

energia cria energia



RESULTADOS QUARTO TRIMESTRE 2017

20 de fevereiro de 2018

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	14
7.3. <i>Cash flow</i>	15
7.4. Situação financeira e dívida	17
7.5. Reconciliação entre valores IFRS e valores RCA.....	19
7.6. Demonstração de resultados consolidados em IFRS.....	21
7.7. Situação financeira consolidada.....	22
8. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO	23
9. DEFINIÇÕES	24

1. Sumário executivo

Destaques de 2017

- O **Ebitda de 2017 situou-se nos €1,87 mil milhões (bn)**, beneficiando do crescimento de c.40% da produção no negócio de *upstream* e da sólida performance operacional das atividades de *downstream*, assim como da evolução positiva do contexto macroeconómico.
- O **investimento no período situou-se em €1,01 bn**, no limite inferior do *guidance* providenciado, e considerando já o pagamento do bônus de assinatura de c.€150 m relativo a Norte de Carcará.
- O **free cash flow (FCF) gerado durante o ano de 2017 atingiu €149 m**, confirmando a alta competitividade e resiliência do portefólio da Empresa.
- A 31 de dezembro, a **dívida líquida situava-se em €1,89 bn**, com o **rácio dívida líquida para Ebitda RCA a situar-se nos 1,0x**.

Destaques do 4T17

- O **Ebitda RCA consolidado aumentou €93 m face ao período homólogo (YoY) para os €489 m**, suportado pelo desempenho dos negócios de E&P e de R&D.
- O **Ebitda RCA do negócio de E&P foi de €306 m**, um aumento de €74 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 101,2 kboepd**, um crescimento de 19% 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).
- O **Ebitda RCA de R&D aumentou €42 m YoY para os €147 m**, uma vez que o período homólogo de 2016 havia sido impactado pela realocação para o E&P da contribuição das atividades de trading de petróleo produzido e por eventos *one-off*. **A margem de refinação da Galp situou-se nos \$4,9/boe**, refletindo a descida das margens no mercado internacional.
- O **Ebitda RCA do negócio de G&P situou-se nos €28 m**, impactado sobretudo pela menor contribuição YoY da atividade de comercialização e trading de GN/GNL. Os **volumes vendidos no trimestre atingiram 1,9 bcm**, beneficiando do aumento das vendas no segmento industrial.
- O **Ebit RCA do Grupo situou-se nos €287 m**, refletindo a evolução do Ebitda e afetado pelo aumento das DD&A e por imparidades relativas a ativos exploratórios no E&P, nomeadamente em Angola.
- O **resultado líquido RCA aumentou €65 m YoY para os €186 m**, enquanto o **resultado líquido IFRS aumentou para os €217 m**. O efeito *stock* correspondeu a €67 m e os eventos não recorrentes foram de €36 m.
- O **investimento totalizou €370 m** durante o trimestre, dos quais 79% foram alocados a atividades de E&P, incluindo os c.€150 m relativos ao pagamento do bônus de assinatura de Norte de Carcará.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

2. Principais indicadores

Informação financeira

€m (RCA)

Trimestre						Ano			
4T16	3T17	4T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
396	487	489	93	24%	Ebitda RCA	1.411	1.869	458	32%
232	215	306	74	32%	Exploração & Produção	494	913	419	85%
105	218	147	42	40%	Refinação & Distribuição	576	785	209	36%
53	45	28	(26)	(48%)	Gas & Power	313	141	(172)	(55%)
238	302	287	49	21%	Ebit RCA	772	1.063	291	38%
221	314	336	115	52%	Ebit IFRS	544	1.135	592	s.s.
121	166	186	65	54%	Resultado líquido RCA	483	602	120	25%
(108)	(14)	(36)	(72)	(66%)	Eventos não recorrentes	(324)	(85)	(239)	(74%)
67	11	67	(0)	(1%)	Efeito <i>stock</i>	20	96	76	s.s.
80	163	217	136	s.s.	Resultado líquido IFRS	179	614	435	s.s.
344	227	370	26	8%	Investimento	1.218	1.008	(210)	(17%)
300	(37)	114	(187)	(62%)	Free cash flow após dividendos	(246)	149	395	s.s.
1.870	1.967	1.886	15	1%	Dívida líquida	1.870	1.886	15	1%
1,3x	1,1x	1,0x	-	-	Rácio dívida líquida para Ebitda RCA	1,3x	1,0x	-	-

Indicadores operacionais

Trimestre						Ano			
4T16	3T17	4T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
84,9	94,6	101,2	16,2	19%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	67,6	93,4	25,8	38%
82,7	92,4	99,1	16,4	20%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	65,1	91,5	26,4	41%
42,1	45,3	53,6	11,5	27%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	37,7	47,6	9,9	26%
28,8	29,7	28,4	(0,4)	(1%)	Matérias-primas processadas (mboe)	109,7	114,2	4,5	4%
5,2	7,4	4,9	(0,3)	(6%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	4,3	5,8	1,5	35%
2,2	2,4	2,2	0,0	2%	Vendas produtos refinados a clientes diretos (mt)	8,8	8,9	0,1	1%
1.048	1.064	1.109	62	6%	Vendas de GN a clientes diretos (mm ³)	3.780	4.374	594	16%
814	652	790	(24)	(3%)	Vendas de GN/GNL em trading (mm ³)	3.285	2.974	(311)	(9%)

Indicadores de mercado

€m (RCA)

Trimestre						Ano			
4T16	3T17	4T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
1,08	1,17	1,18	0,10	9%	Taxa de câmbio média (EUR:USD)	1,11	1,13	0,02	2%
3,55	3,71	3,83	0,28	8%	Taxa de câmbio média (EUR:BRL)	3,85	3,61	(0,24)	(6%)
49,3	52,1	61,3	11,9	24%	Preço médio do dated Brent ¹ (USD/bbl)	43,7	54,2	10,5	24%
(1,6)	(1,3)	(1,1)	(0,5)	(32%)	Diferencial crude <i>heavy-light</i> ¹ (USD/bbl)	(2,1)	(1,4)	(0,7)	(34%)
5,9	5,4	7,2	1,3	22%	Preço gás natural NBP Reino Unido ¹ (USD/mmbtu)	4,7	5,8	1,1	23%
3,2	3,0	2,9	(0,3)	(8%)	Preço gás natural Henry Hub E.U.A. ² (USD/mmbtu)	2,6	3,0	0,5	18%
7,5	6,3	9,6	2,1	28%	Preço GNL para o Japão e para a Coreia ¹ (USD/mmbtu)	5,7	7,1	1,4	25%
3,9	5,5	3,5	(0,3)	(8%)	Margem de refinação <i>benchmark</i> ³ (USD/bbl)	3,1	4,2	1,1	37%
15,7	16,4	15,9	0,2	1,2%	Mercado <i>oil</i> ibérico ⁴ (mt)	62,2	63,2	1,0	1,5%
9.530	8.387	10.293	764	8,0%	Mercado gás natural ibérico ⁵ (mm ³)	32.338	36.048	3.709	11,5%

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 quarto trimestre de 2017, a cotação média do *dated Brent* aumentou \$11,9/bbl YoY para \$61,3/bbl. Este aumento resultou de um desempenho melhor do que o esperado da economia mundial e do prolongamento do acordo de limitação de produção da OPEP, o que causou uma diminuição dos inventários globais.

