

RESULTADOS CONSOLIDADOS DO TERCEIRO TRIMESTRE DE 2015

Revisados pelos auditores independentes de acordo com os padrões internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standards – IFRS*).

Rio de Janeiro, 12 de novembro de 2015

- O lucro líquido de jan-set/2015 foi de R\$ 2.102 milhões, 58% inferior a igual período de 2014. Prejuízo de R\$ 3.759 milhões no 3T-2015.
- O lucro operacional de jan-set/2015 foi de R\$ 28.635 milhões, 149% superior a igual período de 2014.
- O EBITDA ajustado de jan-set/2015 foi de R\$ 56.795 milhões, 45% superior a igual período de 2014.
- O endividamento líquido em 30.09.2015 foi de US\$ 101.273 milhões, 5% inferior em relação a 31.12.2014.
- O prazo médio da dívida aumentou de 6,10 anos em 31.12.2014 para 7,49 anos em 30.09.2015.

Período Jan - Set			R\$ milhões				
2015	2014	2015 x 2014 (%)	3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014	
2.102	5.013	(58)	Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	(3.759)	531	(808)	(5.339)
28.635	11.504	149	Lucro (Prejuízo) operacional	5.813	9.487	(39)	(4.921)
56.795	39.083	45	EBITDA ajustado	15.506	19.771	(22)	8.488

O lucro líquido de R\$ 2.102 milhões no período de jan-set/2015, 58% inferior a igual período de 2014, refletiu o aumento das despesas financeiras líquidas. O acréscimo de 149% no lucro operacional decorreu das maiores margens de venda dos derivados no mercado interno e do maior volume de exportação de petróleo, devido ao aumento de 7% na produção no país, apesar da redução da demanda no mercado doméstico.

Destques do período de jan-set/2015:

- Crescimento de 6% da produção de petróleo e gás natural da Petrobras (Brasil e exterior);
- Aumento das exportações de petróleo (60%, 132 mil barris/dia);
- Menor demanda de derivados no mercado doméstico (8%, 195 mil barris/dia);
- Menores gastos com importações e participações governamentais; e
- Aumento das despesas financeiras líquidas, que alcançaram R\$ 23.113 milhões, devido à perda cambial e ao acréscimo nas despesas com juros, reflexo do maior endividamento e menor capitalização em ativos em construção.

Destques do 3T-2015:

- Crescimento de 1% da produção de petróleo e gás natural da Petrobras (Brasil e exterior);
- Maior demanda de derivados no mercado doméstico (1%, 32 mil barris/dia);
- Redução das exportações de petróleo (10%, 40 mil barris/dia); e
- Aumento de R\$ 5.396 milhões nas despesas financeiras líquidas devido à perda cambial.

A depreciação cambial gerou efeitos no resultado, patrimônio e indicadores, conforme estimativa demonstrada abaixo (em R\$ milhões, exceto indicadores):

Itens de resultado, patrimônio e indicadores	Efeito	jan-set/2015	3T-2015
Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	Redução	10.909	5.208
EBITDA ajustado	Redução	6.714	1.822
Disponibilidades no exterior	Aumento	28.632	20.496
Financiamentos em moeda estrangeira	Aumento	140.840	94.922
Patrimônio líquido	Redução	30.180	17.699
Endividamento líquido / EBITDA ajustado	Aumento	1,77X	1,07X
Alavancagem	Aumento	10,5pp	6,5pp

www.petrobras.com.br/ri

Para mais informações:
 PETRÓLEO BRASILEIRO S. A. – PETROBRAS | Relacionamento com Investidores
 e-mail: petroinvest@petrobras.com.br / acionistas@petrobras.com.br
 Av. República do Chile, 65 - 1002 B - 20031-912 - Rio de Janeiro, RJ
 Tel.: 55 (21) 3224-1510 / 99471 0800-282-1540



Este documento pode conter previsões segundo o significado da Seção 27A da Lei de Valores Mobiliários de 1933, conforme alterada (Lei de Valores Mobiliários), e Seção 21E da Lei de Negociação de Valores Mobiliários de 1934, conforme alterada (Lei de Negociação) que refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia. Os termos "antecipa", "acredita", "espera", "prevê",

"pretende", "planeja", "projeta", "objetiva", "deverá", bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos ou incertezas previstos ou não pela Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Principais itens e indicadores econômicos consolidados

R\$ milhões							
Período Jan - Set			Resultados, valor de mercado e investimentos	3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
236.535	252.220	(6)	Receita de vendas	82.239	79.943	3	88.377
71.727	58.422	23	Lucro bruto	23.755	25.562	(7)	20.441
28.635	11.504	149	Lucro (Prejuízo) operacional	5.813	9.487	(39)	(4.921)
(23.113)	(2.086)	(1008)	Resultado financeiro líquido	(11.444)	(6.048)	(89)	(972)
2.102	5.013	(58)	Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	(3.759)	531	(808)	(5.339)
0,16	0,38	(58)	Lucro líquido (Prejuízo) por ação ¹	(0,29)	0,04	(825)	(0,41)
104.117	229.723	(55)	Valor de mercado (Controladora)	104.117	175.620	(41)	229.723
56.795	39.083	45	EBITDA ajustado ²	15.506	19.771	(22)	8.488
30	23	7	Margem bruta (%)	29	32	(3)	23
12	7	5	Margem operacional (%) ³	7	12	(5)	1
1	2	(1)	Margem líquida (%)	(5)	1	(6)	(6)
55.489	62.543	(11)	Investimentos	19.315	18.331	5	21.043

R\$ milhões							
Período Jan - Set			Resultado operacional por área de negócio	3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
21.903	(25.176)	187	. Abastecimento	4.583	7.974	(43)	(11.840)
17.422	46.117	(62)	. E&P	3.941	8.594	(54)	13.405
2.654	(2.103)	226	. Gás & Energia	968	100	868	(3.538)
802	1.199	(33)	. Distribuição	(359)	308	(217)	(295)
896	1.088	(18)	. Internacional	(227)	719	(132)	(18)
(174)	(205)	15	. Biocombustível	(63)	(66)	5	(67)
(14.525)	(9.661)	(50)	. Corporativo	(4.342)	(6.487)	33	(3.586)

R\$ milhões							
Período Jan - Set			Indicadores	3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
224,53	225,74	(1)	Preço derivados básicos - Mercado interno (R\$/bbl)	228,15	224,09	2	224,52
174,25	243,95	(29)	Brent (R\$/bbl)	177,38	190,09	(7)	231,56
55,39	106,57	(48)	Brent (US\$/bbl)	50,26	61,92	(19)	101,85
Preço de venda - Brasil							
45,04	95,77	(53)	. Petróleo (US\$/bbl) ⁴	39,76	52,14	(24)	90,73
37,45	48,76	(23)	. Gás natural (US\$/bbl)	35,47	39,29	(10)	49,28
3,17	2,29	38	Dólar médio de venda (R\$)	3,54	3,07	15	2,27
3,97	2,45	62	Dólar final de venda (R\$)	3,97	3,10	28	2,45
49,6	4,6	45	Variação - Dólar final de venda (%)	28,1	(3,3)	31	11,3
13,13	10,74	2	Selic - Taxa média (%)	13,99	13,14	1	10,90
2.232	2.115	6	Produção total de Petróleo e LGN (mil barris/dia)	2.234	2.213	1	2.209
558	512	9	Produção total de Gás natural (mil barris/dia)	566	552	3	537
2.790	2.627	6	Produção total de Petróleo e Gás natural (mil barris/dia)	2.800	2.765	1	2.746
3.836	3.951	(3)	Volume total de vendas (mil barris/dia)	3.889	3.904	-	4.143

¹ Lucro líquido por ação calculado com base na média ponderada da quantidade de ações.

² Somatório do EBITDA, participações em investimentos, *impairment* e baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.

³ Margem operacional calculada com base no lucro (prejuízo) operacional, excluindo do cálculo a baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.

⁴ Média dos preços de exportação e preços internos de transferência da área de E&P para a área de Abastecimento.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Resultados de Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014:

Lucro bruto superior em 23% (R\$ 13.305 milhões), com destaque para:

- Receita de vendas de R\$ 236.535 milhões, 6% inferior, influenciada por:
 - Redução nos preços das exportações e de nafta, QAV e óleo combustível no mercado interno;
 - Redução da demanda de derivados no mercado interno (8%), em função do menor nível de atividade econômica;
 - Menor exportação de derivados (12%);
 - Elevação de 60% no volume de petróleo exportado devido ao aumento da produção nacional (7%) associado à menor carga processada nas refinarias (5%); e
 - Maiores preços de diesel e gasolina, refletindo o reajuste de preços ocorrido em novembro de 2014.
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 164.808 milhões, 15% inferior, refletindo:
 - Menores gastos com importações e participações governamentais;
 - Redução na demanda de derivados no mercado interno;
 - Menor processamento de petróleo importado e menor participação de derivados importados no *mix* das vendas; e
 - Aumento dos gastos com produção de petróleo.

Lucro operacional de R\$ 28.635 milhões, superior em 149% (R\$ 17.131 milhões), decorrente de:

- Aumento do lucro bruto (R\$ 13.305 milhões);
- Aumento das despesas tributárias (R\$ 6.576 milhões), principalmente devido à adesão ao Programa de Parcelamento Especial de débitos tributários (detalhes na nota explicativa 20.2 das Informações Trimestrais do 3T-2015);
- Maior despesa com contingências judiciais (R\$ 2.810 milhões), principalmente com processos trabalhistas e tributários. O ano anterior foi impactado positivamente pelo reconhecimento da contingência ativa referente aos valores de PIS e COFINS recolhidos indevidamente sobre receitas financeiras;
- Maior despesa com plano de pensão e saúde devido à revisão atuarial que resultou no maior saldo de obrigação atuarial líquida em 2014, principalmente pela diminuição na taxa de juros real (R\$ 1.333 milhões);
- *Impairment* de ativos devido à exclusão de projetos da carteira de investimentos contemplada no Plano de Negócios e Gestão – PNG, no horizonte de 2015 a 2019 (R\$ 1.286 milhões); e
- Menores gastos com baixas de poços secos e/ou subcomerciais no país (R\$ 1.037 milhões).

