

energia cria energia



RESULTADOS PRIMEIRO TRIMESTRE 2016

29 de abril 2016
Relações com Investidores

ÍNDICE

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	3
2. PRINCIPAIS INDICADORES	4
3. ENVOLVENTE DE MERCADO	5
4. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO	6
4.1. Atividades de desenvolvimento	6
4.2. Desempenho operacional	8
5. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO.....	10
6. GAS & POWER	12
7. INFORMAÇÃO FINANCEIRA.....	14
7.1. Demonstração de resultados.....	14
7.2. Investimento	16
7.3. <i>Cash Flow</i>	17
7.4. Situação financeira	18
7.5. Dívida financeira.....	18
7.6. Vendas e prestações de serviços RCA por negócio	19
7.7. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados	20
7.8. Eventos não recorrentes.....	21
7.9. Demonstração de resultados consolidados em IFRS.....	22
7.10. Situação financeira consolidada.....	23
8. AÇÃO GALP	24
9. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO	25
10. DEFINIÇÕES	26

1. Sumário executivo

Principais destaques no primeiro trimestre de 2016

- O Ebitda consolidado do Grupo numa base *replacement cost* ajustada (RCA) atingiu o valor de €293 m, representando uma redução de 22% em relação ao período homólogo de 2015, na sequência da menor contribuição dos negócios de Exploração & Produção (E&P) e de Gas & Power (G&P). O negócio de Refinação & Distribuição (R&D) manteve a sua contribuição positiva para os resultados.
- O resultado líquido RCA totalizou €114 m, menos €7 m relativamente ao período homólogo do ano anterior. O resultado líquido de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) foi negativo em €58 m, incluindo um efeito *stock* negativo de €92 m, na sequência da descida do preço das *commodities* no período, e eventos não recorrentes de €80 m, principalmente relativos aos negócios de R&D e G&P.
- A produção *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 36% para os 56,3 kboepd, devido ao aumento da produção no Brasil.
- A margem de refinação da Galp foi de \$4,1/boe, refletindo o decréscimo das margens de refinação no mercado internacional. A atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve a sua contribuição para os resultados.
- As vendas totais de gás natural diminuíram para 1.860 milhões de metros cúbicos (mm³), devido principalmente à redução dos volumes vendidos no segmento de trading.
- O investimento foi de €343 m, 92% dos quais alocados ao negócio de E&P, sobretudo no desenvolvimento do bloco BM-S-11 no Brasil e do bloco 32 em Angola.
- No final do trimestre, a dívida líquida do Grupo situava-se em €1.841 m, considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes, sendo o rácio dívida líquida para Ebitda de 1,4x.

Alterações recentes:

Com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2016, as diferenças de câmbio operacionais são alocadas aos resultados operacionais de cada segmento de negócio. Até ao final de 2015, as diferenças de câmbio operacionais eram contabilizadas na rubrica de resultados financeiros.

Em consequência de uma interpretação contabilística da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) relativamente ao tratamento da CESE I, a Galp passou a reconhecer a totalidade do custo e o passivo respetivo no dia 1 de janeiro, em vez de efetuar o diferimento desse custo ao longo do ano.

Relativamente à contribuição para o sector energético em Espanha, para o Fondo Nacional de Eficiência Energética, o impacto também foi reconhecido na sua totalidade no primeiro trimestre do ano.

Para efeitos de comparação, estas alterações foram repercutidas no ano de 2015. Para mais detalhe, consulte o ponto 9. Bases de apresentação da informação, na página 25 deste relatório.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

2. Principais indicadores

Informação financeira

€ m (RCA)

	Trimestre				
	4T15	1T15	1T16	Var. YoY	% Var. YoY
Ebitda RCA	309	375	293	(82)	(21,8%)
Exploração & Produção	51	94	48	(45)	(48,4%)
Refinação & Distribuição	165	143	148	5	3,4%
Gas & Power	90	131	90	(41)	(31,5%)
Ebit RCA	178	227	137	(90)	(39,5%)
Ebit IFRS	(18)	58	(3)	(61)	s.s.
Resultado líquido RCA	148	121	114	(7)	(6,1%)
Resultado líquido IFRS	5	(39)	(58)	(18)	46,5%
Investimento	431	283	343	60	21,0%
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.699	1.429	1.841	412	28,8%
Rácio dívida líquida para Ebitda	1,2x	1,0x	1,4x²	-	-

¹ Considerando empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.² Rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo concedido à Sinopec de €627 m, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, de €165 m, sendo o Ebitda dos últimos doze meses a RCA €1.437 m.

Indicadores operacionais

	Trimestre				
	4T15	1T15	1T16	Var. YoY	% Var. YoY
Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	52,1	41,5	56,3	14,9	35,8%
Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	49,2	38,7	53,7	15,0	38,7%
Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	30,0	50,6	26,1	(24,5)	(48,3%)
Matérias-primas processadas (mmboc)	28,8	26,2	25,2	(1,0)	(3,9%)
Margem de refinação Galp (USD/boe)	4,1	5,9	4,1	(1,8)	(30,4%)
Vendas <i>oil</i> clientes diretos (mt)	2,2	2,2	2,1	(0,1)	(4,8%)
Vendas de gás natural a clientes diretos (mm ³)	992	999	901	(99)	(9,9%)
Vendas de GN/GNL em trading (mm ³)	700	1.195	960	(235)	(19,7%)

Indicadores de mercado

	Trimestre				
	4T15	1T15	1T16	Var. YoY	% Var. YoY
Taxa de câmbio (EUR:USD)	1,10	1,13	1,10	(0,02)	(2,1%)
Preço médio do <i>dated</i> Brent ¹ (USD/bbl)	43,8	53,9	33,9	(20,0)	(37,1%)
Diferencial crude <i>heavy-light</i> ² (USD/bbl)	(2,3)	(1,3)	(2,3)	(0,9)	(69,6%)
Preço gás natural NBP Reino Unido ³ (GBP/therm)	38,0	47,6	29,9	(17,7)	(37,3%)
Preço GNL para o Japão e para a Coreia ¹ (USD/mmbtu)	7,1	7,8	5,0	(2,8)	(35,7%)
Margem de refinação <i>benchmark</i> ⁴ (USD/bbl)	4,0	5,3	3,3	(2,0)	(37,3%)
Mercado <i>oil</i> ibérico ⁵ (mt)	15,1	14,8	14,7	(0,0)	(0,2%)
Mercado gás natural ibérico ⁶ (mm ³)	8.370	9.074	8.653	(420)	(4,6%)

¹ Fonte: Bloomberg.² Fonte: Platts. Urals NWE *dated* para crude pesado; *dated* Brent para crude leve.³ Fonte: Platts.⁴ Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da margem de refinação *benchmark* vide "Definições".⁵ Fonte: APETRO para Portugal; CORES para Espanha e inclui estimativa para março de 2016.⁶ Fonte: Galp e Enagás.

3. Envolvente de mercado

Câmbio EUR:USD

No primeiro trimestre de 2016, o câmbio médio EUR:USD foi 1,102, uma valorização de 2,1% do Dólar face ao Euro relativamente ao período homólogo de 2015.

Dated Brent

No primeiro trimestre de 2016, a cotação média do *dated* Brent diminuiu \$20,0/bbl em relação ao período homólogo de 2015, para \$33,9/bbl. Esta diminuição resulta de um sucessivo excedente de produção e de *stocks* elevados resultantes do aumento da produção de crude, sobretudo pelos países membros da OPEP.

No primeiro trimestre de 2016, o diferencial entre o preço do Urals e o *dated* Brent aumentou de -\$1,3/bbl, no período homólogo de 2015, para -\$2,3/bbl. A desvalorização da rama Urals decorreu do aumento da sua produção e da redução da sua utilização nas refinarias russas.

Gás natural

O preço do gás natural na Europa (NBP) diminuiu para 29,9 GBp/therm no primeiro trimestre de 2016, face a 47,6 GBp/therm no período homólogo de 2015, em consequência da queda do preço do crude, indexante típico de contratos de gás natural, e de um inverno ameno na Europa.

