientes a las emisiones del Grupo Gas Natural Fenosa reflejan el % de participación de Repsol en dicho grupo.

Adicionalmente, durante 2013 el Grupo ha realizado emisiones de papel comercial europeo a corto plazo por importe de 1.382 millones de euros nominales, 430 millones de dólares y 20 millones de francos suizos nominales al amparo de un Programa Euro Commercial Paper (ECP). A través de Gas Natural Fenosa, y su Programa de ECP, durante 2013 se han realizado emisiones por importe total de 481 millones de euros (importe en proporción para el Grupo teniendo en cuenta el porcentaje de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa).

Vencimientos de la deuda bruta

Como consecuencia de todo ello, el perfil de vencimiento de la deuda existente al cierre del ejercicio es el siguiente:

Millones de euros



(1) Incluye participaciones preferentes, derivados de tipo de cambio e intereses.

Prudencia financiera

Repsol mantiene recursos disponibles en efectivo y otros instrumentos financieros líquidos y líneas de crédito sin usar que le permiten cubrir los vencimientos de deuda de, al menos, los cinco próximos años, y cubren el 72% de la totalidad de su deuda bruta incluyendo participaciones preferentes. En el caso de Repsol ex Gas Natural Fenosa, dichos recursos cubren el 78% de deuda bruta incluyendo participaciones preferentes.

Para más información, véase la Nota 19 "Riesgo de liquidez" de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo.

La deuda neta y el ratio deuda neta/capital empleado, en el que el capital empleado corresponde a la deuda neta más el patrimonio neto, reflejan con fidelidad tanto el volumen de recursos financieros ajenos necesarios como su peso relativo en la financiación del capital empleado en las operaciones.

INDICADORES DE SITUACIÓN FINANCIERA	31 de diciembre			
	Grupo Consolidado		Grupo Consolidado ex Gas Natural Fenosa	
	2013	2012	2013	2012
<i>Millones de euros, excepto los ratios</i>				
Deuda financiera neta con acciones preferentes	9.655	12.120	5.358	7.432
Capital empleado total ⁽¹⁾	37.575	39.592	32.806	34.426
Deuda financiera neta / capital empleado total ⁽¹⁾	25,7%	30,6%	16,3%	21,6%

(1) Incluye el capital empleado correspondiente a las operaciones interrumpidas.

Calificación crediticia

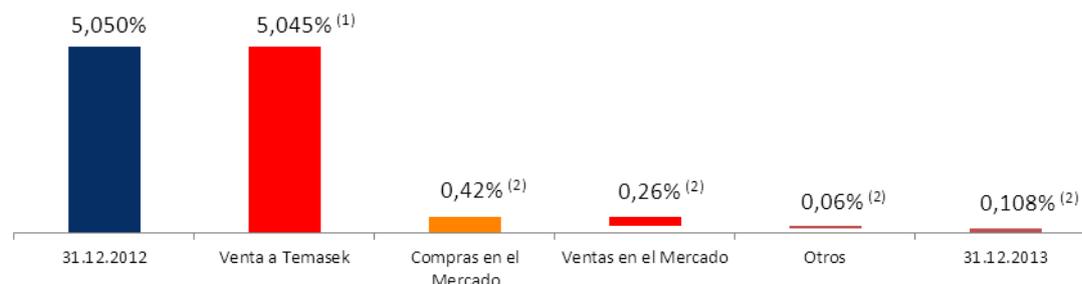
En la actualidad, las calificaciones crediticias asignadas a Repsol, S.A. por parte de las agencias de rating son las siguientes:

PLAZO	STANDARD & POOR'S	MOODY'S	FITCH RATINGS
Largo	BBB-	Baa3	BBB-
Corto	A-3	P-3	F-3
Perspectiva	Estable	Estable	Estable
Fecha de la última modificación	22/06/2012	01/03/2013	31/01/2013

Acciones y participaciones en patrimonio propias

A continuación se describe la evolución del porcentaje de acciones en autocartera sobre el capital social de Repsol, atendiendo a la naturaleza de su enajenación o adquisición, que a 31 de diciembre de 2013 representaban el 0,108% de su capital social (calculado sobre el capital social de Repsol post *scrip dividend* de Enero 2014).

Variación del % de acciones propias en autocartera



(1) % Calculado sobre el capital social anterior a la venta.

(2) % Calculado como el número de acciones sobre el capital social de Repsol post *scrip dividend* de Enero 2014.

Las adquisiciones de participaciones en patrimonio propias se han realizado al amparo de la autorización concedida al Consejo de Administración por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2010.

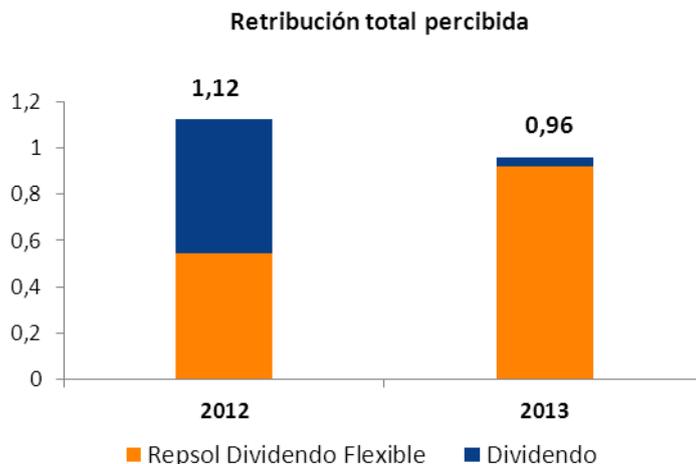
Entre las operaciones realizadas con acciones propias del periodo destaca la adquisición, el pasado 4 de marzo de 2013, por parte de la compañía de inversión de Singapur Temasek, de 64,7 millones de acciones de Repsol mantenidas en autocartera y representativas del 5,045% del capital social anterior a la venta, a un precio de 16,01 euros por acción, lo que supuso el pago a Repsol de 1.036 millones de euros. Para mayor información, véase la Nota 14.4 "Acciones y participaciones en patrimonio propio" de las Cuentas Anuales Consolidadas del Grupo.

4.3. Retribución a nuestros accionistas

Repsol tiene el compromiso de mantener una retribución atractiva para sus accionistas en línea con la de ejercicios anteriores, si bien el mismo no se encuentra formalizado en una política de reparto de dividendos. En todo caso, la retribución a los accionistas que eventualmente Repsol, S.A. acuerde, dependerá de diversos factores, incluyendo la evolución de sus negocios y sus resultados operativos.

En el año 2012 Repsol puso en marcha, por primera vez, el programa de retribución al accionista denominado "Repsol Dividendo Flexible". Dicho programa se instrumenta a través de ampliaciones de capital liberadas con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos con el compromiso irrevocable de Repsol, S.A. de comprar los derechos de asignación gratuita derivados de la ampliación a un precio fijo garantizado. Este programa permite a los accionistas elegir entre recibir parte o la totalidad de su retribución en acciones liberadas de la sociedad o en efectivo mediante la venta de los derechos de asignación gratuita que reciban, bien en el mercado al precio de cotización de los mismos, bien a la propia Compañía.

La retribución percibida por los accionistas en los ejercicios 2013 y 2012, derivada de los dividendos y del programa “Repsol Dividendo Flexible”, es la siguiente:



La retribución indicada en la tabla anterior en el ejercicio 2012 incluye el dividendo a cuenta del ejercicio 2011 de 0,5775 euros brutos por acción pagado en el mes de enero de 2012 y el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en la ampliación de capital liberada cerrada en julio de 2012 (0,545 euros brutos por derecho), al amparo del programa “Repsol Dividendo Flexible”.

La retribución de 0,96 €/acción en el ejercicio 2013 incluye el importe del compromiso irrevocable de compra de derechos de asignación gratuita asumido por Repsol en las dos ampliaciones de capital liberadas cerradas en enero y julio de 2013 (0,473 y 0,445 euros brutos por derecho respectivamente), en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible”, y el dividendo en efectivo de 0,04 euros brutos por acción pagado en junio de 2013. En consecuencia, Repsol ha pagado durante 2013 un importe total de 467 millones de euros a los accionistas y les ha entregado 46.293.180 acciones nuevas, por un importe equivalente de 833 millones de euros.

Asimismo, en enero de 2014, en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible” y en sustitución del que hubiera sido el dividendo a cuenta del ejercicio, Repsol ha realizado un desembolso en efectivo de 232 millones de euros (0,477 euros brutos por derecho) a aquellos accionistas que optaron por vender sus derechos de asignación gratuita a la Compañía y ha retribuido con 22.044.113 acciones, por un importe equivalente de 389 millones de euros, a aquellos que optaron por recibir acciones nuevas de la Sociedad.

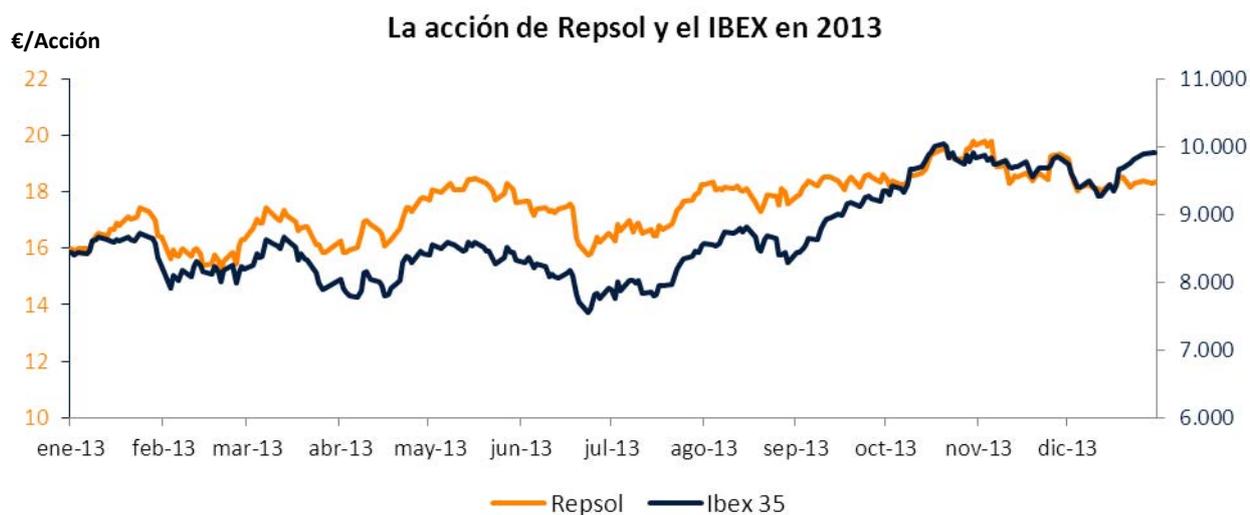
Por último, a la fecha de formulación de las Cuentas Anuales, en el marco del programa “Repsol Dividendo Flexible” y en sustitución del tradicional dividendo complementario del ejercicio, el Consejo de Administración propondrá a la próxima Junta General Ordinaria de Accionistas, una ampliación de capital con cargo a reservas voluntarias procedentes de beneficios no distribuidos equivalente a una retribución al accionista de unos 0,50 euros por acción.

Para información adicional sobre la retribución total percibida por los accionistas y las mencionadas ampliaciones de capital liberadas derivadas del programa “Repsol Dividendo Flexible”, véase los apartados 6. Retribución al accionista y 1. Capital social de la Nota 14 “Patrimonio Neto” de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondiente al ejercicio 2013.

Nuestra acción

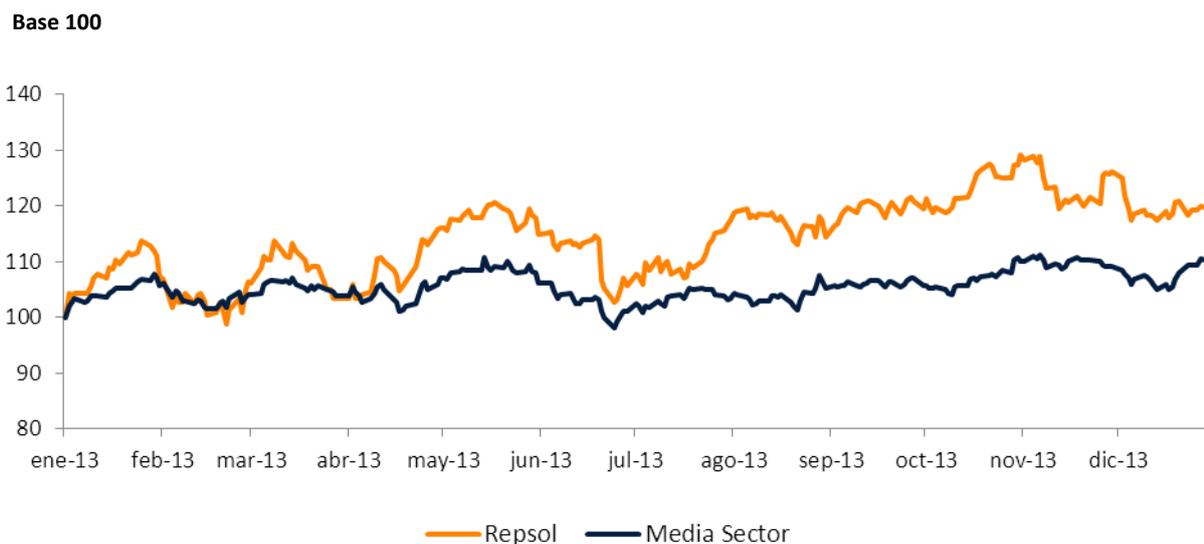
En general el año 2013 ha sido positivo para los mercados bursátiles españoles, cerrando el año con una revalorización del Ibex del 21,4%. El incremento se debe principalmente a un cambio de percepción sobre la economía española por parte de los inversores. La prima de riesgo cayó 170 puntos durante el año y el interés sobre la deuda española bajó de 5,26% a 4,14%, demostrando que el mercado ve las reformas políticas y la estabilidad como buenas señales para invertir en las empresas españolas.

El comportamiento del título de Repsol ha seguido una evolución muy similar a la del IBEX, tal como se observa en el siguiente cuadro, con un incremento del 19,5%:



En comparación con el sector, la acción de Repsol se ha comportado mejor que la media de sus comparables europeos. Las empresas europeas del sector se han revalorizado una media de 10.4%, mientras que la acción de Repsol, como mencionamos anteriormente, se revalorizó en un 19,5%.

Comportamiento de la acción de Repsol en 2013 frente a sus comparables



Nota: media del sector formada por Repsol, BP, ENI, Total, RDS (B), OMV y Statoil.

El detalle de los principales indicadores bursátiles del Grupo durante los ejercicios 2013 y 2012 se expone a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES BURSÁTILES	2013	2012
Cotización al cierre del ejercicio ⁽²⁾ (euros)	18,3	15,3
Cotización media del ejercicio (euros)	17,5	16,2
Precio máximo del periodo (euros)	19,8	24,1
Precio mínimo del periodo (euros)	15,1	11
Capitalización bursátil (millones de euros) ⁽¹⁾	23.861	19.263
PER ⁽³⁾	122,1	9,3
Rentabilidad por dividendo pagado ⁽⁴⁾ (%)	6,0	4,7
Fondos propios por acción ⁽⁵⁾	21,29	21,48

(1) Corresponde al precio de cotización por acción a cierre por el número de acciones en circulación.

(2) Corresponde al precio de cotización por acción al cierre del ejercicio en el Mercado Continuo de las Bolsas de Valores españolas.

(3) PER es el precio de cotización de la acción al cierre del período/Beneficio por acción atribuido a la sociedad dominante

(4) Corresponde a la retribución por acción entre la cotización al inicio del periodo. Se calcula sobre dividendos pagados

(5) Corresponde a los Fondos Propios / número medio de acciones en circulación al cierre.

5. El desempeño de nuestros negocios

5.1. Upstream

Nuestras actividades

El área de *Upstream* de Repsol engloba las actividades de exploración y producción de petróleo y de gas natural, y gestiona su cartera de proyectos con el objetivo de alcanzar un crecimiento rentable, diversificado, sostenible y comprometido con la seguridad y con el medio ambiente. Las actividades de exploración y producción son:

- **Nuevas áreas:** Identificación y entrada en nuevos proyectos (crecimiento orgánico o inorgánico).
- **Exploración:** Actividades de geología, sísmica, geofísica y perforación de sondeos exploratorios en la búsqueda de recursos de hidrocarburos.
- **Evaluación:** Definición de las reservas descubiertas y determinación de su comercialidad.
- **Desarrollo:** Perforación de los pozos productivos e instalaciones para la puesta en producción de las reservas.
- **Producción:** Explotación comercial de hidrocarburos.

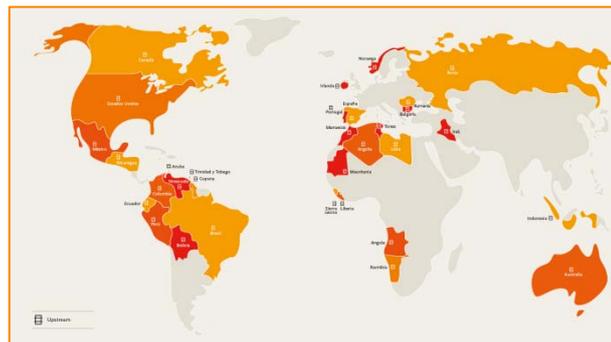
Principales Magnitudes

	2013	2012
UPSTREAM:		
Dominio minero no desarrollado Neto (Km ²)	223.363	221.228
Dominio minero desarrollado Neto (Km ²)	880	935
Reservas de crudo, condensado y GLP (Mbep)	422	428
Reservas de Gas Natural (Mbep)	1.093	866
Ratio de reemplazo de reservas (%)	275	204
Coste de reemplazo de reservas (media trianual)(\$/bep) ⁽¹⁾	11,5	12,3
Producción neta de hidrocarburos día (Kbep/d)	346	332
Precio medio de realización del crudo (\$/bbl)	88,7	89,0
Precio medio de realización de gas (\$/bep)	22,5	20,9
Coste de extracción ⁽²⁾ (net lifting cost - \$bbl)	5,0	3,8
Finding cost (media trianual) (\$/bep) ⁽³⁾	6,0	9,0

(1) Finding cost: (Inversiones Compra Dominio Minero + Exploración) / Descubrimientos y Extensiones

(2) Coste Reemplazo Reservas: Inversión Total (sin Almac. de Gas ni Licuación ni Regasificación ni Otras Inversiones) / Adición Reservas Netas (sin venta Reservas)

(3) Net Lifting Cost: Lifting Costs / Producción Neta



Nuestra visión de futuro

La actividad de Exploración y Producción constituye nuestro motor de crecimiento. En esta área, la estrategia se basa en el aumento de la producción y las reservas, el mantenimiento de la intensa actividad exploratoria, la diversificación geográfica, la excelencia operativa y la maximización de la rentabilidad de sus activos.

Nuestro desempeño en 2013

Millones de euros	2013	2012	Variación
Resultado de explotación			
América del Norte y Brasil	205	380	-46,05%
Norte de África	752	1.298	-42,06%
Resto del mundo	800	530	50,94%
Total	1.757	2.208	-20,43%
Inversiones⁽¹⁾	2.317	2.423	-4,37%

(1) La inversión en desarrollo representó el 71% del total (34% EE.UU., 17% Venezuela, 15% Brasil, 12% Trinidad y Tobago, 9% Bolivia y 5% Perú). La inversión en exploración supuso un 24% (26% EE.UU., 21% Brasil, 9% Noruega, 8% Canadá, 8% Irak y 7% Irlanda).

Principales acontecimientos del periodo

- Se inicia la explotación comercial del campo Sapinhoá, situado en el pre-salino brasileño (enero).
- Se completó el proceso de constitución de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil (51%) y Repsol (49%) en Rusia (enero).
- Inicio de la producción en Syskonsyninskoye (SK) en Rusia (febrero).
- Descubrimiento de gas en el bloque SE Illizi en Argelia, así como tres descubrimientos en el North Slope de Alaska (abril).
- Descubrimientos en el bloque BM-S-50 en aguas profundas en la cuenca de Santos en Brasil, en el bloque Karabashsky-2 en Rusia y el bloque Cosecha en Colombia (junio).
- Seis nuevas licencias exploratorias en Noruega (1er semestre).
- Se inaugura la fase II en Bolivia del proyecto Margarita-Huyaca (octubre).
- Descubrimiento de petróleo en Libia en el bloque NC115 (octubre).
- El buque de perforación de séptima generación "Ocean Rig Mylos" comenzó a perforar en Brasil (noviembre)
- Paradas de producción en Libia por problemas no asociados a la operación (2do semestre).
- Entrada en dos nuevos países: Nicaragua y Rumanía.
- Puesta en marcha nuevo pozo de gas en Margarita-Huacaya en Bolivia (diciembre).
- Solicitud declaración de comercialidad del campo Carioca, en las aguas profundas de la cuenca de Santos, en Brasil (diciembre).

5.1.1. Principales actividades del upstream

Exploración y desarrollo

Al cierre del ejercicio 2013, el área de *Upstream* de Repsol participaba en bloques de exploración y producción de petróleo y gas de 31 países, directamente o a través de sus participadas. La compañía era el operador en 25 de ellos.

Las siguientes tablas muestran la información de dominio minero y actividad exploratoria y de desarrollo de Repsol por área geográfica:

(km2)	Dominio minero desarrollado y no desarrollado (2013)			
	Desarrollado (1)		No desarrollado (2)	
	Bruto (3)	Neto (4)	Bruto (3)	Neto(4)
Europa	22	17	64.677	32.649
Latinoamérica	1.862	513	119.074	60.741
Brasil	98	8	3.659	468
Perú	167	17	38.814	15.974
Trinidad y Tobago	180	66	7.972	3.327
Venezuela	777	186	2.214	667
Resto de países América del Sur	640	237	66.415	40.306
América del Norte	866	69	40.249	11.029
África	643	175	152.024	82.204
Asia	215	105	42.905	24.192
Oceanía	-	-	12.548	12.548
Total	3.608	880	431.477	223.363

(1) El dominio minero desarrollado es aquel asignable a pozos productivos. Las cantidades que se muestran corresponden al dominio minero, tanto de explotación como de exploración.

(2) El dominio minero no desarrollado abarca la superficie en la que no han sido perforados pozos productivos o éstos no se han terminado hasta el punto en que permita la producción de cantidades económicas de petróleo y gas, independientemente de si dicha superficie contiene reservas probadas. Incluye también la superficie exploratoria.

(3) El dominio minero bruto es aquel en el que Repsol posee una participación.

(4) El dominio minero neto es la suma de las fracciones de participación que se posee en el dominio minero bruto.

Dominio minero												
	Nº de bloques (2)				Área bruta (km2) (1)				Área neta (km2) (1)			
	Desarrollo		Exploración		Desarrollo		Exploración		Desarrollo (3)		Exploración	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Europa	10	12	49	41	399	468	64.301	41.578	332	389	32.334	18.170
Latinoamérica	51	50	20	27	17.294	17.047	103.642	86.833	5.724	5.685	55.531	41.301
Brasil	3	2	4	10	956	723	2.801	6.161	113	78	363	1.219
Perú	2	2	5	5	2.020	2.020	36.961	36.961	202	202	15.789	19.017
Trinidad y Tobago	7	7	1	-	5.579	5.579	2.574	-	2.363	2.363	1.030	-
Venezuela	8	8	-	1	2.990	2.980	-	518	853	849	-	207
Resto de países de América del Sur	31	31	10	11	5.749	5.745	61.306	43.194	2.193	2.193	38.350	20.858
América del Norte	7	7	517	474	18.208	1.157	22.908	27.504	2.009	559	9.089	9.791
África	4	5	34	37	12.059	12.274	140.607	172.166	2.564	2.692	79.815	107.470
Asia	16	14	21	20	2.076	1.404	41.043	35.612	1.017	1.181	23.280	22.376
Oceanía	-	-	1	1	-	-	12.548	12.548	-	-	12.548	12.548
Total	88	88	642	600	50.036	32.351	385.049	376.242	11.647	10.506	212.596	211.657

(1) El área bruta de dominio minero es aquella en la que Repsol es propietaria de una participación. El área neta de dominio minero es la suma del área bruta de cada dominio minero por sus respectivas participaciones.

