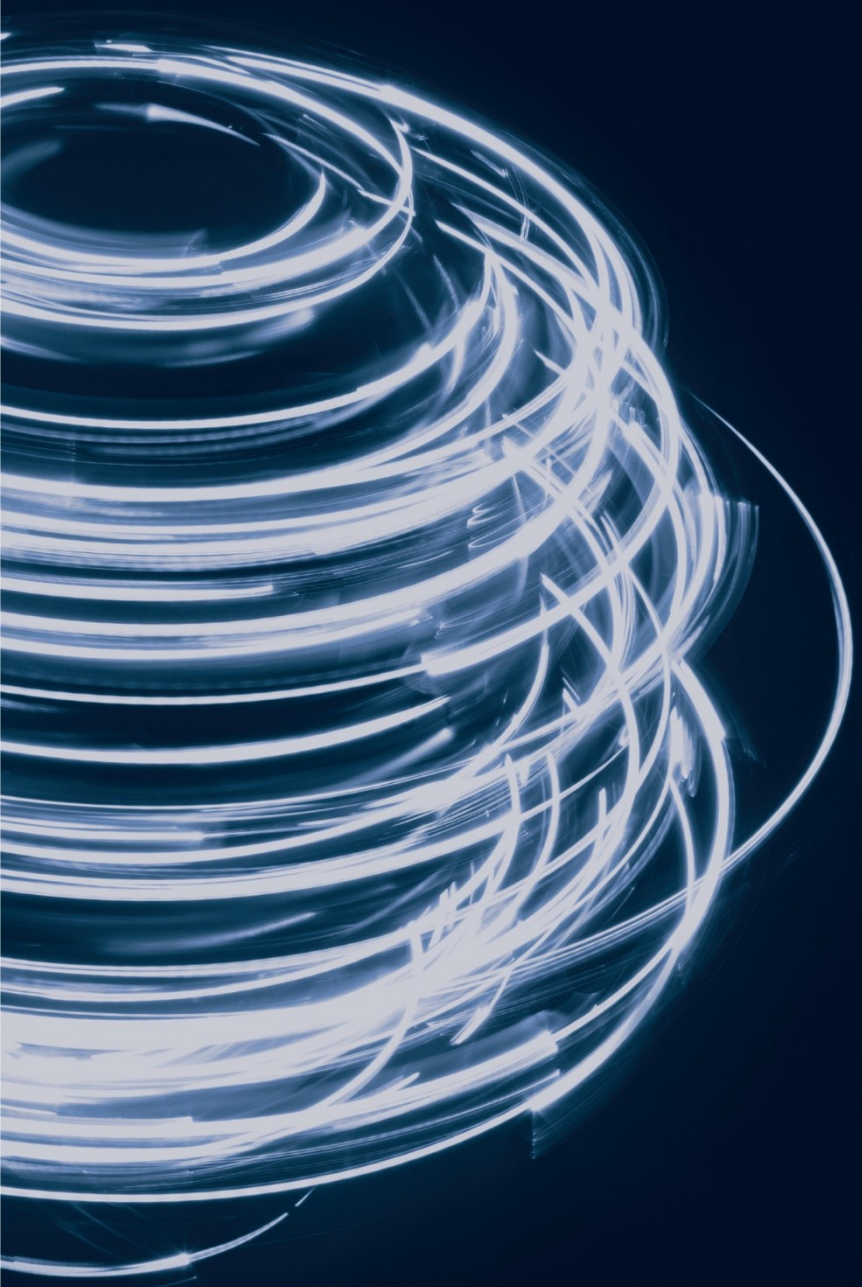


RESULTADOS

SEGUNDO TRIMESTRE 2018

30 de julho de 2018

Relações com Investidores

ÍNDICE

1. SUMÁRIO EXECUTIVO 3

2. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO 5

3. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO 7

4. GAS & POWER 9

5. INFORMAÇÃO FINANCEIRA 11

- **5.1. Demonstração de resultados** 11
- **5.2. Investimento** 13
- **5.3. *Cash flow*** 14
- **5.4. Situação financeira e dívida** 15
- **5.5. Reconciliação entre valores IFRS e valores RCA** 17
- **5.6. Demonstração de resultados consolidados em IFRS** 19
- **5.7. Situação financeira consolidada** 20

6. BASES DE APRESENTAÇÃO 21

7. DEFINIÇÕES 22

1. Sumário executivo

- O ***Cash Flow* das atividades operacionais atingiu €604 m** no trimestre, um aumento de 13% YoY. O ***Free Cash Flow* foi de €398 m**, e o *Free Cash Flow* após dividendos de €146 m, considerando os dividendos pagos no montante de €252 m.

- O **Ebitda RCA consolidado foi de €628 m**, suportado pelo aumento da contribuição do negócio de E&P.

  - **E&P: o Ebitda RCA aumentou €240 m YoY para os €411 m**, suportado pelo **aumento da produção e pela subida dos preços de venda de petróleo e gás natural**, apesar da depreciação do Dólar face ao Euro. A **produção média *working interest*** (WI) **aumentou 20% YoY para os 108,1 kboepd**, um crescimento suportado pelo desenvolvimento do campo Lula.

  - **R&D: O Ebitda RCA diminuiu €57 m YoY para os €174 m**, devido a efeitos de desfasamento temporal nas fórmulas de *pricing* na atividade de distribuição resultante do aumento do preço das *commodities* e de USD:EUR na refinação. A **margem de refinação da Galp foi de $6,1/boe**, tendo a Empresa beneficiado do aumento dos diferenciais dos destilados médios, da otimização de matérias-primas e de fontes energética, bem como das exportações de gasolina para os EUA.

  - **G&P: o Ebitda RCA foi de €34 m**, uma redução de €11 m YoY, impactado pelo menor contributo da atividade de trading de GNL, apesar do incremento dos volumes de trading de rede e dos volumes vendidos a clientes industriais.

- O **Ebit RCA do Grupo situou-se nos €457 m**, refletindo a evolução do Ebitda. O Ebit IFRS situou-se nos €570 m, com o efeito *stock* a representar €83 m.

- O **resultado líquido RCA aumentou €97 m YoY para os €251 m,** enquanto o resultado líquido IFRS aumentou para os €330 m.

- O **investimento totalizou €218 m**, dos quais 81% foram alocados a atividades de E&P.

- **A dívida líquida situava-se nos €1.737 m** no final de junho, com o rácio dívida líquida para Ebitda a situar-se em 0,9x.

- Durante o mês de maio, a Galp assinou um **acordo de compra e venda de GNL com a Venture Global LNG para a aquisição de 1 mtpa durante 20 anos,** a partir do terminal de exportação de Calcasieu Pass nos EUA, cuja entrada em operação é esperada em 2022.

- Em julho, o consórcio para o desenvolvimento da Área 4 **submeteu ao governo moçambicano o Plano de Desenvolvimento para a primeira fase do projeto Rovuma LNG**, que irá desenvolver os relevantes campos de Mamba. A primeira fase do projeto compreenderá dois *trains* de GNL com capacidade para produzir 7,6 mtpa cada.