O preço asiático de referência de GNL (JKM) reduziu de \$7,8/mmbtu no primeiro trimestre de 2015 para \$5,0/mmbtu no primeiro trimestre de 2016. Esta diminuição decorreu de um aumento do inventário, com redução da procura no Japão e na Coreia do Sul.

Margens de refinação

No primeiro trimestre de 2016, a margem de refinação *benchmark* diminuiu \$2,0/bbl face ao período homólogo de 2015 para \$3,3/bbl, devido sobretudo à evolução negativa do *crack*

dos destilados médios, que resultou da menor procura de alguns destes produtos.

O *crack* da gasolina manteve-se estável face ao período homólogo nos \$10,0/bbl, suportado pela procura nos EUA e na África Ocidental.

A utilização do aparelho refinador europeu, decorrente da procura de gasolina, manteve-se constante nos 12,0 mmbopd, continuando a gerar um excedente produtivo de destilados médios, que pressionou os *cracks* de *jet* e de gasóleo.

Neste sentido, o *crack* do *jet* desvalorizou \$8,1/bbl face ao primeiro trimestre de 2015, situando-se nos \$9,2/bbl, condicionado por *stocks* elevados e importações do Médio Oriente e Ásia.

O *crack* do gasóleo no primeiro trimestre de 2016 foi de \$9,1/bbl, uma desvalorização de \$9,1/bbl face ao período homólogo do ano anterior, devido aos elevados *stocks* e às exportações da Rússia e da Ásia para a Europa.

Mercado ibérico

No primeiro trimestre de 2016, o mercado ibérico de produtos petrolíferos totalizou 14,7 milhões de toneladas (mt), em linha com o registado no período homólogo de 2015, apesar de impactado pela menor procura sazonal de gasóleo de aquecimento.

No primeiro trimestre de 2016, o mercado de gás natural na Península Ibérica diminuiu 5% face ao período homólogo de 2015, para os 8.653 mm³, com uma redução de 4% no consumo convencional (ie, nos segmentos industrial e de retalho), decorrente de um inverno mais quente que o habitual, e de 11% no consumo do segmento elétrico, impactado pela alta hidraulicidade e eolicidade.



4. Exploração & Produção

4.1. Atividades de desenvolvimento

Brasil

No primeiro trimestre de 2016, a Galp e os seus parceiros deram continuidade aos trabalhos de desenvolvimento do projeto Lula/Iracema.

Destaca-se o início de produção da FPSO Cidade de Maricá (#5), na área de Lula Alto, no início de fevereiro e dentro do prazo previsto. Esta unidade tem capacidade para processar 150 kbopd e 6 mm³ de gás natural por dia, com o plano de desenvolvimento a contemplar a interligação de 17 poços, dos quais 12 já se encontram perfurados. Esta unidade atingiu em março, e através de um poço produtor, uma produção média de cerca de 33 kbopd, tendo sido conectado já em abril o segundo poço produtor e o primeiro poço injetor de gás.

Na área de Iracema Norte, a FPSO Cidade de Itaguaí (#4) registou uma produção média de c.75 kbopd no período, e a produção estará restringida até à interligação da unidade ao gasoduto com ligação a Cabiúnas, prevista durante o segundo trimestre. No final de março, foi conectado a esta FPSO o quarto poço produtor.

Na área de Lula Nordeste, a produção através da FPSO #2 foi impactada por trabalhos de manutenção durante o trimestre, embora tenha beneficiado da conexão do sexto poço injetor. De realçar que o consórcio adiantou trabalhos de manutenção adicionais, os quais estavam inicialmente planeados no decurso do ano, de forma a otimizar o período de manutenção anual. Na área de Iracema Sul, a FPSO #3 produziu através de cinco poços produtores.

Na área de Lula Piloto, a FPSO #1 continuou a produzir de forma estável. Em abril, a unidade foi alvo de uma paragem planeada para

manutenção, sendo que os trabalhos foram entretanto concluídos.

Relativamente ao gasoduto com ligação a Cabiúnas, uma vez finalizados os trabalhos de instalação no final de 2015, o comissionamento da estação de tratamento *onshore* terminou em março, encontrando-se o gasoduto já em operação comercial. A FPSO #2 já iniciou exportação de gás através do gasoduto, sendo expeável que as FPSO #3 e #4 sejam interligadas durante o segundo trimestre. A conexão das FPSO #5 e #6 está prevista no segundo semestre de 2016.

A FPSO Cidade de Saquarema (#6), unidade afretada à SBM Offshore (SBM) e que irá desenvolver a área de Lula Central, encontra-se no estaleiro da SBM, no Brasil, em fase de conclusão dos trabalhos de integração.

No que respeita às FPSO replicantes, é esperado que a primeira fase dos trabalhos de integração dos *topsides* da unidade a ser alocada à área de Lula Sul esteja concluída no segundo trimestre de 2016, no estaleiro da Keppel Fels, no Brasil. A segunda fase consistirá na integração dos módulos de compressão e injeção de CO₂ e gás, construídos pela BJC, na Tailândia, e cujo transporte para o Brasil já se iniciou em abril. Durante o trimestre, o casco da FPSO alocada à área de Lula Norte chegou ao estaleiro da COOEC, na China, onde estão já a ser realizados os trabalhos de integração dos *topsides*.

Relativamente à unidade afeta à área de Lula Extremo Sul, prosseguem os trabalhos de construção do casco no estaleiro da COSCO, na China.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

Poços de desenvolvimento nas áreas de Lula/Iracema

	Projeto	Tipo de poços			
			Planeados	Perfurados	Conectados
#1	Lula Piloto	Produtores	7	6	5
	<i>FPSO Cidade de Angra dos Reis</i>	Injetores	5	5	5
#2	Lula Nordeste	Produtores	8	6	6
	<i>FPSO Cidade de Paraty</i>	Injetores	6	6	6
#3	Iracema Sul	Produtores	8	7	5
	<i>FPSO Cidade de Mangaratiba</i>	Injetores	8	7	5
#4	Iracema Norte	Produtores	8	7	4
	<i>FPSO Cidade de Itaguaí</i>	Injetores	9	7	3
#5	Lula Alto	Produtores	10	7	2
	<i>FPSO Cidade de Maricá</i>	Injetores	7	5	1

Moçambique

Em Moçambique, o consórcio da Área 4 encontra-se a finalizar as negociações das propostas de Engenharia, Aprovisionamento, Construção, Instalação e Comissionamento (EPCIC), estando igualmente a finalizar as condições para a venda de GNL referente ao projeto *offshore* Coral. O consórcio encontra-se ainda a preparar a estrutura de financiamento do projeto. Destaca-se que, no primeiro trimestre de 2016, o Governo de Moçambique aprovou o plano de desenvolvimento da área.

Relativamente ao projeto *onshore* Mamba, as propostas de EPCIC estão a ser analisadas. O

processo de unitização entre os parceiros dos projetos de Mamba (Área 4) e de Prosperidade (Área 1) foi concluído ainda em 2015, estando atualmente pendente da aprovação do Governo de Moçambique.

Angola

No bloco 32, prosseguiu a campanha de perfuração relativa ao projeto Kaombo, bem como os trabalhos de conversão das duas FPSO alocadas ao projeto, nos estaleiros da Sembcorp em Singapura. Adicionalmente, foi iniciada a construção da base *onshore* para as operações logísticas.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

4.2. Desempenho operacional

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário; valores unitários com base na produção *net entitlement*)

	Trimestre				
	4T15	1T15	1T16	Var. YoY	% Var. YoY
Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	52,1	41,5	56,3	14,9	35,8%
Produção de petróleo (kbopd)	48,9	38,4	52,9	14,5	37,8%
Produção média <i>net entitlement</i>¹ (kboepd)	49,2	38,7	53,7	15,0	38,7%
Angola	7,6	7,8	7,9	0,1	1,7%
Brasil	41,6	31,0	45,8	14,9	48,0%
Preço médio de venda de petróleo e gás natural² (USD/boe)	30,0	50,6	26,1	(24,5)	(48,3%)
Royalties³ (USD/boe)	3,6	4,1	2,8	(1,3)	(31,5%)
Custo de produção (USD/boe)	10,5	11,8	8,9	(2,8)	(24,2%)
Amortizações⁴ (USD/boe)	9,8	16,3	15,8	(0,5)	(3,2%)
Ebitda RCA	51	94	48	(45)	(48,4%)
Depreciações e Amortizações ⁴	41	51	70	20	38,6%
Provisões	-	-	-	-	-
Ebit RCA	10	43	(22)	(65)	s.s.
Ebit IFRS	(76)	(10)	(31)	(21)	s.s.

