energia cria energia

galp

RESULTADOS TERCEIRO TRIMESTRE 2017

30 de Outubro 2017

ÍNDICE

1. DESTAQUES DO 3T17 3

2. PRINCIPAIS INDICADORES 4

3. ENVOLVENTE DE MERCADO 5

4. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO 7

5. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO 9

6. GAS & POWER 11

7. INFORMAÇÃO FINANCEIRA 13

7.1. Demonstração de resultados 13

7.2. Investimento 15

7.3. *Cash flow* 16

7.4. Situação financeira e dívida 18

7.5. Vendas e prestações de serviço RCA por segmento 19

7.6. Reconciliação entre valores IFRS e valores *replacement cost* ajustados 20

7.7. Demonstração de resultados consolidados em IFRS 22

7.8. Situação financeira consolidada 23

8. EVENTOS SUBSEQUENTES 24

9. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO 25

10. DEFINIÇÕES 26

1. Destaques do 3T17

- O **Ebitda RCA consolidado aumentou €103 m face ao período homólogo (YoY) para os €487 m**, suportado pelo desempenho dos negócios de E&P e de R&D, que mais do que compensou o efeito da desconsolidação da atividade de infraestruturas de gás.

- O **Ebitda RCA do negócio de E&P foi de €215 m**, um aumento de €88 m YoY, suportado pelo **aumento de produção** e **dos preços de petróleo e gás natural**, apesar de afetado pela desvalorização do Dólar face ao Euro.

- **A produção média *working interest* (WI) atingiu os 94,6 kboepd**, um crescimento de 28% YoY, devido ao progressivo desenvolvimento dos projetos Lula e Iracema, no Brasil. A produção no trimestre beneficiou do *ramp-up* da FPSO P-66 (#7). No entanto, foi também impactada pelas paragens programadas nas FPSO Cidade de Itaguaí (#4) e FPSO Cidade de Maricá (#5), e pela continuação dos trabalhos de manutenção na FPSO Cidade de Angra dos Reis (#1).

- O negócio de E&P atingiu entretanto um novo marco histórico, encontrando-se a **Galp a produzir mais de 100.000 boe por dia.**

- O **Ebitda RCA do negócio de R&D aumentou €38 m YoY para os €218 m**, suportado pelo aumento da **margem de refinação da Galp para os $7,4/boe,** que refletiu a melhoria das margens no mercado internacional e as exportações de gasolina para os EUA. O negócio de R&D foi, no entanto, afetado pela desvalorização do Dólar face ao Euro, pelas operações de cobertura da margem de refinação e pelo desfasamento temporal nas fórmulas de *pricing*.

- O **Ebitda RCA do negócio de G&P situou-se nos €45 m,** tendo as vendas a clientes diretos compensado a descida dos volumes vendidos no segmento de trading.

- O **Ebit RCA do Grupo situou-se nos €302 m**, refletindo principalmente a evolução do Ebitda. De destacar que as amortizações e depreciações no negócio de E&P foram impactadas pela desvalorização do Real brasileiro face ao Euro.

- O **resultado líquido RCA aumentou €51 m YoY para os €166 m, enquanto o resultado líquido IFRS aumentou para os €163 m**. O efeito *stock* correspondeu a €11 m, e os eventos não recorrentes foram de €14 m, relacionados principalmente com a contribuição sobre o sector energético em Portugal.

- O **investimento totalizou €227 m** durante o trimestre, dos quais 82% foram alocados a atividades de desenvolvimento e produção, nomeadamente no bloco BM-S-11 no Brasil. Destaca-se também o início do investimento no desenvolvimento do projeto Coral Sul em Moçambique.

- O ***free cash flow* após dividendos foi negativo em €37 m**, considerando o pagamento do dividendo intercalar relativo ao exercício de 2017, no montante de €208 m.

- A 30 de setembro, a dívida líquida situava-se em €1,5 mil milhões (bn), considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes, com o **rácio dívida líquida para Ebitda RCA a situar-se nos 0,9x**.

- No dia 27 de outubro, a **Galp, através da Petrogal Brasil, adquiriu uma participação de 20% na licença de Norte de Carcará** no âmbito da 2ª Rodada de Partilha de Produção no Brasil. O consórcio inclui também a Statoil (operador) e a ExxonMobil, com uma participação de 40% cada uma. O consórcio ofereceu um excedente em petróleo (*profit oil share*) de 67,12%. Compromissos adicionais incluem o pagamento de um bónus de assinatura de c.$186 m relativos à participação da Petrogal Brasil. No seguimento da rodada, **a Petrogal Brasil acordou com a Statoil a aquisição de uma participação adicional de 3% no bloco BM-S-8,** por um montante de cerca de $114 m, dos quais c.$71 m correspondem ao pagamento inicial.

2. Principais indicadores

Informação financeira

€m (RCA)

Trimestre						Nove Meses			
3T16	2T17	3T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
384	**473**	**487**	**103**	**27%**	**Ebitda RCA**	**1.015**	**1.379**	**364**	**36%**
127	188	215	88	69%	Exploração & Produção	262	606	345	s.s.
180	233	218	38	21%	Refinação & Distribuição	471	639	167	36%
73	46	45	(27)	(37%)	Gas & Power	260	113	(146)	(56%)
211	**253**	**302**	**91**	**43%**	**Ebit RCA**	**534**	**775**	**242**	**45%**
194	**199**	**314**	**120**	**62%**	**Ebit IFRS**	**322**	**799**	**477**	**s.s.**
115	**151**	**166**	**51**	**45%**	**Resultado líquido RCA**	**361**	**416**	**55**	**15%**
(37)	(17)	(14)	(23)	(63%)	Eventos não recorrentes	(215)	(48)	(167)	(77%)
14	(35)	11	(2)	(17%)	Efeito *stock*	(47)	30	77	s.s.
91	**99**	**163**	**72**	**80%**	**Resultado líquido IFRS**	**99**	**397**	**298**	**s.s.**
244	**184**	**227**	**(17)**	**(7%)**	**Investimento**	**874**	**638**	**(236)**	**(27%)**
(293)	**130**	**(37)**	**255**	**87%**	***Free cash flow* após dividendos**	**(546)**	**35**	**581**	**s.s.**
1.631	**1.329**	**1.455**	**(176)**	**(11%)**	**Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec[1]**	**1.631**	**1.455**	**(176)**	**(11%)**
1,4x	**0,9x**	**0,9x**	**-**	**-**	**Rácio dívida líquida para Ebitda RCA[2]**	**1,4x**	**0,9x**	**-**	**-**

[1] Considerando o empréstimo à Sinopec como caixa. [2] A 30 de setembro de 2017, rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo à Sinopec de €512 m, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil de €159 m, sendo o Ebitda RCA nos últimos 12 meses de €1.776 m.

