

INFORME AL MERCADO FINANCIERO

RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL 1T-2018

Estados financieros intermediarios consolidados revisados por los auditores independientes, de conformidad con las normas internacionales de contabilidad (IFRS).

Rio de Janeiro – 8 de Mayo del 2018

• Resultado

Petrobras presentó ganancia neta de R\$ 6.961 millones en el 1T-2018, el 56% superior al primero trimestre del año anterior, determinado por:

- Aumento de las cotizaciones del *Brent*, que resultaran en mayores márgenes en las exportaciones de petróleo;
- Mayores ingresos con venta de derivados, en consecuencia de la política de precios implementada;
- Mayores márgenes y volúmenes en la comercialización de gas natural; y
- Ganancia de R\$ 3.223 millones con la enajenación de los activos de *Lapa, Iara y Carcará*;
- Menores gastos con ociosidad de equipos; y
- Reducción de gastos generales y administrativos.

Debido a la ganancia apurada en el trimestre y de la nueva Política de Remuneración a los Accionistas, se considerando también la meta de desapalancamiento de la compañía, fue aprobada la anticipación de Interés sobre el Capital Propio, en el valor de R\$ 0,05 por acción, igualmente para acciones preferenciales y ordinarias.

El Flujo de Caja Libre* permaneció positivo por el décimo segundo trimestre consecutivo, alcanzando R\$ 12.993 millones en el 1T-2018, el 3% inferior al primero trimestre del año anterior, principalmente debido al pago de la primera parcela del acuerdo del *Class Action* y del premio para contratación de opción de venta para proteger el precio de parte de la producción de óleo.

• Métrica – Endeudamiento Neto / EBITDA Ajustado

El endeudamiento bruto redujo de R\$ 361.483 millones, en diciembre del 2017, para R\$ 340.979 millones y el endeudamiento neto de R\$ 280.752 millones para R\$ 270.712 millones. En dólar estadounidense, la disminución del endeudamiento neto fue de US\$ 84.871 millones para US\$ 81.447 millones, representando una reducción del 4%. Además, el gerenciamiento de la deuda posibilitó un aumento en el plazo medio de 8,62 años para 9,26 años, con aumento de la tasa promedio de las financiaciones redujo del 6,1% para el 6,2%.

El EBITDA Ajustado* aumento el 2% en relación al 1T-2017, para R\$ 25.669 millones, debido al aumento de los márgenes de ventas, y el margen del EBITDA Ajustado fue del 34%.

El índice deuda neta sobre LTM EBITDA Ajustado* redujo para 3,52 en marzo del 2018, comparado a 3,67 en diciembre del 2017. Ya el apalancamiento* redujo del 51% para 49% en este período.

Excluyendo la provisión para el acuerdo de la *Class Action*, la compañía presentaría el índice Endeudamiento Neto / LTM EBITDA Ajustado del 3,07.

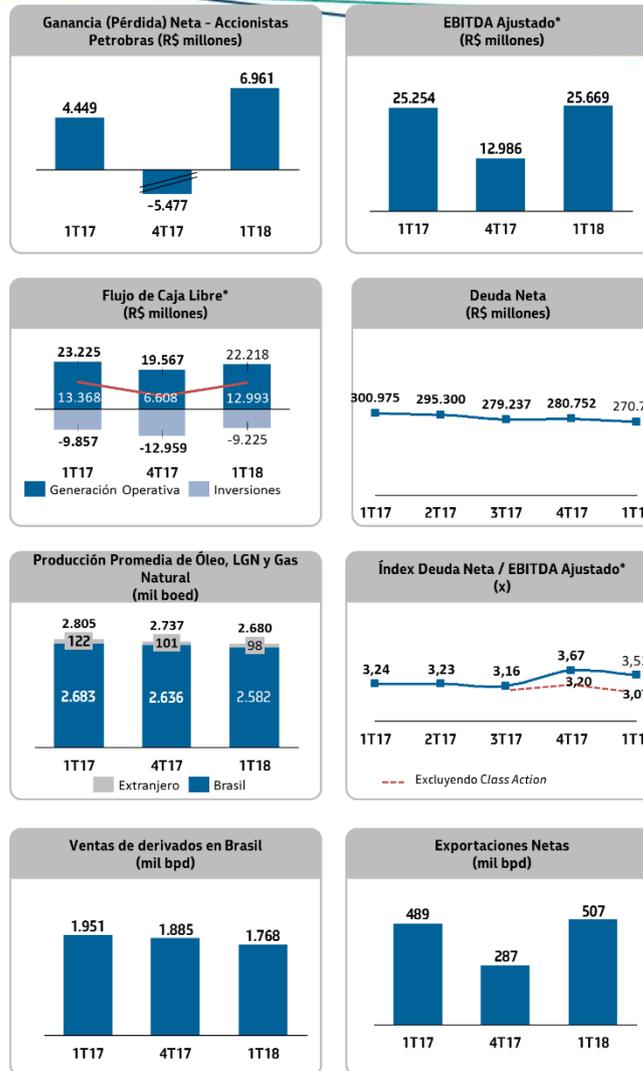
Destacques operativos

La producción total de petróleo y gas natural de Petrobras en el 1T-2018 fue de 2.680 mil barriles de óleo equivalente por día (boepd), siendo 2.582 mil bpd en Brasil, el 4% inferior en relación al 2017, reflejando, principalmente, las paradas programadas y la desinversión en *Lapa*.

La producción de derivados en Brasil cayó el 7%, mientras las ventas en Brasil redujeran el 9% en la comparación anual, totalizando 1.679 mil barriles por día (bpd) y 1.768 mil bpd, respectivamente, debido al aumento de la importación de terceros y pérdida de participación del mercado de gasolina para el etanol. En relación al 4T-2017, hubo disminución en el volumen de ventas de gasolina y diésel, debido a la menor demanda en el mercado de Brasil, mientras tenga habido una recuperación del *market share* en el diésel, resultado de los ajustes de precios implementados en el final del 2017. Para el gas natural, hubo aumento del 7% en el volumen de ventas comparado al 1T-2017.

La compañía mantuvo su posición de exportadora neta, con saldo de 507 mil bpd en el 1T-2018 (vs. 489 mil bpd en el 1T-2017), debido a la reducción de las importaciones en el 38%.

* Véase las definiciones del Flujo de Caja Libre, EBITDA Ajustado, LTM EBITDA Ajustado, Margen EBITDA Ajustado, Apalancamiento y Endeudamiento neto en el Glosario y sus respectivas reconciliaciones en las secciones de Liquidez y Recursos de Capital, Reconciliación del EBITDA Ajustado, Reconciliación del LTM EBITDA Ajustado y Endeudamiento Neto.



www.petrobras.com.br/inversores

Para mayores informaciones:

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – PETROBRAS

Relaciones con inversores

E-mail: petroinvest@petrobras.com.br / acionistas@petrobras.com.br

Av. República do Chile, 65 – 1002 – 20031-912 – Rio de Janeiro, RJ

Tel: 55 (21) 3324- 1510 / 99471 0800-282-1540

B³: PETR3, PETR4

NYSE: PBR, PBRA

BCBA: APBR, APBRA

LATIBEX: XPBR, XPBRA

Este documento puede contener pronósticos según el significado de la Sección 27A de la Ley de Valores Mobiliarios de 1933, conforme fuera modificada (Ley de Valores Mobiliarios), y Sección 21E de la ley de Negociación de Valores Mobiliarios de 1934, conforme fuera modificada (Ley de Negociación) que reflejan solo expectativas de los administradores de la Compañía. Los términos "anticipa", "cree", "espera", "prevé", "pretende", "planifica",

"proyecta", "objetiva", "deberá", así como otros términos similares, tienen como finalidad identificar dichos pronósticos, los cuales, evidentemente, involucran riesgos o incertidumbres previstos o no por la Compañía. Por lo tanto, los resultados futuros de las operaciones de la Compañía pueden diferir de las actuales expectativas, y el lector no debe basarse exclusivamente en la información aquí contenida.

* Véase las definiciones del Flujo de Caja Libre, EBITDA Ajustado, LTM EBITDA Ajustado y Endeudamiento neto en el Glosario y sus respectivas reconciliaciones en las secciones de Liquidez y Recursos de Capital, Reconciliación del EBITDA Ajustado, Reconciliación del LTM EBITDA Ajustado y Endeudamiento Neto.

Tabla 01 - Principales ítems e indicadores económicos consolidados

	R\$ millones				
	Primer trimestre de				
	2018	2017	2018 x 2017 (%)	4T-2017	1T18 X 4T17 (%)
Ingresos de ventas	74.461	68.365	9	76.512	(3)
Ganancia bruta	26.773	23.786	13	25.203	6
Ganancia (pérdida) operativa	17.815	14.270	25	(1.414)	1360
Resultado financiero neto	(7.246)	(7.755)	7	(7.598)	5
Ganancia (pérdida) neta consolidada atribuible a los accionistas de Petrobras	6.961	4.449	56	(5.477)	227
Ganancia (pérdida) básica y diluida por acción	0,53	0,34	56	(0,41)	232
Valor de mercado (Controlante)	293.795	193.926	51	216.045	36
EBITDA ajustado*	25.669	25.254	2	12.986	98
Margen EBITDA ajustado*	34	37	(3)	17	17
Margen bruto* (%)	36	35	1	33	3
Margen operativo* (%)	24	21	3	(2)	26
Margen neto* (%)	9	7	2	(7)	16
Inversiones totales	9.947	11.542	(14)	14.790	(22)
Exploración & Producción	8.943	9.214	(3)	12.802	710
Abastecimiento	589	808	(27)	1.104	3
Gas y Energía	212	1.334	(84)	574	83
Distribución	84	71	18	116	(28)
Biocombustible	20	18	11	62	(68)
Corporativo	100	100	-	132	(24)
Dólar promedio de venta (R\$/US\$)	3,24	3,15	3	3,25	-
Dólar final de venta (R\$/US\$)	3,32	3,17	5	3,31	-
Variación - Dólar final de venta (%)	0,5	(2,8)	3	4,4	(4)
Precios de los derivados básicos - Mercado Interno (R\$/bbl)	255,61	227,62	12	246,29	4
Petróleo Brent (R\$/bbl)	216,51	169,05	28	199,48	9
Petróleo Brent (US\$/bbl)	66,76	53,78	24	61,39	9
Precio de venta - Brasil					
Petróleo (US\$/bbl)	62,27	50,70	23	55,82	12
Gas natural (US\$/bbl)	40,10	36,18	11	38,72	4
Precio de venta - Internacional					
Petróleo (US\$/bbl)	60,18	46,21	30	54,04	11
Gas natural (US\$/bbl)	25,01	19,73	27	22,23	13
Volumen total de ventas (Mbb/d)					
Diésel	668	702	(5)	692	(3)
Gasolina	468	539	(13)	501	(7)
Oleo combustible	49	56	(13)	68	(28)
Nafta	97	165	(41)	113	(14)
GLP	218	224	(3)	230	(5)
Combustible de aviación	107	101	6	105	2
Otros	161	164	(2)	176	(9)
Total de derivados	1.768	1.951	(9)	1.885	(6)
Alcoholes, nitrogenados renovables y otros	63	99	(36)	121	(48)
Gas natural	340	319	7	386	(12)
Total mercado interno	2.171	2.369	(8)	2.392	(9)
Exportación de petróleo, derivados y otros	688	782	(12)	550	25
Ventas internacionales	269	242	11	246	9
Total mercado internacional	957	1.024	(7)	796	20
Total general	3.128	3.393	(8)	3.188	(2)

* Véase la definición del EBITDA Ajustado, Margen EBITDA Ajustado, Margen Bruta, Margen Operativa y Margen Neta y reconciliación en la sección del EBITDA Ajustado.

Resultados del 1T-2018 x 1T-2017*:

La ganancia bruta fue superior en el 56% debido, principalmente, por la valorización del *Brent*, que proporcionó mejoría en los márgenes de exportaciones. Además, la política de precios contribuyó para el aumento de los márgenes de ventas de derivados. Hubo todavía aumento en el volumen y márgenes de comercialización del gas natural. Estos factores fueron parcialmente compensados por menor volumen de ventas en Brasil (principalmente de gasolina, por la mayor penetración del etanol) y por la disminución del volumen de petróleo exportado. Además, hubo ganancia con las enajenaciones de los activos de *Lapa, Iara* y *Carcará*.

