

energia cria energia



RESULTADOS PRIMEIRO TRIMESTRE 2017

2 de maio 2017
Relações com Investidores

ÍNDICE

1. SUMÁRIO EXECUTIVO	3
2. PRINCIPAIS INDICADORES	4
3. ENVOLVENTE DE MERCADO.....	5
4. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO	6
5. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO.....	8
6. GAS & POWER	10
7. INFORMAÇÃO FINANCEIRA.....	12
7.1. Demonstração de resultados.....	12
7.2. Investimento.....	13
7.3. <i>Cash flow</i>	14
7.4. Situação financeira e dívida	16
7.5. Vendas e prestações de serviço RCA por segmento	17
7.6. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados	18
7.7. Demonstração de resultados consolidados em IFRS.....	20
7.8. Situação financeira consolidada.....	21
8. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO	22
9. DEFINIÇÕES	23

1. Sumário executivo

Principais destaques no primeiro trimestre de 2017

- A **produção *working interest*** aumentou **4% QoQ e 56% YoY** para os 88 mil barris de petróleo equivalente por dia (kboepd), dos quais 87% corresponderam a petróleo. Destaca-se, no trimestre, a realização de trabalhos de **manutenção nas FPSO Cidade de Angra dos Reis (#1) e Cidade de Paraty (#2)**.
- Os campos **Lula e Iracema** contam atualmente com cinco unidades a produzir a níveis de *plateau*, estando a FPSO Cidade de Saquarema (#6) em fase de *ramp-up* de produção. **A primeira FPSO replicante (#7) encontra-se na área de Lula Sul** e deverá iniciar produção durante o segundo trimestre de 2017.
- O **Ebitda RCA do negócio de Exploração & Produção (E&P)** foi de **€204 m, um aumento de €155 m YoY suportado pelo aumento de produção e pelo aumento dos preços de petróleo e gás natural**.
- O **Ebitda RCA do negócio de Refinação & Distribuição (R&D)** aumentou **€40 m YoY para os €187 m**, com a margem de refinação da Galp a aumentar de \$4,1/boe para \$5,1/boe no período, beneficiando de **oportunidades no aprovisionamento**. A atividade de comercialização de produtos petrolíferos foi suportada pela procura nos segmentos de retalho e dos subsegmentos de aviação e bancas marítimas no *wholesale*.
- O Ebitda RCA do **negócio de Gas & Power (G&P)** desceu €68 m YoY para os €22 m, **afetado por restrições no aprovisionamento de gás natural** e pela **desconsolidação da atividade de infraestruturas reguladas**.
- O **Ebitda consolidado RCA** aumentou **€126 m YoY para os €419 m**, tendo o desempenho dos negócios de R&D e E&P compensado a menor contribuição do negócio de G&P.
- O **Ebit RCA do Grupo situou-se nos €220 m**, sendo de destacar o **aumento das depreciações e amortizações no negócio de E&P** – devido ao aumento da base de ativos em produção – e **no negócio de R&D**.
- O **resultado líquido RCA** desceu **€15 m YoY para os €99 m, impactado por uma variação no *mark-to-market* de derivados de cobertura e pelo aumento em impostos**. O aumento nos impostos deveu-se aos maiores resultados no negócio de E&P, a uma reversão em impostos diferidos e a uma provisão de imposto a pagar em Angola.
- Os eventos não recorrentes totalizaram €18 m, tendo a Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (CESE) em Portugal impactado os resultados IFRS em cerca de €25 m. **O resultado líquido em IFRS atingiu os €134 m**.
- **A dívida líquida manteve-se estável durante o primeiro trimestre de 2017**, apesar do investimento de €203 m em fundo de maneo durante o período, que se deveu ao aumento temporário dos inventários. A 31 de março, a **dívida líquida situava-se em €1,3 bn**, considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes, com o **rácio dívida líquida para Ebitda a situar-se nos 1,0x**.

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

2. Principais indicadores

Informação financeira

€m (RCA)

	Trimestre				
	1T16	4T16	1T17	Var. YoY	% Var. YoY
Ebitda RCA	293	396	419	126	43%
Exploração & Produção	48	232	204	155	s.s.
Refinação & Distribuição	148	105	187	40	27%
Gas & Power	90	53	22	(68)	(76%)
Ebit RCA	137	238	220	83	60%
Ebit IFRS	(3)	221	286	289	s.s.
Resultado líquido RCA	114	121	99	(15)	(13%)
Eventos não recorrentes	(80)	(108)	(18)	62	(77%)
Efeito <i>stock</i>	(92)	67	54	145	s.s.
Resultado líquido IFRS	(58)	80	134	192	s.s.
Investimento	343	344	227	(116)	(34%)
Dívida líquida	2.467	1.870	1.895	(573)	(23%)
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.841	1.260	1.333	(507)	(28%)
Rácio dívida líquida para Ebitda RCA²	1,4x	1,0x	1,0x	-	-

¹ Considerando o empréstimo à Sinopec como caixa. ² A 31 de março de 2017, rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo à Sinopec de €561 m, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil de €176 m, sendo o Ebitda RCA nos últimos 12 meses de €1.537 m.