(2) El número de bloques no incluye el activo no convencional Mississippian Lime en Estados Unidos.

(3) Incluye aquel dominio minero en desarrollo y en producción.

Pozos exploratorios terminados y en curso

	Positivos		Negativos		En evaluación		Total		En curso	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Europa	-	-	4	1	-	-	4	1	-	-
Latinoamérica	2	4	6	5	-	1	8	10	-	4
Brasil	1	1	4	1	-	1	5	3	-	4
Perú	-	1	-	1	-	-	-	2	-	-
Trinidad y Tobago	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Venezuela	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resto de países de América del Sur	1	2	1	2	-	-	2	4	-	-
América Central	-	-	1	1	-	-	1	1	-	-
América del Norte	3	-	1	1	-	2	4	3	-	-
África	2	1	3	1	-	2	5	4	2	1
Asia	1	-	1	-	-	-	2	-	2	-
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	8	5	15	8	-	5	23	18	4	5

Pozos de desarrollo terminados								
	Positivos		Negativos		En evaluación		Total	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Europa	-	-	-	-	-	-	-	-
Latinoamérica	95	75	6	5	6	4	107	84
Brasil	4	1	-	1	-	-	4	2
Perú	1	3	-	1	-	-	1	4
Trinidad y Tobago	5	4	-	-	2	1	7	5
Venezuela	29	20	-	1	1	1	30	22
Resto de países de América del Sur	56	47	6	2	3	2	65	51
América Central	-	-	-	-	-	-	-	-
América del Norte	406	254	-	1	1	5	407	260
África	23	2	-	-	-	-	23	2
Asia	31	4	2	-	6	-	39	4
Oceanía	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	555	335	8	6	13	9	576	350

Producción y reservas

La producción media del año 2013 (346 Kbp/d) ha sido un 4% superior a la del 2012 (332 Kbp/d). La puesta en marcha de cinco de los diez grandes proyectos y las menores paradas producidas en Trinidad y Tobago han compensado la interrupción de la producción en Libia, parada durante más de 100 días en el año, y la venta del 20% del bloque 16 en Ecuador. La producción media del año 2013 habría sido un 8% superior a la del 2012 si Libia hubiera operado con normalidad. El 4 de enero de 2014 se volvió a reestablecer la producción en Libia.

Producción neta de líquidos y gas natural por área geográfica						
	2013			2012		
	Líquidos	Gas natural	Total	Líquidos	Gas natural	Total
	(Mbbbl)	(bcf)	(Mbep)	(Mbbbl)	(bcf)	(Mbep)
Europa	2	1	3	1	2	1
Latinoamérica	24	395	94	24	372	90
Brasil	3	*	3	2	*	2
Perú	4	40	11	3	39	10
Trinidad y Tobago	4	253	49	4	240	47
Venezuela	5	47	13	5	48	13
Resto de países de América del Sur	8	54	18	10	45	18
América del Norte	10	9	11	10	5	11
África	11	11	13	17	12	19
Asia	4	8	5	1	-	1
Producción total neta	51	424	126	52	391	122

(*) Valor de la producción comprendido entre 0 y 1

Pozos productivos por área geográfica				
	Petróleo		Gas	
	2013	2012	2013	2012
Europa	10	9	1	1
Latinoamérica	1.098	1.083	180	166
Brasil	17	16	-	-
Perú	-	-	20	21
Trinidad y Tobago	97	96	47	48
Venezuela	366	333	25	23
Resto de países de América del Sur	618	638	88	74
América del Norte	811	304	-	-
África	248	240	83	83
Asia	362	332	7	-
Oceanía	-	-	-	-
Total	2.529	1.968	271	250

Principales concesiones productivas por países

La siguiente tabla muestra la información de las principales concesiones productivas y en desarrollo del área de *Upstream* de Repsol detalladas por países a 31 de diciembre de 2013, indicando también el porcentaje que posee Repsol en cada una de ellas.

	Principales bloques	% Repsol	Productivo /en desarrollo	Operado (O) / No operado (NO)	Líquidos (L) / Gas (G)	
Europa						
	España	Lubina	100,00%	Productivo	O	L
	España	Casablanca-Montanazo	68,67%	Productivo	O	L
	España	Boquerón	61,95%	Productivo	O	L
América del Sur						
	Trinidad y Tobago	BP TT	30,00%	Productivo	NO	L-G
	Trinidad y Tobago	TSP	70,00%	Productivo	O	L-G
	Trinidad y Tobago	5B Manakin	30,00%	En desarrollo	NO	L-G
Resto (América del Sur)						
	Brasil	BM-S-9 (Sapinhoá)	15,00%	Productivo	NO	L
	Brasil	Albacora Leste	6,00%	Productivo	NO	L-G
	Bolivia	Margarita - Huacaya	37,50%	Productivo	O	L-G
	Bolivia	Sabalo	24,46%	Productivo	NO	L-G
	Bolivia	San Alberto	24,46%	Productivo	NO	L-G
	Colombia	Cravo Norte	5,63%	Productivo	NO	L
	Colombia	Cosecha	17,50%	En desarrollo	NO	--
	Ecuador	Bloque 16	35,00%	Productivo	O	L
	Ecuador	Tivacuno	35,00%	Productivo	O	L
	Perú	Bloque 56 (Camisea)	10,00%	Productivo	NO	L-G
	Perú	Bloque 88 (Camisea)	10,00%	Productivo	NO	L-G
	Perú	Bloque 57 (Kinteroni)	53,84%	En desarrollo	O	L-G
	Venezuela	Cardón IV (Perla)	50,00%	En desarrollo	O	G
	Venezuela	Quiriquire (Gas)	60,00%	Productivo	O	G
	Venezuela	Yucal Placer	15,00%	Productivo	NO	G
	Venezuela	Barua Motatan	40,00%	Productivo	O	L
	Venezuela	Quiriquire	40,00%	Productivo	O	L-G
	Venezuela	Mene Grande	40,00%	Productivo	O	L
	Venezuela	Carabobo	11,00%	En desarrollo	O	L
América del Norte						
	Estados Unidos	Shenzi	28,00%	Productivo	NO	L-G
	Estados Unidos	Mississippian Lime	7,42%	Productivo	NO	L-G
África						
	Argelia	Tin Fouyé Tabenkor (TFT)	30,00%	Productivo	O	L-G
	Argelia	Reggane	29,25%	En desarrollo	O	G
	Libia	NC-115	20,00%	Productivo	O	L
	Libia	NC-186	16,00%	Productivo	O	L
Asia						
	Rusia	SK	49,00%	Productivo	O	L-G
	Rusia	YK	49,00%	En desarrollo	O	--
	Rusia	SNO	49,00%	Productivo	O	L
	Rusia	TNO	49,00%	Productivo	O	L

Precios medios de realización de crudo y gas por área geográfica

	A 31 diciembre 2013		A 31 diciembre 2012	
	Precios de realización medios de crudo	Precios de realización medios de gas	Precios de realización medios de crudo	Precios de realización medios de gas
	(\$/Bbl)	(\$/Boe)	(\$/Bbl)	(\$/Boe)
Europa	108,12	63,27	110,13	65,11
América del Sur	82,18	22,41	75,99	20,43
América del Norte	102,36	28,78	103,80	37,43
África	108,51	-	110,33	-
Asia	60,13	10,69	65,15	-
Oceanía	-	-	-	-
TOTAL	88,68	22,46	88,96	20,87

Reservas

Al cierre de 2013, las reservas probadas de Repsol, estimadas de conformidad con el marco conceptual definido para la industria de petróleo y gas por la US Securities and Exchange Commission (SEC) y de acuerdo con los criterios establecidos por el sistema Petroleum Reserves Management System de la Society of Petroleum Engineers (PRMS-SPE), ascendían a 1.515 Mbep, de los cuales 422 Mbep (27,8%) correspondían a crudo, condensado y gases licuados, y el resto, 1.093 Mbep (72,2%), a gas natural.

	Reservas probadas	
	2013	2012
<i>Millones de barriles equivalentes de petróleo crudo</i>		
Europa	4	5
América del Sur	1.287	1.033
América del Norte	46	53
África	139	152
Asia	39	51
Oceanía	-	-
TOTAL	1.515	1.294

En 2013, la evolución de las reservas fue positiva, con una incorporación total de 347 Mbep, procedentes principalmente del Proyecto Cardón IV en Venezuela, incorporaciones en BPTT en Trinidad y Tobago, y revisiones en los Bloques 56 y 88 en Perú. En 2013, se consiguió un ratio de reemplazo de reservas (cociente entre las incorporaciones totales de reservas probadas en el periodo y la producción del periodo) de 275% para petróleo crudo, condensado, GLP y gas natural (87% en petróleo crudo, condensado y GLP, y 401% en gas natural), lo que incluso mejora los muy buenos ratios de 2012 (204%) y 2011 (162%), incorporando recursos que fortalecen significativamente su crecimiento futuro.

5.1.2. Actividades en las principales zonas geográficas

Norteamérica

<p>Canadá</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • A principios de 2013 Repsol obtuvo la adjudicación de un nuevo bloque exploratorio marino en la Ronda Exploratoria NL12-02-Flemish Pass. El bloque EL-1134 se adjudicó al consorcio en el que Repsol participa con el 25%. El bloque se localiza en la cuenca de Southern Flemish. • La entrada en este nuevo bloque exploratorio, que se añade a los siete ya existentes, demuestra el compromiso de Repsol para la creación de un portafolio de proyectos en el offshore de Canadá, en línea con su estrategia de diversificación geográfica y crecimiento en países de la OCDE.
<p>EE.UU.</p> 	<p>La diversificada cartera de proyectos de Repsol en Estados Unidos, que incluye activos en producción y proyectos exploratorios de gran materialidad, en ambos casos tanto <i>onshore</i> como offshore, sitúa a este país como una de las grandes áreas estratégicas de crecimiento de la compañía. Repsol participa en Estados Unidos en más de 500 bloques, así como en los activos de Mississippian Lime.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • En el Golfo de México, Repsol obtuvo la adjudicación, en la Ronda Exploratoria 227 de marzo de 2013, de dos nuevos bloques exploratorios. Los bloques marinos son Green Canyon-GC 581 en el que Repsol participa con un 40% y Atwater Valley-AT 172 en el que participa con el 100%. 	
<ul style="list-style-type: none"> • En abril de 2013, Repsol anunció tres descubrimientos de petróleo en Alaska en la campaña exploratoria 2012-2013. Los pozos Qugruk 1 (Q-1) y Qugruk 6 (Q-6), mostraron hidrocarburos en dos niveles, mientras que en el pozo Qugruk 3 (Q-3) se encontraron hidrocarburos en múltiples niveles. Los trabajos de evaluación y exploración continuarán durante el invierno de 2013-2014. Repsol es, con una participación del 70%, la compañía operadora del consorcio descubridor. 	
<ul style="list-style-type: none"> • En Alaska, se adjudicaron oficialmente a Repsol los 41 bloques previamente notificados como mayor oferta realizada en las rondas NS-2012W y BS-2012W de Alaska North Slope en noviembre de 2012. 	
<ul style="list-style-type: none"> • En el activo de recursos no convencionales del yacimiento Mississippian Lime, entre los estados de Kansas y Oklahoma, en el que Repsol participa tras el acuerdo ratificado en 2012 con la petrolera estadounidense SandRidge Energy, se continuó en 2013 con la intensa campaña de perforación con más de 400 pozos productores perforados en el año. 	
<ul style="list-style-type: none"> • En el activo productivo de Shenzi, ubicado en las aguas profundas del Golfo de México y donde Repsol tiene un 28% de participación, en 2013 se perforaron dos pozos de desarrollo y se inició un nuevo pozo. Actualmente hay 16 pozos en producción (14 a través de la plataforma Shenzi y dos a través de la plataforma Marco Polo) y se han perforado 4 pozos inyectores, dos de ellos en el año 2013. 	
<ul style="list-style-type: none"> • En el primer semestre de 2013 se inició la perforación del segundo sondeo de evaluación del descubrimiento Buckskin, que se prevé finalizar en los primeros meses de 2014. 	

Latinoamérica

<p>Brasil</p> 	<p>Los descubrimientos exploratorios realizados en Brasil en los últimos años, los proyectos de desarrollo que se están materializando y la alianza establecida entre Repsol (60%) y la compañía china Sinopec (40%), creando la sociedad Repsol Sinopec Brasil, refuerzan la estrategia de la compañía en el offshore brasileño, una de las mayores áreas de crecimiento en reservas de hidrocarburos del mundo y una de las claves de crecimiento en el área de <i>Upstream</i> de Repsol. La compañía tiene en Brasil un importante y diversificado portafolio de activos, que incluye los campos productivos Sapinhoá y Albacora Leste y activos con grandes descubrimientos realizados en los últimos años en los bloques BM-S-9 y BM-C-33.</p>
	<ul style="list-style-type: none"> En enero de 2013 comenzó la producción en el campo de Sapinhoá con el primer pozo productor en el área sur, en el bloque BM-S-9 en el presalino de las aguas profundas de la cuenca de Santos. Repsol Sinopec Brasil tiene una participación del 25%. La producción de este crudo de gran calidad se realiza en el área sur a través de la plataforma flotante que produce, almacena y traslada el petróleo a otro buque (FPSO) "Cidade de São Paulo" con capacidad para procesar 120.000 barriles de crudo al día y 5 millones de metros cúbicos diarios de gas. Dentro del plan de desarrollo completo del área, se conectarán a la plataforma nuevos pozos productivos, con los que se espera alcanzar durante 2014 una producción total de crudo de 120 kbb/d. En una segunda fase de desarrollo del Campo Sapinhoá en su área norte, se instalará la plataforma FPSO "Cidade de Ilhabela" que tiene una capacidad de producción diaria de 150.000 barriles de crudo y 6 millones de metros cúbicos diarios de gas.
	<ul style="list-style-type: none"> En 2013 se realizaron las pruebas de producción (EWT) en Sapinhoá Norte en el bloque BM-S-9 conectando con la plataforma FPSO Cidade de São Vicente. Las pruebas dieron unos resultados muy positivos con un petróleo de alta calidad.
	<ul style="list-style-type: none"> En junio de 2013 se realizó un importante descubrimiento exploratorio de petróleo con el sondeo Sagitario en el bloque BM-S-50 en las aguas profundas de la cuenca de Santos en el presalino de Brasil. Este es el primer pozo perforado en el bloque BM-S-50. La compañía IHS lo incluyó en su lista de los diez mayores descubrimientos mundiales realizados en el primer semestre de 2013. Repsol Sinopec Brasil tiene una participación del 20% en este bloque.
	<ul style="list-style-type: none"> El buque de perforación de séptima generación "Ocean Rig Mylos" llegó al Bloque 33 en la cuenca marina de Campos de Brasil a finales de octubre de 2013 y comenzó las actividades de perforación en noviembre. Este Rig es uno de los más modernos y seguros del mundo y puede utilizarse para perforaciones en lámina de agua de hasta 3.700 metros. Repsol contrató este Rig en el año 2012 por un período de tres años con opción de extenderlo dos más. Se empleará inicialmente para el plan de evaluación del Bloque 33. El Bloque BM-C-33 es operado por Repsol Sinopec Brasil (35%), en colaboración con Statoil (35%) y Petrobras (30%).
	<ul style="list-style-type: none"> En 2013 se continuó con los trabajos del plan de evaluación y conceptualización del futuro desarrollo del proyecto Carioca en el bloque BM-S-9. Se realizó un test de formación (TFR) en Carioca Norte y se perforó el sondeo Carioca SW con resultados muy positivos. <p>En diciembre de 2013 se presentó a las autoridades brasileñas (ANP) la Declaración de Comercialidad del campo Carioca, incluyendo la zona noreste y suroeste del área del Plan de Evaluación y devolviendo la zona sureste que incluye los prospectos Abaré, Abaré Oeste, Iguazú Norte e Iguazú Sur.</p>

<p>Bolivia</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En octubre de 2013 los Presidentes de Bolivia y de Repsol, inauguraron, en el marco de la segunda fase de desarrollo del proyecto Margarita-Huacaya, la ampliación de la planta de procesamiento de gas. Se aumentó la capacidad de la planta, con una producción de gas actual de 14 millones de metros cúbicos diarios. El plan de desarrollo del área Margarita-Huacaya es uno de los proyectos clave de crecimiento contemplado en el Plan Estratégico 2012-2016. El plan de desarrollo del área en su fase final contempla la perforación de cuatro pozos, dos de los cuales ya se han completado y la ejecución de trabajos de sísmica 2D y 3D, con lo que se podrá seguir aumentando la producción. • Para incorporar los nuevos pozos al sistema de producción, en 2013 se concluyó la construcción de 29 km de ductos y se amplió la estación de compresión de Villamontes. • El proyecto está operado por Repsol, con una participación del 37,5%. • En diciembre de 2013 se inició la producción del pozo Margarita 6 con seis millones de metros cúbicos diarios de gas. Este pozo es el segundo en entrar en producción, de los cuatro de la segunda fase del proyecto Margarita-Huacaya y permite incrementar hasta los 15 millones de metros cúbicos de gas diarios, la producción total de Margarita-Huacaya
<p>Perú</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En 2013 el suministro de gas natural a la planta de licuación de Peru LNG procedente de la región de Camisea, donde Repsol tiene una participación del 10% en los bloques 56 y 88, continuó con normalidad. En estos bloques se encuentran en producción los campos Cashiriari y San Martín.y su producción está destinada al mercado local, además de al abastecimiento de Peru LNG. • El campo Kinteroni en el bloque 57 quedó en 2013 en disposición de iniciar su producción, pendiente sólo de concretar aspectos comerciales. El campo Kinteroni se localiza en la zona centro-oriental de Perú, al este de la cordillera de los Andes, en la cuenca Ucayali-Madre de Dios. • Las autoridades de Perú anunciaron a mediados de 2013 la reanudación de las obras de ampliación que se están llevando a cabo en el ducto del gas de Camisea, lo que permitirá aumentar la capacidad actual del mismo de 1.230 a 1.540 millones de pies cúbicos diarios. Este ducto está operado por la compañía Transportadora de Gas del Perú (TGP) donde Repsol tiene una participación del 10%. A finales de enero de 2014 se firmó con la compañía Enagás la venta del 10% de participación de Repsol en el gaseoducto TGP cuyo perfeccionamiento está sujeto al cumplimiento de condiciones suspensivas. Esta operación se enmarca dentro del objetivo de desinversiones en activos no estratégicos recogido en el Plan Estratégico 2012-2016 de Repsol (véase Nota 37 <i>Hechos posteriores</i> de las Cuentas Anuales consolidadas correspondientes al ejercicio 2013).

<p>Venezuela</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En el proyecto de desarrollo de gas del campo Perla, en el bloque Cardón IV en el Golfo de Venezuela, el consorcio (donde Repsol tiene un 32,5%) continuó en 2013 avanzando en el plan de desarrollo. En dicho plan actualizado de este proyecto clave se contemplan tres Fases en función de los volúmenes de gas natural no asociado a producir (150, 450 y 800 Mscfd). Adicionalmente se estima una última Fase para alcanzar 1.200 Mscfd. La primera fase de 150 Mscfd se estima que se pondrá en producción a finales de 2014. • En el año 2013 se realizaron los trabajos de ingeniería de detalle para la planta de procesamiento en tierra firme, se adjudicó el contrato de suministro de equipos para la planta y se firmó el contrato para su construcción. También se adjudicó el contrato EPC (“Engineering, Procurement and Construction”) para la construcción de la instalaciones marinas, se avanzaron los trabajos de instalación de la línea de producción (aproximación a costa), se adjudicó el contrato del equipo de perforación, se realizaron los trabajos de movimiento de tierra y se inició la ingeniería de detalle de los tanques de condensado. • En 2013 se avanzó en los trabajos de desarrollo del proyecto de crudos pesados de Carabobo, otro proyecto clave de crecimiento en Venezuela y donde Repsol tiene una participación del 11%. Continuó la campaña sísmica en curso, se aprobó la contratación de una planta de procesamiento con capacidad de 30.000 barriles de crudo diarios para la producción temprana acelerada, se aprobó la instalación futura de dos nuevas plantas de 30.000 Bbld y se adjudicó el contrato FEED (Front End Engineering Design) de las instalaciones permanentes de <i>Upstream</i>. • Se estima que la producción temprana se iniciará en torno a 2016 y previsiblemente se alcanzará el “plateau” de producción de 400.000 Bbld en 2019 con la puesta en marcha del mejorador. Esta instalación, con una capacidad para procesar 200.000 Bbld, permitirá incrementar la calidad del crudo hasta los 32º API. • En el primer semestre del año Repsol abrió una nueva oficina en Venezuela en la ciudad de Maracaibo.
<p>Trinidad y Tobago</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En Trinidad&Tobago, durante 2013 se continuó con la campaña de perforación de pozos de desarrollo en los campos Savonette e Immortelle. La sociedad bpTT, donde Repsol tiene un 30%, opera una extensa área offshore, destinándose la producción de gas de estos campos a abastecer los trenes de licuación de la planta de Atlantic LNG. • En el bloque TSP, durante 2013 se avanzó en la preparación de la campaña de perforación a realizar en 2014. Se estima que se perforarán con dos rig, entre 6 y 8 pozos de desarrollo. Repsol es el operador en TSP con un 70% de participación. • En noviembre de 2013 se procedió a la firma del contrato exploratorio del bloque 23b. Este nuevo bloque exploratorio en aguas profundas está participado por Repsol con un 40% de interés.

Otros países de Latinoamérica	
<ul style="list-style-type: none"> En Colombia, en el bloque terrestre exploratorio Cosecha participado en su fase exploratoria por Repsol con el 25%, se produjo un descubrimiento con el sondeo REX-1 durante el primer semestre de 2013. El bloque se encuentra en la Cuenca de Llanos. En el bloque exploratorio marino Tayrona donde Repsol participa con el 30%, en 2013 se finalizó la campaña sísmica y se definió la ubicación del primer pozo exploratorio previsto para el año 2014. La licencia ambiental fue otorgada en mayo de 2013. 	
<ul style="list-style-type: none"> En México, Repsol operaba en 2013 el bloque Reynosa-Monterrey, en la cuenca de Burgos, a través de un contrato de servicios múltiples. A finales de 2013 había en producción cerca de 40 pozos cuya producción no se incluye en los libros de Repsol por pertenecer a la compañía nacional Pemex. Por indicaciones de Pemex los trabajos durante el año 2013 se centraron básicamente en servicios de mantenimiento. El contrato de Servicios con Pemex finalizó el 8 de enero de 2014 y se procedió a la entrega de las instalaciones a Pemex. 	
<ul style="list-style-type: none"> En Ecuador, en los bloques 16 y Tivacuno donde Repsol es la compañía operadora bajo la modalidad de Contrato de Servicios se alcanzó en el año 2013 una producción total acumulada de 300 millones de barriles. 	
<ul style="list-style-type: none"> En Aruba, en febrero de 2013 Repsol abrió una oficina de representación permanente en el país, donde opera un extenso bloque marino exploratorio. En el año 2013 se completó en este bloque el registro de una campaña sísmica 2D y a finales de año se finalizó su procesado. 	
<ul style="list-style-type: none"> En Guyana, en mayo de 2013, Repsol firmó un nuevo contrato PSC (Production Sharing Contract) con el Gobierno de Guyana para la exploración del bloque offshore denominado Kanuku. 	
<ul style="list-style-type: none"> En Nicaragua, a finales de 2013 se completó la entrada de Repsol en el país, con un 20% de participación en los Bloques Tyra e Isabel. La operación estaba pendiente de ratificación oficial a 31 de diciembre de 2013. 	