Adicionalmente, destacam-se os seguintes eventos que oneraram o ano de 2014:

- Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente (R\$ 6.194 milhões);
- Perdas com recebíveis do setor elétrico (R\$ 3.756 milhões);
- Baixa de valores relacionados à construção das refinarias *Premium I e II* (R\$ 2.707 milhões); e
- Provisionamento de despesa com o Programa de Incentivo de Desligamento Voluntário - PIDV (R\$ 2.455 milhões).

Despesa financeira líquida de R\$ 23.113 milhões, superior em R\$ 21.027 milhões, em razão de:

- Perda cambial de R\$ 9.003 milhões decorrente da depreciação de 49,6% do real sobre a exposição passiva líquida em dólar (depreciação cambial de 4,6% no período de jan-set/2014), já considerados os efeitos do *hedge accounting*, conforme apresentado no item 5 do apêndice;
- Perda cambial de R\$ 2.769 milhões decorrente da depreciação de 37,4% do real sobre a exposição passiva líquida em euro (apreciação cambial de 4,1% no período de jan-set/2014); e
- Acréscimo nas despesas com juros em função de:
 - i) maior endividamento (R\$ 4.518 milhões);
 - ii) menor capitalização ocasionada pela redução do saldo de ativos em construção (R\$ 2.067 milhões), refletindo a conclusão de projetos relevantes ao longo de 2014, bem como as baixas e o *impairment* de ativos em dezembro de 2014; e
 - iii) reconhecimento de juros sobre despesa tributária de IOF (R\$ 1.418 milhões) e de IRRF (R\$ 1.113 milhões).

Lucro líquido de R\$ 2.102 milhões, 58% inferior (R\$ 2.911 milhões), refletindo:

- Maiores despesas financeiras líquidas;
- Maior despesa com imposto de renda e contribuição social (R\$ 926 milhões) devido ao provisionamento desses tributos sobre lucros auferidos no exterior (detalhes na nota explicativa 20.4.1 das Informações Trimestrais do 3T-2015); e
- Aumento do lucro operacional.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Resultados do 3T-2015 x 2T-2015:

Lucro bruto inferior em 7% (R\$ 1.807 milhões), refletindo:

- Receita de vendas de R\$ 82.239 milhões, superior em 3%, influenciada por:
 - Aumento da demanda de derivados no mercado interno (1%), principalmente de diesel (3%) e gasolina (1%);
 - Efeito da depreciação cambial sobre as exportações e operações no exterior; e
 - Redução de 10% no volume de petróleo exportado.
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 58.484 milhões, 8% superior, com destaque para:
 - Maiores gastos com importação de petróleo, insumos para produção no exterior e operações de *trading*, refletindo a depreciação cambial;
 - Aumento das vendas de derivados no mercado interno; e
 - Menor participação de derivados importados no *mix* de vendas.

Lucro operacional de R\$ 5.813 milhões, 39% inferior (R\$ 3.674 milhões), decorrente de:

- Menor lucro bruto (R\$ 1.807 milhões);
- Maior despesa com contingências judiciais principalmente com processos trabalhistas e tributários (R\$ 2.341 milhões);
- *Impairment* de ativos no 2T-2015 devido à exclusão de projetos da carteira de investimentos contemplada no Plano de Negócios e Gestão – PNG, no horizonte de 2015 a 2019 (R\$ 1.283 milhões);
- Menores despesas tributárias (R\$ 905 milhões), principalmente devido à redução dos menores valores incluídos no Programa de Parcelamento Especial de débitos tributários no 3T-2015 (detalhes na nota explicativa 20.2 das Informações Trimestrais do 3T-2015);
- Maiores gastos com baixas de poços secos e/ou subcomerciais (R\$ 668 milhões); e
- Maiores gastos com devolução de campos à ANP (R\$ 270 milhões).

Despesas financeiras líquidas de R\$ 11.444 milhões, superior em R\$ 5.396 milhões, impactadas por:

- Perda cambial de R\$ 4.647 milhões decorrente da depreciação de 28,1% do real sobre a exposição passiva em dólar (apreciação de 3,3% no 2T-2015); e
- Perda cambial de R\$ 2.001 milhões decorrente da depreciação de 28,2% do real sobre a exposição passiva em euro (depreciação de 0,4% no 2T-2015).

Prejuízo de R\$ 3.759 milhões, (lucro líquido de R\$ 531 milhões no 2T-2015), refletindo maiores despesas financeiras líquidas, compensadas parcialmente pela menor despesa com imposto de renda e contribuição social (R\$ 2.847 milhões).

ANÁLISE DE RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

RESULTADO POR ÁREA DE NEGÓCIO

A Petrobras é uma Companhia que opera de forma integrada, sendo a maior parte da produção de petróleo e gás natural transferida da área de Exploração e Produção para outras áreas de negócio da Companhia. Na apuração dos resultados por área de negócio são consideradas as transações realizadas com terceiros e entre empresas do Sistema Petrobras, além das transferências entre áreas de negócio valoradas por preços internos de transferência definidos através de metodologias fundamentadas em parâmetros de mercado.

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Período Jan - Set			Resultado líquido	3T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
10.946	29.592	(63)	2.271	5.527	(59)	8.145	

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): A redução do lucro líquido decorreu dos menores preços de venda/transferência de petróleo.

O maior volume de petróleo transferido e os menores custos com baixa de poços secos e/ou subcomerciais compensaram parcialmente esses efeitos.

O ano de 2014 foi onerado pelo provisionamento do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV) e pela baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.

(3T-2015 x 2T-2015): A redução do lucro líquido decorreu dos menores preços de venda/transferência de petróleo, bem como dos maiores gastos com serviços e afretamento de plataformas, reflexo do câmbio, e do aumento da depreciação.

Parte desses efeitos foi compensada pelo maior volume de petróleo transferido e menores gastos com participações governamentais.

Período Jan - Set			Produção nacional (mil barris/dia) (*)	3T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
2.132	1.995	7	Petróleo e LGN ⁵	2.136	2.111	1	2.090
469	418	12	Gás natural ⁶	476	463	3	441
2.601	2.413	8	Total	2.612	2.574	1	2.531

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): A produção de petróleo e LGN aumentou 7% devido à entrada em operação dos FPSOs Cidade de Mangaratiba (Iracema Sul, campo de Lula) e Cidade de Ilhabela (Sapinhoá), Cidade de Itaguaí (Iracema Norte, campo de Lula) e P-61 (Papa-Terra), além do *ramp-up* da P-55 e P-62 (Roncador), da P-58 (Parque das Baleias), dos FPSOs Cidade de Paraty (Lula NE) e Cidade de São Paulo (Sapinhoá). Este aumento foi parcialmente compensado pelo declínio natural dos campos.

A produção de gás natural cresceu 12% devido à entrada em operação dos sistemas já mencionados e ao aumento da produtividade da plataforma de Mexilhão e do FPSO Cidade de Santos (Uruguá-Tambaú), compensando o declínio natural dos campos.

(3T-2015 x 2T-2015): A produção de petróleo e LGN aumentou 1% devido à entrada em operação do FPSO Cidade de Itaguaí e ao aumento de produção dos FPSOs Cidade de Mangaratiba e Cidade de Ilhabela e da P-58 e P-62. Este aumento foi parcialmente compensado pela realização da parada programada da P-52 (Roncador), em setembro, que retornou à operação em 16/09/2015.

A produção de gás natural aumentou 3% devido à entrada em operação e aumento da produção dos sistemas já mencionados.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁵ LGN – Líquido de gás natural.

⁶ Exclui gás liquefeito e inclui gás reinjetado.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Período Jan - Set			Lifting cost ⁷ - país ^(*)	3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
US\$/barril:							
12,40	14,70	(16)	· · sem participação governamental	11,24	12,71	(12)	15,33
19,62	32,28	(39)	· · com participação governamental	16,92	21,96	(23)	31,37
R\$/barril:							
39,16	33,59	17	· · sem participação governamental	40,82	38,49	6	35,18
63,00	74,09	(15)	· · com participação governamental	64,33	65,95	(2)	73,94

Lifting Cost sem participações governamentais – US\$/barril

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): O indicador em dólar reduziu 16%. Desconsiderando os efeitos cambiais, houve um aumento de 4% devido aos maiores gastos com intervenções em poços e com engenharia e manutenção submarina na Bacia de Campos, compensados parcialmente pelo aumento da produção.

(3T-2015 x 2T-2015): O indicador em dólar reduziu 12%. Desconsiderando os efeitos cambiais, o indicador permaneceu estável em relação ao trimestre anterior.

Lifting Cost com participações governamentais – US\$/barril

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): O indicador reduziu 39%, pelos menores gastos com *royalties* e participação especial, em consequência do decréscimo do preço médio de referência do petróleo nacional, em dólares (52%), devido à queda dos preços no mercado internacional, associado ao decréscimo no *lifting cost*, comentado acima.

(3T-2015 x 2T-2015): O indicador reduziu 23% em função, principalmente, do decréscimo do preço médio de referência do petróleo nacional, em dólares (23%), vinculado às cotações internacionais.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁷ Indicador de custo de extração de petróleo e gás natural.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

ABASTECIMENTO

Período Jan - Set			Resultado líquido				
2015	2014	2015 x 2014 (%)		3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
15.530	(17.594)	188		3.727	5.622	(34)	(8.903)

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): O lucro líquido decorreu dos menores custos com aquisição/transferência de petróleo, menor participação de óleo importado na carga processada e de derivados importados no *mix* das vendas, bem como pelos reajustes de preços do diesel (5%) e gasolina (3%) ocorridos em novembro de 2014.

