



RESULTADOS
QUARTO TRIMESTRE
2018

11 de fevereiro de 2019
Relações com Investidores

ÍNDICE

1. DESTAQUES DOS RESULTADOS E <i>OUTLOOK</i> 2019/2020	3
2. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO	6
3. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO	10
4. GAS & POWER	12
5. INFORMAÇÃO FINANCEIRA	14
5.1. Demonstração de resultados	14
5.2. Investimento	16
5.3. <i>Cash flow</i>	17
5.4. Situação financeira e dívida	18
5.5. Demonstração de resultados consolidados em IFRS	22
5.6. Situação financeira consolidada	23
6. BASES DE REPORTE	24
7. DEFINIÇÕES	26

1. Destaques dos resultados e *Outlook* 2019/2020

Destaques de 2018

- O **Cash Flow** das atividades operacionais (CFFO) foi **€1,6 mil milhões** (bn), com o aumento de contribuição do negócio de *upstream* a ser parcialmente compensado pela deterioração das margens de refinação e pelo investimento em fundo de manuseio de €230 m.
- O **Free Cash Flow (FCF)** situou-se em **€619 m** em 2018, um aumento de **11% YoY**, ou **€142 m** após pagamento de dividendos.
- O **Ebitda RCA** aumentou **24% YoY para €2,2 bn**, refletindo o **aumento de 15% da produção *working interest* (WI)** e evolução favorável dos preços de petróleo e gás natural, apesar das menores margens e concentração de atividades de manutenção planeada na refinação.
- O **investimento situou-se nos €0,9 bn**, considerando os pagamentos relacionados com as aquisições realizadas no Brasil, no âmbito do negócio de *upstream*.
- A **dívida líquida** era de **€1.737 m** no final de 2018, com o rácio de **dívida líquida para Ebitda a situar-se nos 0,8x**.
- Proposta de **dividendo relativo ao ano fiscal de 2018 de c.€0,63/ação, um aumento de 15%**.

Destaques do 4T18

- O **CFFO situou-se nos €402 m, uma redução de 18% YoY**, no seguimento da menor contribuição das atividades de *downstream* e do aumento de impostos no *upstream*. O **FCF atingiu os €120 m**.
- O **Ebitda RCA consolidado foi de €493 m, um aumento de 4% YoY:**
 - **E&P: o Ebitda RCA foi de €339 m, um aumento de €44 m YoY**, beneficiando do **aumento da produção e dos preços de venda de petróleo e gás natural**, apesar de impactado pela desvalorização relativa a posições em *underlifting* relacionadas com períodos passados.
A produção WI aumentou 12% YoY para os 113.1 kboepd, suportada pela produção em *plateau* da FPSO #7 e pelo início de operação da FPSO #8 no Brasil, bem como da entrada em produção da FPSO Kaombo Norte em Angola.
 - **R&D: o Ebitda RCA foi de €118 m, uma diminuição de €26 m YoY**, impactado por atividades de manutenção planeada e por uma **margem de refinação de \$4,3/boe**, refletindo a evolução negativa da envolvente de refinação.
 - **G&P: o Ebitda RCA foi de €25 m, uma redução de €2 m YoY**, no seguimento de uma menor contribuição da atividade de power.
- O **Ebit RCA situou-se nos €313 m, um aumento de 9% YoY**. O Ebit IFRS foi de €225 m.
- O **resultado líquido RCA diminuiu €80 m YoY para os €109 m**, impactado pelo *mark-to-market* de derivados no negócio de G&P. O resultado líquido IFRS foi de €44 m.
- O **investimento totalizou €301 m**, dos quais 50% foram alocados ao negócio de R&D, sobretudo na sequência de atividades de manutenção durante o período e de investimentos em projetos de aumento de conversão e de eficiência energética (iniciativas +\$1/boe).
- No dia 1 de fevereiro de 2019, a **FPSO #9 (P-67) iniciou produção na área de Lula Norte**, no Brasil.

