

energia cria energia



# RESULTADOS QUARTO TRIMESTRE 2016

21 de fevereiro 2017  
Relações com Investidores

**ÍNDICE**

<b>1. SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>3</b>
<b>2. PRINCIPAIS INDICADORES .....</b>	<b>4</b>
<b>3. ENVOLVENTE DE MERCADO .....</b>	<b>5</b>
<b>4. EXPLORAÇÃO &amp; PRODUÇÃO .....</b>	<b>7</b>
4.1. Atividades de desenvolvimento .....	7
4.2. Desempenho operacional .....	9
<b>5. REFINAÇÃO &amp; DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>11</b>
<b>6. GAS &amp; POWER .....</b>	<b>14</b>
<b>7. INFORMAÇÃO FINANCEIRA.....</b>	<b>16</b>
7.1. Demonstração de resultados.....	16
7.2. Investimento.....	18
7.3. <i>Cash flow</i> .....	19
7.4. Situação financeira .....	21
7.5. Dívida financeira.....	21
7.6. Vendas e prestações de serviços RCA por negócio .....	22
7.7. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados .....	23
7.8. Eventos não recorrentes.....	24
7.9. Demonstração de resultados consolidados em IFRS.....	25
7.10. Situação financeira consolidada.....	26
<b>8. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO .....</b>	<b>27</b>
<b>9. DEFINIÇÕES .....</b>	<b>28</b>

# 1. Sumário executivo

## Principais destaques no ano de 2016

- **O Ebitda do Grupo** numa base *replacement cost* ajustada (RCA) **situou-se em €1,4 mil milhões (bn)**, acima do intervalo esperado de €1,2 - €1,3 bn.
- **O investimento foi de €1,2 bn**, de acordo com o valor médio do intervalo esperado. Do total, 85% foram alocados ao negócio de Exploração & Produção (E&P), nomeadamente ao bloco BM-S-11 no Brasil.
- Considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes, **a dívida líquida do Grupo no final de 2016 situava-se em €1.260 milhões (m), menos €439 m** que no final de 2015, devido ao robusto desempenho operacional e ao desinvestimento parcial da atividade de infraestruturas reguladas de gás. Neste contexto, **o rácio dívida líquida para Ebitda foi 1,0x**.

## Principais destaques no quarto trimestre de 2016

- **A produção *working interest* aumentou 15% QoQ e 63% YoY** para os 84,9 mil barris de petróleo equivalente por dia (kboepd). No Brasil, destaca-se a contribuição da FPSO #4, que atingiu o *plateau* de produção durante o 3T16, e das FPSO #5 e #6, as quais iniciaram produção durante o ano, respetivamente nas áreas de Lula Alto e Lula Central. A FPSO #5 atingiu o *plateau* de produção em dezembro, 10 meses após o início de produção.
- **O Ebitda consolidado RCA aumentou de 28% YoY para os €396 m**, tendo o desempenho do E&P compensado a menor contribuição dos negócios de Refinação & Distribuição (R&D) e Gas & Power (G&P).
- **O Ebitda RCA do negócio de E&P aumentou €181 m YoY para os €232 m**, na sequência do aumento da produção e do preço do petróleo. Importa destacar a **realocação, a partir de 1 de outubro de 2016, da contribuição relativa ao trading de petróleo produzido do negócio de R&D para o E&P**. O impacto relativo aos primeiros nove meses do ano, de €22 m, foi registado no quarto trimestre.
- **O Ebitda do negócio de R&D desceu €60 m YoY para os €105 m**. Para além da realocação da contribuição relativa à atividade de trading, a R&D foi também impactada pelo **desfasamento temporal das fórmulas de *pricing***, que se deveu ao aumento significativo do preço das *commodities* durante o trimestre. Os resultados foram também impactados por **diferenças de câmbio operacionais** resultantes da rápida apreciação do Dólar durante o trimestre, alocadas aos resultados operacionais desde o início de 2016. A atividade de refinação aumentou o seu contributo para os resultados. O diferencial sobre a margem *benchmark* foi \$1,4/boe, beneficiando de oportunidades de arbitragem de gasolinas para os EUA.
- **O Ebitda do negócio de G&P foi de €53 m**, uma descida de €36 m YoY, afetado pela **menor contribuição da atividade de gás natural**, que havia beneficiado de uma maior otimização do aprovisionamento de GN/GNL no período homólogo, e pela **desconsolidação do negócio de infraestruturas reguladas de gás da GGND** a partir do final de outubro de 2016.
- **O Ebit RCA do Grupo situou-se nos €238 m**. De salientar o aumento de €52 m em DD&A, nomeadamente no negócio de R&D, que se deveu à revisão do período de vida útil de ativos de refinação. No quarto trimestre de 2016, foi contabilizado o impacto relativo ao segundo semestre do ano.
- **O resultado líquido RCA desceu €27 m YoY para os €121 m**. Os eventos não recorrentes totalizaram €108 m, sobretudo relacionados com imparidades no bloco 14 em Angola, bem como com a transferência de contratos para a construção dos cascos relativos às FPSO replicantes. O resultado líquido de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) foi de €80 m.
- **O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais foi de €558 m, mais do que compensando o investimento realizado no período**. Excluindo o impacto da transação da GGND, a dívida líquida durante o quarto trimestre ter-se-ia reduzido em €160 m.

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

## 2. Principais indicadores

### Informação financeira

€ m (RCA)

Trimestre						Doze Meses			
3T16	4T15	4T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
<b>384</b>	<b>309</b>	<b>396</b>	<b>87</b>	<b>28%</b>	<b>Ebitda RCA</b>	<b>1.538</b>	<b>1.411</b>	<b>(127)</b>	<b>(8%)</b>
127	51	232	181	s.s.	Exploração & Produção <sup>1</sup>	352	494	141	40%
180	165	105	(60)	(36%)	Refinação & Distribuição <sup>1</sup>	779	576	(203)	(26%)
73	90	53	(36)	(40%)	Gas & Power	382	313	(69)	(18%)
<b>211</b>	<b>178</b>	<b>238</b>	<b>60</b>	<b>34%</b>	<b>Ebit RCA</b>	<b>969</b>	<b>772</b>	<b>(197)</b>	<b>(20%)</b>
<b>194</b>	<b>(18)</b>	<b>221</b>	<b>239</b>	<b>s.s.</b>	<b>Ebit IFRS</b>	<b>423</b>	<b>544</b>	<b>120</b>	<b>28%</b>
<b>115</b>	<b>148</b>	<b>121</b>	<b>(27)</b>	<b>(18%)</b>	<b>Resultado líquido RCA</b>	<b>639</b>	<b>483</b>	<b>(156)</b>	<b>(24%)</b>
<b>91</b>	<b>6</b>	<b>80</b>	<b>75</b>	<b>s.s.</b>	<b>Resultado líquido IFRS</b>	<b>123</b>	<b>179</b>	<b>57</b>	<b>46%</b>
<b>244</b>	<b>431</b>	<b>344</b>	<b>(87)</b>	<b>(20%)</b>	<b>Investimento</b>	<b>1.283</b>	<b>1.218</b>	<b>(64)</b>	<b>(5%)</b>
<b>1.631</b>	<b>1.699</b>	<b>1.260</b>	<b>(439)</b>	<b>(26%)</b>	<b>Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec<sup>2</sup></b>	<b>1.699</b>	<b>1.260</b>	<b>(439)</b>	<b>(26%)</b>
<b>1,4x</b>	<b>1,2x</b>	<b>1,0x</b>	-	-	<b>Rácio dívida líquida para Ebitda RCA<sup>3</sup></b>	<b>1,2x</b>	<b>1,0x</b>	-	-

<sup>1</sup> Realocação da contribuição das atividades de trading de petróleo produzido para o negócio de E&P, e que anteriormente era contabilizada no negócio de R&D. O impacto total do ano foi contabilizado no 4T16. <sup>2</sup> Considerando o empréstimo à Sinopec como caixa. <sup>3</sup> A 31 dezembro 2016, rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo à Sinopec de €610 m, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil de €179 m, sendo o Ebitda RCA em 2016 de €1.411 m.

### Indicadores operacionais

Trimestre						Doze Meses			
3T16	4T15	4T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
74,0	52,1	84,9	32,9	63%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	45,8	67,6	21,8	48%
71,5	49,2	82,7	33,4	68%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	43,2	65,1	21,9	51%
36,4	30,0	42,1	12,1	40%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	43,5	37,7	(5,8)	(13%)
29,4	28,8	28,8	0,1	0%	Matérias-primas processadas (mboe)	114,6	109,7	(4,8)	(4%)
3,4	4,1	5,2	1,1	26%	Margem de refinação Galp (USD/boe)	6,0	4,3	(1,7)	(29%)
2,3	2,2	2,2	(0,0)	(2%)	Vendas a clientes diretos (mt)	9,1	8,8	(0,3)	(3%)
950	992	1.048	56	6%	Vendas de GN a clientes diretos (mm <sup>3</sup> )	3.843	3.780	(63)	(2%)
800	700	814	113	16%	Vendas de GN/GNL em trading (mm <sup>3</sup> )	3.822	3.285	(537)	(14%)

### Indicadores de mercado

Trimestre						Doze Meses			
3T16	4T15	4T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
1,12	1,10	1,08	(0,02)	(1%)	Taxa de câmbio (EUR:USD)	1,11	1,11	(0,00)	(0%)
45,9	43,8	49,3	5,6	13%	Preço médio do <i>dated</i> Brent <sup>1</sup> (USD/bbl)	52,4	43,7	(8,7)	(17%)
(2,1)	(2,3)	(1,6)	0,8	(32%)	Diferencial crude <i>heavy-light</i> <sup>2</sup> (USD/bbl)	(1,4)	(2,1)	(0,6)	45%
4,4	5,5	5,9	0,4	6%	Preço gás natural NBP Reino Unido <sup>3</sup> (USD/mmbtu)	6,2	4,7	(1,5)	(24%)
5,6	7,1	7,5	0,4	6%	Preço GNL para o Japão e para a Coreia <sup>1</sup> (USD/mmbtu)	7,5	5,7	(1,7)	(23%)
2,3	4,0	3,9	(0,1)	(3%)	Margem de refinação <i>benchmark</i> <sup>4</sup> (USD/bbl)	5,2	3,1	(2,1)	(40%)
16,0	15,1	15,5	0,4	3,0%	Mercado <i>oil</i> ibérico <sup>5</sup> (mt)	60,1	61,7	1,6	2,7%
7.135	8.370	9.530	1.159	13,9%	Mercado gás natural ibérico <sup>6</sup> (mm <sup>3</sup> )	31.497	32.338	842	2,7%

<sup>1</sup> Fonte: Bloomberg. <sup>2</sup> Fonte: Platts. Urals NWE *dated* para crude pesado; *dated* Brent para crude leve. <sup>3</sup> Fonte: Platts.