O ano de 2014 foi onerado pelas baixas de gastos adicionais capitalizados indevidamente e dos valores relacionados à construção das refinarias *Premium I* e *II*, bem como pelo provisionamento do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV).

(3T-2015x 2T-2015): O lucro líquido reduziu devido ao reconhecimento de despesa tributária referente ao IRRF incidente sobre remessas à subsidiária no exterior, para pagamentos de importações de petróleo e derivados.

Período Jan - Set			Importações e exportações de petróleo e derivados (mil barris/dia) ^(*)				
2015	2014	2015 x 2014 (%)		3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
298	399	(25)	Importação de petróleo	313	305	3	303
292	414	(29)	Importação de derivados	218	315	(31)	410
590	813	(27)	Importação de petróleo e derivados	531	620	(14)	713
351	219	60	Exportação de petróleo ⁸	365	405	(10)	323
150	170	(12)	Exportação de derivados	145	188	(23)	168
501	389	29	Exportação de petróleo e derivados	510	593	(14)	491
(89)	(424)	79	Exportação (import.) líquida de petróleo e derivados	(21)	(27)	22	(222)
1	3	(67)	Exportação outros	1	1	-	5

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): Maiores exportações de petróleo devido ao aumento na produção.

Menores importações de petróleo, refletindo sua menor participação na carga processada.

Menor demanda no mercado interno reduziu a necessidade de importações de derivados.

Menor carga processada influenciou na redução das exportações de derivados.

(3T-2015 x 2T-2015): Menor volume de petróleo exportado decorreu do fato de parte significativa da exportação do 3T15 ter ocorrido no mês de setembro, que devido ao tempo de viagem, terá o reconhecimento desta receita apenas no 4T15. Adicionalmente ressalta-se que o patamar elevado de exportações do 2T15 foi influenciado por realização de estoques formados no 1T15.

Menores exportações de derivados devido à menor produção de óleo combustível.

Redução nas importações de derivados, em função da maior produção de diesel.

Maior importação de petróleo, acompanhando o aumento na carga processada.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁸ Volumes de exportação de petróleo oriundos das áreas de negócio de Abastecimento e de Exploração e Produção.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Período Jan - Set			Indicadores Operacionais de Refino (mil barris/dia) ^(*)	3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
2.049	2.170	(6)	Produção de derivados	2.085	2.098	(1)	2.204
2.176	2.102	4	Carga de referência ⁹	2.176	2.176	-	2.102
90	98	(8)	Fator de utilização do parque de refino (%) ¹⁰	93	92	1	100
1.962	2.059	(5)	Carga fresca processada - país ¹¹	2.013	1.993	1	2.094
2.002	2.099	(5)	Carga processada - país ¹²	2.052	2.031	1	2.138
86	82	4	Participação do óleo nacional na carga processada (%)	84	86	(2)	80

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): A carga processada foi 5% inferior, em função da menor demanda, da parada programada na unidade de destilação da RLAM e parada não programada na REDUC, em parte compensadas pela entrada em operação da RNEST, em novembro de 2014.

(3T-2015 x 2T-2015): A carga processada aumentou 1%, em função da retomada da operação na RLAM e REFAP, que no 2T-15 estavam em parada programada. Este aumento foi parcialmente compensado pela parada programada geral na RECAP.

Período Jan - Set			Custo de refino - país ^(*)	3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
2,52	2,96	(15)	Custo de refino (US\$/barril)	2,12	2,64	(20)	3,17
8,01	6,80	18	Custo de refino (R\$/barril)	7,89	7,98	(1)	7,33

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): O indicador em dólar foi 15% inferior. Em reais, houve aumento de 18%, devido, principalmente, aos maiores gastos com pessoal decorrente do reajuste salarial concedido no Acordo Coletivo de Trabalho 2014 e à redução da carga processada.

(3T-2015 x 2T-2015): O indicador em dólar foi 20% inferior. Em reais, houve redução de 1%, devido, principalmente, à retomada da operação na RLAM e REFAP, que estavam em atividade de parada programada no 2T-2015, e pela maior carga processada na RNEST.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

⁹ Carga de referência ou capacidade instalada de processamento primário – carga máxima sustentável de petróleo alcançada nas unidades de destilação, no final do período, respeitando os limites de projeto dos equipamentos e os requisitos de segurança, meio ambiente e qualidade dos produtos. É menor que a capacidade autorizada pela ANP (inclusive autorizações temporárias) e órgãos ambientais.

¹⁰ Fator de utilização do parque de refino (%) – relação entre a carga fresca processada e a carga de referência.

¹¹ Carga fresca processada – volume de petróleo processado no país utilizado para o cálculo do fator de utilização do parque de refino.

¹² Carga processada – volumes de petróleo e LGN processados no país.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

GÁS & ENERGIA

Período Jan - Set			Resultado líquido	3T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
1.750	(1.293)	235	625	90	594	(2.510)	

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): O lucro líquido decorreu da maior margem de comercialização do gás natural, em função de acréscimo do preço médio de realização, da redução nos custos de aquisição de gás importado (GNL e boliviano).

O prejuízo em 2014 foi influenciado pelas perdas com recebíveis do setor elétrico e pela baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente.

(3T-2015 x 2T-2015): O aumento no lucro líquido decorreu do acréscimo na margem de comercialização de gás natural e de energia elétrica, em função, respectivamente, da retirada do desconto dos contratos da nova política de gás natural e do menor custo de energia influenciado pela redução do PLD, bem como pelo fato do trimestre anterior ter sido onerado pelo *impairment* no ativo Unidade de Fertilizantes Nitrogenados V, motivado pela redução na carteira de investimentos no PNG 2015-2019.

Período Jan - Set			Indicadores físicos e financeiros (*)	3T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
878	1.201	(27)	Vendas de energia elétrica (ACL) ¹³ - MW médio	822	902	(9)	1.196
3.194	2.341	36	Vendas de energia elétrica (ACR) ¹⁴ - MW médio	3.058	3.263	(6)	2.671
4.830	4.534	7	Geração de energia elétrica - MW médio	4.401	4.987	(12)	4.789
319	657	(51)	Preço de liquidação das diferenças (PLD)-R\$/MWh ¹⁵	202	369	(45)	671
112	128	(13)	Importação de Gás Natural Liquefeito - GNL (mil barris/dia)	92	132	(30)	116
202	206	(2)	Importação de Gás Natural (mil barris/dia)	196	201	(2)	210

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): A redução de 27% no volume de vendas de energia no ambiente de contratação livre (ACL) foi devido à migração de parte do lastro disponível (1.049 MW/médio) para o ambiente de contratação regulada (ACR).

O aumento no volume gerado de energia de 7% foi decorrente do maior despacho termelétrico pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e da maior capacidade disponível para o Parque Termelétrico da Petrobras.

A redução de 13% na importação de gás natural liquefeito e de 2% na importação de gás natural boliviano decorreu da maior oferta de gás nacional, em função do aumento da produção em 12%.

O decréscimo de 51% no PLD foi reflexo da alteração da metodologia da ANEEL a partir de 27 de dezembro de 2014, estabelecendo um menor valor para o cálculo do limite máximo do PLD.

(3T-2015x 2T-2015): A redução de 9% no volume de vendas de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) decorreu da menor demanda no período.

A redução 6% no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) foi decorrente do término de contrato de venda em leilão de ajuste de 2015 de 205 MW médios.

A redução no volume gerado de energia de 12% e no PLD de 45% foi reflexo da melhoria das condições hidrológicas dos subsistemas, aliada a decisão, em agosto de 2015, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE de desligar usinas com custos unitários elevados, impactando a geração das usinas a óleo.

A redução de 30% na importação de gás natural liquefeito e de 2% na importação de gás natural boliviano decorreu da menor demanda termelétrica no período.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹³ ACL - Ambiente de Contratação Livre.

¹⁴ ACR - Ambiente de Contratação Regulada.

¹⁵ PLD - Preços semanais ponderados por patamar de carga livre (leve, médio e pesado), número de horas e capacidade do submercado.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

DISTRIBUIÇÃO

Período Jan - Set			Resultado líquido	3T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
440	753	(42)	(299)	184	(263)	(203)	

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): A redução no lucro líquido decorreu das menores margens médias de comercialização (9,1%), associadas à redução no volume de vendas (5%).

O ano de 2014 foi onerado pelo provisionamento do Programa de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV).

(3T-2015x 2T-2015): O prejuízo decorreu das menores margens médias de comercialização (2,5%) e das maiores despesas de vendas devido às perdas com recebíveis do setor elétrico.

Período Jan - Set			Market Share ^{(*) 16}	3T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
35,6%	37,0%	(1)	34,7%	35,4%	(1)	37,2%	

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): A redução do *market share* decorre principalmente da expansão do mercado de etanol hidratado (42,2%), mercado em que a Petrobras Distribuidora possui uma menor participação, conjugada à queda de vendas para o setor termoelétrico. Além disso, ocorreu importação de gasolina/diesel e aquisição de gasolina formulada pelos concorrentes, proporcionando-lhes maior competitividade.

(3T-2015 x 2T-2015): A redução do *market share* no 3T-2015 deve-se, em grande parte, pelo menor despacho das térmicas, além da queda na participação das vendas de óleo diesel (não-térmico).