Outlook 2019/2020

No seguimento da atualização do contexto macroeconómico e operacional, a Empresa atualizou os principais indicadores esperados para 2019 e 2020:

- Revisão dos pressupostos:

	2019E	2020E
Preço médio do <i>dated Brent</i> (USD/bbl)	60	65
Margem de refinação Galp (USD/boe)	5,0 - 6,0	6,0 - 7,0
Taxa de câmbio média EUR:USD	1,20	1,20

- A produção WI de 2019** deverá aumentar **8% - 12%**, enquanto se espera que a **CAGR 2018-20** se situe em **12% - 16%**.
- O CFFO orgânico** deverá aumentar **10% - 15%** (CAGR 2018-20), com o CFFO do *downstream* estimado em €0,8 - €0,9 bn por ano e esperando-se que o CFFO do *upstream* aumente a uma taxa superior a 10% durante o período (CAGR 2018-20).
- O Ebitda** deverá situar-se entre **€2,1 - €2,2 bn em 2019** e **acima de €3,0 bn a partir de 2020**.
- Investimento orgânico** estimado em **c.€1 bn p.a.**
- É de notar que **a partir do dia 1 de janeiro de 2019, a Galp irá implementar a norma contabilística IFRS 16**. Para informação adicional, consultar a página 25 deste relatório.

Informação financeira

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

Trimestre						Ano			
4T17	3T18	4T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
476	642	493	17	4%	Ebitda RCA	1.786	2.218	432	24%
296	396	339	44	15%	Exploração & Produção	850	1.440	590	69%
144	195	118	(26)	(18%)	Refinação & Distribuição	774	610	(165)	(21%)
27	44	25	(2)	(7%)	Gas & Power	132	137	5	4%
287	470	313	26	9%	Ebit RCA	1.032	1.518	486	47%
213	311	260	47	22%	Exploração & Produção	481	1.109	628	s.s.
44	115	24	(20)	(46%)	Refinação & Distribuição	413	265	(148)	(36%)
22	39	20	(2)	(10%)	Gas & Power	112	116	4	3%
189	212	109	(80)	(42%)	Resultado líquido RCA	577	707	131	23%
229	235	44	(185)	(81%)	Resultado líquido IFRS	597	741	143	24%
(27)	(10)	7	34	s.s.	Eventos não recorrentes	(76)	(31)	45	59%
67	34	(72)	(139)	s.s.	Efeito <i>stock</i>	96	64	(32)	(33%)
491	343	402	(89)	(18%)	Cash flow das atividades operacionais	1.565	1.594	30	2%
360	234	301	(58)	(16%)	Investimento	948	899	(49)	(5%)
117	76	120	3	2%	Free cash flow	555	619	64	11%
117	(153)	120	3	2%	Free cash flow após dividendos	142	142	0	0%
1.886	1.899	1.737	(149)	(8%)	Dívida líquida	1.886	1.737	(149)	(8%)
1,1x	0,9x	0,8x	-	-	Rácio dívida líquida para Ebitda RCA	1,1x	0,8x	-	-

Indicadores operacionais

Trimestre						Ano			
4T17	3T18	4T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
101,2	103,8	113,1	12,0	12%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	93,4	107,3	13,9	15%
99,1	102,3	111,7	12,6	13%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	91,5	105,9	14,4	16%
53,6	65,3	61,0	7,4	14%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	47,6	62,6	15,0	32%
28,4	27,7	19,2	(9,2)	(32%)	Matérias-primas processadas (mboe)	114,2	100,4	(13,8)	(12%)
4,9	5,8	4,3	(0,5)	(11%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	5,8	5,0	(0,8)	(14%)
2,2	2,4	2,2	0,0	1%	Vendas produtos petrolíferos a clientes diretos (mt)	8,9	8,8	(0,1)	(1%)
1.109	1.201	1.181	72	6%	Vendas de GN a clientes diretos (mm ³)	4.374	4.740	367	8%
790	823	544	(246)	(31%)	Vendas de GN/GNL em trading (mm ³)	2.974	2.875	(99)	(3%)

