

RESULTADOS
PRIMEIRO
TRIMESTRE
2018

27 de abril 2018

Relações com Investidores

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| 1. SUMÁRIO EXECUTIVO | 3 |
| 2. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO | 5 |
| 3. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO..... | 7 |
| 4. GAS & POWER | 9 |
| 5. INFORMAÇÃO FINANCEIRA..... | 10 |
| 5.1. Demonstração de resultados..... | 10 |
| 5.2. Investimento..... | 11 |
| 5.3. <i>Cash flow</i>..... | 12 |
| 5.4. Situação financeira e dívida | 13 |
| 5.5. Reconciliação entre valores IFRS e valores RCA | 15 |
| 5.6. Demonstração de resultados consolidados em IFRS..... | 17 |
| 5.7. Situação financeira consolidada..... | 18 |
| 6. BASES DE APRESENTAÇÃO | 19 |
| 7. DEFINIÇÕES | 20 |

1. Sumário executivo

- O **Ebitda RCA consolidado aumentou €67 m face ao período homólogo (YoY) para os €455 m**, suportado pelo aumento da contribuição do negócio de E&P.
 - **E&P: o Ebitda RCA aumentou €114 m YoY para os €293 m**, suportado pelo **aumento da produção e pela subida dos preços de petróleo e gás natural**, apesar da **desvalorização de 15% do Dólar face ao Euro**. A produção média *working interest* (WI) atingiu os 104,1 kboepd, um crescimento de 18% YoY que foi suportado pelo desenvolvimento do campo Lula, no pré-sal brasileiro.
 - **R&D: o Ebitda RCA diminuiu €61 m YoY para os €122 m**, sobretudo devido à **descida das margens de refinação**. A margem de refinação da Galp situou-se nos \$3,3/boe, face a \$5,1/boe no período homólogo. **O diferencial face ao benchmark situou-se em \$1,5/bbl**, beneficiando da exportação de gasolinas para os EUA e das fórmulas de *pricing* de algumas matérias-primas. Destaca-se a paragem planeada para manutenção de 31 dias do *hydrocracker*, que impactou volumes e a capacidade de conversão.
 - **G&P: o Ebitda RCA situou-se nos €34 m**, beneficiando da evolução favorável dos preços de referência na Europa e representando um aumento de €14 m face ao registado no trimestre homólogo, que havia sido afetado por restrições no aprovisionamento de gás natural. Os volumes vendidos atingiram os 1.975 mm³, 2% inferior YoY, tendo o aumento dos volumes vendidos a clientes diretos sido insuficiente para compensar a redução nos volumes de GNL transacionados.
- **O Ebit RCA do Grupo situou-se nos €278 m**, refletindo a evolução do Ebitda. O Ebit IFRS situou-se nos €319 m, com o efeito *stock* a representar €42 m.
- **O resultado líquido RCA aumentou €57 m YoY para os €135 m**, enquanto o resultado líquido IFRS aumentou para os €130 m. Os eventos não recorrentes de €38 m estiveram sobretudo relacionados com a Contribuição sobre o Sector Energético (CESE) em Portugal.
- **O investimento totalizou €146 m, dos quais 80% foram alocados a atividades de E&P.**
- **O *cash flow* das atividades operacionais aumentou significativamente YoY para os €245 m**, apesar de impactado pelo investimento de €159 m em fundo de maneio. A Empresa gerou um ***free cash flow* sido positivo de €29 m**.
- **A dívida líquida situava-se nos €1.885 m no final de março, em linha face à registada no final de 2017**. O rácio dívida líquida para Ebitda situava-se em 1,0x.

Com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2018, os custos com estudos de geologia e geofísica e gastos gerais e administrativos, principalmente relacionados com a atividade de exploração, passaram a ser considerados como custos operacionais do exercício em que ocorrem, deixando de ser capitalizados. Esta metodologia - Successful Efforts Method (SEM) - foi aplicada retrospectivamente e a informação comparativa de 2017 foi reexpressa.

Informação financeira

€m (valores em IFRS, excepto indicação em contrário)

| | Trimestre | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 | Var. YoY | % Var. YoY |
| Ebitda RCA | 388 | 476 | 455 | 67 | 17% |
| Exploração & Produção | 179 | 296 | 293 | 114 | 63% |
| Refinação & Distribuição | 183 | 144 | 122 | (61) | (34%) |
| Gas & Power | 19 | 27 | 34 | 14 | 73% |
| Ebit RCA | 196 | 313 | 278 | 82 | 42% |
| Exploração & Produção | 83 | 239 | 210 | 128 | s.s. |
| Refinação & Distribuição | 93 | 44 | 33 | (59) | (64%) |
| Gas & Power | 15 | 22 | 28 | 14 | 94% |
| Resultado líquido RCA | 77 | 215 | 135 | 57 | 74% |
| Resultado líquido IFRS | 113 | 255 | 130 | 17 | 15% |
| Eventos não recorrentes | (18) | (27) | (38) | 20 | s.s. |
| Efeito <i>stock</i> | 54 | 67 | 33 | (20) | (38%) |
| Investimento | 201 | 360 | 146 | (54) | (27%) |
| Cash flow das atividades operacionais | 144 | 491 | 245 | 101 | 70% |
| Free cash flow após dividendos | (57) | 117 | 29 | 86 | s.s. |
| Dívida líquida | 1.895 | 1.886 | 1.885 | (10) | (1%) |
| Rácio dívida líquida para Ebitda RCA | 1,3x | 1,1x | 1,0x | - | - |