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹⁶ A partir de 2015, o cálculo do market share foi revisado para não mais contemplar as vendas entre distribuidoras. Adicionalmente, passamos a atualizar o indicador em aderência à revisão dos valores históricos efetuados pela ANP e Sindicom. Os trimestres anteriores foram recalculados pelo novo critério, para fins de comparação.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

INTERNACIONAL

Como desdobramento da criação da Diretoria de Governança, Risco e Conformidade e extinção da Diretoria Internacional em março de 2015, foram aprovados ajustes organizacionais nas demais áreas de negócio envolvendo a transferência da gestão de atividades da área de negócio internacional. Considerando os necessários detalhamentos para integração da gestão dessas atividades, a Companhia ainda está apresentando separadamente os resultados da área internacional.

Período Jan - Set			Resultado líquido	3T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
752	927	(19)		(167)	816	(120)	(219)

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): A redução no lucro líquido decorreu de maiores despesas de vendas, baixa por devolução de blocos exploratórios e *impairment*. Além disso, o período jan-set/2014 foi beneficiado pelo ganho obtido com a venda dos ativos terrestres de E&P na Colômbia.

Essa redução foi atenuada pelo maior lucro bruto, decorrente do efeito cambial, em função da valorização do dólar frente ao real, o que se sobrepôs à redução proveniente da queda dos preços internacionais.

(3T-2015 x 2T-2015): O prejuízo decorreu, principalmente, da baixa por devolução de blocos exploratórios e do fato do 2T-2015 ter sido beneficiado pelo ganho com apuração de imposto de renda diferido, proveniente dos créditos fiscais das empresas holandesas.

Período Jan - Set			Produção Internacional (mil barris/dia) ^{17 (*)}	3T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
70	88	(20)	Produção internacional consolidada				
89	94	(5)	Petróleo e LGN	69	71	(3)	86
159	182	(13)	Gás natural	90	89	1	96
30	32	(6)	Total	159	160	(1)	182
189	214	(12)	Produção internacional não consolidada	29	31	(6)	33
			Produção total internacional	188	191	(2)	215

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): Apesar do incremento da produção pela entrada dos campos de Saint Malo, em dezembro/2014, e Lucius, em janeiro/2015, nos EUA, a produção consolidada de óleo e LGN reduziu 20%, devido à conclusão da transferência de propriedade dos ativos terrestres no Peru, em novembro/2014, na Colômbia, em abril/2014, e na Bacia Austral, na província de Santa Cruz, na Argentina, em março/2015.

A produção de gás natural reduziu, principalmente, devido à conclusão da transferência dos ativos terrestres no Peru, em novembro/2014, e na Bacia Austral, na Argentina, em março/2015. Esses efeitos foram, em parte, compensados, pela entrada de produção do campo de Hadrian South, nos EUA, no final de março/2015.

(3T-2015 x 2T-2015): Redução na produção consolidada de óleo e LGN de 3%, principalmente, devido à parada programada da plataforma do Campo de Saint Malo, no Golfo do México norte-americano, em julho/2015.

A produção de gás natural manteve-se praticamente estável em relação ao trimestre anterior.

Período Jan - Set			Preço de venda - Internacional	3T-2015			
2015	2014	2015 x 2014 (%)		3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
58,25	85,46	(32)	Petróleo (US\$/bbl)	55,69	60,52	(8)	84,05
23,68	20,83	14	Gás natural (US\$/bbl)	25,84	22,66	14	19,06

(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹⁷ Alguns países que compõem a produção internacional estão sob o regime de partilha de produção, com as participações governamentais pagas em óleo.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Período Jan - Set

2015	2014	2015 x 2014 (%)
7,73	8,55	(10)

Lifting Cost - Internacional (US\$/barril) ^{18 (*)}

3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
7,21	7,16	1	8,84

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): Redução de 10%, principalmente nos EUA, devido à entrada em produção dos campos Saint Malo, Lucius e Hadrian South, que possuem custos operacionais mais baixos, e pela transferência dos ativos terrestres no Peru e Colômbia, que tinham custos operacionais mais elevados.

(3T-2015 x 2T-2015): O custo de extração manteve-se praticamente estável neste trimestre.

Período Jan - Set

2015	2014	2015 x 2014 (%)
136	168	(19)
148	181	(18)
230	230	-
57	71	(14)

Indicadores Operacionais de Refino - Internacional (mil barris/dia) ^(*)

3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
146	135	8	162
150	140	7	175
230	230	-	230
60	56	4	68

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): Menor carga total processada (19%), devido à interrupção do processamento na Refinaria de Okinawa, no Japão, desde abril/2015, e nos EUA, em função da parada programada para manutenção da Unidade de Destilação na Refinaria de Pasadena, ocorrida do início de março a meados de abril/2015.

(3T-2015 x 2T-2015): Maior carga total processada (8%), em função do incremento de capacidade máxima de processamento de carga na Refinaria de Pasadena, nos EUA, além da retomada do processamento após parada programada ocorrida em parte de abril/2015. Este efeito foi parcialmente compensado no Japão, devido à interrupção do processamento na refinaria de Okinawa, a partir de abril/2015.

Período Jan - Set

2015	2014	2015 x 2014 (%)
4,01	3,81	5

Custo de refino - Internacional (US\$/barril) ^(*)

3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
4,03	4,08	(1)	4,02

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): O custo unitário do refino aumentou 5%, principalmente devido aos reajustes nos salários na Argentina e, no Japão, em função do impacto da interrupção do processamento da Refinaria de Okinawa, desde abril/2015, com custos unitários mais baixos.

(3T-2015 x 2T-2015): O custo unitário reduziu 1%, devido ao incremento da carga processada na unidade de destilação atmosférica de Pasadena, nos EUA, que se encontra em fase de testes de capacidade máxima de processamento.

BIOCOMBUSTÍVEL

Período Jan - Set

2015	2014	2015 x 2014 (%)
(463)	(231)	(100)

Resultado líquido

3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
(110)	(304)	64	(90)

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): O aumento no prejuízo decorreu da perda em investimentos, devido às mudanças decorrentes do Plano de Negócios e Gestão 2015/19, atenuado pela melhora nas margens das operações de biodiesel em função do aumento nos preços médios de realização e nos volumes de vendas em 2015.

(3T-2015 x 2T-2015): A redução no prejuízo decorre do fato do trimestre anterior ter sido onerado pela perda em investimentos, devido às mudanças decorrentes do Plano de Negócios e Gestão 2015/19, aliado às menores perdas no segmento de etanol no 3T-2015.

^(*) Não revisado pelo auditor independente.

¹⁸ Indicador de custo de extração de petróleo e gás natural.

¹⁹ Carga total processada - volume de petróleo processado no exterior nas unidades de destilação atmosféricas das refinarias, somado aos volumes de produtos intermediários comprados de terceiros e utilizados como carga em outras unidades das refinarias.

²⁰ Carga de referência - carga máxima sustentável de petróleo alcançada nas unidades de destilação.

²¹ Fator de utilização do parque de refino (%) - relação entre o petróleo processado na unidade de destilação e a carga de referência.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Volume de vendas – mil barris/dia (*)

Período Jan - Set				3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
928	998	(7)	Diesel	953	923	3	1.049
550	612	(10)	Gasolina	540	537	1	616
106	117	(9)	Óleo combustível	97	103	(6)	126
143	167	(14)	Nafta	137	168	(18)	160
234	235	-	GLP ²²	243	236	3	247
111	110	1	QAV ²³	113	107	6	110
182	210	(13)	Outros	199	176	13	225
2.254	2.449	(8)	Total de derivados	2.282	2.250	1	2.533
123	94	31	Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	134	119	13	98
438	442	(1)	Gás natural	418	448	(7)	449
2.815	2.985	(6)	Total mercado interno	2.834	2.817	1	3.080
502	392	28	Exportação	511	594	(14)	496
519	574	(10)	Vendas internacionais	544	493	10	567
1.021	966	6	Total mercado externo	1.055	1.087	(3)	1.063
3.836	3.951	(3)	Total geral	3.889	3.904	-	4.143

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): O volume de vendas no mercado interno foi 6% inferior, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (redução de 7%):
 - menor consumo em obras de infraestrutura;
 - aumento das vendas por importadores; e
 - aumento do percentual de biodiesel na mistura diesel/biodiesel.
 Esses fatores foram parcialmente compensados pelo crescimento da frota de veículos leves a diesel (van, pick up e SUV).
- Gasolina (redução de 10%):
 - aumento do teor de etanol anidro na gasolina C de 25% para 27%;
 - aumento da colocação de gasolina por outros concorrentes; e
 - redução da frota de veículos movidos somente a gasolina.
- Nafta (redução de 14%): redução da demanda por parte de clientes, principalmente Braskem; e
- Óleo combustível (redução de 9%): menores entregas para demanda térmica e industrial em vários estados.

(3T-2015 x 2T-2015): O volume de vendas no mercado interno foi 1% superior, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (aumento de 3%): sazonalidade do consumo, tendo em vista o plantio da safra de grãos de verão e a atividade industrial;
- Gasolina (aumento de 1%): crescimento da frota de veículos leves;
- Nafta (redução de 18%): menor demanda por parte dos clientes, principalmente Braskem;
- Gás natural (redução de 7%): redução da demanda do setor elétrico;
- GLP (aumento de 3%): temperaturas médias mais baixas; e
- QAV (aumento de 6%): sazonalidade e queda do preço internacional do QAV.

(*) Não revisado pelo auditor independente.

²² GLP – Gás liquefeito de petróleo.