Indicadores operacionais

Trimestre						Nove Meses			
3T16	2T17	3T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
74,0	89,9	94,6	20,5	28%	Produção média *working interest* (kboepd)	61,7	90,8	29,1	47%
71,5	88,1	92,4	20,9	29%	Produção média *net entitlement* (kboepd)	59,2	88,9	29,7	50%
36,4	43,4	45,3	8,8	24%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	33,9	44,4	10,6	31%
29,4	30,0	29,7	0,3	1%	Matérias-primas processadas (mmboe)	80,9	85,8	4,9	6%
3,4	5,7	7,4	4,0	s.s.	Margem de refinação Galp (USD/boe)	4,0	6,1	2,1	54%
2,3	2,3	2,4	0,1	5%	Vendas produtos refinados clientes diretos (mt)	6,7	6,7	0,1	1%
950	1.052	1.065	115	12%	Vendas de GN a clientes diretos (mm^3)	2.732	3.265	533	20%
800	675	652	(147)	(18%)	Vendas de GN/GNL em trading (mm^3)	2.471	2.184	(287)	(12%)

Indicadores de mercado

Trimestre						Nove Meses			
3T16	2T17	3T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
1,12	1,10	1,17	0,06	5%	Taxa de câmbio média (EUR:USD)	1,12	1,11	(0,00)	(0%)
3,62	3,55	3,71	0,09	2%	Taxa de câmbio média (EUR:BRL)	3,96	3,54	(0,42)	(11%)
45,9	49,6	52,1	6,2	14%	Preço médio do *dated* Brent[1] (USD/bbl)	41,9	51,8	10,0	24%
(2,1)	(1,2)	(1,3)	(0,8)	(37%)	Diferencial crude *heavy-light*[1] (USD/bbl)	(2,2)	(1,4)	(0,8)	(35%)
4,4	4,8	5,4	1,0	23%	Preço gás natural NBP Reino Unido[1] (USD/mmbtu)	4,3	5,4	1,1	24%
2,8	3,1	3,0	0,2	6%	Preço gás natural Henry Hub E.U.A.[2] (USD/mmbtu)	2,3	3,1	0,7	30%
5,6	5,5	6,3	0,7	12%	Preço GNL para o Japão e para a Coreia[1] (USD/mmbtu)	5,1	6,3	1,2	23%
2,3	4,3	5,5	3,3	s.s.	Margem de refinação *benchmark*[3] (USD/bbl)	2,8	4,5	1,6	58%
16,0	15,7	16,4	0,3	2,1%	Mercado *oil* ibérico[4] (mt)	46,5	47,3	0,8	1,6%
7.135	7.634	8.387	1.252	17,5%	Mercado gás natural ibérico[5] (mm^3)	22.809	25.754	2.946	12,9%

[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 terceiro trimestre de 2017, a cotação média do *dated* Brent aumentou $6,2/bbl YoY, para $52,1/bbl. Este aumento resultou de uma diminuição dos inventários globais, em consequência de um desempenho positivo da economia mundial e do cumprimento do acordo de limitação de produção da OPEP.

Nos primeiros nove meses de 2017, o valor médio do *dated* Brent foi de $51,8/bbl, o que correspondeu a um aumento de $10,0/bbl face ao período homólogo do ano anterior.

O diferencial entre o preço do Urals e o *dated* Brent reduziu durante o terceiro trimestre, evoluindo de -$2,1/bbl, no período homólogo de 2016, para -$1,3/bbl. A valorização relativa do Urals deveu-se à menor disponibilidade desta rama, de origem russa, e de ramas de qualidade semelhante produzidas por membros da OPEP, na sequência dos limites de produção acordados.

Nos primeiros nove meses de 2017, o diferencial de preços diminuiu, passando de -$2,2/bbl no período homólogo para -$1.4/bbl.

Gás natural

O preço do gás natural na Europa (NBP) aumentou YoY de $4,4/mmbtu para $5,4/mmbtu no terceiro trimestre de 2017, como consequência da redução de inventários e do encerramento definitivo do maior complexo de armazenagem de gás natural do Reino Unido.

Nos primeiros nove meses de 2017, o valor médio do NBP foi de $5,4/mmbtu, o que correspondeu a um aumento de $1,1/mmbtu YoY.

O preço de referência do gás natural nos EUA (Henry Hub) manteve-se estável face ao período homólogo de 2016, nos $3,0/mmbtu, com o aumento da produção nos EUA a ser compensado pelo desenvolvimento de novos projetos de exportação de gás natural liquefeito (GNL).

Nos primeiros nove meses de 2017, o valor médio do Henry Hub foi de $3,1/mmbtu, o que correspondeu a um aumento de $0,7/mmbtu face ao período homólogo do ano anterior.

Margens de refinação

A margem de refinação *benchmark* aumentou de $2,3/bbl no terceiro trimestre de 2016 para $5,5/bbl no período homólogo de 2017, resultado das fortes margens de destilados, nomeadamente da gasolina e do gasóleo.

No terceiro trimestre de 2017, o *crack* do gasóleo foi de $14,3/bbl, uma valorização de $4,2/bbl YoY que foi suportada pela procura e impactada pelo encerramento temporário de uma refinaria relevante na Europa.

O *crack* da gasolina foi de $13,7/bbl, representando um crescimento de $4,6/bbl YoY, suportado pela procura pela interrupção temporária da operação de diversas refinarias no golfo do México, devido à passagem do furacão Harvey.

Nos primeiros nove meses de 2017, a margem de refinação *benchmark* situou-se em $4,5/bbl, uma subida de $1,6/bbl face ao período homólogo de 2016, devido aos maiores *cracks* da gasolina e do gasóleo, que aumentaram $1,6/bbl e $2,6/bbl, respetivamente.

Mercado ibérico

No terceiro trimestre de 2017, o mercado ibérico de produtos petrolíferos totalizou 16,4 milhões de toneladas (mt), acima dos 16,0 mt registados no período homólogo de 2016. Este aumento está relacionado com a procura de *jet*.

Nos primeiros nove meses de 2017, o mercado ibérico de produtos petrolíferos subiu para 47,3 mt, face a 46,5 mt no período homólogo.

No terceiro trimestre, o mercado de gás natural na Península Ibérica subiu 17,5% YoY, para os 8.387 mm^3, suportado por um aumento de 53,7% no consumo do sector electroprodutor, devido à menor hidraulicidade.

Nos primeiros nove meses de 2017, o mercado ibérico de gás natural situou-se em 25.754 mm^3, uma subida de 12,9% face ao período homólogo de 2016.

4. Exploração & Produção

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

Trimestre						Nove Meses			
3T16	2T17	3T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
74,0	**89,9**	**94,6**	**20,5**	**28%**	**Produção média *working interest*[1] (kboepd)**	**61,7**	**90,8**	**29,1**	**47%**
68,8	78,0	82,8	14,0	20%	Produção de petróleo (kbpd)	57,8	79,2	21,4	37%
71,5	**88,1**	**92,4**	**20,9**	**29%**	**Produção média *net entitlement*[1] (kboepd)**	**59,2**	**88,9**	**29,7**	**50%**
7,3	6,2	5,6	(1,7)	(23%)	Angola	7,5	6,2	(1,2)	(16%)
64,2	81,8	86,8	22,6	35%	Brasil	51,7	82,7	31,0	60%
36,4	**43,4**	**45,3**	**8,8**	**24%**	**Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)**	**33,9**	**44,4**	**10,6**	**31%**
3,7	**4,3**	**4,5**	**0,7**	**20%**	***Royalties*[2] (USD/boe)**	**3,5**	**4,4**	**1,0**	**27%**
7,6	**9,2**	**7,5**	**(0,1)**	**(1%)**	**Custo de produção (USD/boe)**	**8,6**	**8,2**	**(0,4)**	**(5%)**
13,8	**14,2**	**12,4**	**(1,4)**	**(10%)**	**Depreciações e Amortizações (USD/boe)**	**14,7**	**13,3**	**(1,4)**	**(10%)**
127	**188**	**215**	**88**	**69%**	**Ebitda RCA**	**262**	**606**	**345**	**s.s.**
82	103	90	8	10%	Depreciações, Amortizações e Imparidades[3]	215	290	76	35%
-	22	0	0	s.s.	Imparidades sobre ativos de exploração[4]	-	22	22	s.s.
(0)	-	-	0	s.s.	Provisões	(0)	-	0	s.s.
46	**63**	**125**	**80**	**s.s.**	**Ebit RCA**	**48**	**295**	**247**	**s.s.**
18	**59**	**125**	**107**	**s.s.**	**Ebit IFRS**	**(75)**	**293**	**368**	**s.s.**
2	**8**	**13**	**10**	**s.s.**	**Resultados de Empresas associadas E&P**	**13**	**29**	**16**	**s.s.**

[1] Inclui produção de gás natural exportada; exclui gás natural consumido ou injetado.
[2] Com base na produção proveniente do Brasil.
[3] Inclui provisões para abandono e exclui imparidades relacionadas com ativos exploratórios.
[4] Com efeito a partir de 1 de janeiro de 2017, as imparidades relacionadas com ativos exploratórios são consideradas eventos recorrentes.