Indicadores operacionais

| | Trimestre | | | | |
|--|-----------|-------|-------|----------|------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 | Var. YoY | % Var. YoY |
| Produção média <i>working interest</i> (kboepd) | 88,0 | 101,2 | 104,1 | 16,1 | 18% |
| Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd) | 86,2 | 99,1 | 102,6 | 16,4 | 19% |
| Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe) | 45,4 | 53,6 | 58,2 | 12,8 | 28% |
| Matérias-primas processadas (mboe) | 26,1 | 28,4 | 25,0 | (1,2) | (4%) |
| Margem de refinação Galp (USD/boe) | 5,1 | 4,9 | 3,3 | (1,8) | (35%) |
| Vendas produtos petrolíferos a clientes diretos (mt) | 2,1 | 2,2 | 2,1 | 0,0 | 1% |
| Vendas de GN a clientes diretos (mm ³) | 1.149 | 1.109 | 1.225 | 76 | 7% |
| Vendas de GN/GNL em trading (mm ³) | 857 | 790 | 750 | (108) | (13%) |

Indicadores de mercado

| | Trimestre | | | | |
|---|-----------|--------|--------|----------|------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 | Var. YoY | % Var. YoY |
| Taxa de câmbio média EUR:USD | 1,06 | 1,18 | 1,23 | 0,16 | 15% |
| Taxa de câmbio média EUR:BRL | 3,35 | 3,83 | 3,99 | 0,64 | 19% |
| Preço médio do <i>dated</i> Brent ¹ (USD/bbl) | 53,7 | 61,3 | 66,8 | 13,1 | 24% |
| Diferencial crude <i>heavy-light</i> ¹ (USD/bbl) | (1,8) | (1,1) | (1,5) | (0,3) | (14%) |
| Preço gás natural NBP Reino Unido ¹ (USD/mmbtu) | 6,0 | 7,2 | 7,1 | 1,1 | 19% |
| Preço gás natural Henry Hub EUA ² (USD/mmbtu) | 3,1 | 2,9 | 2,8 | (0,2) | (7%) |
| Preço GNL para o Japão e para a Coreia ¹ (USD/mmbtu) | 7,0 | 9,6 | 9,4 | 2,4 | 35% |
| Margem de refinação <i>benchmark</i> ³ (USD/bbl) | 3,5 | 3,5 | 1,9 | (1,6) | (46%) |
| Mercado <i>oil</i> ibérico ⁴ (mt) | 15,2 | 15,9 | 15,6 | 0,4 | 2,9% |
| Mercado gás natural ibérico ⁵ (mm ³) | 9.734 | 10.293 | 10.079 | 345 | 3,5% |

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



2. Exploração & Produção

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

| | Trimestre | | | | |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 | Var. YoY | % Var. YoY |
| Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd) | 88,0 | 101,2 | 104,1 | 16,1 | 18% |
| Produção de petróleo (kbpd) | 76,9 | 88,6 | 91,6 | 14,7 | 19% |
| Produção média <i>net entitlement</i>¹ (kboepd) | 86,2 | 99,1 | 102,6 | 16,4 | 19% |
| Angola | 6,9 | 5,2 | 5,6 | (1,3) | (19%) |
| Brasil | 79,3 | 93,9 | 97,1 | 17,7 | 22% |
| Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe) | 45,4 | 53,6 | 58,2 | 12,8 | 28% |
| Royalties² (USD/boe) | 4,2 | 5,1 | 5,4 | 1,2 | 28% |
| Custo de produção (USD/boe) | 8,0 | 8,0 | 9,2 | 1,1 | 14% |
| DD&A³ (USD/boe) | 13,2 | 7,4 | 11,0 | (2,2) | (17%) |
| Ebitda RCA⁴ | 179 | 296 | 293 | 114 | 63% |
| Depreciações, Amortizações e Imparidades ³ | 96 | 56 | 83 | (14) | (14%) |
| Imparidades sobre ativos de exploração ⁴ | - | - | - | - | s.s. |
| Provisões | (0) | 1 | - | 0 | s.s. |
| Ebit RCA | 83 | 239 | 210 | 128 | s.s. |
| Ebit IFRS | 85 | 226 | 210 | 125 | s.s. |
| Resultados de Empresas associadas E&P | 9 | 13 | 13 | 4 | 52% |

¹ Inclui produção de gás natural exportada; exclui gás natural consumido ou injetado.

² Com base na produção total NE.

³ Inclui provisões para abandono e exclui imparidades relacionadas com ativos exploratórios.

⁴ Com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2018, os custos com estudos de geologia e geofísica e gastos gerais e administrativos, principalmente relacionados com a atividade de exploração, passaram a ser considerados como custos operacionais do exercício em que ocorrem, deixando de ser capitalizados. Esta metodologia - Successful Efforts Method (SEM) - foi aplicada retrospectivamente e a informação comparativa de 2017 foi reexpressa.

Atividade

No primeiro trimestre de 2018, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural foi de 104,1 kboepd, da qual 88% correspondeu a produção de petróleo.

A produção aumentou 18% YoY suportada pelo desenvolvimento do campo Lula no bloco BM-S-11 no Brasil. Importa destacar que a FPSO #7 completou recentemente a fase de *ramp up*, estando as sete FPSOs em operação permanente em Lula e Iracema a produzir atualmente em níveis de *plateau*.

No bloco BM-S-11-A, no âmbito do projeto de Iara, teve início o Teste de Longa Duração (EWT) na área de Sururu. O teste, a ser realizado pela FPSO Cidade de São Vicente, tem como objetivo otimizar o plano de

desenvolvimento da área, tendo contribuído com 1 kbpd para a produção média do período.

Já no bloco BM-S-8, foi realizado um DST na área de Carcará Noroeste, para testar a qualidade do reservatório e contribuindo para a definição do plano de desenvolvimento.