Por otro lado, las mayores cotizaciones del *Brent* llevaron a mayores gastos con participaciones gubernamentales y el pago de tarifa para la utilización del gasoducto después de la enajenación de la NTS en el 2T-2017 resultaron en mayores gastos con ventas. Hubo todavía variación negativa en el valor de mercado de las opciones de ventas contratadas para proteger el precio de parte de la producción de óleo.

El EBITDA Ajustado aumentó el 2% como resultado del aumento de los márgenes de ventas de derivados y de exportación de petróleo.

El Flujo de Caja Libre redujo el 3%, debido a la disminución de la generación operativa, en consecuencia, principalmente, del pago de la primera parcela del acuerdo de la *Class Action* y del premio para la contratación de opción de venta protectora.

Resultados del 1T-2018 x 4T-2017**:

La ganancia neta de R\$ 6.961 millones, comparada a pérdida de R\$ 5.477 millones en el 4T-2017, refleja los mayores márgenes en las exportaciones y en las ventas de derivados y gas natural en el mercado de Brasil, acompañando la variación del *Brent*, así como las ganancias con enajenación de activos y la ausencia de ítems especiales que impactaran el resultado anterior. Hubo reducción en la demanda total de derivados en Brasil, resultando en disminución en el volumen de ventas, mientras hubo recuperación del *market-share* de diésel en el trimestre.

El EBITDA Ajustado totalizó R\$ 25.669 millones, un aumento del 98% en comparación a R\$ 12.986 millones en el 4T-2017, debido a los mayores márgenes de ventas y la ausencia de ítems especiales.

El Flujo de Caja Libre alcanzó R\$ 12.993 millones, un crecimiento del 97%, reflejando el aumento de la generación operativa de efectivo debido a los mayores márgenes de exportación de petróleo y en las ventas de gas natural y derivados en Brasil, asociados a reducción en inversiones.

* Informaciones adicionales sobre el resultado de las operaciones del 1T-2018 x 1T-2017, véase ítem 6.

** Informaciones adicionales sobre el resultado de las operaciones del 1T-2018 x 4T-2017, véase ítem 7.

RESULTADO POR ÁREA DE NEGOCIO

Tabla 02 - Principales Indicadores de Exploración & Producción

	R\$ millones				
	Primer trimestre de				
	2018	2017	2018 x 2017 (%)	4T-2017	1T18 X 4T17 (%)
Ingresos de ventas	40.708	33.251	22	37.154	10
Brasil	39.879	32.489	23	36.244	10
En el extranjero	829	762	9	910	(9)
Ganancia bruta	16.620	11.821	41	13.213	26
Brasil	16.203	11.529	41	12.755	27
En el extranjero	417	292	43	458	(9)
Gastos operativos	850	(1.933)	144	(3.019)	128
Brasil	1.017	(1.810)	156	(2.235)	146
En el extranjero	(167)	(123)	(36)	(784)	79
Ganancia (pérdida) operativa	17.470	9.888	77	10.194	71
Brasil	17.220	9.718	77	10.520	64
En el extranjero	250	170	47	(326)	177
Ganancia (pérdida)- Accionistas de Petrobras	11.536	6.500	77	6.828	69
Brasil	11.369	6.355	79	6.870	65
En el extranjero	167	145	15	(42)	498
EBITDA ajustado del segmento*	22.659	17.830	27	17.867	27
Brasil	22.137	17.363	27	17.525	26
En el extranjero	522	467	12	342	53
Margen del EBITDA del segmento (%)*	56	54	2	48	8
Inversiones del segmento	8.943	9.214	(3)	12.802	(30)
Petróleo Brent medio (R\$/bbl)	216,51	169,05	28	199,48	9
Petróleo Brent medio (US\$/bbl)	66,76	53,78	24	61,39	9
Precio de venta - Brasil					
Petróleo (US\$/bbl)	62,27	50,70	23	55,82	12
Gas natural (US\$/bbl)	40,10	36,18	11	38,72	4
Precio de venta - En el extranjero					
Petróleo (US\$/bbl)	60,18	46,21	30	54,04	11
Gas natural (US\$/bbl)	25,01	19,73	27	22,23	13
Producción Petróleo y LGN (mil barriles/día)	2.146	2.248	(5)	2.201	(2)
Brasil	2.085	2.182	(4)	2.140	(3)
En el extranjero	40	42	(5)	40	-
Producción en el extranjero no consolidada	21	24	(13)	21	-
Producción Gas natural (mil barriles/día)	534	557	(4)	536	-
Brasil	497	501	(1)	496	-
En el extranjero	37	56	(34)	40	(8)
Producción total	2.680	2.805	(4)	2.737	(2)
Lifting cost - Brasil (US\$/barril)					
sin participación gubernamental	11,51	10,83	6	11,28	2
con participación gubernamental	23,58	20,38	16	22,02	7
Lifting cost - Brasil (R\$/barril)					
sin participación gubernamental	37,15	33,65	10	36,42	2
con participación gubernamental	76,26	62,73	22	71,88	6
Lifting cost - En el extranjero sin participación gubernamental (US\$/barril)	4,91	4,56	8	7,01	(30)
Participaciones Gubernamentales - Brasil	7.967	6.202	28	7.563	5
Royalties	3.707	3.122	19	3.636	2
Participación Especial	4.215	3.033	39	3.882	9
Retención de área	45	47	(4)	45	-
Participaciones Gubernamentales - En el extranjero	17	31	(45)	14	21

* Véase definiciones de EBITDA Ajustado y Margen EBITDA Ajustado en el Glosario y sus respectivas reconciliaciones en la sección del EBITDA Ajustado por área de negocio.

EXPLORACIÓN & PRODUCCIÓN

1T-2018 x 1T-2017

1T-2018 x 4T-2017

Resultado

El crecimiento de la ganancia operativa refleja el aumento de las cotizaciones del *Brent*, así como por ganancia apurada con las enajenaciones de los activos de *Lapa*, *Iara* y *Carcará*, compensados en parte por reducción de la producción y el aumento de las ganancias con participaciones gubernamentales.

El aumento de la ganancia operativa refleja el aumento de las cotizaciones del *Brent*, así como con las enajenaciones de los activos de *Lapa*, *Iara* y *Carcará*, compensados en parte por reducción de la producción, mayores gastos con participaciones gubernamentales y por resultado relacionado a desmantelamiento de área ocurrido en el trimestre anterior.

Desempeño operativo

Producción

La producción de petróleo, LGN y gas natural redujo en comparación al mismo periodo del año anterior, principalmente, debido al termino del Sistema de Producción Anticipada de *Búzios*, parada de manutención en el FPSO *Capixaba*, enajenación del campo de *Lapa* y por parada de pozos en la P-25.

La producción de petróleo, LGN y gas natural disminuyó en comparación al trimestre anterior, principalmente, debido al termino del Sistema de Producción Anticipada de *Itapu*, parada de manutención en el FPSO *Capixaba* y por la enajenación del campo de *Lapa*.

Lifting Cost

El indicador aumentó, principalmente, debido a reducción de la producción y por la mayor realización de intervenciones en pozos.

Además, hubo mayores gastos con participaciones gubernamentales en consecuencia del aumento de las cotizaciones internacionales del petróleo.

El indicador aumento debido a la reducción de la producción, parcialmente compensado por optimización de gastos con intervenciones en pozos.

Además, hubo mayores gastos con participaciones gubernamentales en consecuencia del aumento de las cotizaciones internacionales del petróleo.

Tabla 03 - Principales Indicadores del Abastecimiento

	R\$ millones				
	Primer trimestre de				
	2018	2017	2018 x 2017 (%)	4T-2017	1T18 X 4T17 (%)
Ingresos de ventas	55.329	53.929	3	56.221	(2)
Brasil (incluye operaciones de trading en el extranjero)	57.400	54.898	5	58.025	(1)
En el extranjero	2.358	963	145	2.350	-
Eliminaciones	(4.429)	(1.932)	(129)	(4.154)	(7)
Ganancia bruta	6.172	7.378	(16)	9.300	(34)
Brasil	6.202	7.427	(16)	9.166	(32)
En el extranjero	(30)	(49)	39	134	(122)
Gastos operativos	(2.368)	(2.122)	(12)	(4.727)	50
Brasil	(2.343)	(2.064)	(14)	(4.476)	48
En el extranjero	(25)	(58)	57	(251)	90
Ganancia (pérdida) operativa	3.804	5.256	(28)	4.573	(17)
Brasil	3.859	5.363	(28)	4.689	(18)
En el extranjero	(55)	(107)	49	(116)	53
Ganancia (pérdida) - Accionistas de Petrobras	3.056	4.060	(25)	3.337	(8)
Brasil	3.092	4.131	(25)	3.413	(9)
En el extranjero	(36)	(71)	49	(76)	53
EBITDA ajustado del segmento*	5.860	7.223	(19)	8.785	(33)
Brasil	5.866	7.288	(20)	8.624	(32)
En el extranjero	(6)	(65)	91	161	(104)
Margen del EBITDA del segmento (%)*	11	13	(3)	16	(5)
Inversiones del segmento	589	808	(27)	1.104	(47)
Precio derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)	255,61	227,62	12	246,29	4
Importaciones (mil barriles/día)	179	290	(38)	263	(32)
Importación del petróleo	82	93	(12)	141	(42)
Importación del diésel	-	-	-	3	-
Importación de gasolina	3	13	(77)	10	(70)
Importación de otros derivados	94	184	(49)	109	(14)
Exportaciones (mil barriles/día)	686	779	(12)	550	25
Exportación del petróleo	496	609	(19)	398	25
Exportación de derivados	190	170	12	152	25
Exportaciones (importaciones), netas	507	489	4	287	77
Indicadores Operativos - Brasil (mil barriles/día)					
Producción de derivados	1.674	1.811	(8)	1.795	(7)
Carga de referencia	2.176	2.176	-	2.176	-
Factor de utilización de la refinación (%)	72	77	(5)	77	(5)
Carga fresca procesada (sin LGN)	1.569	1.681	(7)	1.683	(7)
Carga procesada	1.623	1.725	(6)	1.739	(7)
Participación del petróleo nacional en la carga procesada (%)	94	95	(1)	92	2
Indicadores Operativos del Refino - En el extranjero (mil barriles/día)					
Carga total procesada	109	56	95	115	(5)
Producción de derivados	102	59	73	113	(10)
Carga de referencia	100	100	-	100	-
Factor de utilización de la refinación (%)	101	55	46	109	(8)
Costo de la refinación - Brasil					
Costo de la refinación (US\$/barril)	2,96	3,04	(3)	2,76	7
Costo de la refinación (R\$/barril)	9,58	9,49	1	8,98	7
Costo de la refinación - En el extranjero (US\$/barril)	4,55	5,22	(13)	3,92	16
Volumen de Ventas (incluye ventas para BR Distribuidora y terceros)					
Diésel	586	648	(10)	597	(2)
Gasolina	396	469	(16)	433	(9)
Oleo combustible	50	57	(13)	77	(35)
Nafta	97	165	(41)	113	(14)
GLP	217	223	(3)	230	(5)
Combustible de aviación	122	114	7	119	3
Otros	179	184	(3)	193	(8)
Total de derivados mercado interno (mil barriles/día)	1.648	1.860	(11)	1.762	(7)

* Véase las definiciones del EBITDA Ajustado y Margen EBITDA Ajustado en el Glosario y reconciliación en la sección de Reconciliación del EBITDA Ajustado por área de negocio.

ABASTECIMIENTO

1T-2018 x 1T-2017

1T-2018 x 4T-2017

Resultado

La menor ganancia operativa resultó de reducción de los márgenes de comercialización, principalmente de diésel y de gasolina, debido al aumento de los costos con adquisición / transferencia de petróleo, y por la disminución del volumen de ventas de derivados en el mercado brasileño, principalmente gasolina, por la mayor penetración del etanol.

La menor ganancia operativa se debe por una disminución del volumen de ventas de gasolina y diésel en el mercado brasileño, debido a disminución de la demanda, a pesar de la recuperación del *market share* del diésel ocurrida en el trimestre, y por la valorización del *Brent*, que aumento los costos de adquisición / transferencia de petróleo.