- No dia 27 de julho, foi anunciado **o início de produção do projeto Kaombo**, no bloco 32 em Angola.

Considerando a *performance* operacional durante o primeiro semestre do ano e o maior preço do petróleo, é agora esperado que o **Ebitda do ano de 2018 se situe acima dos €2,1 mil milhões** (bn). O ***guidance* de investimento para o ano mantém-se em €1,0 - €1,1 bn**, incluindo os bónus de assinatura relativos aos ativos exploratórios adquiridos nas rodadas de licitação no Brasil durante o primeiro semestre.

Informação financeira

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

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T17	1T18	2T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
456	**455**	**628**	**172**	**38%**	**Ebitda RCA**	**844**	**1.083**	**239**	**28%**
171	293	411	240	140%	Exploração & Produção	350	704	354	101%
231	121	174	(57)	(25%)	Refinação & Distribuição	415	295	(120)	(29%)
45	34	34	(11)	(24%)	Gas & Power	64	68	4	6%
262	**278**	**457**	**195**	**74%**	**Ebit RCA**	**457**	**735**	**278**	**61%**
71	210	328	257	s.s.	Exploração & Produção	154	538	384	s.s.
143	33	93	(50)	(35%)	Refinação & Distribuição	237	126	(111)	(47%)
40	29	29	(11)	(28%)	Gas & Power	54	58	4	7%
154	**136**	**251**	**97**	**63%**	**Resultado líquido RCA**	**231**	**387**	**156**	**68%**
102	**132**	**330**	**228**	**s.s.**	**Resultado líquido IFRS**	**215**	**462**	**247**	**s.s.**
(17)	(39)	11	28	s.s.	Eventos não recorrentes	(35)	(28)	(7)	(20%)
(35)	35	68	103	s.s.	Efeito *stock*	19	103	84	s.s.
533	**245**	**604**	**71**	**13%**	***Cash flow* das atividades operacionais**	**676**	**849**	**173**	**26%**
171	**146**	**218**	**47**	**27%**	**Investimento**	**372**	**364**	**(8)**	**(2%)**
127	**29**	**146**	**19**	**15%**	***Free cash flow* após dividendos**	**70**	**175**	**105**	**s.s.**
1.895	**1.885**	**1.737**	**(158)**	**(8%)**	**Dívida líquida**	**1.895**	**1.737**	**(158)**	**(8%)**
1,1x	**1,0x**	**0,9x**	**-**	**-**	**Rácio dívida líquida para Ebitda RCA**	**1,1x**	**0,9x**	**-**	**-**

Indicadores operacionais

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T17	1T18	2T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
89,9	104,1	108,1	18,2	20%	Produção média *working interest* (kboepd)	88,9	106,1	17,2	19%
88,1	102,6	106,7	18,6	21%	Produção média *net entitlement* (kboepd)	87,2	104,7	17,5	20%
43,4	58,2	63,8	20,4	47%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	43,9	60,9	17,1	39%
30,0	25,0	28,5	(1,5)	(5%)	Matérias-primas processadas (mmboe)	56,1	53,4	(2,7)	(5%)
5,7	3,3	6,1	0,3	6%	Margem de refinação Galp (USD/boe)	5,5	4,8	(0,7)	(12%)
2,3	2,1	2,2	(0,1)	(5%)	Vendas produtos petrolíferos a clientes diretos (mt)	4,4	4,3	(0,1)	(2%)
1.052	1.225	1.133	81	8%	Vendas de GN a clientes diretos (mm^3)	2.201	2.358	157	7%
675	750	759	84	12%	Vendas de GN/GNL em trading (mm^3)	1.532	1.508	(24)	(2%)

Indicadores de mercado

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T17	1T18	2T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
1,10	1,23	1,19	0,09	8%	Taxa de câmbio média EUR:USD	1,08	1,21	0,13	12%
3,55	3,99	4,30	0,75	21%	Taxa de câmbio média EUR:BRL	3,45	4,14	0,70	20%
49,6	66,8	74,4	24,8	50%	Preço médio do *dated* Brent (USD/bbl)	51,7	70,6	18,9	36%
(1,2)	(1,5)	(2,2)	1,0	88%	Diferencial crude *heavy-light*[1] (USD/bbl)	(1,5)	(1,9)	(0,4)	24%
17,9	22,2	22,2	4,3	24%	Preço de gás natural MIBGAS ibérico (EUR/MWh)	21,5	22,2	0,8	4%
15,6	21,4	21,1	5,5	35%	Preço de gás natural TTF holandês (EUR/MWh)	17,1	21,2	4,2	25%
5,5	9,4	8,8	3,3	60%	Preço de GNL JKM Japão/Coreia (USD/mmbtu)	6,3	9,1	2,8	45%
4,3	1,9	2,4	(1,9)	(44%)	Margem de refinação *benchmark* (USD/bbl)	3,9	2,1	(1,8)	(45%)
15,7	15,6	16,6	0,9	5,7%	Mercado *oil* ibérico (mt)	30,9	32,3	1,4	4,4%
7.634	10.079	7.898	265	3,5%	Mercado gás natural ibérico (mm^3)	17.367	17.977	610	3,5%

Fonte: Platts para preços de *commodities*; MIBGAS para preço de gás natural ibérico; APETRO e CORES para o mercado oil ibérico; Galp e Enagás para mercado de gás natural ibérico.

[1] Urals NWE *dated* para crude pesado; *dated* Brent para crude leve.

2. Exploração & Produção

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

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T17	1T18	2T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
89,9	**104,1**	**108,1**	**18,2**	**20%**	**Produção média *working interest*[1] (kboepd)**	**88,9**	**106,1**	**17,2**	**19%**
78,0	91,6	94,6	16,6	21%	Produção de petróleo (kbpd)	77,4	93,1	15,7	20%
88,1	**102,6**	**106,7**	**18,6**	**21%**	**Produção média *net entitlement*[1] (kboepd)**	**87,2**	**104,7**	**17,5**	**20%**
6,2	5,6	5,3	(0,9)	(15%)	Angola	6,6	5,4	(1,1)	(17%)
81,8	97,1	101,4	19,6	24%	Brasil	80,6	99,3	18,7	23%
43,4	**58,2**	**63,8**	**20,4**	**47%**	**Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)**	**43,9**	**60,9**	**17,1**	**39%**
4,0	**5,4**	**6,1**	**2,1**	**51%**	***Royalties*[2] (USD/boe)**	**4,1**	**5,8**	**1,6**	**40%**
9,2	**9,2**	**7,7**	**(1,5)**	**(16%)**	**Custo de produção (USD/boe)**	**8,6**	**8,4**	**(0,2)**	**(2%)**
13,7	**11,0**	**10,2**	**(3,6)**	**(26%)**	**DD&A[3] (USD/boe)**	**13,5**	**10,6**	**(2,9)**	**(21%)**
171	**293**	**411**	**240**	**140%**	**Ebitda RCA[4]**	**350**	**704**	**354**	**101%**
102	83	83	(19)	(19%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades[3]	198	166	(32)	(16%)
-	-	-	-	s.s.	Imparidades sobre ativos de exploração[4]	-	-	-	s.s.
(2)	-	-	2	s.s.	Provisões	(2)	-	2	s.s.
71	**210**	**328**	**257**	**s.s.**	**Ebit RCA**	**154**	**538**	**384**	**s.s.**
67	**210**	**328**	**261**	**s.s.**	**Ebit IFRS**	**152**	**538**	**386**	**s.s.**
8	**13**	**10**	**2**	**25%**	**Resultados de Empresas associadas E&P**	**16**	**23**	**7**	**44%**

[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 retrospetivamente e a informação comparativa de 2017 foi reexpressa.