²³ QAV – Querosene de aviação.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

Fluxos de caixa consolidado – Resumo ²⁴

Período Jan - Set			R\$ milhões		
2015	2014		3T-2015	2T-2015	3T-2014
68.946	46.257	Disponibilidades ajustadas no início do período ²⁵	91.636	68.182	66.363
(24.707)	(9.085)	Títulos públicos federais e time deposits no início do período	(10.470)	(33.732)	(8.223)
44.239	37.172	Caixa e equivalentes de caixa no início do período ²⁴	81.166	34.450	58.140
61.133	47.267	Recursos gerados pelas atividades operacionais	21.816	22.890	23.553
(27.644)	(68.228)	Recursos utilizados em atividades de investimento	(11.566)	5.253	(31.111)
(52.810)	(59.606)	Investimentos em área de negócios	(17.977)	(17.153)	(20.129)
625	1.356	Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	13	96	302
24.541	(9.978)	Investimentos em títulos e valores mobiliários	6.398	22.310	(11.284)
33.489	(20.961)	(=) Fluxo de caixa líquido	10.250	28.143	(7.558)
(3.087)	41.297	Financiamentos líquidos	(11.668)	18.887	(4.998)
50.049	69.048	Captações	12.577	33.737	5.022
(53.136)	(27.751)	Amortizações	(24.245)	(14.850)	(10.020)
-	(8.749)	Dividendos pagos a acionistas	-	-	(18)
315	(56)	Participação de acionistas não controladores	(190)	109	(57)
24.914	921	Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	20.312	(423)	4.115
99.870	49.624	Caixa e equivalentes de caixa no fim do período ²⁴	99.870	81.166	49.624
4.366	20.635	Títulos públicos federais e time deposits no fim do período	4.366	10.470	20.635
104.236	70.259	Disponibilidades ajustadas no fim do período ²⁵	104.236	91.636	70.259

Em 30 de setembro de 2015, o saldo de caixa e equivalentes de caixa aumentou 126% em relação a 31 de dezembro de 2014 e as disponibilidades ajustadas²⁵ aumentaram 51%. As principais aplicações de recursos em 2015 foram destinadas ao cumprimento do serviço da dívida do período e financiamento dos investimentos em áreas de negócio. Tais recursos foram proporcionados por uma geração de caixa operacional de R\$ 61.133 milhões, além de captações de R\$ 50.049 milhões. O saldo de disponibilidades ajustadas foi impactado positivamente em 2015 pelo efeito da variação do câmbio sobre as aplicações no exterior.

A geração operacional de caixa aumentou 29% em relação a 2014, principalmente motivada pelos maiores preços de diesel e gasolina, aumento no volume de exportação de petróleo, redução dos gastos com participação governamental e importações de petróleo e derivados, além da maior participação do petróleo nacional na carga processada e redução da importação de derivados.

Os investimentos nos negócios da Companhia foram 11% inferiores em 2015, com destaque para a redução de 60% na área de abastecimento. O montante de R\$ 24.541 milhões recebido de títulos e valores mobiliários refere-se a aplicações financeiras com prazos superiores a três meses vencidas no período e, em sua maior parte, reaplicadas com prazos de até três meses (caixa e equivalentes de caixa).

O fluxo de caixa líquido foi positivo em R\$ 33.489 milhões em 2015, frente a um fluxo de caixa líquido negativo de R\$ 20.961 milhões em 2014.

De janeiro a setembro de 2015 a Companhia captou R\$ 50.049 milhões, com destaque para os acordos de cooperação assinados com o *China Development Bank* (CDB) no valor de US\$ 5 bilhões e a emissão de *Global Notes* com vencimento de 100 anos (US\$ 2 bilhões), além de créditos bilaterais com bancos brasileiros. Em 30 de setembro de 2015, o prazo médio de vencimento da dívida era de 7,49 anos.

As amortizações de juros e principal somaram R\$ 53.136 milhões em 2015, 91% superiores a 2014. Na comparação trimestral, o aumento das amortizações foi de 63%.

²⁴ Para maior detalhamento, vide Demonstração dos fluxos de Caixa – Consolidado na página 19.

²⁵ A medida disponibilidades ajustadas inclui investimentos em títulos governamentais e aplicações financeiras no exterior em *time deposits* de instituições financeiras de primeira linha com vencimentos superiores a 3 meses a partir da data de aplicação, considerando a expectativa de realização desses investimentos no curto prazo. A medida disponibilidades ajustadas não está prevista nas normas internacionais de contabilidade, não devendo ser considerada isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes de caixa apurados em IFRS. Além disso, a medida disponibilidades ajustadas não deve ser base de comparação com as disponibilidades ajustadas de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Investimentos consolidados

	R\$ milhões				
	Período Jan - Set				
	2015	%	2014	%	Δ%
Exploração e Produção	43.327	78	40.866	65	6
Abastecimento	5.908	11	13.801	22	(57)
Gás e Energia	1.921	3	4.136	7	(54)
Internacional	3.113	6	2.249	4	38
Exploração e Produção	2.664	86	1.969	88	35
Abastecimento	344	11	214	10	61
Gás e Energia	43	1	19	1	126
Distribuição	55	2	39	2	41
Outros	7	-	8	-	(13)
Distribuição	513	1	708	1	(28)
Biocombustível	58	-	24	-	142
Corporativo	649	1	759	1	(14)
Total de investimentos	55.489	100	62.543	100	(11)

Em linha com seus objetivos estratégicos, a Petrobras atua de forma associada com outras empresas em *joint ventures*, no Brasil e no exterior, como concessionária de direitos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural.

A Companhia investiu R\$ 55.489 milhões no período de jan-set/2015, direcionados, principalmente, ao aumento da capacidade produtiva de petróleo e gás natural.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Endividamento consolidado

	R\$ milhões		
	30.09.2015	31.12.2014	Δ%
Endividamento curto prazo ²⁶	53.376	31.565	69
Endividamento longo prazo ²⁷	453.208	319.470	42
Total	506.584	351.035	44
Disponibilidades	99.870	44.239	126
Títulos públicos federais e Time Deposits (vencimento superior a 3 meses)	4.366	24.707	(82)
Disponibilidades ajustadas	104.236	68.946	51
Endividamento líquido ²⁸	402.348	282.089	43
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	58%	48%	10
Passivo total líquido ²⁹	827.326	724.429	14
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	65%	57%	8
Índice de Dívida Líquida/LTM EBITDA ajustado ³⁰	5,24	4,77	10

	U.S.\$ milhões		
	30.09.2015	31.12.2014	Δ%
Endividamento curto prazo ²⁶	13.435	11.884	13
Endividamento longo prazo ²⁷	114.075	120.274	(5)
Total	127.510	132.158	(4)
Endividamento líquido ²⁸	101.273	106.201	(5)
Prazo médio da dívida (anos)	7,49	6,10	1,39

	R\$ milhões		
	30.09.2015	31.12.2014	Δ%
Informações sumarizadas sobre financiamentos:			
Por taxa			
Indexados a taxas flutuantes	253.141	173.977	46
Indexados a taxas fixas	253.241	176.868	43
Total	506.382	350.845	44
Por moeda			
Reais	80.566	62.223	29
Dólar	376.675	252.787	49
Euro	35.189	25.820	36
Outras moedas	13.952	10.015	39
Total	506.382	350.845	44
Por vencimento			
2015	17.405	31.523	(45)
2016	50.267	33.397	51
2017	44.787	31.742	41
2018	63.639	47.254	35
2019	89.260	64.252	39
2020 em diante	241.024	142.677	69
Total	506.382	350.845	44

O endividamento líquido do Sistema Petrobras em Reais aumentou 43% em relação a 31.12.2014, principalmente em decorrência do impacto da depreciação cambial de 49,6%.

²⁶ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 44 milhões em 30.09.2015 e R\$ 42 milhões em 31.12.2014).

²⁷ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 158 milhões em 30.09.2015 e R\$ 148 milhões em 31.12.2014).

²⁸ A medida endividamento líquido não está prevista nas normas internacionais de contabilidade – IFRS e não deve ser considerada isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com IFRS. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o endividamento líquido de outras empresas, contudo a Administração acredita que é uma informação complementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

²⁹ Passivo total líquido das disponibilidades ajustadas.

³⁰ Com a finalidade de alinhar às melhores práticas de mercado, salientamos que, a partir do 2T-2015, a Companhia passou a adotar a soma dos últimos 12 meses do EBITDA Ajustado (*Last Twelve Months* - LTM EBITDA Ajustado), em substituição a anualização anteriormente adotada, com base na repetição da média mensal para o restante do ano.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Demonstração do Resultado – Consolidado ³¹

Período Jan - Set			R\$ milhões		
2015	2014		3T-2015	2T-2015	3T-2014
236.535	252.220	Receita de vendas	82.239	79.943	88.377
(164.808)	(193.798)	Custo dos produtos e serviços vendidos	(58.484)	(54.381)	(67.936)
71.727	58.422	Lucro bruto	23.755	25.562	20.441
(9.465)	(12.230)	Vendas	(3.855)	(3.886)	(6.733)
(8.228)	(7.847)	Gerais e administrativas	(2.754)	(2.764)	(2.707)
(4.637)	(5.642)	Custos exploratórios para extração de petróleo e gás	(2.234)	(1.420)	(2.314)
(1.730)	(1.858)	Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(556)	(610)	(665)
(7.768)	(1.192)	Tributárias	(3.055)	(3.960)	(552)
-	(6.194)	Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	(6.194)
(11.264)	(11.955)	Outras receitas (despesas), líquidas	(5.488)	(3.435)	(6.197)
(43.092)	(46.918)		(17.942)	(16.075)	(25.362)
28.635	11.504	Lucro (Prejuízo) operacional	5.813	9.487	(4.921)
3.215	2.974	Receitas financeiras	1.866	615	1.174
(15.655)	(6.373)	Despesas financeiras	(6.403)	(5.561)	(2.282)
(10.673)	1.313	Var. monetárias e cambiais	(6.907)	(1.102)	136
(23.113)	(2.086)	Resultado financeiro líquido	(11.444)	(6.048)	(972)
542	991	Resultado de participações em investimentos	200	169	198
(131)	(775)	Participação nos lucros ou resultados	232	(27)	(127)
5.933	9.634	Lucro (Prejuízo) antes dos impostos	(5.199)	3.581	(5.822)
(5.522)	(4.596)	Imposto de renda e contribuição social	174	(2.673)	(117)
411	5.038	Lucro Líquido (Prejuízo)	(5.025)	908	(5.939)
		Atribuível aos:			
2.102	5.013	Acionistas Petrobras	(3.759)	531	(5.339)
(1.691)	25	Acionistas não controladores	(1.266)	377	(600)
411	5.038		(5.025)	908	(5.939)