Indicadores operacionais

	Trimestre				
	1T16	4T16	1T17	Var. YoY	% Var. YoY
Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	56,3	84,9	88,0	31,6	56%
Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	53,7	82,7	86,2	32,5	60%
Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	26,2	42,1	45,4	19,2	73%
Matérias-primas processadas (mmboue)	25,2	28,8	26,1	0,9	4%
Margem de refinação Galp (USD/boe)	4,1	5,2	5,1	1,0	26%
Vendas a clientes diretos (mt)	2,1	2,2	2,1	(0,1)	(3%)
Vendas de GN a clientes diretos (mm ³)	901	1.048	1.149	249	28%
Vendas de GN/GNL em trading (mm ³)	960	814	857	(102)	(11%)

Indicadores de mercado

	Trimestre				
	1T16	4T16	1T17	Var. YoY	% Var. YoY
Taxa de câmbio média (EUR:USD)	1,10	1,08	1,06	(0,04)	(3%)
Preço médio do <i>dated</i> Brent ¹ (USD/bbl)	33,9	49,3	53,7	19,8	58%
Diferencial crude <i>heavy-light</i> ¹ (USD/bbl)	(2,3)	(1,6)	(1,8)	0,5	(21%)
Preço gás natural NBP Reino Unido ¹ (USD/mmbtu)	4,3	5,9	6,0	1,7	40%
Preço gás natural Henry Hub E.U.A. ² (USD/mmbtu)	2,0	3,2	3,1	1,1	55%
Preço GNL para o Japão e para a Coreia ¹ (USD/mmbtu)	5,0	7,5	7,0	2,0	40%
Margem de refinação <i>benchmark</i> ³ (USD/bbl)	3,3	3,9	3,5	0,2	6%
Mercado <i>oil</i> ibérico ⁴ (mt)	14,9	15,5	15,1	0,2	1,3%
Mercado gás natural ibérico ⁵ (mm ³)	8.653	9.530	9.734	1.080	12,5%

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

3. Envolvente de mercado

Dated Brent

No primeiro trimestre de 2017 a cotação média do *dated* Brent subiu \$19,8/bbl em relação ao período homólogo de 2016, para \$53,7/bbl. Este aumento refletiu a confiança no balanceamento do mercado decorrente do cumprimento do acordo de redução da produção da OPEP, no qual participaram alguns países produtores que não pertencem à organização.

No primeiro trimestre de 2017 o diferencial entre o preço do *dated* Brent e o Urals estreitou de \$2,3/bbl, no período homólogo de 2016, para \$1,8/bbl, com a cotação da rama russa a beneficiar da procura do mercado asiático, em consequência dos cortes na produção pela OPEP.

Gás natural

O preço de gás natural na Europa (NBP) aumentou \$4,3/mmbtu no primeiro trimestre de 2016 para \$6,0/mmbtu no primeiro trimestre de 2017. Este aumento foi suportado pela maior procura para produção de eletricidade, a qual decorreu de um aumento global do preço do carvão, na sequência de limitações à produção doméstica na China.

O preço asiático de referência de GNL (JKM) aumentou, no primeiro trimestre de 2017, para \$7,0/mmbtu, face a \$5,0/mmbtu no período homólogo de 2016, suportado por um forte aumento da procura da China.

Margens de refinação

No primeiro trimestre de 2017 a margem de refinação *benchmark* registou uma subida de \$0,2/bbl face ao período homólogo, para \$3,5/bbl, com as valorizações do gasóleo e do fuelóleo a compensarem o custo acrescido da valorização do crude.

O *crack* do gasóleo no primeiro trimestre de 2017 foi de \$11,8/bbl, uma valorização de \$2,7/bbl face ao primeiro trimestre de 2016, suportado pelo aumento da procura e redução dos *stocks* globais.

O *crack* do fuel no primeiro trimestre de 2017 foi de -\$5,3/bbl, uma valorização de \$6,6/bbl face ao período homólogo, devido à redução da oferta de produto proveniente da Rússia.

Mercado ibérico

No trimestre, o mercado ibérico de produtos petrolíferos cresceu 1,3% e totalizou 15,1 milhões de toneladas (mt), acima dos 14,9 mt registados no período homólogo de 2016, impactado pela maior procura de *gasóleo* e GPL, decorrente de uma maior atividade económica e da implementação de um plano de incentivos ao GPL em Espanha.

O mercado de gás natural na Península Ibérica subiu 12,5% no primeiro trimestre de 2017 face ao período homólogo de 2016, para os 9.734 mm³. Este aumento resulta de uma maior procura de gás para consumo convencional, por aumento da atividade económica, e para produção de eletricidade, decorrente da menor produção eólica e hidroelétrica durante o período.

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017



4. Exploração & Produção

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

	Trimestre				
	1T16	4T16	1T17	Var. YoY	% Var. YoY
Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	56,3	84,9	88,0	31,6	56%
Produção de petróleo (kbpd)	52,9	75,6	76,9	24,0	45%
Produção média <i>net entitlement</i>¹ (kboepd)	53,7	82,7	86,2	32,5	60%
Angola	7,9	6,8	6,9	(1,0)	(13%)
Brasil	45,8	75,8	79,3	33,5	73%
Preço médio de venda de petróleo e gás natural² (USD/boe)	26,2	42,1	45,4	19,2	73%
Royalties³ (USD/boe)	2,8	4,1	4,6	1,7	61%
Custo de produção (USD/boe)	8,9	5,8	8,0	(0,9)	(10%)
Amortizações⁴ (USD/boe)	15,8	5,8	13,4	(2,5)	(16%)
Realocação p/E&P da contribuição das atividades de trading de petróleo relativa a trimestres anteriores ²	-	22	-	-	s.s.
Ebitda RCA	48	232	204	155	s.s.
Depreciações e Amortizações ⁴	70	41	97	27	39%
Provisões	-	0	-	-	s.s.
Ebit RCA	(22)	191	106	128	s.s.
Ebit IFRS	(31)	103	108	139	s.s.
Resultados de Empresas associadas E&P	3	4	9	6	s.s.