Atividade

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2018, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural foi de 108,1 kboepd, da qual 88% correspondeu a produção de petróleo.

A produção aumentou 20% YoY suportada pelo desenvolvimento do campo Lula no bloco BM-S-11 no Brasil, com a FPSO #7 a atingir o *plateau* de produção de petróleo em Abril, 11 meses após o início de operações. Durante o trimestre foram efetuadas atividades de manutenção planeada nas FPSOs #6 e #2.

No bloco BM-S-11A, no âmbito do projeto de Iara, prosseguiu o Teste de Longa Duração (EWT) na área de Sururu, tendo contribuído com 1,6 kbpd para a produção média do período.

Já no bloco BM-S-8, foi iniciada em abril a perfuração do prospeto Guanxuma, prosseguindo os trabalhos para avaliar o potencial de volumes e de comercialidade.

Em Angola, a produção WI foi de 6,7 kbpd, uma diminuição de 17% YoY, devido ao declínio natural dos campos do bloco 14. A produção *net entitlement* decresceu 15% YoY.

No dia 27 de julho, foi anunciado o início de produção do projeto Kaombo no bloco 32 em

Angola, através da FPSO que irá desenvolver a área de Kaombo Norte.

Relativamente ao desenvolvimento da Área 4 em Moçambique, o consórcio submeteu ao governo moçambicano o plano de desenvolvimento para a primeira fase do projeto Rovuma LNG, que irá desenvolver os relevantes campos de Mamba. A primeira fase do projeto compreenderá dois *trains* de GNL com capacidade para produzir 7,6 mtpa cada. A decisão final de investimento é esperada em 2019 e o início de produção em 2024.

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2018, a produção média *working interest* foi de 106,1 kboepd, um aumento de 19% YoY, suportado pelo *ramp-up* das FPSO #7 e #6 no Brasil.

A produção *net entitlement* aumentou 20% relativamente ao primeiro semestre de 2017, para 104,7 kboepd.

Resultados

Segundo trimestre

O Ebitda RCA foi de €411 m, um incremento de €240 m YoY, suportado pelo aumento da produção e pela subida dos preços médios de venda de petróleo e gás natural, apesar da desvalorização do Dólar face ao Euro.

Os custos de produção foram de €63 m no período, uma redução de €4 m YoY, devido a ajustamentos de custos passados no Brasil e beneficiando da depreciação do BRL. Em termos unitários, e numa base *net entitlement*, os custos de produção foram de $7,7/boe, um decréscimo de $1,5/boe YoY.

O Ebitda do 2T18 foi também positivamente impactado por um ajustamento no seguimento do fecho de uma posição de *underlifting*.

As amortizações e depreciações (incluindo provisões para abandono) diminuíram €19 m YoY para os €83 m, devido à revisão de reservas no final de 2017, nomeadamente no Brasil, e à depreciação do BRL. Numa base *net entitlement*, as depreciações e amortizações diminuíram de $13,7/boe para $10,2/boe, beneficiando também do efeito de diluição pelo aumento da produção.

O Ebit RCA foi de €328 m, um aumento de €257 m YoY.

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2018, o Ebitda RCA aumentou €354 m YoY para €704 m, beneficiando do aumento da produção e dos preços médios de venda.

Os custos de produção foram de €131 m no período, um aumento de €6 m YoY, dado o maior número de unidades em produção no Brasil. Em termos unitários e numa base *net entitlement*, os custos de produção diminuíram para $8,4/boe.

As amortizações, depreciações e provisões para abandono decresceram €32 m YoY para €166 m, devido à revisão de reservas no final de 2017, nomeadamente no Brasil, e à depreciação do BRL. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias foram de $10,6/boe, uma redução de $2,9/boe face ao período homólogo.

O Ebit RCA aumentou €384 m, para €538 m.

A contribuição das empresas associadas foi de €23 m no primeiro semestre de 2018.

3. Refinação & Distribuição

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T17	1T18	2T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
5,7	**3,3**	**6,1**	**0,3**	**6%**	**Margem de refinação Galp (USD/boe)**	**5,5**	**4,8**	**(0,7)**	**(12%)**
1,6	**2,3**	**2,3**	**0,6**	**39%**	**Custo de refinação (USD/boe)**	**1,7**	**2,3**	**0,6**	**37%**
(0,3)	**0,6**	**0,2**	**0,4**	**s.s.**	**Impacto da cobertura da margem de refinação[1] (USD/boe)**	**(0,2)**	**0,4**	**0,5**	**s.s.**
30,0	**25,0**	**28,5**	**(1,5)**	**(5%)**	**Matérias-primas processadas (mmboe)**	**56,1**	**53,4**	**(2,7)**	**(5%)**
26,7	23,4	26,4	(0,3)	(1%)	Crude processado (mmbbl)	49,6	49,8	0,2	0%
4,7	**4,1**	**4,7**	**(0,0)**	**(0%)**	**Vendas de produtos petrolíferos (mt)**	**9,1**	**8,9**	**(0,2)**	**(2%)**
2,3	2,1	2,2	(0,1)	(5%)	Vendas a clientes diretos (mt)	4,4	4,3	(0,1)	(2%)
231	**121**	**174**	**(57)**	**(25%)**	**Ebitda RCA**	**415**	**295**	**(120)**	**(29%)**
89	88	81	(8)	(9%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades[2]	179	169	(10)	(6%)
(1)	-	-	1	s.s.	Provisões	(1)	-	1	s.s.
143	**33**	**93**	**(50)**	**(35%)**	**Ebit RCA**	**237**	**126**	**(111)**	**(47%)**
94	**74**	**200**	**106**	**s.s.**	**Ebit IFRS**	**243**	**274**	**31**	**13%**
8	**1**	**-**	**(8)**	**s.s.**	**Resultados de Empresas associadas R&D**	**6**	**1**	**(5)**	**(83%)**

[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

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2018 foram processados cerca de 28,5 mmboe de matérias-primas, um decréscimo de 5% YoY. O crude representou 93% das matérias-primas processadas, 87% do qual correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 46% da produção, a gasolina 23%, e o fuelóleo 16%. Os consumos e quebras representaram 7% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 2,2 mt, 5% abaixo YoY, tendo sido impactados pela diminuição temporária da procura de nafta na Península Ibérica, mas o que foi compensado por um aumento das exportações. Os volumes de vendas em África representaram 11% das vendas a clientes diretos.