Em 2017, o valor médio do *dated Brent* foi de \$54,2/bbl, o que correspondeu a um aumento de \$10,5/bbl YoY.

No quarto trimestre, o diferencial entre o preço do Urals e do *dated Brent* estreitou YoY de -\$1,6/bbl para -\$1,1/bbl. A valorização relativa de Urals deveu-se à diminuição das exportações russas, aliada à elevada procura por parte das refinarias europeias.

No ano, o diferencial de preços diminuiu relativamente a 2016, passando de -\$2,1/bbl para -\$1,4/bbl.

Gás natural

O preço de gás natural na Europa (NBP) aumentou \$1,3/mmbtu YoY para \$7,2/mmbtu no quarto trimestre de 2017, consequência do baixo nível dos inventários e do aumento da procura asiática.

Em 2017, o valor médio do NBP foi de \$5,8/mmbtu, um aumento de \$1,1/mmbtu face a 2016.

No trimestre, o preço de referência de GNL nos EUA (Henry Hub) diminuiu \$0,3/mmbtu face ao período homólogo de 2016, fixando-se nos \$2,9/mmbtu. Esta diminuição ficou a dever-se ao aumento de produção e à subida dos inventários naquela região.

Durante o ano, o valor médio do Henry Hub foi de \$3,0/mmbtu, um aumento de \$0,5/mmbtu face ao ano anterior.

Margens de refinação

No último trimestre de 2017, a margem de refinação *benchmark* foi de \$3,5/bbl, uma diminuição de 8% face ao período homólogo de 2016, principalmente devido ao impacto do aumento do preço do petróleo nos consumos e quebras inerentes à atividade.

O *crack* do gasóleo no quarto trimestre de 2017 foi de \$13,8/bbl, uma valorização de \$0,8/bbl YoY, impactado sobretudo pela descida dos inventários e por manutenções não planeadas na Europa.

O *crack* do fuelóleo foi de -\$7,3/bbl, face a -\$5,1/bbl no período homólogo de 2016, pressionado pelo aumento de oferta de fuelóleo com origem na Rússia.

Em 2017, a margem de refinação *benchmark* aumentou \$1,1/bbl YoY para os \$4,2/bbl, suportada pelo aumento dos *cracks* do gasóleo, do fuelóleo e da gasolina.

Mercado ibérico

No quarto trimestre de 2017, o mercado ibérico de produtos petrolíferos totalizou 15,9 milhões de toneladas (mt), acima dos 15,7 mt registados no período homólogo de 2016, beneficiando da maior procura de *jet* e gasóleo.

Em 2017, o mercado ibérico de produtos petrolíferos cresceu 1,5% YoY para os 63,2 mt.

Neste trimestre, o mercado de gás natural na Península Ibérica aumentou 8,0% YoY para os 10.293 mm³, suportado por um aumento de 13,9% no consumo do sector eletroprodutor. Este aumento deveu-se à menor hidraulicidade registada em consequência dos baixos níveis de pluviosidade.

No ano de 2017, o mercado ibérico de gás natural situou-se em 36.048 mm³, um aumento de 11,5% face ao ano de 2016.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018



4. Exploração & Produção

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

Trimestre					Ano				
4T16	3T17	4T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
84,9	94,6	101,2	16,2	19%	Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	67,6	93,4	25,8	38%
75,6	82,8	88,6	13,0	17%	Produção de petróleo (kbpd)	62,3	81,6	19,3	31%
82,7	92,4	99,1	16,4	20%	Produção média <i>net entitlement</i>¹ (kboepd)	65,1	91,5	26,4	41%
6,8	5,6	5,2	(1,6)	(24%)	Angola	7,3	6,0	(1,3)	(18%)
75,8	86,8	93,9	18,1	24%	Brasil	57,8	85,5	27,7	48%
42,1	45,3	53,6	11,5	27%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	37,7	47,6	9,9	26%
4,1	4,5	5,4	1,3	32%	Royalties² (USD/boe)	3,7	4,7	1,0	27%
5,8	7,5	8,0	2,3	40%	Custo de produção (USD/boe)	7,7	8,2	0,5	6%
5,8	12,4	8,5	2,7	46%	Depreciações e Amortizações³ (USD/boe)	11,9	12,0	0,2	2%
232	215	306	74	32%	Ebitda RCA	494	913	419	85%
41	90	66	25	62%	Depreciações, Amortizações e Imparidades ³	255	356	101	39%
-	0	28	28	s.s.	Imparidades sobre ativos de exploração ⁴	-	50	50	s.s.
0	-	(0)	(0)	s.s.	Provisões	(0)	(0)	(0)	(2%)
191	125	212	21	11%	Ebit RCA	239	507	268	s.s.
103	125	190	87	85%	Ebit IFRS	28	483	456	s.s.
4	13	13	9	s.s.	Resultados de Empresas associadas E&P	17	41	25	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.

Nota: O Ebitda RCA do quarto trimestre de 2016 inclui um ajustamento de €22 m relativo à contribuição das atividades de trading de petróleo produzido, que foram realocadas do negócio de R&D para o E&P.

Quarto trimestre

No quarto trimestre de 2017, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural foi de 101,2 kboepd, da qual 88% correspondeu a produção de petróleo.

A produção aumentou 19% YoY devido ao desenvolvimento progressivo dos projetos Lula e Iracema, onde se encontram atualmente sete FPSOs a operar, estando seis unidades a produzir a níveis de *plateau*.