Atividade

Terceiro trimestre

No terceiro trimestre de 2017, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural foi de 94,6 kboepd, da qual 88% correspondeu a produção de petróleo WI.

A produção aumentou 28% YoY devido ao desenvolvimento progressivo dos projetos Lula e Iracema.

Durante o trimestre registaram-se atividades de manutenção em algumas unidades no Brasil, em particular as paragens planeadas para manutenção nas FPSO #4 e #5, na área de Iracema Norte e Lula Alto, respetivamente, bem como a continuação de trabalhos na FPSO #1 em Lula Piloto.

Atualmente, encontram-se sete FPSOs a operar em Lula e Iracema, com seis unidades a operar perto da capacidade máxima e a sétima unidade, que iniciou produção em maio, em fase de *ramp-up*.

Relativamente à próxima unidade a ser alocada ao projeto Lula (FPSO #8), na área de Lula Norte, os trabalhos de integração dos *topsides* prosseguem no estaleiro da COOEC, na China. Relativamente à unidade a desenvolver a área de Lula Extremo Sul (FPSO #9), os trabalhos de integração encontram-se em curso no estaleiro da Brasfels, no Brasil.

Em Angola, a produção WI foi de 7,8 kbpd, uma diminuição de 21% face ao terceiro trimestre de 2016, devido ao declínio natural dos campos do bloco 14. Já a produção *net entitlement* registou uma redução de 23%, impactada pelo mecanismo de recuperação de custos previsto nos contratos de partilha de produção.

No bloco 32, as duas unidades FPSO que serão alocadas à área de Kaombo estão a ser convertidas em Singapura, encontrando-se em curso os restantes trabalhos de desenvolvimento do projeto.

No seguimento do crescimento da produção proveniente do Brasil, a produção *net entitlement* do Grupo aumentou 29% YoY para 92,4 kboepd.

Nove meses

Nos primeiros nove meses de 2017, a produção WI foi de 90,8 kboepd, uma subida de 47% YoY, para a qual contribuiu o *ramp-up* das FPSO #5 e #6, e o início de produção da FPSO #7.

A produção *net entitlement* aumentou 50% relativamente aos primeiros nove meses de 2016, para 88,9 kboepd.

Resultados

Terceiro trimestre

No terceiro trimestre de 2017, o Ebitda RCA foi de €215 m, um incremento de €88 m YoY, suportado pelo aumento de produção e dos preços de petróleo e gás natural, apesar de afetado pela desvalorização do Dólar face ao Euro. O preço médio de venda do Grupo foi de $45,3/boe, um aumento de $8,8/boe.

Os custos de produção foram de €54 m no período, um aumento de €10 m YoY, devido sobretudo à entrada em operação da FPSO #7 em maio de 2017. Em termos unitários e numa base *net entitlement*, os custos de produção mantiveram-se estáveis em $7,5/boe.

As amortizações e depreciações (incluindo provisões para abandono) aumentaram €8 m YoY para os €90 m, tendo a desvalorização do Real brasileiro compensado parcialmente a maior base de ativos em produção no Brasil. Numa base *net entitlement*, as depreciações e amortizações diminuíram de $13,8/boe para $12,4/boe, em resultado da diluição da produção.

O Ebit RCA foi de €125 m, um aumento de €80 m relativamente ao terceiro trimestre de 2016. O Ebit IFRS totalizou €125 m no período.

Os resultados das empresas associadas relacionadas com o negócio de E&P foram de €13 m.

Nove meses

Nos primeiros nove meses de 2017, o Ebitda RCA aumentou €345 m YoY para €606 m, beneficiando do aumento verificado na produção e do preço médio de venda, que atingiu os $44,4/boe, face a $33,9/boe no período homólogo de 2016.

Os custos de produção foram de €179 m no período, um aumento de €54 m face ao período homólogo, que se deveu ao maior número de unidades em produção no Brasil. Em termos unitários e numa base *net entitlement*, os custos de produção situaram-se nos $8,2/boe.

As amortizações, depreciações e provisões para abandono aumentaram €76 m YoY para €290 m, refletindo o crescimento da produção. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias foram de $13,3/boe, face a $14,7/boe no período homólogo de 2016.

Os primeiros nove meses de 2017 foram também influenciados por uma imparidade no segundo trimestre do ano, relacionada com o abandono de ativos exploratórios em Portugal, que ascendeu a €22 m.

O Ebit RCA aumentou para €295 m, enquanto o Ebit IFRS atingiu os €293 m.

Nos primeiros nove meses de 2017, a contribuição das empresas associadas afetas às atividades de E&P foi de €29 m, com o contributo das atividades relacionadas com os projetos no Brasil.

5. Refinação & Distribuição

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Nove Meses			
3T16	2T17	3T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
3,4	**5,7**	**7,4**	**4,0**	**s.s.**	**Margem de refinação Galp (USD/boe)**	**4,0**	**6,1**	**2,1**	**54%**
1,5	**1,6**	**1,6**	**0,1**	**8%**	**Custo *cash* das refinarias[1] (USD/boe)**	**1,7**	**1,6**	**(0,1)**	**(5%)**
0,2	**(0,2)**	**(0,7)**	**(0,9)**	**s.s.**	**Impacto da cobertura da margem de refinação[2] (USD/boe)**	**0,1**	**(0,3)**	**(0,4)**	**s.s.**
29,4	**30,0**	**29,7**	**0,3**	**1%**	**Matérias-primas processadas (mmboe)**	**80,9**	**85,8**	**4,9**	**6%**
26,4	26,7	27,5	1,0	4%	Crude processado (mmbbl)	73,6	77,1	3,5	5%
4,6	**4,7**	**4,9**	**0,2**	**5%**	**Vendas de produtos refinados (mt)**	**13,2**	**14,0**	**0,8**	**6%**
2,3	2,3	2,4	0,1	5%	Vendas a clientes diretos (mt)	6,7	6,7	0,1	1%
180	**233**	**218**	**38**	**21%**	**Ebitda RCA**	**471**	**639**	**167**	**36%**
70	89	82	12	17%	Depreciações, Amortizações e Imparidades	200	262	62	31%
3	(1)	2	(1)	(26%)	Provisões	16	4	(11)	(73%)
107	**145**	**134**	**27**	**25%**	**Ebit RCA**	**256**	**373**	**117**	**46%**
116	**96**	**148**	**32**	**28%**	**Ebit IFRS**	**171**	**394**	**222**	**s.s.**
(2)	**8**	**2**	**5**	**s.s.**	**Resultados de Empresas associadas R&D**	**(2)**	**8**	**10**	**s.s.**

[1] Excluindo impacto das operações de cobertura da margem de refinação.
[2] Impacto em Ebitda.

Atividade

Terceiro trimestre

No terceiro trimestre de 2017, foram processados 29,7 milhões de barris de matérias-primas (mmboe), em linha face ao período homólogo de 2016, e beneficiando da elevada disponibilidade do aparelho refinador. O crude representou 93% das matérias-primas processadas, 83% do qual correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 47% da produção, enquanto as gasolinas corresponderam a 22%. Os consumos e quebras representaram 7% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 2,4 mt, 5% acima do registado no trimestre homólogo de 2016, consequência da recuperação económica na Península Ibérica. O volume de vendas em África aumentou 10% YoY, representando cerca de 9% do total das vendas a clientes diretos.