Em Angola, a produção WI foi de 7,0 kbpd, uma diminuição de 19% YoY, devido ao declínio natural dos campos do bloco 14. A produção *net entitlement* registou uma evolução em linha com a produção WI.

No que respeita ao projeto em desenvolvimento no bloco 32 em Angola, destaca-se que a FPSO a ser alocada à área de Kaombo Norte está já na sua localização final.

Resultados

No primeiro trimestre de 2018, o Ebitda RCA foi de €293 m, um incremento de €114 m YoY, suportado pelo aumento de produção e dos preços médios de venda de petróleo e gás natural. O preço médio de venda do Grupo aumentou \$12,8/boe YoY para os \$58,2/boe. De destacar, no entanto, o impacto negativo da desvalorização de 15% do Dólar face ao Euro comparativamente ao primeiro trimestre de 2017.

Os custos de produção foram de €69 m no período, um aumento de €10 m YoY, sobretudo devido à entrada em operação da FPSO #7 em maio de 2017 e ao EWT a decorrer na área de Iara. Em termos unitários, e numa base *net entitlement*, os custos de produção foram de \$9,2/boe, um aumento de \$1,1/boe YoY.

As amortizações e depreciações (incluindo provisões para abandono) diminuíram €14 m YoY para os €83 m, sobretudo devido à revisão da taxa de amortização de reservas provadas e desenvolvidas, aplicável no bloco 14. Numa base *net entitlement*, as depreciações e amortizações diminuíram de \$13,2/boe para \$11,0/boe.

O Ebit RCA foi de €210 m, representando um aumento de €128 m YoY.

No primeiro trimestre de 2018, a contribuição das empresas associadas relacionadas com o negócio de E&P situaram-se em €13 m.



3. Refinação & Distribuição

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

| | Trimestre | | | | |
|--|--------------|-------------|-------------|--------------|--------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 | Var. YoY | % Var. YoY |
| Margem de refinação Galp (USD/boe) | 5,1 | 4,9 | 3,3 | (1,8) | (35%) |
| Diferencial sobre margem de refinação <i>benchmark</i> (USD/boe) | 1,6 | 1,4 | 1,5 | (0,2) | (11%) |
| Custo <i>cash</i> das refinarias (USD/boe) | 1,7 | 1,9 | 2,3 | 0,6 | 34% |
| Impacto da cobertura da margem de refinação¹ (USD/boe) | (0,0) | 0,1 | 0,6 | 0,6 | s.s. |
| Matérias-primas processadas (mmboe) | 26,1 | 28,4 | 25,0 | (1,2) | (4%) |
| Crude processado (mmbbl) | 22,9 | 26,5 | 23,4 | 0,5 | 2% |
| Vendas de produtos petrolíferos (mt) | 4,4 | 4,5 | 4,1 | (0,2) | (5%) |
| Vendas a clientes diretos (mt) | 2,1 | 2,2 | 2,1 | 0,0 | 1% |
| Ebitda RCA | 183 | 144 | 122 | (61) | (34%) |
| Depreciações, Amortizações e Imparidades ² | 91 | 93 | 88 | (2) | (3%) |
| Provisões | (0) | 7 | 0 | 0 | s.s. |
| Ebit RCA | 93 | 44 | 33 | (59) | (64%) |
| Ebit IFRS | 149 | 112 | 74 | (75) | (50%) |
| Resultados de Empresas associadas R&D | (2) | 2 | 1 | 3 | s.s. |

¹ Impacto em Ebitda.

² Exclui perdas por imparidades de contas a receber que, a partir de 2018, passam a ser contabilizadas em Ebitda.

Atividade

No primeiro trimestre de 2018, foram processados cerca de 25,0 mmboe de matérias-primas, um decréscimo de 4% face ao período homólogo de 2017, devido principalmente à paragem planeada de c.31 dias para manutenção do *hydrocracker* da refinaria de Sines. O crude representou 94% das matérias-primas processadas, 83% do qual correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 46% da produção, a gasolina representou 24%, e o fuelóleo 16%. Os consumos e quebras representaram 7% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 2,1 mt, em linha face ao período homólogo. O volume de vendas em África representou 10% das vendas a clientes diretos.

Resultados

O Ebitda RCA do negócio de R&D diminuiu €61 m YoY para os €122 m, devido principalmente ao decréscimo das margens de refinação nos mercados internacionais e impactado pela desvalorização de 15% do Dólar face ao Euro.

A margem de refinação da Galp situou-se em \$3,3/boe, face a \$5,1/boe no período homólogo. O diferencial sobre a margem *benchmark* foi de \$1,5/boe, tendo a Empresa beneficiado da exportação de gasolinas para os EUA e das fórmulas de *pricing* de algumas matérias-primas.

Os custos *cash* operacionais situaram-se nos €46 m, ou \$2,3/boe em termos unitários. O aumento unitário deveu-se à desvalorização do Dólar, aos custos de manutenção e ao menor volume de matérias-primas processadas durante o período de manutenção.

Resultados primeiro trimestre 2018

27 de abril de 2018



A atividade de comercialização de produtos petrolíferos foi suportada pela procura por produtos petrolíferos na Península Ibérica.

As amortizações e provisões situaram-se em €88 m no período.

O Ebit RCA situou-se em €33 m e o Ebit IFRS diminuiu para os €74 m. O efeito *stock* foi de €41 m.