¹ Inclui produção de gás natural exportada; exclui gás natural consumido ou injetado.² Preço médio de venda da produção da Galp, incluindo efeitos de variação de produção.³ Com base na produção proveniente do Brasil.⁴ Inclui provisões para abandono.

Atividade

No primeiro trimestre de 2016, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 36% face ao período homólogo de 2015, para 56,3 kboepd, sendo que 94% correspondeu a produção de petróleo.

A produção proveniente do Brasil aumentou 14,9 kboepd face ao período homólogo, para 45,8 kboepd. Este aumento foi suportado pelo aumento da produção da FPSO #3 e pela entrada em produção da FPSO Cidade de Itaguaí (#4) e da FPSO Cidade de Maricá (#5). As FPSO #1 e #2 produziram em média 10,9 kboepd e 12,0 kboepd, respetivamente. A exportação de gás também aumentou, de 3,1 kboepd para 3,5 kboepd, dos quais 3,0 kboepd foram provenientes do campo Lula.

Em Angola, a produção *working interest* foi de 10,5 kbopd, em linha com o período homólogo de 2015, tendo o início de produção no bloco 14k compensado o declínio natural nos campos BBLT e Tômbua-Landana (TL).

A produção *net entitlement* foi de 53,7 kboepd, um aumento de 39% face ao primeiro trimestre de 2015, evolução em linha com a produção *working interest*. Em Angola, a produção *net entitlement* manteve-se estável em 7,9 kbopd.

A produção proveniente do Brasil representou 85% do total da produção *net entitlement* no período, face a 80% no período homólogo de 2015.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

Resultados

No primeiro trimestre de 2016, o Ebitda RCA foi de €48 m, um decréscimo de €45 m face ao período homólogo de 2015, não tendo o aumento de produção sido suficiente para compensar a redução do preço médio de venda de petróleo e gás natural.

O preço médio de venda foi de \$26,1/boe, face a \$50,6/boe registados no período homólogo de 2015, na sequência da descida do preço do petróleo no mercado internacional.

Os custos de produção foram de cerca de €40 m no trimestre, um aumento de €3 m face ao período homólogo de 2015, na sequência do aumento de produção verificado no Brasil, nomeadamente das FPSO #4 e #5. Em termos unitários e numa base *net entitlement*, devido ao efeito de diluição da produção, os custos registaram um decréscimo de \$2,8/boe face ao trimestre homólogo de 2015, situando-se em \$8,9/boe.

Importa destacar que, considerando os efeitos das empresas associadas afetas às atividades de

produção em curso, e numa base *working interest*, os custos de produção situaram-se em \$7,0/boe.

No primeiro trimestre de 2016, as amortizações (incluindo provisões para abandono) aumentaram €20 m face ao primeiro trimestre de 2015, para os €70 m, devido não só ao aumento da base de ativos em produção no Brasil, mas também das amortizações do bloco 14k em Angola. Ainda assim, numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias desceram de \$16,3/boe para \$15,8/boe no primeiro trimestre de 2016.

Desta forma, o Ebit RCA foi negativo em €22 m, face a um Ebit de €43 m no primeiro trimestre de 2015. O Ebit IFRS foi também negativo em €31 m, tendo sido impactado por eventos não recorrentes de €9 m, dos quais cerca de €6 m estiveram relacionados com uma indemnização por cessação antecipada de um contrato para sondas de perfuração no bloco 14 em Angola.

5. Refinação & Distribuição

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Trimestre				
	4T15	1T15	1T16	Var. YoY	% Var. YoY
Margem de refinação Galp (USD/boe)	4,1	5,9	4,1	(1,8)	(30,4%)
Custo <i>cash</i> das refinarias¹ (USD/boe)	1,9	1,8	2,0	0,2	10,4%
Impacto da cobertura da margem de refinação² (USD/boe)	(0,2)	(0,6)	0,1	0,7	s.s.
Matérias-primas processadas (mmboe)	28,8	26,2	25,2	(1,0)	(3,9%)
Crude processado (mmbbl)	25,6	23,1	23,9	0,7	3,2%
Vendas de produtos refinados (mt)	4,6	4,4	4,2	(0,2)	(5,1%)
Vendas a clientes diretos (mt)	2,2	2,2	2,1	(0,1)	(4,8%)
Ebitda RCA	165	143	148	5	3,4%
Depreciações e Amortizações	67	68	65	(3)	(5,1%)
Provisões	(5)	9	5	(4)	(45,6%)
Ebit RCA	103	65	78	12	19,1%
Ebit IFRS	(1)	(41)	(47)	(6)	15,2%

¹ Excluindo impacto das operações de cobertura da margem de refinação.

² Impacto em Ebitda.

Atividade

No primeiro trimestre de 2016, foram processados cerca de 25,2 milhões de barris (mmboe) de matérias-primas, uma diminuição de 4% face ao período homólogo de 2015. Esta redução deveu-se principalmente à paragem planeada do *hydrocracker* na refinaria de Sines para substituição do catalisador e que foi realizada em c.60 dias. O crude representou 95% das matérias-primas processadas, 75% dos quais corresponderam a crudes médios e pesados.

Os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 44% da produção total, uma descida de 3 p.p. face ao primeiro trimestre de 2015, na sequência da paragem do *hydrocracker*.

Por outro lado, a gasolina representou 25% da produção, um aumento de 3 p.p. face ao período homólogo. Os consumos e quebras no primeiro trimestre representaram 6% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 2,1 mt, uma redução de 5% face ao primeiro trimestre de 2015, impactado pela paragem do *hydrocracker* e refletindo a migração de volumes para clientes com maior margem na atividade de trading. O volume de vendas em África representou 8% do volume total de vendas a clientes diretos, um contributo em linha com o período homólogo de 2015.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

Resultados

Com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2016, as diferenças de câmbio operacionais são alocadas aos resultados operacionais. Até ao final de 2015, as diferenças de câmbio operacionais eram contabilizadas na rubrica de resultados financeiros. Para efeitos de comparação, esta alteração foi repercutida no ano de 2015. Para mais detalhe, consulte o ponto 9. Bases de apresentação da informação, na página 25 deste relatório.

O negócio de R&D registou um Ebitda RCA de €148 m no primeiro trimestre de 2016, um aumento de €5 m face ao período homólogo de 2015.

No primeiro trimestre de 2016, a margem de refinação da Galp foi de \$4,1/boe, face a \$5,9/boe no período homólogo, refletindo a descida das margens de refinação nos mercados internacionais. O diferencial face à margem *benchmark* foi de \$0,8/boe, um aumento de \$0,2/boe face ao primeiro trimestre de 2015, beneficiando das oportunidades de arbitragem de exportação de gasolina para os EUA e também da menor produção de destilados médios num trimestre em que o seu *crack* desvalorizou no mercado internacional. Importa salientar que o diferencial havia sido impactado no período homólogo por paragens para manutenção, e

também pelo desfasamento temporal das fórmulas de *pricing* de algumas matérias-primas.

Os custos *cash* operacionais das refinarias aumentaram €4 m para os €45 m, ou \$2,0/boe em termos unitários.

No entanto, a atividade de refinação beneficiou da valorização do Dólar face ao Euro, e sobretudo da evolução dos resultados obtidos com a cobertura da margem de refinação.

Com efeito, as operações de cobertura geraram um ganho de €3 m no primeiro trimestre de 2016, face a uma perda de €14 m no período homólogo.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve a sua contribuição para resultados, apesar da descida dos volumes vendidos.