Primeiro semestre

No primeiro semestre de 2018 foram processados cerca de 53,4 mmboe de matérias-primas, um decréscimo de 5% face ao período homólogo de 2017, devido à paragem planeada para manutenção do *hydrocracker* (HC) em Sines durante o primeiro trimestre. O crude representou 93% das matérias-primas processadas, 85% do qual correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios representaram 46% da produção, a gasolina 23% e o fuelóleo 16%. Os consumos e quebras representaram 7% das matérias-primas processadas.

Os volumes vendidos a clientes diretos situaram-se nos 4,3 mt, tendo o volume em África representado 10% das vendas.

Resultados

Segundo trimestre

O Ebitda RCA do negócio de R&D diminuiu €57 m YoY para os €174 m, impactado pelo desfasamento temporal nas fórmulas de *pricing* na atividade de distribuição, na sequência do aumento significativo do preço das *commodities, e* por ajustes USD:EUR na refinação.

A margem de refinação da Galp foi de $6,1/boe, face a $5,7/boe no período homólogo, tendo a Empresa beneficiado da valorização dos destilados médios, da otimização de matérias-primas e fontes energéticas alternativas, como o gás natural. Também a exportação de gasolinas para os EUA continuou a influenciar positivamente a *performance* da atividade de refinação.

Os custos de refinação situaram-se nos €54 m, ou $2,3/boe em termos unitários. O aumento unitário deveu-se à contabilização de custos de manutenção referentes à paragem do HC, que ocorreu durante o primeiro trimestre.

As operações de cobertura da margem de refinação contribuíram com €4 m durante o trimestre, comparativamente a uma perda de €8 m no período homólogo de 2017.

Destaca-se o desempenho robusto da atividade de comercialização de produtos petrolíferos, apesar de impactada por efeitos de desfasamento temporal nas fórmulas de *pricing* durante o período.

O Ebit RCA situou-se em €93 m e o Ebit IFRS aumentou para os €200 m. O efeito *stock* foi de €77 m.

Os eventos não recorrentes foram de €30 m e estiveram sobretudo relacionados com uma indemnização de um processo de litigância.

Primeiro semestre

O Ebitda RCA do negócio de R&D diminuiu €120 m para os €295 m no primeiro semestre do ano, impactado pelo desfasamento temporal nas fórmulas de *pricing* e também pelo efeito USD:EUR.

A margem de refinação da Galp situou-se em $4,8/boe, face a $5,5/boe no período homólogo, sobretudo devido aos menores preços da gasolina e do fuelóleo.

Os custos de refinação situaram-se nos €100 m, €14 m acima do período homólogo, sobretudo devido à manutenção do HC no primeiro trimestre do ano. Em termos unitários, os custos de refinação foram de $2,3/boe.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para resultados.

O Ebit RCA situou-se em €126 m e o Ebit IFRS aumentou para os €274 m. O efeito de *stock* foi de €118 m.

4. Gas & Power

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T17	1T18	2T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
1.726	**1.975**	**1.892**	**165**	**10%**	**Vendas totais de GN/GNL (mm^3)**	**3.733**	**3.866**	**134**	**4%**
1.052	1.225	1.133	81	8%	Vendas a clientes diretos (mm^3)	2.201	2.358	157	7%
675	750	759	84	12%	Trading (mm^3)	1.532	1.508	(24)	(2%)
1.170	**1.442**	**1.326**	**156**	**13%**	**Vendas de eletricidade (GWh)**	**2.520**	**2.768**	**248**	**10%**
348	364	349	1	0%	Vendas de eletricidade à rede (GWh)	844	713	(130)	(15%)
45	**34**	**34**	**(11)**	**(24%)**	**Ebitda RCA**	**64**	**68**	**4**	**6%**
38	22	22	(16)	(42%)	Comercialização & Trading	47	44	(3)	(6%)
7	12	12	5	71%	Power	17	24	7	41%
4	5	5	1	25%	Depreciações, Amortizações e Imparidades[1]	9	10	1	11%
1	-	-	(1)	s.s.	Provisões	1	-	(1)	s.s.
40	**29**	**29**	**(11)**	**(28%)**	**Ebit RCA**	**54**	**58**	**4**	**7%**
36	21	20	(16)	(44%)	Comercialização & Trading	45	41	(4)	(9%)
4	8	9	5	s.s.	Power	9	17	8	89%
39	**30**	**35**	**(4)**	**(10%)**	**Ebit IFRS**	**62**	**65**	**3**	**5%**
25	**24**	**25**	**-**	**-**	**Resultados de Empresas associadas G&P**	**50**	**49**	**(1)**	**(2%)**

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

Atividade

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2018, os volumes vendidos de GN/GNL aumentaram 10% YoY para 1.892 mm^3, devido ao incremento nos volumes de trading de rede e dos volumes vendidos a clientes industriais.

As vendas de eletricidade situaram-se em 1.326 GWh, um aumento de 13% YoY, que se deveu sobretudo à maior contribuição da atividade de comercialização.

Durante o mês de maio, a Galp anunciou a assinatura de um acordo de compra e venda de GNL com a Venture Global LNG para a aquisição de 1 mtpa durante 20 anos, a partir do terminal de exportação de Calcasieu Pass nos EUA, cuja entrada em operação é esperada em 2022.

Primeiro semestre

Os volumes vendidos de GN/GNL aumentaram 4% YoY para os 3.866 mm^3, suportados pelo aumento das vendas a clientes diretos, nomeadamente no segmento industrial.

Os volumes vendidos em trading registaram um decréscimo de 2%, com o aumento dos volumes transacionados em *hubs* europeus a não ser suficiente para compensar os menores volumes de trading de GNL.

As vendas de eletricidade aumentaram 10% YoY para os 2.768 GWh, devido à maior contribuição da atividade de comercialização.

Resultados

Segundo trimestre

No segundo trimestre de 2018, o Ebitda RCA registou uma redução de €11 m YoY para os €34 m, impactado pelo menor contributo da atividade de comercialização e trading, e em particular pelos menores volumes de GNL vendidos no mercado internacional.

O Ebitda do segmento de power situou-se nos €12 m, um aumento de €5 m YoY, suportado pelo desfasamento temporal entre o preço de compra do gás natural e o preço de venda da energia produzida pelas centrais de cogeração do Grupo.

O Ebit RCA foi de €29 m, enquanto o Ebit IFRS foi de €35 m.

Os resultados de empresas associadas mantiveram-se estáveis em €25 m, dos quais €9 m relativos à participação na Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND).

Primeiro semestre

O Ebitda RCA situou-se nos €68 m, €4 m acima do período homólogo, suportado pelo melhor desempenho da atividade de power.