<sup>4</sup> Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da margem de refinação *benchmark*, vide "Definições". <sup>5</sup> Fonte: APETRO para Portugal; CORES para Espanha. <sup>6</sup> Fonte: Galp e Enagás.

## 3. Envoltente de mercado

### **Dated Brent**

No quarto trimestre de 2016 a cotação média do *dated* Brent aumentou \$5,6/bbl em relação ao período homólogo de 2015, para \$49,3/bbl. Este aumento refletiu as expectativas do mercado após o acordo sobre a redução da produção firmado pela OPEP e por outros países produtores de petróleo.

Em 2016, o valor médio do *dated* Brent foi de \$43,7/bbl, uma redução de \$8,7/bbl face ao ano anterior.

No quarto trimestre de 2016, o diferencial entre o preço do *dated* Brent e o Urals diminuiu de \$2,3/bbl, no período homólogo de 2015, para \$1,6/bbl, devido a um aumento da procura de Urals na Ásia, bem como a um elevado *crack* do fuelóleo, que suportou a procura de crudes pesados de alto teor em enxofre.

Em 2016, o diferencial de preços aumentou \$0,6/bbl face ao valor de 2015, para \$2,1/bbl.

### **Gás natural**

O preço do gás natural na Europa (NBP) subiu de \$5,5/mmbtu no quarto trimestre de 2015 para \$5,9/mmbtu no mesmo período de 2016. Este aumento foi consequência do incremento no consumo de gás, resultante de um inverno mais rigoroso e da redução das exportações de eletricidade com origem não fóssil, provenientes sobretudo de França.

Em 2016, o valor médio do NBP foi de \$4,7/mmbtu, o que correspondeu a uma diminuição de \$1,5/mmbtu face ao ano anterior.

O preço asiático de referência de GNL (JKM) aumentou de \$7,1/mmbtu no quarto trimestre de 2015 para \$7,5/mmbtu no período homólogo de 2016. Este aumento decorreu de uma maior procura, nomeadamente na China, que em dezembro registou um máximo histórico de importações de GNL.

Em 2016, o valor médio do JKM foi de \$5,7/mmbtu, o que correspondeu a uma diminuição de \$1,7/mmbtu face ao ano anterior.

### **Margens de refinação**

No quarto trimestre de 2016, a margem de refinação *benchmark* manteve-se estável face ao período homólogo de 2015, nos \$3,9/bbl, com a valorização do fuelóleo a compensar a desvalorização dos destilados leves.

O *crack* da gasolina no quarto trimestre de 2016 foi de \$9,9/bbl, que compara com \$10,9/bbl no período homólogo, devido ao nível elevado dos *stocks* de destilados leves, nomeadamente na costa leste dos EUA, destino de exportação habitual da produção europeia.

O *crack* do gasóleo no quarto trimestre de 2016 foi de \$13,0/bbl, uma valorização de \$0,2/bbl face ao período homólogo do ano anterior, suportado por um crescimento da procura europeia.

Em 2016, a margem de refinação *benchmark* situou-se em \$3,1/bbl, uma descida de \$2,1/bbl face a 2015, devido aos menores *cracks* da gasolina e do gasóleo, que diminuíram respetivamente \$4,4/bbl e \$5,2/bbl, pressionados pelo aumento dos *stocks* ao longo do ano.

### **Mercado ibérico**

No quarto trimestre de 2016, o mercado ibérico de produtos petrolíferos cresceu 3,0% e totalizou 15,5 milhões de toneladas (mt), afetado pelo aumento da procura de *jet*, decorrente de uma maior atividade turística, e de GPL, que beneficiou de um programa de incentivo em Espanha.

O mercado ibérico de produtos petrolíferos aumentou de 60,1 mt em 2015 para 61,7 mt em 2016.

No quarto trimestre de 2016, o mercado de gás natural na Península Ibérica subiu 13,9% face

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

ao período homólogo de 2015, para os 9.530 mm<sup>3</sup>. Este aumento resultou de uma maior procura de gás natural para produção de eletricidade, parte do qual exportado para França, dada a manutenção de centrais nucleares nesse país.

Em 2016, o mercado ibérico de gás natural situou-se em 32.338 mm<sup>3</sup>, uma subida de 2,7% face a 2015, que se deveu ao aumento da procura de gás na produção de eletricidade em Portugal, bem como ao aumento do consumo convencional no mercado espanhol.



## 4. Exploração & Produção

### 4.1. Atividades de desenvolvimento

#### Brasil

A Galp e os seus parceiros deram continuidade aos trabalhos de desenvolvimento do campo Lula/Iracema, sendo de realçar a eficiência operacional alcançada pelo consórcio no *ramp-up* de produção das unidades, tendo sido conectados 11 poços durante o quarto trimestre de 2016.

A FPSO Cidade de Angra dos Reis (#1) e a FPSO Cidade de Paraty (#2) alocadas às áreas de Lula Piloto e Lula Nordeste, respetivamente, mantiveram a produção a níveis de *plateau*. De realçar a ligação do sétimo poço produtor à FPSO #1, o qual se encontra a realizar o *extended well test* (EWT) da área de Lula Oeste e que tem como objetivo aprofundar o conhecimento do reservatório na área.

Na área de Iracema Sul, a FPSO Cidade de Mangaratiba (#3) produziu em níveis de *plateau*. Esta unidade beneficiou de uma maior flexibilidade operacional com a conexão em outubro à rede de exportação de gás, através do gasoduto com ligação a Cabiúnas.

Na área de Iracema Norte, a FPSO Cidade de Itaguaí (#4), que foi conectada à rede de exportação de gás em agosto, contribuiu com a produção em *plateau* durante todo o trimestre.

Na área de Lula Alto, a FPSO Cidade de Maricá (#5) atingiu o *plateau* de produção em dezembro, apenas 10 meses após o início de operações, tendo beneficiado das conexões do quinto poço produtor e terceiro injetor e da ligação à rede de exportação de gás.

A FPSO Cidade de Saquarema (#6), alocada à área de Lula Central, continua em *ramp-up* de produção, tendo sido conectados três poços produtores e dois poços injetores durante o quarto trimestre de 2016. No início de 2017, foi entretanto interligado o quinto poço produtor. A ligação desta unidade à rede de exportação de gás está planeada para o primeiro semestre de 2017.

Destaca-se também, a 6 de fevereiro, a chegada da primeira FPSO replicante à área de Lula Sul, estando planeado o início de produção ainda durante o primeiro semestre do ano. Esta unidade tem capacidade para processar diariamente 150 mil barris de petróleo (kbpd) e 6 mm<sup>3</sup> de gás natural, com o plano de desenvolvimento a contemplar a interligação de dez poços produtores e oito poços injetores. Dos 18 poços previstos para o desenvolvimento da área, 13 já se encontram perfurados.

No que diz respeito às restantes FPSO replicantes, a unidade alocada à área de Lula Norte encontra-se no estaleiro da COOEC (China), onde decorrem os trabalhos de integração dos módulos *topsides*. Relativamente à terceira unidade replicante a entrar em produção, na área de desenvolvimento de Lula Extremo Sul, foi finalizada a construção do casco em janeiro de 2017 no estaleiro da COSCO (China), e iniciou viagem para o Brasil, onde serão realizados os trabalhos de integração dos módulos *topsides* pela Brasfels.

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

**Poços de desenvolvimento nas áreas de Lula/Iracema**

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

Nota: informação à data de 20 de fevereiro de 2017.

**Moçambique**

Em dezembro de 2016, o Conselho de Administração da Galp aprovou o investimento na área de Coral Sul, o primeiro projeto de desenvolvimento relacionado com as descobertas realizadas na Área 4 na bacia do Rovuma. A tomada da Decisão Final de Investimento está, no entanto, dependente da aprovação do projeto pelos restantes parceiros no consórcio, da conclusão do financiamento do projeto e da aprovação, por parte do Governo de Moçambique, das condições relativas ao financiamento (*carry*) da participação correspondente à Empresa Nacional de Hidrocarbonetos.

De realçar, também no quarto trimestre de 2016, a assinatura com a BP do contrato de compra e venda dos volumes totais de GNL produzidos na área de Coral Sul, por um período de 20 anos.

O projeto Coral Sul consiste na construção de uma unidade flutuante para a liquefação de gás natural (FLNG) com uma capacidade anual superior a 3,3 mt, a qual será conectada a seis poços.

Relativamente ao projeto *onshore* Mamba, o consórcio continuou a analisar as propostas de EPC para as soluções *upstream* e *midstream*.