¹ Inclui produção de gás natural exportada; exclui gás natural consumido ou injetado.² No quarto trimestre de 2016, a contribuição das atividades de trading de petróleo produzido foi realocada do negócio de R&D para o E&P. O impacto total do ano foi contabilizado no 4T16, mas o preço médio de venda no 4T16 é normalizado.³ Com base na produção proveniente do Brasil.⁴ Inclui provisões para abandono.

Atividade

No primeiro trimestre de 2017, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural foi de 88,0 kboepd, um aumento de 56% face ao período homólogo de 2016, devido ao crescimento de produção no Brasil. Do total, 87% correspondeu a produção de petróleo.

Importa destacar, no Brasil, a realização de trabalhos de manutenção nas FPSO #1 e na FPSO #2, que incidiram principalmente em março.

A Galp e os seus parceiros deram continuidade aos trabalhos de desenvolvimento dos campos Lula e Iracema, atualmente com cinco unidades a produzir a níveis de *plateau* e com a FPSO

Cidade de Saquarema (#6) em *ramp-up* de produção, tendo sido conectado o quinto poço produtor durante o trimestre. Atualmente, todas as unidades estão conectadas à rede de exportação de gás, incluindo a FPSO #6, que foi conectada durante abril mas que se encontra em fase de comissionamento.

A primeira FPSO replicante encontra-se na área de Lula Sul e deverá iniciar produção no segundo trimestre de 2017.

Em Angola, embora a produção *working interest* tenha descido 18% face ao período homólogo, devido ao declínio natural no bloco 14, a produção *net entitlement* desceu apenas 13% face ao primeiro trimestre de 2016, beneficiando

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

do mecanismo de recuperação de custos ao

abrigo do contrato de partilha de produção.

Resultados

No primeiro trimestre de 2017, o Ebitda RCA foi de €204 m, um aumento de €155 m face ao período homólogo de 2016, suportado pelo aumento de produção e dos preços de petróleo e gás natural. O preço médio de venda do Grupo foi de \$45,4/boe, face a \$26,2/boe no período homólogo.

Os custos de produção foram de cerca de €58 m no período, um aumento de €19 m face ao primeiro trimestre de 2016, principalmente devido ao início de produção das FPSO Cidade de Maricá (#5) e FPSO #6 durante 2016. Em termos unitários e numa base *net entitlement*, os custos de produção diminuíram \$0,9/boe para os

\$8,0/boe beneficiando de um maior efeito de diluição na produção.

No primeiro trimestre de 2017, as amortizações (incluindo provisões para abandono) situaram-se nos €97 m, um aumento de 38% face ao primeiro trimestre de 2016, devido à maior base de ativos no Brasil. Numa base *net entitlement*, as amortizações desceram de \$15,8/boe para \$13,4/boe.

O Ebit RCA foi de €106 m, um aumento de €128 m relativamente ao primeiro trimestre de 2016.

Os resultados das empresas associadas afetas às atividades de E&P foram de €9 m.

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017



5. Refinação & Distribuição

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Trimestre				
	1T16	4T16	1T17	Var. YoY	% Var. YoY
Margem de refinação Galp (USD/boe)	4,1	5,2	5,1	1,0	26%
Custo <i>cash</i> das refinarias¹ (USD/boe)	2,0	1,7	1,7	(0,3)	(14%)
Impacto da cobertura da margem de refinação² (USD/boe)	0,1	(0,2)	(0,0)	(0,2)	s.s.
Matérias-primas processadas (mmboe)	25,2	28,8	26,1	0,9	4%
Crude processado (mmbbl)	23,9	27,0	22,9	(1,0)	(4%)
Vendas de produtos refinados (mt)	4,1	4,6	4,4	0,3	7%
Vendas a clientes diretos (mt)	2,1	2,2	2,1	(0,1)	(3%)
Realocação relativa à contribuição das atividades de trading de petróleo para o E&P ³	-	(25)	-	s.s.	s.s.
Ebitda RCA	148	105	187	40	27%
Depreciações e Amortizações ⁴	65	105	91	26	40%
Provisões	5	(1)	3	(2)	(46%)
Ebit RCA	78	1	94	16	21%
Ebit IFRS	(47)	72	150	197	s.s.
Resultados de Empresas associadas R&D	1	0	(2)	(2)	s.s.

¹ Excluindo impacto das operações de cobertura da margem de refinação.² Impacto em Ebitda.³ No quarto trimestre de 2016 a contribuição das atividades de trading de petróleo produzido foram realocadas do negócio de R&D para o E&P. O impacto total do ano foi contabilizado no 4T16.⁴ Durante o quarto trimestre de 2016, o período de vida útil de alguns ativos de refinação foi revisto. O quarto trimestre de 2016 inclui o impacto relativo ao terceiro trimestre.