As amortizações e provisões diminuíram €8 m face ao primeiro trimestre de 2015, atingindo os €70 m. O Ebit RCA atingiu os €78 m.

O Ebit IFRS diminuiu €6 m no período, sendo negativo em €47 m, incluindo um efeito *stock* de €108 m, na sequência da descida dos preços do petróleo e produtos petrolíferos, e eventos não recorrentes de €17 m, sobretudo relacionados com imparidades sobre equipamentos na atividade de refinação.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

 **6. Gas & Power**

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Trimestre				
	4T15	1T15	1T16	Var. YoY	% Var. YoY
Vendas totais de gás natural (mm³)	1.692	2.195	1.860	(334)	(15,2%)
Vendas a clientes diretos (mm ³)	992	999	901	(99)	(9,9%)
Trading (mm ³)	700	1.195	960	(235)	(19,7%)
Vendas de eletricidade (GWh)	1.170	1.127	1.192	65	5,8%
Ebitda RCA	90	131	90	(41)	(31,5%)
Gás Natural	60	98	60	(38)	(38,7%)
Infraestruturas	31	34	32	(1)	(3,8%)
Power	(1)	(1)	(3)	(2)	s.s.
Depreciações e Amortizações	15	15	15	0	0,5%
Provisões	12	4	0	(4)	(98,7%)
Ebit RCA	63	112	75	(37)	(33,2%)
Ebit IFRS	58	102	69	(34)	(32,9%)

Atividade

No primeiro trimestre de 2016, o total de volumes vendidos de gás natural situou-se em 1.860 mm³, uma diminuição de 15% face ao primeiro trimestre de 2015, devido sobretudo à descida dos volumes vendidos no segmento de trading.

Os volumes de trading diminuíram 20% para os 960 mm³, no seguimento do menor número de cargas de GNL vendidas no mercado internacional. Foram efetuadas oito operações de trading de GNL no trimestre, destinadas principalmente ao mercado asiático, face a 10 no período homólogo. Os volumes de trading de rede também diminuíram 24% para os 278 mm³.

Os volumes vendidos no mercado convencional, ou seja, nos segmentos industrial e de retalho, diminuíram 146 mm³ em relação ao período homólogo para os 670 mm³. No segmento industrial, os volumes vendidos diminuíram 14% para os 556 mm³, sobretudo devido à redução no consumo das unidades da Galp que, por sua vez, se deveu à paragem do *hydrocracker* na refinaria de Sines no período.

Os volumes vendidos no segmento de retalho desceram 34% para os 114 mm³ na sequência da venda das atividades de comercialização de gás natural na região de Madrid no segundo semestre de 2015.

No segmento elétrico, os volumes aumentaram 26% para os 231 mm³, tendo a produção elétrica na Península Ibérica registado uma maior utilização de fontes alternativas ao carvão.

As vendas de eletricidade foram de 1.192 GWh, ou seja, um aumento de 65 GWh face ao primeiro trimestre de 2015, devido à maior atividade de comercialização de eletricidade. As vendas à rede desceram 34 GWh para os 356 GWh, devido ao menor contributo da cogeração da Carriço, empresa participada da Galp, e apesar do início da atividade de um novo parque eólico com uma capacidade de 22,6 MW, no qual a Empresa participa.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

Resultados

O negócio de G&P registou um Ebitda RCA de €90 m, uma diminuição de €41 m em relação ao período homólogo, na sequência dos menores resultados da atividade de comercialização e trading de gás.

Com efeito, o Ebitda do segmento de gás natural foi de €60 m, €38 m inferior ao período homólogo, impactado pelos menores volumes vendidos e pela descida das cotações do gás natural e do GNL nos mercados internacionais.

O Ebitda da atividade de infraestruturas reguladas situou-se nos €32 m, face a €34 m no período homólogo, no seguimento da revisão em baixa da taxa de remuneração para 7,94%, com efeitos a partir de 1 de julho de 2015.

O Ebitda do negócio de power foi negativo em €3 m, impactado pelo desempenho das cogerações, nomeadamente pela paragem na cogeração de Matosinhos, e pelo desfasamento temporal no indexante do preço de compra do gás natural, face às fórmulas de venda da energia produzida.

As depreciações e amortizações no negócio de G&P situaram-se em €15 m.

O Ebit RCA situou-se nos €75 m, um decréscimo de 33% face ao primeiro trimestre de 2015. O Ebit IFRS atingiu os €69 m, face a €102 m no período homólogo, tendo sido impactado por um efeito *stock* de €9 m.

7. Informação financeira

7.1. Demonstração de resultados

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Trimestre				
	4T15	1T15	1T16	Var. YoY	% Var. YoY
Vendas e prestações de serviços	3.437	3.931	2.829	(1.103)	(28,0%)
Custo das mercadorias vendidas	(2.714)	(3.174)	(2.155)	(1.019)	(32,1%)
Fornecimentos e serviços externos	(333)	(310)	(313)	3	1,1%
Custos com pessoal	(89)	(83)	(75)	(8)	(9,8%)
Outros proveitos (custos) operacionais	7	11	8	(3)	(24,6%)
Ebitda RCA	309	375	293	(82)	(21,8%)
Ebitda IFRS	198	259	164	(95)	(36,8%)
Depreciações e Amortizações	(122)	(135)	(151)	16	12,1%
Provisões	(8)	(13)	(5)	(8)	(62,0%)
Ebit RCA	178	227	137	(90)	(39,5%)
Ebit IFRS	(18)	58	(3)	(61)	s.s.
Resultados de empresas associadas	22	26	21	(5)	(18,6%)
Resultados de investimentos	1	0	-	(0)	s.s.
Resultados financeiros	(2)	(50)	3	53	s.s.
Resultados antes de impostos e interesses que não controlam	200	204	162	(42)	(20,5%)
Impostos ¹	(43)	(71)	(39)	(32)	(44,6%)
Interesses que não controlam	(8)	(11)	(9)	(2)	(22,0%)
Resultado líquido RCA	148	121	114	(7)	(6,1%)
Eventos não recorrentes	(56)	(74)	(80)	(5)	(7,4%)
Resultado líquido RC	93	47	34	(13)	(27,6%)
Efeito <i>stock</i>	(88)	(86)	(92)	(5)	(6,2%)
Resultado líquido IFRS	5	(39)	(58)	(18)	46,4%

¹ Inclui participação especial no Brasil e IRP a pagar em Angola.

No primeiro trimestre de 2016, as vendas e prestações de serviços situaram-se nos €2.829 m, menos 28% do que no período homólogo de 2015, devido principalmente à descida das cotações do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos no mercado internacional, mas devido também à redução dos volumes vendidos nos negócios de R&D e G&P.

Os custos operacionais desceram 29% face ao primeiro trimestre de 2015 para €2.535 m, na sequência da diminuição de 32% do custo das mercadorias vendidas. Os custos com fornecimento e serviços externos mantiveram-se em linha, enquanto os custos com pessoal apresentaram uma redução de 10%.

O Ebitda RCA desceu 22% para os €293 m no período, na sequência da menor contribuição dos negócios de E&P e de G&P. O Ebitda IFRS também registou um decréscimo, de €95 m, situando-se em €164 m no primeiro trimestre de 2016.

O Ebit RCA foi de €137 m, menos €90 m do que no período homólogo de 2015, enquanto o Ebit IFRS desceu €61 m e foi negativo em €3 m.

Os resultados de empresas associadas foram de €21 m, face a €26 m no período homólogo, na sequência do menor contributo da empresa Tupi B.V.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

Os resultados financeiros foram positivos em €3 m, uma melhoria de €53 m face ao período homólogo de 2015, devido essencialmente a um ganho de €22 m nas operações *mark-to-market* de derivados de cobertura, o que compara com uma perda de €18 m no período homólogo.

Os juros financeiros líquidos desceram €5 m face ao primeiro trimestre de 2015, situando-se nos €28 m.

Os impostos RCA desceram €32 m para os €39 m, consequência de menores resultados em todos os segmentos de negócio. Os impostos sobre a produção de petróleo resultantes da atividade de E&P desceram €23 m para €1 m.