³¹ A partir de 2014, o valor do ajuste ao valor de mercado dos estoques foi reclassificado de outras receitas (despesas), líquidas para custo dos produtos e serviços vendidos.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Balço Patrimonial – Consolidado

ATIVO	R\$ milhões	
	30.09.2015	31.12.2014
Circulante	176.380	135.023
Caixa e equivalentes de caixa	99.870	44.239
Títulos e valores mobiliários	4.379	24.763
Contas a receber, líquidas	21.155	21.167
Estoques	32.585	30.457
Impostos e contribuições	10.172	10.123
Ativos classificados como mantidos para venda	295	13
Outros ativos circulantes	7.924	4.261
Não Circulante	755.182	658.352
Realizável a L. Prazo	69.189	50.104
Contas a receber, líquidas	17.017	12.834
Títulos e valores mobiliários	341	290
Depósitos judiciais	8.914	7.124
Imposto de renda e contribuição social diferidos	14.753	2.673
Impostos e contribuições	10.681	10.645
Adiantamento a fornecedores	7.883	6.398
Outros ativos realizáveis a longo prazo	9.600	10.140
Investimentos	15.987	15.282
Imobilizado	657.873	580.990
Intangível	12.133	11.976
Total do Ativo	931.562	793.375

PASSIVO	R\$ milhões	
	30.09.2015	31.12.2014
Circulante	109.719	82.659
Fornecedores	26.641	25.924
Financiamentos	53.376	31.565
Impostos e contribuições	14.011	11.453
Salários, férias, encargos e participações	6.156	5.489
Planos de pensão e saúde	2.253	2.115
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	195	-
Outras contas e despesas a pagar	7.087	6.113
Não Circulante	530.861	399.994
Financiamentos	453.208	319.470
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.156	8.052
Planos de pensão e saúde	47.200	43.803
Provisão para desmantelamento de áreas	20.176	21.958
Provisão para processos judiciais	6.559	4.091
Outras contas e despesas a pagar	2.562	2.620
Patrimônio Líquido	290.982	310.722
Capital Social realizado	205.432	205.432
Reservas de lucros e outras	84.007	103.416
Participação dos acionistas não controladores	1.543	1.874
Total do passivo	931.562	793.375

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Demonstração dos Fluxos de Caixa – Consolidado

R\$ milhões					
Período Jan - Set			3T-2015	2T-2015	3T-2014
2015	2014				
2.102	5.013	Lucro líquido (Prejuízo) - Acionistas Petrobras	(3.759)	531	(5.339)
59.031	42.254	(+) Ajustes	25.575	22.359	28.892
27.005	21.869	Depreciação, depleção e amortização	9.461	9.028	7.036
22.823	5.507	Variações cambiais e monetárias e encargos sobre financiamentos e outras	10.952	5.577	2.611
(1.691)	25	Resultado dos acionistas não controladores	(1.266)	377	(600)
(542)	(991)	Resultado de participações em investimentos	(200)	(169)	(198)
-	6.194	Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	-	-	6.194
566	4.163	Perdas em créditos de liquidação duvidosa	542	887	3.954
		Resultado com alienações / baixas de ativos, áreas devolvidas e projetos cancelados	1.223	215	4.081
1.034	3.768		(988)	1.768	(108)
2.824	2.188	Imposto de renda e contribuição social diferidos, líquidos	1.755	1.087	1.710
3.418	4.262	Baixa de poços secos	844	1.037	931
2.173	1.404	Perda na recuperação de ativos	1.687	1.684	909
5.055	3.161	Despesa atuarial de planos de pensão e saúde	1.811	(1.630)	4.949
(843)	189	Variação dos estoques	616	(416)	(1.415)
273	(4.605)	Variação de contas a receber	54	(181)	(1.307)
(2.402)	(1.150)	Variação de fornecedores	(479)	(707)	(415)
(1.601)	(1.316)	Variação de planos de pensão e de saúde	(2.058)	5.669	1.718
3.934	(288)	Variação de impostos, taxas e contribuições	1.621	(1.867)	(1.158)
(2.995)	(2.126)	Variação de outros ativos e passivos	21.816	22.890	23.553
61.133	47.267	(=) Recursos gerados pelas atividades operacionais	(11.566)	5.253	(31.111)
(27.644)	(68.228)	(-) Recursos utilizados em atividades de investimento	(17.977)	(17.153)	(20.129)
(52.810)	(59.606)	Investimentos em área de negócios	13	96	302
625	1.356	Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	6.398	22.310	(11.284)
24.541	(9.978)	Investimentos em títulos e valores mobiliários	10.250	28.143	(7.558)
33.489	(20.961)	(=) Fluxo de caixa líquido	(11.858)	18.996	(5.073)
(2.772)	32.492	(-) Recursos gerados pelas atividades de financiamento	12.577	33.737	5.022
50.049	69.048	Captações	(18.281)	(11.005)	(6.226)
(37.727)	(17.294)	Amortizações de principal	(5.964)	(3.845)	(3.794)
(15.409)	(10.457)	Amortizações de juros	-	-	(18)
-	(8.749)	Dividendos pagos a acionistas	(190)	109	(57)
315	(56)	Participação de acionistas não controladores	20.312	(423)	4.115
24.914	921	Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	18.704	46.716	(8.516)
55.631	12.452	(=) Variação líquida de caixa e equivalentes de caixa no período	81.166	34.450	58.140
44.239	37.172	Caixa e equivalentes de caixa no início do período	99.870	81.166	49.624
99.870	49.624	Caixa e equivalentes de caixa no fim do período			

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

INFORMAÇÕES CONTÁBEIS POR ÁREA DE NEGÓCIO

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – Jan-Set/2015

R\$ milhões								
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTER.	BIO-COMBUST.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	84.691	176.441	31.218	71.683	22.183	526	(150.207)	236.535
Intersegmentos	83.360	58.720	5.005	1.354	1.280	488	(150.207)	-
Terceiros	1.331	117.721	26.213	70.329	20.903	38	-	236.535
Custo dos produtos e serviços vendidos	(58.813)	(144.346)	(25.091)	(66.545)	(18.778)	(587)	149.352	(164.808)
Lucro bruto	25.878	32.095	6.127	5.138	3.405	(61)	(855)	71.727
Despesas	(8.456)	(10.192)	(3.473)	(4.336)	(2.509)	(113)	(14.525)	512
Vendas, gerais e administrativas	(1.027)	(5.557)	(1.095)	(4.088)	(1.835)	(79)	(4.528)	516
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(4.273)	-	-	-	(364)	-	-	(4.637)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(683)	(284)	(137)	(3)	(5)	(25)	(593)	(1.730)
Tributárias	(395)	(2.109)	(981)	(24)	(262)	(3)	(3.994)	(7.768)
Outras receitas (despesas), líquidas	(2.078)	(2.242)	(1.260)	(221)	(43)	(6)	(5.410)	(4)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	17.422	21.903	2.654	802	896	(174)	(14.525)	(343)
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(23.113)	(23.113)
Resultado de participações em investimentos	(574)	1.094	254	(44)	289	(347)	(130)	542
Participação nos lucros ou resultados	-	(52)	(9)	(68)	-	(2)	-	(131)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	16.848	22.945	2.899	690	1.185	(523)	(37.768)	(343)
Imposto de renda e contribuição social	(5.924)	(7.430)	(899)	(250)	(188)	60	8.992	117
Lucro líquido (prejuízo)	10.924	15.515	2.000	440	997	(463)	(28.776)	411
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	10.946	15.530	1.750	440	752	(463)	(26.627)	(226)
Acionistas não controladores	(22)	(15)	250	-	245	-	(2.149)	-
	10.924	15.515	2.000	440	997	(463)	(28.776)	411

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio – Jan-Set/2014³²

R\$ milhões								
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTER.	BIO-COMBUST.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Receita de vendas	118.625	198.227	30.491	72.806	25.175	436	(193.540)	252.220
Intersegmentos	117.882	69.212	2.706	2.013	1.347	380	(193.540)	-
Terceiros	743	129.015	27.785	70.793	23.828	56	-	252.220
Custo dos produtos e serviços vendidos	(60.640)	(209.786)	(26.840)	(66.866)	(22.537)	(523)	193.394	(193.798)
Lucro bruto	57.985	(11.559)	3.651	5.940	2.638	(87)	(146)	58.422
Despesas	(11.868)	(13.617)	(5.754)	(4.741)	(1.550)	(118)	(9.661)	391
Vendas, gerais e administrativas	(633)	(5.246)	(4.302)	(4.396)	(1.349)	(82)	(4.462)	393
Custos exploratórios p/ extração de petróleo e gás	(5.377)	-	-	-	(265)	-	-	(5.642)
Custos com pesquisa e desenvolvimento tecnológico	(946)	(315)	(144)	(2)	(3)	(22)	(426)	(1.858)
Tributárias	(76)	(162)	(195)	(21)	(176)	(1)	(561)	(1.192)
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	(1.969)	(3.427)	(652)	(23)	(23)	-	(100)	(6.194)
Outras receitas (despesas), líquidas	(2.867)	(4.467)	(461)	(299)	266	(13)	(4.112)	(2)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro, das participações e impostos	46.117	(25.176)	(2.103)	1.199	1.088	(205)	(9.661)	245
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	(2.086)	(2.086)
Resultado de participações em investimentos	(6)	316	368	(1)	404	(96)	6	991
Participação nos lucros ou resultados	(269)	(215)	(37)	(15)	(16)	-	(193)	(775)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos	45.842	(25.075)	(1.772)	1.153	1.476	(301)	(11.934)	245
Imposto de renda e contribuição social	(16.258)	7.468	506	(400)	(392)	70	4.494	(84)
Lucro líquido (prejuízo)	29.584	(17.607)	(1.266)	753	1.084	(231)	(7.440)	5.038
Atribuível aos:								
Acionistas da Petrobras	29.592	(17.594)	(1.293)	753	927	(231)	(7.302)	161
Acionistas não controladores	(8)	(13)	27	-	157	-	(138)	25
	29.584	(17.607)	(1.266)	753	1.084	(231)	(7.440)	5.038