Atividade

No primeiro trimestre de 2017, foram processados cerca de 26,1 mmboe de matérias-primas, um aumento de 4% face ao período homólogo de 2016, que havia sido afetado pela paragem planeada do *hydrocracker* (HC) em Sines. O crude representou 88% das matérias-primas processadas, 84% do qual correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 47%, um aumento de 3 p.p. face ao período homólogo, devido à maior disponibilidade do HC. A gasolina representou

24% da produção, enquanto os consumos e quebras representaram 8% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 2,1 mt, uma redução de 3% face ao primeiro trimestre de 2016, reflexo da estratégia de redução de exposição a atividades com menor margem na Península Ibérica, nomeadamente no segmento *wholesale*. O volume de vendas em África representou 9% das vendas a clientes diretos.

Resultados

O Ebitda RCA do negócio de R&D aumentou €40 m para os €187 m no primeiro trimestre do ano, devido principalmente à melhoria da margem de refinação *benchmark*.

A margem de refinação da Galp situou-se em \$5,1/boe, face a \$4,1/boe no período homólogo. O diferencial sobre a margem *benchmark* foi de \$1,6/boe, tendo a Empresa beneficiado

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

sobretudo de oportunidades no aprovisionamento.

Os custos *cash* operacionais situaram-se nos €42 m, abaixo do registado no primeiro trimestre de 2016. Em termos unitários, os custos *cash* foram de \$1,7/boe.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos foi suportada por uma procura robusta no segmento de retalho, e nos subsegmentos de aviação e bancas marítimas no *wholesale*.

As amortizações e provisões aumentaram €23 m face ao primeiro trimestre de 2016, para os €93 m.

O Ebit RCA situou-se em €94 m e o Ebit IFRS aumentou para os €150 m. O efeito de *stock* foi de €60 m.

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

 **6. Gas & Power**

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Trimestre				
	1T16	4T16	1T17	Var. YoY	% Var. YoY
Vendas totais de GN/GNL (mm³)	1.860	1.861	2.006	146	8%
Vendas a clientes diretos (mm ³)	901	1.048	1.149	249	28%
Trading (mm ³)	960	814	857	(102)	(11%)
Vendas de eletricidade (GWh)	1.192	1.292	1.350	158	13%
Vendas de eletricidade à rede (GWh)	356	470	496	140	39%
Ebitda RCA	90	53	22	(68)	(76%)
Gás Natural	60	34	13	(48)	(79%)
Infraestruturas	32	8	-	(32)	s.s.
Power	(3)	10	9	12	s.s.
Depreciações e Amortizações	15	8	5	(10)	(69%)
Provisões	0	3	3	3	s.s.
Ebit RCA	75	42	15	(60)	(80%)
Ebit IFRS	69	43	22	(46)	(68%)
Resultados de Empresas associadas G&P	18	20	25	8	43%

Atividade

No primeiro trimestre de 2017, verificaram-se restrições no aprovisionamento de gás natural proveniente da Argélia.

Os volumes vendidos de gás natural situaram-se em 2.006 mm³, um aumento de 8% face ao primeiro trimestre de 2016, devido ao aumento das vendas a clientes diretos, nomeadamente ao segmento electroprodutor, o que se deveu à menor produção elétrica por via eólica e hídrica na Península Ibérica.

Os volumes de trading de rede situaram-se nos 500 mm³, um aumento de 223 mm³ face ao período homólogo, que não foi suficiente para compensar o decréscimo no trading de GNL.

Resultados

O negócio de G&P registou um Ebitda RCA de €22 m no primeiro trimestre de 2017, €68 m abaixo do verificado no período homólogo, na sequência da menor contribuição da atividade de gás natural e da não consolidação da atividade de infraestruturas reguladas.

Os volumes vendidos no mercado convencional, ou seja, nos segmentos industrial e de retalho, também aumentaram 15%. Tal deveu-se principalmente ao aumento dos volumes vendidos no segmento industrial, na sequência dos maiores consumos da refinaria de Sines, que havia sido impactada por uma paragem no primeiro trimestre de 2016.

As vendas de eletricidade à rede foram de 496 GWh, um incremento de 140 GWh face ao período homólogo, beneficiando da melhoria do desempenho das cogerações nas refinarias.

O Ebitda do segmento de gás natural situou-se nos €13 m, uma redução de €48 m face ao primeiro trimestre de 2016, devido ao menor contributo da atividade de trading de GNL e às restrições aprovisionamento.

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

O Ebitda da atividade de power foi de €9 m, um aumento de €12 m face ao período homólogo, que havia sido negativamente impactado pelo desempenho das cogerações e pelo desfasamento temporal entre o preço de compra do gás natural e de venda da energia produzida.

Importa destacar que no primeiro trimestre de 2017, a atividade de infraestruturas reguladas já não consolidava pelo método integral, na sequência da conclusão da venda de 22,5% do

capital social da Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND) durante o quarto trimestre de 2016.

O Ebit RCA diminuiu €60 m para os €15 m, considerando um efeito *stock* de €7 m. O Ebit IFRS atingiu os €22 m, comparativamente a €69 m no período homólogo.

Os resultados de empresas associadas situaram-se nos €25 m, tendo a GGND contribuído com €8 m para estes resultados.