4. Gas & Power

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

| | Trimestre | | | | |
|---|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 | Var. YoY | % Var. YoY |
| Vendas totais de GN/GNL (mm³) | 2.006 | 1.899 | 1.975 | (32) | (2%) |
| Vendas a clientes diretos (mm ³) | 1.149 | 1.109 | 1.225 | 76 | 7% |
| Trading (mm ³) | 857 | 790 | 750 | (108) | (13%) |
| Vendas de eletricidade (GWh) | 1.350 | 1.361 | 1.442 | 92 | 7% |
| Vendas de eletricidade à rede (GWh) | 496 | 356 | 364 | (132) | (27%) |
| Ebitda RCA | 19 | 27 | 34 | 14 | 73% |
| Comercialização & Trading | 10 | 16 | 22 | 12 | s.s. |
| Power | 9 | 11 | 12 | 3 | 28% |
| Depreciações, Amortizações e Imparidades ¹ | 5 | 5 | 5 | 1 | 13% |
| Provisões | 0 | - | - | (0) | s.s. |
| Ebit RCA | 15 | 22 | 28 | 14 | 94% |
| Comercialização & Trading | 9 | 15 | 20 | 11 | s.s. |
| Power | 5 | 7 | 8 | 3 | 53% |
| Ebit IFRS | 22 | 24 | 29 | 7 | 32% |
| Resultados de Empresas associadas G&P | 25 | 22 | 24 | (1) | (3%) |

¹ Exclui perdas por imparidades de contas a receber que, a partir de 2018, passam a ser contabilizadas em Ebitda.

Atividade

Os volumes vendidos de GN/GNL situaram-se nos 1.975 mm³, um decréscimo de 32 mm³ YoY, devido à redução dos volumes de trading de GNL, e apesar do aumento de 7% YoY das vendas a clientes diretos, principalmente pelo desempenho do segmento industrial em Espanha.

As vendas de eletricidade situaram-se em 1.442 GWh, um aumento de 7% YoY, que se deveu sobretudo à angariação de novos clientes na atividade de comercialização.

Resultados

No primeiro trimestre de 2018, o negócio de G&P registou um Ebitda RCA de €34 m, beneficiando da evolução favorável dos preços de referência na Europa e representando um aumento de €14 m face ao período homólogo, que havia sido impactado por restrições no aprovisionamento.

O Ebitda do segmento de power situou-se nos €12 m, um aumento de €3 m YoY, beneficiando do desfasamento temporal entre o preço de compra do gás natural e de venda da energia produzida.

No período, foram reconhecidas perdas por imparidades de contas a receber no montante de €4 m, comparativamente a €2 m no período homólogo.

O Ebit RCA foi de €28 m, enquanto o Ebit IFRS foi de €29 m.

Os resultados de empresas associadas situaram-se nos €24 m.

5. Informação financeira

5.1. Demonstração de resultados

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

| | Trimestre | | | | |
|--|------------|------------|------------|-----------|------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 | Var. YoY | % Var. YoY |
| Vendas e prestações de serviços | 3.843 | 3.689 | 3.891 | 47 | 1% |
| Custo das mercadorias vendidas | (2.975) | (2.688) | (2.950) | (25) | (1%) |
| Fornecimentos e serviços externos | (403) | (433) | (445) | 43 | 11% |
| Custos com pessoal | (79) | (84) | (82) | 2 | 3% |
| Outros proveitos (custos) operacionais | 8 | (7) | 45 | 38 | s.s. |
| Perdas por imparidade de contas a receber | (5) | (0) | (4) | (1) | (18%) |
| Ebitda RCA | 388 | 476 | 455 | 67 | 17% |
| Ebitda IFRS | 455 | 559 | 497 | 42 | 9% |
| Depreciações, Amortizações e Imparidades | (193) | (154) | (177) | (16) | (8%) |
| Provisões | 0 | (9) | (0) | (0) | s.s. |
| Ebit RCA | 196 | 313 | 278 | 82 | 42% |
| Ebit IFRS | 262 | 371 | 319 | 58 | 22% |
| Resultados de empresas associadas | 32 | 37 | 39 | 7 | 21% |
| Resultados financeiros | (13) | 7 | (9) | 4 | 33% |
| Juros líquidos | (21) | (16) | (16) | 5 | 22% |
| Capitalização juros | 21 | 14 | 13 | (8) | (38%) |
| Diferenças de câmbio | (3) | (9) | (13) | (10) | s.s. |
| <i>Mark to Market</i> de derivados de cobertura | (4) | 25 | 13 | 17 | s.s. |
| Outros custos/proveitos financeiros | (6) | (6) | (5) | 1 | 18% |
| Resultados antes de impostos e interesses que não controlam RCA | 215 | 357 | 307 | 93 | 43% |
| Impostos | (120) | (107) | (143) | 23 | 19% |
| Impostos sobre a produção de petróleo e gás natural ¹ | (68) | (68) | (88) | 19 | 28% |
| Interesses que não controlam | (17) | (35) | (29) | 12 | 69% |
| Resultado líquido RCA | 77 | 215 | 135 | 57 | 74% |
| Eventos não recorrentes | (18) | (27) | (38) | 20 | s.s. |
| Resultado líquido RC | 59 | 188 | 97 | 37 | 63% |
| Efeito <i>stock</i> | 54 | 67 | 33 | (20) | (38%) |
| Resultado líquido IFRS | 113 | 255 | 130 | 17 | 15% |

¹ Inclui participação especial aplicável no Brasil e IRP em Angola..

O Ebitda RCA aumentou 17% para os €455 m YoY, devido à maior contribuição do negócio de E&P. O efeito *stock* foi de €42 m, com o Ebitda IFRS a situar-se nos €497 m.

O Ebit RCA aumentou €82 m para os €278 m, enquanto o Ebit IFRS se situou nos €319 m.

Os resultados de empresas associadas aumentaram €7 m para os €39 m, com a maior contribuição das empresas relacionadas com as atividades de E&P e R&D.