Os interesses que não controlam, principalmente atribuíveis à participação da Sinopec na subsidiária de E&P no Brasil, desceram para €9 m, na sequência dos menores resultados gerados.

O resultado líquido RCA totalizou €114 m, menos €7 m do que no período homólogo.

O resultado líquido IFRS foi negativo em €58 m, incluindo um efeito *stock* negativo de €92 m, no seguimento da descida dos preços das *commodities*, e também eventos não recorrentes de €80 m.

A Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (CESE) em Portugal impactou negativamente os resultados em IFRS em cerca de €33 m, dos quais €27 m relativos à CESE I, cujo impacto anual é contabilizado na sua totalidade no primeiro trimestre do ano. A contabilização efetuada em relação à CESE decorre da estrita aplicação dos normativos contabilísticos, entendendo a Galp, com base na opinião dos mais reputados juristas nacionais, que as disposições legislativas respeitantes à CESE são violadoras da lei, não sendo os montantes em causa exigíveis.

Em 2015, a CESE e a contribuição para o sector energético em Espanha, para o Fondo Nacional de Eficiência Energética, haviam sido contabilizados ao longo do ano. De forma a tornar os períodos comparáveis, o impacto total anual destes impostos foi repercutido no primeiro trimestre de 2015.

Os eventos não recorrentes no primeiro trimestre de 2016 incluíram ainda €14 m relacionados com tributação de resultados da empresa associada Europe Maghreb Pipeline (EMPL) e €11 m relacionados com a imparidade de ativos, principalmente relativos ao negócio de R&D.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

7.2. Investimento

€ m

	Trimestre				
	4T15	1T15	1T16	Var. YoY	% Var. YoY
Exploração & Produção	321	273	316	43	15,9%
Atividades de exploração e avaliação	46	37	10	(27)	(73,1%)
Atividades de desenvolvimento e produção	276	236	306	70	29,7%
Refinação & Distribuição	60	5	23	19	s.s.
Gas & Power	49	3	3	(0)	(8,7%)
Outros	1	3	1	(2)	(80,7%)
Investimento	431	283	343	60	21,0%

O investimento no primeiro trimestre de 2016 foi de €343 m, com o negócio de E&P a representar 92% do total.

O investimento no negócio de E&P foi na sua maioria alocado a atividades de desenvolvimento e produção (D&P), nomeadamente ao desenvolvimento do bloco BM-S-11, no Brasil, que representou 72% do investimento em atividades de D&P. As atividades no bloco 32, em Angola, representaram cerca de 20% daquele total.

O investimento em atividades de exploração e avaliação situou-se em €10 m no período.

Nos negócios de R&D e G&P, o investimento totalizou €26 m, para o que contribuiu o investimento na refinaria de Sines, sobretudo em atividades de manutenção, na atividade de distribuição de gás natural e o investimento alocado à construção de um terminal logístico em Moçambique.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

7.3. Cash Flow**Método indireto**

€ m (valores em IFRS)

	Trimestre		
	4T15	1T15	1T16
Ebit	(18)	58	(3)
Dividendos de empresas associadas	27	0	-
Depreciações e amortizações	209	188	162
Variação de fundo de maneo	66	105	141
Fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais	285	351	300
Investimento líquido	(390)	(303)	(343)
Juros pagos e recebidos	(24)	(33)	(28)
Impostos de sociedades e tributação especial	(33)	(33)	(25)
Dividendos pagos	(1)	-	-
Outros ¹	129	184	50
Variação da dívida líquida	35	(167)	45

¹ Inclui CTAs (Cumulative Translation Adjustment) e reembolsos parciais do empréstimo concedido à Sinopec.

No primeiro trimestre de 2016, o *cash flow* gerado pelas atividades operacionais, de €300 m, beneficiou da redução de €141 m do fundo de maneo, que se deveu à desvalorização dos *stocks*.

Assim, considerando o *cash flow* gerado pelas atividades operacionais e o reembolso de €68 m relativo ao empréstimo concedido à Sinopec, a dívida líquida aumentou apenas €45 m no primeiro trimestre do ano.

Método direto

€ m

	Trimestre		
	4T15	1T15	1T16
Caixa e equivalentes no início do período¹	1.087	1.023	1.045
Recebimento de clientes	4.166	4.423	3.265
Pagamento a fornecedores	(2.785)	(2.954)	(1.836)
Salários e encargos	(123)	(77)	(76)
Dividendos de empresas associadas	27	0	-
Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(635)	(516)	(604)
IVA, <i>Royalties</i> , PIS, Cofins, outros	(333)	(457)	(380)
Total de fluxos operacionais	318	418	369
Investimento líquido	(391)	(355)	(379)
Juros pagos e recebidos	(26)	(46)	(52)
Dividendos pagos	(1)	-	-
Impostos de sociedades e tributação especial	(33)	(33)	(25)
Empréstimos pagos e recebidos	(24)	(215)	(44)
Reembolsos da Sinopec	88	78	68
Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	26	139	(28)
Caixa e equivalentes no final do período¹	1.045	1.010	954

¹ Os valores de caixa e equivalentes diferem dos apresentados no Balanço por imposição normativa (IAS 7). A diferença consiste na classificação dos descobertos bancários que no Mapa de Fluxos de Caixa são por dedução de caixa e equivalentes, enquanto que no Balanço são considerados dívida.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

7.4. Situação financeira

€ m (valores em IFRS)

	31 dezembro, 2015	31 março, 2016	Var. vs 31 dezembro, 2015
Ativo fixo líquido	7.892	8.077	185
Fundo de maneio	510	369	(141)
Empréstimo à Sinopec	723	627	(96)
Outros ativos (passivos)	(515)	(573)	(58)
Capital empregue	8.610	8.499	(111)
Dívida de curto prazo	493	485	(7)
Dívida de médio-longo prazo	3.060	3.015	(45)
Dívida total	3.552	3.500	(52)
Caixa e equivalentes	1.130	1.033	(97)
Dívida líquida	2.422	2.467	45
Total do capital próprio	6.188	6.032	(156)
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.610	8.499	(111)

A 31 de março de 2016, o ativo fixo líquido era de €8.077 m, dos quais €2.133 m correspondiam a investimento em curso, nomeadamente no negócio de E&P.

O capital empregue no final do período era de €8.499 m, incluindo o empréstimo concedido à Sinopec, cujo montante, a 31 de março, era de €627 m.

7.5. Dívida financeira

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2015	31 março, 2016	Var. vs 31 dezembro, 2015
Obrigações	2.154	2.155	2
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.398	1.345	(53)
Caixa e equivalentes	(1.130)	(1.033)	97
Dívida líquida	2.422	2.467	45
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.699	1.841	142
Vida média (anos)	3,1	2,9	(0,2)
Taxa de juro média da dívida	3,8%	3,5%	(0,2 p.p.)
Dívida líquida para Ebitda	1,2x	1,4x ²	-

¹ Relativamente ao primeiro trimestre de 2016, dívida líquida de €2.467 m ajustada do empréstimo concedido à Sinopec de €627 m.

² Rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo concedido à Sinopec de €627 m, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, de €165 m, sendo o Ebitda dos últimos doze meses a RCA €1.437 m.

A 31 de março de 2016, a dívida líquida situava-se em €2.467 m, um aumento de €45 m face ao final de 2015.

Considerando como caixa e equivalentes o saldo de €627 m do empréstimo concedido à Sinopec, a dívida líquida no final do ano situou-se em €1.841 m, resultando um rácio de dívida líquida para Ebitda de 1,4x. Este rácio considera ainda o

valor correspondente aos suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, com saldo de €165 m no final do trimestre.