7. Informação financeira

7.1. Demonstração de resultados

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Trimestre				
	1T16	4T16	1T17	Var. YoY	% Var. YoY
Vendas e prestações de serviços	2.822	3.547	3.844	1.022	36%
Custo das mercadorias vendidas	(2.155)	(2.731)	(2.975)	820	38%
Fornecimentos e serviços externos	(306)	(334)	(376)	69	23%
Custos com pessoal	(75)	(89)	(79)	4	6%
Outros proveitos (custos) operacionais	8	2	6	(3)	(31%)
Ebitda RCA	293	396	419	126	43%
Ebitda IFRS	164	467	485	322	s.s.
Depreciações e Amortizações	(151)	(174)	(194)	43	28%
Provisões	(5)	17	(5)	0	4%
Ebit RCA	137	238	220	83	60%
Ebit IFRS	(3)	221	286	289	s.s.
Resultados de empresas associadas	21	24	32	11	51%
Resultados financeiros	3	(27)	(12)	(15)	s.s.
Juros líquidos	(28)	(22)	(21)	(6)	(23%)
Capitalização juros	21	10	24	3	13%
Diferenças de câmbio	(7)	(1)	(3)	4	53%
<i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura	22	(14)	(4)	(26)	s.s.
Outros custos/proveitos financeiros	(5)	(0)	(7)	(2)	(39%)
Resultados antes de impostos e interesses que não controlam RCA	162	236	241	79	49%
Impostos ¹	(39)	(88)	(123)	84	s.s.
Interesses que não controlam	(9)	(27)	(18)	10	s.s.
Resultado líquido RCA	114	121	99	(15)	(13%)
Eventos não recorrentes	(80)	(108)	(18)	(62)	(77%)
Resultado líquido RC	34	13	81	47	s.s.
Efeito <i>stock</i>	(92)	67	54	145	s.s.
Resultado líquido IFRS	(58)	80	134	192	s.s.

¹ Inclui Participação Especial a pagar no Brasil e IRP a pagar em Angola.

O Ebitda RCA aumentou 43% no período para os €419 m, na sequência da maior contribuição dos negócios de E&P e R&D. O Ebitda IFRS aumentou €322 m para os €485 m.

Considerando o aumento das amortizações, nomeadamente nos negócios de E&P e R&D, o Ebit RCA situou-se nos €220 m. O Ebit IFRS aumentou €289 m e atingiu os €286 m.

Os resultados de empresas associadas aumentaram para os €32 m.

Os resultados financeiros foram negativos em €12 m, um agravamento de €15 m relativamente

ao período homólogo, que se deveu essencialmente a uma variação de €26 m no *mark-to-market* de derivados de cobertura, nomeadamente relacionados com a cobertura da margem de refinação.

Os impostos RCA aumentaram para os €123 m, sobretudo devido aos maiores resultados no negócio de E&P, tendo os impostos sobre a produção de petróleo e gás atingido os €68 m. Importa também destacar a reversão de c.€8 m em impostos diferidos e uma provisão de €6 m de IRP a pagar em Angola.

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

Os interesses que não controlam, principalmente atribuíveis à participação da Sinopec na Petrogal Brasil, aumentaram para os €18 m.

O resultado líquido RCA atingiu os €99 m, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €134 m. O efeito *stock* foi de €54 m e os eventos não recorrentes representaram €18 m.

A CESE em Portugal impactou negativamente os resultados em IFRS em cerca de €25 m, dos

quais €16 m relativos à CESE I, cujo impacto anual é contabilizado na sua totalidade no primeiro trimestre. A contabilização efetuada em relação à CESE decorre da estrita aplicação dos normativos contabilísticos, entendendo a Galp, com base na opinião dos mais reputados juriconsultos nacionais, que as disposições legislativas respeitantes à CESE são violadoras da lei, não sendo os montantes em causa exigíveis.

7.2. Investimento

€m

	Trimestre				
	1T16	4T16	1T17	Var. YoY	% Var. YoY
Exploração & Produção	316	269	209	(108)	(34%)
Atividades de exploração e avaliação	10	0	17	7	71%
Atividades de desenvolvimento e produção	306	269	192	(115)	(37%)
Refinação & Distribuição	23	68	16	(7)	(31%)
Gas & Power	3	4	2	(1)	(42%)
Outros	1	3	0	(0)	(33%)
Investimento	343	344	227	(116)	(34%)

Durante o trimestre, o investimento totalizou €227 m, 84% dos quais alocados a atividades de desenvolvimento e produção no âmbito do negócio de E&P, nomeadamente no bloco BM-S-11 no Brasil e no bloco 32 em Angola. Nas atividades de exploração e avaliação, destaca-se a aquisição de sísmica 3D em São Tomé e Príncipe.

O investimento nas atividades de *downstream* e gás atingiu €18 m, tendo sido alocado, entre outros, a atividades de manutenção na refinaria de Sines.