Indicadores de mercado

Trimestre						Ano			
4T17	3T18	4T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
1,18	1,16	1,14	(0,04)	(3%)	Taxa de câmbio média EUR:USD	1,13	1,18	0,05	5%
3,83	4,59	4,35	0,52	14%	Taxa de câmbio média EUR:BRL	3,61	4,31	0,70	19%
61,3	75,2	68,8	7,6	12%	Preço médio do <i>dated</i> Brent (USD/bbl)	54,2	71,3	17,1	32%
(1,1)	(1,2)	(0,8)	0,3	28%	Diferencial crude <i>heavy-light</i> ¹ (USD/bbl)	(1,3)	(1,4)	(0,1)	(5%)
23,7	26,9	26,0	2,3	10%	Preço de gás natural MIBGAS ibérico (EUR/MWh)	20,9	24,4	3,5	17%
19,1	24,6	24,8	5,6	29%	Preço de gás natural TTF holandes (EUR/MWh)	17,3	23,0	5,6	32%
9,6	10,7	10,0	0,4	4%	Preço de GNL Japão/Coreia (USD/mmbtu)	7,1	9,8	2,6	37%
3,5	3,2	2,5	(1,0)	(29%)	Margem de refinação <i>benchmark</i> (USD/bbl)	4,2	2,5	(1,7)	(41%)
15,9	16,7	16,6	0,7	5%	Mercado <i>oil</i> ibérico (mt)	63,2	65,3	2,1	3%
10.293	7.793	9.732	(561)	(5%)	Mercado gás natural ibérico (mm ³)	36.048	35.502	(545)	(2%)

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					Ano				
4T17	3T18	4T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
101,2	103,8	113,1	12,0	12%	Produção média <i>working interest</i>¹ (kboepd)	93,4	107,3	13,9	15%
88,6	93,1	99,8	11,3	13%	Produção de petróleo (kbpd)	81,6	94,8	13,2	16%
99,1	102,3	111,7	12,6	13%	Produção média <i>net entitlement</i>¹ (kboepd)	91,5	105,9	14,4	16%
5,2	7,4	8,9	3,7	71%	Angola	6,0	6,8	0,8	14%
93,9	94,9	102,9	8,9	10%	Brasil	85,5	99,1	13,6	16%
53,6	65,3	61,0	7,4	14%	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	47,6	62,6	15,0	32%
5,1	6,1	5,5	0,3	7%	Royalties² (USD/boe)	4,4	5,8	1,4	31%
8,0	9,0	7,0	(1,0)	(13%)	Custo de produção (USD/boe)	8,2	8,2	0,0	0%
10,7	10,5	8,8	(1,9)	(18%)	DD&A³ (USD/boe)	12,5	10,1	(2,4)	(19%)
296	396	339	44	15%	Ebitda RCA⁴	850	1.440	590	69%
82	85	96	14	17%	Depreciações, Amortizações e Imparidades ³	369	347	(22)	(6%)
-	-	-	-	s.s.	Imparidades sobre ativos de exploração ⁴	-	-	-	s.s.
1	-	(17)	(18)	s.s.	Provisões	(0)	(17)	(16)	s.s.
213	311	260	47	22%	Ebit RCA	481	1.109	628	s.s.
200	311	279	78	39%	Ebit IFRS	467	1.128	661	s.s.
13	15	12	(1)	(7%)	Resultados de Empresas associadas E&P	41	50	9	21%

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

Quarto trimestre

A produção média *working interest* aumentou 12% YoY para 113,1 kboepd, devido ao contínuo desenvolvimento do campo Lula no bloco BM-S-11, no Brasil, e de Kaombo em Angola. A produção de gás natural representou 12% do total do Grupo.