³² A partir de 2014, o valor do ajuste ao valor de mercado dos estoques foi reclassificado de outras receitas (despesas), líquidas para custo dos produtos e serviços vendidos.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – Jan-Set/2015

R\$ milhões									
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTER.	BIO-COMBUST.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO	
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	(136)	(1.226)	(16)	(162)	(15)	-	(1.431)	-	(2.986)
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	-	(2.842)	-	(2.842)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.919)	(462)	(223)	-	(13)	-	(17)	-	(2.634)
Perda na Recuperação de Ativos - Impairment	(245)	(365)	(585)	-	(91)	-	-	-	(1.286)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(55)	(44)	(4)	(122)	(17)	-	(809)	-	(1.051)
Resultado c/Alienações/Baixas de Ativos	(571)	47	(505)	6	404	-	(8)	-	(627)
Devolução de Campos e Projs. Cancelados do E&P	(407)	-	-	-	-	-	-	-	(407)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(47)	(54)	(15)	-	(4)	-	(117)	-	(237)
Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário	(25)	(26)	(51)	1	-	(4)	(5)	-	(110)
Subvenções e Assistências Governamentais	14	14	2	-	-	-	8	-	38
Ressarcimento de Gastos Capitalizados Indevidamente	-	-	-	-	-	-	230	-	230
Gastos/Ressarcimentos c/Operações em Parcerias de E&P	989	-	-	-	-	-	-	-	989
Outros	324	(126)	137	56	(307)	(2)	(419)	(4)	(341)
	(2.078)	(2.242)	(1.260)	(221)	(43)	(6)	(5.410)	(4)	(11.264)

Demonstração do grupo de Outras Receitas (Despesas) – Jan-Set/2014³³

R\$ milhões									
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTER.	BIO-COMBUST.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO	
(Perdas)/Ganhos c/Processos Judiciais, Administrativos e Arbitrais	361	(138)	(24)	(91)	(32)	(1)	(250)	-	(175)
Plano de Pensão e Saúde	-	-	-	-	-	-	(1.509)	-	(1.509)
Paradas não Programadas e Gastos Pré-Operacionais	(1.534)	(45)	(164)	-	(35)	-	(29)	-	(1.807)
Perda na Recuperação de Ativos - Impairment	-	-	(306)	-	15	-	-	-	(291)
Relações Institucionais e Projetos Culturais	(83)	(52)	(8)	(130)	(14)	-	(1.050)	-	(1.337)
Resultado c/Alienações/Baixas de Ativos	(509)	(3.335)	207	28	440	(1)	(105)	-	(3.275)
Devolução de Campos e Projs. Cancelados do E&P	(493)	-	-	-	-	-	-	-	(493)
Gastos com Segurança, Meio Ambiente e Saúde	(51)	(51)	(16)	-	(7)	-	(130)	-	(255)
Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário	(995)	(494)	(151)	(159)	(24)	(11)	(621)	-	(2.455)
Acordos Coletivos de Trabalho	(397)	(226)	(44)	(58)	(11)	-	(254)	-	(990)
Subvenções e Assistências Governamentais	19	57	24	-	-	-	17	-	117
Gastos/Ressarcimentos c/Operações em Parcerias de E&P	542	-	-	-	-	-	-	-	542
Outros	273	(183)	21	111	(66)	-	(181)	(2)	(27)
	(2.867)	(4.467)	(461)	(299)	266	(13)	(4.112)	(2)	(11.955)

Ativo Consolidado por Área de Negócio – 30.09.2015

R\$ milhões									
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTER.	BIO-COMBUST.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO	
Ativo	470.809	182.849	77.008	19.888	49.878	2.393	141.602	(12.865)	931.562
Circulante	14.124	36.119	9.246	8.506	8.097	201	111.813	(11.726)	176.380
Não circulante	456.685	146.730	67.762	11.382	41.781	2.192	29.789	(1.139)	755.182
Realizável a longo prazo	21.217	9.131	6.228	4.517	6.634	11	22.425	(974)	69.189
Investimentos	233	3.512	1.484	47	8.896	1.638	177	-	15.987
Imobilizado	427.557	133.459	59.067	6.207	24.585	543	6.620	(165)	657.873
Em operação	309.479	107.676	47.289	5.202	19.856	491	5.773	(165)	495.601
Em construção	118.078	25.783	11.778	1.005	4.729	52	847	-	162.272
Intangível	7.678	628	983	611	1.666	-	567	-	12.133

Ativo Consolidado por Área de Negócio – 31.12.2014

R\$ milhões									
E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTER.	BIO-COMBUST.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO	
Ativo	402.478	186.033	75.350	19.180	34.553	2.947	86.024	(13.190)	793.375
Circulante	15.959	39.111	10.570	9.246	6.229	173	64.174	(10.439)	135.023
Não circulante	386.519	146.922	64.780	9.934	28.324	2.774	21.850	(2.751)	658.352
Realizável a longo prazo	17.874	9.573	3.749	3.217	4.908	8	13.359	(2.584)	50.104
Investimentos	531	4.800	1.393	39	5.912	2.221	386	-	15.282
Imobilizado	360.368	131.914	58.770	6.066	16.091	545	7.403	(167)	580.990
Em operação	263.794	108.747	47.460	4.595	9.870	502	5.562	(167)	440.363
Em construção	96.574	23.167	11.310	1.471	6.221	43	1.841	-	140.627
Intangível	7.746	635	868	612	1.413	-	702	-	11.976

³³ A partir de 2014, o valor do ajuste ao valor de mercado dos estoques foi reclassificado de outras despesas receitas (despesas), líquidas para custo dos produtos e serviços vendidos.

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS E OPERACIONAIS

Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – Jan-Set/2015

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTER.	BIO-COMBUST.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	10.924	15.515	2.000	440	997	(463)	(28.776)	(226)	411
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	23.113	-	23.113
Imposto de renda/Contribuição social	5.924	7.430	899	250	188	(60)	(8.992)	(117)	5.522
Depreciação, depleção e amortização	16.784	5.433	2.117	345	1.683	22	621	-	27.005
EBITDA	33.632	28.378	5.016	1.035	2.868	(501)	(14.034)	(343)	56.051
Participação em investimentos	574	(1.094)	(254)	44	(289)	347	130	-	(542)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	245	365	585	-	91	-	-	-	1.286
EBITDA ajustado	34.451	27.649	5.347	1.079	2.670	(154)	(13.904)	(343)	56.795

Demonstração Consolidada do EBITDA Ajustado por Área de Negócio – Jan-Set/2014

	R\$ milhões								
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	INTER.	BIO-COMBUST.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Lucro líquido (prejuízo)	29.584	(17.607)	(1.266)	753	1.084	(231)	(7.440)	161	5.038
Resultado financeiro líquido	-	-	-	-	-	-	2.086	-	2.086
Imposto de renda/Contribuição social	16.258	(7.468)	(506)	400	392	(70)	(4.494)	84	4.596
Depreciação, depleção e amortização	12.786	4.821	1.507	297	1.814	21	623	-	21.869
EBITDA	58.628	(20.254)	(265)	1.450	3.290	(280)	(9.225)	245	33.589
Participação em investimentos	6	(316)	(368)	1	(404)	96	(6)	-	(991)
Reversão/Perda no valor de recuperação de ativos - Impairment	-	-	306	-	(15)	-	-	-	291
Baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente	1.969	3.427	652	23	23	-	100	-	6.194
EBITDA ajustado	60.603	(17.143)	325	1.474	2.894	(184)	(9.131)	245	39.083

Demonstração Consolidada do Resultado por Área de Negócio Internacional

	R\$ milhões						
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Demonstração do Resultado - Jan-Set 2015							
Receita de vendas	4.562	11.236	1.304	9.950	37	(4.906)	22.183
Intersegmentos	2.353	3.710	83	4	36	(4.906)	1.280
Terceiros	2.209	7.526	1.221	9.946	1	-	20.903
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	778	299	161	204	(572)	26	896
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	847	302	219	172	(814)	26	752

	R\$ milhões						
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	CONSOLIDADO
Demonstração do Resultado - Jan-Set 2014							
Receita de vendas	5.493	13.606	864	8.730	46	(3.564)	25.175
Intersegmentos	2.175	2.643	60	4	29	(3.564)	1.347
Terceiros	3.318	10.963	804	8.726	17	-	23.828
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	1.240	(141)	154	261	(404)	(22)	1.088
Lucro líquido (prejuízo) atribuível aos acionistas da Petrobras	1.438	(67)	183	241	(846)	(22)	927

Ativo Consolidado por Área de Negócio Internacional

	R\$ milhões						
	E&P	ABAST	GÁS & ENERGIA	DISTRIB.	CORP.	ELIMIN.	TOTAL
Ativo em 30.09.2015	37.902	6.724	1.867	3.213	4.369	(4.197)	49.878
Ativo em 31.12.2014	25.557	4.944	1.255	2.497	3.267	(2.967)	34.553

APÊNDICE

1. Reconciliação do EBITDA Ajustado

Período Jan - Set			R\$ milhões			
2015	2014	2015 X 2014 (%)	3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
411	5.038	(92)	(5.025)	908	(653)	(5.939)
23.113	2.086	1.008	11.444	6.048	89	972
5.522	4.596	20	(174)	2.673	(107)	117
27.005	21.869	23	9.461	9.028	5	7.036
56.051	33.589	67	15.706	18.657	(16)	2.186
(542)	(991)	45	(200)	(169)	(18)	(198)
1.286	291	-	-	1.283	-	306
-	6.194	(100)	-	-	-	6.194
56.795	39.083	45	15.506	19.771	(22)	8.488
24	15	9	19	25	(6)	10

A Companhia divulga o EBITDA ajustado conforme Instrução CVM n.º 527 de 4 de outubro de 2012, calculado como sendo o resultado líquido do período acrescido dos tributos sobre o lucro, resultado financeiro líquido, depreciação e amortização, além da participação em investimentos e do *impairment*. A divulgação do EBITDA ajustado tem como objetivo proporcionar informação suplementar sobre sua capacidade de pagamento de dívidas, de realização e manutenção de seus investimentos e de cobrir sua necessidade de capital de giro. O EBITDA ajustado não é uma medida definida pelas práticas contábeis internacionais (IFRS) e pode não ser comparável com o mesmo indicador divulgado por outras empresas.