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

7.3. Cash flow**Método indireto**

€m (valores em IFRS)

	Trimestre		
	1T16	4T16	1T17
Ebit	(3)	221	286
Dividendos de empresas associadas	-	26	-
Depreciações e amortizações	162	260	194
Variação de fundo de manei	141	51	(203)
Fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais	300	558	277
Investimento líquido ¹	(343)	(200)	(204)
Juros pagos e recebidos	(28)	(22)	(21)
Impostos de sociedades e tributação especial	(25)	(30)	(81)
Dividendos pagos	-	(6)	-
Free cash flow	(96)	300	(30)
Desconsolidação GGND ²	-	632	-
Outros ³	50	2	5
Variação da dívida líquida	45	(935)	24

¹ O primeiro trimestre de 2017 inclui o recebimento de €22 m da venda da participação indireta de 25% no projeto Âncora; o quarto trimestre de 2016 inclui o recebimento de €141 m da venda de participação de 22,5% da GGND.

² Desconsolidação de ativos e passivos da GGND.

³ Inclui CTA (*Cumulative Translation Adjustment*) e reembolsos parciais do empréstimo concedido à Sinopec.

A dívida líquida aumentou apenas €24 m durante o primeiro trimestre de 2017, considerando o fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais, de €277 m.

O investimento no período em fundo de manei, de €203 m, deveu-se principalmente ao aumento temporário dos inventários.

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

Método direto

€m

	Trimestre		
	1T16	4T16	1T17
Caixa e equivalentes no início do período¹	1.045	1.084	923
Recebimento de clientes	3.265	4.242	4.363
Pagamento a fornecedores	(1.836)	(2.600)	(3.013)
Salários e encargos	(76)	(117)	(71)
Dividendos de empresas associadas	-	26	-
Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(604)	(737)	(612)
IVA, <i>Royalties</i> , PIS, Cofins, outros	(380)	(374)	(376)
Total de fluxos operacionais	369	441	290
Investimento líquido ²	(379)	(161)	(238)
Juros pagos e recebidos	(52)	(20)	(50)
Dividendos pagos	-	(6)	-
Impostos de sociedades e tributação especial	(25)	(30)	(81)
Empréstimos pagos e recebidos	(44)	(451)	(19)
Reembolsos da Sinopec	68	-	42
Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	(28)	66	(11)
Caixa e equivalentes no final do período¹	954	923	858

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 no Balanço são considerados dívida.

² O primeiro trimestre de 2017 inclui o recebimento de €22 m da venda da participação indireta de 25% no projeto Âncora; o quarto trimestre de 2016 inclui o recebimento de €141 m da venda de participação de 22,5% da GGND.

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

7.4. Situação financeira e dívida

€m (valores em IFRS)

	31 dezembro, 2016	31 março, 2017	Var. vs 31 dez., 2016
Ativo fixo líquido	7.723	7.901	177
Fundo de maneo	490	693	203
Empréstimo à Sinopec	610	561	(49)
Outros ativos (passivos)	(408)	(586)	(178)
Ativos/Passivos não correntes detidos para venda	(1)	-	1
Capital empregue	8.414	8.569	155
Dívida de curto prazo	325	672	347
Dívida de médio-longo prazo	2.578	2.181	(396)
Dívida total	2.903	2.853	(50)
Caixa e equivalentes	1.032	959	(74)
Dívida líquida	1.870	1.895	24
Total do capital próprio	6.543	6.674	131
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.414	8.569	155

A 31 de março de 2017, o ativo fixo líquido era de €7.901 m, um aumento de €177 m face ao final de 2016.

O investimento em curso, relativo sobretudo ao negócio de E&P, totalizava €2.687 m no final do período.

Dívida financeira

€m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2016	31 março, 2017	Var. vs 31 dez, 2016
Obrigações	1.683	1.684	(2)
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.220	1.169	51
Caixa e equivalentes	(1.032)	(959)	(74)
Dívida líquida	1.870	1.895	(24)
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.260	1.333	(73)
Vida média (anos)	2,6	2,4	0,2
Taxa de juro média da dívida	3,5%	3,5%	0,0 p.p.
Dívida líquida para Ebitda RCA ²	1,0x	1,0x	-

¹ Dívida líquida de €1.333 m ajustada do empréstimo concedido à Sinopec de €561 m. ²A 31 de março de 2017, rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo Sinopec, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, de €176 m, sendo o Ebitda RCA nos últimos doze meses de €1.537 m.

A 31 de março de 2017, a dívida líquida situava-se em €1.895 m, um aumento de €24 m face ao final de 2016.

Considerando como caixa o saldo de €561 m do empréstimo concedido à Sinopec, a dívida líquida no final do período situava-se em €1.333 m, resultando um rácio de dívida líquida para Ebitda

de 1,0x. Este rácio considera ainda o valor correspondente aos suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, com saldo de €176 m no final do período.

A taxa de juro média da dívida durante o período foi de 3,52%.

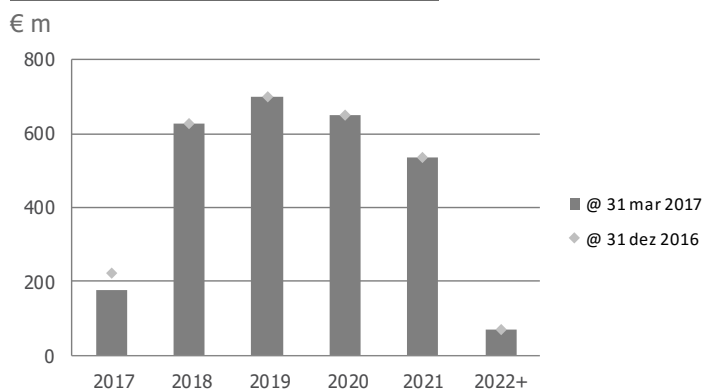
Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

No final de março, cerca de 49% do total da dívida estava contratada a taxa fixa. O prazo médio da dívida era de 2,4 anos, sendo que a dívida de médio e longo prazo representava 76% do total da dívida da Galp.