No Brasil, o aumento de produção foi suportado pela FPSO #7, que contribuiu a nível de *plateau* de produção de petróleo, e pelo início de operação em outubro da FPSO #8, a segunda unidade replicante, na área de Lula Extremo Sul.

De destacar que, em fevereiro de 2019, a FPSO #9 iniciou produção na área de Lula Norte, completando assim a primeira fase de desenvolvimento dos projetos Lula e Iracema.

A perfuração do poço Carcará Oeste na área de Carcará Norte prosseguiu durante o trimestre, com o consórcio a notificar a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de uma descoberta de petróleo. As operações no poço estão a decorrer e o consórcio irá continuar a avaliar a informação obtida.

Em Angola, a produção WI foi de 10,2 kbpd, um aumento de 42% YoY, devido ao início de produção da FPSO Kaombo Norte, no bloco 32. A produção *net entitlement* aumentou 71% YoY, para 8,9 kbpd.

Doze meses

Em 2018, a produção média WI foi de 107,3 kboepd, um aumento de 15% YoY, suportado principalmente pelo desenvolvimento do projeto Lula, nomeadamente com o *ramp-up* da FPSO #7 e o início de produção da

FPSO #8, e também pelo início de produção de Kaombo.

A produção *net entitlement* aumentou 16% YoY, para 105,9 kboepd.

Resultados

Quarto trimestre

O Ebitda RCA foi de €339 m, um incremento de 15% YoY, suportado pelo aumento da produção e do preço das *commodities*, apesar de impactado pela desvalorização relativa a posições em *underlifting* relacionadas com períodos passados.

Os custos de produção mantiveram-se estáveis YoY em €63 m, apesar do início de produção da FPSO #8 no Brasil. Em termos unitários, e numa base *net entitlement*, os custos de produção foram de \$7,0/boe, uma redução de \$1,0/boe YoY, beneficiando do efeito de diluição pelo aumento da produção.

As amortizações e depreciações (incluindo provisões para abandono) diminuíram €4 m YoY para os €79 m, apesar do aumento da base de ativos, devido à desvalorização do BRL:EUR e à reversão de provisões para abandono no bloco 14 e 14k, em Angola. Numa base *net entitlement*, as depreciações e amortizações diminuíram de \$10,7/boe para \$8,8/boe, beneficiando também do efeito de diluição pelo aumento da produção.

O Ebit RCA foi de €260 m, um aumento de 22% YoY.

Os eventos não recorrentes de €19 m deveram-se a uma reversão de imparidades em Angola.

Doze meses

O Ebitda RCA aumentou €590 m YoY para €1.440 m, beneficiando do aumento dos preços médios de venda e da produção.

Os custos de produção foram de €268 m, um aumento de €26 m YoY, dado o maior número de áreas em produção no Brasil e em Angola, e considerando as atividades de manutenção durante o ano. Em termos unitários e numa base *net entitlement*, os custos de produção mantiveram-se estáveis em \$8,2/boe, uma vez que o aumento de custos foi compensado pela maior diluição em produção.

As amortizações, depreciações e provisões para abandono decresceram €38 m YoY para os €331 m, beneficiando da depreciação do BRL:EUR e da reversão de provisões registada no quarto trimestre. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias foram de \$10,1/boe, uma redução de \$2,4/boe face ao período homólogo.

O Ebit RCA aumentou €628 m YoY para €1.109 m.

A contribuição das empresas associadas foi de €50 m em 2018.

Reservas e recursos

Em 2018, as reservas provadas e prováveis (2P) aumentaram 1% face ao final do ano anterior, para 755 mmboe, uma vez que as revisões em alta no Brasil, nomeadamente nos blocos BM-S-11/BM-S-11A, mais do que compensaram a produção durante o ano. As reservas de gás natural aumentaram, representando 21% das reservas 2P totais.