Desempeño operativo

Balanza comercial

Hubo reducción en las exportaciones netas de petróleo debido a la menor producción.

La mejoría en la exportación neta de derivados se debe a una reducción en las importaciones, principalmente de nafta y gasolina, y el aumento de las exportaciones de diésel, debido a la reducción de las ventas en el mercado interno.

La exportación neta de petróleo aumento debido, principalmente, a realización de inventarios formados en el trimestre anterior y a los menores volúmenes importados.

La mejoría en la balanza neta de exportación de derivados fue ocasionada por el aumento del volumen de diésel y óleo combustible debido a la reducción de la demanda en el mercado interno, así como por menores importaciones.

Indicadores operativos del refino

La carga procesada fue inferior, principalmente debido a la competitividad en el mercado por la colocación de productos por terceros y, en el caso de gasolina, por pérdida de participación de mercado para el etanol.

La carga procesada fue inferior, principalmente debido a la reducción de la demanda de derivados en Brasil.

Costo de Refinación

El aumento del indicador es debido por la reducción de la carga procesada.

El indicador aumento debido a la reducción de la carga procesada.

Tabla 04 - Principales Indicadores del Gas y Energía

	R\$ millones				
	Primer trimestre de				
	2018	2017	2018 x 2017 (%)	4T-2017	1T18 X 4T17 (%)
Ingresos de ventas	9.198	7.703	19	11.456	(20)
Brasil	9.172	7.681	19	11.420	(20)
En el extranjero	26	22	18	36	(28)
Ganancia bruta	3.365	2.443	38	3.562	(6)
Brasil	3.361	2.436	38	3.542	(5)
En el extranjero	4	7	(43)	20	(80)
Gastos operativos	(2.574)	(888)	(190)	(3.804)	32
Brasil	(2.564)	(879)	(192)	(3.688)	30
En el extranjero	(10)	(9)	(11)	(116)	91
Ganancia (pérdida) operativa	791	1.555	(49)	(242)	427
Brasil	797	1.557	(49)	(146)	646
En el extranjero	(6)	(2)	(200)	(96)	94
Ganancia (pérdida) - Accionistas de Petrobras	481	1.021	(53)	(176)	373
Brasil	498	1.003	(50)	(135)	469
En el extranjero	(17)	18	(194)	(41)	59
EBITDA ajustado del segmento*	1.316	2.256	(42)	1.757	(25)
Brasil	1.320	2.256	(41)	1.743	(24)
En el extranjero	(4)	-	-	14	(129)
Margen del EBITDA del segmento (%)*	14	29	(15)	15	(1)
Inversiones del segmento	212	1.334	(84)	574	(63)
Indicadores físicos y financieros - Brasil					
Ventas de electricidad (ACL) - MW promedio	903	759	19	776	16
Ventas de electricidad (ACR) - MW promedio	2.788	3.058	(9)	3.058	(9)
Generación de electricidad - MW promedio	1.966	2.017	(3)	3.863	(49)
Precio de liquidación de las diferencias (PLD) - R\$/MWh	186	156	19	398	(53)
Disponibilidad de gas natural brasileño (mil barriles/día)	338	277	22	336	3
Importaciones de gas natural licuado (mil barriles/día)	151	16	844	34	344
Importaciones de gas natural (mil barriles/día)	140	118	19	161	(13)

* Véase las definiciones del EBITDA Ajustado, Margen EBITDA Ajustado, Margen Bruta, Margen Operativa y Margen Neta y reconciliación en la sección del EBITDA Ajustado.

GAS Y ENERGÍA

1T-2018 x 1T-2017

Resultado

La mayor ganancia bruta refleja el aumento del volumen y de los precios de ventas de gas natural.

La ganancia operativa fue inferior debido al aumento de los gastos de ventas decurrentes de pago de tarifa para utilización de gasoductos después de la enajenación de NTS en el 2T-17 y pérdidas con ingresos esperados, principalmente, del sector eléctrico.

Desempeño operativo**Indicadores físicos y financieros**

Mayores importaciones de GNL y gas natural boliviano debido a mayores ventas en los segmentos termoeléctricos y no termoeléctricos.

La generación termoeléctrica permaneció estable. Temperaturas amenas contribuyeron para la disminución del despacho por motivaciones eléctricas, mientras el PLD más alto influenció en el aumento de la generación por mérito.

1T-2018 x 4T-2017

La reversión de la pérdida en ganancia operativa fue debida a menor *impairment* de activos, reducción de las compras de gas natural boliviano y la menor regasificación de GNL, a pesar de reducción en la generación de energía termoeléctrica en el periodo.

Menor importación de gas natural boliviano y menor regasificación de GNL debido a menor demanda del segmento termoeléctrico.

Hubo reducción de venta en el *Ambiente de Contratação Regulado* (ACR) debido al término de los contratos. Ya en el *Ambiente de Contratação Livre* (ACL) hubo aumento de las ventas por la estacionalidad de contratos y ventas adicionales.

Condiciones hidrológicas favorables en el inicio del periodo húmedo y mayor oferta de energía por la usina de Belo Monte redujeron el PLD, contribuyendo para la disminución del despacho termoeléctrico.

Tabla 05 - Principales Indicadores de Distribución

	R\$ millones				
	Primer trimestre de				
	2018	2017	2018 x 2017 (%)	4T-2017	1T18 X 4T17 (%)
Ingresos de ventas	23.416	20.912	12	24.136	(3)
Brasil	22.241	19.840	12	22.973	(3)
En el extranjero	1.175	1.072	10	1.163	1
Ganancia bruta	1.571	1.543	2	1.862	(16)
Brasil	1.480	1.452	2	1.770	(16)
En el extranjero	91	91	-	92	(1)
Gastos operativos	(1.029)	(985)	(4)	(1.145)	10
Brasil	(969)	(932)	(4)	(1.054)	8
En el extranjero	(60)	(53)	(13)	(91)	34
Ganancia (pérdida) operativa	542	558	(3)	717	(24)
Brasil	511	520	(2)	716	(29)
En el extranjero	31	38	(18)	1	3000
Ganancia (pérdida) - Accionistas de Petrobras	271	369	(27)	452	(40)
Brasil	251	344	(27)	443	(43)
En el extranjero	20	25	(20)	9	122
EBITDA ajustado del segmento*	660	679	(3)	881	(25)
Brasil	616	629	(2)	866	(29)
En el extranjero	44	50	(12)	15	193
Margen del EBITDA del segmento (%)*	3	3	-	4	-
Inversiones del segmento	84	71	19	116	(28)
Volumen de ventas - Brasil (mil barriles/día)					
Diésel	288	285	1	291	(1)
Gasolina	170	190	(12)	179	(5)
Oleo combustible	38	45	(16)	61	(38)
Combustible de aviación	54	53	2	53	2
Otros	75	85	(12)	85	(12)
Total de derivados mercado interno	625	658	(5)	669	(7)

* Véase las definiciones del EBITDA Ajustado y Margen EBITDA Ajustado en el Glosario y reconciliación en la sección de Reconciliación del EBITDA Ajustado por área de negocio.

DISTRIBUCIÓN

1T-2018 x 1T- 2017

1T-2018 x 4T-2017

Resultado

El aumento de la ganancia bruta refleja el aumento en los márgenes promedios de comercialización con los efectos de la retomada de la actividad económica en Brasil todavía no se reflejando totalmente en ganancias en volumen de ventas. Ya la ganancia operativa presento reducción, reflejando, principalmente, el registro, en el 2018, de provisión para indemnizaciones del PIDV – 2016, debido a reapertura del programa.

La disminución de la ganancia bruta se debe a reducción de los márgenes de comercialización asociado a menor volumen de ventas, debido a la estacionalidad del segmento. La ganancia operativa presento reducción, principalmente debido a la disminución de la ganancia bruta, parcialmente compensado por menores gastos operativos.

Liquidez y Recursos de Capital

Tabla 06 - Liquidez y Recursos de Capital

	R\$ millones		
	Primer trimestre de		
	2018	2017	4T-2017
Disponibilidades ajustadas* al inicio del período	80.731	72.150	77.748
Títulos públicos federales y time deposits con vencimientos superiores a 3 meses al inicio del período	(6.237)	(3.042)	(3.317)
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período	74.494	69.108	74.431
Efectivo neto generado en las actividades operativas	22.218	23.225	19.567
Efectivo neto utilizado en las actividades de inversión	638	(8.262)	(12.308)
Inversiones en segmentos de negocio	(9.225)	(9.857)	(12.959)
Ingresos por la venta de activos (desinversiones)	7.502	1.873	449
Inversiones en valores mobiliarios	2.361	(278)	202
(=) Flujo de efectivo las actividades operativas y de inversión	22.856	14.963	7.259
Financiaciones y préstamos, netos	(30.607)	(21.230)	(14.975)
Captaciones	19.258	13.028	14.385
Amortizaciones	(49.865)	(34.258)	(29.360)
Dividendos pagados a los accionistas no controlantes	-	-	(59)
Participación de accionistas no controlantes	121	(130)	263
Recibo por la venta de participación, sin pérdida de control	-	-	4.906
Efecto de las diferencias de cambio sobre efectivo y equivalentes al efectivo	(502)	(1.837)	2.669
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	66.362	60.874	74.494
Títulos públicos federales y time deposits con vencimientos superiores a 3 meses al final del período	3.905	2.556	5.744
Disponibilidades ajustadas* al final del período	70.267	63.430	80.238
Reconciliación del Flujo de Caja Libre			
Efectivo neto generado en las actividades operativas	22.218	23.225	19.567
Inversiones en segmentos de negocio	(9.225)	(9.857)	(12.959)
Flujo de Caja Libre*	12.993	13.368	6.608

En 31 de marzo del 2018, el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo fue de R\$ 66.362 millones y las disponibilidades ajustadas totalizaran R\$ 70.267 millones. Los recursos proporcionados por una generación operativa de efectivo de R\$ 22.218 millones, captaciones del R\$ 19.258 millones e ingresos por la venta de activos del R\$ 7.502 millones fueron destinadas al cumplimiento del servicio de la deuda y financiación de las inversiones en áreas de negocio.

La generación operativa de efectivo fue de R\$ 22.218 millones, el 4% inferior al año anterior, debido al menor volumen de ventas de derivados en el mercado de Brasil, principalmente de diésel y gasolina, reflejando la colocación por importadores, y por el pago de la primera parcela de la *Class Action*, compensados, parcialmente, por el aumento de los márgenes en el mercado de Brasil y en las exportaciones.

Las inversiones en los negocios de la Compañía fueron del R\$ 9.225 millones en el 1T-2018, un retroceso del 6% con relación al mismo periodo del año anterior; con el 96% de las inversiones en el área de exploración y producción.

Los factores citados arriba resultaran en Flujo de Efectivo Libre* positivo por el décimo segundo trimestre consecutivo de R\$ 12.993 millones en el 1T-2018, el 3% inferior al primero trimestre del año anterior.

En el 1T-2018, la compañía elevó R\$ 19.258 millones, con destaque para: (i) ofertas de bonos en el mercado internacional de capitales (*Global Notes*), con vencimientos en el 2029, en el valor de R\$ 6.359 millones (US\$ 1.962 millones); y (ii) captaciones en el mercado bancario brasileño e internacional, con vencimientos de aproximadamente 6,5 años en promedio, en el valor total de R\$ 12.726 millones.

Adicionalmente, la compañía liquidó diversos préstamos y financiaciones en el valor total del R\$ 49.865 millones, con destaque para: (i) recompra y/o rescate anticipado del R\$ 19.047 millones (US\$ 5.833 millones) de títulos en el mercado de capitales internacional, con vencimientos entre el 2019 y 2021, con pago de premio a los detentores de títulos que entregaran sus papeles en la operación en el valor de R\$ 1.360 millones; (ii) pago anticipado del R\$ 20.407 millones de préstamos en el mercado bancario brasileño e internacional; y (iii) pago anticipado del R\$ 793 millones de financiaciones con el BNDES.