Os resultados financeiros registaram uma melhoria de €4 m face ao período homólogo. Para além da contínua redução dos juros líquidos, destaca-se o impacto positivo de €13 m relacionado com o *mark-to-market* de derivados relacionados sobretudo com a cobertura da margem de refinação. As

diferenças de câmbio estiveram relacionadas com a desvalorização de moedas locais face ao Euro, nomeadamente em algumas subsidiárias em África.

Os impostos RCA aumentaram €23 m, no seguimento do aumento dos impostos sobre a produção de petróleo e gás, que atingiram os €88 m.

Os interesses que não controlam, atribuíveis principalmente à participação da Sinopec na Petrogal Brasil, representaram €29 m.

O resultado líquido RCA foi de €135 m, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €130 m. O efeito *stock* foi de €33 m e os eventos não recorrentes representaram €38 m, relacionados com os impostos extraordinários sobre o sector energético.

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.

5.2. Investimento

€m (RCA)

| | Trimestre | | | | |
|--|------------|------------|------------|-------------|--------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 | Var. YoY | % Var. YoY |
| Exploração & Produção | 183 | 281 | 117 | (66) | (36%) |
| Atividades de exploração e avaliação | 1 | 163 | 4 | 3 | s.s. |
| Atividades de desenvolvimento e produção | 181 | 118 | 112 | (69) | (38%) |
| Refinação & Distribuição | 16 | 75 | 28 | 12 | 75% |
| Gas & Power | 2 | 1 | 1 | (0) | (17%) |
| Outros | 0 | 2 | 0 | (0) | (38%) |
| Investimento | 201 | 360 | 146 | (54) | (27%) |

O investimento totalizou €146 m durante o trimestre, dos quais 80% alocados ao negócio de E&P.

O investimento em atividades de desenvolvimento e produção atingiu os €112 m, alocado principalmente ao desenvolvimento dos projetos Lula e Iracema no bloco BM-S-11 no Brasil.

O investimento nas atividades de *downstream* (R&D e G&P) atingiu €30 m, tendo sido alocado sobretudo à manutenção e melhoria da eficiência energética das refinarias, bem como à renovação da rede de retalho.

5.3. Cash flow

Método Indireto - €m (valores em IFRS)

| | Trimestre | | |
|--|-------------|-------------|------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 |
| Ebit | 262 | 371 | 319 |
| Depreciações, Amortizações e Imparidades | 193 | 167 | 177 |
| Impostos sobre o rendimento e sobre a produção de petróleo e gás | (81) | (70) | (92) |
| Dividendos de empresas associadas | - | 35 | - |
| Varição de fundo de maneio | (230) | (12) | (159) |
| Cash flow das atividades operacionais | 144 | 491 | 245 |
| Juros pagos e recebidos | (21) | (16) | (47) |
| Investimento líquido ¹ | (179) | (358) | (169) |
| Free cash flow | (57) | 117 | 29 |
| Dividendos pagos | - | - | - |
| Free cash flow após dividendos | (57) | 117 | 29 |
| Outros ² | 33 | (36) | (28) |
| Varição da dívida líquida | 24 | (81) | (1) |

¹Os montantes relativos a 2017 incluem, 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. ²Inclui CTA e reembolsos parciais do empréstimo concedido à Sinopec.

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais foi de €245 m, tendo sido negativamente impactado pelo investimento de €159 m em fundo de maneio, para o que contribuiu o aumento do preço das *commodities* durante o primeiro trimestre de 2018. O *free cash flow* foi positivo em €29 m.

Método Direto - €m (valores em IFRS)

| | Trimestre | | |
|--|-------------|--------------|--------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 |
| Caixa e equivalentes no início do período¹ | 923 | 746 | 1.096 |
| Recebimento de clientes | 4.363 | 4.653 | 4.288 |
| Pagamento a fornecedores | (3.039) | (2.778) | (2.852) |
| Salários e encargos | (71) | (103) | (75) |
| Dividendos de empresas associadas | - | 35 | - |
| Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP) | (612) | (816) | (645) |
| IVA, <i>Royalties</i> , PIS, Cofins, outros | (375) | (499) | (378) |
| Impostos sobre o rendimento e sobre a produção de petróleo e gás | (81) | (70) | (92) |
| Total de fluxos operacionais após impostos | 185 | 422 | 245 |
| Investimento líquido ² | (191) | (333) | (169) |
| Juros pagos e recebidos | (50) | (20) | (47) |
| Dividendos pagos | - | - | - |
| Free cash flow após dividendos | (56) | 68 | 29 |
| Empréstimos pagos e recebidos | (41) | 265 | (53) |
| Reembolsos da Sinopec | 42 | 48 | - |
| Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes | (11) | (31) | (24) |
| Caixa e equivalentes no final do período¹ | 858 | 1.096 | 1.048 |

¹ Os valores de caixa e equivalentes diferem dos apresentados no Balanço por imposição normativa (IAS 7). A diferença consiste na classificação dos descobertos bancários que, no Mapa de Fluxos de Caixa, são por dedução de caixa e equivalentes, enquanto no Balanço são considerados dívida. ² Os montantes relativos a 2017 incluem, 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.