Os recursos contingentes 2C aumentaram 23% YoY para 1.659 mmboe, refletindo sobretudo a revisão do plano de desenvolvimento para o projeto Rovuma LNG, em Moçambique.

Os recursos contingentes também beneficiaram de adições no bloco BM-S-8 no Brasil, após o aumento da participação da Galp para 20%. Os recursos contingentes de gás natural

aumentaram 49% YoY, representando 51% do total do Grupo.

Os recursos prospetivos numa base *risked* situaram-se nos 623 mmboe no final do ano, um aumento de 57 mmboe YoY, refletindo sobretudo as adições relativas à aquisição de participações no Brasil, o que compensou o decréscimo por transferência de recursos prospetivos para contingentes das novas descobertas realizadas no Brasil bem como pela devolução de áreas em Portugal durante o período.

As reservas e os recursos da Galp são sujeitos a uma avaliação independente pela DeGolyer and MacNaughton (DeMac).

	2017	2018	Var.
Reserves			
1P	383	389	2%
2P	748	755	1%
3P	965	985	2%
Contingent resources			
1C	296	425	43%
2C	1.352	1.659	23%
3C	3.297	3.671	11%
Prospective resources			
<i>Unrisked</i>	3.835	4.216	10%
<i>Risked</i>	566	623	10%

Processos de unitização no Brasil

De forma geral, quando uma jazida de petróleo e gás natural se estende para além da sua área licenciada, deverá ocorrer um processo de unitização com as áreas adjacentes para determinar as participações respetivas de cada participante na área unitizada.

Várias descobertas do portefólio da Galp no pré-sal brasileiro estendem-se para além da sua licença. Como consequência, as participações da Galp nas áreas unitizadas irão ser determinadas apenas quando os processos de unitização forem concluídos. O resultado de tal processo permitirá à Galp manter a sua

participação de forma proporcional na área unitizada, considerando os mesmos direitos e volumes atribuíveis que detinha na área originalmente licenciada.

Os processos de unitização deverão dar origem a equalizações entre os participantes de cada área licenciada, baseadas nos custos de investimento incorridos no passado pelos parceiros, considerando a sua participação original, e os resultados líquidos recebidos. É esperado que estas equalizações deem origem a reembolsos entre os parceiros em função dos termos e condições acordados.

No Brasil, os acordos de unitização estão sujeitos à aprovação da ANP. Assim, o momento da determinação da participação de cada parceiro na área unitizada e os ajustes subjacentes de equalização entre os parceiros estão condicionados à aprovação por parte do regulador.

Todas as projeções operacionais e financeiras da Empresa incluem o resultado mais provável da unitização.

A 31 de dezembro de 2018, a melhor estimativa da Galp para os cinco acordos de unitização que foram submetidos à ANP, e que estão pendentes de aprovação, é de uma posição líquida a receber de c.€100 m.



3. Refinação & Distribuição

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Ano				
4T17	3T18	4T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
4,9	5,8	4,3	(0,5)	(11%)	Margem de refinação Galp (USD/boe)	5,8	5,0	(0,8)	(14%)
1,9	2,0	4,3	2,4	s.s.	Custo de refinação (USD/boe)	1,7	2,6	0,9	50%
0,1	0,0	0,3	0,2	s.s.	Impacto da cobertura da margem de refinação¹ (USD/boe)	(0,2)	0,2	0,5	s.s.
28,4	27,7	19,2	(9,2)	(32%)	Matérias-primas processadas (mmboe)	114,2	100,4	(13,8)	(12%)
26,5	25,6	16,8	(9,8)	(37%)	Crude processado (mmbbl)	103,6	92,1	(11,5)	(11%)
4,5	4,5	3,7	(0,9)	(19%)	Vendas de produtos petrolíferos (mt)	18,5	17,1	(1,4)	(8%)
2,2	2,4	2,2	0,0	1%	Vendas a clientes diretos (mt)	8,9	8,8	(0,1)	(1%)
144	195	118	(26)	(18%)	Ebitda RCA	774	610	(165)	(21%)
93	80	88	(5)	(6%)	Depreciações, Amortizações e Imparidades ²	355	337	(17)	(5%)
7	0	7	(0)	(3%)	Provisões	7	7	0	6%
44	115	24	(20)	(46%)	Ebit RCA	413	265	(148)	(36%)
112	154	(86)	(198)	s.s.	Ebit IFRS	502	343	(159)	(32%)
2	1	(8)	(10)	s.s.	Resultados de Empresas associadas R&D	11	(6)	(16)	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