Las amortizaciones de capital principal e intereses sumaron R\$ 49.865 millones en el 1T-2018 y el flujo nominal (visión caja) del capital principal e intereses de las financiaciones, por vencimiento, se presentan en R\$ millones, a continuación:

Tabla 07 - Flujo nominal del capital principal e intereses de las financiaciones

Vencimiento	Consolidado							
	2018	2019	2020	2021	2022	2023 adelante	31.03.2018	31.12.2017
Principal	7.424	9.737	27.716	29.250	59.846	210.161	344.134	365.632
Interés	14.633	19.550	18.579	17.066	14.855	119.680	204.363	200.887
Total	22.057	29.287	46.295	46.316	74.701	329.841	548.497	566.519

* Véase la reconciliación de Disponibilidades Ajustadas en el Endeudamiento Neto y definición de las Disponibilidades Ajustadas y Flujo de Caja Libre en el Glosario.

Endeudamiento consolidado

Entre enero y marzo del 2018, el endeudamiento bruto retrocedió el 6%, principalmente debido a la amortización de deudas, el endeudamiento neto redujo el 4% y el plazo medio de vencimiento de la deuda se quedó en 9,26 años (8,62 años en el 31 de diciembre del 2017). La tasa promedio de financiaciones aumento del 6,1% en diciembre 2017 para 6,2% en marzo 2018.

Los endeudamientos de corto y largo plazo incluyen Arrendamientos Mercantiles Financieros en la suma de R\$ 85 millones y de R\$ 670 millones, respectivamente (R\$ 84 millones y R\$ 675 millones en el 31 de diciembre del 2017).

El índice deuda neta sobre LTM EBITDA Ajustado* redujo del 3,67 en el 2017, para el 3,52, en el 2018, debido, principalmente, a los ingresos de desinversiones y el flujo de caja libre positivo.

Tabla 08 - Endeudamiento consolidado en reales

	R\$ millones		
	31.03.2018	31.12.2017	Δ%
Endeudamiento corto plazo	15.474	23.244	(33)
Endeudamiento largo plazo	325.505	338.239	(4)
Total	340.979	361.483	(6)
Efectivo y equivalentes al efectivo	66.362	74.494	(11)
Títulos públicos federales y time deposits (vencimiento superior a 3 meses)	3.905	6.237	(37)
Disponibilidades ajustadas*	70.267	80.731	(13)
Endeudamiento neto*	270.712	280.752	(4)
Endeudamiento neto/(endeudamiento neto + patrimonio neto) - Apalancamiento	49%	51%	(2)
Pasivo total neto*	753.886	750.784	-
(Capital de terceros neto / pasivo total neto)	63%	64%	(1)
Índice de endeudamiento neto/LTM EBITDA ajustado*	3,52	3,67	(4)
Índice de cobertura de interés (% a.a.)	6,2	6,1	(1)
Índice de endeudamiento neto/LTM FCO*	3,17	3,25	(2)

Tabla 09 - Endeudamiento consolidado en dólares

	U.S.\$ millones		
	31.03.2018	31.12.2017	Δ%
Endeudamiento corto plazo	4.656	7.026	(34)
Endeudamiento largo plazo	97.932	102.249	(4)
Total	102.588	109.275	(6)
Endeudamiento neto*	81.447	84.871	(4)
Plazo promedio del endeudamiento (años)	9,26	8,62	0,64

Tabla 10 - Endeudamiento por tipo, moneda y vencimiento

	R\$ millones		
	31.03.2018	31.12.2017	Δ%
Informaciones resumidas sobre financiaciones			
Por tipo			
Referenciado al tipo variable	167.345	176.943	(5)
Indexado a tipo fijo	172.879	183.781	(6)
Total	340.224	360.724	(6)
Por moneda			
Reales	69.004	71.129	(3)
Dólares Estadunidenses	249.017	263.614	(6)
Euro	13.690	17.773	(23)
Otras monedas	8.513	8.208	4
Total	340.224	360.724	(6)
Por vencimiento			
2018	12.308	23.160	(47)
2019	9.330	21.423	(56)
2020	27.196	31.896	(15)
2021	28.756	42.168	(32)
2022	59.694	59.594	-
2023 y adelante	202.940	182.483	11
Total	340.224	360.724	(6)

* Véase las definiciones de Disponibilidades Ajustadas, Endeudamiento neto, Pasivo Total Neto, FCO y Apalancamiento en el Glosario y reconciliación en las secciones de Reconciliación del LTM EBITDA Ajustado y LTM FCO.

INFORMACIONES ADICIONALES

1. Reconciliación del EBITDA Ajustado

El EBITDA es un indicador calculado como siendo la ganancia neta del periodo más los tributos a las ganancias, resultado financiero neto, depreciación y amortización. La compañía divulga el EBITDA según el permitido en la Instrucción CVM n° 527 de octubre del 2012.

Para reflejar la visión de los administradores cuanto a la formación del resultado de las actividades corrientes de la compañía, el EBITDA también es presentado ajustado (EBITDA Ajustado) por: resultado de la participación en inversiones, *impairment*, resultados con desinversiones y baja de activos y efectos de los ajustes por diferencia de conversión (CTA) reclasificados para resultado.

El EBITDA Ajustado, cuando reflejando el sumatorio de los últimos 12 meses (*Last Twelve Months*) del EBITDA Ajustado, también representa una mensuración alternativa de la generación operativa de caja de la compañía. Esta medida se utiliza para el cálculo de la métrica Deuda Neta sobre LTM EBITDA Ajustado, establecida en el Plano de Negocios y Gestión (PNG 2018-2022), ayudando la valuación de lo apalancamiento y liquidez de la compañía.

El EBITDA, EBITDA Ajustado y el LTM EBITDA Ajustado no están previstos en el normativo internacional de contabilidad – IFRS y no deben servir como base de comparación con los divulgados por otras compañías, así como no deben ser considerados como un sustituto a cualquier otra medida calculada de acuerdo con el IFRS. Estas medidas deben ser consideradas en conjunto con otras medidas e indicadores de performance para una mejor comprensión sobre el desempeño y condiciones financieras de la compañía.

Tabla 11 – Reconciliación del EBITDA Ajustado

	R\$ millones				
	1º Trimestre		2018 x 2017 (%)	4T-2017	1T18 X 4T17 (%)
	2018	2017			
Ganancia (pérdida) neta	7.125	4.807	48	(5.372)	233
Resultado financiero neto	7.246	7.755	(7)	7.598	(5)
Impuestos a las ganancias	3.955	2.320	70	(3.156)	225
Depreciación, agotamiento y amortización	11.057	10.766	3	10.445	6
EBITDA	29.383	25.648	15	9.515	209
Resultado de participaciones en inversiones	(511)	(612)	17	(484)	(6)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - impairment	58	(21)	376	3.511	(98)
Realización de diferencias de conversión (CTA)	-	116	(100)	-	-
Resultado con enajenación/baja de activos	(3.261)	123	(2.751)	444	(834)
EBITDA ajustado	25.669	25.254	2	12.986	98
Margen del EBITDA ajustado (%)	34	37	(3)	17	17

2. Reconciliación del LTM EBITDA Ajustado y LTM Flujo de Caja Operativo

Tabla 12 – Reconciliación del Flujo de Caja Operativo

	R\$ millones	
	31.03.2018	31.12.2017
Ganancia (pérdida) neta	2.695	377
Resultado financiero neto	31.090	31.599
Impuestos a las ganancias	7.432	5.797
Depreciación, agotamiento y amortización	42.769	42.478
EBITDA	83.986	80.251
Resultado de participaciones en inversiones	(2.048)	(2.149)
Reversión/Pérdida por deterioro de los activos - impairment	3.883	3.862
Realización de diferencias de conversión (CTA)	-	116
Resultado con enajenación/baja de activos	(8.907)	(5.523)
EBITDA ajustado	76.914	76.557
Impuestos a las Ganancias y Contribución Social	(7.432)	(5.797)
Pérdidas con cuentas incobrables	2.720	2.271
Variación de cuentas por recibir	(2.843)	(3.140)
Variación de Inventarios	(3.486)	(1.130)
Variación proveedores	1.773	(160)
Variación de impuestos a la ganancia y contribución social diferidos	591	1.452
Variación de impuestos, tasas y contribuciones	7.339	6.911
Otros	9.826	9.503
Recursos generados por las actividades operativas (FCO)	85.460	86.467

* Incluye las cuentas de resultado con enajenación y baja de activos y ganancias / pérdidas en remediación – participaciones societarias.

3. Hedge Flujo de Efectivo sobre Exportaciones

Tabla 13 – Hedge Flujo de Efectivo sobre Exportaciones

	R\$ millones				
	1º Trimestre		2018 x 2017 (%)	4T-2017	1T18 X 4T17 (%)
	2018	2017			
Variación Monetaria y Cambiaria Total	(935)	5.151	(118)	(7.514)	88
Variación Cambiaria Diferida registrada en el Patrimonio Neto	1.099	(5.459)	120	7.564	(85)
Reclasificación del Patrimonio Neto para el Resultado	(2.661)	(2.435)	(9)	(2.692)	1
Variación Monetaria y Cambiaria, Netas	(2.497)	(2.743)	9	(2.642)	5

La reclasificación de gastos de diferencia de cambio del patrimonio neto para el resultado en el 1T-2018 totalizó R\$ 2.661 millones, representando una disminución del 9% con relación al mismo periodo del 2017, debido, principalmente, al comportamiento de la tasa de cambio R\$/US\$.

La pequeña reducción de la reclasificación de gastos de diferencia cambiaria en el patrimonio neto para el resultado del 1T-2018 (R\$ 2.661 millones) en relación al trimestre anterior (R\$ 2.692 millones) reflejo la realización de exportaciones, protegidas por deudas en dólares, con menor *spread* de tasa de cambio (R\$/US\$) entre las fechas iniciales de designación y las fechas de las respectivas exportaciones.

Alteraciones de expectativas de realización de precios y volúmenes de exportación en futuras revisiones de los planes de negocios pueden venir a determinar necesidad de reclasificaciones adicionales de diferencias de cambio del patrimonio neto para resultado. Un análisis de sensibilidad con un precio promedio del petróleo *Brent* menor en US\$ 10/barril, en comparación al que se consideró en la última revisión del PNG 2018-2022, no indicaría la necesidad de reclasificación de diferencia de cambiaria en el patrimonio neto para el resultado.

La expectativa anual de realización del saldo de las diferencias de cambios en el patrimonio neto en el 31 de marzo del 2018, es demostrada a continuación:

Tabla 14 – Expectativa de Realización de Exportaciones

	Consolidado								
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 a 2027	Total
Expectativa de realización	(7.954)	(7.348)	(6.042)	(5.268)	(5.991)	(2.980)	(525)	7.606	(28.502)

INFORMACIONES ADICIONALES

4. Activos y pasivos sujetos a la variación cambiaria

La Compañía tiene activos y pasivos sujetos a variaciones de monedas extranjeras, cuyas principales exposiciones brutas son el real con relación al dólar estadounidense y el dólar estadounidense en relación al euro. A partir de mediados de mayo del 2013 la compañía extendió la contabilidad de *hedge* para protección de exportaciones futuras altamente probables.

La Compañía designa las relaciones de *hedge* entre las exportaciones y las obligaciones en dólares estadounidenses para que los efectos de la protección cambiaria natural existentes entre esas operaciones sean reconocidas de forma simultánea en los estados financieros. Con la extensión de la contabilidad de *hedge*, las ganancias o pérdidas provocadas por diferencias de cambio se acumulan en el patrimonio neto y solamente afectan el resultado en la medida en que se realizan las exportaciones.

Durante el año del 2017, Petrobras, a través de su controlada indirecta Petrobras Global Trading B.V. (PGT), contrató operaciones de derivativos denominadas *cross currency swap*, con el objetivo de protección de la exposición en libras esterlinas frente al dólar, decurrente de emisión de *bond* en el valor nominal de GBP 700 millones y GBP 600 millones y con vencimiento en diciembre del 2026 y del 2034, respectivamente. La compañía no tiene intención de liquidar tales contratos antes del plazo de vencimiento.

En el primero trimestre, Petrobras Global Finance B.V. (PGF) recompro Bonds denominados en dólares estadounidenses y en euros en volúmenes USD 7.639 millones y EUR 366 millones, respectivamente.

Los saldo de activos y pasivos en moneda extranjera de empresas controladas en el exterior no son inseridos en la exposición abajo, cuando realizadas en monedas equivalentes a sus respectivas monedas funcionales.