No final do primeiro trimestre, a Galp detinha cerca de €1,4 bn de linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas. Deste montante, cerca de 70% encontrava-se garantido contratualmente.

Perfil de reembolso da dívida



7.5. Vendas e prestações de serviço RCA por segmento

€m

	Trimestre				
	1T16	4T16	1T17	Var. YoY	% Var. YoY
Vendas e prestações de serviços RCA	2.822	3.547	3.844	1.022	36%
Exploração & Produção ¹	111	361	308	197	s.s.
Refinação & Distribuição	2.160	2.839	2.869	709	33%
Gas & Power	676	630	713	37	5%
Outros	28	36	30	2	5%
Ajustamentos de consolidação	(154)	(318)	(75)	(78)	(51%)

¹ Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €330 m no primeiro trimestre de 2017.

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

7.6. Reconciliação entre valores IFRS e valores *replacement cost* ajustados**Ebitda por segmento**

€m

2017	Primeiro Trimestre				
	Ebitda IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
Galp	485	(68)	418	1	419
E&P	204	-	204	0	204
R&D	246	(60)	186	1	187
G&P	29	(7)	22	-	22
Outros	6	-	6	-	6

€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

Ebit por segmento

€m

2017	Primeiro Trimestre				
	Ebit IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
Galp	286	(68)	218	2	220
E&P	108	-	108	(2)	106
R&D	150	(60)	90	4	94
G&P	22	(7)	15	(0)	15
Outros	5	-	5	-	5

€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

Eventos não recorrentes

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

€m

	Trimestre		
	1T16	4T16	1T17
Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda	15,0	11,0	1,3
Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	0,1	0,9	0,0
Ganhos/perdas na alienação de ativos	(0,5)	(0,5)	(0,1)
<i>Write-off</i> ativos	0,0	0,7	0,1
Custos com reestruturação - Pessoal	5,0	0,0	-
Indemnização cessação antecipada equipamentos e serviços	5,9	0,1	-
Custos com litigância	4,5	3,4	1,4
Regularização impostos de exercícios anteriores	-	6,3	-
Eventos não recorrentes com impacto em custos <i>non cash</i>	10,8	87,9	0,4
Provisão para meio ambiente e outras	0,1	2,5	0,0
Imparidade de ativos	10,7	85,4	0,4
Eventos não recorrentes com impacto em resultados financeiros	14,1	39,7	(17,9)
Ganhos/Perdas na alienação de participações financeiras	14,1	(36,8)	(17,9)
Imparidade de investimento financeiro	-	76,5	-
Eventos não recorrentes com impacto em impostos	39,8	(2,9)	34,2
Impostos sobre eventos não recorrentes	(5,4)	(6,3)	(0,9)
Impostos diferidos em E&P	-	(10,3)	-
Regularização IRC exercícios anteriores	-	5,9	-
Imposto contribuição sector energético	45,2	7,7	35,2
Interesses que não controlam	(0,0)	(27,4)	0,1
Total de eventos não recorrentes	79,8	108,2	18,1

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

7.7. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€m

	Trimestre		
	1T16	4T16	1T17
Vendas	2.650	3.402	3.684
Serviços prestados	172	145	160
Outros rendimentos operacionais	18	32	28
Total de proveitos operacionais	2.840	3.579	3.872
Inventários consumidos e vendidos	(2.270)	(2.650)	(2.908)
Materiais e serviços consumidos	(317)	(337)	(377)
Gastos com o pessoal	(80)	(89)	(79)
Outros gastos operacionais	(9)	(37)	(23)
Total de custos operacionais	(2.676)	(3.112)	(3.387)
Ebitda	164	467	485
Gastos com amortizações, depreciações, imparidades	(162)	(260)	(194)
Provisões e imparidade de contas a receber	(5)	14	(5)
Ebit	(3)	221	286
Resultados de empresas associadas	7	(15)	50
Resultados financeiros	3	(27)	(12)
Juros a receber	6	11	8
Juros a pagar	(34)	(33)	(29)
Capitalização juros	21	10	24
Diferenças de câmbio	(7)	(1)	(3)
<i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura	22	(14)	(4)
Outros custos/proveitos financeiros	(5)	(0)	(7)
Resultados antes de impostos	7	179	324
Impostos ¹	(11)	(92)	(136)
Imposto contribuição sector energético ²	(45)	(8)	(35)
Resultados antes de interesses que não controlam	(49)	80	153
Resultado afeto aos interesses que não controlam	(9)	0	(19)
Resultado líquido	(58)	80	134

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

² Inclui €16,3 m, €8,3 m e €10,6 m da CESE I, CESE II e Fondo Nacional de Eficiencia Energética, respetivamente, no primeiro trimestre de 2017.