5.4. Situação financeira e dívida

€m (valores em IFRS)

| | 31 dez., 2017 (reportado) | 31 dez., 2017 (reclassificado) | 31 mar., 2018 | Var. vs 31 dez., 2017 (reclassificado) |
|---|---------------------------------|--------------------------------------|------------------|--|
| Ativo fixo líquido | 7.565 | 7.231 | 7.099 | (132) |
| Fundo de maneo | 584 | 584 | 743 | 159 |
| Empréstimo à Sinopec | 459 | 459 | 449 | (10) |
| Outros ativos (passivos) | (645) | (612) | (637) | (25) |
| Capital empregue | 7.963 | 7.662 | 7.654 | (8) |
| Dívida de curto prazo | 551 | 551 | 670 | 119 |
| Dívida de médio-longo prazo | 2.532 | 2.532 | 2.352 | (180) |
| Dívida total | 3.083 | 3.083 | 3.022 | (61) |
| Caixa e equivalentes | 1.198 | 1.198 | 1.138 | (60) |
| Dívida líquida | 1.886 | 1.886 | 1.885 | (1) |
| Total do capital próprio | 6.078 | 5.776 | 5.770 | (7) |
| Total do capital próprio e da dívida líquida | 7.963 | 7.662 | 7.654 | (8) |

Com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2018, os custos com estudos de geologia e geofísica e gastos gerais e administrativos, principalmente relacionados com a atividade de exploração, passaram a ser considerados como custos operacionais do exercício em que ocorrem, deixando de ser capitalizados. Esta metodologia - Successful Efforts Method (SEM) - foi aplicada retrospectivamente e a informação comparativa de 2017 foi reexpressa.

A 31 de março de 2018, o ativo fixo líquido era de €7.099 m, uma redução de €132 m face ao final de 2017, que se deveu essencialmente à depreciação do Dólar e do Real Brasileiro durante o período. O investimento em curso, relativo sobretudo ao negócio de E&P, totalizava €2.120 m no final do período.

Dívida financeira

€m (exceto indicação em contrário)

| | 31 dez., 2017 | 31 mar., 2018 | Var. vs 31 dez., 2017 |
|--|------------------|------------------|--------------------------|
| Obrigações | 1.987 | 1.867 | (120) |
| Empréstimos bancários e outros títulos de dívida | 1.096 | 1.156 | 59 |
| Caixa e equivalentes | (1.198) | (1.138) | 60 |
| Dívida líquida | 1.886 | 1.885 | (1) |
| Vida média (anos) | 2,5 | 2,9 | 0,4 |
| Taxa de juro média da dívida | 3,46% | 2,95% | (0,50 p.p.) |
| Dívida à taxa variável | 40% | 40% | (0 p.p.) |
| Dívida líquida para Ebitda RCA | 1,1x | 1,0x | - |

No final do período, a dívida líquida situava-se em €1.885 m, em linha com a registada no final de 2017. O rácio de dívida líquida para Ebitda RCA situou-se em 1,0x.

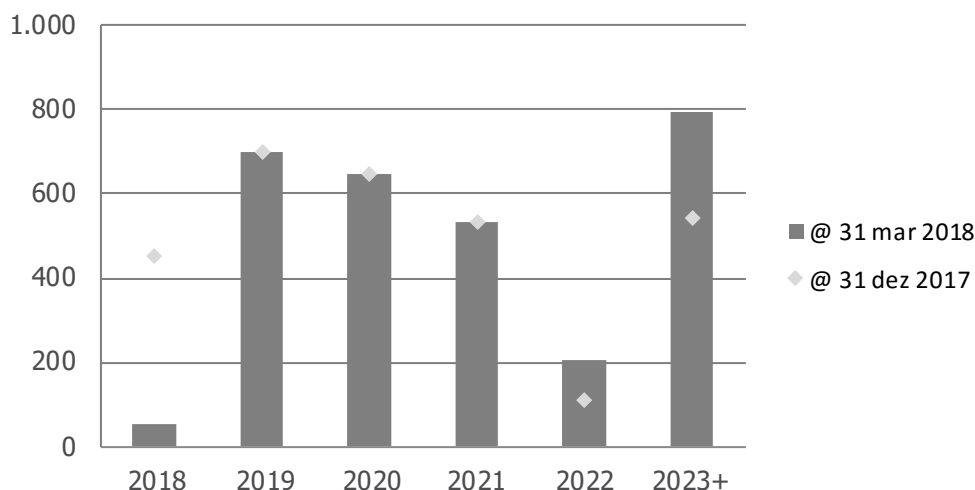
Durante o primeiro trimestre de 2018, a Galp emitiu nova dívida de médio e longo prazo no montante de €350 m para refinar os reembolsos que ocorreram no trimestre, o que permitiu aumentar o prazo médio da dívida de

2,5 anos para os 2,9 anos. No final do período, a dívida de médio e longo prazo representava 78% do total da dívida. A taxa de juro média da dívida durante o período foi de 2,95%.

No final do primeiro trimestre, a Galp detinha cerca de €1,4 mil milhões de linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas. Deste montante, cerca de 75% encontrava-se garantido contratualmente.

Perfil de reembolso de dívida

€m



5.5. Reconciliação entre valores IFRS e valores RCA

Ebitda por segmento

€m

| 2018 | Primeiro Trimestre | | | | |
|----------------|--------------------|---------------------|------------|-------------------------|------------|
| | Ebitda IFRS | Efeito <i>stock</i> | Ebitda RC | Eventos não recorrentes | Ebitda RCA |
| Galp | 497 | (42) | 455 | - | 455 |
| E&P | 293 | - | 293 | - | 293 |
| R&D | 162 | (41) | 122 | - | 122 |
| G&P | 35 | (1) | 34 | - | 34 |
| Outros | 6 | - | 6 | - | 6 |

€m

| 2017 | Primeiro Trimestre | | | | |
|----------------|--------------------|---------------------|------------|-------------------------|------------|
| | Ebitda IFRS | Efeito <i>stock</i> | Ebitda RC | Eventos não recorrentes | Ebitda RCA |
| Galp | 455 | (68) | 387 | 1 | 388 |
| E&P | 179 | - | 179 | 0 | 179 |
| R&D | 242 | (60) | 182 | 1 | 183 |
| G&P | 27 | (7) | 19 | - | 19 |
| Outros | 6 | - | 6 | - | 6 |