En el 31.03.2018, la exposición cambiaria neta de la Compañía es pasiva, siendo la principal la del dólar estadounidense con relación al euro.

Tabla 15 – Activos y Pasivos sujetos a la variación cambiaria

ITENS	R\$ millones	
	31.03.2018	31.12.2017
Activo	47.144	44.013
Pasivo	(265.648)	(261.358)
Contabilización de Hedge	196.619	193.189
Cross Currency Swap	6.058	5.813
Total	(15.827)	(18.343)

Tabla 16 – Segregación de Activos y Pasivos por moneda

POR MONEDA	R\$ millones	
	31.03.2018	31.12.2017
Real/ Dólar	(4.441)	(4.208)
Real/ Euro	44	(76)
Real/ Libra	(79)	(69)
Dólar/ Yen	(335)	(316)
Dólar/ Euro	(11.656)	(14.172)
Dólar/ Libra*	640	498
Total	(15.827)	(18.343)

Tabla 17 – Variación Monetaria y Cambiaria

Variación Monetaria y Cambiaria	R\$ millones				
	Primer trimestre de		2018 x 2017 (%)	4T-2017	1T18 X 4T17 (%)
2018	2017				
Variación Cambiaria Dólar x Euro	(357)	(297)	(20)	(216)	(65)
Variación Cambiaria Real x Dólar	174	(199)	187	(202)	186
Variación Cambiaria Dólar x Libra	157	(64)	345	117	34
Reclasificación de la contabilización del hedge del Patrimonio Neto para el Resultado	(2.661)	(2.435)	(9)	(2.692)	1
Variación Cambiaria Real x Euro	(1)	(1)	-	(12)	92
Otros	191	253	(25)	363	(47)
Variación Monetaria y Cambiaria, Netas	(2.497)	(2.743)	9	(2.642)	5

INFORMACIONES ADICIONALES

5. Ítems especiales

Tabla 18 – Ítems especiales

Primer trimestre de			R\$ millones	
2018	2017		Ítem del Resultado	4T-2017
3.261	(123)	Ganancia/(Pérdidas) con enajenación* y baja de activos	Otros ingresos (gastos)	(444)
(23)	275	PIDV	Otros ingresos (gastos)	1
1	-	Resarcimiento de valores - Operación Lava Jato	Otros ingresos (gastos)	660
-	-	Resultado relacionado a Desmantelamiento de área	Otros ingresos (gastos)	1.093
-	(116)	Ajustes por Diferencia de Conversión - CTA	Otros ingresos (gastos)	-
(80)	-	Programas de Amnistías Provinciales**	Gastos por Impuestos	(199)
(408)	109	Pérdidas con cuentas a cobrar del sector eléctrico	Gastos de ventas	(374)
(64)	(42)	Impairment de activos e inversiones	Diversos	(3.522)
-	-	Provisión para acuerdo de acción colectiva consolidada (<i>Class Action</i>)	Otros ingresos (gastos)	(11.198)
(261)	(645)	(Pérdidas)/Ganancias con contingencias judiciales	Otros ingresos (gastos)	412
-	-	Programa de Regularización de Debitos Federales	Varios	(1.015)
286	-	Ingresos con multa contratual por no concretización de la venta de Liquigas	Otros ingresos (gastos)	-
2.712	(542)	Total		(14.586)

Detalle del efecto del impairment de activos e inversiones en los diversos ítems del resultado:

(58)	21	Pérdida por deterioro del valor de los activos - <i>Impairment</i>	(3.511)
(6)	(63)	Resultado de participaciones en inversiones	(11)
(64)	(42)	Impairment de activos e inversiones	(3.522)

De acuerdo con el juicio de la Administración, estos ítems especiales presentados, aunque estén relacionados con los negocios de la Compañía, fueron destacados como información complementaria para mejor entendimiento y evaluación del resultado. Dichos ítems no ocurren necesariamente en todos los períodos y se divulgan cuando son relevantes.

* Activos de Lapa, Iara y Carcará en el valor de R\$ 3.223 millones.

** En el 1T-2018, Petrobras adhirió a programas de amnistía de débitos de ICMS administrados por las provincias de Rio Grande do Norte y Tocantins.

INFORMACIONES ADICIONALES

6. Resultado de las operaciones del 1T-2018 x 1T-2017:

Ingresos de ventas de R\$ 74.461 millones, R\$ 6.096 millones superior al mismo periodo del 2017, debido a:

- aumento de ingresos en el mercado de Brasil (R\$ 2.441 millones), reflejando:
 - ✓ mayor precio medio de realización de derivados, con destaque para el diésel (R\$ 1.949 millones), gasolina (R\$ 1.361 millones) y GLP (R\$ 1.189 millones), reflejando los reajustes de precios, y otros derivados (R\$ 1.486 millones) acompañando el aumento de las cotizaciones internacionales;
 - ✓ mayores ingresos con gas natural (R\$ 1.012 millones), debido a mayores volúmenes vendidos con precios más elevados;
 - ✓ menor volumen de ventas de derivados (R\$ 3.863 millones), con destaque para:
 - gasolina (R\$ 1.792 millones), reflejando la pérdida de participación para el etanol y aumento de en la importación por terceros;
 - nafta (R\$ 1.084 millones), debido a reducción de ventas para Braskem; y
 - diésel (R\$ 938 millones), debido a colocación de producto por importadores.
 - ✓ aumento de ingresos con exportaciones (R\$ 1.952 millones), debido a los mayores precios, acompañando la elevación de las cotizaciones internacionales, compensados en parte por reducción del volumen de petróleo exportado; y
 - ✓ aumento de ingresos con actividades en el extranjero (R\$ 1.703 millones), reflejando la elevación de las cotizaciones internacionales.

Costo de los productos vendidos de R\$ 47.688 millones, R\$ 3.109 millones superior al mismo periodo del 2017, reflejando:

- mayores gastos con participaciones gubernamentales, influenciados por el aumento de las cotizaciones internacionales de las *commodities*;
- mayores gastos con importaciones de petróleo ocasionadas por su mayor participación en la carga procesada en las refinerías, a pesar de los menores volúmenes comercializados;
- aumento de los costos asociados a actividades en el extranjero, reflejando el aumento de las cotizaciones internacionales; y
- menores gastos con importaciones de derivados, con destaque para la nafta y gasolina, debido a reducción del volumen de ventas de derivados en el mercado de Brasil.

Gastos de ventas de R\$ 4.128 millones, el 73% superior, influenciado por el aumento de los gastos logísticos por pago de tarifa por utilización de los gasoductos a partir de la venta de NTS en el 2T-2017 (R\$ 1.036 millones) y por mayores pérdidas esperadas en ingresos referente al sector eléctrico (R\$ 517 millones).

Gastos generales y administrativos de R\$ 2.142 millones, el 7%, reflejando los menores gastos con servicios administrativos prestados por terceros.

Costos exploratorios para extracción de petróleo y gas natural de R\$ 442 millones, el 49% superior, debido, principalmente, por provisiones referentes a penalidades contractuales de contenido local (R\$ 118 millones).

Gastos tributarios de R\$ 481 millones, 65% superiores, debido, básicamente, los efectos de la adhesión a los programas de amnistía provincial de gastos con *ICMS*.

Otros gastos operativos de R\$ 1.270 millones, el 67% inferior, con destaque para:

- ganancia neta por enajenación y baja de activos en el montante de R\$ 3.261 millones, debido, principalmente, por la venta de *Lapa* y *Jara* (R\$ 2.236 millones) y reconocimiento de la parcela contingente de *Carcará* (R\$ 987 millones);
- ingresos con multa contractual debido a no concretización de la venta de *Liquigás* (R\$ 286 millones); y
- variación negativa en el valor de mercado de la opción de venta contratada para protección del precio de parte de la producción de óleo (R\$ 705 millones).

Gastos financieros netos de R\$ 7.246 millones, el 7% inferior en relación al 2017, debido a:

- disminución de R\$ 263 millones en los gastos financieros netos, con destaque para:
 - ✓ reducción de gastos con financiamientos (R\$ 634 millones) debido a pre-pagos;
 - ✓ aumento de los ingresos con aplicaciones financieras (R\$ 105 millones); y
 - ✓ mayores costos con recompra de títulos de deudas en el mercado de capitales (R\$ 531 millones).

- variación monetaria y diferencia de conversión negativa menor en R\$ 246 millones, ocasionadas por:
 - ✓ diferencia de conversión positiva de R\$ 174 millones debido a la depreciación del 0,5% del real sobre la exposición activa promedia en dólar estadounidense, comparada a diferencia de conversión negativa de R\$ 199 millones debido a apreciación del 2,8% del real sobre la exposición pasiva promedia en dólar en el año anterior (R\$ 373 millones);
 - ✓ diferencia de conversión positiva de R\$ 157 millones debido a la depreciación del 3,7% del dólar sobre la exposición activa neta en libra, comparada a diferencia de conversión negativa de R\$ 64 millones debido a la depreciación del 1,2% sobre la exposición pasiva neta en el año anterior (R\$ 221 millones);
 - ✓ diferencia cambiaria negativa de R\$ 357 millones debido a la depreciación del 2,4% del dólar estadounidense sobre la exposición pasiva neta en euro, comparada a diferencia cambiaria negativa de R\$ 297 millones debido a la depreciación del 1,4% sobre la exposición pasiva neta en euro en el año anterior (R\$ 60 millones); y
 - ✓ mayor reclasificación de la diferencia cambiaria acumulada en el patrimonio neto para resultado por la realización de exportaciones protegidas en el ámbito de la contabilidad de *hedge* (R\$ 226 millones).

Resultado positivo de participación en inversiones de R\$ 511 millones, el 17% inferior, reflejando, principalmente, el resultado en participaciones en el sector petroquímico.

Gastos con Impuestos a las ganancias y contribución social de R\$ 3.955 millones, R\$ 1.635 millones superior al 1T-2017, debido, al mejor resultado contabilizado en el periodo (véase nota explicativa 19.5 de las Informaciones Trimestrales).

Resultado negativo con accionistas no controladores menor en R\$ 194 millones, reflejando, principalmente, el efecto de la depreciación del real sobre el endeudamiento neto en dólar de las entidades estructuradas, compensado en parte por el resultado positivo apurado en BR Distribuidora.

INFORMACIONES ADICIONALES

7. Resultado de las operaciones del 1T-2018 x 4T-2017:

Ingresos de ventas de R\$ 74.461 millones, el 3% inferior al 4T-2017, con destaque para:

- Disminución de los ingresos en el mercado de Brasil (R\$ 5.947 millones), principalmente por:
 - ✓ menor volumen de ventas de derivados (R\$ 3.369 millones), debido a la estacionalidad de las actividades económicas más fuertes en el 4T-2017, con destaque para la gasolina (R\$ 1.198 millones) y diésel (R\$ 1.184 millones);
 - ✓ menores ingresos con energía eléctrica (R\$ 2.132 millones), debido al menor PLD; y
 - ✓ mayores precios promedios practicados de derivados (R\$ 1.485 millones), en gran parte, debido a las revisiones de los precios de gasolina (R\$ 476 millones) y del diésel (R\$ 428 millones), acompañando las oscilaciones de las cotizaciones internacionales;
- mayores ingresos con exportaciones (R\$ 3.450 millones), debido a los mayores volúmenes exportados y precios, acompañando la elevación de las cotizaciones internacionales.

Costo de los productos vendidos de R\$ 47.688 millones, el 7% inferior al 4T-2017, reflejando:

- menores gastos con energía eléctrica, debido al menor PLD;
- reducción de los gastos con importación de petróleo y derivados debido a mayor participación del óleo nacional procesado en las refinerías y a la reducción del volumen de ventas de derivados en el mercado interno;
- menores gastos con importaciones de gas natural reflejando la menor participación del GNL y gas boliviano en el *mix* de ventas; y
- mayores gastos con Participaciones Gubernamentales, reflejando la elevación de las cotizaciones internacionales

Gastos de ventas de R\$ 4.128 millones, el 3% superior al 4T-2017, debido a mayores gastos logísticos como consecuencia del aumento de las exportaciones, compensados por menor venta de derivados en el mercado de Brasil.

Gastos generales y administrativos de R\$ 2.142 millones, el 8% inferior al 4T-2017, reflejando los menores gastos con servicios administrativos prestados por terceros.