África

Repsol tiene una importante presencia en el norte de África, especialmente en Argelia y Libia, donde participa en importantes proyectos que apoyan el crecimiento sostenido y rentable previsto en los próximos años. Asimismo, está consolidando su presencia en África occidental, en Angola, Túnez, Marruecos, Mauritania, Namibia, Sierra Leona y Liberia.

Libia 	<ul style="list-style-type: none"> En octubre de 2013, Repsol anunció un descubrimiento de petróleo muy ligero de alta calidad (39° API) en la Cuenca de Murzuq. El hallazgo se produjo con el pozo A1-129/02 en el bloque NC115. Repsol es la compañía operadora en el área exploratoria del bloque, con un 40% de la participación. Durante algo más de 100 días en el año 2013, la producción en los bloques NC115 y NC186 se vio afectada por problemas no asociados a la operación. A principios de enero de 2014 se reanudó la producción.
-----------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Argelia</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En el segundo trimestre de 2013 se produjo, con el pozo Tin Essameid Est-1 (TDE-1), el segundo descubrimiento exploratorio de gas en el bloque Sud-Est Illizi. En 2013 se presentó a Sonatrach, el plan de delineación de estos dos descubrimientos realizados durante el primer periodo exploratorio, así como el pase al segundo periodo. Repsol es la operadora del consorcio con un 25,7% de la participación en el contrato. • En el importante proyecto de desarrollo de gas de Reggane, en el mes de julio de 2013 concluyó la ingeniería FEED (Front End Engineering Design) de las instalaciones de superficie y se inició el proceso de petición de ofertas del contrato de Ingeniería de Detalle y Construcción de la planta de tratamiento de gas, línea de exportación y sistema de colecta que conectará los pozos con la planta. También en 2013 se inició el proceso de petición de oferta de los rigs de perforación. Se estima que la perforación de los primeros pozos de desarrollo se iniciará en el año 2014. • En septiembre se inició la campaña de registro de sísmica 3D en el campo de Reggane, al que seguirán los campos de Azrafil SE y Khalouche South. • Repsol co-opera este proyecto con un 29,25% de participación. • En septiembre de 2013 se devolvió a la compañía estatal argelina Sonatrach el Bloque Issaoaune, en el que Repsol operaba tres campos, Tifernine, TIM y BEQ. Esta cesión se produjo a la expiración del período de explotación concedido de 15 años.
<p>Angola</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En abril de 2013 se inauguró la nueva oficina en Angola, donde Repsol tiene presencia en tres bloques exploratorios (22, 35 y 37). Repsol es la compañía operadora en el bloque 22 con un 30% de participación, tiene un 25% en el bloque 35 y un 20% en el bloque 37. • En 2013 se firmó un acuerdo de colaboración con la empresa petrolera estatal Sonangol, para emplear en Angola la tecnología exploratoria de vanguardia desarrollada por Repsol con el proyecto Caleidoscopio y empleada con éxito en el offshore de Brasil.
<p>Liberia</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En el bloque LB-10, donde Repsol participa con el 10%, en 2013 se finalizó la interpretación de los objetivos perforables y se seleccionaron dos de ellos con el objetivo de acometer la perforación de los mismos durante 2014. • En junio de 2013 los socios de los bloques LB-16 y 17, tras los estudios realizados, comunicaron a las autoridades de Liberia la decisión de no pasar a la segunda fase exploratoria.
<p>Túnez</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En la primera mitad de 2013 se realizó una campaña de registro de sísmica 2D sobre los tres bloques offshore exploratorios que Repsol opera con el 50% de participación. El procesado de la misma se completó durante el último trimestre del año. • A mediados de 2013 se solicitó a las autoridades del país una extensión del período exploratorio en los tres bloques con el objeto de completar la evaluación del potencial del área.
<p>Namibia</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • En febrero de 2013, se hizo efectivo el acuerdo firmado en julio de 2012, por el que Repsol adquirió a la compañía Arcadia Petroleum Ltd un 44% de participación en la licencia exploratoria 0010, situada en las aguas de Namibia y que comprende los bloques offshore 1910A, 1911 y 2011A. Repsol asumió la condición de operador.

Marruecos 	<ul style="list-style-type: none"> • A mediados de 2013 se solicitó a las autoridades de Marruecos una licencia exploratoria para el Bloque marino "Gharb" tras los buenos resultados en la evaluación geológica y económica llevada a cabo durante la licencia de reconocimiento.
-------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Mauritania 	<ul style="list-style-type: none"> • A finales de 2013 se inició la perforación del sondeo exploratorio Ouguiya-1 en el bloque TA-10 en la cuenca de Taoudenni. Repsol con una participación del 70% es la compañía operadora.
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Sierra Leona 	<ul style="list-style-type: none"> • A la fecha se han cumplido todos los compromisos de actividades exploratorias asumidas con las autoridades del país en esta fase exploratoria del bloque SL-07B-10. Actualmente se están analizando junto con los socios del bloque las alternativas a seguir, antes que finalice la fase exploratoria del bloque (agosto de 2014).
----------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Asia

Rusia 	<ul style="list-style-type: none"> • En enero de 2013 Repsol incluyó los activos de la compañía Eurotek en la joint venture AR Oil and Gaz BV (AROG), que incluye dos importantes campos de gas: Syskonsyninskoye (SK), que se puso en producción a finales de febrero de 2013 y Yuzhno-Khadyryakhinskoye (YK) que está en fase final de evaluación, previo a su puesta en desarrollo. Con todo ello a finales de enero de 2013 quedó completada la formación de la empresa conjunta AROG entre Alliance Oil (51%) y Repsol (49%).
	<ul style="list-style-type: none"> • En febrero de 2013, se inició la producción de gas en el campo Syskonsyninskoye (SK), en la región Khanty-Mansiysk de la estepa siberiana. El desarrollo completo del campo contempla un total de 11 pozos productores que se estima estarán todos en producción a lo largo de 2014.
	<ul style="list-style-type: none"> • A mediados de 2013 se produjo un descubrimiento exploratorio con el sondeo Gabi 3 en el bloque Karabashsky-2 ubicado en Siberia, donde Repsol es la compañía operadora con el 100% de participación. También se finalizó en 2013 el sondeo Gabi 1 en el bloque Karabashsky-1 (100% Repsol) con muy buenos resultados, los cuales se confirmarán con las pruebas de producción en 2014.
	<ul style="list-style-type: none"> • En 2013 se incorporaron al Dominio Minero de la compañía dos nuevos bloques exploratorios en Siberia, Karabashsky-3 y Karabashsky-9, donde Repsol es la compañía operadora con el 100% de participación.

Indonesia 	<ul style="list-style-type: none"> • En junio de 2013 las autoridades de Indonesia autorizaron la entrada de Repsol, con una participación del 30%, en el bloque exploratorio marino Cendrawasih. Este nuevo bloque exploratorio se añade a los otros cinco en los que Repsol ya participa en las aguas de Indonesia.
---------------------------------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Irak</p> 	<ul style="list-style-type: none"> En 2013 finalizaron los trabajos de procesado e interpretación de los resultados de las campañas de adquisición de Sísmica 2D realizada en 2012 en los bloques exploratorios Piramagrun y Qala Dze. Como resultado se definieron los objetivos a perforar, en uno de ellos se comenzaron en el cuarto trimestre de 2013 los trabajos de perforación con el sondeo Zewe 1 en el bloque Piramagrun. El segundo sondeo con el pozo exploratorio Binari Serwan en el bloque Qala Dze, se estima que esté terminado en la primera mitad de 2014. En el cuarto trimestre de 2013 se materializó la compra por parte de la compañía Maersk de un 50% del interés de Repsol en los bloques Piramagrun y Qala Dze. Con esta dilución, Repsol queda con un 50% de participación en el Área y mantiene la operación.
------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Europa

<p>Noruega</p> 	<p>Repsol ha venido consolidando en los últimos años una amplia cartera de proyectos en este país escandinavo, en línea con la estrategia de diversificación geográfica y aumento de la presencia en países OCDE. En diciembre de 2013 Repsol participaba en 18 licencias exploratorias en aguas de Noruega, en 6 de ellas como operador (PL-531, PL-541, PL-642, PL-692, PL-705 y PL-711).</p>
<ul style="list-style-type: none"> En enero de 2013 se hizo efectiva la entrada de Repsol, con una participación del 20%, en la licencia PL628. La licencia se sitúa en el Mar del Norte. 	
<ul style="list-style-type: none"> En el primer trimestre de 2013 el Norwegian Petroleum Directorate anunció la adjudicación a Repsol de una licencia en el mar de Noruega (PL 692) de la que es la compañía operadora con una participación del 40%. 	
<ul style="list-style-type: none"> En junio de 2013 el Ministerio de Petróleo y Energía de Noruega anunció el otorgamiento a Repsol de cuatro licencias exploratorias en la Ronda 22. Repsol será la compañía operadora en dos de estas licencias. Dos se sitúan en el Mar de Noruega (PL704 Repsol 30% y PL705 Repsol 40% y operador) y las otras dos en el Mar de Barents (PL711 Repsol 40% y operador y PL721 Repsol 20%). 	
<ul style="list-style-type: none"> En el último trimestre del año se materializó la dilución de un 15% de participación en la licencia PL541 a favor de la compañía Explora Petroleum. Repsol mantiene un 35% y la operación del área. 	

<p>Irlanda</p> 	<ul style="list-style-type: none"> En el segundo trimestre de 2013 se perforó el sondeo exploratorio Dunquin que tras los estudios realizados fue declarado no comercial en el tercer trimestre del año.
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Portugal</p> 	<ul style="list-style-type: none"> En el tercer trimestre de 2013 se hizo efectiva la adquisición por parte de Repsol de la participación del 50% que tenía Petrobrás en los bloques offshore Mexilhao, Ameijoa, Ostra y Camarao. Tras esta operación la participación de Repsol se eleva al 65% asumiendo la operación de las mismas. En los bloques del Algarve (Lagosta y Lagostim) durante 2013 se continuó con el procesado de la sísmica 3D registrada en 2012. El resultado de estos trabajos se tendrá durante 2014 con el objeto de definir la ubicación del primer sondeo exploratorio. Repsol tiene un 90% de participación.
------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Rumanía 	<ul style="list-style-type: none"> En marzo de 2013 Repsol anunció la firma de un acuerdo con la filial rumana de la petrolera austriaca OMV (OMV Petrom), para explorar de forma conjunta los niveles profundos (entre 2.500 y 3.000 metros) en cuatro bloques en Rumanía. Los bloques están ubicados en la parte frontal de las fajas plegadas de los Cárpatos. La participación de Repsol en este proyecto es del 49% siendo la compañía operadora.
Bulgaria 	<ul style="list-style-type: none"> En 2013 se ratificó oficialmente la adjudicación, obtenida en 2012, del bloque exploratorio marino Han Asparuh, ubicado en el Mar Negro. Repsol participa con un 30%. Tiene un área de 14.220 km² y se sitúa en la subcuenca occidental del Mar Negro, a una profundidad de entre 200 y 2.000 metro de lámina de agua.
España 	<ul style="list-style-type: none"> La producción en los campos Lubina y Montanazo superó en 2013 los dos millones de barriles de petróleo totales producidos conjuntamente. La producción en estos campos, descubiertos en 2009 por Repsol, se inició en octubre de 2012. Lubina y Montanazo han multiplicado por cinco la producción anterior de la plataforma Casablanca. Gracias a la actividad de ambos yacimientos, se prolongará al menos otra década la vida productiva del resto de los campos que operan a través de Casablanca y permite la posibilidad de desarrollar nuevos campos. La plataforma Casablanca obtuvo en 2013 la certificación del Sistema de Gestión Integrado, de acuerdo a las normas ISO9001, ISO14001 y OHSAS18001. De esta forma, Casablanca se sitúa en elevados estándares de integridad y seguridad de la industria para este tipo de instalaciones. Repsol es la compañía operadora en los dos bloques, con una participación del 68,67% en Montanazo y del 100% en Lubina. <hr/> <ul style="list-style-type: none"> El Ministerio de Industria, Energía y Turismo aprobó en abril de 2013 la petición realizada por Repsol en enero de prorrogar el permiso Siroco A-D para la búsqueda de gas en los fondos marinos de la costa malagueña. Repsol es el operador del proyecto con un 60% de participación. <hr/> <ul style="list-style-type: none"> El Gobierno autorizó en 2013 el estudio del fondo marino en Canarias. La Dirección General de Política Energética y Minas comunicó la autorización a Repsol del estudio del fondo marino frente a las costas de Lanzarote y Fuerteventura. El área comprende los bloques "Canarias 1 a 9" y los resultados se incorporarán al Estudio de Impacto Ambiental de los sondeos exploratorios a realizar. Repsol es operador con el 50% de la titularidad.

5.1.3. Programas de I+D del upstream

Durante el año 2013, se han desplegado un número significativo de Proyectos Estratégicos de Investigación en línea con los objetivos marcados en el Plan Estratégico de Tecnología E&P 2011-2015.

Dentro de las áreas tecnológicas clave, existen proyectos cuyo objetivo es entender cómo es el subsuelo a través del desarrollo de herramientas de simulación y caracterización de las rocas y de los fluidos contenidos en los almacenes, que permitan a la larga reducir los costes en exploración de hidrocarburos, proyectos centrados en la caracterización más específica de los fluidos durante su extracción y transporte, abordando también el aseguramiento del flujo. Otros proyectos estratégicos tiene como objetivo la optimización de yacimientos con incertidumbre. Para ello se han desarrollado un conjunto de tecnologías de captación de datos basadas en diferentes algoritmos propios que permiten la optimización en la toma de decisiones, simulación y valoración.

También se están desarrollando tecnologías relacionadas con hidrocarburos no convencionales, desde crudos extra pesados hasta shale gas/oil.

Por último, Repsol ha desarrollado en colaboración con un socio tecnológico, una tecnología de vigilancia y detección temprana de hidrocarburos en medio acuático, capaz de identificar cantidades muy pequeñas de forma automática en cualquier condición atmosférica o de luz. Se trata de un proyecto pionero desarrollado en el Centro de Tecnología Repsol que consta de un avanzado software de interpretación, capaz de funcionar de forma autónoma. La etapa de investigación ha finalizado con éxito y el desarrollo ya se encuentra implantado en la plataforma Casablanca (frente a las costas de Tarragona). Este proyecto es un ejemplo evidente del compromiso de Repsol con el medioambiente.

5.2. Downstream

Nuestras actividades

El negocio de *Downstream* del Grupo Repsol consiste en el suministro y trading de crudos y productos, el refinado de petróleo, la comercialización de productos petrolíferos y la producción y comercialización de productos químicos. Esto se realiza a través de 6 divisiones:

- **Refino:** se dedica a la obtención de carburantes, combustibles y otros derivados del petróleo.
- **Marketing:** se dedica a la comercialización y venta de los productos de la compañía.
- **Trading&Transporte:** se dedica al suministro de crudos y productos al sistema de Refino, y al trading de crudos y productos fuera del sistema propio.
- **Química:** se dedica a producir y comercializar una amplia variedad de productos, y abarca desde la petroquímica básica hasta la derivada.
- **GLP:** se dedica a la producción, distribución y venta minorista de GLP.
- **Nuevas Energías:** esta división se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas en ámbitos como la biotecnología, la electrificación del transporte y la generación renovable

Principales magnitudes	2013	2012
Capacidad de refino (kbbbl/d)	998	998
Europa (Incluye part. en ASES)	896	896
Resto del mundo	102	102
Índice de conversión (%)	59	59
Crudo procesado (millones de t)	38,1	37,0
Europa	35,0	33,4
Resto del mundo	3,1	3,6
Indicador de margen de refino (\$/Bbl)		
España	3,3	5,3
Perú	0,8	3,9
Número de estaciones de servicio	4.604	4.549
Europa	4.250	4.216
Resto del mundo	354	333
Ventas de productos petrolíferos (kt)	43.177	42.744
Europa	39.066	38.277
Resto del mundo	4.111	4.467
Ventas de productos petroquímicos (kt)	2.337	2.308
Europa	2.023	1.997
Resto del mundo	314	311
Ventas de GLP (kt)	2.464	2.537
Europa	1.412	1.414
Resto del mundo	1.051	1.123



Nuestra visión de futuro

Consiste en maximizar el retorno de la inversión y la generación de caja, a través de:

- Reducción de las inversiones tras haber finalizado el ciclo inversor de activos y cartera.
- Maximización de los márgenes y el retorno de la inversión.
- Aumentar los beneficios a través de la eficiencia operativa y la excelencia.

Principales acontecimientos del periodo

- Inauguración de la nueva Unidad de Reducción de fuelóleos de la refinería de Petronor (abril).
- Apertura de la oficina comercial en Singapur (septiembre)
- Acuerdo de venta de tecnología al grupo empresarial chino Jilin Shenhua Group para la construcción de una planta de polioles flexibles y poliméricos en China (noviembre).

	2013	2012	Variación
EBITDA	863	1.533	-43,71%
Resultado de explotación CCS	326	1.012	-67,79%
Resultado de explotación	42	1.013	-95,85%
Europa	65	723	-91,01%
Resto del mundo	-23	290	-107,93%
Inversiones ⁽¹⁾	656	666	-1,50%

⁽¹⁾ En 2013, la mayor parte de las inversiones del periodo se destinó a mejoras operativas, de las instalaciones y de la calidad de los carburantes, así como de la seguridad y del respeto al medio ambiente.

5.2.1. Principales actividades del downstream

Refino

El Grupo Repsol posee y opera cinco refinerías en España (Cartagena, A Coruña, Bilbao, Puertollano y Tarragona), con una capacidad de destilación total de 896 miles de barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles S.A.). En la refinería de La Pampilla (Perú), en la que Repsol es el operador y tiene una participación del 51,03%, la capacidad instalada se sitúa en 102 miles de barriles de petróleo/día.

Entorno y actividad de refino

El ejercicio estuvo marcado, como en años anteriores, por los efectos de la crisis económica internacional. La demanda de productos petrolíferos disminuyó en los países de la OCDE, lo que afectó al negocio de refino, especialmente en Europa, donde los márgenes de refino se mantuvieron bajos. A la débil demanda y al exceso de capacidad de refino europeos se unen unas exportaciones crecientes de productos petrolíferos desde Estados Unidos (sobre todo de destilados medios) motivadas por las elevadas tasas de utilización de sus refinerías, cuyo origen son los bajos precios de crudos y costes energéticos derivados de la explotación de recursos no convencionales. Este hecho deprime aún más los márgenes de refino en el entorno europeo. Por esta razón, a lo largo de 2013 se sucedieron cierres de refinerías y se prevé que esta reestructuración del sector continúe en los próximos años en Europa con la clausura de las instalaciones menos complejas y con menor competitividad. Estos cierres permitirán un mejor ajuste de la oferta a la demanda, lo que previsiblemente conducirá a una recuperación de los márgenes, especialmente los de aquellas refinerías que estén orientadas a la producción de destilados medios y con capacidad para procesar crudos pesados como es el caso de Repsol.

El índice de margen de refino en España se situó en 2013 en 3,3 dólares por barril, inferior al de 2012 (5,3 dólares por barril). En cuanto a Perú, el índice de margen de refino anual se situó en 0,8 dólares por barril, frente a los 3,9 dólares por barril de 2012.

La siguiente tabla muestra la capacidad de refino de los complejos industriales en los que Repsol participaba a 31 de diciembre de 2013:

	Destilación primaria	Índice de conversión ⁽²⁾	Lubricantes
Capacidad de refino ⁽¹⁾	(Miles de barriles por día)	(%)	(Miles de toneladas por año)
España			
Cartagena	220	76	155
A Coruña	120	66	-
Puertollano	150	66	110
Tarragona	186	44	-
Bilbao	220	63	-
Total Repsol (España)	896	63	265
Perú			
La Pampilla	102	24	-
Total Repsol	998	59	265

⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo. La capacidad reportada de Tarragona incluye la participación en ASES.A.

⁽²⁾ Definido como el ratio entre capacidad equivalente de Craqueo Catalítico en lecho Fluidizado ("FCC") y la capacidad de destilación primaria.

En este contexto, las refinerías de Repsol gestionadas por la división de *Downstream* procesaron 38,1 millones de toneladas de crudo, lo que representa un aumento del 3% respecto a 2012, debido en parte al aumento de la capacidad de la refinería de Cartagena. La utilización media de la capacidad de refino fue del 78% en España, superior al 74% del año anterior. En Perú, el grado de uso fue, en cambio, inferior al de 2012, pasando del 70% al 60% en 2013.

En la siguiente tabla se desglosa la producción de las refinerías de acuerdo con los principales productos:

PRODUCCIÓN		
Miles de toneladas	2013	2012
Materia prima procesada ⁽¹⁾		
Crudo	38.074	36.960
Otras materias primas	7.312	8.213
Total	45.386	45.173
Producción de refino		
Destilados intermedios	22.299	21.863
Gasolina	7.587	7.165
Fuelóleo	3.555	4.474
GLP	929	961
Asfaltos ⁽²⁾	1.080	970
Lubricantes	232	184
Otros (excepto petroquímica)	6.059	5.827
Total	41.741	41.444

⁽¹⁾ Información presentada de acuerdo con el criterio de consolidación del Grupo Repsol: todas las refinerías citadas se integran globalmente en los estados financieros del Grupo.

⁽²⁾ Incluye el 50% de la producción de asfalto de Asfaltos Españoles S.A. (ASESA), una compañía participada al 50% por Repsol y Cepsa. Repsol comercializa el 50% de los productos de ASESA

A continuación, se muestra la procedencia de los crudos procesados en las refinerías del Grupo, así como las ventas de productos petrolíferos.

ORIGEN DEL CRUDO PROCESADO	2013	2012
Oriente Medio	14%	17%
Norte de África	13%	13%
África occidental	7%	6%
Latinoamérica	38%	40%
Europa	28%	24%
Total	100%	100%

VENTAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS		
<i>Miles de toneladas</i>	2013	2012
Ventas por áreas geográficas		
Ventas en Europa	39.066	38.277
Marketing propio	19.170	19.417
Productos ligeros	16.587	16.618
Otros productos	2.583	2.799
Otras ventas ⁽¹⁾	6.734	7.131
Productos ligeros	6.484	6.567
Otros productos	250	564
Exportaciones ⁽²⁾	13.162	11.729
Productos ligeros	4.583	4.554
Otros productos	8.579	7.175
Ventas resto del mundo	4.111	4.467
Marketing propio	2.209	1.999
Productos ligeros	1.979	1.788
Otros productos	230	211
Otras ventas ⁽¹⁾	1.144	1.583
Productos ligeros	893	1.214
Otros productos	251	369
Exportaciones ⁽²⁾	758	885
Productos ligeros	283	344
Otros productos	475	541
Ventas totales	43.177	42.744
Ventas por canales de distribución		
Marketing propio	21.379	21.416
Productos ligeros	18.566	18.406
Otros productos	2.813	3.010
Otras ventas ⁽¹⁾	7.878	8.714
Productos ligeros	7.377	7.781
Otros productos	501	933
Exportaciones ⁽²⁾	13.920	12.614
Productos ligeros	4.866	4.898
Otros productos	9.054	7.716
Ventas totales	43.177	42.744

⁽¹⁾ Incluyen ventas a operadores y bunker.

⁽²⁾ Expresadas desde el país de origen.

Tras la ejecución y puesta en marcha a finales de 2011 y principios de 2012 de los dos grandes proyectos en las refinerías de Cartagena y Petronor respectivamente, las líneas de actuación del negocio de refino se centran fundamentalmente en la optimización del esquema productivo y en la mejora de la eficiencia. En este sentido, se están ejecutando gran número de medidas de mejora de la eficiencia energética como vector más importante de optimización de costes operativos, de mantenimiento y mejora de la competitividad del negocio, de gestión de mercados y logísticas de acceso a los mismos, y de relación con el entorno del negocio, todo ello fundamentado en una adecuada gestión de las personas y en una política activa de seguridad, medioambiente e innovación.