O Ebitda do segmento de power aumentou €7 m YoY para os €24 m, beneficiando do desfasamento temporal entre os preços de compra de gás natural e de venda de eletricidade.

O Ebit RCA foi de €58 m, enquanto o Ebit IFRS foi de €65 m.

Os resultados de empresas associadas situaram-se nos €49 m, dos quais €17 m relativos à GGND.

5. Informação financeira

5.1. Demonstração de resultados

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T17	1T18	2T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
3.779	3.891	4.546	767	20%	Vendas e prestações de serviços	7.622	8.437	815	11%
(2.863)	(2.950)	(3.394)	531	19%	Custo das mercadorias vendidas	(5.839)	(6.344)	505	9%
(404)	(445)	(459)	55	14%	Fornecimentos e serviços externos	(806)	(904)	98	12%
(68)	(82)	(72)	4	6%	Custos com pessoal	(147)	(154)	7	5%
15	45	9	(6)	(40%)	Outros proveitos (custos) operacionais	22	54	32	s.s.
(3)	(4)	(2)	(1)	(33%)	Perdas por imparidade de contas a receber	(8)	(6)	(2)	(25%)
456	**455**	**628**	**172**	**38%**	**Ebitda RCA**	**844**	**1.083**	**239**	**28%**
405	**497**	**741**	**336**	**83%**	**Ebitda IFRS**	**859**	**1.238**	**379**	**44%**
(196)	(177)	(171)	(25)	(13%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(389)	(348)	(41)	(11%)
2	-	-	(2)	s.s.	Provisões	2	-	(2)	s.s.
262	**278**	**457**	**195**	**74%**	**Ebit RCA**	**457**	**735**	**278**	**61%**
208	**320**	**570**	**362**	**s.s.**	**Ebit IFRS**	**469**	**890**	**421**	**90%**
41	39	35	(6)	(15%)	Resultados de empresas associadas	73	74	1	1%
(13)	(8)	36	49	s.s.	Resultados financeiros	(26)	28	54	s.s.
(19)	(16)	(9)	(10)	(53%)	Juros liquidos	(40)	(25)	(15)	(38%)
24	13	13	(11)	(46%)	Capitalização juros	45	26	(19)	(42%)
(11)	(13)	(5)	6	55%	Diferenças de câmbio	(14)	(18)	(4)	(29%)
(4)	13	37	41	s.s.	*Mark-to-Market* de derivados de cobertura	(7)	50	57	s.s.
(3)	(5)	-	(3)	s.s.	Outros custos/proveitos financeiros	(10)	(5)	5	50%
288	**309**	**526**	**238**	**83%**	**Resultados antes de impostos e interesses que não controlam RCA**	**503**	**835**	**332**	**66%**
(123)	(144)	(227)	104	85%	Impostos	(243)	(371)	128	53%
(61)	(88)	(124)	63	s.s.	Impostos sobre a produção de petróleo e gás natural[1]	(130)	(212)	82	63%
(11)	(29)	(48)	37	s.s.	Interesses que não controlam	(29)	(77)	48	s.s.
154	**136**	**251**	**97**	**63%**	**Resultado líquido RCA**	**231**	**387**	**156**	**68%**
(17)	(39)	11	28	s.s.	Eventos não recorrentes	(35)	(28)	(7)	(20%)
137	**97**	**262**	**125**	**91%**	**Resultado líquido RC**	**196**	**359**	**163**	**83%**
(35)	35	68	103	s.s.	Efeito *stock*	19	103	84	s.s.
102	**132**	**330**	**228**	**s.s.**	**Resultado líquido IFRS**	**215**	**462**	**247**	**s.s.**

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

Segundo trimestre

O Ebitda RCA aumentou 38% YoY para os €628 m, devido à maior contribuição do negócio de E&P, enquanto o Ebitda IFRS do trimestre atingiu os €741 m. Ao nível do Ebitda, o efeito *stock* situou-se em €83 m, enquanto os eventos não recorrentes foram de €30 m.

O Ebit RCA aumentou €195 m para os €457 m, enquanto o Ebit IFRS atingiu os €570 m.

Os resultados de empresas associadas diminuíram para os €35 m.

Os resultados financeiros foram positivos em €36 m, uma melhoria de €49 m face ao período

homólogo que se deveu principalmente ao impacto positivo do *mark-to-market* de derivados relacionados com a cobertura da margem de refinação.

Os impostos RCA aumentaram €104 m para os €227 m, consequência dos maiores resultados operacionais, sobretudo no negócio de E&P.

Os interesses que não controlam de €48 m foram principalmente atribuíveis à participação da Sinopec na Petrogal Brasil.

O resultado líquido RCA foi de €251 m, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €330 m.

Primeiro semestre

O Ebitda RCA aumentou €239 m para os €1.083 m, suportado pelo aumento da produção e do preço do petróleo e do gás natural no âmbito do negócio de E&P, e apesar da desvalorização do USD.

O Ebit RCA aumentou €278 m para os €735 m, enquanto o Ebit IFRS atingiu os €890 m.

Os resultados de empresas associadas mantiveram-se em €74 m.

Os resultados financeiros evoluíram favoravelmente para os €28 m, principalmente devido ao impacto positivo de €50 m registado no âmbito do *mark-to-market* de derivados de cobertura. Destaca-se também a redução dos juros líquidos, consequência da redução da dívida e taxas de juro entre períodos.

Os impostos RCA aumentaram €128 m YoY para os €371 m, principalmente devido aos maiores impostos relacionados com a produção de petróleo e gás natural.

Os interesses que não controlam de €77 m foram principalmente atribuíveis à participação de 30% da Sinopec na Petrogal Brasil.

O resultado líquido RCA atingiu os €387 m, enquanto o resultado líquido IFRS foi de €462 m.

5.2. Investimento

€m

Trimestre						Primeiro Semestre			
2T17	1T18	2T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
144	117	176	32	22%	Exploração & Produção	327	293	(34)	(10%)
(1)	4	71	72	s.s.	Atividades de exploração e avaliação	-	75	75	s.s.
145	113	105	(40)	(28%)	Atividades de desenvolvimento e produção	327	218	(109)	(33%)
24	28	36	12	50%	Refinação & Distribuição	40	64	24	60%
2	1	6	4	s.s.	Gas & Power	4	7	3	75%
1	-	-	(1)	s.s.	Outros	1	-	(1)	s.s.
171	**146**	**218**	**47**	**27%**	**Investimento**	**372**	**364**	**(8)**	**(2%)**

Segundo trimestre

O investimento totalizou €218 m durante o trimestre, dos quais 81% alocados ao negócio de E&P.

O investimento em atividades de desenvolvimento e produção atingiu os €105 m, alocado principalmente ao desenvolvimento dos projetos no bloco BM-S-11 no Brasil e no bloco 32 em Angola. O investimento de €71 m em atividades de exploração e avaliação deveu-se sobretudo ao pagamento relativo à aquisição de uma participação de 3% no bloco BM-S-8, no Brasil, anunciada em outubro de 2017.