O *ramp-up* da FPSO #7, que iniciou produção em maio, prosseguiu durante o quarto trimestre, tendo sido conectados três poços produtores no período. Assim, no final do ano, a FPSO contava com um total de cinco poços produtores e de dois poços injetores. A conexão à rede de exportação de gás natural está prevista no primeiro trimestre de 2018.

Os trabalhos de integração dos *topsides* da FPSO #8, a ser alocada à área de Lula Norte, prosseguem no estaleiro da COOEC, na China, sendo esperado que a unidade inicie viagem para o Brasil no primeiro trimestre de 2018. Relativamente à unidade a desenvolver a área de Lula Extremo Sul (FPSO #9), os trabalhos de integração da unidade estão em curso no estaleiro da Brasfels, no Brasil.

Em Angola, a produção WI foi de 7,2 kbpd, uma diminuição de 21% YoY, devido ao declínio natural dos campos do bloco 14. Já a produção *net entitlement* desceu 24%, 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

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

desenvolvimento. Está previsto o início de produção durante 2018.

No seguimento do crescimento da produção proveniente do Brasil, a produção *net entitlement* do Grupo aumentou 20% YoY para os 99,1 kboepd.

Resultados

Quarto trimestre

No quarto trimestre de 2017, o Ebitda RCA foi de €306 m, um incremento de €74 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 \$53,6/boe, um aumento de \$11,5/boe.

Os custos de produção foram de €62 m no período, um aumento de €22 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 foram de \$8,0/boe, sendo que a variação YoY reflete um ajustamento extraordinário nos custos de produção registados no Brasil, no quarto trimestre de 2016.

As amortizações e depreciações (incluindo provisões para abandono) aumentaram €25 m YoY para os €66 m, devido à maior base de ativos em produção. Numa base *net entitlement*, as depreciações e amortizações aumentaram de \$5,8/boe para \$8,5/boe.

No quarto trimestre de 2017 foram contabilizadas imparidades de €28 m, relacionadas sobretudo com ativos exploratórios no bloco 14, em Angola.

Doze meses

Em 2017, a produção média WI foi de 93,4 kboepd, um crescimento de 38% YoY, para a qual contribuiu a *performance* das FPSO #4, #5 e #6, assim como o início de produção da FPSO #7 nos campos Lula e Iracema.

A produção *net entitlement* aumentou 41% relativamente a 2016 para 91,5 kboepd.

O Ebit RCA foi de €212 m, um aumento de €21 m relativamente ao quarto trimestre de 2016.

O Ebit IFRS totalizou €190 m no período, tendo os eventos não recorrentes atingido os €22 m, sobretudo relativos a uma imparidade sobre ativos em produção no bloco 14/14k.

Doze meses

Em 2017, o Ebitda RCA aumentou €419 m YoY para €913 m, beneficiando do aumento da produção e do preço médio de venda, que atingiu os \$47,6/boe, face a \$37,7/boe em 2016.

Os custos de produção foram de €242 m no período, um aumento de €76 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, em linha YoY.

As amortizações, depreciações e provisões para abandono aumentaram €101 m YoY para €356 m, refletindo o crescimento da produção. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias foram de \$12,0/boe, o mesmo nível que em 2016.

Para além da imparidade registada no quarto trimestre, o Ebit foi impactado pela imparidade de €22 m registada em Portugal durante o segundo trimestre.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018



5. Refinação & Distribuição

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Ano				
4T16	3T17	4T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
5,2	7,4	4,9	(0,3)	(6%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	4,3	5,8	1,5	35%
1,7	1,6	1,9	0,2	11%	Custo <i>cash</i> das refinarias¹ (USD/boe)	1,7	1,7	(0,0)	(1%)
(0,2)	(0,7)	0,1	0,3	s.s.	Impacto da cobertura da margem de refinação² (USD/boe)	0,0	(0,2)	(0,3)	s.s.
28,8	29,7	28,4	(0,4)	(1%)	Matérias-primas processadas (mmboe)	109,7	114,2	4,5	4%
27,0	27,5	26,5	(0,4)	(2%)	Crude processado (mmbbl)	100,5	103,6	3,1	3%
4,6	4,9	4,5	(0,1)	(2%)	Vendas de produtos petrolíferos (mt)	17,8	18,5	0,7	4%
2,2	2,4	2,2	0,0	2%	Vendas a clientes diretos (mt)	8,8	8,9	0,1	1%
105	218	147	42	40%	Ebitda RCA	576	785	209	36%
105	82	93	(13)	(12%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	305	355	49	16%
(1)	2	9	10	s.s.	Provisões	14	13	(2)	(11%)
1	134	45	45	s.s.	Ebit RCA	257	418	161	63%
72	148	114	42	59%	Ebit IFRS	243	507	264	s.s.
0	2	2	2	s.s.	Resultados de Empresas associadas R&D	(2)	11	12	s.s.

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

Nota: O Ebitda RCA do quarto trimestre de 2016 inclui um ajustamento de €25 m relativo à contribuição das atividades de trading de petróleo produzido, que foram realocadas do negócio de R&D para o E&P.

Atividade

Quarto trimestre

No quarto trimestre de 2017, foram processados 28,4 milhões de barris de matérias-primas (mmboe), em linha face ao período homólogo de 2016. O crude representou 93% das matérias-primas processadas, 85% do qual referente a crudes médios e pesados.

Os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 45% da produção, enquanto as gasolinas corresponderam a 23%. Os consumos e quebras representaram 7% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 2,2 mt, 2% acima do registado no trimestre homólogo de 2016. Este aumento deveu-se sobretudo ao aumento de vendas no segmento de *wholesale* na Península Ibérica e ao aumento de 12% nos volumes vendidos pela Galp em África.

Doze meses

Em 2017, foram processados 114,2 mmboe de matérias-primas, um aumento de 4% face ao ano de 2016, que tinha sido impactado por paragens de unidades nas refinarias de Sines e Matosinhos. O crude representou 91% das matérias-primas processadas, 84% do qual correspondente a crudes médios e pesados.

Os destilados médios corresponderam a 46% da produção e as gasolinas a 23%. Os consumos e quebras representaram 8% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 8,9 mt, um crescimento de 1% YoY, apesar da redução de exposição a atividades com menor margem na Península Ibérica. Os volumes vendidos pela Galp em África aumentaram 14%, representando 10% das vendas totais a clientes diretos.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

Resultados

Quarto trimestre

O Ebitda RCA do negócio de R&D atingiu os €147 m, um aumento de €42 m face ao período homólogo, que havia sido impactado pela realocação para o E&P da contribuição das atividades de trading de petróleo produzido, por diferenças de câmbio operacionais resultantes da rápida apreciação do Dólar, e pelo desfasamento temporal das fórmulas de *pricing* que se deveu ao rápido e acentuado aumento do preço das *commodities*.