En 2013 se avanzó en la construcción de la nueva planta de producción de bases lubricantes de nueva generación, instalación conjunta con la empresa coreana SKL. Se espera poner en marcha esta nueva planta en el segundo semestre del año 2014.

La planta, anexa a la refinería de Cartagena, supondrá una inversión estimada de 250 millones de euros. Las refinerías de Cartagena y Tarragona proporcionarán la materia prima que alimentará la planta.

Las bases producidas son necesarias para la formulación de lubricantes avanzados, e implican una importante reducción de emisiones y consumo.

Marketing

Repsol comercializa su gama de productos mediante una amplia red de estaciones de servicio. Además, la actividad de marketing incluye otros canales de venta y la comercialización de gran variedad de productos, como lubricantes, asfaltos, coque y derivados.

Las ventas totales del marketing propio fueron de 21.379 miles de toneladas en 2013, manteniéndose en línea con las del año anterior. Los descensos del consumo nacional, más moderados que en años anteriores y motivados por una contracción de la demanda, se han visto compensados con crecimiento internacional y nuevas oportunidades de negocio.

En este sentido, hay que destacar el éxito en la apertura de nuevas líneas de comercialización de productos en el exterior, el mantenimiento de la cuota en el mercado de gasolinas y gasóleos en España, y la mejora de la posición en Portugal.

En este difícil entorno, la gestión del margen de comercialización y del riesgo de crédito permitió, tanto al canal de estaciones de servicio como al de ventas directas dirigidas al consumidor final, obtener resultados positivos.

A finales de 2013, Repsol contaba con 4.604 estaciones de servicio en los países adscritos a la división de *Downstream*. En España, la red estaba compuesta por 3.615 puntos de venta, de los cuales el 69,5% tenía un vínculo fuerte y el 26% eran de gestión propia. En el resto de países, las estaciones de servicio se repartían entre Portugal 433, Italia 202 y Perú 354.

Los puntos de venta (estaciones de servicio y unidades de suministro) del negocio de *Downstream* a 31 de diciembre de 2013 eran los siguientes:

Puntos de venta	Controladas por Repsol ⁽¹⁾	Abanderadas ⁽²⁾	Total
España	2.513	1.102	3.615
Portugal	262	171	433
Perú	114	240	354
Italia	71	131	202
Total	2.960	1.644	4.604

⁽¹⁾ Propiedad de Repsol o controlado por Repsol en virtud de contratos comerciales a largo plazo u otro tipo de relaciones contractuales que garantizan una influencia directa a largo plazo sobre dichos puntos de venta.

⁽²⁾ El término "abanderadas" se refiere a estaciones de servicio propiedad de terceros con las que Repsol ha firmado un contrato de nuevo abanderamiento que le proporciona los derechos de (i) convertirse en proveedor exclusivo de dichas estaciones de servicio y (ii) dar su marca a la estación de servicio. En la UE, la vigencia máxima de los contratos es de cinco años.

Repsol comercializa carburante en España bajo las marcas Repsol, Campsa, Petronor, Campsa Express y Petrocat, con la siguiente distribución a 31 de diciembre de 2013:

Marca	Puntos de venta
Campsa	163
Repsol	3.138
Petronor	290
Petrocat	21
Otras	3
Total	3.615

La ley 11/2013 del 26 de julio ha introducido una serie de medidas enfocadas a garantizar la estabilidad de precios de los carburantes e incrementar la competencia en el sector (véase el Anexo III de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013 para más información en relación a la Ley 11/2013). En este nuevo contexto, Repsol desde su posición de líder del mercado, con una amplia cobertura geográfica, trabaja para afrontar eficientemente los nuevos retos que la legislación plantea.

Crecimiento y consolidación

La compañía mantiene su política de asociación con empresas líderes del mercado, como El Corte Inglés, cuyas campañas promocionales conjuntas ofrecían descuentos por compras, tanto en las estaciones de servicio de Repsol como en las tiendas de la cadena de grandes almacenes. También ha consolidado su alianza estratégica con Burger King y ha avanzado en su plan de implantación de establecimientos Burger King en estaciones de servicio de la red de Repsol en España.

Como empresa implicada con la innovación tecnológica, Repsol, junto con La Caixa, ha apostado por la implantación del sistema de pago rápido "contactless", el más ágil que existe en el mercado, sin necesidad de contacto con el cliente y de gran utilidad en establecimientos con gran afluencia, como las estaciones de servicio. Repsol es la primera empresa del Ibex35 que utiliza esta tecnología.

En 2013 se han puesto en marcha varios proyectos claves en los distintos segmentos, potenciando el valor de marca y la calidad de producto mediante la innovación, la excelencia en las operaciones y un equipo humano comprometido.

En línea con la vocación de Repsol de estar atentos a las tendencias cambiantes del mercado, la Compañía ha llevado a cabo una prueba piloto de un modelo de negocio basado en una creciente automatización de puntos de ventas. En 2013 se han abierto 26 puntos de venta de este nuevo modelo de negocio bajo la marca Campsa Express.

En el año 2013 Repsol ha consolidado su posición internacional como productor y comercializador de coque verde combustible realizando más del 50% de las ventas de este producto en el mercado exterior, llegando hasta un total de 20 países principalmente de Europa y norte de África.

En línea con esta idea de crecimiento y consolidación, Servicios Logísticos de Combustibles de Aviación (SLCA), sociedad en la que Repsol posee el 50%, realiza operaciones de puesta a bordo en los dos principales aeropuertos españoles: Madrid-Barajas y Barcelona-El Prat. Gracias a ello, SLCA se mantiene como el segundo operador más importante en toda España por número de aeropuertos y por volumen de actividad.

Siguiendo la línea estratégica de la compañía de consolidar la posición comercial en Portugal, continúa el desarrollo de los proyectos logísticos de Boa Nova y Sines, lo que permitirá obtener una mejor posición para el aprovisionamiento en el país.

Confirmando la estrategia de crecimiento y consolidación, más del 60% de las ventas de Lubricantes y Especialidades se realizan en el mercado internacional, operando en más de 90 países y con más de 60 distribuidores internacionales de lubricantes. Reforzando la presencia internacional, en septiembre de 2013 se abrió una oficina comercial en Singapur. Destaca también la construcción de la planta de bases de tercera generación en Cartagena.

Fiel a su compromiso con la sociedad, Repsol mantuvo en 2013 su política para el empleo y la integración de personas con capacidades diferentes e impulsó el compromiso de sostenibilidad, de respeto medioambiental y de seguridad de las personas, desarrollando en el Centro de Tecnología Repsol productos respetuosos con el entorno, como el aceite Repsol Bio Telex 68 y los asfaltos verdes.

Gases licuados del petróleo (GLP)

Repsol es una de las principales compañías de distribución minorista de GLP, siendo la primera en España y Perú, además de mantener posiciones de liderazgo en Portugal y Ecuador. Durante el año 2013, ha estado presente en cuatro países de Europa y Latinoamérica.

Las ventas de GLP en 2013 ascendieron a 2.464 miles de toneladas. Por su parte, las ventas totales en España aumentaron un 0,7% respecto al ejercicio anterior, motivado principalmente por el incremento de las ventas a la industria petroquímica, que ha compensado el descenso de la demanda minorista. En España, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado por redes de distribución colectiva y AutoGas, contando con más de 5 millones de clientes activos. Del total de las ventas minoristas de GLP en España, las ventas de envasado representaron más del 50% en 2013, realizadas a través de una red de 222 agencias.

Miles de toneladas		
Volumen de ventas de GLP	2013	2012
Europa	1.412	1.414
España	1.281	1.271
Resto Europa ⁽¹⁾	131	143
Latinoamérica	1.051	1.123
Perú	665	622
Ecuador	386	374
Resto Latinoamérica ⁽²⁾	-	127
Total	2.464	2.537
Envasado	1.354	1.367
A granel, canalizado y otros ⁽³⁾	1.110	1.170
Total	2.464	2.537

⁽¹⁾ Portugal.

⁽²⁾ En 2012 Chile y Colombia

⁽³⁾ Incluye ventas al mercado de automoción, de operadores de GLP y otros.

En España, continúan regulados los precios de venta de GLP canalizado y del envasado con cargas entre 8 y 20 kilogramos, excluidos los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante.

En el caso del GLP envasado, los precios han estado regulados a través del Real Decreto Ley 29/2012 y por la Orden IET/463/2013 de 21 de marzo, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y sus posteriores resoluciones.

En Portugal, Repsol distribuye GLP envasado, granel, canalizado y AutoGas al cliente final y suministra a otros operadores. En 2013 alcanzó unas ventas de 131.344 toneladas, lo que convierte a la compañía en el tercer operador, con una cuota de mercado superior al 20%.

En Latinoamérica, Repsol comercializa GLP envasado, granel, canalizado y automoción en los mercados doméstico, comercial e industrial de Perú y Ecuador, con unas ventas de 1.051 miles de toneladas.

El AutoGas (GLP para automoción) es el carburante alternativo más utilizado en el mundo, con más de 21 millones de vehículos (ocho millones en Europa). Aunque en España su penetración todavía es limitada, el crecimiento de las ventas superó el 30% en 2013, lo que demuestra un aumento en la demanda de este combustible económico y que ayuda a preservar la calidad del aire en las ciudades. La industria prevé que en cinco años habrá en circulación unos 200.000 vehículos a AutoGas en España.

Repsol, consciente del interés por este combustible alternativo, contaba a finales de 2013 con 476 puntos de suministro de AutoGas en el mundo, de los que 228 están en España. Adicionalmente en instalaciones de clientes ya existen 297 puntos de suministro.

En Perú, continúa vigente el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) que, entre otras medidas, establece la entrega de cupones descuento de 16 soles por balón de GLP de 10 kilogramos, lo que supone facilitar el acceso de los sectores más desfavorecidos del país al consumo de GLP y, por tanto, la sustitución de otras fuentes, como queroseno y leña.

Para más información en relación al marco legal aplicable en España y Perú, véase el Anexo III de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

Química

El negocio de Química produce y comercializa una amplia variedad de productos, y sus actividades abarcan desde la petroquímica básica hasta la derivada. Comercializa sus productos en más de 90 países y lidera el mercado en la Península Ibérica.

La producción se concentra en tres complejos petroquímicos, situados en Puertollano, Tarragona (España) y Sines (Portugal), en los que existe un alto nivel de integración entre la química básica y la química derivada, así como con las actividades de refino en el caso de los complejos de España. Repsol cuenta también con diferentes compañías subsidiarias y filiales, a través de las cuales dispone de plantas dedicadas a la fabricación de compuestos de polipropileno, especialidades químicas y caucho sintético, este último a través de Dynasol, alianza al 50% con el grupo mexicano KUO, con plantas en España y México y otra más en construcción en China junto con un socio local, Shanxi Northern Xing'an Chemical Industry.

El estancamiento de la demanda así como la incertidumbre sobre el crecimiento de la economía han condicionado el resultado del ejercicio, que se ha visto afectado por el impacto negativo de la parada plurianual del complejo de Tarragona llevada a cabo en el año y por los saneamientos mencionados en el apartado de resultados. No obstante, el volumen de ventas a terceros ha ascendido a 2,3 millones de toneladas, un 1,3 % superiores a 2012.

En el año y dada la situación del entorno, ha continuado la consolidación de fuertes medidas de reducción de costes, ajustes de producción y reestructuración de activos iniciada en los últimos años. En esta línea la compañía ha anunciado el cese de la producción de EPS (poliestireno expandible) en Monzón (Polidux) en diciembre 2013 así como el de la producción de Polietileno de Alta Densidad (PEAD) en Puertollano para 2015, ceses que se suman a los ya realizados en OP/SM y glicoles de Puertollano (sin operación desde 2009) y de ACN/MMA de Tarragona (sin operación desde 2010).

En la misma línea de eficiencia y optimización de activos, en Sines cabe destacar la mejora consolidada en margen por flexibilización en la alimentación de materia prima al cracker, así como la modificación de la planta de ETBE (etil terc butil éter) a MTBE (metil terc butil éter) que permite a la unidad producir alternativamente uno u otro producto en función del entorno.

En cuanto a desarrollos de producto, en Polietileno se ha aprobado la adquisición de tecnología para producir grados metalocenos en Tarragona. En la línea de Polipropileno, se ha presentado al mercado una nueva gama de copolímeros random permitiendo avanzar en la diferenciación de nuestros productos.

Adicionalmente en 2013 cabe destacar la firma de un acuerdo de venta de tecnología al grupo empresarial chino Jilin Shenhua Group para la construcción de una planta de polioles flexibles de 185.000 t/año y de dos plantas de polioles poliméricos de 24.000 t/año cada una que Jilin Shenhua construirá en China. El acuerdo alcanzado refrenda la posición de liderazgo en este proceso de Repsol.

En cuanto a las inversiones, éstas se han destinado principalmente a la mejora y optimización de los activos existentes, impulso de la eficiencia, reducción de costes, diferenciación y mejora de los estándares de calidad, seguridad y respeto medio ambiental.

Como proyectos singulares cabe mencionar las mejoras de eficiencia energética implementadas durante la parada plurianual del cracker de Tarragona realizada en el cuarto trimestre de 2013 y la aprobación de un proyecto de optimización del cracker de Puertollano para adecuar su producción a las necesidades de etileno del site, permitir un importante ahorro de consumo energético y consolidar el aumento de flexibilidad en la alimentación de materias primas. Este proyecto se pondrá en marcha durante la parada plurianual de 2015

<i>Miles de toneladas</i>			
MAGNITUDES OPERATIVAS QUÍMICA	2013	2012	Variación
Capacidad			
Petroquímica básica	2.808	2.808	0 %
Petroquímica derivada	2.491	2.942	-15,3%
TOTAL	5.299	5.750	-7,8 %
Ventas por productos			
Petroquímica básica	718	731	-1,7 %
Petroquímica derivada	1.619	1.577	2,7 %
TOTAL	2.337	2.308	1,3 %
Ventas por mercados			
Europa	2.023	1.997	1,3 %
Resto del mundo	314	311	1,0 %
TOTAL	2.337	2.308	1,3 %

La tabla que sigue muestra la capacidad de producción de los principales productos petroquímicos, principalmente en Europa, a 31 de diciembre de 2013.

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN	
<i>Miles de toneladas</i>	2013
Productos petroquímicos básicos	2.808
Etileno	1.362
Propileno	904
Butadieno	202
Benceno	290
Metil terc-butil éter / Etil terc butil éter	50
Derivados petroquímicos	2.491
Poliolefinas	
Polietileno ⁽¹⁾	883
Polipropileno	520
Productos intermedios	
Óxido de propileno, polioles, glicoles y estireno monómero ⁽²⁾	937
Acrlonitrilo/Metil metacrilato	-
Caucho ⁽³⁾	115
Otros ⁽⁴⁾	36

(1) Incluye los copolímeros de etileno vinilacetato (EVA) y etileno butilacrilato (EBA).

(2) No incluye OP/SM y glicoles Puertollano.

(3) Incluye 55.000 toneladas de capacidad de producción situada en México.

(4) Incluye especialidades. No incluye EPS que deja de reportarse por cese de actividad en diciembre 2013.

Nuevas energías

El Grupo Repsol creó en 2010 la unidad de Nuevas Energías para impulsar y dar sentido de negocio a nuevas iniciativas que contribuyan a la visión de un futuro de la energía más diversificado.

Esta unidad se encarga de identificar oportunidades, promover proyectos y llevar a cabo iniciativas en ámbitos como la biotecnología y las energías renovables aplicadas al transporte y en otras áreas que puedan presentar sinergias con los actuales negocios de Repsol y con los entornos geográficos en los que opera.

En 2013 Nuevas Energías continuó con el desarrollo de los proyectos iniciados desde su creación. Repsol siguió desarrollando en 2013 el negocio de la movilidad eléctrica través de IBIL e IBILEK. IBIL cuenta con aproximadamente 300 puntos de recarga operativos, tanto en el ámbito público como en el privado. En esta línea, ha iniciado el desarrollo de una infraestructura de carga rápida en estaciones de servicio del Grupo Repsol

En 2011, Repsol adquirió el 100% de la empresa británica Sea Energy Renewables, posteriormente denominada Repsol Nuevas Energías U.K., dedicada a la promoción y desarrollo de parques eólicos offshore con base en Escocia. Con esta compra, Repsol obtuvo derechos de promoción en tres parques eólicos offshore en la costa escocesa.

En el marco de esta operación, Repsol alcanzó un acuerdo con EDP Renováveis para desarrollar conjuntamente dos de estos parques, en concreto, Moray Firth, de 1.500 MW, e Inch Cape, de 905 MW. Tras esta operación, Repsol controla un 33% y un 51%, respectivamente. Además, la compañía dispone del 25% del parque Beatrice, en el que la empresa Scottish and Southern Renewables tiene el 75% restante. Repsol cuenta, en función de este acuerdo, con derechos para la promoción, construcción y explotación de 1.190 MW en el Reino Unido.

Durante 2013, Repsol ejecutó el plan de inversiones en estos tres proyectos, de acuerdo con la planificación prevista, e incorporó las capacidades necesarias para garantizar su desarrollo. Como hitos principales, se ha presentado toda la información necesaria para solicitar las confirmaciones de aceptación oficial de los proyectos en los parques de Beatrice, Moray Firth e Inch Cape que se esperan recibir en el primer trimestre de 2014.

Durante la fase de desarrollo de los proyectos, que finalizará entre 2014 y 2015, se realizarán los estudios y trabajos necesarios para obtener los permisos de construcción y operación de las instalaciones, cuya puesta en marcha tendría lugar, en su caso, a partir de 2018. Estos proyectos permitirán a Repsol aplicar su capacidad tecnológica en operaciones offshore, así como su experiencia en grandes obras de ingeniería.

Adicionalmente, Nuevas Energías ha realizado las siguientes inversiones en 2013, todas ellas a través de Repsol New Energy Ventures, S.A., filial al 100% del Grupo Repsol.

En enero de 2013, Repsol adquirió una participación en la sociedad holandesa Tocardo, BV, empresa dedicada al desarrollo de tecnología de generación eléctrica en ríos y corrientes marinas. A 31 de diciembre de 2013, Repsol posee el 20,34% de dicha compañía.

En marzo 2013, Repsol adquirió el 33,6% del capital de Principal Power Inc, (PPI) mediante la entrega de las acciones de WindPlus (todas las que poseía excepto 1 de ellas). PPI es la sociedad propietaria de la tecnología implementada por WindPlus en su prototipo de generación eólica offshore flotante.

En diciembre de 2013, Repsol, a través del programa INNVIERTE adquirió el 5,2% del capital de la empresa Graphenea, dedicada al desarrollo de aplicaciones industriales del grafeno.

En 2013, Repsol Nuevas Energías, S.A., dentro del marco de los proyectos “CLIMA” consiguió acreditar la reducción de emisiones de CO₂, obtenida gracias a su programa de movilidad eléctrica desarrollado mediante su filial Ibil.

5.2.2. Programas de I+D del Downstream

En el área del refino de petróleo y sus productos derivados (gasolinas y gasóleos, GLP, asfaltos, lubricantes, ceras...), el conocimiento tecnológico se aplica a la optimización operativa de las refinerías, al desarrollo de nuevos procesos y productos, y a la mejora y adecuación de la calidad de estos últimos, con especial atención a los avances en la eficiencia energética y en los aspectos ambientales.

Como ejemplo de desarrollos en esta área, pueden citarse las tecnologías dirigidas a la mejora de la eficiencia energética en la operación de nuestras unidades en las refinerías, la adaptación de nuestros combustibles y carburantes a las exigencias de las nuevas motorizaciones y a la legislación emergente, la diferenciación tecnológica de toda nuestra cartera de productos, el desarrollo de lubricantes más respetuosos con el medio ambiente - formulados con materias primas regeneradas y aceites biodegradables – y eficientes para contribuir a un mejor comportamiento del motor, reduciendo el consumo y sus consecuentes emisiones, procesos que faciliten la obtención de nuevos productos para la formulación de neumáticos en mercados más exigentes y competitivos, y asfaltos adaptados a las necesidades de cada aplicación, cubriendo desde la seguridad en la carretera hasta la preocupación medioambiental. Finalmente, realizamos propuestas de muy novedosas aplicaciones del GLP para la automoción, con objeto de promover su uso como combustible alternativo.

En 2013, la contracción de la demanda de combustibles en el entorno nacional –y en menor medida europeo-, combinación de un escenario de crisis económica y desarrollo de motores más eficientes, ha planteado la necesidad de flexibilizar los procesos y buscar la posibilidad de fabricar productos alternativos además de maximizar la diferenciación de los productos para garantizar la competitividad requerida por los negocios. Los nuevos proyectos que incorporan esta orientación se centran principalmente en la eficiencia energética, el desarrollo de nuevos combustibles y biocombustibles y el

procesamiento de crudos cada vez más pesados. La actual situación exige además agilizar e internacionalizar la actividad de investigación acompañando la decidida apuesta por la comercialización de nuestros productos en nuevos mercados.

En el año 2013 se ha revisado la estrategia de tecnología para dar el soporte requerido a las medidas desarrolladas para mejorar la competitividad del negocio de química.

Entre los resultados más destacados en este ejercicio cabe señalar el proyecto de venta de tecnología propia de fabricación de polioles a la compañía china Jilin Shenhua Group, el lanzamiento de un proyecto para la diferenciación y reducción de costes de producción a través del uso de CO₂ como materia prima para la fabricación de polímeros, el desarrollo de tecnología en OP/SM para la reducción de consumos de materias primas o el desarrollo de productos diferenciados. En esta última línea, se ha avanzado en el desarrollo de productos de mayores prestaciones, tales como nuevos polioles poliméricos para el mercado de la automoción, grados de polipropileno con propiedades mejoradas para la industria de envases alimentarios y materiales a partir de polietileno con mejores propiedades mecánicas y de aislamiento para su uso en cables de transporte de energía, así como grados para tubería con una procesabilidad y resistencia mejoradas.

La apuesta de Repsol por el futuro de las tecnologías para la energía queda enmarcada en cuatro áreas de investigación: generación renovable, bioenergía, tecnologías del CO₂ y electrificación del transporte.

Entre las iniciativas puestas en marcha dentro del ámbito de la generación renovable destaca la inversión en sociedades con un alto nivel tecnológico o la firma de acuerdos de colaboración con diferentes organismos. El desarrollo de herramientas de simulación ha permitido la evaluación del potencial de las distintas familias tecnológicas de generación. Por otro lado, la energía eólica offshore flotante presenta un mayor recorrido de desarrollo tecnológico; por ello, Repsol, con la colaboración de diferentes socios, ha establecido un prototipo a escala real frente a la costa portuguesa, del cual se ha realizado un seguimiento y evaluación de los datos obtenidos, planteándose acciones para optimizar dicha tecnología.

Dentro del área de bioenergía, se han identificado nuevos retos así como barreras y oportunidades para las microalgas. En este sentido, se abre una nueva etapa centrada en la vigilancia tecnológica y en la búsqueda de líneas más disruptivas para la producción directa de biocombustible. La vigilancia activa para comprobar si las nuevas tecnologías pueden hacer frente a los retos e incertidumbres identificados y la búsqueda de posibles alianzas con diferentes entidades son los objetivos principales. Por otro lado, a través de la participación en la compañía NEOL, se ha seleccionado y patentado un microorganismo para la obtención de biocombustibles. El reto del proyecto no sólo es generar un proceso integrado, sino hacerlo además a un precio competitivo e inferior a lo que supone realizarlo a partir de un combustible fósil.

Finalmente, con el fin de desarrollar nuevos procesos asociados al gran reto de transformar el CO₂ en productos de valor añadido se ha continuado trabajando en el proyecto Transforma CO₂, cuyo objetivo es la valorización del CO₂ en unidades utilizables como materia prima, más allá del mero confinamiento geológico. Este proyecto se lleva a cabo en colaboración con universidades, empresas y centros tecnológicos.