**Angola**

No bloco 32, as duas unidades FPSO que serão alocadas à área de Kaombo encontram-se a serem convertidas nos estaleiros da Sembawang, em Singapura. A campanha de perfuração prossegue também com duas sondas a operar em simultâneo.



## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

## 4.2. Desempenho operacional

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

Trimestre						Doze Meses			
3T16	4T15	4T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
<b>74,0</b>	<b>52,1</b>	<b>84,9</b>	<b>32,9</b>	<b>63%</b>	<b>Produção média <i>working interest</i><sup>1</sup> (kboepd)</b>	<b>45,8</b>	<b>67,6</b>	<b>21,8</b>	<b>48%</b>
68,8	48,9	75,6	26,7	54%	Produção de petróleo (kbpd)	42,5	62,3	19,8	46%
<b>71,5</b>	<b>49,2</b>	<b>82,7</b>	<b>33,4</b>	<b>68%</b>	<b>Produção média <i>net entitlement</i><sup>1</sup> (kboepd)</b>	<b>43,2</b>	<b>65,1</b>	<b>21,9</b>	<b>51%</b>
7,3	7,6	6,8	(0,8)	(10%)	Angola	7,2	7,3	0,1	1%
64,2	41,6	75,8	34,2	82%	Brasil	36,0	57,8	21,8	60%
<b>36,4</b>	<b>30,0</b>	<b>42,1</b>	<b>12,1</b>	<b>40%</b>	<b>Preço médio de venda de petróleo e gás natural<sup>2</sup> (USD/boe)</b>	<b>43,5</b>	<b>37,7</b>	<b>(5,8)</b>	<b>(13%)</b>
<b>3,7</b>	<b>3,6</b>	<b>4,1</b>	<b>0,5</b>	<b>13%</b>	<b>Royalties<sup>3</sup> (USD/boe)</b>	<b>4,2</b>	<b>3,7</b>	<b>(0,5)</b>	<b>(12%)</b>
<b>7,6</b>	<b>10,5</b>	<b>5,8</b>	<b>(4,7)</b>	<b>(45%)</b>	<b>Custo de produção (USD/boe)</b>	<b>9,8</b>	<b>7,7</b>	<b>(2,1)</b>	<b>(22%)</b>
<b>13,8</b>	<b>9,8</b>	<b>5,8</b>	<b>(4,0)</b>	<b>(41%)</b>	<b>Amortizações<sup>4</sup> (USD/boe)</b>	<b>14,8</b>	<b>11,9</b>	<b>(3,0)</b>	<b>(20%)</b>
-	-	22	22	s.s.	Realocação p/E&P da contribuição das atividades de trading de petróleo relativa a trimestres anteriores <sup>2</sup>	-	-	-	s.s.
<b>127</b>	<b>51</b>	<b>232</b>	<b>181</b>	<b>s.s.</b>	<b>Ebitda RCA</b>	<b>352</b>	<b>494</b>	<b>141</b>	<b>40%</b>
82	41	41	0	1%	Depreciações e Amortizações <sup>4</sup>	211	255	44	21%
(0)	-	0	0	s.s.	Provisões	-	(0)	(0)	s.s.
<b>46</b>	<b>10</b>	<b>191</b>	<b>181</b>	<b>s.s.</b>	<b>Ebit RCA</b>	<b>142</b>	<b>239</b>	<b>97</b>	<b>69%</b>
<b>18</b>	<b>(76)</b>	<b>103</b>	<b>179</b>	<b>s.s.</b>	<b>Ebit IFRS</b>	<b>(28)</b>	<b>28</b>	<b>56</b>	<b>s.s.</b>
<b>2</b>	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>92%</b>	<b>Resultados de Empresas associadas E&amp;P</b>	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>4</b>	<b>30%</b>

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

## Atividade

## Quarto trimestre

No quarto trimestre de 2016, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 63% face ao período homólogo de 2015, para 84,9 kboepd. Destes, 89% corresponderam a produção de petróleo.

A produção proveniente do Brasil aumentou 34,2 kboepd face ao período homólogo para 75,8 kboepd. O aumento verificado deveu-se principalmente à contribuição das FPSO #4, #5 e #6. A exportação de gás natural também aumentou 6,2 kboepd face ao período homólogo para 9,4 kboepd.

Em Angola, a produção *working interest* foi de 9,1 kbpd, revelando uma diminuição de 12%

face ao período homólogo de 2015, afetada pelo declínio natural dos campos maduros no bloco 14.

A produção *net entitlement* foi de 82,7 kboepd, um aumento de 68% face ao quarto trimestre de 2015, uma evolução em linha com a produção *working interest*.

## Doze meses

Em 2016, a produção *working interest* foi de 67,6 kboepd, um aumento de 48% face a 2015, o que se deveu à maior contribuição do pré-sal brasileiro com a entrada em produção das unidades #5 e #6, bem como ao *ramp-up* de produção da FPSO #4.

A exportação de gás natural aumentou 2,0 kboepd para os 5,3 kboepd, na sequência da conexão das FPSO #3, #4 e #5 à infraestrutura

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

de exportação de gás. Do total de gás exportado, 4,8 kboepd tiveram origem na área de Lula/Iracema.

### Resultados

#### Quarto trimestre

No quarto trimestre de 2016, o Ebitda RCA foi de €232 m, um aumento de €181 m face ao período homólogo de 2015, suportado principalmente pelo aumento de produção, mas também pelo incremento dos preços de petróleo e gás natural no período.

Importa destacar que, a partir de 1 de outubro de 2016, a contribuição relativa à atividade de trading de petróleo produzido passou a ser contabilizada no negócio de E&P. Esta contribuição era anteriormente contabilizada no negócio de R&D. O impacto de €22 m relativo aos três trimestres anteriores também foi registado no quarto trimestre de 2016.

Os custos de produção foram de cerca de €41 m no período, uma diminuição de €3 m face ao quarto trimestre de 2015. Em termos unitários e numa base *net entitlement*, os custos de produção diminuíram \$4,7/boe para os \$5,8/boe devido a um maior efeito de diluição na produção e a um ajustamento extraordinário (*one off*) no Brasil, correspondente a \$2,0/boe.

No quarto trimestre de 2016, as amortizações (incluindo provisões para abandono) situaram-se nos €41 m, em linha face ao quarto trimestre de 2015. Numa base *net entitlement*, as amortizações (incluindo provisões para abandono) desceram de \$9,8/boe para \$5,8/boe no quarto trimestre de 2016.

O Ebit RCA foi de €191 m, face a €10 m no quarto trimestre de 2015. Os eventos não recorrentes atingiram os €88 m, relacionados

A produção *net entitlement* aumentou 51% relativamente ao ano de 2015 para 65,1 kboepd.

maioritariamente com imparidades em ativos de exploração no bloco 14, em Angola.

Os resultados das empresas associadas afetas às atividades de E&P foram de €4 m.

#### Doze meses

Em 2016, o Ebitda RCA aumentou €141 m face ao ano de 2015 para €494 m, beneficiando do aumento verificado na produção *net entitlement* e apesar da diminuição do preço médio de realização, que se situou em \$37,7/boe.

Os custos de produção foram de €166 m no período, um aumento de €26 m face ao ano de 2015 devido ao maior número de unidades em operação no Brasil. Em termos unitários, os custos de produção desceram \$2,1/boe face ao ano de 2015, para \$7,7/boe, também impactados pelo ajustamento extraordinário (*one off*) no Brasil.

As amortizações (incluindo provisões para abandono) aumentaram €44 m para €255 m na sequência do aumento da base de ativos no Brasil. Numa base *net entitlement*, as amortizações foram de \$11,9/boe, face a \$14,8/boe em 2015.

O Ebit RCA foi de €239 m, um aumento de €97 m face ao ano de 2015, enquanto o Ebit IFRS foi de €28 m. Os eventos não recorrentes de €211 m incluem as imparidades registadas ao longo do ano no bloco 14/14k, em Angola, assim como a imparidade relativa ao *onshore* brasileiro registada no terceiro trimestre de 2016.

A contribuição das empresas associadas afetas às atividades de E&P foi de €17 m.

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017



## 5. Refinação & Distribuição

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Doze Meses			
3T16	4T15	4T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
3,4	4,1	5,2	1,1	26%	Margem de refinação Galp (USD/boe)	6,0	4,3	(1,7)	(29%)
1,5	1,8	1,7	(0,1)	(6%)	Custo <i>cash</i> das refinarias <sup>1</sup> (USD/boe)	1,6	1,7	0,1	5%
0,2	(0,2)	(0,2)	(0,0)	(9%)	Impacto da cobertura da margem de refinação <sup>2</sup> (USD/boe)	(0,8)	0,0	0,8	s.s.
29,4	28,8	28,8	0,1	0%	Matérias-primas processadas (mmboe)	114,6	109,7	(4,8)	(4%)
26,4	25,6	27,0	1,4	6%	Crude processado (mmbbl)	102,0	100,5	(1,5)	(1%)
4,6	4,5	4,6	0,1	1%	Vendas de produtos refinados (mt)	18,2	17,8	(0,4)	(2%)
2,3	2,2	2,2	(0,0)	(2%)	Vendas a clientes diretos (mt)	9,1	8,8	(0,3)	(3%)
-	-	(25)	(25)	s.s.	Realocação relativa à contribuição das atividades de trading de petróleo para o E&P <sup>3</sup>	-	(25)	(25)	s.s.
180	165	105	(60)	(36%)	Ebitda RCA	779	576	(203)	(26%)
70	66	105	40	60%	Depreciações e Amortizações <sup>4</sup>	271	305	35	13%
3	(4)	(1)	3	69%	Provisões	4	14	10	s.s.
107	103	1	(103)	(99%)	Ebit RCA	504	257	(248)	(49%)
116	(1)	72	73	s.s.	Ebit IFRS	156	243	87	55%
(2)	0	0	0	s.s.	Resultados de Empresas associadas R&D	(1)	(2)	(0)	(25%)

<sup>1</sup> Excluindo impacto das operações de cobertura da margem de refinação.<sup>2</sup> Impacto em Ebitda.<sup>3</sup> No quarto trimestre de 2016 (e nos doze meses de 2016), a contribuição das atividades de trading de petróleo produzido foram realocadas do negócio de R&D para o E&P. O impacto total do ano foi contabilizado no 4T16.<sup>4</sup> Durante o quarto trimestre de 2016, o período de vida útil de alguns ativos de refinação foi revisto, contribuindo para o aumento das Depreciações & Amortizações no segundo semestre de 2016. O quarto trimestre de 2016 inclui o impacto relativo ao terceiro trimestre.