Primeiro semestre

O investimento atingiu €364 m durante o primeiro semestre, dos quais 80% alocados ao negócio de E&P.

O investimento em atividades de desenvolvimento e produção foi sobretudo alocado a atividades no bloco BM-S-11 e no bloco 32. No período destaca-se também o investimento no projeto Coral Sul em Moçambique.

O investimento nas atividades de *downstream* (R&D e G&P) atingiu €71 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				Primeiro Semestre	
2T17	1T18	2T18		2017	2018
208	320	570	Ebit	469	890
198	177	171	Depreciações, Amortizações e Imparidades	391	348
(116)	(92)	(163)	Impostos sobre o rendimento e sobre a produção de petróleo e gás	(197)	(255)
86	-	67	Dividendos de empresas associadas	86	67
157	(160)	(41)	Variação de fundo de maneio	(73)	(201)
533	**245**	**604**	***Cash flow* das atividades operacionais**	**676**	**849**
(19)	(47)	(7)	Juros pagos e recebidos	(40)	(54)
(172)	(169)	(199)	Investimento líquido[1]	(351)	(368)
342	**29**	**398**	***Free cash flow***	**285**	**427**
(215)	-	(252)	Dividendos pagos	(215)	(252)
127	**29**	**146**	***Free cash flow* após dividendos**	**70**	**175**
(88)	(29)	2	Outros[2]	(56)	(27)
(39)	**-**	**(148)**	**Variação da dívida líquida**	**(14)**	**(148)**

[1] Os montantes relativos a 2017 incluem, entre outros, o pagamento de c.€150 m de bónus de assinatura relativo a Norte de Carcará e o recebimento de €22 m da venda da participação indireta de 25% no projeto Âncora. [2] Inclui CTA e reembolsos parciais do empréstimo concedido à Sinopec.

Segundo trimestre

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais (CFFO) aumentou 13% YoY para €604 m, sobretudo suportado pelo desempenho dos negócios de E&P e R&D.

Durante o segundo trimestre foram pagos €252 m em dividendos, sobretudo relacionados com o pagamento do dividendo final relativo ao exercício de 2017.

O *free cash flow* após dividendos foi positivo em €146 m.

Primeiro semestre

Durante o primeiro semestre, o desempenho robusto de todos os negócios contribuiu para que o CFFO atingisse os €849 m, apesar do investimento de €201 m em fundo de maneio, que se deveu ao aumento do preço das *commodities* durante o período.

Apesar do investimento líquido de €368 m e do pagamento de dividendos no período, o *free cash flow* gerado foi positivo em €175 m.

Método direto

€m (valores em IFRS)

Trimestre				Primeiro Semestre	
2T17	1T18	2T18		2017	2018
858	**1.096**	**1.048**	**Caixa e equivalentes no início do período[1]**	**923**	**1.096**
4.348	4.288	5.050	Recebimento de clientes	8.711	9.338
(2.556)	(2.852)	(3.109)	Pagamento a fornecedores	(5.595)	(5.961)
(98)	(75)	(97)	Salários e encargos	(169)	(172)
86	-	67	Dividendos de empresas associadas	86	67
(739)	(645)	(691)	Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(1.352)	(1.336)
(434)	(379)	(453)	IVA, *Royalties*, PIS, Cofins, outros	(808)	(832)
(116)	(92)	(163)	Impostos sobre o rendimento e sobre a produção de petróleo e gás	(197)	(255)
491	**245**	**604**	***Cash flow* das atividades operacionais**	**676**	**849**
(137)	(169)	(199)	Investimento líquido[2]	(328)	(368)
(23)	(47)	(7)	Juros pagos e recebidos	(73)	(54)
(215)	-	(252)	Dividendos pagos	(215)	(252)
116	**29**	**146**	***Free cash flow* após dividendos**	**60**	**175**
8	(53)	127	Empréstimos pagos e recebidos	(32)	74
-	-	26	Reembolsos da Sinopec	42	26
(79)	(24)	(16)	Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	(91)	(40)
903	**1.048**	**1.331**	**Caixa e equivalentes no final do período[1]**	**1.578**	**1.331**

[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 bónus 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	31 mar., 2018	30 jun., 2018	Var. vs 31 dez., 2017	Var. vs 31 mar., 2018
Ativo fixo líquido	7.231	7.099	7.095	(136)	(4)
Fundo de maneio	584	744	785	201	41
Empréstimo à Sinopec	459	449	451	(8)	2
Outros ativos (passivos)	(613)	(637)	(601)	12	36
Capital empregue	**7.661**	**7.655**	**7.730**	**69**	**75**
Dívida de curto prazo	551	671	708	157	37
Dívida de médio-longo prazo	2.532	2.352	2.514	(18)	162
Dívida total	**3.083**	**3.023**	**3.222**	**139**	**199**
Caixa e equivalentes	1.198	1.138	1.485	287	347
Dívida líquida	**1.885**	**1.885**	**1.737**	**(148)**	**(148)**
Total do capital próprio	**5.776**	**5.770**	**5.993**	**217**	**223**
Total do capital próprio e da dívida líquida	**7.661**	**7.655**	**7.730**	**69**	**75**

A 30 de junho de 2018, o ativo fixo líquido era de €7.095 m, em linha com a posição no final do primeiro trimestre, uma vez que o investimento líquido foi maioritariamente compensado pelas amortizações e depreciações durante o período. O investimento em curso, relativo sobretudo ao negócio de E&P, totalizava €2.192 m no final do trimestre.

Dívida financeira

€m (exceto indicação em contrário)

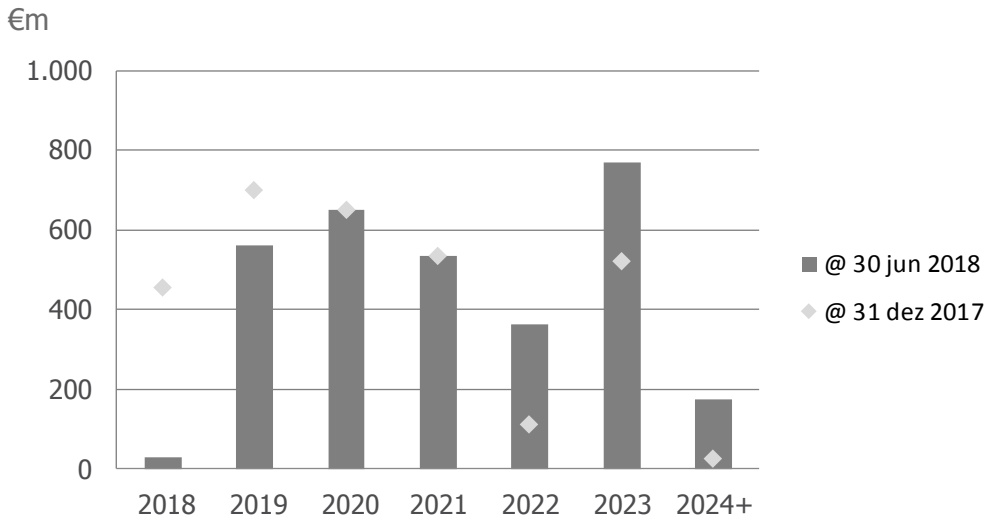
	31 dez., 2017	31 mar., 2018	30 jun., 2018	Var. vs 31 dez., 2017	Var. vs 31 mar., 2018
Obrigações	1.987	1.867	2.042	55	175
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.096	1.156	1.180	84	24
Caixa e equivalentes	(1.198)	(1.138)	(1.485)	(287)	(347)
Dívida líquida	**1.885**	**1.885**	**1.737**	**(148)**	**(148)**
Vida média (anos)	2,5	2,9	2,9	0,4	0,1
Taxa de juro média da dívida	3,46%	2,95%	2,75%	(0,71 p.p.)	(0,21 p.p.)
Dívida à taxa variável	40,3%	40,3%	43,8%	3,4 p.p.	3,5 p.p.
Dívida líquida para Ebitda RCA	1,1x	1,0x	0,9x	-	-