5.3. Gas Natural Licuado (GNL)

Nuestras actividades

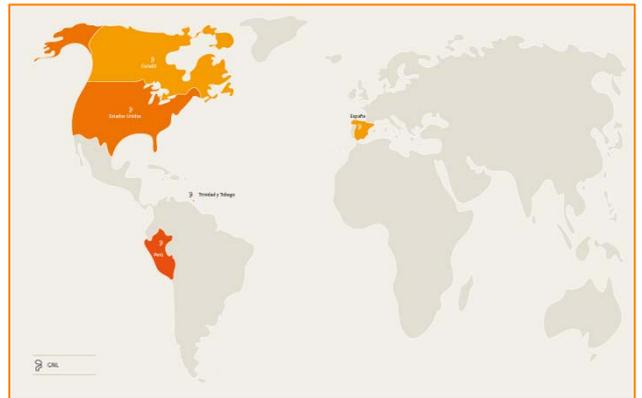
Las actividades de GNL comprenden la licuefacción, el transporte, la comercialización, el trading y la regasificación de gas natural licuado.

Durante el ejercicio 2013 y principios de 2014 se ha llevado a cabo la venta de una parte de los activos y negocios de GNL, en concreto las participaciones en plantas de licuación (Trinidad y Tobago y Perú) y en la central de generación eléctrica de Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE), así como los activos asociados a la comercialización, transporte y trading.

El Grupo mantiene tanto sus activos de regasificación y transporte como sus negocios de comercialización Norteamérica, así como la participación en el proyecto integrado de GNL en Angola.

Principales magnitudes

	2013	2012
GNL:		
Producción trenes licuación (TBtu)	987	960
Producción Canaport (bcm)	1	1,4
GNL comercializado Norteamérica (TBtu)	184	219
Resultado de explotación (millones de euros)	959	535



5.3.1. Venta de parte de los activos y negocios de GNL

El 26 de febrero de 2013 Repsol firmó un acuerdo con Shell para la venta de parte de los activos y negocios de GNL, que se completó en tres transacciones distintas en los meses de octubre y diciembre de 2013 y enero de 2014.

El acuerdo de venta firmado con Shell incluía los activos de los negocios que se presentan en el siguiente diagrama:



(1) Capacidad de la planta.

(2) 7 propiedad de Repsol y 2 propiedad al 50% de Repsol y GNF.

(3) Contrato de aprovisionamiento de gas.

Adicionalmente, junto con el acuerdo de venta se firmó otro acuerdo por el que Shell suministrará gas natural licuado a la planta de regasificación de Repsol en Canaport (Canadá), durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de 1 millón de toneladas.

El 11 de octubre Repsol vendió su participación del 25% en la central eléctrica de ciclo combinado de Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE) a BP por 135 millones de euros y generó una plusvalía antes de impuestos de 89 millones de euros. El activo, encuadrado inicialmente dentro del perímetro de la venta a Shell, se transmitió finalmente a BP tras el ejercicio por esta entidad de su derecho de adquisición preferente.

El 31 de diciembre de 2013, una vez obtenidas las autorizaciones y aprobaciones y cumplidas las demás condiciones precedentes previstas en el acuerdo, se materializó la venta a Shell de los principales contratos de aprovisionamiento y suministro de GNL, así como de los negocios correspondientes a las participaciones minoritarias en Atlantic LNG y Perú LNG, por importe de 2.446 millones de euros, que ha generado una plusvalía antes de impuestos de 1.451 millones de euros. El 1 de enero de 2014, una vez obtenidas las autorizaciones necesarias, se completó la venta de la participación en Repsol Comercializadora de Gas S.A., cuya actividad principal es la comercialización, transporte y trading, por aproximadamente 730 millones de dólares. Esta última transacción ha generado una plusvalía antes de impuestos de 432 millones de euros, reconocida en los estados financieros de 2014.

En conjunto, estas operaciones han supuesto la liberación de compromisos financieros y deuda. El balance y la liquidez de Repsol se fortalecen significativamente, con una reducción en la deuda neta a 31 de diciembre de la compañía de 1.890 millones de euros.

Con esta operación, Repsol alcanza un volumen de desinversiones de más de 5.000 millones de euros, por encima de los objetivos fijados en su Plan Estratégico, que contempla para el período 2012-2016 unas desinversiones de entre 4.000 y 4.500 millones de euros.

Tras el acuerdo de venta de activos a Shell, Repsol conservará sus negocios de comercialización en Norteamérica y, como principales activos de su negocio de GNL, la planta de regasificación de Canaport y los gaseoductos de Canadá y EEUU. La imposibilidad de seguir gestionando estos activos conjuntamente con algunos de los que han sido transmitidos a Shell, obliga a reconsiderar los modelos de negocio que se aplicarán para su gestión y han aconsejado dotar, de manera prudente, provisiones que reflejen su potencial pérdida de valor, por un importe total de 1.410 millones de euros antes de impuestos.

Para más información en relación a los efectos contables de dichas operaciones, véase las Notas 31 “Desinversiones”, Nota 10 *Activos no Corrientes Mantenedidos para la venta*, Nota 7 *Inmovilizado Material*, Nota 16 *Provisiones corrientes y no corrientes*, Nota 37 *Hechos posteriores* y la Nota 27 *Resultado de operaciones interrumpidas* de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013.

En el apartado siguiente se desglosa información adicional operativa de los activos objeto de venta y aquellos que permanecerán en el Grupo Repsol.

5.3.2. Principales actividades del GNL

Negocios de comercialización, regasificación y transporte no transmitidos

Repsol opera una planta de regasificación, Canaport LNG, participada por Repsol (75%) e Irving Oil (25%). Se trata de la primera planta de regasificación de GNL de la costa este de Canadá. Ubicada en Saint John (New Brunswick) y con una capacidad inicial de suministro de 10 bcm/año (1.000 millones de pies cúbicos/día), esta terminal es una de las más grandes de Norteamérica. Repsol suministra a dicha planta el GNL que alimenta a la terminal, correspondiéndole la totalidad de la capacidad de regasificación. Adicionalmente Repsol tiene contratada capacidad de transporte durante 25 años con los gasoductos Emera Brunswick Pipeline y Maritimes & Northeast Pipeline (M&NE), que permiten comercializar el gas regasificado en la planta de Canaport en los mercados de Maritimes Canadá y el Noreste de los Estados Unidos.

En 2013 se descargaron para su regasificación 8 barcos (5 barcos Q-Max, los de mayor tamaño del mundo, con capacidades de 210.000 y 260.000 metros cúbicos, procedentes del acuerdo firmado con Qatargas, y 3 procedentes de los trenes de Trinidad y Tobago). La planta produjo 1 bcm en 2013, un 40% menos que en 2012. Esto es consecuencia de haber optimizado la producción por razones comerciales, así como por las paradas de mantenimiento y otros trabajos asociados al proyecto de mínimo *send-out*. Este proyecto, comenzado en 2012, finalizó en octubre de 2013 y permite a la planta adaptarse a las necesidades de ventas de gas. El aprovisionamiento mínimo a la planta se ha asegurado con la firma de un contrato con Shell durante los próximos 10 años, por un volumen total aproximado de 1 millón de toneladas.

Los buenos resultados del negocio fueron debidos a diversos factores, destacando la capacidad de Repsol para gestionar la producción de Canaport y satisfacer los picos de demanda del mercado en los momentos de precios altos, almacenando el GNL en momentos de baja demanda. De esta forma se maximiza el valor del GNL al concentrar su venta en momentos de alta demanda. Los precios del mercado llegaron a superar los 30 dólares por millón de BTU en enero de 2013.

Además del gas producido en la planta de Canaport, la actividad de comercialización incluye el gas natural adquirido de suministradores norteamericanos. En este sentido hay que destacar que desde el mes de agosto comenzó la aportación por gasoducto de Encana (gas procedente de la cuenca de Deep Panuke en Canadá) que ha diversificado la oferta de gas de manera sustancial. El volumen total comercializado en Norteamérica en 2013 asciende a 184 TBtu, un 19% inferior al de 2012, si bien con unos márgenes de comercialización que se han duplicado como consecuencia del incremento de precios y de la optimización de las ventas, lo que ha permitido al negocio obtener el mejor resultado desde el inicio de sus operaciones.

Adicionalmente hay que destacar que en este año Repsol ha firmado dos acuerdos relevantes de aprovisionamiento de gas. El primero es la compra de mil millones de metros cúbicos anuales de gas natural licuado por un período de 20 años a iniciarse aproximadamente en 2017. El segundo es la compra en España de dos mil millones de metros cúbicos anuales de gas natural entre 2015 y 2018. Estos dos acuerdos junto con el contrato de suministro a Canaport con Shell, contribuirán a garantizar las necesidades de gas del Grupo Repsol de manera competitiva tras la venta del negocio de GNL.

En cuanto al proyecto de GNL en Angola, en el que participamos junto a Gas Natural desde el año 2007, en 2013 se han llevado a cabo estudios preliminares para seleccionar la mejor opción de monetización.

Negocios transmitidos durante 2013 y 2014

Repsol comercializó en 2013 un volumen de 11 bcm de GNL, un 9% más que en 2012, procedentes en su mayor parte de Perú LNG, que se puso en marcha en junio de 2010, y de Trinidad y Tobago. Los destinos principales de los cargamentos son España, México, el mercado asiático y Canaport LNG, realizándose ventas tanto en la cuenca atlántica (Europa y América) como en la pacífica.

Hasta su venta el 31 de diciembre, Repsol estaba presente en el proyecto integrado de GNL de Trinidad y Tobago, en el que participaba, junto con BP y BG, entre otras compañías, en la planta de licuación Atlantic LNG. Su estratégica posición geográfica permitía abastecer a los mercados de la cuenca atlántica (Europa, Estados Unidos y Caribe).

La planta de licuación Peru LNG, situada en Pampa Melchorita, entró en producción en junio de 2010, y en Repsol tenía una participación del 20%, hasta el momento efectivo de su venta el 31 de diciembre de 2013. El suministro de gas natural a la planta procede del consorcio Camisea, participado en la actualidad por Repsol en un 10%.

En España, hasta su venta efectiva a BP en octubre de 2013, Repsol poseía una participación del 25% en Bahía de Bizkaia Electricidad (BBE). Esta sociedad tiene como activo una central eléctrica de ciclo combinado que cuenta con una potencia instalada de 800 MWe. Esta instalación, que está situada en el puerto de Bilbao, mantuvo en 2013 los altos niveles de disponibilidad de 2012, pese a lo cual siguió vendiendo el gas excedentario sin perjuicio económico para la compañía.

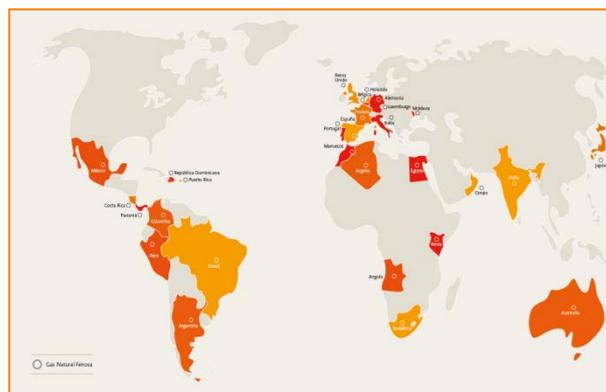
5.4. Gas Natural Fenosa

Modelo de negocio

El modelo de negocio de Gas Natural Fenosa se desarrolla a través de un amplio número de empresas básicamente en España, resto de Europa, Latinoamérica y África y se apoya en cinco grandes negocios:

- **Distribución de gas Europa (España y resto).**
- **Distribución de electricidad Europa (España y resto).**
- **Gas (Infraestructuras, Aprovisionamiento y Comercialización y Unión Fenosa Gas).**
- **Electricidad (España y resto).**
- **Latinoamérica (Distribución de gas, Distribución de electricidad y Electricidad).**

Principales magnitudes físicas	2013	2012
Distribución de gas Europa		
Ventas – ATR (GWh)	194.975	199.416
Puntos de suministro de distribución, en miles	5.627	5.573
Distribución electricidad Europa		
Ventas – ATR (GWh)	35.307	36.288
Puntos de suministro de distribución, en miles	4.618	4.608
Gas		
Suministro de gas (GWh)	326.923	328.058
Transporte de gas – EMPL (GWh)	122.804	116.347
Electricidad		
Energía eléctrica producida (GWh)	34.342	37.790
Capacidad de generación eléctrica (MW)	15.420	15.519
Latinoamérica		
Ventas – ATR gas (GWh)	229.833	210.358
Ventas – ATR electricidad (GWh)	16.443	18.074
Energía producida (GWh)	19.414	18.458
Capacidad de generación eléctrica (MW)	2.580	2.580



Estrategia de Gas Natural

En noviembre de 2013, Gas Natural Fenosa presentó la actualización de las líneas estratégicas para el periodo 2013-2015 y una visión estratégica hasta el 2017 con el objetivo de adecuarlas al contexto macroeconómico y energético actual y a los impactos regulatorios.

Principales acontecimientos del periodo

- Adquisición de una participación de un 10% en Medgaz (enero).
- Adjudicación del concurso convocado por el estado peruano para extender el gas natural a 4 ciudades del suroeste del país (julio).
- Firma de dos acuerdos para la venta de gas natural a Repsol. El primero por 2 bcm al año para el periodo 2015-2018 y el segundo para la venta de 1 bcm al año por 20 años que se estima que se inicie en 2017 (julio).
- Adquisición de una participación del 4,9% en Medgaz (julio).
- Adjudicación por la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) panameña de la ampliación de la operación de sus dos distribuidoras eléctricas en Panamá durante los próximos 15 años (agosto).
- Firma de un contrato de suministro de gas natural a la empresa energética surcoreana Kogas durante los próximos años (septiembre).

Principales magnitudes económicas ⁽¹⁾	2013	2012	Variación 2013/2012
Millones de euros			
Distr. gas Europa	204	199	2,6%
Distr. electricidad Europa	117	125	5,8%
Gas	249	277	-10,1%
Electricidad	50	84	-40,9%
Latinoamérica	270	252	7,4%
Otras actividades	(1)	(17)	90,6%
Resultado de explotación	889	920	-3%
Inversiones ⁽²⁾	444	432	18%

⁽¹⁾ Magnitudes correspondientes a la participación del 30% en Gas Natural Fenosa.

⁽²⁾ Las inversiones de explotación se incrementan fundamentalmente por la inversión en generación de electricidad en el ámbito internacional (México) y a la adquisición de una participación del 14,9% en Medgaz.

A continuación se describen las principales magnitudes del negocio de aquellas actividades que suponen un porcentaje más significativo sobre el resultado de explotación del Grupo Gas Natural Fenosa. Para mejor comprensión, las cifras corresponden, salvo mención en contrario, a los importes generados por Gas Natural Fenosa, si bien la participación del Grupo en la sociedad asciende al 30%.

Distribución de gas en Europa

Este negocio incluye en España la actividad retribuida con cargo al sistema de distribución de gas, los ATR (servicio de acceso a terceros a la red) y el transporte secundario, así como las actividades no retribuidas con cargo a dicho sistema de distribución. Adicionalmente, en Italia se incluyen también las ventas de gas a tarifa.

En 2013, las ventas de la actividad regulada de gas en España ascendieron a 191.189 GWh, con un descenso del 2,3% respecto al año anterior. Gas Natural Fenosa continúa con la expansión de su red de distribución y del número de puntos de suministro en España. El volumen de las captaciones, aún no conectadas, aumenta en un 5,2% respecto al año anterior. Su red de distribución se incrementa en 1.137km, incluyendo la gasificación de 36 nuevos municipios.

La actividad de distribución de gas en Italia se situó en los 3.786 GWh, con un aumento del 3,8% respecto al 2012. Asimismo, la comercialización al mercado minorista aumenta un 5,2% hasta los 2.992 GWh. La red de distribución a la fecha asciende a 6.958 km, con un aumento de 73 km en los últimos 12 meses, y alcanza la cifra de 455.000 puntos de suministro en el negocio de distribución lo que supone un incremento del 1,3% respecto al año anterior.

Distribución de electricidad en Europa

Los puntos de suministro de electricidad en España se mantuvieron en el mismo nivel que el ejercicio anterior, alcanzando la cifra de 3.772.000. En 2013 la energía suministrada sufre un descenso del 3% con respecto a 2012, ascendiendo a 32.766 GWh, debido principalmente a unas condiciones climatológicas favorables.

La energía suministrada en Moldavia se incrementó un 0,6% y los puntos de suministro, que se situaron en 846.080, un 1,2% superior respecto al año anterior. Las ventas de la actividad de distribución de electricidad alcanzaron 2.541 GWh, lo que representa un incremento del 0,6% respecto al año anterior.

Gas

Infraestructuras. La actividad de transporte de gas desarrollada en Marruecos a través de las sociedades EMPL y Metragaz representó un volumen total de 122.804 GWh, un 5,5% superior al del año anterior. De esta cifra, 84.781 GWh fueron transportados para Gas Natural Fenosa a través de la sociedad Sagane y 38.023 GWh para Portugal y Marruecos, con un crecimiento del 6,7%.

En enero de 2013 Gas Natural y la sociedad argelina Sonatrach firmaron un acuerdo para la compra a esta última de un 10% de participación en Medgaz por 16 millones de euros en total, adquiriendo una participación adicional en julio de 2013 del 4,5% a la sociedad Gaz de France International, S.A.S por importe de 11 millones de euros (importes teniendo en cuenta el % de participación de Repsol en Gas Natural Fenosa). Las cantidades transportadas por el gasoducto de Medgaz para Gas Natural Fenosa durante el año 2013 ascendieron a 4.889 GWh.

Aprovisionamiento y comercialización. En un escenario de debilidad de la demanda, la comercialización de gas natural en el mercado gasista español alcanzó los 229.419 GWh, con un descenso del 3,8% respecto al año anterior, por una menor comercialización a clientes finales de Gas Natural Fenosa (-6,3%), debido fundamentalmente, al menor consumo de los ciclos combinados, compensado parcialmente por un mayor aprovisionamiento a terceros (+3,6%). Asimismo, la comercialización de gas internacional alcanzó los 94.512 GWh, lo que supone un aumento del 8,9% con respecto al año anterior.

Unión Fenosa Gas. El gas suministrado al mercado español alcanzó un volumen de 24.228 GWh, lo que supone un descenso del 13% respecto al año anterior. El descenso es particularmente acusado en el suministro a las empresas generadoras de electricidad (-18%) y ha sido mucho más moderado en las ventas al segmento industrial.

Electricidad

En 2013, la demanda eléctrica peninsular se sitúa en 246.204 GWh lo que supone una disminución anual de un 2,2% respecto al año anterior, tanto en demanda bruta como en demanda corregida por el efecto laboralidad y temperatura, siendo la tercera caída anual consecutiva.

La producción eléctrica peninsular de Gas Natural Fenosa fue de 33.785 GWh durante 2013, de los cuales 30.744 GWh corresponden a la generación en Régimen Ordinario y 3.041 GWh, a la generación en Régimen Especial.

Las ventas en la actividad de comercialización de electricidad en España se cifraron en 32.941 GWh.

Latinoamérica

Distribución gas. Corresponde a la actividad de distribución de gas en Argentina, Brasil, Colombia y México. Las ventas de la actividad de gas en Latinoamérica (ventas de gas y servicios de acceso de terceros a la red ATR) ascendieron a 229.833 GWh, con un incremento del 9,3% respecto a las ventas registradas el mismo periodo del año anterior.

En 2013, la cifra de puntos de suministro de distribución de gas alcanzó los 6.321.000. Se mantienen las elevadas tasas de crecimiento interanual, con un incremento de 231.000 puntos de suministro, principalmente en Colombia, con un aumento de 115.000.

La red de distribución de gas se incrementa en 1.720 km en los últimos 12 meses, alcanzando los 69.054 km a finales de diciembre de 2013, lo que representa un crecimiento del 2,6%. Ha contribuido notablemente la expansión de la red en México que se ha incrementado en 674 km.

Distribución electricidad. Corresponde a la actividad regulada de distribución de electricidad en Colombia, Nicaragua (hasta la fecha de su enajenación, el 11 de febrero de 2013) y Panamá. Las ventas de la actividad de distribución de electricidad en Latinoamérica alcanzaron los 16.443 GWh, con un descenso del 9%, debido a que el año anterior recogía las ventas de las distribuidoras de Nicaragua por 2.752 GWh frente a 239 GWh del año 2013 (1 mes). Sin considerar las operaciones en Nicaragua en ambos periodos, las ventas experimentan un incremento del 5,8%, generado por el crecimiento de la demanda tanto en Colombia como en Panamá.

El número de puntos de suministro alcanza los 2.395.000.

Electricidad Latinoamérica. Este negocio agrupa los activos de generación en México, Puerto Rico, Panamá y República Dominicana. La energía generada en Latinoamérica fue de 19.414 GWh en 2013, superior a la del ejercicio anterior fundamentalmente en México y Puerto Rico.

Para más información acerca de las operaciones de Gas Natural véase Informe de Gestión 2013 Consolidado publicado en www.gasnaturalfenosa.com.

6. Otras formas de crear valor

6.1. Personas

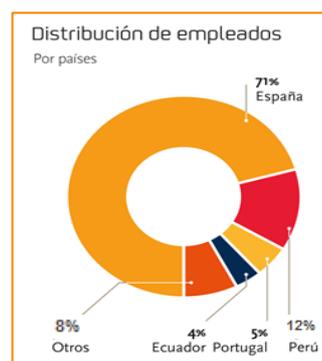
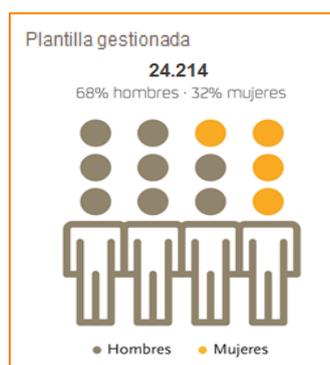
En Repsol consideramos que nuestra principal ventaja competitiva reside en las personas que integran la Compañía, de ahí que la gestión de los empleados y de los diferentes equipos tenga valor estratégico. Ésta es una organización que se diferencia por contar con un equipo de profesionales diverso, experto y comprometido.

6.1.1. Plantilla

El 31 de diciembre de 2013, el Grupo Repsol tenía una plantilla de 30.296 empleados. Un total de 24.214⁽¹⁾ empleados pertenecían a sociedades gestionadas directamente por Repsol y a ellos se refieren todos los datos incluidos en este capítulo, salvo que se especifique lo contrario. La plantilla gestionada se incrementa en 219 personas respecto a 2012.

PLANTILLA	2013	2012
Plantilla Consolidada	30.296	29.985
Plantilla Gestionada	24.214	23.995
Plantilla No Gestionada	6.082	5.990
Plantilla Media Acumulada Gestionada	24.068	23.656
Nº Nuevos Empleados Del Ejercicio	1.062	1.222
Plantilla Gestionada Por País		
Nº Total De Empleados En España	17.193	17.059
Nº Total De Empleados En Perú	2.872	3.015
Nº Total De Empleados En Portugal	1.247	1.209
Nº Total De Empleados En Ecuador	931	932
Nº Resto De Empleados En Resto Del Mundo (35 Países)	1.971	1.780
Indicadores De Género		
Nº Mujeres En Plantilla	7.857	7.706
Puestos Directivos Ocupados Por Mujeres	43	44
Plantilla Gestionada Por Negocio		
Nº Total De Empleados En Corporación	2.539	2.522
Nº Total De Empleados En <i>Downstream</i>	18.314	18.255
Nº Total De Empleados En <i>Upstream</i>	3.197	3.042
Nº Total De Empleados En <i>Gnl</i>	165	176
Plantilla Gestionada Por Categoría Profesional		
Nº De Directivos	292	292
Nº De Jefes Técnicos	1.967	1.851
Nº De Técnicos	11.776	11.656
Nº De Administrativos	1.086	1.089
Nº De Operarios Y Subalternos	9.093	9.107

⁽¹⁾ Los datos de este capítulo excluyen a los empleados con jornada anual igual o inferior al 20% de la fijada en convenio colectivo, así como a los empleados de sociedades participadas en las que Repsol no tiene el control de la gestión. Asimismo, el dato de plantilla sigue el criterio de consolidación contable del grupo.