Ebit por segmento

€m

| 2018 | Primeiro Trimestre | | | | |
|----------------|--------------------|---------------------|------------|-------------------------|------------|
| | Ebit IFRS | Efeito <i>stock</i> | Ebit RC | Eventos não recorrentes | Ebit RCA |
| Galp | 319 | (42) | 278 | - | 278 |
| E&P | 210 | - | 210 | - | 210 |
| R&D | 74 | (41) | 33 | - | 33 |
| G&P | 29 | (1) | 28 | - | 28 |
| Outros | 5 | - | 5 | - | 5 |

€m

| 2017 | Primeiro Trimestre | | | | |
|----------------|--------------------|---------------------|------------|-------------------------|------------|
| | Ebit IFRS | Efeito <i>stock</i> | Ebit RC | Eventos não recorrentes | Ebit RCA |
| Galp | 262 | (68) | 194 | 2 | 196 |
| E&P | 85 | - | 85 | (2) | 83 |
| R&D | 149 | (60) | 89 | 4 | 93 |
| G&P | 22 | (7) | 15 | (0) | 15 |
| Outros | 5 | - | 5 | - | 5 |

Eventos não recorrentes

€m

| | Trimestre | | |
|--|---------------|--------------|-------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 |
| Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda | 1,3 | 0,9 | - |
| Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros | 0,0 | (3,0) | - |
| Ganhos/perdas na alienação de ativos | (0,1) | (0,4) | - |
| <i>Write-off</i> ativos | 0,1 | 0,6 | - |
| Custos com reestruturação - Pessoal | - | 3,1 | - |
| Custos com litigância | 1,4 | 0,6 | - |
| Eventos não recorrentes com impacto em custos <i>non cash</i> | 0,4 | 26,0 | - |
| Provisão para meio ambiente e outras | 0,0 | 13,2 | - |
| Imparidade de ativos | 0,4 | 12,8 | - |
| Eventos não recorrentes com impacto em resultados financeiros | (17,9) | (5,3) | 6,9 |
| Ganhos/Perdas na alienação de participações financeiras ¹ | (17,9) | (2,5) | 6,9 |
| Provisão para imparidade de investimento financeiro | - | (2,8) | - |
| Eventos não recorrentes com impacto em impostos | 34,2 | 5,2 | 31,4 |
| Impostos sobre eventos não recorrentes | (0,9) | (4,9) | - |
| Imposto contribuição sector energético | 35,2 | 10,1 | 31,4 |
| Interesses que não controlam | 0,1 | 0,1 | - |
| Total de eventos não recorrentes | 18,1 | 27,0 | 38,3 |

¹Inclui o impacto da CESE na GGND.

5.6. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€m

| | Trimestre | | |
|---|----------------|----------------|----------------|
| | 1T17 | 4T17 | 1T18 |
| Vendas | 3.683 | 3.516 | 3.718 |
| Serviços prestados | 160 | 172 | 173 |
| Outros rendimentos operacionais | 28 | 21 | 60 |
| Total de proveitos operacionais | 3.872 | 3.709 | 3.951 |
| Inventários consumidos e vendidos | (2.908) | (2.604) | (2.908) |
| Materiais e serviços consumidos | (404) | (433) | (445) |
| Gastos com o pessoal | (79) | (87) | (82) |
| Perdas por imparidade de contas a receber | (5) | (0) | (4) |
| Outros gastos operacionais | (21) | (25) | (15) |
| Total de custos operacionais | (3.417) | (3.150) | (3.454) |
| Ebitda | 455 | 559 | 497 |
| Depreciações, Amortizações e Imparidades | (193) | (167) | (177) |
| Provisões | 0 | (22) | (0) |
| Ebit | 262 | 371 | 319 |
| Resultados de empresas associadas | 50 | 39 | 32 |
| Resultados financeiros | (13) | 10 | (9) |
| Juros a receber | 8 | 11 | 7 |
| Juros a pagar | (29) | (28) | (23) |
| Capitalização juros | 21 | 14 | 13 |
| Diferenças de câmbio | (3) | (9) | (13) |
| <i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura | (4) | 25 | 13 |
| Outros custos/proveitos financeiros | (6) | (3) | (5) |
| Resultados antes de impostos | 298 | 420 | 342 |
| Impostos ¹ | (133) | (120) | (152) |
| Imposto contribuição sector energético ² | (35) | (10) | (31) |
| Resultados antes de interesses que não controlam | 130 | 290 | 159 |
| Resultado afeto aos interesses que não controlam | (17) | (35) | (29) |
| Resultado líquido | 113 | 255 | 130 |

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 €13,9 m, €8,8 m e €8,7 m da CESE I, CESE II e FNEE, respetivamente, no primeiro trimestre de 2018.