A margem de refinação da Galp situou-se em \$4,9/boe, face a \$5,2/boe no período homólogo, refletindo a evolução das margens de refinação no mercado internacional. O diferencial sobre a margem *benchmark* foi de \$1,4/boe.

Os custos *cash* operacionais situaram-se nos €47 m, ou \$1,9/boe em termos unitários.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos beneficiou da situação económica na Península Ibérica.

As amortizações e provisões situaram-se nos €101 m, comparativamente a €104 m no quarto trimestre de 2016, que havia sido impactado pela revisão do período de vida útil de alguns ativos de refinação. A contabilização relativa ao segundo semestre foi considerada nesse período.

O Ebit RCA aumentou para os €45 m, enquanto o Ebit IFRS aumentou para os €114 m. O efeito *stock* foi de €83 m, enquanto os eventos não recorrentes foram de €15 m, relacionados com provisões para o abandono de ativos logísticos em Portugal.

Doze meses

O Ebitda RCA do negócio de R&D aumentou €209 m para os €785 m, suportado pela envolvente de mercado e pela disponibilidade operacional das refinarias.

A margem de refinação da Galp situou-se em \$5,8/boe, face a \$4,3/boe no ano homólogo. O diferencial sobre a margem *benchmark* foi de \$1,6/boe, tendo a Empresa capturado um prémio adicional da exportação de gasolinas para os EUA, sobretudo durante o terceiro trimestre.

Os custos *cash* operacionais situaram-se nos €173 m, em linha com o registado em 2016. Em termos unitários, os custos *cash* foram de \$1,7/boe.

Durante o período, as operações de cobertura da margem de refinação tiveram um impacto negativo de €24 m em Ebitda.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos beneficiou da retoma económica na Península Ibérica. O contributo da atividade em África também aumentou no seguimento dos maiores volumes vendidos.

As amortizações e provisões aumentaram €48 m YoY, para os €367 m, no seguimento da revisão do período de vida útil de ativos de refinação no final de 2016.

O Ebit RCA situou-se em €418 m e o Ebit IFRS aumentou para os €507 m. O efeito *stock* foi de €111 m.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018



6. Gas & Power

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Ano				
4T16	3T17	4T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
1.861	1.716	1.899	38	2%	Vendas totais de GN/GNL (mm³)	7.065	7.348	283	4%
1.048	1.064	1.109	62	6%	Vendas a clientes diretos (mm ³)	3.780	4.374	594	16%
814	652	790	(24)	(3%)	Trading (mm ³)	3.285	2.974	(311)	(9%)
1.292	1.292	1.361	68	5%	Vendas de eletricidade (GWh)	5.010	5.172	163	3%
470	348	356	(113)	(24%)	Vendas de eletricidade à rede (GWh)	1.614	1.548	(66)	(4%)
53	45	28	(26)	(48%)	Ebitda RCA	313	141	(172)	(55%)
34	36	16	(18)	(52%)	Gás Natural	194	104	(90)	(47%)
8	-	-	(8)	s.s.	Infraestruturas ¹	100	-	(100)	s.s.
10	10	11	1	6%	Power	19	37	18	94%
8	5	5	(3)	(39%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	52	19	(34)	(64%)
3	5	0	(3)	(88%)	Provisões	7	10	3	34%
42	36	22	(20)	(47%)	Ebit RCA	253	112	(141)	(56%)
43	34	24	(19)	(44%)	Ebit IFRS	251	119	(132)	(52%)
20	25	22	2	8%	Resultados de Empresas associadas G&P¹	70	98	27	39%

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

Atividade

Quarto trimestre

Os volumes vendidos de GN/GNL no quarto trimestre de 2017 situaram-se em 1.899 mm³, uma subida de 38 mm³ YoY, no seguimento do aumento de 6% das vendas a clientes diretos, no seguimento do aumento de clientes no segmento industrial.

Os volumes de trading diminuíram 3% YoY, uma vez que os maiores volumes de GN transacionados em mercados europeus não foram suficientes para compensar os menores volumes de GNL vendidos no mercado internacional.

As vendas de eletricidade situaram-se em 1.361 GWh, um aumento de 5% YoY, que se deveu à maior contribuição da atividade de comercialização em Portugal.

Doze meses

As vendas de gás natural foram de 7.348 mm³, um aumento de 283 mm³ face a 2016, o que refletiu sobretudo 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.

No segmento eletroprodutor, os volumes vendidos foram de 1.397 mm³. Este aumento de 19% YoY deveu-se à diminuição da produção hidroelétrica na Península Ibérica.

Os volumes vendidos em trading registaram um decréscimo de 9% para os 2.974 mm³, com o aumento no trading de rede a não compensar a descida dos volumes de GNL transacionados.

As vendas de eletricidade totalizaram 5.172 GWh, um aumento de 163 GWh face ao período homólogo.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

Resultados

Quarto trimestre

No quarto trimestre de 2017, o negócio de G&P registou um Ebitda RCA de €28 m, um decréscimo de €26 m face ao período homólogo, sobretudo devido aos menores resultados da atividade de gás natural, mas também à desconsolidação pelo método integral da atividade de infraestruturas reguladas, que ocorreu no final de outubro de 2016.

O Ebit RCA foi de €22 m, enquanto o Ebit IFRS situou-se em €24 m.

Os resultados de empresas associadas situaram-se nos €22 m.

Doze meses

O Ebitda RCA situou-se em €141 m, uma diminuição de €172 m YoY face a 2016, impactado sobretudo pela desconsolidação da Galp Gás Natural Distribuição (GGND).

O Ebitda do segmento de gás natural foi de €104 m, uma redução de €90 m YoY, devido à menor contribuição da atividade de trading e ao impacto das restrições no aprovisionamento durante o primeiro trimestre de 2017.

O Ebitda da atividade de power foi de €37 m, um aumento de €18 m face a 2016, que havia sido negativamente impactado pelo desempenho inferior das cogerações e pelo desfasamento temporal entre o preço de compra do gás natural e de venda da energia produzida.

O Ebit RCA situou-se nos €112 m, uma redução de €141 m YoY. O Ebit IFRS foi de €119 m, face a €251 m no período homólogo.