6.1.2. Atracción del talento

Repsol ha implantado distintas fórmulas para captar, motivar y comprometer a los mejores profesionales, desarrollándolos personal y profesionalmente, con un buen ambiente de trabajo y con oportunidades de promoción interna y movilidad laboral.

Para ello, se ha participado en más de 20 foros y ferias y se han realizado charlas y presentaciones en colegios, institutos, universidades y asociaciones. Asimismo, se ha ampliado nuestra presencia en las redes sociales, proporcionando mayor información sobre la compañía.

INICIATIVAS	2013	2012
Incorporación de Nuevos Profesionales Repsol ⁽¹⁾	97	140
Acuerdos de Prácticas universitarias para reforzar la Formación ⁽²⁾	680	>300
Prácticas de Formación Profesional de Grado Medio y Superior ⁽³⁾	52	>60

- ⁽¹⁾ Programa de incorporación de talento joven, formándolo a través de alguno de los tres programas Master que ofrece Repsol (Exploración y Producción de Hidrocarburos, Refino, Petroquímica y Gas, y Gestión de la Energía).
- ⁽²⁾ Repsol se ha adaptado a las necesidades del nuevo Plan de Estudios Europeo del Plan de Bolonia, recibiendo a alumnos universitarios con prácticas curriculares, titulados superiores y alumnos de los últimos años de carrera.
- ⁽³⁾ Incluyen alumnos de Ciclos Formativos de Grado Medio y Superior, incorporándose a la plantilla de Repsol un alto porcentaje de estos últimos a diferentes vacantes de empleo.

6.1.3. Retención del talento

La retención del talento por parte de Repsol se pone de manifiesto por las reducidas tasas de rotación voluntaria de sus empleados, así como una alta tasa de retención de su personal directivo.

RETENCIÓN DEL TALENTO	2013	2012
Tasa de rotación total de plantilla ⁽¹⁾	7%	8%
Tasa de rotación voluntaria de plantilla ⁽²⁾	3%	3%
Tasa de rotación de directivos ⁽³⁾	4%	3%

- ⁽¹⁾ Se corresponde con el número de bajas totales de la plantilla fija, independientemente del % de ocupación, entre la plantilla total al cierre del ejercicio.
- ⁽²⁾ Se corresponde con el número de bajas voluntarias de la plantilla fija entre el total de la plantilla al cierre del ejercicio.
- ⁽³⁾ Se corresponde con el número de bajas totales de Directivos entre el nº total de Directivos al cierre del ejercicio.

La Compañía dispone de diferentes herramientas para la retención del talento y la gestión del desarrollo de sus empleados: compensación, formación, movilidad interna e internacionalización, desarrollo y evaluación de desempeño.

Compensación

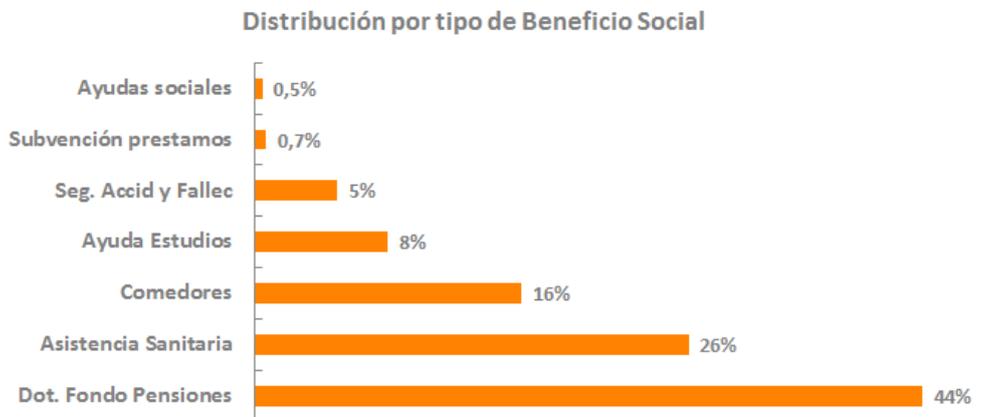
La retribución es un elemento importante para atraer y retener a los profesionales necesarios para la compañía. El sistema de compensación está dirigido al reconocimiento individual, situándose en valores competitivos de mercado y adecuados a una organización como la de Repsol, así como a potenciar el compromiso de los empleados con el cumplimiento de los objetivos estratégicos y operativos de la compañía.

COMPENSACIÓN

	2013	2012
Gastos de personal medio por empleado (euros) ⁽¹⁾	67.301	65.840

⁽¹⁾ Corresponde al epígrafe de gastos de personal de la cuenta de resultados consolidada del Grupo entre la plantilla media consolidada (incluidas cargas sociales y otros conceptos).

En 2013 el gasto total de beneficios sociales para los empleados de la plantilla gestionada ascendió a 93,9 millones de euros, frente a los 88,3 millones de euros de 2012.



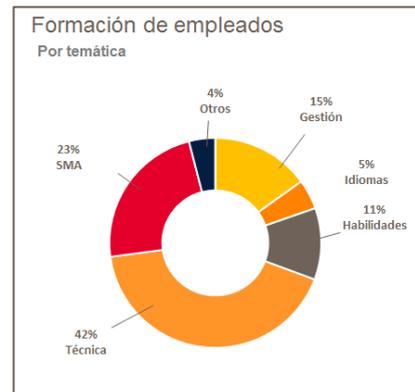
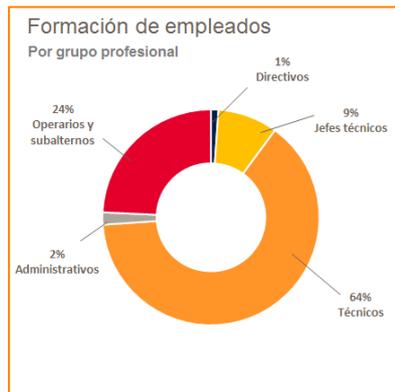
El año 2012 fue el primer ejercicio en el que se realizó el despliegue del sistema de retribución variable para el colectivo de personas sujetas a convenio colectivo en España, vinculado a la consecución de los objetivos compartidos en cada unidad organizativa. Se definieron objetivos compartidos para el colectivo de convenio en España en 47 unidades diferentes, abordando la totalidad de las líneas de actividad de la compañía en España, donde se ha cerrado la negociación colectiva del VI Acuerdo Marco y el convenio o pacto de referencia en cada sociedad. En 2013 se ha hecho efectivo, en España, el primer pago.

En 2013 ha continuado la retribución Flexible incorporando nuevas prestaciones y colectivos, ampliándose con Guardería, Equipos informáticos, Ampliación del Seguro Médico y aportaciones adicionales al Plan de Pensiones.

Para más información en relación a los planes de pensiones, incentivos a medio y largo plazo al personal y los planes de retribución a los empleados basados en acciones, véase la Nota 17 de las Cuentas Anuales Consolidadas correspondientes al ejercicio 2013. En relación a la retribución de los miembros del Consejo de Administración y el personal directivo, véase la Nota 33 de las Cuentas Anuales Consolidadas, y el Informe Anual de Gobierno Corporativo.

Formación

Repsol es una compañía que valora, promueve y facilita la formación de sus empleados como eje clave en su desarrollo personal y profesional.



FORMACIÓN	2013	2012
Nº de acciones de formación	10.989	9.007
Inversión total en formación (Mill€)	20	19
Inversión por empleado (€)	812	792
Horas totales Formación /año	978.751	1.008.973
Promedio de horas/año por empleado	40	42
% Empleados recibieron formación	78,2%	75%
Nº Asistencias	107.014	94.068
Nº Personas	18.939	18.122

En 2013, se ha continuado con la formación para integración de nuevos profesionales licenciados universitarios a través de programas Máster en las competencias de E&P, Refino Petroquímica y Gas y de Gestión; un total de 142 alumnos han cursado estos programas.

El área de E&P ha mantenido su foco en la formación técnica presencial de especialización con cursos para la gestión de activos, *well integrity management for production, compressional structural stytes*, etc. Esta formación en aula se ha completado con la implantación de una importante oferta técnica de formación online, que incluye más de 100 cursos específicos en Geología, Geofísica, Petrofísica, Ingeniería de Producción, e Ingeniería de Reservorios. Adicionalmente, se ha desarrollado un importante programa internacional de formación de mentores.

En las Áreas Comerciales se ha puesto en marcha la nueva "Escuela Comercial", certificada formalmente por prestigiosas Universidades españolas, basada en itinerarios de aprendizaje modulares utilizando metodologías blended que combinan formación presencial y on-line. Esta formación comprende competencias generales de nuestro entorno de oil&gas, formación comercial, formación de productos servicio y de gestión y habilidades.

En Seguridad y Medio Ambiente, se ha culminado prácticamente el programa de Liderazgo en Seguridad y Medio Ambiente, para formar a todos los jefes de Repsol con personas a su cargo en su rol de líderes de seguridad y medio ambiente, con un total de 58 acciones y 1.389 asistentes. Este programa se ha complementado con un programa de Liderazgo en SMA, para Jefes de Área y Encargados de Mantenimiento de Centros Industriales. Todas las personas de la organización, jefes y no jefes, tanto de áreas corporativas como de negocios han realizado al menos una actividad formativa en esta materia.

Se ha desarrollado un nuevo itinerario en liderazgo y *management* para todos los jefes de Repsol orientado a potenciar y homogeneizar el perfil del líder de equipo en toda la compañía, como exponente de los valores y cultura. Se han puesto en marcha programas específicos para la potenciación del Liderazgo en Innovación, así como el diseño del Itinerario online de Innovación y Gestión del Conocimiento.

Desarrollo y evaluación de desempeño

El desarrollo se orienta a la adquisición y/o mejora de las habilidades y conocimientos, permitiendo a las personas asumir mayores retos y responsabilidades en la Compañía, que permitan una progresión profesional en la misma.

CAMBIO DE CLASIFICACIÓN PROFESIONAL	2013	2012
Nº de personas	1.941	1.996

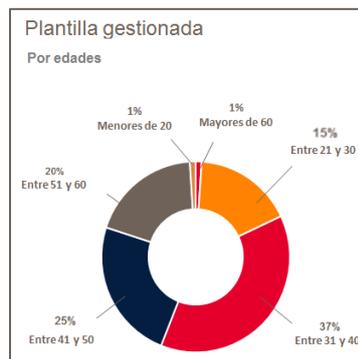
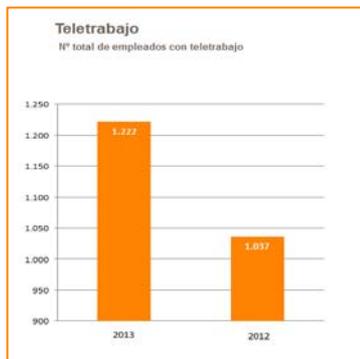
Las herramientas de la compañía para la evaluación del potencial y planificación de las acciones para el desarrollo son, principalmente, *People Review* y *Development Center*.

EVALUACIÓN Y PLANIFICACIÓN DEL DESARROLLO	2013	2012
Personas evaluadas en <i>People Review</i> ⁽¹⁾	2.329	2.307
Personas evaluadas en <i>Development Center</i> ⁽²⁾	189	112

⁽¹⁾ Este programa evalúa en detalle a las personas, generando una visión compartida de cada una de ellas: fortalezas, áreas de mejora y perfil profesional.

⁽²⁾ Este programa de contraste externo evalúa el nivel de desarrollo de los profesionales a través de pruebas individuales y grupales. Adicionalmente a las pruebas planificadas en 2.013, como consecuencia del proyecto de Trading se han realizado 89 evaluaciones más específicas en este colectivo

6.1.5. Conciliación de la vida personal y profesional, diversidad e igualdad de oportunidades



El Comité de Diversidad y Conciliación ha seguido impulsando los programas iniciados en años anteriores: teletrabajo, integración laboral de personas con capacidades diferentes, jornada laboral, gestión eficiente del tiempo y diversidad cultural.

El Teletrabajo se ha consolidado en Repsol como una de las medidas más aceptadas en la Compañía en la evolución a un modelo de entorno de trabajo flexible.

INDICADORES DE TELETRABAJO	2013	2012
Nº Personas con Teletrabajo Mundial	1.222	1.037
Nº Personas con Teletrabajo en España	1.148	972
Nº Personas con Teletrabajo en resto del mundo	74	65

Además de los programas pilotos de Teletrabajo en Ecuador y Perú, se han iniciado diferentes estudios para su implantación en Trinidad y Tobago y Bolivia.

Adicionalmente se han realizado acciones para fomentar una gestión más flexible y eficiente del tiempo, basada en la planificación y priorización del trabajo. Algunos de los hitos conseguidos han sido la flexibilidad horaria a nivel mundial adaptada a los usos y costumbres de cada país.

Según el estudio publicado por el Instituto Internacional de Ciencias Políticas, Repsol es considerada como la primera empresa en conciliación en España. También la Fundación ARHOE (Asociación para la Racionalización de los Horarios Españoles) premió a Repsol por ser la empresa más destacada por la implantación de acciones que propician horarios más racionales, adaptados a las necesidades de las personas.

Repsol cuenta con un plan de integración de personas con discapacidad que integra a estos empleados en todas las áreas de la organización. Seguimos superando la legislación aplicable al respecto, destacando en España con un 2,77% de personas con discapacidad a 31 de diciembre de 2013, de las cuales 22% de estos profesionales ocupan puestos técnicos cualificados.

El esfuerzo actual se centra en la sensibilización e impulso en distintos países, promoviendo un modelo de convivencia social comprometido y solidario. En 2013, 32 nuevas vacantes han sido cubiertas por personas con discapacidad.

INTEGRACIÓN	2013	2012
Nº de empleados total con discapacidad	654	547
Nº de empleados con discapacidad en España	532	437
Nº de empleados con discapacidad en Ecuador	40	38
Nº de empleados con discapacidad en Perú	47	39
Nº de empleados con discapacidad en Portugal	17	17
Nº de empleados con discapacidad en Venezuela	9	10
Nº de empleados con discapacidad en Brasil	9	6

Repsol, en el ámbito de sus sociedades directamente gestionadas, se encuentra presente en casi cuarenta países y cuenta con más de 1.000 empleados trabajando en un país diferente al suyo de origen, haciéndose cada vez más palpable en

En 2013, un total de 14.576 empleados se sometieron a una evaluación de su desempeño, de los cuales 10.743 son empleados en España y 3.833 son empleados en el resto de países.

La Compañía dispone de un modelo de Evaluación del Desempeño denominado Gestión por Compromisos (GxC) para personal excluido de convenio (Directivos, Jefes y Técnicos). Asimismo, en enero de 2013, se firmó el acuerdo con la representación sindical para la implantación de un “único modelo de evaluación del desempeño” para aplicar a todas las personas de convenio en España denominado Gestión del desempeño y desarrollo (DyD), consiguiendo así un gran hito al disponer de un marco homogéneo de gestión del desempeño para todas las personas de convenio que forman parte de la compañía en España.

Movilidad interna e internacionalización

La movilidad es una oportunidad de desarrollo profesional impulsada por la asunción de nuevos retos y funciones.

MOVILIDAD	2013	2012
Número de Movilidades	3.328	3.330
% de Mujeres	40	35
La movilidad internacional contribuye a este desarrollo profesional, asegurando una respuesta global a las necesidades de la compañía y facilitando así el desarrollo de una cultura internacional y de gestión integrada.		
CARRERA INTERNACIONAL	2013	2012
Nº de empleados en asignación internacional	674	652
Incorporación de profesionales en el colectivo internacional	162	166
Movilidades llevadas a cabo entre diferentes países	87	105

6.1.4. Relaciones laborales

RELACIONES LABORALES	2013	2012
Nº empleados con contrato laboral fijo	21.993	21.872
Nº empleados con contrato eventual	2.221	2.123
Tasa de absentismo ⁽¹⁾	2,87%	2,83%

⁽¹⁾ Corresponde a la tasa de absentismo del personal de convenio en España, calculada como la comparación entre la jornada efectiva que tendrían que realizar los trabajadores frente a la realizada realmente por ausencia con motivo de enfermedad común.

Sigue vigente el VI Acuerdo Marco, firmado en 2011 con los sindicatos más representativos en España, CC.OO. y UGT. Dicho Acuerdo Marco regula las condiciones laborales de los trabajadores del Grupo Repsol en España. Sus contenidos se han ido trasladando a los convenios/pactos colectivos del Grupo en España.

También siguen vigentes los convenios colectivos o pactos firmados en 2012 de las empresas Repsol Química, General Química, Noroil, R.Comercial, Repsol S.A, R.Butano, R.Directo, R.Exploración, R.Petróleo, Ripsa y Ryttsa.

En el ámbito internacional se han firmado acuerdos en Brasil (“Acordo Coletivo de Trabalho 2013” y “Aditivo de Acordo Coletivo específico para instituição do plano de participação nos resultados para o biênio”), Portugal (“Acordo coletivo entre a BP Portugal - Comércio de Combustíveis e Lubrificantes, S.A., e ou-tras empresas petrolíferas e o SINDEQ - Sindicato Democrático da Energia, Química, Têxteis e Indústrias Diversas e outros - Alteração salarial e outras e texto consolidado” y “Acordo coletivo entre a BP Portugal - Comércio de Combustíveis e Lubrificantes, S.A. e ou-tras empresas petrolíferas e a FETESE - Federação dos Sindicatos da Indústria e Serviços - Alteração salarial e outras e texto consolidado”) y en Perú (Convenio Colectivo 2013-2014 (REGAPESA) y Acta de Acuerdo Final de Negociación Colectiva 2013 (RELAPASAA))

El Comité de Empresa Europeo se reunió los días 10 y 11 de Julio de 2013. Asistió UGT-R. Portugal, CGTP-R. Portugal, CC.OO. y UGT.

A principios de 2014 se iniciará la negociación colectiva del VII Acuerdo Marco y Convenios Colectivos.

todos los ámbitos de la Compañía la aportación de valor de un entorno multicultural. Con el objetivo de favorecer e impulsar la diversidad cultural dentro de la compañía se han diseñado acciones dirigidas a adecuar la gestión de las personas en un entorno cada vez más multicultural.

La siguiente tabla refleja los países en los que conviven mayor número de nacionalidades entre los empleados (excluida la del propio país):

Nº nacionalidad es diferentes	País destino
59	España
23	Brasil
18	EE.UU.
17	Portugal
15	Libia
14	Trinidad, Tobago
11	Noruega
10	Argelia
10	Federación Rusa
10	Iraq
9	Perú
8	Angola
8	Venezuela
7	Ecuador
6	Bolivia
5	Colombia
5	Reino Unido
4	Canadá
4	E.A.U.
4	Indonesia
4	Países Bajos

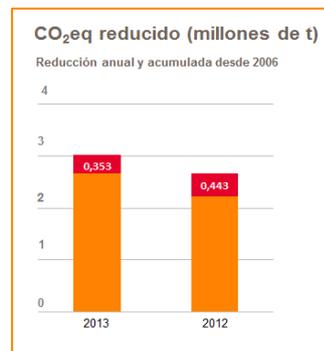
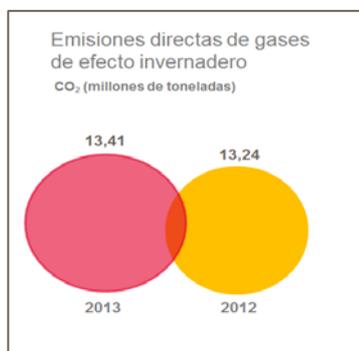
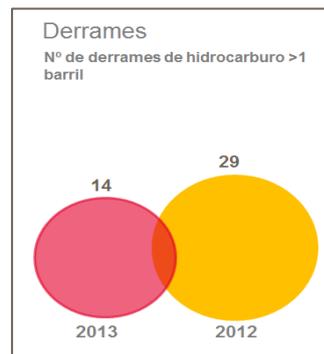
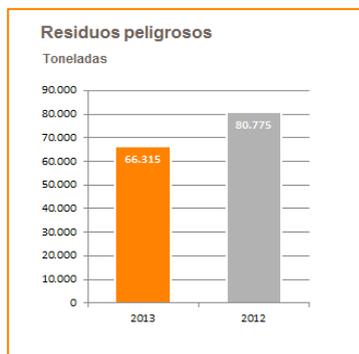
Repsol continúa incrementando el porcentaje de mujeres en todos los colectivos y negocios. La Mesa Técnica de Igualdad se reúne con una periodicidad bimensual realizando una revisión de la situación actual y evolución de los principales indicadores de género.

Indicadores de Género	2013	2012
Nº mujeres en plantilla	7.857	7.706
Mujeres directivas	43	44

En Repsol promovemos iniciativas para convertir el conocimiento del personal más veterano en un bien compartido, fomentando la transferencia del conocimiento que reside en las personas con mayor experiencia a las nuevas incorporaciones, consciente de que esta gestión garantiza el éxito de la Compañía a corto y largo plazo. Se ha abordado un proyecto con foco en la empleabilidad y la rentabilización del expertise de los activos de Gran Experiencia. Se han configurado equipos que, mediante un proceso de Innovación disruptiva han generado propuestas concretas en colaboración con las áreas de Salud Laboral, Formación o la Dirección de Innovación.

	2013			2012		
	Mujeres	Hombres	% mujeres	Mujeres	Hombres	% mujeres
Menores de 20 años	85	61	58	93	68	58
Entre 21 y 30 años	1.582	2.124	43	1.678	2.346	42
Entre 31 y 40 años	3.433	5.620	38	3.417	5.753	37
Entre 41 y 50 años	1.918	4.221	31	1.774	4.076	30
Entre 51 y 60 años	795	4.017	17	708	3.781	16
Mayores de 60 años	44	313	12	36	266	12

6.2. Seguridad y gestión medioambiental



La atención a la seguridad y al medio ambiente constituye para Repsol un compromiso esencial en la gestión de sus actividades. Los principios de la compañía en materia de seguridad y medio ambiente están definidos en su Política de Seguridad, Salud y Medio Ambiente.

El Comité de Dirección establece los objetivos estratégicos y las líneas de trabajo de seguridad y medio ambiente de la Compañía, que sirven de marco para la elaboración de los objetivos y planes de actuación de todas nuestras áreas de negocio.

Además, entre las funciones de la Comisión de Auditoría y Control del Consejo de Administración, está el conocer y orientar la política, las directrices y los objetivos de la compañía relativos a seguridad y medio ambiente.

Los objetivos y planes establecidos contemplan las actuaciones necesarias para la mejora continua de la gestión, las inversiones y gastos asociados, y las acciones requeridas para adaptarnos a los nuevos requerimientos legislativos. Entre los requerimientos nuevos más relevantes, figuran:

- Aprobación de la Directiva 2013/30/UE de Seguridad en plataformas *offshore*, que establece que las compañías deberán realizar una evaluación de los riesgos potenciales, medidas a adoptar y un plan de respuesta ante emergencias antes de comenzar con la exploración o producción de operaciones situadas en cualquier lugar del mundo (no sólo territorio Europeo). Repsol dispone de un programa integral de respuesta ante emergencias que incluye el refuerzo de la prevención y cubre los requisitos de seguridad exigidos en la presente directiva.
- En proceso de actualización los documentos BREF (Best Available Techniques References Document) del sector del refino, las grandes instalaciones de combustión, las plantas de grandes volúmenes de productos químicos orgánicos y las plantas de tratamiento y sistemas de gestión de aguas y gases residuales en el sector químico. Estos documentos establecen las Mejores Técnicas Disponibles (MTDs) y sus niveles asociados de emisiones al aire y los vertidos al agua. En cumplimiento de la Directiva 2010/75/UE de Emisiones Industriales, estos límites que hasta ahora resultaban de carácter voluntario pasan a ser vinculantes con las autorizaciones ambientales integradas (AAIs). Está previsto que todos los documentos BREF con implicaciones en las actividades de Repsol sean aprobados entre 2014 y 2015.
- Ha comenzado en 2013 la Fase III de Comercio de Emisiones de CO₂ que regula la Directiva 2009/29/CE sobre régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que establece un objetivo

de reducción global de las emisiones del 20% en 2020 respecto a los niveles de 1990. La nueva fase ha iniciado su recorrido condicionada por el exceso de derechos. Para reactivar el precio el Parlamento Europeo aprobó el 6 de febrero de 2014 la propuesta de "Backloading" de la Comisión (retirada temporal de 900 millones de derechos).