### Atividade

#### Quarto trimestre

No quarto trimestre de 2016, foram processados cerca de 28,8 mmboe de matérias-primas, em linha com o período homólogo de 2015 que havia sido afetado por instabilidades em algumas unidades. Durante o período, destaca-se a paragem planeada durante 13 dias da unidade de FCC na refinaria de Sines. O crude representou 94% das matérias-primas processadas, 82% dos quais corresponderam a crudes médios e pesados.

A gasolina representou 20% da produção, menos 2 p.p. do que no período homólogo, nomeadamente devido à menor disponibilidade do FCC, enquanto os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 48%. Os consumos e quebras representaram 7% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 2,2 mt, uma redução de 2% face ao quarto trimestre de 2015, no seguimento da estratégia de redução de exposição a atividades com menor margem na Península Ibérica, nomeadamente no segmento *wholesale*. O volume de vendas em África representou cerca de 9% do volume total de vendas a clientes diretos.

#### Doze meses

Durante o ano de 2016, foram processados cerca de 109,7 mmboe de matérias-primas, 4% abaixo de 2015. A redução reflete maioritariamente as paragens planeadas das refinarias em Sines e em Matosinhos ao longo do ano. O crude representou 92% das matérias-primas

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

processadas, dos quais 83% corresponderam a crudes médios e pesados.

A gasolina representou 23% da produção de 2016, enquanto os destilados médios tiveram um peso de 46% no total da produção. Os consumos e quebras representaram 7% do volume de matérias-primas processadas.

### Resultados

#### Quarto trimestre

Com efeitos a partir de 1 de outubro de 2016, a contribuição relativa à atividade de trading de petróleo produzido, que era anteriormente contabilizada no negócio de R&D, passou a ser contabilizada no negócio de E&P. A realocação do montante total de €25 m relativo ao ano de 2016 foi registada no quarto trimestre.

O Ebitda RCA do negócio de R&D diminuiu para os €105 m no quarto trimestre de 2016, refletindo uma menor contribuição da atividade de comercialização de produtos petrolíferos. Esta atividade foi impactada pelo desfasamento temporal das fórmulas de *pricing*, que se deveu ao aumento significativo do preço das *commodities* durante o quarto trimestre. Os resultados também foram impactados pelas diferenças de câmbio operacionais resultantes da rápida apreciação do Dólar face ao Euro durante o período, alocadas aos resultados operacionais desde o início de 2016.

A atividade de refinação aumentou o seu contributo para os resultados, tendo a margem de refinação da Galp atingido os \$5,2/boe, face a \$4,1/boe no período homólogo. O diferencial sobre a margem *benchmark* foi de \$1,4/boe, tendo a Empresa beneficiado de oportunidades de arbitragem de gasolinas para os EUA.

Os custos *cash* operacionais situaram-se nos €46 m, em linha com o registado no quarto trimestre de 2015. Em termos unitários, os custos *cash* foram de \$1,7/boe.

Atendendo à diminuição da exposição a clientes com menor margem, os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 8,8 mt, uma redução de 3% face ao período homólogo de 2015. O volume de vendas em África aumentou 7% face a 2015, representando 9% do total de vendas a clientes diretos durante 2016.

Durante o período, as operações de cobertura da margem de refinação tiveram um impacto negativo de €5 m em Ebitda.

As amortizações e provisões aumentaram €42 m face ao quarto trimestre de 2015, para os €104 m, o que se deveu à revisão do período de vida útil de alguns ativos de refinação. No quarto trimestre de 2016, foi contabilizado o impacto relativo ao terceiro trimestre do ano.

O Ebit RCA situou-se em €1 m. O Ebit IFRS aumentou para os €72 m. O efeito *stock* foi de €78 m e os eventos não recorrentes foram de €8 m.

#### Doze meses

O negócio de R&D registou um Ebitda RCA de €576 m durante o ano, ou seja, um decréscimo de €203 m face a 2015, devido ao menor contributo da atividade de refinação, e ao desfasamento temporal das fórmulas de *pricing*. Também a realocação da contribuição da atividade de trading de petróleo produzido impactou negativamente a evolução dos resultados.

A margem de refinação da Galp foi de \$4,3/boe face a \$6,0/boe no período homólogo, refletindo a descida das margens de refinação. O diferencial face à margem *benchmark* foi de \$1,2/boe.

Os custos *cash* operacionais das refinarias aumentaram €2 m em 2016 para os €172 m, devido a maiores custos com manutenção, sobretudo afetos ao *hydrocracker* em Sines. Em

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

termos unitários, os custos *cash* situaram-se em \$1,7/boe.

As operações de cobertura tiveram um impacto positivo de €3 m no Ebitda de 2016, comparativamente a uma perda de €83 m no ano anterior.

As amortizações e provisões totalizaram €319 m, €45 m acima do registado em 2015, na

sequência da revisão do período de vida útil de alguns de ativos de refinação.

O Ebit RCA desceu para os €257 m, enquanto o Ebit IFRS aumentou €87 m para os €243 m. O efeito *stock* foi de €23 m e os eventos não recorrentes atingiram os €37 m, sobretudo aqueles relacionados com custos de reestruturação e imparidades sobre equipamentos na atividade de refinação.

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

 **6. Gas & Power**

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Doze Meses			
3T16	4T15	4T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
<b>1.750</b>	<b>1.692</b>	<b>1.861</b>	<b>169</b>	<b>10%</b>	<b>Vendas totais de GN/GNL (mm<sup>3</sup>)</b>	<b>7.665</b>	<b>7.065</b>	<b>(600)</b>	<b>(8%)</b>
950	992	1.048	56	6%	Vendas a clientes diretos (mm <sup>3</sup> )	3.843	3.780	(63)	(2%)
800	700	814	113	16%	Trading (mm <sup>3</sup> )	3.822	3.285	(537)	(14%)
<b>1.297</b>	<b>1.170</b>	<b>1.292</b>	<b>123</b>	<b>10%</b>	<b>Vendas de eletricidade (GWh)</b>	<b>4.636</b>	<b>5.010</b>	<b>374</b>	<b>8%</b>
<b>73</b>	<b>90</b>	<b>53</b>	<b>(36)</b>	<b>(40%)</b>	<b>Ebitda RCA</b>	<b>382</b>	<b>313</b>	<b>(69)</b>	<b>(18%)</b>
39	60	34	(25)	(42%)	Gás Natural	251	194	(57)	(23%)
26	31	8	(22)	(73%)	Infraestruturas	129	100	(29)	(23%)
8	(1)	10	11	s.s.	Power	2	19	18	s.s.
15	15	8	(6)	(45%)	Depreciações e Amortizações	61	52	(8)	(14%)
3	12	3	(9)	(73%)	Provisões	19	7	(11)	(60%)
<b>55</b>	<b>63</b>	<b>42</b>	<b>(21)</b>	<b>(33%)</b>	<b>Ebit RCA</b>	<b>303</b>	<b>253</b>	<b>(49)</b>	<b>(16%)</b>
<b>57</b>	<b>58</b>	<b>43</b>	<b>(15)</b>	<b>(26%)</b>	<b>Ebit IFRS</b>	<b>275</b>	<b>251</b>	<b>(24)</b>	<b>(9%)</b>
<b>16</b>	<b>18</b>	<b>20</b>	<b>2</b>	<b>13%</b>	<b>Resultados de Empresas associadas G&amp;P</b>	<b>69</b>	<b>70</b>	<b>2</b>	<b>2%</b>

**Atividade****Quarto trimestre**

Os volumes vendidos de GN/GNL no quarto trimestre de 2016 situaram-se em 1.861 mm<sup>3</sup>, um aumento de 10% face ao período homólogo de 2015, devido sobretudo ao aumento dos volumes vendidos através da atividade de trading de rede, mas também ao aumento das vendas a clientes diretos.

Durante o trimestre, os volumes de trading de rede aumentaram 159 mm<sup>3</sup> para os 370 mm<sup>3</sup>. Por outro lado, foram efetuadas cinco operações de trading de GNL com base em contratos estruturados, menos uma do que no período homólogo.

As vendas a clientes diretos aumentaram 6%, tendo os volumes vendidos ao segmento elétrico aumentado 7% para os 376 mm<sup>3</sup>, beneficiando da menor produção elétrica de origem renovável na Península Ibérica. Os volumes vendidos no segmento convencional (industrial e de retalho) aumentaram 5%, devido principalmente ao aumento dos consumos das unidades instaladas nas refinarias da Galp.

As vendas de eletricidade tiveram um incremento de 123 GWh face ao período homólogo para os 1.292 GWh, o que se deveu ao aumento das vendas de eletricidade à rede pelas cogerações e à entrada em produção durante 2016 de cinco novos parques eólicos, com uma capacidade combinada de cerca de 172 MW.

**Doze meses**

As vendas de gás natural foram de 7.065 mm<sup>3</sup> durante 2016, uma diminuição de 8% face a 2015, o que refletiu sobretudo a redução nos volumes do segmento de trading.