Nove meses

Nos primeiros nove meses de 2017, foram processados 85,8 mmboe de matérias-primas, um aumento de 6% face ao período homólogo de 2016, que havia sido afetado por paragens em várias unidades de Sines e Matosinhos. O crude representou 90% das matérias-primas processadas, 83% do qual referente a crudes médios e pesados.

Os destilados médios corresponderam a 47% da produção e as gasolinas 22%. Os consumos e quebras representaram 8% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 6,7 mt, um aumento de 1% YoY, apesar da redução de exposição a atividades com menor margem na Península Ibérica. O volume de vendas em África aumentou 15%, representando 9% das vendas totais a clientes diretos.

Resultados

Terceiro trimestre

O Ebitda RCA do negócio de R&D aumentou €38 m para os €218 m devido ao aumento das margens de refinação.

A margem de refinação da Galp situou-se em $7,4/boe face a $3,4/boe no período homólogo. O diferencial conseguido sobre a margem *benchmark* foi de $1,8/boe, tendo a Empresa beneficiado da exportação de gasolinas para os Estados Unidos e da elevada utilização das unidades de conversão.

Os custos *cash* operacionais situaram-se nos €41 m (ou $1,6/boe).

Durante o período, as operações de cobertura da margem de refinação tiveram um impacto negativo de €17 m em Ebitda.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos beneficiou da envolvente económica na Península Ibérica, sobretudo no segmento de retalho. Por outro lado, os resultados foram impactados pelo aumento significativo do preço das *commodities* e o desfasamento temporal no *pricing* praticado junto dos clientes.

As amortizações e provisões situaram-se nos €85 m.

O Ebit RCA aumentou para os €134 m, enquanto o Ebit IFRS se situou em €148 m. O efeito *stock* foi de €15 m.

Nove meses

O Ebitda RCA do negócio de R&D aumentou €167 m para os €639 m, suportado pela envolvente de mercado e pela disponibilidade operacional das refinarias.

A margem de refinação da Galp situou-se em $6,1/boe, face a $4,0/boe no período homólogo. O diferencial sobre a margem *benchmark* foi de $1,7/boe.

Os custos *cash* operacionais situaram-se nos €127 m, em linha com o registado nos primeiros nove meses de 2016. Em termos unitários, os custos *cash* foram de $1,6/boe.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos beneficiou da retoma económica na Península Ibérica, com destaque para o aumento de procura no segmento de retalho e em alguns subsegmentos no *wholesale*, como a aviação.

As amortizações e provisões aumentaram €51 m YoY, para os €266 m, segundo a revisão do período de vida útil de ativos de refinação no final de 2016.

O Ebit RCA situou-se em €373 m e o Ebit IFRS aumentou para os €394 m. O efeito *stock* foi de €28 m.

6. Gas & Power

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Nove Meses			
3T16	2T17	3T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
1.750	**1.726**	**1.717**	**(33)**	**(2%)**	**Vendas totais de GN/GNL (mm^3)**	**5.203**	**5.450**	**246**	**5%**
950	1.052	1.065	115	12%	Vendas a clientes diretos (mm^3)	2.732	3.265	533	20%
800	675	652	(147)	(18%)	Trading (mm^3)	2.471	2.184	(287)	(12%)
1.297	**1.170**	**1.292**	**(5)**	**(0%)**	**Vendas de eletricidade (GWh)**	**3.718**	**3.812**	**94**	**3%**
409	348	348	(61)	(15%)	Vendas de eletricidade à rede (GWh)	1.145	1.192	47	4%
73	**46**	**45**	**(27)**	**(37%)**	**Ebitda RCA**	**260**	**113**	**(146)**	**(56%)**
39	39	36	(3)	(7%)	Gás Natural	159	87	(72)	(45%)
26	-	-	(26)	s.s.	Infraestruturas[1]	91	-	(91)	s.s.
8	7	10	2	19%	Power	9	26	17	s.s.
15	5	5	(10)	(69%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	44	14	(31)	(69%)
3	2	5	3	93%	Provisões	4	10	5	s.s.
55	**40**	**36**	**(19)**	**(35%)**	**Ebit RCA**	**211**	**90**	**(121)**	**(57%)**
57	**39**	**34**	**(24)**	**(41%)**	**Ebit IFRS**	**208**	**95**	**(113)**	**(54%)**
16	**25**	**25**	**10**	**63%**	**Resultados de Empresas associadas G&P[1]**	**50**	**75**	**26**	**52%**

[1] A atividade de infraestruturas reguladas de gás deixou de ser consolidada pelo método integral a partir do final de outubro de 2016.

Atividade

Terceiro trimestre

No terceiro trimestre de 2017, os volumes vendidos de gás natural diminuíram 2% YoY para os 1.717 mm³, devido à redução dos volumes vendidos no segmento de trading.

Os volumes de trading desceram 18% face ao período homólogo, para os 652 mm^3, na sequência dos menores volumes vendidos ao abrigo dos contratos estruturados de GNL.

Esta descida foi parcialmente compensada pelo aumento de 12% nas vendas a clientes diretos, que se deveu principalmente ao desempenho no segmento industrial na Península Ibérica.

As vendas de eletricidade situaram-se em 1.292 GWh, em linha face ao período homólogo.

Nove meses

As vendas de gás natural foram de 5.450 mm³, um aumento de 246 mm³ face aos primeiros nove meses de 2016, refletindo um incremento nos volumes vendidos a clientes diretos.

Os volumes vendidos no segmento convencional (incluindo clientes industriais e de retalho) aumentaram 14% na sequência dos maiores volumes vendidos ao segmento industrial. Já os volumes vendidos no segmento eletroprodutor aumentaram 266 mm^3 para os 1.069 mm^3.

Os volumes vendidos em trading registaram um decréscimo de 12% para os 2.184 mm³.

As vendas de eletricidade totalizaram 3.812 GWh, um aumento de 94 GWh face ao período homólogo, que havia sido impactado por uma paragem na cogeração da refinaria de Matosinhos.

Resultados

Terceiro trimestre

O negócio de G&P registou um Ebitda RCA de €45 m no terceiro trimestre de 2017, um decréscimo de €27 m face ao período homólogo, sobretudo resultante da desconsolidação pelo método integral da atividade de infraestruturas reguladas, que representou €26 m no terceiro trimestre de 2016. Excluindo esse efeito, o Ebitda RCA do negócio de G&P seria estável.

O Ebitda do segmento de gás natural situou-se nos €36 m, uma redução de €3 m YoY, impactado pela menor contribuição das atividades de trading de GNL.

O Ebitda da atividade de power foi de €10 m, um aumento de €2 m YoY.

O Ebit RCA foi de €36 m, enquanto o Ebit IFRS de €34 m.

Os resultados de empresas associadas situaram-se nos €25 m, representando um aumento de €10 m face ao período homólogo e refletindo a incorporação da participação de 77,5% na Galp Gás Natural Distribuição (GGND) nesta rubrica.

Nove meses

O Ebitda RCA diminuiu €146 m YoY e situou-se nos €113 m nos primeiros nove meses de 2017, impactado pelos menores resultados na atividade de gás natural e pela desconsolidação da GGND.

O Ebitda do segmento de gás natural foi de €87 m, uma redução de €72 m YoY, devida aos menores resultados nas atividades de trading de GNL e também ao impacto das restrições no aprovisionamento ocorridas durante o primeiro trimestre de 2017.