No final do primeiro trimestre de 2016, a taxa de juro média da dívida era de 3,5%, com 42% do total da dívida contratada a taxa fixa.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

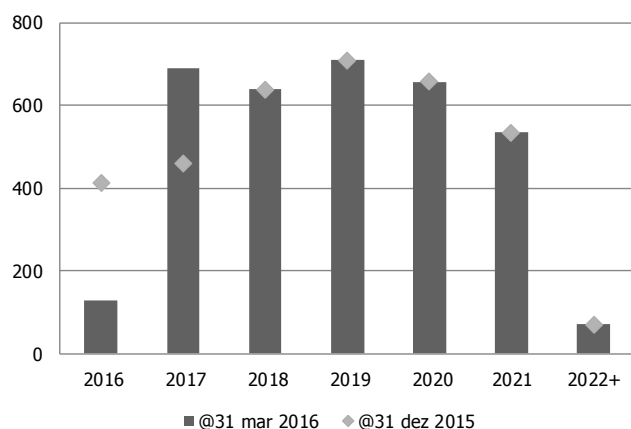
O prazo médio da dívida era de 2,9 anos, sendo que a dívida de médio e longo prazo representava 86% do total.

A 31 de março de 2016, cerca de 55% do total da dívida tinha vencimento a partir de 2019.

De referir ainda que, no final do primeiro trimestre de 2016, a Galp detinha cerca de €1,3 bn de linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas. Deste montante, cerca de 65% encontrava-se garantido contratualmente.

Perfil de reembolso da dívida

€ m



7.6. Vendas e prestações de serviços RCA por negócio

€ m

	Trimestre				
	4T15	1T15	1T16	Var. YoY	% Var. YoY
Vendas e prestações de serviços RCA	3.437	3.931	2.829	(1.103)	(28,0%)
Exploração & Produção ¹	129	144	111	(32)	(22,6%)
Refinação & Distribuição	2.740	2.859	2.167	(693)	(24,2%)
Gas & Power	679	1.026	676	(350)	(34,1%)
Outros	33	29	28	(1)	(4,3%)
Ajustamentos de consolidação	(144)	(128)	(154)	26	20,4%

¹ Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €122 m no primeiro trimestre de 2016.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

7.7. Reconciliação entre valores IFRS e valores *replacement cost* ajustadosEbitda *replacement cost* ajustado por segmento

€ m

2016	Primeiro trimestre				
	Ebitda IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
Galp	164	115	278	15	293
E&P	42	-	42	6	48
R&D	31	108	139	9	148
G&P	83	7	90	0	90
Outros	7	-	7	0	8

€ m

2015	Primeiro trimestre				
	Ebitda IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
Galp	259	113	372	3	375
E&P	94	-	94	(0)	94
R&D	36	104	140	3	143
G&P	121	9	130	1	131
Outros	8	-	8	-	8

Ebit *replacement cost* ajustado por segmento

€ m

2016	Primeiro trimestre				
	Ebit IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
Galp	(3)	115	112	26	137
E&P	(31)	-	(31)	9	(22)
R&D	(47)	108	61	17	78
G&P	69	7	75	(0)	75
Outros	6	-	6	0	7

€ m

2015	Primeiro trimestre				
	Ebit IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
Galp	58	113	171	56	227
E&P	(10)	-	(10)	53	43
R&D	(41)	104	63	2	65
G&P	102	9	111	1	112
Outros	7	-	7	-	7

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

7.8. Eventos não recorrentes

€ m

	Trimestre		
	4T15	1T15	1T16
Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda	(4,7)	3,3	15,0
Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	0,1	(0,2)	0,1
Ganhos/perdas na alienação de ativos	(5,5)	(0,6)	(0,5)
<i>Write-off</i> ativos	0,7	0,0	0,0
Custos com reestruturação - Pessoal	0,1	4,1	5,0
Indeminização Cessação Antecipada Contrato de Sondas	-	-	5,8
Custos com litigância	-	-	4,5
Eventos não recorrentes com impacto em custos <i>non cash</i>	85,4	53,2	10,8
Provisão para meio ambiente e outras	(1,6)	(0,2)	0,1
Imparidade de ativos	87,0	53,4	10,7
Eventos não recorrentes com impacto em financeiros	(3,5)	(0,0)	14,1
Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	(6,6)	(0,0)	-
Tributação dos resultados da EMPL (MEP)	-	-	14,1
Provisão para imparidade de investimento financeiro	3,1	-	-
Eventos não recorrentes com impacto em impostos	(13,3)	26,3	39,8
Impostos sobre eventos não recorrentes	(1,8)	(14,0)	(5,4)
Reversão de impostos diferidos	(19,4)	-	-
Imposto contribuição sector energético	8,0	40,3	45,2
Interesses que não controlam	(8,3)	(8,5)	(0,0)
Total de eventos não recorrentes	55,6	74,2	79,8

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

7.9. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€ m

	Trimestre		
	4T15	1T15	1T16
Proveitos operacionais			
Vendas	3.260	3.781	2.657
Serviços prestados	177	150	172
Outros rendimentos operacionais	32	23	18
Total de proveitos operacionais	3.470	3.954	2.847
Custos operacionais			
Inventários consumidos e vendidos	(2.829)	(3.287)	(2.270)
Materiais e serviços consumidos	(333)	(310)	(324)
Gastos com o pessoal	(89)	(87)	(80)
Outros gastos operacionais	(21)	(11)	(9)
Total de custos operacionais	(3.272)	(3.695)	(2.683)
Ebitda	198	259	164
Gastos com amortizações, depreciações, imparidades	(209)	(188)	(162)
Provisões e imparidade de contas a receber	(7)	(13)	(5)
Ebit	(18)	58	(3)
Resultados de empresas associadas	27	26	7
Resultados de investimentos	-	-	-
Resultados financeiros			
Juros a receber	10	6	6
Juros a pagar	(34)	(39)	(34)
Capitalização juros	23	14	21
Diferenças de câmbio	(2)	(8)	(7)
<i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura	5	(18)	22
Outros custos/proveitos financeiros	(4)	(4)	(5)
Resultados antes de impostos	6	34	7
Impostos ¹	6	(31)	(11)
Imposto contribuição sector energético ²	(8)	(40)	(45)
Resultados antes de interesses que não controlam	4	(37)	(49)
Resultado afeto aos interesses que não controlam	1	(3)	(9)
Resultado líquido	5	(39)	(58)

¹ Inclui impostos relativos à atividade de produção de petróleo e gás natural, nomeadamente participação especial no Brasil e IRP em Angola.

² Inclui €26,7 m, €6,5 m e €12 m relativos à CESE I, CESE II e ao Fundo Nacional de Eficiência Energética, respetivamente, no primeiro trimestre de 2016.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