- Iniciado el proceso de trasposición de la Directiva 2012/27/EU relativa a la Eficiencia Energética que impulsa el objetivo europeo de ahorrar un 20% de energía primaria para 2020. Para ello establece un sistema de obligaciones de eficiencia energética que implicaría que las empresas distribuidoras de energía colaboren con sus clientes para conseguir ahorros anuales en el uso de sus productos en una cuantía equivalente al 1,5% de sus ventas de energía. También establece la realización de auditorías energéticas a grandes empresas y se fomenta la implantación de Sistemas de Gestión de la Energía.
- En proceso la definición del Artículo 7A de la Directiva 2009/30/CE relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, que introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de Gases de efecto invernadero y que tiene como objetivo el control, notificación y la reducción de las emisiones procedentes de combustibles durante su ciclo de vida.

El sistema de gestión de seguridad y medioambiente en Repsol se articula a través de una estructura de normas, procedimientos, guías técnicas y herramientas de gestión de aplicación en todas las actividades y e instalaciones de la Compañía. Este sistema se actualiza continuamente tomando como referencia las mejores prácticas. La base del sistema en medioambiente sigue el estándar internacional ISO 14001 y en el caso de seguridad el estándar OHSAS 18001. Impulsamos la certificación progresiva de los centros de la compañía según dichos estándares. En el buscador de certificados de www.repsol.com y el Informe de Responsabilidad Corporativa, se pueden consultar todos los centros certificados, así como información sobre las auditorías llevadas a cabo.

6.2.1. Seguridad

Los principales indicadores de seguridad para Repsol se presentan a continuación:

SEGURIDAD ⁽¹⁾	2013	2012
Índice de Frecuencia (IF) de accidentes con baja integrado ⁽²⁾	0,59	0,91
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal propio	0,60	1,00
Índice de Frecuencia de accidentes con baja del Personal contratista	0,55	0,84
Número de fatalidades personal propio	0	0
Número de fatalidades personal contratista	0	4

(1) Para el tratamiento de los indicadores de seguridad en Repsol se dispone de una norma corporativa que establece los criterios y la metodología común para el registro de incidentes en la compañía y que se completa con una guía de indicadores de gestión de incidentes. En estos indicadores se incluyen los ratios de seguridad relativos al 100% del personal de las empresas filiales donde Repsol tiene participación mayoritaria y/o responsabilidad de operación (control).

(2) Índice de frecuencia con baja integrado: número de accidentes computables con pérdida de días y muertes acumuladas en el año, por cada millón de horas trabajadas.

Nuestra meta es conseguir cero accidentes en las actividades de Repsol. Como resultado del alto nivel de seguridad que exigimos en nuestras operaciones el conjunto de indicadores de accidentabilidad reflejan una mejora continuada de nuestro desempeño. En 2013 no se ha registrado ninguna fatalidad y el índice de frecuencia de accidentes con baja integrado descendió más de un 35% respecto al año anterior, cumpliendo con el objetivo anual fijado y acumulando un descenso del 55% desde 2011. El cumplimiento de este objetivo forma parte de los objetivos anuales de los empleados de Repsol que disponen de retribución variable y de la valoración del desempeño del resto del personal.

Además de los esfuerzos para garantizar la seguridad de las personas que trabajan en nuestras instalaciones, disponemos de un exigente sistema de gestión de los riesgos asociados a nuestros procesos y activos industriales. Para ello, realizamos análisis de riesgos a lo largo de todo el ciclo de vida de nuestros activos, aplicamos los mejores estándares internacionales en el diseño y empleamos estrictos procedimientos durante la operación y mantenimiento.

De esta forma, damos respuesta a los retos en materia de seguridad que el plan estratégico de nuestra compañía planea por operar en entornos cada vez más complejos y sensibles.

Uno de los proyectos más destacables de 2013 ha sido nuestro Plan de Liderazgo y Cultura en Seguridad y Medio Ambiente. En los dos últimos años todo el colectivo de líderes ha recibido formación en cultura de seguridad, lo que supone que más de 3.000 personas han asistido a alguna de las 120 ediciones celebradas en 11 países. Esta formación se ha extendido también a otros colectivos, y alrededor de 1.000 mandos intermedios han participado en estas iniciativas. En Repsol entendemos que una cultura de seguridad es parte de nuestra propuesta de valor de compañía y por este motivo, llevamos años trabajando en proyectos que aseguren nuestro posicionamiento en esta materia.

6.2.2. Medio Ambiente

A continuación se presentan los principales indicadores de gestión medioambiental:

PRINCIPALES INDICADORES MEDIOAMBIENTALES	2013	2012
DERRAMES		
Número de derrames > 1 barril que han alcanzado el medio	14	29
Hidrocarburo derramado que han alcanzado el medio (toneladas) ⁽¹⁾	15	6.091
GESTIÓN DEL AGUA (KILOTONELADAS)		
Agua dulce captada ⁽²⁾	60.414	56.243
Reutilizada	9.473	8.375
VERTIDOS (TONELADAS)		
Hidrocarburos ⁽³⁾	460	259
Sólidos en Suspensión	1.265	1.581
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	7.944	8.752
GESTIÓN DE RESIDUOS (TONELADAS) ⁽⁴⁾		
Residuos peligrosos	66.315	80.775
Residuos no peligrosos ⁽⁵⁾	182.693	52.580
EMISIONES AL AIRE (TONELADAS)		
SO ₂	34.263	36.949
NO _x	37.155	33.566
COVNM	41.755	42.855

(1) En el dato de 2012 se incluye el derrame de Tarragona de aproximadamente 6.000 toneladas de las que se ha recuperado hasta la fecha más del 90%.

(2) No incluye el dato de la cantidad de agua utilizada en la campaña de exploración en Alaska. Esta agua es tomada directamente de recursos superficiales (hielo) para la construcción de carreteras y no para su actividad propia. Dicha agua vuelve a su terreno habitual una vez acabada la campaña. La cantidad de agua utilizada para tal fin ha sido de 314,207 kilotoneladas.

(3) El incremento en los hidrocarburos vertidos está asociado a problemas operativos puntuales en una de las plantas de tratamiento de agua de las instalaciones en Trinidad y Tobago.

(4) Adicionalmente habría que considerar los residuos asociados a lodos de perforación. El incremento en 2013 se debe a las actividades exploratorias.

2013	2012
115.978 toneladas	58.793 toneladas

(5) La mayor cantidad de residuos no peligrosos en 2013 incluiría la generación extraordinaria de 105.267 toneladas de residuos por trabajos de adecuación de suelos en las actividades de Refino Perú y de desmantelamiento de plantas en Refino España.

Trabajamos con la meta de minimizar al máximo nuestros impactos sobre el medio ambiente. Por ello, y con el objetivo además de apoyar al plan estratégico de nuestra compañía que establece que debemos mejorar nuestros márgenes a través de la excelencia y eficiencia operativa, llevamos a cabo numerosas iniciativas.

Nuestras principales actuaciones se centran en la mejora de la calidad ambiental de nuestros productos, la minimización de las emisiones al aire, el aumento de la eficiencia energética, la optimización en el consumo de agua, la reducción de la carga contaminante de los vertidos y la mejora en los sistemas de prevención de derrames aplicando las mejores prácticas disponibles y la innovación tecnológica. Asimismo, cabe destacar el esfuerzo realizado para la identificación, evaluación y corrección de las posibles situaciones de contaminación ocurridas en el pasado. En la Nota 36 "Información sobre medio ambiente" de las Cuentas Anuales Consolidadas se detalla la información relativa a activos, provisiones y gastos de naturaleza ambiental.

Entre los principales hitos de 2013, destaca la puesta en marcha de un programa global para la prevención, preparación, respuesta y recuperación del impacto de los grandes accidentes en las operaciones de exploración y producción: Global Critical Management Program. Este programa establece las siguientes líneas de acción:

- Adaptación de los estándares internos a las mejores prácticas internacionales.
- Creación de un grupo de expertos en gestión de emergencias (Global Critical Management Group) y establecimiento de funciones y roles para un nuevo grupo multidisciplinar que se crea para la respuesta a las emergencias (Global Critical Response Group).
- Establecimiento de salas y centros de respuestas ante emergencias situados en Madrid, Houston, Lima y Río de Janeiro.

6.2.3. Energía sostenible y cambio climático

A la hora de notificar el desempeño en materia energética y carbono seguimos las directrices de la industria petrolera desarrolladas por el *American Petroleum Institute (API)*, la *International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA)*, y la *International Association of Oil&Gas Producers*. Los principales indicadores relacionados con la energía sostenible y cambio climático se exponen a continuación:

PRINCIPALES INDICADORES	2013	2012
EMISIONES DIRECTAS DE GASES DE EFECTO INVERNADERO ⁽¹⁾		
CO ₂ (millones de toneladas)	13,41	13,24
CH ₄ (millones de toneladas)	0,029	0,028
N ₂ O (miles de toneladas)	0,64	0,72
CO ₂ eq (millones de toneladas)	14,22	14,06
EMISIONES DE CO₂ EVITADAS (MILLONES DE TONELADAS)		
Reducción acumulada desde 2006	3,021	2,668
Reducción anual	0,353	0,443

⁽¹⁾ Para los datos relativos a las emisiones procedentes de fuentes móviles, únicamente se incluyen las asociadas al transporte propio.

⁽²⁾ Datos de CO₂ en proceso de verificación reglamentaria con fecha de finalización 28/02/2014.

En Repsol se apuesta por la construcción de un futuro mejor a través del desarrollo de energías inteligentes ofreciendo las mejores soluciones energéticas a la sociedad y al planeta. Esto significa utilizar la mayoría de las fuentes de energía y optimizar su uso a través de su gestión para alcanzar un desempeño energético excelente. Este compromiso de Repsol se articula mediante la Estrategia de Carbono Global de Compañía actualizada para el periodo 2012-2020, cuyo objetivo es impulsar la visión de compañía de un suministro de energía más diversificado y menos intensivo en carbono. El fin último de esta Estrategia de Carbono es disponer de un marco de actuación común que armonice las iniciativas existentes y detecte sinergias con un enfoque integrado.

En este marco, Repsol fijó un objetivo estratégico de reducción de 2,5 millones de toneladas de CO₂ durante el periodo 2006-2013. Este objetivo se cumplió con un año de antelación, por lo que durante 2013 se ha trabajado en la definición de un nuevo Plan de Compañía a largo plazo para la mejora de la eficiencia energética y la reducción de las emisiones de CO₂.

Como resultado de este trabajo se ha establecido como objetivo estratégico la reducción de 1,9 millones de toneladas de CO₂eq mediante un nuevo plan para el periodo 2014-2020 que integra la reducción de la intensidad energética y la de emisiones. Además, durante 2013 Repsol ha mantenido su compromiso con la mejora continua y la reducción de emisiones de GEI, y ha impulsado acciones de eficiencia energética que han reducido más de 350 kt de CO₂eq.

Uno de los objetivos estratégicos en materia energética es la implantación de Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn) en nuestras instalaciones, lo que permite establecer los sistemas y procesos necesarios para mejorar su desempeño energético, incluyendo la eficiencia energética y el uso y consumo de la energía, afirmando el compromiso de la compañía con el suministro sostenible de energía. Avanzar en la excelencia en la gestión energética a través de la implantación de estos SGEn permite formalizar la política energética y la visión de la compañía, así como fijar el seguimiento de metas y objetivos a corto, medio y largo plazo, dentro de un proceso de mejora continua. También permite sistematizar procedimientos y mejores prácticas, extender estándares energéticos comunes, homogeneizando su uso en Repsol y anticipar la componente regulatoria.

En Repsol el sistema de Gestión de la Energía se está implantado de acuerdo a los requisitos de la Norma Internacional ISO 50001. Durante 2013 se ha continuado con el proceso de certificación de instalaciones, incluyendo a las refinerías de Tarragona, Cartagena y La Pampilla (Perú), la Química de Puertollano y finalmente el activo del *Upstream* denominado Bloque 16 (Ecuador), que se unen a las ya certificadas en años anteriores.

Repsol tiene por objetivo lograr la excelencia en los inventarios de gases de efecto invernadero ampliando el alcance de manera continua y mejorando su calidad y transparencia. Por ello cada año verificamos a través de una empresa externa que nuestros inventarios GEI cumplen con las normativas más exigentes en calidad y precisión de inventarios. Durante este año se ha avanzado con el inventario de emisiones de CO₂ llevando verificado más de un 92% de dichas emisiones por el estándar internacional ISO 14064.

Adicionalmente, Repsol continúa siendo líder del sector de la energía en el índice mundial CDLI, Climate Disclosure Leadership Index, del Climate Disclosure Project, el más prestigioso a nivel internacional en materia de cambio climático.

En el Informe de Responsabilidad Corporativa se detallan las actuaciones más destacadas que se llevaron a cabo durante el ejercicio para la mejora de la seguridad y la protección y conservación del medio ambiente, así como la evolución de los indicadores más relevantes.

6.3. Fiscalidad

Política fiscal

La política fiscal de Repsol está alineada con la misión y los valores de la compañía, así como con la estrategia de los negocios a largo plazo. En consecuencia, Repsol se compromete a gestionar sus asuntos fiscales aplicando buenas prácticas tributarias y ofreciendo soluciones con visión global, buscando que la Compañía sea reconocida por aplicar políticas fiscales responsables y promover relaciones cooperativas con los gobiernos y los diferentes grupos de interés.

Repsol está adherido desde 2010 al Código de Buenas Prácticas Tributarias elaborado en España en el seno del Foro Agencia Tributaria - Grandes Empresas.

En las operaciones y modelos de negocio se analiza la eficiencia para la empresa y, en su caso, las posiciones fiscales se toman con base en motivos económicos y empresariales sólidos o en prácticas comúnmente aceptadas, respetando siempre el cumplimiento tanto de la letra como del espíritu de las leyes aplicables y procurando evitar riesgos, económicos o de reputación, y conflictos innecesarios. Repsol considera que este enfoque respetuoso y equilibrado redundará en la sostenibilidad de sus operaciones a largo plazo.

Repsol está comprometido a no utilizar estructuras de carácter opaco, es decir, aquellas que estén diseñadas con el propósito de impedir el conocimiento por parte de las Administraciones tributarias, o en las que se interpongan sociedades instrumentales en paraísos fiscales o territorios no cooperantes con las autoridades fiscales.

Por su compromiso con la transparencia, Repsol está adherido, como socio fundador, a la Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI, Extractive Industries Transparency Initiative). Esta iniciativa persigue el fortalecimiento de la gobernabilidad gracias a mejoras en materia de transparencia sobre los pagos realizados por empresas extractivas a los gobiernos y entidades ligadas a los mismos y de las relaciones cooperativas con las autoridades. Repsol desarrolla actividades de exploración y producción de hidrocarburos en varios países que tienen la calificación de "país cumplidor o candidato" (Perú, Noruega, Liberia, Mauritania, Irak, Trinidad y Tobago, Indonesia...).

El Consejo de Administración, a través de la Comisión de Auditoría y Control, revisa periódicamente las políticas fiscales aplicadas.

Impacto fiscal en los resultados de Repsol

El grupo Repsol está sujeto a los diversos impuestos sobre beneficios que existen en los países donde opera. Cada impuesto tiene su propia estructura y tipos de gravamen. Habitualmente los tipos de gravamen aplicables a los resultados obtenidos en la producción de hidrocarburos (*Upstream*) son más elevados que los generales. En ocasiones esos beneficios resultan gravados no solo en el país donde se obtienen, sino también en el país donde residen las entidades titulares de la explotación o sus matrices (doble imposición).

Adicionalmente, el Grupo está sujeto a otros tributos que también minoran su beneficio y, en particular, sus resultados operativos. Es el caso de los impuestos a la producción de hidrocarburos (regalías y similares), tasas y tributos locales, cotizaciones sociales, etc.

En 2013 la carga tributaria total devengada por los impuestos mencionados asciende a 2.192 millones de euros, lo que supone un tipo efectivo del 60,5%. El tipo efectivo del impuesto sobre beneficios es el 43,3%.

Impacto fiscal en resultados en 2013

Importes en millones de euros

Concepto	Grupo Repsol ex Gas Natural Fenosa		Grupo Repsol	
	Importe	Tipo (*)	Importe	Tipo (*)
Impuesto sobre beneficios	956	50,5%	1.096	43,3%
Carga tributaria total	1.857	66,4%	2.192	60,5%

(*) Tipo efectivo impuesto sobre beneficios: Impuesto sobre sociedades / resultado antes de impuesto sobre beneficios y participadas

Tipo efectivo carga tributaria total: I. Sociedades + Otros tributos en el resultado operativo / resultado antes de impuesto sobre beneficios y tributos sobre resultado operativo

Contribución fiscal

Repsol es consciente de su responsabilidad en el desarrollo económico de las sociedades en que realiza su actividad. Los impuestos que paga representan una parte significativa de la contribución económica que realiza a los países en los que opera. Por ello, Repsol presta una atención prioritaria al cumplimiento de su obligación de pagar los impuestos que, de acuerdo con las normas y principios aplicables, resulten debidos en cada territorio.

El pago de impuestos del Grupo Repsol tiene una considerable importancia económica, implica un elevado esfuerzo de cumplimiento por las obligaciones formales, de información y colaboración con la Administración que implica, y conlleva relevantes responsabilidades.

Para el seguimiento y análisis de la contribución fiscal del Grupo segmentamos los tributos pagados entre aquellos que suponen un gasto efectivo para la empresa, minorando su resultado (por ejemplo, impuesto sobre sociedades, impuesto a la producción, cuotas sociales a cargo de la empresa...), y aquellos que no minoran el resultado porque se retienen o repercuten al contribuyente final (por ejemplo, impuesto al valor agregado, impuesto sobre ventas de hidrocarburos, retenciones...). A los primeros los denominamos "Carga Fiscal" y a los segundos "Tributos Recaudados".

En la medición de la contribución fiscal se computan habitualmente sólo los tributos efectivamente pagados, sin incluir, por ejemplo los impuestos sobre beneficios devengados pero que se pagarán en el futuro. Conforme a este criterio, hay que destacar que en 2013 Repsol presentó más de 22.000 declaraciones, sin incluir las de Gas Natural Fenosa, y pagó 13.671 millones de euros en tributos y cargas públicas asimilables.

Tributos efectivamente pagados en 2013 (*)

Importes en millones de euros

Regiones	Carga fiscal	Tributos recaudados	Total
Europa	851	10.462	11.313
Latinoamérica	974	736	1.710
Norte de África	600	5	605
Resto del mundo	25	19	43
TOTAL 2013	2.449	11.222	13.671

(*) Solo incluye pagos efectivos del ejercicio. No incluye cantidades devengadas a pagar en el futuro ni cobros de períodos anteriores.

El desglose por países de los impuestos pagados en 2013 por el Grupo, sin incluir los pagados por Gas Natural Fenosa, es el siguiente:

Tributos efectivamente pagados en 2013 por país sin incluir Gas Natural Fenosa ⁽¹⁾

Millones de euros

PAIS	Tributos pagados 2013	Carga fiscal			Tributos recaudados ⁽²⁾			
		Impuesto sobre Sociedades	Otros	Total	IVA	Impuesto sobre hidrocarburos	Otros	Total
España	8.811	188	276	465	3.200	4.825	322	8.346
Portugal	1.144	16	11	27	428	669	19	1.117
Italia	390	2	1	3	51	334	1	387
Rusia	89	13	60	73	11	0	5	16
Libia	566	512	53	565	0	0	1	1
Argelia	39	34	1	35	0	0	4	4
T&T	465	301	164	465	-9	1	8	0
Venezuela	67	35	20	55	7	0	5	12
Colombia	25	18	1	19	0	0	6	6
Bolivia	91	56	8	64	22	0	5	27
Perú	815	77	120	196	425	175	19	618
Brasil	74	27	35	62	2	0	11	13
Ecuador	39	21	2	24	10	0	5	15
Resto	30	8	4	12	-2	0	20	18
TOTAL 2013	12.645	1.308	757	2.065	4.145	6.004	432	10.581

⁽¹⁾ Solo incluye pagos efectivos del ejercicio. No incluye cantidades devengadas a pagar en el futuro ni cobros de períodos anteriores.

⁽²⁾ Incluye las cantidades pagadas a través de los operadores logísticos que actúan como sustitutos.

Gestión de riesgos fiscales

El Grupo cuenta con un mapa de riesgos en el que se identifican específicamente los riesgos fiscales, ya deriven de las políticas fiscales aplicadas, de posibles incumplimientos, de las controversias sobre la interpretación o aplicación de las leyes a casos concretos o de la inestabilidad del marco jurídico fiscal y contractual.

La gestión de los riesgos fiscales se enmarca en la política de Gestión Integrada de Riesgos del Grupo, que exige un proceso escrupuloso y permanente de identificación, análisis y evaluación de riesgos.

En particular, los proyectos de inversión o desinversión y las operaciones relevantes de la compañía incorporan un análisis de sus implicaciones fiscales antes de la toma de decisiones.

En la defensa de conflictos y litigios fiscales, Repsol da prioridad a las soluciones amistosas y actúa con transparencia ante las administraciones tributarias, facilitando la información que estimen necesaria en relación con las actividades empresariales desarrolladas por el Grupo. Repsol considera que, en el actual marco fiscal internacional, caracterizado por una creciente complejidad e incertidumbre, son importantes los esfuerzos para reducir el número de controversias y promover la seguridad jurídica y la estabilidad del marco tributario, como aspectos fundamentales para el desarrollo de la actividad económica.

6.4. I+D+i

Repsol, mediante la investigación y la innovación, impulsando el talento y trabajando en red de forma cooperativa con grupos científicos de excelencia, españoles e internacionales, busca desarrollar soluciones para afrontar estos desafíos.

El Centro de Tecnología Repsol (CTR) es el corazón científico y tecnológico desde donde la compañía centraliza sus inversiones en I+D+i.

INDICADORES DE GESTIÓN DE I+D	2013	2012
Nº contratos	122	151
I+D externa (millones de euros)	23	20
Inversión I+D (millones de euros)	89	83

En 2013, Repsol invirtió 83 millones de euros en actividades de I+D ejecutadas directamente en el Centro de Tecnología situado en Móstoles (España), a los que hay que sumar otros 6 millones de euros en proyectos llevados a cabo en diferentes unidades de negocio de la compañía, frente a los 77 y 6 millones invertidos en 2012, respectivamente. Repsol mantiene una política activa de colaboración con centros de tecnología, universidades públicas y privadas y empresas, tanto nacionales como internacionales. El presupuesto destinado a este tipo de acuerdos fue de más de 23 millones de euros. Repsol participa en programas de financiación de I+D promovidos por diferentes administraciones. Durante 2013 el Centro de Tecnología participó en 12 proyectos impulsados por la Administración española y 9 proyectos de la Unión Europea, frente a los 14 y 6 del año 2012, así como en un proyecto de cooperación internacional con Chile.

Durante el año 2013 se ha firmado un crédito con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) para la financiación de las actividades de I+D del Centro de Tecnología durante los próximos cuatro años. Dicho crédito cubre prácticamente la mitad del presupuesto durante este período y marca un hito en el esquema de ayudas públicas obtenidas por el Centro, siendo ésta la primera vez que Repsol solicita financiación de este tipo para sus actividades. Esta operación representa un aval a la calidad y garantía de nuestras actividades de I+D.