O Ebitda da atividade de power foi de €26 m, face a €9 m no período homólogo de 2016, que havia sido afetado pela paragem da cogeração de Matosinhos e pelo desfasamento desfavorável nos índices de preço de compra de gás natural e de venda da energia produzida.

O Ebit RCA situou-se nos €90 m, uma redução de €121 m YoY. O Ebit IFRS foi de €95 m, face a €208 m no período homólogo.

Os resultados de empresas associadas relativas ao negócio de G&P atingiram os €75 m, um aumento de €26 m YoY.

7. Informação financeira

7.1. Demonstração de resultados

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Nove Meses			
3T16	2T17	3T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
3.499	3.779	3.892	393	11%	Vendas e prestações de serviços	9.572	11.515	1.943	20%
(2.715)	(2.865)	(2.966)	251	9%	Custo das mercadorias vendidas	(7.424)	(8.806)	1.382	19%
(325)	(383)	(367)	42	13%	Fornecimentos e serviços externos	(926)	(1.126)	200	22%
(83)	(70)	(83)	0	1%	Custos com pessoal	(231)	(233)	2	1%
8	13	11	3	41%	Outros proveitos (custos) operacionais	24	29	5	22%
384	**473**	**487**	**103**	**27%**	**Ebitda RCA**	**1.015**	**1.379**	**364**	**36%**
392	**422**	**500**	**107**	**27%**	**Ebitda IFRS**	**922**	**1.407**	**485**	**53%**
(168)	(219)	(178)	10	6%	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(462)	(590)	128	28%
(6)	(1)	(8)	2	29%	Provisões	(19)	(14)	(6)	(29%)
211	**253**	**302**	**91**	**43%**	**Ebit RCA**	**534**	**775**	**242**	**45%**
194	**199**	**314**	**120**	**62%**	**Ebit IFRS**	**322**	**799**	**477**	**s.s.**
16	41	40	25	s.s.	Resultados de empresas associadas	61	113	52	85%
(16)	(10)	(15)	(0)	(3%)	Resultados financeiros	3	(37)	(40)	s.s.
(23)	(19)	(19)	(5)	(20%)	Juros líquidos	(79)	(59)	(20)	(25%)
26	27	21	(5)	(19%)	Capitalização juros	72	72	0	1%
(1)	(10)	5	5	s.s.	Diferenças de câmbio	(7)	(9)	(1)	(17%)
(13)	(4)	(18)	(5)	(35%)	*Mark-to-market* de derivados de cobertura	31	(25)	(56)	s.s.
(5)	(4)	(5)	(0)	(2%)	Outros custos/proveitos financeiros	(14)	(17)	(3)	(19%)
211	**283**	**327**	**116**	**55%**	**Resultados antes de impostos e interesses que não controlam RCA**	**597**	**851**	**254**	**43%**
(83)	(120)	(135)	53	63%	Impostos[1]	(201)	(378)	177	88%
(13)	(12)	(25)	12	92%	Interesses que não controlam	(34)	(56)	22	64%
115	**151**	**166**	**51**	**45%**	**Resultado líquido RCA**	**361**	**416**	**55**	**15%**
(37)	(17)	(14)	(23)	(63%)	Eventos não recorrentes	(215)	(48)	(167)	(77%)
77	**135**	**152**	**75**	**97%**	**Resultado líquido RC**	**146**	**368**	**222**	**s.s.**
14	(35)	11	(2)	(17%)	Efeito *stock*	(47)	30	77	s.s.
91	**99**	**163**	**72**	**80%**	**Resultado líquido IFRS**	**99**	**397**	**298**	**s.s.**

[1] Inclui impostos sobre o rendimento e impostos sobre a produção de petróleo e gás natural.

Terceiro trimestre

O Ebitda RCA aumentou 27% YoY para os €487 m, na sequência da maior contribuição dos negócios de E&P e R&D, que mais do que compensou o efeito da desconsolidação da atividade de infraestruturas reguladas de gás. O Ebitda IFRS atingiu os €500 m.

Considerando o aumento das amortizações e depreciações no período, o Ebit RCA situou-se nos €302 m. O Ebit IFRS correspondeu a €314 m.

Os resultados de empresas associadas aumentaram para os €40 m, para o que contribuiu a desconsolidação da GGND e a contribuição da Tupi B.V., relacionada com o negócio de E&P.

Os resultados financeiros foram negativos em €15 m, em linha com o período homólogo.

Os impostos RCA aumentaram para os €135 m, considerando o crescimento dos resultados operacionais do Grupo.

Os interesses que não controlam aumentaram €12 m para os €25 m, devido aos maiores resultados atribuíveis à participação da Sinopec na subsidiária brasileira da Galp.

O resultado líquido RCA totalizou €166 m, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em

€163 m. O efeito *stock* foi de €11 m e os eventos não recorrentes corresponderam a €14 m, relacionados principalmente com a contribuição sobre o sector energético em Portugal.

Nove meses

O Ebitda RCA aumentou 36% para os €1.379 m YoY, para o que contribuiu o desempenho dos negócios de E&P e R&D. O Ebitda IFRS situou-se em €1.407 m.

O Ebit RCA aumentou €242 m para os €775 m, e o Ebit IFRS atingiu os €799 m.

Os resultados de empresas associadas registaram um incremento de €52 m para os €113 m, com a maior contribuição das empresas relacionadas com as atividades de E&P e G&P.

Os resultados financeiros foram negativos em €37 m, um agravamento de €40 m relativamente ao período homólogo, que se deveu essencialmente a uma variação de €56 m no *mark-to-market* de derivados de cobertura da margem de refinação.

Os impostos RCA aumentaram €177 m para os €378 m, tendo os impostos sobre a produção de petróleo e gás atingido os €170 m.

Os interesses que não controlam, atribuíveis principalmente à participação da Sinopec na Petrogal Brasil, atingiram os €56 m.

O resultado líquido RCA foi de €416 m, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €397 m. O efeito *stock* foi de €30 m e os eventos não recorrentes representaram €48 m.

A CESE em Portugal impactou negativamente os resultados em IFRS em cerca de €43 m, dos quais €17 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 jurisconsultos nacionais, que as disposições legislativas respeitantes à CESE são violadoras da lei, não sendo exigíveis os montantes em causa.

7.2. Investimento

€m

Trimestre						Nove Meses			
3T16	2T17	3T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
208	157	194	(14)	(7%)	Exploração & Produção	770	560	(209)	(27%)
15	9	9	(5)	(37%)	Atividades de exploração e avaliação	36	35	(1)	(3%)
194	148	185	(9)	(4%)	Atividades de desenvolvimento e produção	734	525	(208)	(28%)
26	24	30	4	17%	Refinação & Distribuição	84	70	(14)	(17%)
10	2	2	(7)	(76%)	Gas & Power	19	6	(13)	(66%)
1	1	0	(0)	(45%)	Outros	1	1	(0)	(12%)
244	**184**	**227**	**(17)**	**(7%)**	**Investimento**	**874**	**638**	**(236)**	**(27%)**

Terceiro trimestre

Durante o trimestre, o investimento totalizou €227 m, dos quais 86% alocados ao negócio de E&P, e principalmente a atividades de desenvolvimento e produção. É de destacar o início do investimento no desenvolvimento do projeto Coral Sul, na Área 4 em Moçambique.

O investimento nas atividades de *downstream* (R&D e G&P) atingiu €32 m, tendo sido alocado à manutenção e melhoria da eficiência energética das refinarias, bem como à renovação parcial da rede de retalho.

Nove meses

Nos primeiros nove meses de 2017, o investimento atingiu os €638 m, uma redução de 27% comparativamente ao período homólogo, resultado do estado avançado de execução dos projetos Lula e Iracema e suportado pela valorização do Euro face ao Dólar.