Quarto trimestre

No quarto trimestre de 2018 foram processados 19,2 mmboe de matérias-primas, um decréscimo de 32% YoY devido às paragens para manutenção planeada das refinarias de Sines e Matosinhos. O crude representou 87% das matérias-primas processadas, 81% do qual correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios (gasóleo e *jet*) representaram 50% da produção, a gasolina 22% e o fuelóleo 17%. Os consumos e quebras representaram 8% das matérias-primas processadas.

As vendas de produtos petrolíferos desceram 19% YoY, devido ao decréscimo nas exportações no seguimento da menor disponibilidade de produtos. Os volumes vendidos a clientes diretos mantiveram-se estáveis YoY em 2,2 mt.

Doze meses

Foram processados 100,4 mmboe de matérias-primas, um decréscimo de 12% face ao período homólogo, também devido à paragem planeada para manutenção do *hydrocracker* (HC) em Sines durante o primeiro trimestre. O crude representou 92% das matérias-primas processadas, 85% do qual correspondeu a crudes médios e pesados.

Os destilados médios representaram 47% 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 8,8 mt, tendo o volume em África representado 11% das vendas.

Resultados

Quarto trimestre

O Ebitda RCA do negócio de R&D diminuiu €26 m YoY para os €118 m, impactado pelo menor contributo da atividade de refinação.

A margem de refinação da Galp diminuiu YoY para os \$4,3/boe, devido ao decréscimo do *crack* da gasolina assim como à manutenção, nomeadamente na unidade de *fluid catalytic cracking* (FCC).

Os custos de refinação aumentaram €26 YoY para €72 m, ou \$4.3/boe em termos unitários, devido aos trabalhos de manutenção durante o período.

As operações de cobertura da margem de refinação contribuíram com €5 m para o Ebitda do período.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos beneficiou das vendas robustas a clientes diretos, tendo sido também impactada positivamente pelo desfasamento temporal das fórmulas de *pricing*.

O Ebit RCA situou-se em €24 m e o Ebit IFRS foi negativo em €86 m. O efeito *stock* foi de €108 m.

Doze meses

O Ebitda RCA diminuiu €165 m YoY para os €610 m, principalmente devido ao menor contributo da atividade de refinação.

A margem de refinação da Galp situou-se em \$5,0/boe, face a \$5,8/boe no período homólogo, sobretudo devido ao menor *crack* da gasolina e com o fuelóleo a registar um maior desconto face ao Brent.

Os custos de refinação situaram-se nos €219 m, um aumento de €46 m YoY, devido a uma maior atividade de manutenção durante o ano em ambas as refinarias. Em termos unitários, os custos de refinação foram de \$2,6/boe.

As operações de cobertura da margem de refinação contribuíram com €21 m durante o período, comparativamente a uma perda de €24 m no período homólogo.

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

O Ebit RCA situou-se em €265 m e o Ebit IFRS diminuiu para os €343 m. O efeito de *stock* foi de €50 m.

Os eventos não recorrentes de €28 m estiveram sobretudo relacionados com o recebimento de uma indemnização de um processo de litigância.