Especificamente em 2014, a Companhia optou por não incluir a *baixa de gastos adicionais capitalizados indevidamente* no cálculo do EBITDA ajustado, por entender que este item não afeta a geração futura de caixa, assim como a posição atual de caixa da Companhia, contribuindo, dessa forma, para o fornecimento de uma informação mais adequada a respeito de seu potencial de geração bruta de caixa.

2. Efeito custo médio no CPV (R\$ milhões)

Em função do período de permanência dos produtos nos estoques, de 60 dias em média, o comportamento das cotações internacionais do petróleo e derivados, bem como do câmbio, sobre as importações e as participações governamentais, não influenciam integralmente o custo das vendas do período, vindo a ocorrer por completo apenas no período subsequente. O quadro abaixo demonstra a estimativa dos efeitos no custo das vendas:

	R\$ milhões		
	2T-2015	3T-2015	Δ *
Efeito custo médio no CPV*	1.067	28	(1.040)



* Em relação ao trimestre anterior, o CPV do 3T-2015 foi menos favorecido pelo efeito do custo médio dos estoques.

() O valor expresso entre parênteses representa o efeito negativo sobre o CPV.

³⁴ A Margem do EBITDA ajustado é igual ao EBITDA ajustado dividido pela receita de vendas.

APÊNDICE

3. Participações Governamentais

R\$ milhões							
Período Jan - Set				3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
			País				
8.472	12.089	(30)	Royalties	2.846	3.097	(8)	4.041
6.489	11.723	(45)	Participação Especial	2.132	2.593	(18)	4.026
127	124	2	Retenção de área	43	41	5	42
15.088	23.936	(37)	Subtotal País	5.021	5.731	(12)	8.109
724	891	(19)	Exterior	276	230	20	290
15.812	24.827	(36)	Total	5.297	5.961	(11)	8.399

(Jan-Set/2015 x Jan-Set/2014): A redução nas participações governamentais, no país, em 37%, deve-se, principalmente à redução de 35% no preço médio de referência do petróleo nacional, sendo R\$/bbl 141,28 (US\$/bbl 44,99) no período de jan-set/2015, contra R\$/bbl 216,08 (US\$/bbl 94,42), no mesmo período do ano anterior, alinhado às cotações internacionais de petróleo. Esses fatores foram parcialmente compensados pelo aumento da produção.

(3T-2015 x 2T-2015): A redução nas participações governamentais, no país, em 12%, deve-se, principalmente à redução de 12% no preço médio de referência do petróleo nacional, sendo R\$/bbl 139,60 (US\$/bbl 39,62) no 3T-2015, contra R\$/bbl 157,91 (US\$/bbl 51,41), no 2T-2015, alinhado às cotações internacionais de petróleo.

4. Efeito Hedge Fluxo de Caixa sobre exportações

R\$ milhões							
Período Jan - Set				3T-2015	2T-2015	3T15 X 2T15 (%)	3T-2014
2015	2014	2015 x 2014 (%)					
(79.066)	(3.091)	(2.458)	Varição Monetária e Cambial Total	(54.673)	5.748	(1.051)	(11.813)
			Varição Cambial Diferida registrada no Patrimônio Líquido	49.628	(5.343)	1.029	12.231
(4.193)	(1.052)	(299)	Reclassificação do Patrimônio Líquido para o resultado	(1.862)	(1.507)	(24)	(282)
(10.673)	1.313	(913)	Varição Monetária e Cambial, Líquidas	(6.907)	(1.102)	(527)	136

O aumento da reclassificação da despesa de variação cambial do patrimônio líquido para o resultado no 3T-2015 (R\$ 1.862 milhões) em relação ao 2T-2015 (R\$ 1.507 milhões) refletiu as realizações de exportações, protegidas por dívidas em dólares, com maior *spread* de taxa de câmbio (R\$/US\$) entre as datas iniciais das designações e as datas das respectivas exportações.

APÊNDICE

5. Ativos e Passivos sujeitos à variação cambial

A Companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras, cujas principais exposições são do real em relação ao dólar norte-americano e do dólar norte-americano em relação ao euro. A partir de meados de maio de 2013 a Companhia estendeu a contabilidade de *hedge* para proteção de exportações futuras altamente prováveis.

A Companhia designa relações de *hedge* entre exportações e obrigações em dólares norte-americanos para que os efeitos da proteção cambial natural existentes entre essas operações sejam reconhecidas simultaneamente nas demonstrações contábeis.

Com a extensão da contabilidade de *hedge*, os ganhos ou perdas oriundos das dívidas em dólares norte-americanos, provocados por variações cambiais, são acumulados no patrimônio líquido, somente afetando o resultado na medida em que as exportações são realizadas.

Os saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de empresas controladas no exterior não são inseridos na exposição abaixo, quando realizados em moedas equivalentes às suas respectivas moedas funcionais. Em 30 de setembro de 2015, a exposição cambial líquida da Companhia é passiva. Portanto, uma apreciação do real frente às demais moedas gera receita de variação cambial, enquanto que uma depreciação do real representa uma despesa de variação cambial.

ITENS	R\$ milhões	
	30.09.2015	31.12.2014
Ativo	40.932	30.600
Passivo	(334.222)	(222.279)
Hedge Accounting	229.101	135.088
Total	(64.189)	(56.591)

SEGREGAÇÃO POR MOEDA	R\$ milhões	
	30.09.2015	31.12.2014
Real/ Dólar	(14.601)	(20.844)
Real/ Euro	(9.042)	(6.860)
Real/ Libra esterlina	(2.710)	(1.919)
Dólar/ Iene japonês	(2.402)	(1.728)
Dólar/ Euro	(25.716)	(18.562)
Dólar/ Libra esterlina	(7.981)	(5.376)
Peso/ Dólar	(1.737)	(1.302)
Total	(64.189)	(56.591)

VARIAÇÃO DAS PRINCIPAIS MOEDAS 2015 x 2014	%
Real x Dólar	desvalorização do real em 49,57%
Real x Euro	desvalorização do real em 37,43%
Dólar x Euro	valorização do dólar em 8,12%
Dólar x Libra	valorização do dólar em 3,03%

APÊNDICE

6. Itens especiais

R\$ milhões						
Período Jan - Set			Itens do resultado	3T-2015	2T-2015	3T-2014
2015	2014					
(7.501)	-	Adesão ao Programa de Parcelamento Especial	Diversos	(3.128)	(4.373)	-
(1.606)	2.683	(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	Diversos	(1.865)	259	2.683
(1.286)	(2.998)	Impairment/Baixa de ativos	Outras receitas (despesas)	-	(1.283)	(3.013)
(822)	-	Programas de Anistias Estaduais	Diversos	(302)	-	-
(110)	(2.455)	Programa de incentivo ao desligamento voluntário	Outras receitas (despesas)	(29)	(55)	(79)
633	(3.756)	(Perdas)/ Reversão com recebíveis do setor elétrico	Despesa de Vendas	(492)	(46)	(3.756)
464	871	Ganhos/(Perdas) com alienação de ativos	Outras receitas (despesas)	-	-	-
230	-	Ressarcimento de valores – Operação Lava Jato	Outras receitas (despesas)	73	157	-
-	(6.194)	Gastos adicionais capitalizados indevidamente	Conta própria	-	-	(6.194)
(9.998)	(11.849)	Total		(5.743)	(5.341)	(10.359)

Detalhamento do efeito da adesão ao Programa de Parcelamento Especial de débitos tributários nos diversos itens do resultado:

(5.027)	-	Despesa tributária	(1.955)	(3.072)	-
(2.474)	-	Despesa financeira - Juros	(1.173)	(1.301)	-
(7.501)	-	Programa de Parcelamento Especial	(3.128)	(4.373)	-

Detalhamento do efeito da adesão aos Programas de Anistias Estaduais nos diversos itens do resultado:

(723)	-	Despesa tributária	(282)	-	-
(99)	-	Despesa financeira - Juros	(20)	-	-
(822)	-	Programas de Anistias Estaduais	(302)	-	-

Detalhamento do efeito das (perdas)/ganhos com contingências judiciais nos diversos itens do resultado:

(1.606)	1.326	Outras receitas (despesas)	(1.865)	259	1.326
-	1.357	Variações monetárias e cambiais – Atualização monetária	-	-	1.357
(1.606)	2.683	(Perdas)/Ganhos com contingências judiciais	(1.865)	259	2.683

No julgamento da Administração, os itens especiais apresentados acima, embora relacionados aos negócios da Companhia, foram destacados como informação complementar para um melhor entendimento e avaliação do resultado. Tais itens não ocorrem necessariamente em todos os períodos, sendo divulgados quando relevantes.