As atividades de E&P representaram 88% do total, com as atividades de desenvolvimento no Brasil a representarem c.70% do investimento em E&P. No âmbito das atividades de exploração e avaliação, destaca-se a campanha de aquisição de sísmica 3D em São Tomé e Príncipe, que foi concluída durante agosto.

O investimento de €77 m em atividades de *downstream* foi sobretudo destinado a atividades de manutenção nas refinarias, desenvolvimento da rede de *downstream* e a programas para melhoria da experiência do cliente.

7.3. *Cash flow*

Método indireto

€m (valores em IFRS)

Trimestre				Nove Meses	
3T16	2T17	3T17		2016	2017
194	199	314	Ebit	322	799
19	86	13	Dividendos de empresas associadas	44	99
193	221	178	Depreciações e amortizações	575	593
(164)	159	18	Variação de fundo de maneio	(30)	(53)
242	**665**	**523**	**Fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais**	**911**	**1.439**
(242)	(185)	(228)	Investimento líquido[1]	(854)	(618)
(23)	(19)	(19)	Juros pagos e recebidos	(79)	(59)
(63)	(116)	(106)	Impostos sobre o rendimento e sobre produção de petróleo e gás	(142)	(304)
(207)	(215)	(208)	Dividendos pagos	(382)	(423)
(293)	**130**	**(37)**	***Free cash flow* após dividendos**	**(546)**	**35**
(29)	(92)	(73)	Outros[2]	163	(132)
322	**(39)**	**111**	**Variação da dívida líquida**	**383**	**96**

[1] Os nove meses de 2017 inclui o recebimento de €22 m da venda da participação indireta de 25% no projeto Âncora.
[2] Inclui CTA (*Cumulative Translation Adjustment*) e reembolsos parciais do empréstimo concedido à Sinopec.

Terceiro trimestre

O *free cash flow* após dividendos foi negativo em €37 m, considerando o investimento no período e o pagamento do dividendo intercalar relativo ao exercício de 2017.

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais beneficiou do melhor desempenho dos negócios de E&P e R&D.

Nove meses

O *free cash flow* após dividendos gerado nos primeiros nove meses de 2017 foi positivo em €35 m, apesar do pagamento de dividendos no montante de €423 m.

Método direto

€m

Trimestre				Nove Meses	
3T16	2T17	3T17		2016	2017
856	**858**	**902**	**Caixa e equivalentes no início do período[1]**	**1.045**	**923**
3.887	4.348	4.282	Recebimento de clientes	10.914	12.993
(2.432)	(2.543)	(2.662)	Pagamento a fornecedores	(6.494)	(8.218)
(74)	(98)	(71)	Salários e encargos	(256)	(240)
19	86	13	Dividendos de empresas associadas	44	99
(762)	(739)	(658)	Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(2.015)	(2.009)
(407)	(433)	(411)	IVA, *Royalties,* PIS, Cofins, outros	(1.197)	(1.219)
231	**620**	**494**	**Total de fluxos operacionais**	**996**	**1.406**
(261)	(150)	(264)	Investimento líquido[2]	(913)	(631)
(16)	(23)	(9)	Juros pagos e recebidos	(99)	(81)
(207)	(215)	(208)	Dividendos pagos	(382)	(423)
(63)	(116)	(106)	Impostos sobre o rendimento e sobre produção de petróleo e gás	(142)	(304)
549	8	(50)	Empréstimos pagos e recebidos	420	(82)
0	-	-	Reembolsos da Sinopec	134	42
(6)	(79)	(13)	Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	27	(104)
1.084	**902**	**746**	**Caixa e equivalentes no final do período[1]**	**1.084**	**746**

[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] Os nove meses de 2017 inclui o recebimento de €22 m da venda da participação indireta de 25% no projeto Âncora.

7.4. Situação financeira e dívida

€m (valores em IFRS)

	31 dez, 2016	30 jun, 2017	30 set, 2017	Var. *vs* 31 dez, 2016	Var. *vs* 30 jun, 2017
Ativo fixo líquido	7.721	7.458	7.505	(216)	47
Fundo de maneio	512	583	565	53	(18)
Empréstimo à Sinopec	610	527	512	(98)	(16)
Outros ativos (passivos)	(428)	(595)	(648)	(220)	(53)
Ativos/Passivos não correntes detidos para venda	(1)	-	-	1	-
Capital empregue	**8.414**	**7.974**	**7.934**	**(480)**	**(40)**
Dívida de curto prazo	325	808	709	383	(99)
Dívida de médio-longo prazo	2.578	2.068	2.038	(540)	(30)
Dívida total	**2.903**	**2.876**	**2.746**	**(156)**	**(129)**
Caixa e equivalentes	1.032	1.020	780	(253)	(240)
Dívida líquida	**1.870**	**1.856**	**1.967**	**96**	**111**
Total do capital próprio	**6.543**	**6.118**	**5.968**	**(576)**	**(150)**
Total do capital próprio e da dívida líquida	**8.414**	**7.974**	**7.934**	**(480)**	**(40)**

A 30 de setembro de 2017, o ativo fixo líquido era de €7.505 m, um aumento de €47 m face ao final de junho, tendo o investimento mais do que compensado as depreciações e os impactos cambiais no período.

O investimento em curso, relativo sobretudo ao negócio de E&P, totalizava €2.463 m no final do período.

Dívida financeira

€m (exceto indicação em contrário)

	31 dez, 2016	30 jun, 2017	30 set, 2017	Var. *vs* 31 dez, 2016	Var. *vs* 30 jun, 2017
Obrigações	1.683	1.663	1.665	18	1
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.220	1.212	1.082	138	(130)
Caixa e equivalentes	(1.032)	(1.020)	(780)	(253)	240
Dívida líquida	**1.870**	**1.856**	**1.967**	**(96)**	**111**
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec[1]	**1.260**	**1.329**	**1.455**	**(195)**	**126**
Vida média (anos)	2,6	2,3	2,1	0,5	(0,2)
Taxa de juro média da dívida	3,52%	3,48%	3,45%	(0,07 p.p.)	(0,03 p.p.)
Dívida líquida para Ebitda RCA[2]	1,0x	0,9x	0,9x	-	-

[1] Dívida líquida de €1.455 m ajustada do empréstimo concedido à Sinopec de €512 m. [2] A 30 de setembro de 2017, rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo Sinopec, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, de €159 m, sendo o Ebitda RCA nos últimos doze meses de €1.776 m.

A 30 de setembro de 2017, a dívida líquida situava-se em €1.967 m, um aumento de €111 m face ao final do primeiro semestre.

Considerando como caixa o saldo de €512 m do empréstimo concedido à Sinopec, a dívida líquida no final do período situava-se em €1.455 m, resultando um rácio de dívida líquida para Ebitda de 0,9x. Este rácio considera ainda o valor correspondente aos suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, com saldo de €159 m no final do período.

A taxa de juro média da dívida durante o período foi de 3,45%.