Os volumes vendidos neste segmento diminuíram 14%, reflexo de menores oportunidades no mercado internacional, tendo sido efetuadas 25 operações de trading GNL, menos oito do que no período homólogo. Os volumes de trading de rede situaram-se nos 1.151 mm<sup>3</sup>.

Em 2016, os volumes vendidos no segmento elétrico ascenderam a 1.179 mm<sup>3</sup>, um aumento de 9% face ao ano anterior, sobretudo na



## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

sequência do menor recurso ao carvão para geração elétrica na Península Ibérica.

Os volumes vendidos no mercado convencional desceram 6%, devido essencialmente ao aumento da concorrência no segmento industrial. Também a venda, durante 2015, das atividades de comercialização relacionadas com o segmento residencial espanhol contribuiu para esta descida.

### Resultados

#### Quarto trimestre

O negócio de G&P registou um Ebitda RCA de €53 m no quarto trimestre de 2016, €36 m abaixo do verificado no período homólogo, na sequência da menor contribuição da atividade de gás natural e da desconsolidação do negócio de infraestruturas reguladas.

O Ebitda do segmento de gás natural situou-se nos €34 m, uma redução de €25 m face ao período homólogo, que havia beneficiado de uma maior otimização do aprovisionamento de GN/GNL no período.

O Ebitda da atividade de infraestruturas reguladas situou-se nos €8 m, afetado pela desconsolidação da Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND) pelo método integral a partir do final de outubro, no seguimento da conclusão da transação anunciada durante o terceiro trimestre.

A atividade de power teve um Ebitda de €10 m, uma melhoria de €11 m face ao quarto trimestre de 2015, que havia sido negativamente afetado pela operação sub-ótima das cogerações.

O Ebit RCA diminuiu €21 m para os €42 m, considerando um efeito *stock* de €3 m e eventos não recorrentes de €2 m. O Ebit IFRS atingiu os €43 m, comparativamente a €58 m no período homólogo.

Os resultados de empresas associadas aumentaram para os €20 m, refletindo a contribuição parcial da GGND.

As vendas de eletricidade totalizaram 5.010 GWh, mais 374 GWh do que em 2015, principalmente devido à maior produção pelos parques eólicos em que a Galp participa e também ao aumento das vendas de eletricidade à rede pelas cogerações nas refinarias.

#### Doze meses

O Ebitda do segmento de G&P situou-se nos €313 m em 2016, uma diminuição de €69 m em relação a 2015, sobretudo na sequência de menores resultados da atividade de gás natural.

O Ebitda do segmento de gás natural diminuiu 23% para os €194 m, devido principalmente às menores oportunidades no mercado internacional de GNL.

O negócio das infraestruturas reguladas contribuiu com €100 m para o Ebitda, uma redução de €29 m face ao período homólogo, que refletiu a menor taxa de remuneração no segundo semestre e a desconsolidação pelo método integral da GGND em novembro e dezembro.

O Ebitda do negócio de power registou um aumento de €18 m face a 2015, que havia sido afetado pela operação sub-ótima das cogerações nas refinarias e pelo desfasamento temporal do indexante do preço de compra do gás natural face ao da venda de energia.

O Ebit RCA situou-se nos €253 m, uma diminuição de €49 m face a 2015, considerando um efeito *stock* de €3 m. O Ebit IFRS atingiu os €251 m face a €275 m no período homólogo.

Os resultados de empresas associadas relativas ao negócio de G&P atingiram os €70 m.

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

## 7. Informação financeira

### 7.1. Demonstração de resultados

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Doze Meses			
3T16	4T15	4T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
3.492	3.429	3.547	118	3%	Vendas e prestações de serviços	15.504	13.119	(2.384)	(15%)
(2.715)	(2.714)	(2.731)	18	1%	Custo das mercadorias vendidas	(12.436)	(10.156)	(2.281)	(18%)
(318)	(325)	(334)	9	3%	Fornecimentos e serviços externos	(1.228)	(1.259)	31	3%
(83)	(89)	(89)	(1)	(1%)	Custos com pessoal	(330)	(319)	(11)	(3%)
8	7	2	(5)	(66%)	Outros proveitos (custos) operacionais	29	26	(3)	(10%)
<b>384</b>	<b>309</b>	<b>396</b>	<b>87</b>	<b>28%</b>	<b>Ebitda RCA</b>	<b>1.538</b>	<b>1.411</b>	<b>(127)</b>	<b>(8%)</b>
<b>392</b>	<b>198</b>	<b>467</b>	<b>269</b>	<b>s.s.</b>	<b>Ebitda IFRS</b>	<b>1.174</b>	<b>1.389</b>	<b>215</b>	<b>18%</b>
(168)	(122)	(174)	52	43%	Depreciações e Amortizações	(544)	(636)	92	17%
(6)	(8)	17	(25)	s.s.	Provisões	(25)	(3)	(22)	(89%)
<b>211</b>	<b>178</b>	<b>238</b>	<b>60</b>	<b>34%</b>	<b>Ebit RCA</b>	<b>969</b>	<b>772</b>	<b>(197)</b>	<b>(20%)</b>
<b>194</b>	<b>(18)</b>	<b>221</b>	<b>239</b>	<b>s.s.</b>	<b>Ebit IFRS</b>	<b>423</b>	<b>544</b>	<b>120</b>	<b>28%</b>
16	23	24	1	4%	Resultados de empresas associadas	83	85	2	2%
(16)	(2)	(27)	(25)	s.s.	Resultados financeiros	(70)	(25)	45	65%
<b>211</b>	<b>200</b>	<b>236</b>	<b>36</b>	<b>18%</b>	<b>Resultados antes de impostos e interesses que não controlam RCA</b>	<b>982</b>	<b>833</b>	<b>(150)</b>	<b>(15%)</b>
(83)	(43)	(88)	44	s.s.	Impostos <sup>1</sup>	(290)	(289)	(2)	(1%)
(13)	(8)	(27)	19	s.s.	Interesses que não controlam	(54)	(61)	8	14%
<b>115</b>	<b>148</b>	<b>121</b>	<b>(27)</b>	<b>(18%)</b>	<b>Resultado líquido RCA</b>	<b>639</b>	<b>483</b>	<b>(156)</b>	<b>(24%)</b>
(37)	(55)	(108)	53	97%	Eventos não recorrentes	(244)	(324)	80	33%
<b>77</b>	<b>93</b>	<b>13</b>	<b>(80)</b>	<b>(86%)</b>	<b>Resultado líquido RC</b>	<b>395</b>	<b>159</b>	<b>(236)</b>	<b>(60%)</b>
14	(88)	67	155	s.s.	Efeito <i>stock</i>	(272)	20	292	s.s.
<b>91</b>	<b>6</b>	<b>80</b>	<b>75</b>	<b>s.s.</b>	<b>Resultado líquido IFRS</b>	<b>123</b>	<b>179</b>	<b>57</b>	<b>46%</b>

#### Quarto trimestre

O Ebitda RCA aumentou 28% no período para os €396 m, na sequência da maior contribuição do negócio de E&P. O Ebitda IFRS aumentou €269 m para os €467 m.

O Ebit RCA foi de €238 m, um aumento de €60 m face ao período homólogo de 2015, enquanto o Ebit IFRS aumentou €239 m e atingiu os €221 m.

Os resultados de empresas associadas mantiveram-se estáveis em €24 m.

Os resultados financeiros foram negativos em €27 m e incluíram uma perda de €14 m nas operações *mark-to-market*, principalmente relacionadas com a cobertura da margem de refinação. Os juros financeiros líquidos foram de

€22 m, uma descida de €3 m face ao período homólogo de 2015.

Os impostos RCA aumentaram para os €88 m, reflexo dos maiores resultados no negócio de E&P. Os impostos sobre a produção de petróleo e gás situaram-se em €57 m.

Os interesses que não controlam, principalmente atribuíveis à participação da Sinopec na Petrogal Brasil, aumentaram €19 m para os €27 m.

O resultado líquido RCA atingiu os €121 m, menos €27 m do que no período homólogo de 2015, considerando um efeito *stock* de €67 m e eventos não recorrentes de €108 m. Os eventos não recorrentes incluíram imparidades no bloco 14 em Angola, bem como imparidades relacionadas com a transferência de contratos para a construção dos cascos relativos às FPSO replicantes.



## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

O resultado líquido IFRS situou-se em €80 m.

### Doze meses

O Ebitda RCA foi de €1.411 m, menos €127 m do que no período homólogo de 2015, com uma menor contribuição dos segmentos de negócio de R&D e G&P. O Ebitda IFRS situou-se em €1.389 m.

O Ebit RCA desceu 20% para os €772 m, enquanto o Ebit IFRS aumentou €120 m para os €544 m.

Os resultados de empresas associadas foram de €85 m, em linha com o período homólogo.

Os resultados financeiros foram negativos em €25 m, face a -€70 m no período homólogo. Esta evolução deveu-se aos ganhos de €17 m no *mark-to-market* de derivados de cobertura, que compararam com uma perda de €13 m no ano de 2015, e também à redução de €19 m dos juros líquidos.

Os impostos RCA mantiveram-se em linha face ao ano anterior nos €289 m.

Os interesses que não controlam, principalmente atribuíveis à Sinopec, aumentaram €8 m para €61 m, na sequência de maiores resultados gerados no Brasil.

O resultado líquido RCA totalizou €483 m, menos €156 m do que no período homólogo, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €179 m.

O efeito *stock* foi de €20 m e os eventos não recorrentes foram de €324 m, incluindo as imparidades sobre os ativos de E&P em Angola, bem como as imparidades relacionadas com a transferência de contratos para a construção dos cascos relativos às FPSO replicantes.