Costos exploratorios para extracción de petróleo y gas natural de R\$ 442 millones, 55% inferiores al 4T-2017, debido a menor provisión para penalidades contractuales de contenido local (R\$ 368 millones).

Gastos tributarios de R\$ 481 millones, el 69% inferior al 4T-2017, debido a la adhesión a los programas de parcelamiento relativo a los impuestos a las ganancias sobre envío al exterior ocurrido en el 4T-2017 (R\$ 1.048 millones).

Otros gastos operativos de R\$ 1.270 millones, R\$ 15.957 millones inferior al 4T-2017, con destaque para:

- acuerdo para cierre de la *Class Action* en curso en los EE.UU. en el 4T-2017 (R\$ 11.198 millones);
- ganancia neta por enajenación y baja de activos en el total de R\$ 3.261 millones, decurrente, principalmente, de la venta de *Lapa y Iara* (R\$ 2.236 millones) y reconocimiento de parcela contingente de *Carcará* (R\$ 987 millones);
- *impairment* de activos de R\$ 58 millones, R\$ 3.453 millones inferiores al valor del 4T-2017 (R\$ 3.511 millones);
- ingreso con multa contractual debido a la no concretización de la venta de Liqueigás (R\$ 286 millones);
- variación negativa en el valor de mercado de las opciones de venta contratadas para proteger el precio de parte de la producción de óleo (R\$ 705 millones); y
- reconocimiento de resultado positivo con gastos relacionados a desmantelamiento de pozos y proyectos en el 4T-2017 (R\$ 1.093 millones).

Gastos financieros netos de R\$ 7.246 millones, el 5% inferior al 4T-2017, debido a:

- disminución de R\$ 207 millones en los gastos financieros netos, con destaque para:
 - ✓ reducción del encargo decurrente por la adhesión al programa de pago y parcelación de los impuestos a las ganancias sobre envío al exterior (R\$ 675 millones);
 - ✓ reducción de gastos con financiaciones en Brasil debido al pre pago de deudas (R\$ 223 millones);
 - ✓ aumento de los ingresos con aplicaciones financieras (R\$ 73 millones); y
 - ✓ mayores costos con recompra de títulos de deudas en el mercado de capitales (R\$ 1.356 millones).
- diferencias de cambio negativa, menor en R\$ 145 millones, ocasionada por:
 - ✓ diferencia cambiaria positiva de R\$ 174 millones debido a depreciación del 0,5% del real brasileño sobre la exposición activa promedia en dólar estadounidense, comparada a diferencia cambiaria negativa de R\$ 202 millones debido a depreciación del 4,4% del real brasileño sobre la exposición pasiva promedia en dólar estadounidense en el 4T-2017 (R\$ 376 millones);
 - ✓ maior depreciación del dólar estadounidense sobre la exposición activa neta en libra, comparada al 4T-2017 (R\$ 40 millones);

- ✓ menor reclasificación de diferencia cambiaria negativa acumulada en el patrimonio neto para resultado por la realización de las exportaciones protegidas en el ámbito de la contabilidad de *hedge* (R\$ 31 millones);
- ✓ menor depreciación del dólar estadounidense sobre la exposición pasiva neta en euro, comparada al 4T-2017 (R\$ 141 millones); y
- ✓ menores ingresos con otras actualizaciones monetarias y cambiales (R\$ 172 millones).

Gastos con impuesto a las ganancias y contribución social de R\$ 3.955 millones, R\$ 7.111 millones superiores al 4T-2017, debido, principalmente, al mejor resultado en el período (véase nota explicativa 19.5. de las Informaciones Trimestrales).

ESTADOS CONTABLES

Estado del Resultado - Consolidado

	R\$ million		
	Primero Trimestre		
	2018	2017	4T-2017
Ingresos de ventas	74.461	68.365	76.512
Costo de ventas	(47.688)	(44.579)	(51.309)
Ganancia bruta	26.773	23.786	25.203
Gastos de ventas	(4.128)	(2.390)	(3.994)
Gastos generales administrativos	(2.142)	(2.307)	(2.335)
Gastos de exploración	(442)	(296)	(993)
Gastos con investigación y desarrollo	(495)	(337)	(520)
Otros gastos por impuestos	(481)	(291)	(1.548)
Otros ingresos y gastos, netos*	(1.270)	(3.895)	(17.227)
	(8.958)	(9.516)	(26.617)
Ganancia (pérdida) operativa	17.815	14.270	(1.414)
Ingresos financieros	1.101	933	612
Gastos financieros	(5.850)	(5.945)	(5.568)
Diferencias de Conversión	(2.497)	(2.743)	(2.642)
Resultado financiero neto	(7.246)	(7.755)	(7.598)
Resultado de participaciones en inversiones	511	612	484
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	11.080	7.127	(8.528)
Impuestos a las ganancias	(3.955)	(2.320)	3.156
Ganancia (pérdida) neta	7.125	4.807	(5.372)
Ganancia (pérdida) neta atribuible a:			
Accionistas de Petrobras	6.961	4.449	(5.477)
Accionistas no controlantes	164	358	105
	7.125	4.807	(5.372)

* Incluye Impairment (gastos de R\$ 58 millones en el 1T-2018, reversión de R\$ 21 millones en el 1T-2017 y gastos de R\$ 3.511 millones en el 4T-2017).

Balance General – Consolidado

ACTIVOS	R\$ millones	
	31.03.2018	31.12.2017
Activo corriente	145.412	155.909
Efectivo y equivalentes al efectivo	66.362	74.494
Inversiones Financieras	3.905	6.237
Cuentas por cobrar, netas	15.631	16.446
Inventarios	29.361	28.081
Activos por impuestos corrientes	8.334	8.062
Activos clasificados como mantenidos para la venta	11.646	17.592
Otros activos corrientes	10.173	4.997
Activo no corriente	678.741	675.606
Realizable a largo plazo	72.314	70.955
Cuentas por cobrar, netas	16.124	17.120
Inversiones Financieras	211	211
Depósitos judiciales	20.274	18.465
Impuestos diferidos	11.484	11.373
Impuestos y contribuciones	10.071	10.171
Adelanto a proveedores	3.280	3.413
Otros activos no corrientes	10.870	10.202
Inversiones	12.674	12.554
Propiedad, planta y equipo	585.947	584.357
Activos intangibles	7.806	7.740
Total de activos	824.153	831.515
PASIVOS		
	R\$ millones	
	31.03.2018	31.12.2017
Pasivo corriente	78.116	82.535
Proveedores	18.027	19.077
Financiaciones corrientes	15.474	23.244
Pasivos por impuestos corrientes	15.740	16.036
Sueldos y cargas sociales	4.920	4.331
Planes de pensión y salud	2.982	2.791
Provisión para Procesos Judiciales	10.776	7.463
Pasivos sobre activos clasificados como mantenidos para la venta	493	1.295
Otros pasivos corrientes	9.704	8.298
Pasivo no corriente	468.284	479.371
Financiaciones a largo plazo	325.505	338.239
Tajas y contribuciones	2.249	2.219
Impuestos diferidos	5.608	3.956
Planes de pensión y salud	70.609	69.421
Provisión para procesos judiciales	13.207	15.778
Provisión para desmantelamiento de áreas	47.133	46.785
Otros pasivos no corrientes	3.973	2.973
Patrimonio neto	277.753	269.609
Capital social desembolsado	205.432	205.432
Ganancias acumuladas y otras	66.531	58.553
Participación de los accionistas no controlantes	5.790	5.624
Total de pasivos y patrimonio neto	824.153	831.515

Estado de los Flujos de Efectivo Consolidado

	R\$ million		
	Primero Trimestre		
	2018	2017	4T-2017
Ganancia (pérdida) neta	7.125	4.807	(5.372)
(+) Ajustes:	15.093	18.418	24.939
Gastos actuariales con pensión y salud	1.943	2.177	2.177
Participación en inversiones	(511)	(612)	(484)
Depreciación, agotamiento y amortización	11.057	10.766	10.445
Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	58	(21)	3.511
Ajustes al valor de mercado de los inventarios	60	71	(5)
Pérdidas (reversión) con cuentas incobrables	443	(6)	238
Baja de pozos secos y/o no comerciales	26	24	178
Resultado con enajenación/baja de activos	(3.261)	123	444
Diferencias de cambio sobre financiaciones y otras	8.614	7.854	7.159
Impuestos sobre la renta y contribución social diferidos, netos	633	1.494	(3.249)
Revisión y actualización financiera de desmantelamiento de áreas	594	603	(482)
Reclasificación del ajuste por diferencias de conversión	-	185	-
Provisión para acuerdo de la Class Action			11.198
Variación en las cuentas por cobrar	1.810	1.513	(664)
Variación en los inventarios	(1.142)	1.214	(2.107)
Variación en los depósitos judiciales	(1.712)	(951)	(3.543)
Variación en los proveedores	(1.357)	(3.290)	66
Variación en impuestos y contribuciones por pagar	1.933	300	2.238
Variación en pensión y salud	(662)	(491)	(971)
Impuesto sobre la renta y contribución social pagados	(1.469)	(264)	(417)
Variación en otros activos y pasivos	(1.964)	(2.271)	(793)
(=) Efectivo neto generado (utilizado) en las actividades operativas	22.218	23.225	19.567
(-) Efectivo neto generado (utilizado) en las actividades de inversión	638	(8.262)	(12.308)
Inversiones en segmentos de negocio	(9.225)	(9.857)	(12.959)
Ingresos por la venta de activos (desinversiones)	7.502	1.873	449
Inversiones en valores mobiliarios	2.361	(278)	202
(=) Flujo de efectivo en las actividades operativas y de inversión	22.856	14.963	7.259
(-) Efectivo neto generado (utilizado) en las actividades de financiación	(30.486)	(21.360)	(9.865)
Captaciones	19.258	13.028	14.385
Amortizaciones de principal	(43.861)	(29.006)	(24.449)
Amortizaciones de intereses	(6.004)	(5.252)	(4.911)
Dividendos pagados a los accionistas no controlantes	-	-	(59)
Participación de accionistas no controlantes	121	(130)	263
Recibo por la venta de participación, sin pérdida de control	-	-	4.906
Efecto de variación cambiaria sobre efectivo y equivalentes al efectivo	(502)	(1.837)	2.669
(=) Aumento (disminución) netos en efectivo y equivalentes al efectivo en el periodo	(8.132)	(8.234)	63
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del periodo	74.494	69.108	74.431
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	66.362	60.874	74.494

INFORMACIONES CONTABLES POR ÁREA DE NEGOCIO

Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 1T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ingresos de ventas	40.708	55.329	9.198	220	23.416	-	(54.410)	74.461
Intersegmentos	39.014	12.123	2.757	202	314	-	(54.410)	-
Terceros	1.694	43.206	6.441	18	23.102	-	-	74.461
Costo de ventas	(24.088)	(49.157)	(5.833)	(207)	(21.845)	-	53.442	(47.688)
Ganancia bruta	16.620	6.172	3.365	13	1.571	-	(968)	26.773
Gastos	850	(2.368)	(2.574)	(21)	(1.029)	(3.781)	(35)	(8.958)
Ventas	(69)	(1.443)	(1.837)	(1)	(755)	4	(27)	(4.128)
Generales y de administrativos	(250)	(343)	(122)	(15)	(200)	(1.212)	-	(2.142)
Exploración	(442)	-	-	-	-	-	-	(442)
Investigación y desarrollo	(335)	(10)	(13)	-	(1)	(136)	-	(495)
Otros gastos por impuestos	(164)	(80)	(35)	(4)	(22)	(176)	-	(481)
Otros ingresos y gastos, netos	2.110	(492)	(567)	(1)	(51)	(2.261)	(8)	(1.270)
Ganancia (pérdida) operativa	17.470	3.804	791	(8)	542	(3.781)	(1.003)	17.815
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(7.246)	-	(7.246)
Resultado de participaciones en inversiones	1	440	75	(5)	-	-	-	511
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	17.471	4.244	866	(13)	542	(11.027)	(1.003)	11.080
Impuestos a las ganancias	(5.940)	(1.293)	(269)	2	(184)	3.387	342	(3.955)
Ganancia (pérdida) neta	11.531	2.951	597	(11)	358	(7.640)	(661)	7.125
Ganancia (pérdida) neta atribuible:								
A los accionistas de Petrobras	11.536	3.056	481	(11)	271	(7.711)	(661)	6.961
A los accionistas no controlantes	(5)	(105)	116	-	87	71	-	164
	11.531	2.951	597	(11)	358	(7.640)	(661)	7.125

Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 1T-2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGIA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ingresos de ventas	33.251	53.929	7.703	163	20.912	-	(47.593)	68.365
Intersegmentos	32.131	12.763	2.214	157	328	-	(47.593)	-
Terceros	1.120	41.166	5.489	6	20.584	-	-	68.365
Costo de ventas	(21.430)	(46.551)	(5.260)	(178)	(19.369)	-	48.209	(44.579)
Ganancia bruta	11.821	7.378	2.443	(15)	1.543	-	616	23.786
Gastos	(1.933)	(2.122)	(888)	5	(985)	(3.654)	61	(9.516)
Ventas	(103)	(1.377)	(235)	(2)	(748)	7	68	(2.390)
Generales y de administrativos	(245)	(367)	(168)	(23)	(215)	(1.289)	-	(2.307)
Exploración	(296)	-	-	-	-	-	-	(296)
Investigación y desarrollo	(162)	(10)	(13)	-	-	(152)	-	(337)
Otros gastos por impuestos	(34)	(57)	(62)	(9)	(19)	(110)	-	(291)
Otros ingresos y gastos, netos	(1.093)	(311)	(410)	39	(3)	(2.110)	(7)	(3.895)
Ganancia (pérdida) operativa	9.888	5.256	1.555	(10)	558	(3.654)	677	14.270
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(7.755)	-	(7.755)
Resultado de participaciones en inversiones	34	543	89	(55)	-	1	-	612
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	9.922	5.799	1.644	(65)	558	(11.408)	677	7.127
Impuestos a las ganancias	(3.362)	(1.787)	(529)	3	(189)	3.774	(230)	(2.320)
Ganancia (pérdida) neta	6.560	4.012	1.115	(62)	369	(7.634)	447	4.807
Ganancia (pérdida) neta atribuible:								
A los accionistas de Petrobras	6.500	4.060	1.021	(62)	369	(7.886)	447	4.449
A los accionistas no controlantes	60	(48)	94	-	-	252	-	358
	6.560	4.012	1.115	(62)	369	(7.634)	447	4.807

Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 1T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ingresos de ventas	40.708	55.329	9.198	220	23.416	-	(54.410)	74.461
Intersegmentos	39.014	12.123	2.757	202	314	-	(54.410)	-
Terceros	1.694	43.206	6.441	18	23.102	-	-	74.461
Costo de ventas	(24.088)	(49.157)	(5.833)	(207)	(21.845)	-	53.442	(47.688)
Ganancia bruta	16.620	6.172	3.365	13	1.571	-	(968)	26.773
Gastos	850	(2.368)	(2.574)	(21)	(1.029)	(3.781)	(35)	(8.958)
Ventas	(69)	(1.443)	(1.837)	(1)	(755)	4	(27)	(4.128)
Generales y de administrativos	(250)	(343)	(122)	(15)	(200)	(1.212)	-	(2.142)
Exploración	(442)	-	-	-	-	-	-	(442)
Investigación y desarrollo	(335)	(10)	(13)	-	(1)	(136)	-	(495)
Otros gastos por impuestos	(164)	(80)	(35)	(4)	(22)	(176)	-	(481)
Otros ingresos y gastos, netos	2.110	(492)	(567)	(1)	(51)	(2.261)	(8)	(1.270)
Ganancia (pérdida) operativa	17.470	3.804	791	(8)	542	(3.781)	(1.003)	17.815
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(7.246)	-	(7.246)
Resultado de participaciones en inversiones	1	440	75	(5)	-	-	-	511
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	17.471	4.244	866	(13)	542	(11.027)	(1.003)	11.080
Impuestos a las ganancias	(5.940)	(1.293)	(269)	2	(184)	3.387	342	(3.955)
Ganancia (pérdida) neta	11.531	2.951	597	(11)	358	(7.640)	(661)	7.125
Ganancia (pérdida) neta atribuible:								
A los accionistas de Petrobras	11.536	3.056	481	(11)	271	(7.711)	(661)	6.961
A los accionistas no controlantes	(5)	(105)	116	-	87	71	-	164
	11.531	2.951	597	(11)	358	(7.640)	(661)	7.125

Estado Consolidado del Resultado por Segmento de Negocio – 4T-2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIO-COMBUS T.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Ingresos de ventas	37.154	56.221	11.456	187	24.136	-	(52.642)	76.512
Intersegmentos	35.843	13.587	2.680	175	357	-	(52.642)	-
Terceros	1.311	42.634	8.776	12	23.779	-	-	76.512
Costo de ventas	(23.941)	(46.921)	(7.894)	(187)	(22.274)	-	49.908	(51.309)
Ganancia bruta	13.213	9.300	3.562	-	1.862	-	(2.734)	25.203
Gastos	(3.019)	(4.727)	(3.804)	(38)	(1.145)	(13.945)	61	(26.617)
Ventas	(87)	(1.383)	(1.799)	(1)	(797)	5	68	(3.994)
Generales y de administrativos	(285)	(365)	(118)	(14)	(227)	(1.326)	-	(2.335)
Exploración	(993)	-	-	-	-	-	-	(993)
Investigación y desarrollo	(270)	(13)	(14)	-	(1)	(222)	-	(520)
Otros gastos por impuestos	(1.404)	(317)	(102)	(3)	(12)	290	-	(1.548)
Otros ingresos y gastos, netos	20	(2.649)	(1.771)	(20)	(108)	(12.692)	(7)	(17.227)
Ganancia (pérdida) operativa	10.194	4.573	(242)	(38)	717	(13.945)	(2.673)	(1.414)
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	(7.598)	-	(7.598)
Resultado de participaciones en inversiones	183	214	84	(5)	8	-	-	484
Ganancia (pérdida) antes de los impuestos a las ganancias	10.377	4.787	(158)	(43)	725	(21.543)	(2.673)	(8.528)
Impuestos a las ganancias	(3.466)	(1.554)	81	13	(243)	7.416	909	3.156
Ganancia (pérdida) neta	6.911	3.233	(77)	(30)	482	(14.127)	(1.764)	(5.372)
Ganancia (pérdida) neta atribuible:								
A los accionistas de Petrobras	6.828	3.337	(176)	(30)	452	(14.124)	(1.764)	(5.477)
A los accionistas no controlantes	83	(104)	99	-	30	(3)	-	105
	6.911	3.233	(77)	(30)	482	(14.127)	(1.764)	(5.372)

Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 1T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Planes de pensión y salud	-	-	-	-	-	(1.351)	-	(1.351)
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	(80)	(163)	(381)	-	(78)	(570)	-	(1.272)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(652)	(19)	(102)	-	-	(2)	-	(775)
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	-	-	-	-	-	(705)	-	(705)
Participación en ganancia	(192)	(93)	(17)	-	-	(149)	-	(451)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	-	(2)	-	-	(8)	(103)	-	(113)
Gastos operativos con termoeléctricas	-	-	(82)	-	-	-	-	(82)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(40)	(14)	(1)	-	-	(25)	-	(80)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	-	(57)	(1)	-	-	-	-	(58)
Gastos con PIDV	(2)	1	-	-	(22)	-	-	(23)
Provisión de cuentas incobrables	(6)	(2)	4	-	-	(18)	-	(22)
Reembolso de Gastos debido a la operación Lava Jato	-	-	-	-	-	1	-	1
Ajustes por diferencias de conversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	181	-	-	-	-	-	-	181
Resultado con enajenación/baja de activos (*)	3.084	(2)	24	-	1	154	-	3.261
Otros	(183)	(141)	(11)	(1)	56	507	(8)	219
	2.110	(492)	(567)	(1)	(51)	(2.261)	(8)	(1.270)

Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 1T-2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Planes de pensión y salud (inactivos)	-	-	-	-	-	(1.529)	-	(1.529)
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	(98)	(137)	(719)	(1)	(80)	(220)	-	(1.255)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(1.297)	(27)	(34)	-	-	(1)	-	(1.359)
Participación en ganancia	(107)	(54)	(11)	-	-	(106)	-	(278)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	(1)	(1)	-	-	(20)	(138)	-	(160)
Gastos operativos con termoeléctricas	-	-	(75)	-	-	-	-	(75)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(6)	2	(2)	-	-	(36)	-	(42)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	-	21	-	-	-	-	-	21
Gastos con PIDV	118	(86)	179	-	21	43	-	275
Provisión de cuentas incobrables	(83)	(19)	(1)	-	-	(8)	-	(111)
Reembolso de gastos por la operación "Lava Jato"	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes por diferencias de conversión	-	-	-	-	-	(116)	-	(116)
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	290	-	-	-	-	-	-	290
Resultado con enajenación/baja de activos*	(63)	(78)	3	9	4	2	-	(123)
Otros	154	68	250	31	72	(1)	(7)	567
	(1.093)	(311)	(410)	39	(3)	(2.110)	(7)	(3.895)

Otros Ingresos y Gastos, Netos, por Segmento de Negocio – 4T-2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM.	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Provisión para Acuerdo de Acción Colectiva Consolidada (Class Action)	-	-	-	-	-	(11.198)	-	(11.198)
Planes de pensión y salud	-	-	-	-	-	(1.529)	-	(1.529)
(Pérdidas)/ganancias con procesos judiciales, administrativos e arbitrales	(45)	(66)	(44)	1	(15)	46	-	(123)
Paradas no programadas y gastos pre-operativos	(1.180)	(32)	(94)	-	-	(1)	-	(1.307)
(Pérdidas)/ganancias con derivados de Commodities	-	-	-	-	-	-	-	-
Participación en ganancia	(59)	(63)	(10)	(1)	(9)	(31)	-	(173)
Relaciones institucionales y proyectos culturales	-	(2)	-	-	(67)	(276)	-	(345)
Gastos operativos con termoeléctricas	-	-	(36)	-	-	-	-	(36)
Gastos con seguridad, medio ambiente y salud	(19)	(16)	(2)	-	-	(28)	-	(65)
Reversión/Pérdida por deterioro del valor de los activos - Impairment	142	(2.185)	(1.445)	(23)	-	-	-	(3.511)
Gastos (Reversiones) con PIDV	-	1	-	-	1	(1)	-	1
Provisión de cuentas incobrables	385	(62)	(6)	(3)	-	(106)	-	208
Reembolso de gastos por la operación "Lava Jato"	-	-	-	-	5	655	-	660
Ajustes por diferencias de conversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancias / Perdidas con Remediación - Participaciones Societarias	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados de las revisiones anuales del estimación del abandono	1.093	-	-	-	-	-	-	1.093
Gastos/resarcimientos con operaciones en alianzas de E&P	326	-	-	-	-	-	-	326
Resultado con enajenación/baja de activos*	52	(280)	21	-	(42)	(195)	-	(444)
Otros	(675)	56	(155)	6	19	(28)	(7)	(784)
	20	(2.649)	(1.771)	(20)	(108)	(12.692)	(7)	(17.227)

* Incluye las cuentas de resultado con enajenaciones y bajas de activos y ganancias / pérdidas en remensación – participaciones societarias.