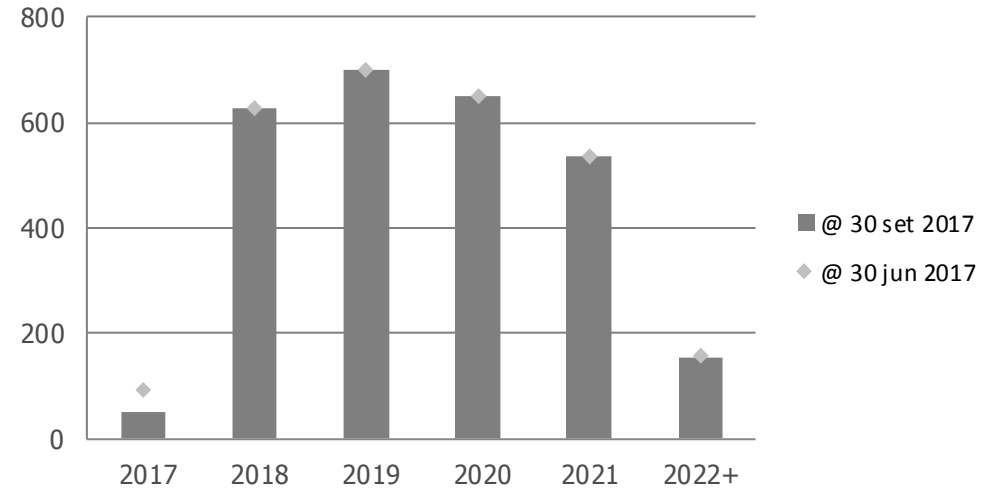
No final de setembro, cerca de 48% do total da dívida estava contratada a taxa fixa. O prazo médio da dívida era de 2,1 anos, sendo que a

dívida de médio e longo prazo representava 74% do total da dívida.

No final de setembro, a Galp detinha cerca de €1,3 bn de linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas. Deste montante, cerca de 70% encontrava-se garantido contratualmente.

Perfil de reembolso da dívida

€m



7.5. Vendas e prestações de serviço RCA por segmento

€m

Trimestre						Nove Meses			
3T16	2T17	3T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
3.499	**3.779**	**3.892**	**393**	**11%**	**Vendas e prestações de serviços RCA**	**9.572**	**11.515**	**1.943**	**20%**
215	307	345	130	60%	Exploração & Produção[1]	491	960	468	95%
2.878	2.899	2.976	98	3%	Refinação & Distribuição	7.679	8.744	1.065	14%
586	614	609	22	4%	Gas & Power	1.807	1.936	128	7%
29	33	34	4	14%	Outros	89	96	7	8%
(210)	(74)	(71)	139	66%	Ajustamentos de consolidação	(494)	(220)	274	55%

[1] Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €346 m no terceiro trimestre e de €999 m nos primeiros nove meses de 2017.

7.6. Reconciliação entre valores IFRS e valores *replacement cost* ajustados

Ebitda por segmento

€m

Terceiro Trimestre					2017	Nove Meses				
Ebitda IFRS	Efeito *stock*	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito *stock*	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
500	**(13)**	**487**	**0**	**487**	**Galp**	**1.407**	**(31)**	**1.376**	**3**	**1.379**
215	-	215	0	215	**E&P**	606	-	606	0	606
233	(15)	218	0	218	**R&D**	663	(28)	636	3	639
43	2	45	-	45	**G&P**	117	(4)	113	-	113
8	-	8	-	8	**Outros**	21	-	21	(0)	21

€m

Terceiro Trimestre					2016	Nove Meses				
Ebitda IFRS	Efeito *stock*	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito *stock*	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
392	**(17)**	**375**	**9**	**384**	**Galp**	**922**	**62**	**984**	**31**	**1.015**
125	-	125	2	127	**E&P**	249	-	249	13	262
189	(15)	174	7	180	**R&D**	396	56	452	19	471
74	(2)	72	0	73	**G&P**	256	6	262	(2)	260
4	-	4	(0)	4	**Outros**	22	-	22	1	22

Ebit por segmento

€m

Terceiro Trimestre					2017	Nove Meses				
Ebit IFRS	Efeito *stock*	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito *stock*	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
314	**(13)**	**301**	**1**	**302**	**Galp**	**799**	**(31)**	**768**	**7**	**775**
125	-	125	0	125	**E&P**	293	-	293	2	295
148	(15)	133	1	134	**R&D**	394	(28)	366	7	373
34	2	36	(0)	36	**G&P**	95	(4)	92	(1)	90
7	-	7	-	7	**Outros**	18	-	18	(0)	18

€m

Terceiro Trimestre					2016	Nove Meses				
Ebit IFRS	Efeito *stock*	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito *stock*	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
194	**(17)**	**177**	**34**	**211**	**Galp**	**322**	**62**	**384**	**150**	**534**
18	-	18	28	46	**E&P**	(75)	-	(75)	123	48
116	(15)	101	6	107	**R&D**	171	56	227	29	256
57	(2)	55	0	55	**G&P**	208	6	214	(3)	211
3	-	3	(0)	3	**Outros**	18	-	18	1	19

Eventos não recorrentes

€m

Trimestre				Nove Meses	
3T16	2T17	3T17		2016	2017
9,1	**1,2**	**0,5**	**Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda**	**31,1**	**3,0**
0,0	0,0	0,0	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	(2,1)	0,1
(0,3)	(0,6)	0,0	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(1,0)	(0,7)
0,4	(0,1)	(0,0)	*Write-off* ativos	1,0	(0,0)
5,0	-	-	Custos com reestruturação - Pessoal	14,7	-
0,2	-	-	Despesas de consultoria e outras	0,2	-
2,0	-	-	Indemnização cessação antecipada equipamentos e serviços	11,9	-
1,8	1,9	0,4	Custos com litigância	6,3	3,6
25,0	**3,2**	**0,5**	**Eventos não recorrentes com impacto em custos *non cash***	**118,7**	**4,1**
0,0	1,1	0,1	Provisão para meio ambiente e outras	5,5	1,2
25,0	2,1	0,4	Imparidade de ativos	113,1	2,9
8,9	**3,8**	**3,1**	**Eventos não recorrentes com impacto em resultados financeiros**	**28,3**	**(11,1)**
(6,1)	3,8	3,1	Ganhos/Perdas na alienação de participações financeiras	13,3	(11,1)
15,0	-	-	Provisão para investimento financeiro	15,0	-
(0,8)	**8,2**	**9,8**	**Eventos não recorrentes com impacto em impostos**	**42,4**	**52,2**
(10,2)	(0,6)	(0,3)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(18,0)	(1,8)
9,4	8,8	10,0	Imposto contribuição sector energético	60,4	54,0
(5,0)	**0,1**	**0,1**	**Interesses que não controlam**	**(5,2)**	**0,3**
37,2	**16,5**	**13,9**	**Total de eventos não recorrentes**	**215,4**	**48,5**

7.7. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€m

Trimestre				Nove Meses	
3T16	2T17	3T17		2016	2017
3.342	3.630	3.745	Vendas	9.086	11.059
157	149	147	Serviços prestados	487	456
37	28	28	Outros rendimentos operacionais	89	84
3.536	**3.807**	**3.920**	**Total de proveitos operacionais**	**9.661**	**11.599**
(2.698)	(2.914)	(2.953)	Inventários consumidos e vendidos	(7.486)	(8.775)
(332)	(385)	(367)	Materiais e serviços consumidos	(948)	(1.129)
(87)	(70)	(83)	Gastos com o pessoal	(245)	(233)
(26)	(15)	(17)	Outros gastos operacionais	(60)	(54)
(3.144)	**(3.385)**	**(3.420)**	**Total de custos operacionais**	**(8.739)**	**(10.191)**
392	**422**	**500**	**Ebitda**	**922**	**1.407**
(193)	(221)	(178)	Gastos com amortizações, depreciações e imparidades	(575)	(593)
(6)	(2)	(8)	Provisões e imparidades de contas a receber	(25)	(15)
194	**199**	**314**	**Ebit**	**322**	**799**
7	37	37	Resultados de empresas associadas	32	124
(16)	(10)	(15)	Resultados financeiros	3	(37)
11	7	7	Juros a receber	23	22
(35)	(26)	(25)	Juros a pagar	(102)	(81)
26	27	21	Capitalização juros	72	72
(1)	(10)	5	Diferenças de câmbio	(7)	(9)
(13)	(4)	(18)	*Mark-to-market* de derivados de cobertura	31	(25)
(5)	(4)	(5)	Outros custos/proveitos financeiros	(14)	(17)
185	**226**	**336**	**Resultados antes de impostos**	**357**	**886**
(76)	(105)	(137)	Impostos[1]	(169)	(378)
(9)	(9)	(10)	Imposto contribuição sector energético[2]	(60)	(54)
99	**112**	**189**	**Resultados antes de interesses que não controlam**	**128**	**454**
(8)	(12)	(26)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(29)	(57)
91	**99**	**163**	**Resultado líquido**	**99**	**397**

[1] Inclui impostos sobre o rendimento e impostos sobre a produção de petróleo e gás natural, nomeadamente Participação Especial (Brasil) e IRP (Angola).
[2] Inclui €16,9 m, €26,5 m e €10,6 m da CESE I, CESE II e Fondo Nacional de Eficiencia Energética, respetivamente, nos primeiros nove meses de 2017.