A CESE afetou negativamente os resultados em IFRS em cerca de €56 m, dos quais cerca de €28 m relativos à CESE I, cujo impacto anual foi contabilizado na sua totalidade no primeiro trimestre. O montante relativo à CESE II atingiu também os €28 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 juriconsultos nacionais, que as disposições legislativas respeitantes à CESE são violadoras da lei, não sendo os montantes em causa exigíveis.

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

**7.2. Investimento**

€ m

Trimestre						Doze Meses			
3T16	4T15	4T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
208	321	269	(52)	(16%)	Exploração & Produção	1.103	1.039	(64)	(6%)
15	(1)	0	1	s.s.	Atividades de exploração e avaliação	94	37	(57)	(61%)
194	322	269	(53)	(17%)	Atividades de desenvolvimento e produção	1.009	1.003	(7)	(1%)
26	60	68	8	14%	Refinação & Distribuição	110	153	42	39%
10	49	4	(45)	(93%)	Gas & Power	65	23	(43)	(65%)
1	1	3	2	s.s.	Outros	4	4	(0)	(4%)
<b>244</b>	<b>431</b>	<b>344</b>	<b>(87)</b>	<b>(20%)</b>	<b>Investimento</b>	<b>1.283</b>	<b>1.218</b>	<b>(64)</b>	<b>(5%)</b>

**Quarto trimestre**

O investimento no quarto trimestre de 2016 foi de €344 m.

O montante investido no negócio de E&P, nomeadamente em atividades de desenvolvimento e produção (D&P), representou 78% do total, tendo o investimento no desenvolvimento do bloco BM-S-11 representado 69% daquele total.

Nos negócios de R&D e G&P, o investimento totalizou €72 m no período, incluindo o investimento em atividades de manutenção na refinaria de Sines.

**Doze meses**

Em 2016, o investimento totalizou €1.218 m, 85% dos quais alocados ao negócio de E&P.

As atividades de D&P representaram 96% do investimento do negócio de E&P, alocado sobretudo ao desenvolvimento do bloco BM-S-11 no Brasil, que representou 73% do investimento em D&P. O investimento no bloco 32 em Angola representou cerca de 21% desse total.

O investimento nas atividades de *downstream* e gás atingiu os €175 m, tendo sido alocado, entre outros, a atividades de manutenção, à contínua renovação da rede de retalho de produtos petrolíferos e da infraestrutura de gás natural, bem como à melhoria dos sistemas de informação.

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

**7.3. Cash flow****Método indireto**

€ m (valores em IFRS)

Trimestre				Doze Meses	
3T16	4T15	4T16		2015	2016
194	(18)	221	Ebit	423	544
19	27	26	Dividendos de empresas associadas	73	70
193	209	260	Depreciações e amortizações	720	835
(164)	66	51	Variação de fundo de maneo	458	21
<b>242</b>	<b>285</b>	<b>558</b>	<b>Fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais</b>	<b>1.674</b>	<b>1.469</b>
(242)	(390)	(200)	Investimento líquido <sup>1</sup>	(1.190)	(1.054)
(23)	(25)	(22)	Juros pagos e recebidos	(119)	(101)
(63)	(33)	(30)	Impostos de sociedades e tributação especial	(127)	(172)
(207)	(1)	(6)	Dividendos pagos	(318)	(387)
-	-	632	Desconsolidação GGND <sup>2</sup>	-	632
(29)	130	1	Outros <sup>3</sup>	179	164
<b>322</b>	<b>35</b>	<b>(933)</b>	<b>Variação da dívida líquida</b>	<b>(98)</b>	<b>(550)</b>

<sup>1</sup> O quarto trimestre e os doze meses de 2016 incluem o recebimento de €141 m da venda de participação de 22,5% da GGND.

<sup>2</sup> Desconsolidação de ativos e passivos da GGND.

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

**Quarto trimestre**

No final de outubro de 2016, foi concluída a transação relativa à venda parcial do capital social da GGND, que deixou de ser consolidada pelo método integral, com um impacto positivo de €632 m na situação financeira do Grupo, acrescido do encaixe financeiro de €141 m resultante da transação. Desta forma, o impacto total da transação relativa à GGND foi de €773 m.

Excluindo aquele impacto, a dívida líquida teria diminuído €160 m durante o quarto trimestre.

**Doze meses**

Durante 2016, a dívida líquida desceu €550 m devido ao desinvestimento parcial da atividade de infraestruturas reguladas.

Excluindo esse impacto, a dívida líquida teria aumentado €223 m durante o ano, após dividendos, considerando a geração de *cash flow* robusta pelas atividades operacionais, de €1.469 m.

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

## Método direto

€ m

Trimestre				Doze Meses	
3T16	4T15	4T16		2015	2016
<b>856</b>	<b>1.087</b>	<b>1.084</b>	<b>Caixa e equivalentes no início do período<sup>1</sup></b>	<b>1.023</b>	<b>1.045</b>
3.887	4.166	4.242	Recebimento de clientes	17.666	15.156
(2.432)	(2.785)	(2.600)	Pagamento a fornecedores	(11.421)	(9.094)
(74)	(123)	(117)	Salários e encargos	(371)	(373)
19	27	26	Dividendos de empresas associadas	73	70
(762)	(635)	(737)	Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(2.633)	(2.752)
(407)	(334)	(374)	IVA, <i>Royalties</i> , PIS, Cofins, outros	(1.721)	(1.571)
<b>231</b>	<b>317</b>	<b>441</b>	<b>Total de fluxos operacionais</b>	<b>1.594</b>	<b>1.436</b>
(261)	(385)	(161)	Investimento líquido <sup>2</sup>	(1.194)	(1.074)
(16)	(26)	(20)	Juros pagos e recebidos	(111)	(120)
(207)	(1)	(6)	Dividendos pagos	(318)	(387)
(63)	(33)	(30)	Impostos de sociedades e tributação especial	(127)	(172)
549	(28)	(451)	Empréstimos pagos e recebidos	(124)	(32)
0	79	-	Reembolsos da Sinopec	261	134
(6)	35	66	Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	40	93
<b>1.084</b>	<b>1.045</b>	<b>923</b>	<b>Caixa e equivalentes no final do período<sup>1</sup></b>	<b>1.045</b>	<b>923</b>

<sup>1</sup>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.

<sup>2</sup>O quarto trimestre e os doze meses de 2016 incluem o recebimento de €141 m da venda de participação de 22,5% da GGND.

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

**7.4. Situação financeira**

€ m (valores em IFRS)

	31 dezembro, 2015	30 setembro, 2016	31 dezembro, 2016	Var. vs 31 dez., 2015	Var. vs 30 set., 2016
Ativo fixo líquido	7.892	7.357	7.721	(171)	364
Fundo de manei	510	529	492	(18)	(37)
Empréstimo à Sinopec	723	575	610	(113)	35
Outros ativos (passivos)	(515)	(383)	(409)	107	(26)
Ativos/Passivos não correntes detidos para venda	-	270	(1)	(1)	(271)
<b>Capital empregue</b>	<b>8.610</b>	<b>8.348</b>	<b>8.414</b>	<b>(196)</b>	<b>65</b>
Dívida de curto prazo	493	754	325	(167)	(429)
Dívida de médio-longo prazo	3.060	2.628	2.578	(482)	(51)
<b>Dívida total</b>	<b>3.552</b>	<b>3.383</b>	<b>2.903</b>	<b>(649)</b>	<b>(480)</b>
Caixa e equivalentes	1.130	1.177	1.032	(98)	(145)
<b>Dívida líquida<sup>1</sup></b>	<b>2.422</b>	<b>2.205</b>	<b>1.870</b>	<b>(552)</b>	<b>(335)</b>
<b>Total do capital próprio</b>	<b>6.188</b>	<b>6.143</b>	<b>6.543</b>	<b>355</b>	<b>401</b>
<b>Total do capital próprio e da dívida líquida</b>	<b>8.610</b>	<b>8.348</b>	<b>8.414</b>	<b>(196)</b>	<b>65</b>

<sup>1</sup> A dívida líquida a 30 setembro 2016 não inclui dívida líquida bancária da GGND (€599 m), que estava considerada na linha Ativos/Passivos detidos para venda.

A 31 de dezembro de 2016, o ativo fixo líquido era de €7.721 m, um aumento de €364 m face ao final de setembro, consequência do investimento realizado e da apreciação do Dólar no período.

O investimento em curso, sobretudo relativo ao negócio de E&P, totalizava €2.650 m no final do período.

**7.5. Dívida financeira**

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2015	30 setembro, 2016	31 dezembro, 2016	Var. vs 31 dez., 2015	Var. vs 30 set., 2016
Obrigações	2.154	2.136	1.683	(471)	(453)
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.398	1.247	1.220	(178)	(27)
Caixa e equivalentes	(1.130)	(1.177)	(1.032)	98	145
<b>Dívida líquida<sup>1</sup></b>	<b>2.422</b>	<b>2.205</b>	<b>1.870</b>	<b>(552)</b>	<b>(335)</b>
<b>Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec<sup>2</sup></b>	<b>1.699</b>	<b>1.631</b>	<b>1.260</b>	<b>(439)</b>	<b>(371)</b>
Vida média (anos)	3,1	3,2	2,6	(0,5)	(0,6)
Taxa de juro média da dívida	3,8%	3,5%	3,5%	(0,2 p.p.)	0,0 p.p.
Dívida líquida para Ebitda RCA <sup>3</sup>	1,2x	1,4x	1,0x	-	-

<sup>1</sup> A dívida líquida não inclui, a 30 setembro 2016, a dívida líquida bancária da GGND (€599 m). <sup>2</sup> Dívida líquida de €1.260 m ajustada do empréstimo concedido à Sinopec de €610 m. <sup>3</sup> A 31 de dezembro de 2016, rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo Sinopec, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, de €179 m, sendo o Ebitda RCA em 2016 de €1.411 m.