Dicho crédito financiará numerosas actuaciones del amplio programa de inversiones de investigación, desarrollo e innovación, que abarca entre otros campos: mejoras en la eficiencia energética y en el proceso de refino del petróleo, desarrollo y producción de derivados petroquímicos o el almacenamiento de CO₂. Asimismo se incluyen programas para el desarrollo de sistemas y productos en el ámbito de generación de energía renovable, bioenergía y soluciones de transporte.

Durante los primeros meses del año 2013 se han consolidado los grupos de Tecnología de Houston y Brasil. La creación de estos dos nuevos "hubs" en ubicaciones de interés estratégico y entornos tecnológicos altamente innovadores, ha supuesto la generación de un modelo integrado con el Centro de Tecnología Repsol en Madrid, permite acceder a nuevos ecosistemas de innovación además de estar cerca de los importantes proyectos de compañía en estas áreas.

6.5. Sociedad

Responsabilidad social corporativa

Repsol refuerza su estrategia de negocio con la búsqueda de mejores soluciones energéticas que contribuyan al desarrollo sostenible. Esto es posible gracias a una visión de futuro que se sustenta en la responsabilidad corporativa como uno de sus atributos fundamentales.

A través de su modelo de responsabilidad corporativa, la compañía responde a las necesidades actuales y futuras de sus partes interesadas. Repsol trabaja cada día para estar en capacidad de identificar y comprender sus expectativas a nivel global y local, tanto en países como en centros operativos, con una actitud proactiva.

A lo largo de 2013, la compañía ha consolidado la implantación de su sistema de coordinación de la responsabilidad corporativa, con la creación de Comités de Responsabilidad Corporativa en los principales países donde opera. Estos se suman a los ya existentes en España y Portugal, Bolivia, Ecuador y Perú. Cada comité ha aprobado y hecho público su correspondiente Plan de Sostenibilidad 2013-2014, en el que se han definido las acciones que se desarrollarán para acercar el desempeño ético, social y ambiental de la compañía a las expectativas de sus partes interesadas.

Durante este ejercicio se ha formalizado también el despliegue del sistema de coordinación de la responsabilidad corporativa en los principales complejos industriales, que han aprobado sus primeros planes de sostenibilidad. Contar con un modelo que integre las expectativas de nuestras partes interesadas en materia de responsabilidad corporativa en los procesos de toma de decisiones de la compañía nos permite trabajar en la generación constante de valor a largo plazo. Este esfuerzo es reconocido internacionalmente, y una prueba de ello es nuestra presencia continuada en los índices de sostenibilidad Dow Jones y FTSE4Good. Repsol volvió a recibir la calificación de compañía "Gold Class" según el Anuario de Sostenibilidad de SAM 2013, que reconoce a las empresas con mejor desempeño en sostenibilidad.

Accionistas e inversores

Repsol dispone de un área de Relación con Inversores, cuya misión es atender a los accionistas de Repsol, tanto inversores institucionales como accionistas minoritarios, además de los analistas que siguen a la compañía, en todo lo relacionado al acceso a información financiera y operativa de la compañía, así como a los hechos que puedan afectar al valor de la acción.

Dentro de este ámbito y con el ánimo de una mejora continua de la calidad de la información acerca de la compañía, la Dirección de Relación con Inversores ha desarrollado durante el año 2013 dos nuevas áreas especializadas en la atención, por un lado a los accionistas minoritarios y por otro, a los inversores socialmente responsables.

En cuanto a los accionistas minoritarios, se ha creado “*Repsol en Acción*”, un modelo de relación con accionistas basado en las mejores prácticas de buen gobierno corporativo y transparencia con el objetivo de facilitar el acercamiento, la comunicación y un contacto más fluido entre la compañía y sus accionistas minoritarios. Se ha desarrollado un apartado especial en la sección de inversores de la página web dedicado a los accionistas de Repsol, con el fin de mantenerles informados de los principales acontecimientos que suceden en la compañía, de una manera transparente así como hacerles partícipes de la acción social, los eventos deportivos y el sistema de promociones de la Compañía.

Respecto a los inversores socialmente responsables, se ha diseñado una atención dedicada y una serie de eventos especiales que tiene como fin comunicar cómo actúa la compañía en materias de responsabilidad corporativa: seguridad, medio ambiente, derechos humanos, relación con comunidades y gobierno corporativo, entre otros temas.

A continuación, encontramos un resumen de las estadísticas que respaldan la interacción de la compañía con los inversores y la comunidad financiera a través de los diferentes canales de comunicación establecidos:

INFORMACIÓN ACCIONISTAS E INVERSORES	2013	2012
Llamadas OIA ⁽¹⁾	34.291	45.000
Accesos web Repsol	443.000	390.000
Consultas vía mail	10.000	6.000
Roadshows inversores institucionales (ciudades) ⁽²⁾	41	34
Roadshows accionistas minoritarios (ciudades) ⁽²⁾	12	-
Conferencias sectoriales	19	22
Inversores institucionales contactados	808	900
Aplicación para dispositivos móviles (descargas)	1.385	-
Eventos para accionistas minoritarios	49	-

(1) La Oficina de Información al Accionista (OIA) atiende a accionistas minoritarios, tanto actuales como potenciales.

(2) Los *roadshows* son desplazamientos a diferentes ciudades para visitar a inversores institucionales o a accionistas minoritarios. Incluye *roadshows* con inversores socialmente responsables.

Adicionalmente desde el año 2012, se puso a disposición de los inversores una aplicación para acceder a la información financiera de la compañía a través de dispositivos móviles (tabletas y teléfonos inteligentes). Dicha aplicación puede ser descargada de manera gratuita a través de la página web de Repsol.

Repsol en Internet

La presencia de la Compañía en internet se canaliza principalmente a través de la web corporativa repsol.com, que constituye una plataforma de comunicación transversal y una herramienta de marketing para los diferentes negocios. La web de Repsol es un referente en términos de contenidos, transparencia y accesibilidad de la información.

Durante los diez últimos años, el portal repsol.com se ha posicionado entre las primeras webs europeas, según el estudio que realiza periódicamente la consultora internacional KWD. En dicho ranking, la web de la compañía ha ocupado la primera posición en España y ha estado entre las primeras de su sector.

Además, Repsol cuenta con otros activos de especial relevancia, como la web guiarepsol.com, y aplicaciones para dispositivos móviles. Por otro lado, la presencia en las redes sociales, especialmente en Facebook y Twitter ha cobrado especial relevancia, contando ya con más 180.000 seguidores.

Repsol en Internet

	2.800.000 visitas (promedio mensual)
	1.600.000 usuarios únicos (promedio mensual)
	56.000 seguidores
	127.000 seguidores
	5.500 palabras posicionadas en el Top 20 de Google, con un valor anual estimado de 212.000€

Publicidad, patrocinio y relaciones públicas

A lo largo de 2013 se han realizado diversas campañas publicitarias que han servido para dar visibilidad a proyectos estratégicos de la compañía. Todas estas comunicaciones han trasladado, además, el compromiso de Repsol en temas de gran relevancia para la sociedad, como la capacidad de Repsol para generar empleo, el apoyo al emprendimiento o la implicación en la formación de los jóvenes, entre otros. En el plano comercial, se han realizado numerosas acciones publicitarias que han servido para destacar la superioridad de nuestros productos y sus ventajas competitivas.

Como marca responsable, nos preocupa el rigor de nuestra comunicación publicitaria. Para ello seguimos adoptando mecanismos y códigos voluntarios que dan transparencia y veracidad a todas estas comunicaciones (como la pertenencia a la Asociación para la Autorregulación de la Comunicación Comercial o la adhesión al Código de Autorregulación sobre Argumentos Ambientales en Comunicaciones Comerciales).

Un año más, los programas de patrocinio y relaciones públicas, han contribuido a generar notoriedad para la marca Repsol y a reforzar la imagen de liderazgo y de empresa comprometida con la sociedad y el futuro energético.

Durante la temporada 2013, Marc Márquez se convirtió en el campeón del mundo de MotoGP más joven de la historia, y con su compañero Dani Pedrosa, consiguieron que el Equipo Repsol Honda se alzase un año más con el título de campeón del mundo por equipos. Este programa de patrocinio favorece, sin duda, el conocimiento de la compañía a nivel mundial facilitando así su expansión internacional. Además, la experiencia acumulada en el desarrollo de productos específicos para la alta competición del motor permite a Repsol mantenerse como líder en investigación y, de esta manera, ser capaz de responder a las mayores expectativas de sus clientes.

Como muestra del compromiso de Repsol con la sociedad, en 2013 se ha incorporado dentro de la estrategia de patrocinio y relaciones públicas el apoyo a programas como el CEV Repsol (Campeonato de España de Velocidad) o las becas de la Escuela Monlau Repsol, que favorecen la generación de oportunidades y la adecuada formación de jóvenes deportistas y profesionales.

De acuerdo con el firme compromiso de Repsol con el futuro de la energía y el respeto al medio ambiente, la compañía ha compensado un año más las emisiones de CO₂ correspondientes a su participación en el mundial de MotoGP y la celebración de su Junta General de Accionistas.

7. Perspectivas y evolución previsible

Los usuarios de este informe han de tener presente que la información prospectiva, contenida en el documento, y que refleja los planes, previsiones o estimaciones de los gestores del Grupo, las cuales se basan en asunciones que son consideradas razonables, no ha de considerarse como una garantía de desempeño futuro de la entidad, en el sentido de que tales planes, previsiones o estimaciones se encuentran sometidas a numerosos riesgos e incertidumbres que no implican que el desarrollo futuro del Grupo tenga por qué coincidir con el inicialmente previsto. Los riesgos e incertidumbres principales se describen en el apartado 2.6 Gestión del Riesgo.

7.1. Perspectivas del entorno macroeconómico

La economía global continúa recuperándose de la crisis de 2009, pero este es un proceso que está resultando ser lento y frágil. A diferencia de años anteriores, durante 2013 aumentaron los riesgos de las economías emergentes y se moderaron los riesgos en las economías avanzadas.

Las previsiones para la economía mundial son que el crecimiento económico repunte de nuevo por encima del 3%, tras la desaceleración vivida entre 2011 y 2013, de manera que en 2014 se alcance un 3,7%. El grueso del crecimiento económico global seguirá procediendo de las economías emergentes si bien se ha producido un impulso por la revisión al alza del crecimiento en las economías avanzadas. En éstas, el producto interior bruto real aumentará un 2,2% en 2014, casi un punto porcentual más que en 2013.

El crecimiento en las economías emergentes y en desarrollo se espera que sea del 5,1% en 2014 y que aumente progresivamente en años siguientes, sostenido por una sólida demanda doméstica, la recuperación de las exportaciones y políticas fiscales, monetarias y financieras acomodaticias, si bien la mayor parte de estas economías están moderando su ritmo de crecimiento y han visto revisadas recientemente sus previsiones a la baja.

De cara a 2014, el grueso de analistas ya estima para la economía española tasas de variaciones anuales positivas, si bien la intensidad de este crecimiento todavía encierra alguna incertidumbre. El FMI en el último WEO¹ revisó al alza sus previsiones de crecimiento a un 0,6 %. Las estimaciones de la Dirección de estudios y análisis del entorno de Repsol sitúan el crecimiento del PIB de 2014 en un 0,8%, en línea con las principales casas de análisis nacionales.

Con todo, parece que la economía española está alcanzando poco a poco cierta estabilidad. Todavía persisten muchas debilidades, y existen riesgos que podrían invertir la senda adquirida por el PIB en los dos últimos trimestres. Pero la mejora de la situación en la Eurozona, tanto institucional como macroeconómica, y las reformas estructurales adoptadas permiten ser moderadamente optimistas. La economía española salió de la recesión técnica ya en el tercer trimestre de 2013, registrando su primera tasa positiva de crecimiento. Todavía queda un largo camino para alcanzar el nivel de producción anterior a la crisis.

Previsiones macroeconómicas magnitudes básicas

	PIB (%)		Inflación media (%)	
	2013	2014	2013	2014
Economía mundial	3	3,7	3,8	3,8
Economías avanzadas	1,3	2,2	1,4	1,8
España	-1,2	0,6	1,4	1,5
Economías emergentes	4,7	5,1	6,1	5,6

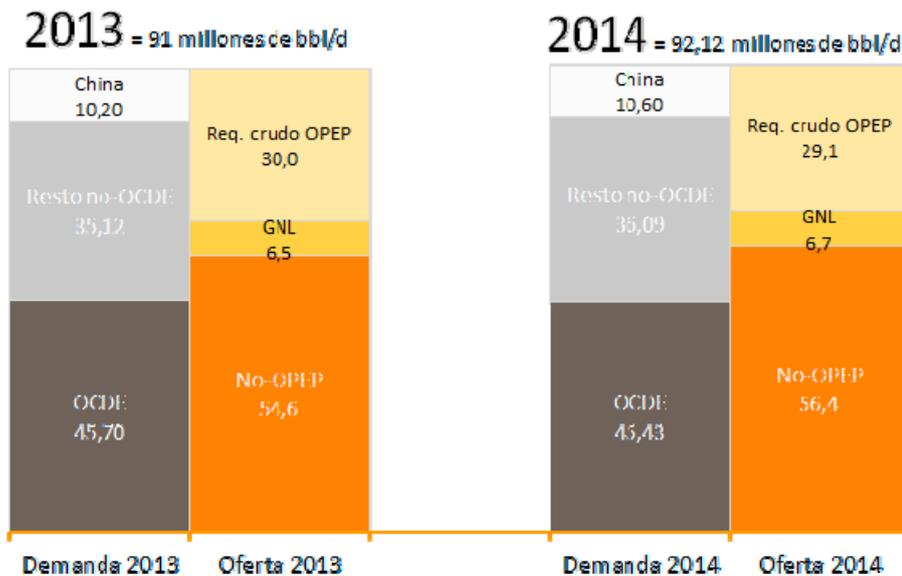
Fuente: FMI y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol.

1 World Economic Outlook

7.2. Perspectivas del sector energético

A corto plazo, de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía (AIE) el balance oferta demanda de petróleo estaría determinado por el significativo aumento de la producción esperado para 2014, cerca de 1,8 millones de barriles. De los cuales más de un 60% provendría de los países no-OPEP. Por su parte, el aumento de la demanda seguiría impulsado por los países no-OCDE.

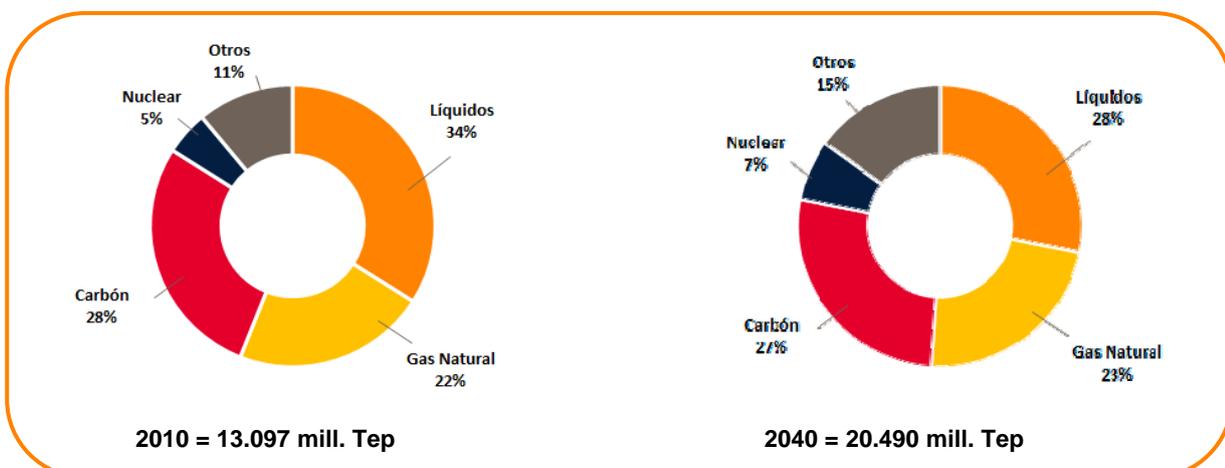
Perspectivas a corto plazo del balance oferta demanda mundial



Fuente: AIE y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol

A más largo plazo, el incremento de la demanda energética que plantea la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) se sitúa en el 56% entre 2010 y 2040, o lo que es lo mismo un crecimiento medio anual del 1,5%, estando la mayor parte de este crecimiento, un 85%, concentrado en los países no-OCDE, debido a su fuerte crecimiento económico y demográfico.

Los combustibles fósiles seguirán siendo el principal motor del mundo, dado que en el 2040 estas tres fuentes (petróleo, gas natural y carbón) abastecerán más de tres cuartas partes de la demanda de energía. Aun así, el petróleo reducirá su cuota, desde el 34% de 2010 hasta el 28% en 2040.



Fuente: International Energy Outlook 2013 (Energy International Agency) y Dirección de Estudios y Análisis del Entorno de Repsol

7.3. Evolución previsible de nuestros negocios

De acuerdo con los logros conseguidos en los años 2012 y 2013, se mantienen para los próximos años las líneas estratégicas establecidas en el Plan Estratégico 2012-2016. De esta manera, continuaremos poniendo foco en el crecimiento del negocio del *Upstream* y en la excelencia operativa del *Downstream*, al mismo tiempo que se mantiene una retribución competitiva al accionista y la solidez de nuestros ratios financieros.

En el negocio del *Upstream*, nuestra meta es lograr un crecimiento fuerte, rentable y sostenible en el tiempo. De este modo, nuestros esfuerzos de inversión se centran en proyectos de alto valor añadido, que permiten a la compañía una expansión de carácter progresivo. Es el vector de crecimiento de la compañía, y por ello el 77% de las inversiones contempladas el PE 12-16 se concentran en esta área. Para el año 2014 se mantienen los compromisos de esfuerzo inversor. Se destinarán aproximadamente 1.000 millones de dólares a la actividad exploratoria, esperando completar más de 30 sondeos y llevar a cabo una importante actividad sísmica, destacando las inversiones en Brasil, Estados Unidos, Angola, Rusia, Noruega, Colombia, Namibia y Rumania. Adicionalmente, se contemplan aproximadamente 2.600 millones de dólares de inversión en desarrollo, perforación y construcción de instalaciones, principalmente en Norteamérica, Brasil, Venezuela y Argelia.

En 2014 la producción y la incorporación de nuevas reservas se espera que estarán en línea con lo previsto en el PE 12-16.

El compromiso de crecimiento del PE12-16 viene impulsado por 10 grandes proyectos, de los cuales en 2013 ya están en producción Rusia, Lubina-Montanazo, Margarita, Mid-Continent, Sapinhoa y Carabobo (producción temprana). Se prevé que entre 2014 y 2015 entren en funcionamiento Kinteroni en Perú, Cardón IV en Venezuela y se continúe con el desarrollo de los proyectos ya mencionados así como Carioca y Reggane.

En el negocio del *Downstream* la finalización de los grandes proyectos de Cartagena y Petronor y el objetivo de excelencia operativa están permitiendo superar un entorno de crisis económica en España y Europa. Los objetivos marcados para el próximo año serán:

- Seguir con la mejora de la eficiencia y competitividad de las instalaciones de Refino y Química que nos lleven a una mejora continuada de sus márgenes.
- Puesta en marcha de la planta de lubricantes de última generación Sksoil en Cartagena, en asociación con la compañía coreana SKL.
- Maximizar el valor del negocio del Marketing y consolidar la posición competitiva, dentro del nuevo marco legal y considerando una estabilización de la demanda de carburantes en España después de 6 años de caída continúa.

En el entorno previsto, se mantiene la solidez financiera del Grupo para acometer las inversiones requeridas, el mantenimiento del rating crediticio y un retorno competitivo para el accionista.

Informe de Gestión Consolidado

Anexos

ANEXO I: Reconciliación resultados ajustados con resultados NIIF adoptados por la Unión Europea

<i>2013 (Millones de euros)</i>	Resultados Ajustados	Reclasif.	Resultados NIIF-UE
Resultado de explotación	3.343	(772)	2.571
Resultado financiero	(814)	59	(755)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	122	(74)	48
Resultado antes de impuestos	2.651	(787)	1.864
Impuesto sobre beneficios	(1.096)	149	(947)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	1.555	(638)	917
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(38)	-	(38)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.517	(638)	879
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	(1.322)	638	(684)
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	195	-	195

<i>2012 (Millones de euros)</i>	Resultados Ajustados	Reclasif.	Resultados NIIF-UE
Resultado de explotación	4.286	(620)	3.666
Resultado financiero	(857)	47	(810)
Resultado de las entidades valoradas por el método de la participación - neto de impuestos	117	(70)	47
Resultado antes de impuestos	3.546	(643)	2.903
Impuesto sobre beneficios	(1.581)	175	(1.406)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones continuadas	1.965	(468)	1.497
Resultado atribuido a minoritarios por operaciones continuadas	(75)	-	(75)
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones continuadas	1.890	(468)	1.422
Resultado atribuido a la sociedad dominante operaciones interrumpidas	170	468	638
RESULTADO TOTAL ATRIBUIDO A LA SOCIEDAD DOMINANTE	2.060	-	2.060

ANEXO II: Tabla de conversiones y glosario de términos

			PETRÓLEO				GAS		ELECTRICIDAD
			Litros	Barriles	Metros cúbicos	tep	Metros cúbicos	Pies cúbicos	kWh
PETRÓLEO	1 barril ⁽¹⁾	bbl	158,99	1	0,16	0,14	162,60	5.615	1,7x10 ⁶
	1 metro cúbico ⁽¹⁾	m ³	1.000	6,29	1	0,86	1.033	36.481	10.691,5
	1 tonelada equivalente petróleo ⁽¹⁾	tep	1.160,49	7,30	1,16	1	1.187	41.911	12.407,4
GAS	1 metro cúbico	m ³	0,98	0,01	0,001	0,001	1	35,32	10,35
	1.000 pies cúbicos=1,04x10 ⁶ Btu	ft ³	27,64	0,18	0,03	0,02	28,3	1.000	293,1
ELECTRICIDAD	1 megawatio hora	MWh	93,53	0,59	0,10	0,08	96,62	3.412,14	1.000

⁽¹⁾ Media de referencia: 32,35 °API y densidad relativa 0,8636

			Metro	Pulgada	Pie	Yarda
LONGITUD	metro	m	1	39,37	3,281	1,093
	pulgada	in	0,025	1	0,083	0,028
	pie	ft	0,305	12	1	0,333
	yarda	yd	0,914	36	3	1
			Kilogramo	Libra	Tonelada	
MASA	kilogramo	kg		1	2,2046	0,001
	libra	lb		0,45	1	0,00045
	tonelada	t		1.000	22,046	1
			Pie cúbico	Barril	Litro	Metro cúbico
VOLUMEN	pie cúbico	ft ³	1	0,1781	28,32	0,0283
	barril	bbl	5.615	1	158,984	0,1590
	litro	l	0,0353	0,0063	1	0,001
	metro cúbico	m ³	35,3147	6,2898	1.000	1

Término	Descripción	Término	Descripción	Término	Descripción
bbl	Barril	kbbbl	Mil barriles de petróleo	Mm³/d	Millón de metros cúbicos por día
bcf	Mil millones de pies cúbicos	kbbbl/d	Mil barriles de petróleo por día	Mscf/d	Millón de pies cúbicos estándar por día
bcm	Mil millones de metros cúbicos	kbep	Mil barriles de petróleo equivalentes	MW	Millón de watos
bep	Barril equivalente de petróleo	kbep/d	Mil barriles de petróleo equivalentes por día	Mwe	Millón de watos eléctricos
Btu	British thermal unit	km²	Kilómetro cuadrado	MWh	Millón de watos por hora
GLP	Gas Licuado de Petróleo	kt	Mil toneladas	TCF	Trillones de pies cúbicos
GNL	Gas Natural Licuado	Mbbl	Millón de barriles	tep	Tonelada equivalente de petróleo
Gwh	Gigawatos por hora	Mbep	Millón de barriles equivalentes de petróleo	USD	Dólar americano