Activo Consolidado por Segmento de Negocio – 31.03.2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	
Total de activos	480.342	166.685	57.889	645	19.630	117.034	(18.072)	824.153
Activo corriente	23.844	39.527	5.186	210	9.222	84.675	(17.252)	145.412
Activo no corriente	456.498	127.158	52.703	435	10.408	32.359	(820)	678.741
Realizable a largo plazo	26.102	11.031	5.188	11	3.558	27.091	(667)	72.314
Inversiones	4.090	5.497	2.931	134	3	19	-	12.674
Propiedad, planta y equipo	421.343	109.969	43.637	290	6.123	4.738	(153)	585.947
Activos en operación	305.633	96.108	34.532	277	5.336	3.938	(153)	445.671
Activos en construcción	115.710	13.861	9.105	13	787	800	-	140.276
Activos Intangibles	4.963	661	947	-	724	511	-	7.806

Activo Consolidado por Segmento de Negocio – 31.12.2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Total de activos	478.400	168.927	61.383	626	20.246	121.554	(19.621)	831.515
Activo corriente	25.056	41.912	5.992	213	9.795	90.878	(17.937)	155.909
Activo no corriente	453.344	127.015	55.391	413	10.451	30.676	(1.684)	675.606
Realizable a largo plazo	25.206	11.014	7.924	12	3.553	24.772	(1.526)	70.955
Inversiones	4.727	4.937	2.747	108	16	19	-	12.554
Propiedad, planta y equipo	418.421	110.488	43.767	293	6.158	5.388	(158)	584.357
Activos en operación	302.308	96.652	34.999	280	5.300	4.320	(158)	443.701
Activos en construcción	116.113	13.836	8.768	13	858	1.068	-	140.656
Activos Intangibles	4.990	576	953	-	724	497	-	7.740

Reconciliación del EBITDA Ajustado Consolidado por Segmento de Negocio – 1T-2018

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Ganancia (pérdida) neta	11.531	2.951	597	(11)	358	(7.640)	(661)	7.125
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	7.246	-	7.246
Impuestos a las ganancias	5.940	1.293	269	(2)	184	(3.387)	(342)	3.955
Depreciación, agotamiento y amortización	8.273	1.997	548	4	119	116	-	11.057
EBITDA	25.744	6.241	1.414	(9)	661	(3.665)	(1.003)	29.383
Resultado de participación en inversiones	(1)	(440)	(75)	5	-	-	-	(511)
Reversión/Pérdida por deterior del valor de los activos - impairment	-	57	1	-	-	-	-	58
Realización del ajustes por diferencias de conversión (CTA)	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado con enajenación/baja de activos**	(3.084)	2	(24)	-	(1)	(154)	-	(3.261)
EBITDA ajustado*	22.659	5.860	1.316	(4)	660	(3.819)	(1.003)	25.669

Reconciliación del EBITDA Ajustado Consolidado por Segmento de Negocio – 1T-2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Ganancia (pérdida) neta	6.560	4.012	1.115	(62)	369	(7.634)	447	4.807
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	7.755	-	7.755
Impuestos a las ganancias	3.362	1.787	529	(3)	189	(3.774)	230	2.320
Depreciación, agotamiento y amortización	7.879	1.910	704	3	125	145	-	10.766
EBITDA	17.801	7.709	2.348	(62)	683	(3.508)	677	25.648
Resultado de participación en inversiones	(34)	(543)	(89)	55	-	(1)	-	(612)
Reversión/Pérdida por deterior del valor de los activos - impairment	-	(21)	-	-	-	-	-	(21)
Realización del ajustes por diferencias de conversión (CTA)	-	-	-	-	-	116	-	116
Resultado con enajenación/baja de activos**	63	78	(3)	(9)	(4)	(2)	-	123
EBITDA ajustado*	17.830	7.223	2.256	(16)	679	(3.395)	677	25.254

Reconciliación del EBITDA Ajustado Consolidado por Segmento de Negocio – 4T-2017

	R\$ millones							TOTAL
	E&P	ABAST	GAS & ENERGÍA	BIOCOM	DISTRIB.	CORP.	ELIM.	
Ganancia (pérdida) neta	6.911	3.233	(77)	(30)	482	(14.127)	(1.764)	(5.372)
Resultado financiero neto	-	-	-	-	-	7.598	-	7.598
Impuestos a las ganancias	3.466	1.554	(81)	(13)	243	(7.416)	(909)	(3.156)
Depreciación, agotamiento y amortización	7.867	1.747	575	-	122	134	-	10.445
EBITDA	18.244	6.534	417	(43)	847	(13.811)	(2.673)	9.515
Resultado de participación en inversiones	(183)	(214)	(84)	5	(8)	-	-	(484)
Reversión/Pérdida por deterior del valor de los activos - impairment	(142)	2.185	1.445	23	-	-	-	3.511
Realización del ajustes acumulados de conversión - CTA	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado con enajenación/baja de activos**	(52)	280	(21)	-	42	195	-	444
EBITDA ajustado*	17.867	8.785	1.757	(15)	881	(13.616)	(2.673)	12.986

* Véase definición del EBITDA Ajustado en el Glosario.

** Incluye las cuentas de resultado con enajenaciones y bajas de activos y ganancias / pérdidas con remediación – participaciones societarias

Glosario

ACL – Ambiente de contratación libre en el sistema eléctrico.

ACR – Ambiente de contratación regulada en el sistema eléctrico.

Apalancamiento – Índice que mensura la relación entre el Endeudamiento Neto y del Patrimonio Neto. Esta métrica no está prevista en las normas internacionales de contabilidad – IFRS y es posible que no sea comparable con índices similares reportados por otras compañías.

ANP – Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles.

Carga de referencia o capacidad instalada de procesamiento primario – Carga máxima sostenible de petróleo alcanzada en las unidades de destilación al final del periodo, respetando los límites de proyecto de los equipos y los requisitos de seguridad, medio ambiente y calidad de los productos. Es menor que la capacidad autorizada por la ANP (inclusive autorizaciones temporarias) y órganos ambientales.

Carga fresca procesada – Volúmenes por día de petróleo procesado en Brasil para cálculo del factor de utilización del parque de refinación.

Carga procesada – Volúmenes por día de la carga procesada de petróleo y LGN en Brasil.

CTA – *Cumulative translation adjustment* – El montante acumulado de diferencias cambiarias reconocido en el patrimonio neto debe ser transferido para demostraciones del resultado en momento de enajenación de la inversión.

Disponibilidades ajustadas – Suma de las disponibilidades y títulos federales e inversiones financieras en el exterior en *time deposits* de instituciones financieras de primera línea con vencimientos superiores a 3 meses a partir de la fecha de aplicación, considerándose la expectativa de realización de esas inversiones a corto plazo. Las disponibilidades ajustadas no fueron calculadas según las normas internacionales de contabilidad y no deben ser consideradas aisladamente ni en reemplazo de efectivo y equivalentes al efectivo determinados en IFRS. Las disponibilidades ajustadas no deben ser base de comparación con las de otras empresas, sin embargo, la Administración cree que son una información complementaria para evaluar la liquidez y auxilia en la gestión del apalancamiento.

EBITDA Ajustado – Suma del EBITDA, participación en inversiones, *impairment*) y ajustes por diferencias de conversión – CTA y el resultado con enajenación y baja de activos. Este índice no está previsto en las normas internacionales de contabilidad – IFRS y es posible que no sea comparable con índices similares reportados por otras compañías. La Administración cree que es una información complementaria para evaluar la liquidez y auxilia en la gestión de rentabilidad. El EBITDA Ajustado debe ser considerado en conjunto con otras medidas para una mejor comprensión de la performance de la Compañía.

Efecto del costo promedio en el costo de productos vendidos – Debido al periodo de permanencia de productos en estoque, de 60 días en media, el comportamiento de las cotizaciones internacionales de petróleo y derivados, así como de cambio de las importaciones y participaciones gubernamentales y otros efectos en la formación del costo, no influyen integralmente el costo de ventas en el periodo, llegando a ocurrir por completo apenas en el periodo subsecuente.

Endeudamiento neto – Endeudamiento bruto sin las disponibilidades ajustadas. No fue calculado según las normas internacionales de contabilidad – IFRS y no debe considerarse aisladamente o en sustitución al endeudamiento total de largo plazo, calculado de acuerdo con el IFRS. El cálculo del endeudamiento neto no debe ser base de comparación con el endeudamiento neto de otras empresas. La Administración cree que la deuda neta es una información suplementaria para evaluar nuestra liquidez y para la gestión del apalancamiento.

Entidades Estructuradas Consolidadas – Entidades que han sido designadas para que los derechos de voto o similares no sean el factor determinante para decidir quién controla la entidad. Petrobras no tiene participación accionaria en determinadas entidades estructuradas que se consolidan en los estados financieros de la Compañía, pero el control es determinado por el poder que tiene sobre sus actividades operativas pertinentes. Como no hay participación accionaria, el resultado que proviene de ciertas entidades estructuradas consolidadas es atribuible a los accionistas no controlantes en el estado del resultado, y así no es considerado en el resultado atribuible a los accionistas de Petrobras.

Factor de utilización de la refinación (%) – Relación entre la carga fresca procesada y la carga de referencia.

Flujo de Caja libre – Generación operativa de efectivo menos las inversiones en segmentos de negocio. El flujo de efectivo libre no fue calculado según las normas internacionales de contabilidad – IFRS y no debe considerarse aisladamente o en sustitución al efectivo y equivalentes al efectivo calculados de acuerdo con el IFRS.

El cálculo del flujo de efectivo libre no debe ser base de comparación con el flujo de efectivo libre de otras empresas. La Administración cree que el flujo de efectivo libre es una información suplementaria para los inversores a evaluar nuestra liquidez y para la gestión del apalancamiento.

FCO – Efectivo neto generado (utilizado) en las actividades operativas (Flujo de Caja Operativo).

GLP – Gas licuado de petróleo.

GNL – Gas natural licuado.

Indicadores operativos – Indicadores que se usan para la gestión de los negocios. No son revisados por los auditores independientes.

LGN – Fluidos de gas natural.

Lifting-Cost – Indicador de costo de extracción de petróleo y gas natural.

LTM EBITDA Ajustado – Suma de los últimos 12 meses (*Last Twelve Months*) del EBITDA ajustado. Este índice no está prevista en las normas internacionales de contabilidad – IFRS y es posible que no sea comparable con índices similares reportados por otras compañías, mientras la administración cree que esta sea una información suplementar para evaluación de la liquidez y auxilia la gestión del apalancamiento. El EBITA Ajustado debe ser considerado en conjunto con otros índices para una mejor comprensión de la liquidez de la compañía.

LTM FCO – Sumatorio de los últimos 12 meses (*Last Twelve Months*) del FCO.

Ganancia (pérdida) neta por acción – Calculada con base en el promedio ponderado por la cantidad de acciones.

Margen Bruta – Ganancia (pérdida) Bruta dividida por los ingresos de ventas.

Margen Neta – Ganancia (pérdida) Neta dividida por los ingresos de ventas.

Margen operativa – Ganancia Operativa calculada con base en la ganancia (pérdida) operativa, excluyéndose del cálculo la baja de gastos adicionales indebidos capitalizados dividido por los ingresos de ventas.

Margen del EBITDA ajustado – El margen del EBITDA ajustado es igual al EBITDA ajustado dividido por los ingresos de ventas.

Pasivo total neto – Pasivo total neto de las disponibilidades ajustadas.

PCE – Pérdidas con ingresos esperados.

PLD (Precios de liquidación de las diferencias) – Precios de energía eléctrica en el mercado *spot* calculados por semana y ponderados por nivel de carga libre (baja, media y pesada), el número de horas y la capacidad del mercado en cuestión.

PRD – Programa de Regularización de Débitos no Tributarios.

Precio de venta del petróleo en el país – Promedio de los precios internos de transferencia de la Exploración & Producción para el Abastecimiento.

Producción de gas natural en Brasil – Producción de gas natural en Brasil excluyéndose gas licuado e incluyéndose gas reinyectado.

PRT – Programa de Regularización Tributaria.

Combustible de aviación – Queroseno de aviación.

Resultado por área de negocio – Resultados de los diferentes segmentos de negocio de la Compañía. Petrobras es una Compañía que opera de forma integrada, cuya mayor parte de la producción de petróleo y gas natural es transferida del área de Exploración y Producción a otros segmentos de negocio de la Compañía. En la determinación de los resultados por área de negocio se consideran las transacciones realizadas con terceros y entre empresas del Sistema Petrobras, además de las transferencias entre segmentos de negocio valoradas por precios internos definidos a través de metodologías fundamentadas en parámetros de mercado. El 28 de abril de 2016, la Asamblea General Extraordinaria aprobó los ajustes estatutarios de acuerdo con la nueva estructura organizativa de la Compañía y su nuevo modelo de gestión y de gobierno, con el fin de alinear la organización a la nueva realidad del sector de petróleo y gas y priorizar la rentabilidad y la disciplina de capital.

En el 31 de marzo del 2018, la presentación de informaciones por segmentos refleja la estructura de evaluación de la alta dirección en relación a los desempeños y la asignación de recursos de los negocios.