A 31 de dezembro de 2016, a dívida líquida situava-se em €1.870 m, um decréscimo de €335 m face ao final de setembro.

Considerando como caixa o saldo de €610 m do empréstimo concedido à Sinopec, a dívida líquida no final do período situava-se em €1.260 m, resultando um rácio de dívida líquida para Ebitda

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

de 1,0x. Este rácio considera ainda o valor correspondente aos suprimentos da Sinopec na Petrogal Brasil, com saldo de €179 m no final do período.

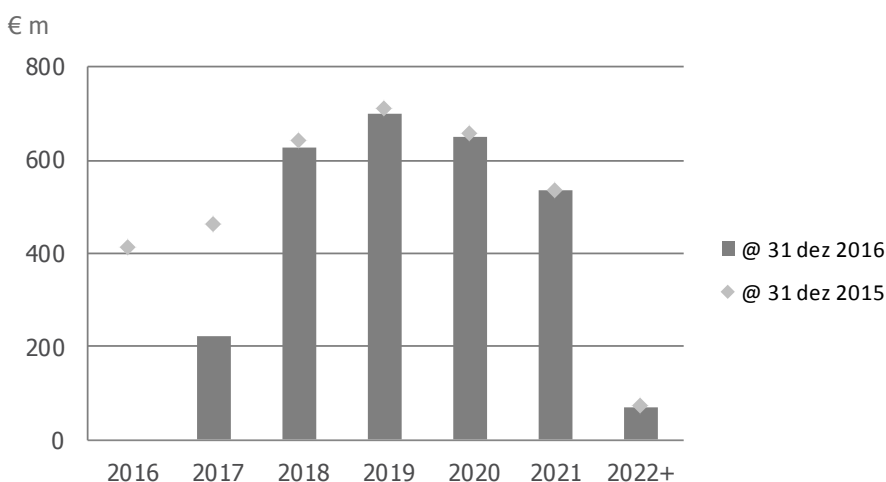
A taxa de juro média da dívida foi de 3,52% durante o período.

No final de dezembro, cerca de 50% do total da dívida estava contratada a taxa fixa. O prazo médio da dívida era de 2,6 anos, sendo que a dívida de médio e longo prazo representava 89% do total da dívida da Galp.

Salienta-se que a Galp exerceu uma opção de compra (*call option*) sobre um empréstimo obrigacionista no montante de €455 m, com maturidade em 2017, o qual foi reembolsado a 21 de novembro de 2016.

No final do quarto trimestre de 2016, a Galp detinha cerca de €1,2 bn de linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas. Deste montante, cerca de 60% encontrava-se garantido contratualmente.

### Perfil de reembolso da dívida



### 7.6. Vendas e prestações de serviços RCA por negócio

€ m

Trimestre						Doze Meses			
3T16	4T15	4T16	Var. YoY	% Var. YoY		2015	2016	Var.	% Var.
<b>3.492</b>	<b>3.429</b>	<b>3.547</b>	<b>118</b>	<b>3%</b>	<b>Vendas e prestações de serviços RCA</b>	<b>15.504</b>	<b>13.119</b>	<b>(2.384)</b>	<b>(15%)</b>
215	129	361	232	s.s.	Exploração & Produção <sup>1</sup>	617	852	235	38%
2.870	2.732	2.839	107	4%	Refinação & Distribuição	12.097	10.518	(1.580)	(13%)
586	679	630	(49)	(7%)	Gas & Power	3.230	2.437	(793)	(25%)
29	33	36	3	8%	Outros	124	124	1	1%
(210)	(144)	(318)	174	s.s.	Ajustamentos de consolidação	(565)	(812)	247	44%

<sup>1</sup> Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €322 m no quarto trimestre e de €823 m nos doze meses de 2016.

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

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

## Ebitda por segmento

€ m

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

€ m

Quarto Trimestre					2015	Doze Meses				
Ebitda IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
<b>198</b>	<b>116</b>	<b>313</b>	<b>(5)</b>	<b>309</b>	<b>Galp</b>	<b>1.174</b>	<b>357</b>	<b>1.531</b>	<b>7</b>	<b>1.538</b>
51	-	51	(0)	51	<b>E&amp;P</b>	348	-	348	5	352
60	112	172	(7)	165	<b>R&amp;D</b>	445	330	775	4	779
84	4	88	2	90	<b>G&amp;P</b>	357	27	383	(2)	382
3	-	3	0	3	<b>Outros</b>	25	-	25	0	25

## Ebit por segmento

€ m

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

€ m

Quarto Trimestre					2015	Doze Meses				
Ebit IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito <i>stock</i>	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
<b>(18)</b>	<b>116</b>	<b>98</b>	<b>81</b>	<b>178</b>	<b>Galp</b>	<b>423</b>	<b>357</b>	<b>780</b>	<b>189</b>	<b>969</b>
(76)	-	(76)	86	10	<b>E&amp;P</b>	(28)	-	(28)	170	142
(1)	112	111	(7)	103	<b>R&amp;D</b>	156	330	487	18	504
58	4	62	1	63	<b>G&amp;P</b>	275	27	302	1	303
2	-	2	0	2	<b>Outros</b>	20	-	20	0	21

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

**7.8. Eventos não recorrentes**

€ m

Trimestre				Doze Meses	
3T16	4T15	4T16		2015	2016
<b>9,1</b>	<b>(4,7)</b>	<b>11,0</b>	<b>Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda</b>	<b>7,4</b>	<b>42,1</b>
0,0	0,1	0,9	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	(0,8)	(1,2)
(0,3)	(5,5)	(0,5)	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(8,4)	(1,5)
0,4	0,7	0,7	Write-off ativos	6,1	1,7
-	-	-	Subsídios investimento	(2,6)	-
5,0	0,1	0,0	Custos com reestruturação - Pessoal	13,2	14,7
0,2	-	-	Despesas de consultoria e outras	-	0,2
2,0	-	0,1	Indemnização cessação antecipada contrato de sondas	-	12,0
1,8	-	3,4	Custos com litigância	-	9,7
-	-	6,3	Regularização impostos de exercícios anteriores	-	6,3
<b>25,0</b>	<b>85,4</b>	<b>87,9</b>	<b>Eventos não recorrentes com impacto em custos non cash</b>	<b>181,6</b>	<b>206,6</b>
0,0	(1,6)	2,5	Provisão para meio ambiente e outras	6,0	8,1
25,0	87,0	85,4	Provisão para Imparidade de ativos	175,5	198,5
<b>8,9</b>	<b>(3,5)</b>	<b>39,7</b>	<b>Eventos não recorrentes com impacto em resultados financeiros</b>	<b>64,0</b>	<b>68,0</b>
(6,1)	(6,6)	(36,8)	Ganhos/Perdas na alienação de participações financeiras	12,0	(23,5)
15,0	3,1	76,5	Provisão para imparidade de investimento financeiro	52,0	91,5
<b>(0,8)</b>	<b>(14,0)</b>	<b>(2,9)</b>	<b>Eventos não recorrentes com impacto em impostos</b>	<b>12,5</b>	<b>39,5</b>
(10,2)	(1,8)	(6,3)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(35,0)	(24,2)
-	-	(10,3)	Impostos diferidos em E&P	-	(10,3)
-	(19,4)	-	Reversão de impostos diferidos	(19,4)	-
-	-	5,9	Regularização IRC exercicios anteriores	-	5,9
9,4	7,2	7,7	Imposto contribuição sector energético	67,0	68,0
<b>(5,0)</b>	<b>(8,3)</b>	<b>(27,4)</b>	<b>Interesses que não controlam</b>	<b>(22,0)</b>	<b>(32,6)</b>
<b>37,2</b>	<b>54,9</b>	<b>108,2</b>	<b>Total de eventos não recorrentes</b>	<b>243,6</b>	<b>323,6</b>



## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

## 7.9. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€ m

Trimestre				Doze Meses	
3T16	4T15	4T16		2015	2016
3.334	3.252	3.402	Vendas	14.869	12.488
157	177	145	Serviços prestados	634	631
37	32	32	Outros rendimentos operacionais	101	121
<b>3.529</b>	<b>3.461</b>	<b>3.579</b>	<b>Total de proveitos operacionais</b>	<b>15.605</b>	<b>13.241</b>
(2.698)	(2.829)	(2.650)	Inventários consumidos e vendidos	(12.793)	(10.136)
(325)	(325)	(337)	Materiais e serviços consumidos	(1.228)	(1.285)
(87)	(89)	(89)	Gastos com o pessoal	(343)	(334)
(26)	(21)	(37)	Outros gastos operacionais	(66)	(98)
<b>(3.136)</b>	<b>(3.264)</b>	<b>(3.112)</b>	<b>Total de custos operacionais</b>	<b>(14.431)</b>	<b>(11.851)</b>
<b>392</b>	<b>198</b>	<b>467</b>	<b>Ebitda</b>	<b>1.174</b>	<b>1.389</b>
(193)	(209)	(260)	Gastos com amortizações, depreciações, imparidades	(720)	(835)
(6)	(7)	14	Provisões e imparidade de contas a receber	(31)	(11)
<b>194</b>	<b>(18)</b>	<b>221</b>	<b>Ebit</b>	<b>423</b>	<b>544</b>
7	27	(15)	Resultados de empresas associadas	19	17
(16)	(2)	(27)	Resultados financeiros	(70)	(25)
11	10	11	Juros a receber	28	34
(35)	(35)	(33)	Juros a pagar	(148)	(134)
26	23	10	Capitalização juros	89	82
(1)	(2)	(1)	Diferenças de câmbio	(10)	(9)
(13)	5	(14)	<i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura	(13)	17
(5)	(3)	(0)	Outros custos/proveitos financeiros	(17)	(14)
<b>185</b>	<b>6</b>	<b>179</b>	<b>Resultados antes de impostos</b>	<b>373</b>	<b>536</b>
(76)	6	(92)	Impostos <sup>1</sup>	(151)	(260)
(9)	(7)	(8)	Imposto contribuição sector energético <sup>2</sup>	(67)	(68)
<b>99</b>	<b>5</b>	<b>80</b>	<b>Resultados antes de interesses que não controlam</b>	<b>154</b>	<b>208</b>
(8)	1	0	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(32)	(29)
<b>91</b>	<b>6</b>	<b>80</b>	<b>Resultado líquido</b>	<b>123</b>	<b>179</b>

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

<sup>2</sup> Inclui €28,4 m, €27,6 m e €12 m da CESE I, CESE II e Fondo Nacional de Eficiencia Energética, respetivamente, nos doze meses de 2016.