No final do semestre, a dívida líquida situava-se em €1.737 m, uma redução de €148 m face ao final de março de 2018. O rácio de dívida líquida para Ebitda RCA diminuiu para 0,9x.

Durante o segundo trimestre de 2018, a Galp emitiu nova dívida de médio e longo prazo no montante de €300 m. O prazo médio da dívida manteve-se em 2,9 anos, e a dívida de médio e longo prazo representava 78% do total da dívida. A taxa de juro média da dívida durante o primeiro semestre foi de 2,75%.

No final de junho, a Galp detinha cerca de €1,0 mil milhões de linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas. Deste montante, cerca de 65% encontrava-se garantido contratualmente.

Perfil de reembolso de dívida



5.5. Reconciliação entre valores IFRS e valores RCA

Ebitda por segmento

€m

Segundo trimestre					2018	Primeiro Semestre				
Ebitda IFRS	Efeito *stock*	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito *stock*	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
741	**(83)**	**658**	**(30)**	**628**	**Galp**	**1.238**	**(125)**	**1.113**	**(30)**	**1.083**
411	-	411	-	411	**E&P**	704	-	704	-	704
281	(77)	204	(30)	174	**R&D**	443	(118)	325	(30)	295
40	(6)	34	-	34	**G&P**	75	(7)	68	-	68
9	-	9	-	9	**Outros**	16	-	16	-	16

€m

Segundo trimestre					2017	Primeiro Semestre				
Ebitda IFRS	Efeito *stock*	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito *stock*	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
405	**50**	**455**	**1**	**456**	**Galp**	**859**	**(18)**	**841**	**3**	**844**
171	-	171	-	171	**E&P**	350	-	350	-	350
182	48	230	1	231	**R&D**	424	(12)	412	3	415
43	2	45	-	45	**G&P**	70	(6)	64	-	64
9	-	9	-	9	**Outros**	15	-	15	-	15

Ebit por segmento

€m

Segundo trimestre					2018	Primeiro Semestre				
Ebit IFRS	Efeito *stock*	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito *stock*	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
570	**(83)**	**487**	**(30)**	**457**	**Galp**	**890**	**(125)**	**765**	**(30)**	**735**
328	-	328	-	328	**E&P**	538	-	538	-	538
200	(77)	123	(30)	93	**R&D**	274	(118)	156	(30)	126
35	(6)	29	-	29	**G&P**	65	(7)	58	-	58
7	-	7	-	7	**Outros**	13	-	13	-	13

€m

Segundo trimestre					2017	Primeiro Semestre				
Ebit IFRS	Efeito *stock*	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito *stock*	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
208	**50**	**258**	**4**	**262**	**Galp**	**469**	**(18)**	**451**	**6**	**457**
67	-	67	4	71	**E&P**	152	-	152	2	154
94	48	142	1	143	**R&D**	243	(12)	231	6	237
39	2	41	(1)	40	**G&P**	62	(6)	56	(2)	54
8	-	8	-	8	**Outros**	12	-	12	-	12

Eventos não recorrentes

€m

Trimestre				Primeiro Semestre	
2T17	1T18	2T18		2017	2018
1,0	**-**	**(30,0)**	**Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda**	**3,0**	**(30,0)**
(1,0)	-	-	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(1,0)	-
-	-	1,0	Custos com reestruturação - Pessoal	-	1,0
2,0	-	(31,0)	Custos (proveitos) com litigância	4,0	(31,0)
3,0	**-**	**-**	**Eventos não recorrentes com impacto em custos *non cash***	**3,0**	**-**
1,0	-	-	Provisão para meio ambiente e outras	1,0	-
2,0	**-**	**-**	Imparidade de ativos	2,0	-
4,0	**7,0**	**-**	**Eventos não recorrentes com impacto em resultados financeiros**	**(14,0)**	**7,0**
4,0	7,0	-	Ganhos/Perdas na alienação de participações financeiras[1]	(14,0)	7,0
9,0	**32,0**	**19,0**	**Eventos não recorrentes com impacto em impostos**	**43,0**	**51,0**
-	-	10,0	Impostos sobre eventos não recorrentes	(1,0)	10,0
9,0	32,0	9,0	Imposto contribuição sector energético	44,0	41,0
17,0	**39,0**	**(11,0)**	**Total de eventos não recorrentes**	**35,0**	**28,0**

[1]Inclui o impacto da CESE na GGND.

5.6. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€m

Trimestre				Primeiro Semestre	
2T17	1T18	2T18		2017	2018
3.630	3.718	4.380	Vendas	7.313	8.098
149	173	166	Serviços prestados	309	339
28	60	76	Outros rendimentos operacionais	56	136
3.807	**3.951**	**4.622**	**Total de proveitos operacionais**	**7.678**	**8.573**
(2.913)	(2.908)	(3.311)	Inventários consumidos e vendidos	(5.821)	(6.219)
(406)	(445)	(459)	Materiais e serviços consumidos	(810)	(904)
(68)	(82)	(73)	Gastos com o pessoal	(147)	(155)
(3)	(4)	(2)	Perdas por imparidade de contas a receber	(8)	(6)
(12)	(15)	(36)	Outros gastos operacionais	(33)	(51)
(3.402)	**(3.454)**	**(3.881)**	**Total de custos operacionais**	**(6.819)**	**(7.335)**
405	**497**	**741**	**Ebitda**	**859**	**1.238**
(198)	(177)	(171)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(391)	(348)
1	-	-	Provisões	1	-
208	**320**	**570**	**Ebit**	**469**	**890**
37	32	35	Resultados de empresas associadas	87	67
(13)	(8)	36	Resultados financeiros	(26)	28
6	7	13	Juros a receber	14	20
(25)	(23)	(22)	Juros a pagar	(54)	(45)
24	13	13	Capitalização juros	45	26
(11)	(13)	(5)	Diferenças de câmbio	(14)	(18)
(4)	13	37	*Mark-to-market* de derivados de cobertura	(7)	50
(3)	(5)	-	Outros custos/proveitos financeiros	(10)	(5)
232	**344**	**641**	**Resultados antes de impostos**	**530**	**985**
(109)	(152)	(253)	Impostos[1]	(242)	(405)
(9)	(31)	(10)	Imposto contribuição sector energético[2]	(44)	(41)
114	**161**	**378**	**Resultados antes de interesses que não controlam**	**244**	**539**
(12)	(29)	(48)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(29)	(77)
102	**132**	**330**	**Resultado líquido**	**215**	**462**

[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 €14,6 m, €17,7 m e €8,7 m da CESE I, CESE II e FNEE, respetivamente, no primeiro semestre de 2018.