Os resultados de empresas associadas relativas ao negócio de G&P atingiram os €98 m, um aumento de €27 m YoY, para o que contribuiu a incorporação da GGND nesta rubrica a partir do quarto trimestre de 2016.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

7. Informação financeira

7.1. Demonstração de resultados

€m (RCA)

Trimestre						Ano			
4T16	3T17	4T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
3.547	3.892	3.689	142	4%	Vendas e prestações de serviços	13.119	15.204	2.085	16%
(2.731)	(2.966)	(2.688)	(43)	(2%)	Custo das mercadorias vendidas	(10.156)	(11.494)	1.339	13%
(334)	(367)	(420)	86	26%	Fornecimentos e serviços externos	(1.259)	(1.545)	286	23%
(89)	(83)	(84)	(4)	(5%)	Custos com pessoal	(319)	(317)	(2)	(1%)
2	11	(7)	(10)	s.s.	Outros proveitos (custos) operacionais	26	22	(4)	(17%)
396	487	489	93	24%	Ebitda RCA	1.411	1.869	458	32%
467	500	573	106	23%	Ebitda IFRS	1.389	1.980	591	43%
(174)	(178)	(193)	19	11%	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(636)	(783)	147	23%
17	(8)	(9)	(25)	s.s.	Provisões	(3)	(22)	20	s.s.
238	302	287	49	21%	Ebit RCA	772	1.063	291	38%
221	314	336	115	52%	Ebit IFRS	544	1.135	592	s.s.
24	40	37	13	51%	Resultados de empresas associadas	85	150	65	76%
(27)	(15)	10	37	s.s.	Resultados financeiros	(25)	(28)	3	12%
(22)	(19)	(16)	(5)	(25%)	Juros líquidos	(101)	(75)	(25)	(25%)
10	21	17	7	71%	Capitalização juros	82	89	8	9%
(1)	5	(9)	(8)	s.s.	Diferenças de câmbio	(9)	(18)	(9)	s.s.
(14)	(18)	25	39	s.s.	<i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura	17	(0)	(18)	s.s.
(0)	(5)	(7)	(6)	s.s.	Outros custos/proveitos financeiros	(14)	(23)	(9)	(64%)
236	327	334	98	42%	Resultados antes de impostos e interesses que não controlam RCA	833	1.185	352	42%
(88)	(135)	(112)	24	28%	Impostos ¹	(289)	(490)	201	70%
(27)	(25)	(36)	9	34%	Interesses que não controlam	(61)	(92)	31	51%
121	166	186	65	54%	Resultado líquido RCA	483	602	120	25%
(108)	(14)	(36)	(72)	(66%)	Eventos não recorrentes	(324)	(85)	(239)	(74%)
13	152	150	137	s.s.	Resultado líquido RC	159	517	358	s.s.
67	11	67	(0)	(1%)	Efeito <i>stock</i>	20	96	76	s.s.
80	163	217	136	s.s.	Resultado líquido IFRS	179	614	435	s.s.

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

Quarto trimestre

O Ebitda RCA aumentou 24% YoY para os €489 m, devido à contribuição maior dos negócios de E&P e R&D. O Ebitda IFRS atingiu os €573 m.

Considerando o aumento das amortizações e depreciações no período, o Ebit RCA situou-se nos €287 m. O Ebit IFRS atingiu os €336 m.

Os resultados de empresas associadas aumentaram para os €37 m, com o maior contributo da Tupi B.V., relacionada com a atividade de E&P, e da GGND no âmbito do negócio de G&P.

Os resultados financeiros foram positivos em €10 m, comparativamente a uma perda de €15 m no período homólogo. Esta evolução deveu-se sobretudo à variação no *mark-to-market* de instrumentos de cobertura da margem de refinação.

Considerando o aumento dos resultados operacionais do Grupo, os impostos RCA aumentaram para os €112 m, ainda que tenham beneficiado da reversão de uma provisão para impostos no âmbito da atividade de E&P.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

Os interesses que não controlam aumentaram para €36 m, consequência dos maiores resultados atribuíveis à participação da Sinopec na subsidiária brasileira da Galp.

O resultado líquido RCA atingiu os €186 m, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €217 m. O efeito *stock* foi de €67 m e os

eventos não recorrentes corresponderam a €36 m, dos quais €22 m relativos à imparidade registada no âmbito da atividade de E&P e €15 m relativos a provisões no âmbito do negócio de R&D.

Doze meses

O Ebitda RCA aumentou 32% para os €1.869 m YoY, para o que contribuiu o desempenho dos negócios de E&P e R&D. O Ebitda IFRS situou-se em €1.980 m.

O Ebit RCA aumentou €291 m para os €1.063 m. O Ebit IFRS atingiu os €1.135 m.

Os resultados de empresas associadas aumentaram €65 m para os €150 m, com a maior contribuição das empresas relacionadas com as atividades de E&P e G&P.

Os resultados financeiros foram negativos em €28 m, em linha com o registado durante o ano de 2016.

Os impostos RCA aumentaram €201 m para os €490 m, tendo os impostos sobre a produção de petróleo e gás atingido €239 m.

Os interesses que não controlam, atribuíveis principalmente à participação da Sinopec na Petrogal Brasil, atingiram €92 m.

O resultado líquido RCA foi de €602 m, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €614 m. O efeito *stock* foi de €96 m e os eventos não recorrentes representaram €85 m.

A CESE em Portugal impactou negativamente os resultados em IFRS em cerca de €53 m. A contabilização efetuada em relação à CESE decorre da estrita aplicação dos normativos contabilísticos, entendendo a Galp, com base na opinião dos mais reputados juristas nacionais, que as disposições legislativas respeitantes à CESE são violadoras da lei, não sendo exigíveis os montantes em causa.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

7.2. Investimento

€m (RCA)

Trimestre					Ano				
4T16	3T17	4T17	Var. YoY	% Var. YoY		2016	2017	Var. YoY	% Var. YoY
269	194	291	22	8%	Exploração & Produção	1.039	852	(187)	(18%)
0	9	169	169	s.s.	Atividades de exploração e avaliação	37	204	168	s.s.
269	185	122	(147)	(55%)	Atividades de desenvolvimento e produção	1.003	647	(355)	(35%)
68	30	75	7	10%	Refinação & Distribuição	153	145	(7)	(5%)
4	2	1	(3)	(75%)	Gas & Power	23	7	(15)	(67%)
3	0	2	(0)	(12%)	Outros	4	4	(0)	(12%)
344	227	370	26	8%	Investimento	1.218	1.008	(210)	(17%)

Quarto trimestre

O investimento totalizou €370 m durante o trimestre, dos quais 79% alocados ao negócio de E&P. O investimento no período incluiu o pagamento de c.€150 m relativo ao bônus de assinatura de Norte de Carcará, em que a subsidiária da Galp, Petrogal Brasil, adquiriu uma participação de 20% no âmbito da 2.ª Rodada de Partilha de Produção.