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

## 7.10. Situação financeira consolidada

€ m

	31 dezembro 2015	30 setembro 2016	31 dezembro 2016
<b>Ativo</b>			
<b>Ativo não corrente</b>			
Ativos fixos tangíveis	5.216	5.715	5.910
Goodwill	137	134	87
Outros ativos fixos intangíveis <sup>1</sup>	1.403	261	268
Participações financeiras em associadas	1.114	1.218	1.432
Participações financeiras em participadas	2	3	3
Contas a receber	322	243	247
Ativos por impostos diferidos	462	338	335
Investimentos financeiros	24	30	26
<b>Total de ativos não correntes</b>	<b>8.681</b>	<b>7.943</b>	<b>8.307</b>
<b>Ativo corrente</b>			
Inventários <sup>2</sup>	873	736	869
Clientes	805	944	1.041
Contas a receber	577	545	556
Empréstimo Sinopec	723	575	610
Investimentos financeiros	4	9	19
Caixa e equivalentes	1.131	1.179	1.033
<b>Sub-total de ativos correntes</b>	<b>4.112</b>	<b>3.987</b>	<b>4.128</b>
Ativos não correntes detidos para venda	-	1.300	4
<b>Total de ativos correntes</b>	<b>4.112</b>	<b>5.287</b>	<b>4.132</b>
<b>Total do ativo</b>	<b>12.793</b>	<b>13.229</b>	<b>12.439</b>
<b>Capital próprio e passivo</b>	-		
<b>Capital próprio</b>			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	(0)	127	404
Outras reservas	2.684	2.684	2.687
Reservas de cobertura	(2)	(3)	4
Resultados acumulados	1.056	822	795
Resultado líquido do período	123	99	179
<b>Total do capital próprio atribuível aos acionistas</b>	<b>4.772</b>	<b>4.641</b>	<b>4.980</b>
Interesses que não controlam	1.416	1.501	1.563
<b>Total do capital próprio</b>	<b>6.188</b>	<b>6.143</b>	<b>6.543</b>
<b>Passivo</b>			
<b>Passivo não corrente</b>			
Empréstimos e descobertos bancários	1.151	964	912
Empréstimos obrigacionistas	1.908	1.665	1.666
Outras contas a pagar <sup>3</sup>	551	299	305
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	422	347	359
Passivos por locações financeiras	0	0	0
Passivos por impostos diferidos	109	78	66
Outros instrumentos financeiros	2	0	1
Provisões	429	441	429
<b>Total do passivo não corrente</b>	<b>4.573</b>	<b>3.794</b>	<b>3.738</b>
<b>Passivo corrente</b>			
Empréstimos e descobertos bancários	247	283	308
Empréstimos obrigacionistas	246	471	17
Fornecedores	656	629	850
Outras contas a pagar <sup>4</sup>	844	837	884
Outros instrumentos financeiros	29	5	17
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	9	36	75
<b>Sub-total do passivo corrente</b>	<b>2.032</b>	<b>2.262</b>	<b>2.152</b>
Passivos associados a ativos não correntes detidos para venda	-	1.030	5
<b>Total do passivo corrente</b>	<b>2.032</b>	<b>3.292</b>	<b>2.157</b>
<b>Total do passivo</b>	<b>6.605</b>	<b>7.087</b>	<b>5.896</b>
<b>Total do capital próprio e do passivo</b>	<b>12.793</b>	<b>13.229</b>	<b>12.439</b>

<sup>1</sup> Inclui contratos de concessão para a distribuição de gás natural a 31 de dezembro de 2015.<sup>2</sup> Inclui €75 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 31 de dezembro de 2016.<sup>3</sup> Inclui €179 m correspondente aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil a 31 de dezembro de 2016.<sup>4</sup> Inclui €35 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 31 de dezembro de 2016.

## 8. Bases de apresentação da informação

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp relativas aos anos findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015 foram elaboradas em conformidade com as IFRS. A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados, bem como à situação financeira consolidada, é apresentada para os trimestres findos em 31 de dezembro de 2016 e 2015 e em 30 de setembro de 2016.

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

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

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

### Alterações recentes

Com efeitos a partir de 1 de outubro de 2016, a contribuição relativa à atividade de trading de petróleo produzido, que era anteriormente contabilizada no negócio de R&D, passou a ser contabilizada no negócio de E&P. A reclassificação do montante total relativo ao ano de 2016 foi registada no quarto trimestre.

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

Com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2016, as diferenças de câmbio operacionais são alocadas aos resultados operacionais de cada segmento de negócio. Até ao final de 2015, as diferenças de câmbio operacionais eram contabilizadas na rubrica de resultados financeiros. Para efeitos de comparação, estas alterações foram repercutidas no ano de 2015.

Em consequência de uma interpretação contabilística da Comissão do Mercado de Valores Mobiliários (CMVM) relativamente ao tratamento da CESE I, a Galp passou a reconhecer a totalidade do custo e o passivo respetivo no dia 1 de janeiro, em vez de efetuar o diferimento desse custo ao longo do ano. Relativamente à contribuição para o sector energético em Espanha, para o Fondo Nacional de Eficiencia Energética, o impacto também foi reconhecido na sua totalidade no primeiro trimestre do ano. Para efeitos de comparação, estas alterações foram repercutidas no ano de 2015.

## 9. Definições

### Margem de refinação *benchmark*

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

### Margem *hydrocracking* de Roterdão

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

### Margem *cracking* de Roterdão

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

### Margem óleos base de Roterdão

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

### Margem aromáticos de Roterdão

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

### *Replacement cost* (RC)

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

### *Replacement cost* ajustado (RCA)

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

## Resultados quarto trimestre 2016

21 de fevereiro 2017

**ABREVIATURAS****APETRO:** Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas**bbl:** barril de petróleo**Bg:** *Barges***bn:** *billion*, ou seja, mil milhões**boe:** barris de petróleo equivalente**CESE:** Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético**Cg:** *Cargoes***CIF:** *Costs, Insurance and Freight***COOEC:** China Offshore Oil Engineering Corporation**CORES:** Corporación de Reservas Estratégicas de Produtos Petrolíferos**COSCO:** China Ocean Shipping Company**CTA:** *Cumulative Translation Adjustment***D&P:** Desenvolvimento & Produção**E&P:** Exploração & Produção**Ebit:** Resultado operacional.**Ebitda:** Ebit mais depreciações, amortizações e provisões.**EPC:** Engenharia, Aprovisionamento e Construção**EUA:** Estados Unidos da América**EUR/€:** Euro**EWT:** *extended well test*; ou seja, teste de longa duração**FCC:** *fluid catalytic cracking***FLNG:** *floating liquefied natural gas*; ou seja, gás natural flutuante**FOB:** *Free on Board***FPSO:** *Floating, production, storage and offloading unit***Galp, Empresa ou Grupo:** Galp Energia, SGPS, S.A., subsidiária e empresas participadas.**G&P:** Gas & Power**GGND:** Galp Gás Natural Distribuição, S.A.**GN:** gás natural**GNL:** gás natural liquefeito**GPL:** gás de petróleo liquefeito**GWh:** *gigawatt per hour***IAS:** *International Accounting Standards***IFRS:** *International Financial Reporting Standards*, ou seja, Normas Internacionais de Relato Financeiro**IRP:** Imposto sobre o Rendimento do Petróleo, pagável em Angola**IRC:** Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas**ISP:** Imposto sobre produtos petrolíferos**IVA:** Imposto sobre o Valor Acrescentado**JKM:** *Japan Korea Marker***k:** mil**kboepd:** milhares de barris de petróleo equivalente por dia**kbpd:** milhares de barris de petróleo por dia**LSFO:** *low sulphur fuel oil***m:** milhão**mmbbl:** milhões de barris**mmboe:** milhões de barris de petróleo equivalente**mmbtu:** *million british thermal units*, ou seja milhões de unidades térmicas britânicas**mm<sup>3</sup>:** milhões de metros cúbicos**mt:** milhões de toneladas**MW:** megawatt**NBP:** National Balancing Point**NWE:** *North-western Europe*, i.e., Noroeste da Europa**OPEP:** Organização dos Países Produtores de Petróleo**p.p.:** pontos percentuais**QoQ:** *quarter-on-quarter* (face ao trimestre anterior)**R&D:** Refinação & Distribuição**RC:** *Replacement Cost***RCA:** *Replacement Cost Ajustado***s.s.:** sem significado**T:** toneladas**USD/\$:** dólar dos Estados Unidos**VGO:** *vacuum gas oil***YoY:** *year-on-year* (variação anual)

## ADVERTÊNCIA

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

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

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

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

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

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

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

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

**Contactos:**

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

**Morada:**

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

Website: [www.galp.com](http://www.galp.com)  
Email: [investor.relations@galp.com](mailto:investor.relations@galp.com)

Reuters: GALP.LS  
Bloomberg: GALP PL