7.10. Situação financeira consolidada

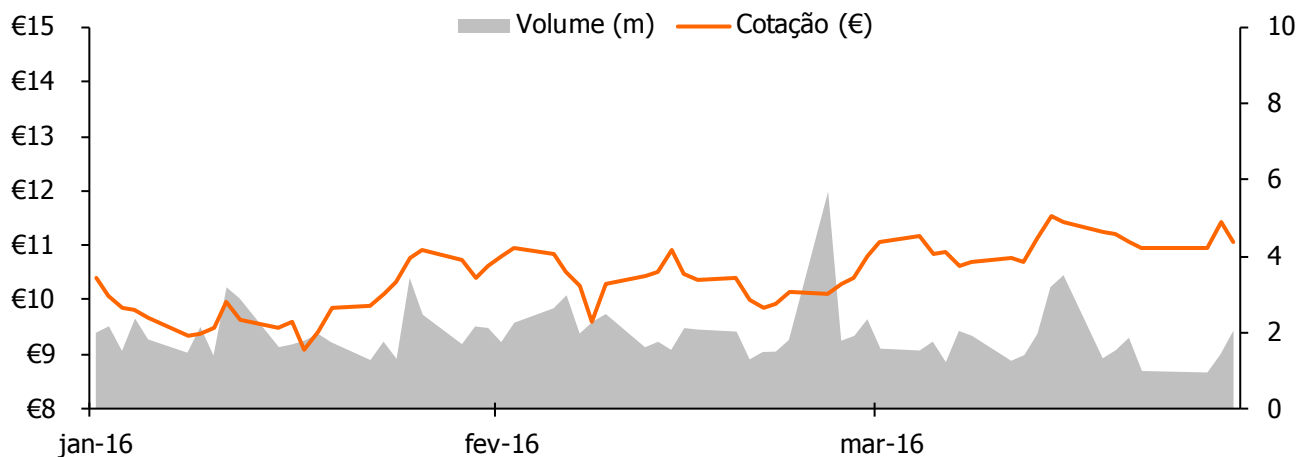
€ m

	31 dezembro 2015	31 março 2016
Ativo		
Ativo não corrente		
Ativos fixos tangíveis	5.216	5.363
<i>Goodwill</i>	137	136
Outros ativos fixos intangíveis ¹	1.403	1.388
Participações financeiras em associadas	1.114	1.164
Participações financeiras em participadas	2	2
Outras contas a receber	322	308
Ativos por impostos diferidos	462	427
Outros investimentos financeiros	24	27
Total de ativos não correntes	8.681	8.817
Ativo corrente		
Inventários ²	873	733
Clientes	805	831
Outras contas a receber	577	598
Empréstimo Sinopec	723	627
Ativos disponíveis para venda	-	-
Outros investimentos financeiros	4	11
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	-	-
Caixa e seus equivalentes	1.131	1.036
Total de ativos correntes	4.112	3.835
Total do ativo	12.793	12.652
Capital próprio e passivo		
Capital próprio		
Capital social	829	829
Prémios de emissão	82	82
Reservas de conversão	(0)	(79)
Outras reservas	2.684	2.684
Reservas de cobertura	(2)	(7)
Resultados acumulados	1.056	1.178
Resultado líquido do período	123	(58)
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	4.772	4.631
Interesses que não controlam	1.416	1.401
Total do capital próprio	6.188	6.032
Passivo		
Passivo não corrente		
Empréstimos e descobertos bancários	1.151	1.105
Empréstimos obrigacionistas	1.908	1.910
Outras contas a pagar ³	551	550
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	422	421
Passivos por locações financeiras	0	0
Passivos por impostos diferidos	109	93
Outros instrumentos financeiros	2	2
Provisões	429	457
Total do passivo não corrente	4.573	4.538
Passivo corrente		
Empréstimos e descobertos bancários	247	240
Empréstimos obrigacionistas	246	246
Fornecedores	656	658
Outras contas a pagar ⁴	844	896
Passivos por locações financeiras	-	-
Outros instrumentos financeiros	29	23
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	9	19
Total do passivo corrente	2.032	2.082
Total do passivo	6.605	6.620
Total do capital próprio e do passivo	12.793	12.652

¹ Inclui contratos de concessão para a distribuição de gás natural.² Inclui €23,0 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 31 de março de 2016.³ Inclui €165,0 m correspondente aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil a 31 março de 2016.⁴ Inclui €18,2 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 31 de março 2016.

8. Ação Galp

Evolução da cotação da ação Galp



Fonte: Euroinvestor.

A ação da Galp encerrou o primeiro trimestre de 2016 com uma cotação de €11,05, tendo valorizado 3% no período. A cotação mínima no período foi de €9,03 e a máxima de €11,78.

Durante o primeiro trimestre do ano foram transacionadas cerca de 225 m de ações em

mercados regulamentados, dos quais 122 m na Euronext Lisbon. Assim, o volume médio diário transacionado nos mercados regulamentados foi de cerca de 3,6 m de ações, dos quais 2,0 m na Euronext Lisbon. No final do primeiro trimestre de 2016, a capitalização bolsista da Galp situava-se nos €9,2 bn.

Principais indicadores		
	2015	1T16
Min (€)	7,81	9,03
Max (€)	12,48	11,78
Média (€)	10,17	10,40
Cotação de fecho (€)	10,72	11,05
Capitalização bolsista ¹ (€m)	8.890	9.163
Volume mercado regulamentado (m ações)	711,6	225,4
Volume médio por dia (m ações)	2,8	3,6
<i>do qual Euronext Lisbon (m ações)</i>	<i>1,6</i>	<i>2,0</i>

¹ Capitalização bolsista de acordo com o fecho do período.

9. Bases de apresentação da informação

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp relativas aos trimestres findos em 31 de março de 2016 e 2015, e 31 de dezembro de 2015 foram elaboradas em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS). A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para os trimestres findos em 31 de março de 2016 e 2015, e 31 de dezembro de 2015. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de março de 2016 e em 31 de dezembro de 2015.

As demonstrações financeiras da Galp são elaboradas de acordo com as IFRS e o custo das mercadorias vendidas e matérias-primas consumidas é valorizado a custo médio ponderado (CMP). A utilização deste critério de valorização pode originar volatilidade nos resultados em momentos de oscilação dos preços das mercadorias e das matérias-primas através de ganhos ou perdas em *stocks*, sem que tal traduza o desempenho operacional da Empresa. Este efeito é designado efeito *stock*.

Outro fator que pode influenciar os resultados da Empresa, sem ser um indicador do seu verdadeiro desempenho, é o conjunto de eventos de natureza não recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de ativos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação.

Com o objetivo de avaliar o desempenho operacional do negócio da Galp, os resultados RCA excluem os eventos não recorrentes e o efeito *stock*, este último pelo facto de o custo das mercadorias vendidas e das matérias-primas consumidas ter sido apurado pelo método de valorização de custo de substituição designado *replacement cost* (RC).

Alterações recentes

Com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2016, as diferenças de câmbio operacionais são alocadas aos resultados operacionais de cada segmento de negócio. Até ao final de 2015, as diferenças de câmbio operacionais eram contabilizadas na rubrica de resultados financeiros.

Em consequência de uma interpretação contabilística da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) relativamente ao tratamento da CESE I, a Galp passou a reconhecer a totalidade do custo e o passivo respetivo no dia 1 de janeiro, em vez de efetuar o diferimento desse custo ao longo do ano.

Relativamente à contribuição para o sector energético em Espanha, para o Fondo Nacional de Eficiência Energética, o impacto também foi reconhecido na sua totalidade no primeiro trimestre do ano.

Para efeitos de comparação, estas alterações foram repercutidas no ano de 2015.

10. Definições

Margem de refinação *benchmark*

A margem de refinação *benchmark* é calculada com a seguinte ponderação: 45% margem *hydrocracking* + 42,5% margem *cracking* + 7% Óleos Base + 5,5% aromáticos.

Margem *hydrocracking* de Roterdão

Margem *Hydrocracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% *dated* Brent, +2,2% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +19,1% EuroBob NWE FOB Bg, +8,7% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +45,1% ULSD 10 ppm NWE CIF e +9,0% LSFO 1% FOB Cg.; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão – Raso \$6,95/ton. Rendimentos mássicos.

Margem *cracking* de Roterdão

Margem *cracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% *dated* Brent, +2,3% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +25,4% EuroBob NWE FOB Bg, +7,5% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +33,3% ULSD 10 ppm NWE CIF e +15,3% LSFO 1% FOB Cg.; C&Q: 7,7%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,95/ton. Rendimentos mássicos.

Margem óleos base de Roterdão

Margem Óleos Base de Roterdão: -100% Arabian Light, +3,5% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +13% Nafta NWE FOB Bg., +4,4% Jet NWE CIF, +34% ULSD 10 ppm NWE CIF, +4,5% VGO 1,6% NWE FOB cg, +14,0% Óleos Base FOB, +26% HSFO 3,5% NWE Bg.; Consumos: -6,8% LSFO 1% CIF NWE.; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: 1\$/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Arabian Light Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,95/ton. Rendimentos mássicos.

Margem aromáticos de Roterdão

Margem aromáticos de Roterdão: -60% EuroBob NWE FOB Bg, - 40,0% Nafta NWE FOB Bg., + 37% Nafta NWE FOB Bg., + 16,5% EuroBob NWE FOB Bg + 6,5% Benzeno Roterdão FOB Bg + 18,5% Tolueno Roterdão FOB Bg + 16,6% Paraxileno Roterdão FOB Bg + 4,9% Ortoxileno Roterdão FOB Bg.; Consumos: - 18% LSFO 1% CIF NEW. Rendimentos mássicos.