O investimento em atividades de desenvolvimento e produção (D&P) atingiu os €122 m, alocado principalmente ao desenvolvimento do bloco BM-S-11.

O investimento nas atividades de *downstream* (R&D e G&P) atingiu €76 m, tendo sido alocado sobretudo à manutenção, e melhoria da eficiência energética e flexibilidade de conversão das refinarias, bem como à manutenção e renovação parcial da rede de retalho.

Doze meses

Durante 2017, o investimento atingiu €1,0 bn, no limite inferior do *guidance* de €1,0 – 1,2 bn, e incluindo o pagamento do bônus de assinatura relativo a Norte de Carcará.

As atividades de E&P representaram 88% do total, dos quais as atividades de desenvolvimento representaram 76%, alocado sobretudo ao Brasil e ao desenvolvimento do projeto Kaombo, em Angola. De destacar também o início do desenvolvimento da unidade FLNG a ser alocada ao projeto Coral Sul, em Moçambique.

No âmbito das atividades de E&A, além do reforço do portfólio no pré-sal brasileiro, destaca-se também a campanha de aquisição de sísmica 3D em São Tomé e Príncipe que foi concluída durante o terceiro trimestre de 2017.

O investimento de €153 m em atividades de *downstream* foi sobretudo destinado a atividades de manutenção e melhoria da eficiência energética nas refinarias, desenvolvimento da rede de *downstream* e a programas para melhoria da experiência do cliente.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

7.3. Cash flow**Método indireto**

€m (valores em IFRS)

Trimestre				Ano	
4T16	3T17	4T17		2016	2017
221	314	336	Ebit	544	1.135
26	13	35	Dividendos de empresas associadas	70	134
260	178	215	Depreciações e amortizações	835	808
47	18	(19)	Variação de fundo de manei	17	(72)
(30)	(106)	(70)	Impostos sobre o rendimento e sobre produção de petróleo e gás	(172)	(373)
524	417	497	Fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais	1.293	1.632
(200)	(228)	(367)	Investimento líquido ¹	(1.054)	(985)
(22)	(19)	(16)	Juros pagos e recebidos	(101)	(75)
302	170	114	Fluxo de caixa gerado	138	572
(2)	(208)	-	Dividendos pagos	(383)	(423)
300	(37)	114	Fluxo de caixa gerado após dividendos	(246)	149
633	(73)	(33)	Outros ²	796	(164)
(933)	111	(81)	Variação da dívida líquida	(550)	15

¹ O ano de 2017 inclui, entre outros, o pagamento de c.€150 m de bônus de assinatura relativo a Norte de Carcará e 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.

Quarto trimestre

O *free cash flow* após dividendos foi atingido os €114 m, tendo o fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais mais do que compensado o investimento no período, incluindo o bônus de assinatura relativo a Norte de Carcará (c.€150 m).

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

Doze meses

O FCF gerado durante o ano de 2017 atingiu €149 m, após pagamento de dividendos no montante de €423 m.

O FCF gerado após dividendos e investimento de expansão reflete a competitividade e resiliência do seu portfólio.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

Método direto

€m

Trimestre				Ano	
4T16	3T17	4T17		2016	2017
1.084	902	746	Caixa e equivalentes no início do período¹	1.045	923
4.242	4.282	4.605	Recebimento de clientes	15.156	17.598
(2.600)	(2.662)	(2.768)	Pagamento a fornecedores	(9.094)	(10.986)
(117)	(71)	(103)	Salários e encargos	(373)	(344)
26	13	35	Dividendos de empresas associadas	70	134
(737)	(658)	(816)	Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(2.752)	(2.825)
(374)	(411)	(450)	IVA, Royalties, PIS, Cofins, outros	(1.571)	(1.669)
441	494	502	Total de fluxos operacionais	1.436	1.908
(161)	(264)	(344)	Investimento líquido ²	(1.074)	(975)
(24)	(9)	(20)	Juros pagos e recebidos	(124)	(102)
(2)	(208)	-	Dividendos pagos	(383)	(423)
(30)	(106)	(70)	Impostos sobre o rendimento e sobre produção de petróleo e gás	(172)	(373)
(451)	(50)	265	Empréstimos pagos e recebidos	(32)	183
-	-	48	Reembolsos da Sinopec	134	90
66	(13)	(31)	Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	93	(135)
923	746	1.096	Caixa e equivalentes no final do período¹	923	1.096

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 ano de 2017 inclui, entre outros, o pagamento de c.€150 m de bônus de assinatura relativo a Norte de Carcará e o recebimento de €22 m da venda da participação indireta de 25% no projeto Âncora.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

7.4. Situação financeira e dívida

€m (valores em IFRS)

	31 dez., 2016	30 set., 2017	31 dez., 2017	Var. vs 31 dez., 2016	Var. vs 30 set., 2017
Ativo fixo líquido	7.721	7.505	7.565	(156)	60
Fundo de maneió	512	565	584	72	19
Empréstimo à Sinopec	610	512	459	(151)	(53)
Outros ativos (passivos)	(428)	(648)	(645)	(217)	3
Ativos/Passivos não correntes detidos para venda	(1)	-	-	1	-
Capital empregue	8.414	7.934	7.963	(450)	29
Dívida de curto prazo	325	709	551	226	(158)
Dívida de médio-longo prazo	2.578	2.038	2.532	(45)	494
Dívida total	2.903	2.746	3.083	180	337
Caixa e equivalentes	1.032	780	1.198	165	418
Dívida líquida	1.870	1.967	1.886	15	(81)
Total do capital próprio	6.543	5.968	6.078	(466)	110
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.414	7.934	7.963	(450)	29

A 31 de dezembro de 2017, o ativo fixo líquido era de €7.565 m, um aumento de €60 m face ao final de setembro, tendo o investimento mais do que compensado as depreciações e a desvalorização do Dólar durante o período.

O investimento em curso, relativo sobretudo ao negócio de E&P, totalizava €2.616 m no final do período.