5.7. Situação financeira consolidada

€m

| | 31 dez., 2017 (reportado) | 31 dez., 2017 (reclassificado) | 31 mar., 2018 |
|---|---------------------------------|--------------------------------------|------------------|
| Ativo | | | |
| Ativo não corrente | | | |
| Ativos fixos tangíveis | 5.554 | 5.193 | 5.060 |
| <i>Goodwill</i> | 84 | 84 | 83 |
| Outros ativos fixos intangíveis | 410 | 407 | 396 |
| Participações financeiras em associadas | 1.483 | 1.483 | 1.492 |
| Participações financeiras em participadas | 3 | 3 | 3 |
| Contas a receber | 254 | 254 | 252 |
| Ativos por impostos diferidos | 293 | 350 | 304 |
| Investimentos financeiros | 32 | 32 | 32 |
| Total de ativos não correntes | 8.112 | 7.805 | 7.622 |
| Ativo corrente | | | |
| Inventários ¹ | 970 | 970 | 1.083 |
| Clientes | 1.018 | 1.018 | 1.148 |
| Outras contas a receber | 530 | 530 | 659 |
| Empréstimo Sinopec | 459 | 459 | 449 |
| Investimentos financeiros | 66 | 66 | 58 |
| Imposto corrente sobre o rendimento a receber | 4 | 4 | 12 |
| Caixa e equivalentes | 1.198 | 1.198 | 1.138 |
| Total de ativos correntes | 4.245 | 4.245 | 4.545 |
| Total do ativo | 12.357 | 12.050 | 12.167 |
| Capital próprio e passivo | | | |
| Capital próprio | | | |
| Capital social | 829 | 829 | 829 |
| Prémios de emissão | 82 | 82 | 82 |
| Reservas de conversão | (187) | (152) | (273) |
| Outras reservas | 2.687 | 2.687 | 2.687 |
| Reservas de cobertura | 5 | 5 | 4 |
| Resultados acumulados | 587 | 267 | 887 |
| Resultado líquido do período | 614 | 623 | 130 |
| Total do capital próprio atribuível aos acionistas | 4.617 | 4.342 | 4.346 |
| Interesses que não controlam | 1.461 | 1.434 | 1.424 |
| Total do capital próprio | 6.078 | 5.776 | 5.770 |
| Passivo | | | |
| Passivo não corrente | | | |
| Empréstimos e descobertos bancários | 937 | 937 | 1.007 |
| Empréstimos obrigacionistas | 1.595 | 1.595 | 1.344 |
| Outras contas a pagar ² | 286 | 286 | 286 |
| Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios | 326 | 326 | 324 |
| Passivos por impostos diferidos | 82 | 76 | 73 |
| Outros instrumentos financeiros | 3 | 3 | 5 |
| Provisões | 619 | 619 | 629 |
| Total do passivo não corrente | 3.848 | 3.842 | 3.667 |
| Passivo corrente | | | |
| Empréstimos e descobertos bancários | 159 | 159 | 148 |
| Empréstimos obrigacionistas | 392 | 392 | 522 |
| Fornecedores | 889 | 889 | 998 |
| Outras contas a pagar ³ | 855 | 855 | 912 |
| Outros instrumentos financeiros | 21 | 21 | 17 |
| Imposto corrente sobre rendimento a pagar | 115 | 115 | 133 |
| Total do passivo corrente | 2.432 | 2.432 | 2.730 |
| Total do passivo | 6.280 | 6.274 | 6.397 |
| Total do capital próprio e do passivo | 12.357 | 12.050 | 12.167 |

¹ Inclui €45,5 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 31 de março de 2018.

² Inclui €152,7 m correspondentes aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil a 31 de março de 2018.

³ Inclui €7,7 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 31 de março de 2018.

6. Bases de apresentação

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 março de 2018 e 2017 e 31 de dezembro de 2017. A informação referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de março de 2018 e 31 de dezembro de 2017.

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 e materiais face à atividade operacional do Grupo.

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 1 de janeiro de 2018, a Galp passou reconhecer como custo operacional do exercício todos os dispêndios incorridos com estudos de G&G e G&A na atividade de exploração. Os restantes dispêndios na fase de exploração, nomeadamente poços exploratórios, continuam a ser capitalizados e serão contabilizados como imparidades exploratórias se considerados poços secos.

Em adição àqueles custos, os custos relacionados com G&A que transitaram da fase de exploração para a fase de desenvolvimento foram ajustados em capital próprio. A alteração da política foi aplicada retrospectivamente e a informação comparativa foi reexpressa.

Com efeito a partir de 1 de janeiro de 2018, as perdas por imparidades de contas a receber são contabilizadas em Ebitda, no sentido de promover maior alinhamento com a geração de caixa dos negócios. Esta alteração foi aplicada a 2017, de forma a tornar os períodos comparáveis.

A partir de 2018, a Galp adotou a IFRS 9, alterando-se a metodologia de cálculo de perdas por imparidade com clientes e outras contas a receber para um modelo de perdas esperadas, que considera a avaliação de risco de crédito desde o reconhecimento inicial. Os efeitos desta norma não foram aplicados ao período de 2017.

A Empresa implementou também a nova norma IFRS 15, a qual não teve efeitos materialmente relevantes no Grupo. No entanto, destaca-se que os montantes relativos a *under* e *overlifting* na atividade de E&P passam a ser contabilizados como outros custos/proveitos operacionais. Os efeitos desta norma não foram aplicados ao período de 2017.

7. 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 2018: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão – Raso \$7,59/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 2018: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,59/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 2018: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,59/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 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.

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 (Portugal)

Cg: *Cargoes*

CIF: *Costs, Insurance and Freight*

CORES: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

CTA: *Cumulative Translation Adjustment*

DD&A: Depreciações e amortizações

DST: *Drill stem test*, ou seja, teste de formação.

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.

EUA: Estados Unidos da América

EUR/€: Euro

EWT: Teste de longa duração ou *Extended Well Test*.

FCF: *free cash flow*

FNEE: Fondo Nacional de Eficiencia Energética (Espanha).

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

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

G&A: gastos gerais e administrativos.

G&G: Geologia e Geofísica.

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

mmboe: milhões de barris de petróleo equivalente

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

mm³: milhões de metros cúbicos

mt: milhões de toneladas

NBP: *National Balancing Point*

NWE: *Northwestern Europe*, i.e., Noroeste da Europa

p.p.: pontos percentuais

R&D: Refinação & Distribuição

RC: *Replacement Cost*

RCA: *Replacement Cost Adjusted*

SEM: *Successful Efforts Method*

s.s.: sem significado

T: toneladas

USD/\$: dólar dos Estados Unidos

WI: *working interest*

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 controlo. 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