Replacement cost (RC)

De acordo com este método, o custo das mercadorias vendidas é avaliado a *replacement cost*, isto é, à média do custo das matérias-primas no mês em que as vendas se realizam e independentemente das existências detidas no início ou no fim dos períodos. O *replacement cost* não é um critério aceite pelas IFRS, não sendo consequentemente adotado para efeitos de avaliação de existências e não refletindo o custo de substituição de outros ativos.

Replacement cost ajustado (RCA)

Além da utilização da metodologia *replacement cost*, os itens RCA excluem determinados eventos de caráter não recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de ativos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação, que podem afetar a análise dos resultados da Empresa e que não traduzem o seu desempenho operacional regular.

Resultados primeiro trimestre 2016

29 de abril 2016

ABREVIATURAS

APETRO: Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas

bbl: barril de petróleo

BBLT: Benguela-Belize-Lobito-Tomboco

bcm: *billion cubic metres*, ou seja, mil milhões de metros cúbicos

Bg: *Barges*

BJC: BJC Heavy Industries Plc.

bn: *billion*, ou seja, mil milhões

boe: barris de petróleo equivalente

Cg: *Cargoes*

CESE: Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético

CIF: *Costs, Insurance and Freight*

CMP: custo médio ponderado

CMVM: Comissão do Mercado de Valores Mobiliários

COOEC: Offshore Oil Engineering Co. Ltd

CORES: *Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos*

COSCO: China Ocean Shipping Company

CTA: *Cumulative Translation Adjustment*

E&P: Exploração & Produção

Ebit: Resultado operacional.

Ebitda: Ebit mais depreciações, amortizações e provisões.

EMPL: Europe Maghreb Pipeline

EPCIC: Engenharia, Aprovisionamento, Construção, Instalação e Comissionamento

EUA: Estados Unidos da América

EUR/€: Euro

EWT: *Extended Well Test*

FOB: *Free on Board*

FPSO: *Floating, production, storage and offloading unit*

Galp, Empresa ou Grupo: Galp Energia, SGPS, S.A., subsidiárias e empresas participadas.

G&P: Gas & Power

GN: gás natural

GNL: gás natural liquefeito

GWh: *gigawatt per hour*

IAS: *International Accounting Standards*

IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IFRS: *International Financial Reporting Standards*, ou seja, Normas Internacionais de Relato Financeiro

IRP: Imposto sobre o Rendimento do Petróleo

ISP: Imposto sobre produtos petrolíferos

JKM: *Japan Korea Marker*

LSFO: *low sulphur fuel oil*

k: mil

kbbl: milhares de barris

kboe: milhares de barris de petróleo equivalente

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kbopd: milhares de barris de petróleo por dia

m: milhão

mmbbl: milhões de barris

mmbtu: *million british thermal units*

mm³: milhões de metros cúbicos

mt: milhões de toneladas

MW: megawatt

NBP: National Balancing Point

NWE: *North-western Europe*, ie, Noroeste da Europa

OPEP: Organização de Países Exportadores de Petróleo

p.p.: pontos percentuais

R&D: Refinação & Distribuição

RC: *Replacement Cost*

RCA: *Replacement Cost Ajustado*

SBM: SBM Offshore

s.s.: sem significado

TL: Tômbua-Lândana

T: toneladas

USD/\$: Dólar dos Estados Unidos

VGO: *vacuum gas oil*

YoY: *year-on-year* (variação anual)

ADVERTÊNCIA

O presente relatório foi elaborado pela Galp Energia, SGPS, S.A. ("Galp" ou a "Sociedade") e pode ser alterado e completado.

Este relatório não constitui nem integra e não deve ser interpretado como uma oferta para vender ou para emitir nem como um convite à apresentação de ofertas para compra ou outra forma de aquisição de valores mobiliários emitidos pela Sociedade ou por qualquer das suas sociedades dependentes ou participadas em qualquer jurisdição ou como um incentivo para realizar atividades de investimento em qualquer jurisdição. Nem este relatório, ou qualquer parte dele, nem a sua distribuição constituem a base ou podem ser invocados em qualquer contexto, contrato ou compromisso ou decisão de investimento, em qualquer jurisdição.

O presente relatório pode conter declarações prospetivas. Declarações prospetivas são declarações que não estão relacionadas com factos históricos. As palavras "acreditar", "prever", "antecipar", "pretender", "estimar", "vir a", "poder", "continuar", "dever" e expressões similares geralmente identificam declarações prospetivas. Declarações prospetivas podem incluir declarações sobre: objetivos, metas, estratégias, perspectivas de crescimento; planos, eventos ou desempenho futuros e potencial para o crescimento futuro; liquidez, recursos de capitais e despesas de capital; perspectivas económicas e tendências do setor; procura de energia e abastecimento; evolução dos mercados da Galp; impacto das iniciativas regulamentares; a força dos concorrentes da Galp.

Neste relatório, as declarações prospetivas são baseadas em diversas suposições, muitas das quais são baseadas, por sua vez, em suposições, incluindo, sem limitação, a avaliação pela gestão das tendências operacionais, dados contidos nos registos da Sociedade e outros dados disponibilizados por terceiros. Embora a Galp acredite na razoabilidade com que tais suposições foram realizadas, essas suposições encontram-se por inerência sujeitas a riscos significativos conhecidos e desconhecidos, incertezas, contingências e outros fatores importantes que são difíceis ou impossíveis de prever e estão fora do seu controle. No entanto, nenhuma garantia pode ser dada de que tais suposições demonstrarão ter sido corretas. Fatores importantes que podem levar a diferenças significativas entre os resultados reais e as expectativas sobre eventos ou resultados futuros incluem a estratégia de negócios da Sociedade, os desenvolvimentos da indústria, as condições do mercado financeiro, a incerteza dos resultados dos projetos futuros e operações, planos, objetivos, expectativas e intenções, entre outros. Tais riscos, incertezas, contingências e outros fatores importantes podem conduzir a que os resultados reais da Galp ou da indústria sejam materialmente diferentes dos resultados expressos ou implícitos nesta apresentação por tais declarações prospetivas.

Os resultados futuros reais, tanto financeiros como operacionais; o aumento da procura e alteração do mix energético; o aumento da produção e variação do portefólio da Galp; o montante e os diferentes custos de capital, distribuições futuras; acréscimo de recursos e recuperações; planos de projetos, tempo, custos e capacidades; ganhos de eficiência; redução de custos; benefícios de integração; gamas e vendas de produtos; taxas de produção; e o impacto da tecnologia, podem diferir de forma substancial devido a um número de fatores. Estes fatores podem incluir alterações no preço do petróleo ou do gás ou outras condições de mercado que afetem as indústrias do petróleo, gás e petroquímica; desempenho dos reservatórios; conclusão atempada dos projetos de desenvolvimento; guerra ou outras perturbações políticas ou de segurança; alterações de legislação ou de regulamentação governamental, incluindo regulamentação ambiental e sanções políticas; o resultado de negociações comerciais; atuação de concorrentes e clientes; desenvolvimentos tecnológicos inesperados; condições económicas gerais, incluindo a ocorrência e a duração de recessões económicas; dificuldades técnicas imprevistas; e outros fatores.

A informação, opiniões e declarações prospetivas contidos neste relatório respeitam apenas à sua data e estão sujeitos a modificação sem necessidade de comunicação. A Galp e os respetivos representantes, agentes, trabalhadores ou assessores não pretendem, e expressamente não assumem qualquer obrigação ou dever de elaborar ou divulgar qualquer suplemento, adenda, atualizada ou revisão de quaisquer informações, opiniões ou declarações prospetivas contidas neste relatório com vista a refletir qualquer alteração, eventos, condições ou circunstâncias.

Galp Energia, SGPS, S.A.
Relações com Investidores:

Pedro Dias, Diretor
Otelo Ruivo, IRO
Cátia Lopes
João G. Pereira
João P. Pereira

Contactos:

Tel: +351 21 724 08 66
Fax: +351 21 724 29 65

Morada:

Rua Tomás da Fonseca,
Torre A, 1600-209 Lisboa, Portugal

Website: www.galp.com
Email: investor.relations@galpenergia.com

Reuters: GALP.LS
Bloomberg: GALP PL