4. Gas & Power

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Ano				
4T17	3T18	4T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
1.899	2.024	1.725	(174)	(9%)	Vendas totais de GN/GNL (mm³)	7.348	7.616	268	4%
1.109	1.201	1.181	72	6%	Vendas a clientes diretos (mm ³)	4.374	4.740	367	8%
790	823	544	(246)	(31%)	Trading (mm ³)	2.974	2.875	(99)	(3%)
1.361	1.262	1.161	(200)	(15%)	Vendas de eletricidade (GWh)	5.172	5.191	19	0%
356	331	282	(74)	(21%)	Vendas de eletricidade à rede (GWh)	1.548	1.326	(222)	(14%)
27	44	25	(2)	(7%)	Ebitda RCA	132	137	5	4%
16	30	18	2	10%	Comercialização & Trading	94	91	(3)	(3%)
11	14	8	(4)	(32%)	Power	37	45	8	21%
5	5	5	0	7%	Depreciações, Amortizações e Imparidades ¹	19	21	2	10%
-	-	-	-	s.s.	Provisões	1	0	(1)	(99%)
22	39	20	(2)	(10%)	Ebit RCA	112	116	4	3%
15	29	16	1	6%	Comercialização & Trading	90	85	(5)	(6%)
7	10	4	(3)	(45%)	Power	22	31	9	41%
24	44	24	(1)	(3%)	Ebit IFRS	119	132	12	10%
22	24	20	(2)	(8%)	Resultados de Empresas associadas G&P	98	93	(5)	(5%)

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

Atividade

Quarto trimestre

Os volumes vendidos de GN/GNL foram de 1.725 mm³, uma redução de 9% YoY, para o que contribuiu a maturidade, em setembro de 2018, dos contratos estruturados de GNL.

As vendas a clientes diretos situaram-se nos 1.181 mm³, um aumento de 72 mm³ YoY, beneficiando do aumento de vendas a clientes industriais.

As vendas de eletricidade situaram-se em 1.161 GWh, uma redução de 15% YoY, devido à menor contribuição da atividade de comercialização em Portugal, bem como das cogerações.

Doze meses

Os volumes vendidos de GN/GNL aumentaram 4% YoY para os 7.616 mm³, suportados pelo aumento das vendas em trading de rede, mas também refletindo um aumento das vendas a clientes industriais.

As vendas de eletricidade foram estáveis em 5.191 GWh, com o decréscimo nas vendas à rede a ser compensado pelas vendas a clientes finais.

Resultados

Quarto trimestre

O Ebitda RCA diminuiu ligeiramente YoY para os €25 m, refletindo uma menor contribuição das cogerações, impactadas por atividades de manutenção durante o período.

O Ebitda da atividade de Comercialização & Trading aumentou €2 m YoY para €18 m, suportado pela maior contribuição das vendas de gás natural e eletricidade a clientes diretos.

O Ebit RCA foi de €20 m, enquanto o Ebit IFRS foi de €24 m.

Doze meses

O Ebitda RCA situou-se nos €137 m, €5 m acima do registado no período homólogo, suportado por uma maior contribuição da atividade de power, beneficiando do desfasamento temporal entre o preço de compra do gás natural e de venda da energia produzida.

O Ebitda da atividade de Comercialização & Trading registou um decréscimo de €3 m para os €91 m, impactada por menores cargas de *trading* de GNL e pela menor contribuição das vendas a clientes diretos.

O Ebit RCA foi de €116 m, enquanto o Ebit IFRS foi de €132 m.

Os resultados de empresas associadas situaram-se nos €93 m, dos quais €30 m relativos à Galp Gás Natural Distribuição, S.A. (GGND).