Dívida financeira

€m (exceto indicação em contrário)

	31 dez., 2016	30 set., 2017	31 dez., 2017	Var. vs 31 dez., 2016	Var. vs 30 set., 2017
Obrigações	1.683	1.665	1.987	304	322
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.220	1.082	1.096	(124)	14
Caixa e equivalentes	(1.032)	(780)	(1.198)	(165)	(418)
Dívida líquida	1.870	1.967	1.886	15	(81)
Vida média (anos)	2,6	2,1	2,5	(0,1)	0,4
Taxa de juro média da dívida	3,52%	3,45%	3,46%	(0,06 p.p.)	0,01 p.p.
Dívida líquida para Ebitda RCA	1,3x	1,1x	1,0x	-	-

A 31 de dezembro de 2017, a dívida líquida situava-se em €1.886 m, em linha com a registada no final de 2016, e uma descida de €81 m face à dívida líquida registada no final do terceiro trimestre. O rácio de dívida líquida para Ebitda situou-se em 1,0x.

A taxa de juro média da dívida durante o ano foi de 3,46%.

Durante o quarto trimestre, importa destacar a emissão de títulos de dívida no montante de €500 m, ao abrigo do programa EMTN. Os títulos têm maturidade em fevereiro de 2023 e um cupão anual de 1,0%.

No final de dezembro, cerca de 60% do total da dívida estava contratada a taxa fixa. O prazo médio da dívida era de 2,5 anos, sendo que a

Resultados quarto trimestre 2017

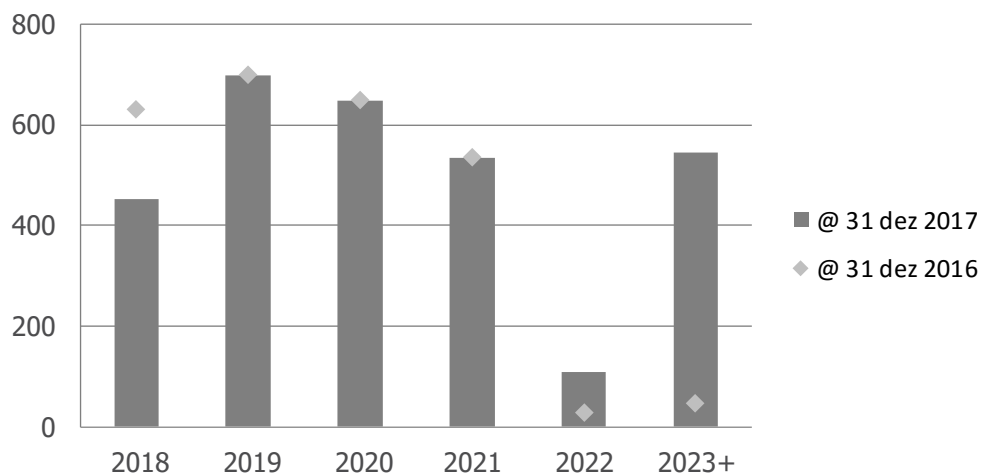
20 de fevereiro de 2018

dívida de médio e longo prazo representava 82% do total da dívida.

No final de 2017, 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 de dívida



Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

7.5. Reconciliação entre valores IFRS e valores RCA**Ebitda por segmento**

€m

Quarto trimestre					2017	Ano				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
573	(85)	488	1	489	Galp	1.980	(116)	1.865	4	1.869
306	-	306	0	306	E&P	912	-	912	0	913
229	(83)	146	1	147	R&D	892	(110)	782	4	785
29	(2)	28	(0)	28	G&P	146	(5)	141	(0)	141
9	-	9	(0)	9	Outros	30	-	30	(0)	30

€m

Quarto trimestre					2016	Ano				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
467	(82)	385	11	396	Galp	1.389	(20)	1.369	42	1.411
232	-	232	0	232	E&P	481	-	481	13	494
176	(78)	98	8	105	R&D	572	(23)	549	27	576
54	(3)	51	3	53	G&P	310	3	312	1	313
5	-	5	0	6	Outros	27	-	27	1	28

Ebit por segmento

€m

Quarto trimestre					2017	Ano				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
336	(85)	251	36	287	Galp	1.135	(116)	1.019	43	1.063
190	-	190	22	212	E&P	483	-	483	23	507
114	(83)	31	15	45	R&D	507	(111)	397	22	418
24	(2)	23	(0)	22	G&P	119	(5)	114	(2)	112
8	-	8	(0)	8	Outros	25	-	25	(0)	25

€m

Quarto trimestre					2016	Ano				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
221	(82)	140	99	238	Galp	544	(20)	523	249	772
103	-	103	88	191	E&P	28	-	28	211	239
72	(78)	(7)	8	1	R&D	243	(23)	220	37	257
43	(3)	40	2	42	G&P	251	3	254	(0)	253
4	-	4	0	4	Outros	22	-	22	1	23

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

Eventos não recorrentes

€m

Trimestre				Ano	
4T16	3T17	4T17		2016	2017
11,0	0,5	0,9	Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda	42,1	4,0
0,9	0,0	(3,0)	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	(1,2)	(2,9)
(0,5)	0,0	(0,4)	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(1,5)	(1,1)
0,7	(0,0)	0,6	<i>Write-off</i> ativos	1,7	0,6
0,0	-	3,1	Custos com reestruturação - Pessoal	14,7	3,1
-	-	-	Despesas de consultoria e outras	0,2	-
0,1	-	-	Indemnização cessação antecipada equipamentos e serviços	12,0	-
3,4	0,4	0,6	Custos com litigância	9,7	4,3
6,3	-	-	Regularização impostos de exercícios anteriores	6,3	-
87,9	0,5	35,3	Eventos não recorrentes com impacto em custos non cash	206,6	39,4
2,5	0,1	13,2	Provisão para meio ambiente e outras	8,1	14,4
85,4	0,4	22,1	Imparidade de ativos	198,5	24,9
39,7	3,1	(5,1)	Eventos não recorrentes com impacto em resultados financeiros	68,0	(16,2)
(36,8)	3,1	(2,4)	Ganhos/Perdas na alienação de participações financeiras	(23,5)	(13,4)
76,5	-	(2,8)	Imparidade de investimento financeiro	91,5	(2,8)
(2,9)	9,8	5,2	Eventos não recorrentes com impacto em impostos	39,5	57,3
(6,3)	(0,3)	(4,9)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(24,2)	(6,7)
(10,3)	-	-	Impostos diferidos em E&P	(10,3)	-
5,9	-	-	Regularização IRC exercícios anteriores	5,9	-
7,7	10,0	10,1	Imposto contribuição sector energético	68,0	64,1
(27,4)	0,1	0,1	Interesses que não controlam	(32,6)	0,4
108,2	13,9	36,4	Total de eventos não recorrentes	323,6	84,9