7.8. Situação financeira consolidada

€m

	31 dezembro 2016	30 junho 2017	30 setembro 2017
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	5.910	5.693	5.658
Goodwill	87	85	84
Outros ativos fixos intangíveis	268	258	256
Participações financeiras em associadas	1.432	1.391	1.474
Participações financeiras em participadas	3	3	3
Contas a receber	247	246	242
Ativos por impostos diferidos	335	339	310
Investimentos financeiros	26	31	32
Total de ativos não correntes	**8.307**	**8.046**	**8.060**
Ativo corrente			
Inventários[1]	869	894	915
Clientes	1.041	959	1.014
Outras contas a receber	556	457	573
Empréstimo Sinopec	610	527	512
Investimentos financeiros	19	12	28
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	-	-	11
Caixa e equivalentes	1.033	1.020	780
Subtotal de ativos correntes	**4.128**	**3.869**	**3.833**
Ativos não correntes detidos para venda	4	-	-
Total de ativos correntes	**4.132**	**3.869**	**3.833**
Total do ativo	**12.439**	**11.915**	**11.893**
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	404	41	(61)
Outras reservas	2.687	2.687	2.687
Reservas de cobertura	4	5	7
Resultados acumulados	795	776	569
Resultado líquido do período	179	234	397
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	**4.980**	**4.654**	**4.511**
Interesses que não controlam	1.563	1.464	1.457
Total do capital próprio	**6.543**	**6.118**	**5.967**
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	912	971	940
Empréstimos obrigacionistas	1.666	1.097	1.098
Outras contas a pagar[2]	305	297	290
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	359	348	348
Passivos por locações financeiras	0	0	0
Passivos por impostos diferidos	66	99	130
Outros instrumentos financeiros	1	10	18
Provisões	429	558	576
Total do passivo não corrente	**3.738**	**3.380**	**3.401**
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	308	242	142
Empréstimos obrigacionistas	17	566	567
Fornecedores	850	726	799
Outras contas a pagar[3]	884	811	934
Outros instrumentos financeiros	17	18	27
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	75	55	56
Subtotal do passivo corrente	**2.152**	**2.418**	**2.525**
Passivos associados a ativos não correntes detidos para venda	5	-	-
Total do passivo corrente	**2.157**	**2.418**	**2.525**
Total do passivo	**5.896**	**5.797**	**5.925**
Total do capital próprio e do passivo	**12.439**	**11.915**	**11.893**

[1] Inclui €31 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 30 de setembro de 2017.
[2] Inclui €159 m correspondentes aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil a 30 de setembro de 2017.
[3] Inclui €12 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 30 de setembro de 2017.

8. Eventos subsequentes

No dia 27 de outubro, a Galp, através da Petrogal Brasil, adquiriu uma participação de 20% na licença de Norte de Carcará no âmbito da 2ª Rodada de Partilha de Produção no Brasil. O consórcio inclui também a Statoil (operador) e a ExxonMobil, com uma participação de 40% cada uma.

O consórcio ofereceu um excedente em petróleo (*profit oil share*) de 67,12%. Compromissos adicionais incluem o pagamento de um bónus de assinatura total de c.$930 m, ou seja, c.$186 m relativos à participação da Petrogal Brasil, bem como a perfuração de um poço de exploração.

Neste contexto, a Petrogal Brasil acordou com a Statoil a aquisição de uma participação adicional de 3% no bloco BM-S-8, por um montante de cerca de $114 m. As partes acordaram um pagamento inicial de c.$71 m, estando o restante pagamento sujeito ao cumprimento de determinadas condições, que incluem o processo de unitização entre as áreas de Carcará e Norte de Carcará.

No seguimento das duas transações supramencionadas, a exposição da Petrogal Brasil ao reservatório de Carcará consistirá numa participação de 20% na área de Norte de Carcará e de 17% no bloco BM-S-8.

Foi ainda acordado que a Statoil será o operador das áreas unitizadas, uma vez obtida a aprovação das autoridades competentes.

Estas aquisições refletem o interesse estratégico da Galp em expandir a sua presença nas áreas core, como seja o pré-sal brasileiro, selecionando para tal um conjunto de ativos de elevada qualidade a ser desenvolvido através de parcerias sólidas.

9. Bases de apresentação da informação

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp foram elaboradas em conformidade com as IFRS. A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para os trimestres findos em 30 de setembro de 2017 e 2016 e 30 de junho de 2017. A informação referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 30 de setembro e 30 de junho 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 efeito a partir de 1 de janeiro de 2017, as imparidades relativas a ativos exploratórios no negócio de E&P são consideradas como evento recorrente.

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.

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 a partir do segundo semestre de 2016.

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
45% Margem *Hydrocracking* de Roterdão: -100% Brent *dated*, +2,2% GPL 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, +9,0% LSFO 1% FOB Cg; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: $1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2017: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão – Raso $7,66/ton. Rendimentos mássicos.

Margem *cracking* de Roterdão
42,5% Margem *cracking* de Roterdão: -100% Brent *dated*, +2,3% GPL 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, +15,3% LSFO 1% FOB Cg; C&Q: 7,7%; Taxa de terminal: $1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2017: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso $7,66/ton. Rendimentos mássicos.

Margem óleos base de Roterdão
7% Margem Óleos Base de Roterdão: -100% Arabian Light, +3,5% GPL 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% 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 2017: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso $7,66/ton. Rendimentos mássicos.

Margem aromáticos de Roterdão
5,5% Margem Aromáticos de Roterdão: -60% EuroBob NWE FOB Bg, -40% 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 restruturação, que podem afetar a análise dos resultados da Empresa e que não traduzem o seu desempenho operacional regular.

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 Freights*
CORES: Corporación de Reservas Estratégicas de Produtos Petrolíferos
COOEC: China Offshore Oil Engineering Co. Ltd.
CTA: *Cumulative Translation Adjustment*
E&P: Exploração & Produção
Ebit: *Earnings before interest and taxes*, ou seja, resultado operacional.
Ebitda: *Earnings before interest, taxes, depreciation, amortization and provisions*, ou seja, Ebit mais depreciações, amortizações e provisões.
EUA: Estados Unidos da América
EUR/€: Euro
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
GWh: *gigawatt per hour*
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 (Portugal)
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
mmboe: milhões de barris de petróleo equivalente
mmbtu: *million british termal 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 Exportadores de Petróleo
p.p.: pontos percentuais
R&D: Refinação & Distribuição
RC: *Replacement Cost*
RCA: *Replacement Cost Adjusted*
s.s.: sem significado
T: toneladas
USD/$: dólar dos Estados Unidos
VGO: *vacum 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, perspetivas de crescimento; planos, eventos ou desempenho futuros e potencial para o crescimento futuro; liquidez, recursos de capitais e despesas de capital; perspetivas 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 expetativas 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, expetativas 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
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