Resultados primeiro trimestre 2017

2 de maio 2017

7.8. Situação financeira consolidada

€m

	31 dezembro 2016	31 março 2017
Ativo		
Ativo não corrente		
Ativos fixos tangíveis	5.910	6.021
<i>Goodwill</i>	87	86
Outros ativos fixos intangíveis	268	266
Participações financeiras em associadas	1.432	1.501
Participações financeiras em participadas	3	3
Contas a receber	247	261
Ativos por impostos diferidos	335	317
Investimentos financeiros	26	26
Total de ativos não correntes	8.307	8.481
Ativo corrente		
Inventários ¹	869	1.049
Clientes	1.041	1.077
Contas a receber	556	530
Empréstimo Sinopec	610	561
Investimentos financeiros	19	13
Caixa e equivalentes	1.033	959
Subtotal de ativos correntes	4.128	4.189
Ativos não correntes detidos para venda	4	-
Total de ativos correntes	4.132	4.189
Total do ativo	12.439	12.671
Capital próprio e passivo		
Capital próprio		
Capital social	829	829
Prémios de emissão	82	82
Reservas de conversão	404	386
Outras reservas	2.687	2.687
Reservas de cobertura	4	5
Resultados acumulados	795	973
Resultado líquido do período	179	134
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	4.980	5.097
Interesses que não controlam	1.563	1.577
Total do capital próprio	6.543	6.674
Passivo		
Passivo não corrente		
Empréstimos e descobertos bancários	912	885
Empréstimos obrigacionistas	1.666	1.297
Outras contas a pagar ²	305	301
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	359	359
Passivos por locações financeiras	0	0
Passivos por impostos diferidos	66	69
Outros instrumentos financeiros	1	3
Provisões	429	565
Total do passivo não corrente	3.738	3.479
Passivo corrente		
Empréstimos e descobertos bancários	308	284
Empréstimos obrigacionistas	17	388
Fornecedores	850	837
Outras contas a pagar ³	884	883
Outros instrumentos financeiros	17	10
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	75	115
Subtotal do passivo corrente	2.152	2.517
Passivos associados a ativos não correntes detidos para venda	5	-
Total do passivo corrente	2.157	2.517
Total do passivo	5.896	5.996
Total do capital próprio e do passivo	12.439	12.671

¹ Inclui €119 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 31 de março de 2017.² Inclui €176 m correspondente aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil a 31 de março de 2017.³ Inclui €41 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 31 de março de 2017.

8. Bases de apresentação da informação

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp relativas aos trimestres findos em 31 de março de 2017 e 2016, e 31 de dezembro de 2016 foram elaboradas em conformidade com as IFRS. A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para os trimestres findos em 31 de março de 2017 e 2016, e 31 de dezembro de 2016. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de março de 2017 e 31 de dezembro de 2016.

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. 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 por 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 outubro de 2016, a contribuição relativa à atividade de trading de petróleo produzido, que era anteriormente contabilizada no negócio de R&D, passou a ser contabilizada no negócio de E&P. A reclassificação do montante total relativo ao ano de 2016 foi registada no quarto trimestre.

Durante o quarto trimestre de 2016, o período de vida útil de alguns ativos de refinação foi revisto, contribuindo para o aumento das Depreciações & Amortizações no segundo semestre de 2016. O quarto trimestre de 2016 inclui o impacto relativo ao terceiro trimestre.

9. 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 2017

2 de maio 2017

ABREVIATURAS

APETRO: Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas

bbl: barril de petróleo

Bg: *Barges*

bn: *billion*, ou seja, mil milhões

boe: barris de petróleo equivalente

CESE: Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético

Cg: *Cargoes*

CIF: *Costs, Insurance and Freight*

CORES: Corporación de Reservas Estratégicas de Produtos Petrolíferos

CTA: *Cumulative Translation Adjustment*

E&P: Exploração & Produção

Ebit: Resultado operacional.

Ebitda: Ebit mais depreciações, amortizações e provisões.

EUA: Estados Unidos da América

EUR/€: Euro

FOB: *Free on Board*

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

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

G&P: Gas & Power

GGND: Galp Gás Natural Distribuição, S.A.

GN: gás natural

GNL: gás natural liquefeito

GPL: gás de petróleo liquefeito

GWh: *gigawatt per hour*

HC: *hydrocracker*

IAS: *International Accounting Standards*

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

IRP: Imposto sobre o Rendimento do Petróleo, pagável em Angola

IRC: Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas

ISP: Imposto sobre produtos petrolíferos

IVA: Imposto sobre o Valor Acrescentado

JKM: *Japan Korea Marker*

k: mil

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kbpd: milhares de barris de petróleo por dia

LSFO: *low sulphur fuel oil*

m: milhão

mmbbl: milhões de barris

mmboe: milhões de barris de petróleo equivalente

mmbtu: *million british thermal units*, ou seja milhões de unidades térmicas britânicas

mm³: milhões de metros cúbicos

mt: milhões de toneladas

MW: megawatt

NBP: National Balancing Point

NWE: *North-western Europe*, i.e., Noroeste da Europa

OPEP: Organização dos Países Produtores de Petróleo

p.p.: pontos percentuais

QoQ: *quarter-on-quarter* (face ao trimestre anterior)

R&D: Refinação & Distribuição

RC: *Replacement Cost*

RCA: *Replacement Cost Ajustado*

s.s.: sem significado

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 contidas 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
Teresa Rodrigues

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@galp.com

Reuters: GALP.LS
Bloomberg: GALP PL