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

7.6. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€m

Trimestre				Ano	
4T16	3T17	4T17		2016	2017
3.402	3.745	3.517	Vendas	12.488	14.576
145	147	172	Serviços prestados	631	628
32	28	21	Outros rendimentos operacionais	121	105
3.579	3.920	3.710	Total de proveitos operacionais	13.241	15.308
(2.650)	(2.953)	(2.603)	Inventários consumidos e vendidos	(10.136)	(11.379)
(337)	(367)	(420)	Materiais e serviços consumidos	(1.285)	(1.550)
(89)	(83)	(87)	Gastos com o pessoal	(334)	(320)
(37)	(17)	(25)	Outros gastos operacionais	(98)	(80)
(3.112)	(3.420)	(3.137)	Total de custos operacionais	(11.851)	(13.328)
467	500	573	Ebitda	1.389	1.980
(260)	(178)	(215)	Gastos com amortizações, depreciações e imparidades	(835)	(808)
14	(8)	(22)	Provisões e imparidades de contas a receber	(11)	(37)
221	314	336	Ebit	544	1.135
(15)	37	42	Resultados de empresas associadas	17	166
(27)	(15)	10	Resultados financeiros	(25)	(28)
11	7	11	Juros a receber	34	33
(33)	(25)	(28)	Juros a pagar	(134)	(108)
10	21	17	Capitalização juros	82	89
(1)	5	(9)	Diferenças de câmbio	(9)	(18)
(14)	(18)	25	Mark-to-market de derivados de cobertura	17	(0)
(0)	(5)	(7)	Outros custos/proveitos financeiros	(14)	(23)
179	336	388	Resultados antes de impostos	536	1.273
(92)	(137)	(125)	Impostos ¹	(260)	(503)
(8)	(10)	(10)	Imposto contribuição sector energético ²	(68)	(64)
80	189	253	Resultados antes de interesses que não controlam	208	706
0	(26)	(36)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(29)	(93)
80	163	217	Resultado líquido	179	614

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 €17,6 m, €35,9 m e €10,6 m da CESE I, CESE II e Fondo Nacional de Eficiencia Energética, respetivamente, nos doze meses de 2017.

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

7.7. Situação financeira consolidada

€m

	31 dez., 2016	30 set., 2017	31 dez., 2017
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	5.910	5.658	5.554
<i>Goodwill</i>	87	84	84
Outros ativos fixos intangíveis	268	256	410
Participações financeiras em associadas	1.432	1.474	1.483
Participações financeiras em participadas	3	3	3
Empréstimo Sinopec	-	-	-
Contas a receber	247	242	235
Ativos por impostos diferidos	335	310	293
Investimentos financeiros	26	32	32
Total de ativos não correntes	8.307	8.060	8.093
Ativo corrente			
Inventários ¹	869	915	970
Clientes	1.041	1.014	1.018
Outras contas a receber	556	573	538
Empréstimo Sinopec	610	512	459
Ativos disponíveis para venda	-	-	-
Investimentos financeiros	19	28	66
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	-	11	4
Caixa e equivalentes	1.033	780	1.198
Subtotal de ativos correntes	4.128	3.833	4.253
Ativos não correntes detidos para venda	4	-	-
Total de ativos correntes	4.132	3.833	4.253
Total do ativo	12.439	11.893	12.346
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	404	(61)	(187)
Outras reservas	2.687	2.687	2.687
Reservas de cobertura	4	7	5
Resultados acumulados	795	569	587
Resultado líquido do período	179	397	614
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	4.980	4.511	4.617
Interesses que não controlam	1.563	1.457	1.461
Total do capital próprio	6.543	5.967	6.078
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	912	940	937
Empréstimos obrigacionistas	1.666	1.098	1.595
Outras contas a pagar ²	305	290	286
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	359	348	326
Passivos por locações financeiras	0	0	0
Passivos por impostos diferidos	66	130	82
Outros instrumentos financeiros	1	18	3
Provisões	429	576	619
Total do passivo não corrente	3.738	3.401	3.848
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	308	142	159
Empréstimos obrigacionistas	17	567	392
Fornecedores	850	799	889
Outras contas a pagar ³	884	934	844
Passivos por locações financeiras	-	-	-
Outros instrumentos financeiros	17	27	21
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	75	56	115
Subtotal do passivo corrente	2.152	2.525	2.420
Passivos associados a ativos não correntes detidos para venda	5	-	-
Total do passivo corrente	2.157	2.525	2.420
Total do passivo	5.896	5.925	6.268
Total do capital próprio e do passivo	12.439	11.893	12.346

¹ Inclui €40,5 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 31 de dezembro de 2017.

² Inclui €156,0 m correspondentes aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil a 31 de dezembro de 2017.

³ Inclui €12,1 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 31 de dezembro de 2017.

8. 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 31 de dezembro de 2017 e 2016 e 30 de setembro de 2017. A informação referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de dezembro e 30 de setembro 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.

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

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% Ortóxileno 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 carácter 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 quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

ABREVIATURAS

APETRO: Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas

bbl: barril de petróleo

Bg: *Barges*

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

bn: *billion*; ou seja, mil milhões

boe: barris de petróleo equivalente

BRL: reais do Brasil

CESE: Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético

Cg: *Cargoes*

CIF: *Costs, Insurance and Freight*

CORES: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

COOEC: China Offshore Oil Engineering Co. Ltd.

CTA: *Cumulative Translation Adjustment*

D&P: Desenvolvimento & Produção

E&A: Exploração & Avaliação

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.

EMTN: *Euro Medium Term Note*

EUA: Estados Unidos da América

EUR/€: Euro

FCF: *free cash flow*

FLNG: *Floating liquefied natural gas unit*

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

ISP: Imposto sobre produtos petrolíferos (Portugal)

IVA: Imposto sobre o Valor Acrescentado

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

mboe: 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

NBP: National Balancing Point

NWE: *Northwestern 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: *vacuum gas oil*

WI: *working interest*

YoY: *year-on-year* (variação anual)

Resultados quarto trimestre 2017

20 de fevereiro de 2018

ADVERTÊNCIA

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

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

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

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

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

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

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

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