5.7. Situação financeira consolidada

€m

	31 dez., 2017	31 mar., 2018	30 jun., 2018
Ativo			
Ativos fixos tangíveis	5.193	5.060	4.921
Goodwill	84	83	84
Outros ativos fixos intangíveis	407	396	436
Participações financeiras em associadas	1.483	1.492	1.554
Participações financeiras em participadas	3	3	3
Contas a receber	254	252	248
Ativos por impostos diferidos	350	304	338
Investimentos financeiros	32	32	61
Total de ativos não correntes	**7.806**	**7.622**	**7.645**
Inventários[1]	970	1.083	1.040
Clientes	1.018	1.148	1.267
Outras contas a receber	531	658	743
Empréstimo Sinopec	459	449	451
Investimentos financeiros	66	58	155
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	4	12	16
Caixa e equivalentes	1.197	1.138	1.485
Total de ativos correntes	**4.245**	**4.546**	**5.157**
Total do ativo	**12.051**	**12.168**	**12.802**
Capital próprio e passivo			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	(151)	(273)	(254)
Outras reservas	2.687	2.687	2.688
Reservas de cobertura	5	4	14
Resultados acumulados	269	887	636
Resultado líquido do período	623	130	462
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	**4.344**	**4.346**	**4.457**
Interesses que não controlam	1.435	1.424	1.536
Total do capital próprio	**5.779**	**5.770**	**5.993**
Passivo			
Empréstimos e descobertos bancários	937	1.007	969
Empréstimos obrigacionistas	1.595	1.344	1.544
Outras contas a pagar[2]	286	286	292
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	326	324	330
Passivos por locações financeiras	-	-	-
Passivos por impostos diferidos	76	73	85
Outros instrumentos financeiros	3	5	25
Provisões	619	629	644
Total do passivo não corrente	**3.842**	**3.668**	**3.889**
Empréstimos e descobertos bancários	159	148	212
Empréstimos obrigacionistas	392	522	497
Fornecedores	889	998	1.070
Outras contas a pagar[3]	854	912	884
Outros instrumentos financeiros	21	17	86
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	115	133	171
Total do passivo corrente	**2.430**	**2.730**	**2.920**
Total do passivo	**6.272**	**6.398**	**6.809**
Total do capital próprio e do passivo	**12.051**	**12.168**	**12.802**

[1] Inclui €88,5 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 30 de junho de 2018.
[2] Inclui €161,4 m correspondentes aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil a 30 de junho de 2018.
[3] Inclui €9,2 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 30 de junho 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 30 de junho de 2018 e de 2017, e 31 de março de 2018. A informação referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 30 de junho e 31 de março de 2018 e a 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 retrospetivamente e a informação comparativa de 2017 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% 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 do 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, impostos extraordinários, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de restruturação, que podem afetar a análise dos resultados da Empresa e que não traduzem o seu desempenho operacional regular.

ABREVIATURAS

APETRO: Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas
bbl: barril de petróleo
Bg: *Barges*
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)
CFFO: *Cash flow* gerado por atividades operacionais
Cg: *Cargoes*
CIF: *Costs, Insurance and Freights*
Cofins: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CORES: Corporación de Reservas Estratégicas de Produtos 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 Eficiência Energética (Espanha).
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&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*
HC: *Hydrocracker*
IAS: *International Accounting Standards*
IFRS: *International Financial Reporting Standards*; ou seja, Normas Internacionais de Relato Financeiro
IRP: Imposto sobre o Rendimento do Petróleo, pagável em Angola
ISP: Imposto sobre produtos petrolíferos (Portugal)
IVA: Imposto sobre o Valor Acrescentado
JKM: *Japan Korea Marker*
k: mil
kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia
kbpd: milhares de barris de petróleo por dia
kt: Milhares de toneladas
LSFO: *low sulphur fuel oil*
m: milhão
mmbbl: milhões de barris de petróleo
mmboe: milhões de barris de petróleo equivalente
mmbtu: *million british termal units*, ou seja milhões de unidades térmicas britânicas
mm³: milhões de metros cúbicos
mt: milhões de toneladas
mtpa: milhões de toneladas por ano
MWh: Megawatt hora
NBP: *National Balancing Point*
NE: *Net entiltlement*
NWE: *Northwestern Europe*, i.e., Noroeste da Europa
PIS: Programas de Integração Social
p.p.: pontos percentuais
R&D: Refinação & Distribuição
RC: *Replacement Cost*
RCA: *Replacement Cost Adjusted*
SEM: *Successful Efforts Method*
s.s.: sem significado
T: trimestre
TTF: *Title Transfer Facility*
ULSD: *Ultra low sulphur diesel*
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, perspetivas de crescimento; planos, eventos ou desempenho futuros e potencial para o crescimento futuro; liquidez, recursos de capitais e despesas de capital; perspetivas económicas e tendências do setor; procura de energia e abastecimento; evolução dos mercados da Galp; impacto das iniciativas regulamentares; a força dos concorrentes da Galp.

Neste relatório, as declarações prospetivas são baseadas em diversas suposições, muitas das quais são baseadas, por sua vez, em suposições, incluindo, sem limitação, a avaliação pela gestão das tendências operacionais, dados contidos nos registos da Sociedade e outros dados disponibilizados por terceiros. Embora a Galp acredite na razoabilidade com que tais suposições foram realizadas, essas suposições encontram-se por inerência sujeitas a riscos significativos conhecidos e desconhecidos, incertezas, contingências e outros fatores importantes que são difíceis ou impossíveis de prever e estão fora do seu 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 expetativas sobre eventos ou resultados futuros incluem a estratégia de negócios da Sociedade, os desenvolvimentos da indústria, as condições do mercado financeiro, a incerteza dos resultados dos projetos futuros e operações, planos, objetivos, expetativas e intenções, entre outros. Tais riscos, incertezas, contingências e outros fatores importantes podem conduzir a que os resultados reais da Galp ou da indústria sejam materialmente diferentes dos resultados expressos ou implícitos nesta apresentação por tais declarações prospetivas.

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

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

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

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

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

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

Website: www.galp.com
Email:investor.relations@galp.com

Reuters: GALP.LS
Bloomberg: GALP PL