5. Informação financeira

5.1. Demonstração de resultados

€m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestre					Ano				
4T17	3T18	4T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
3.689	4.540	4.205	516	14%	Vendas e prestações de serviços	15.202	17.182	1.980	13%
(2.688)	(3.382)	(3.102)	413	15%	Custo das mercadorias vendidas	(11.494)	(12.828)	1.334	12%
(433)	(432)	(445)	12	3%	Fornecimentos e serviços externos	(1.613)	(1.780)	167	10%
(84)	(87)	(76)	(8)	(10%)	Custos com pessoal	(317)	(317)	(0)	(0%)
(7)	8	(87)	79	s.s.	Outros proveitos (custos) operacionais	24	(24)	(48)	s.s.
(0)	(5)	(3)	3	s.s.	Perdas por imparidade de contas a receber	(15)	(14)	(1)	(6%)
476	642	493	17	4%	Ebitda RCA	1.786	2.218	432	24%
559	686	387	(173)	(31%)	Ebitda IFRS	1.898	2.311	413	22%
(180)	(172)	(190)	9	5%	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(746)	(709)	(37)	(5%)
(9)	(0)	10	18	s.s.	Provisões	(7)	9	17	s.s.
287	470	313	26	9%	Ebit RCA	1.032	1.518	486	47%
345	514	225	(119)	(35%)	Ebit IFRS	1.114	1.629	516	46%
37	39	24	(13)	(35%)	Resultados de empresas associadas	150	137	(13)	(8%)
7	(34)	(64)	(71)	s.s.	Resultados financeiros	(34)	(70)	(36)	s.s.
(15)	(9)	(8)	(7)	(48%)	Juros líquidos	(74)	(41)	33	45%
14	4	19	5	39%	Capitalização juros	77	49	(29)	(37%)
(9)	(15)	2	12	s.s.	Diferenças de câmbio	(18)	(31)	(13)	(71%)
25	(6)	(71)	(96)	s.s.	Mark-to-Market de derivados de cobertura	(0)	(28)	(28)	s.s.
(7)	(8)	(6)	0	(4%)	Outros custos/proveitos financeiros	(19)	(19)	0	0%
331	475	273	(58)	(18%)	Resultados antes de impostos e interesses que não controlam RCA	1.147	1.585	438	38%
(107)	(221)	(132)	25	24%	Impostos	(483)	(726)	244	50%
(68)	(117)	(120)	52	76%	Impostos sobre a produção de petróleo e gás natural ¹	(239)	(449)	210	88%
(35)	(43)	(31)	(4)	(11%)	Interesses que não controlam	(88)	(151)	63	72%
189	212	109	(80)	(42%)	Resultado líquido RCA	577	707	131	23%
(27)	(10)	7	34	s.s.	Eventos não recorrentes	(76)	(31)	45	59%
162	201	116	(46)	(28%)	Resultado líquido RC	501	676	175	35%
67	34	(72)	(139)	s.s.	Efeito stock	96	64	(32)	(33%)
229	235	44	(185)	(81%)	Resultado líquido IFRS	597	741	143	24%

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

Quarto trimestre

O Ebitda RCA aumentou 4% YoY para os €493 m, devido à maior contribuição do negócio de E&P, enquanto o Ebitda IFRS atingiu os €387 m, com o efeito *stock* a situar-se nos €104 m.

O Ebit RCA aumentou €26 m para os €313 m, enquanto o Ebit IFRS atingiu os €225 m.

Os resultados financeiros foram negativos em €64 m, e estiveram sobretudo relacionados com o *mark-to-market* de derivados de cobertura

dos riscos do preço de gás natural, no negócio de G&P, bem como com a cobertura da margem de refinação. No caso dos derivados de G&P, o impacto positivo desta cobertura económica deverá verificar-se no momento da entrega dos volumes de gás natural associados.

Os impostos RCA aumentaram de €107 m para €132 m, na sequência dos maiores resultados no negócio de E&P.

Os interesses que não controlam de €31 m foram principalmente atribuíveis à participação da Sinopec na Petrogal Brasil.

O resultado líquido RCA foi de €109 m, enquanto o resultado líquido IFRS se situou em €44 m. Os eventos não recorrentes de €7 m estiveram relacionados com a reversão de imparidades em Angola.

Doze meses

O Ebitda RCA aumentou 24% YoY para os €2.218 m, suportado pelo melhor desempenho do negócio de E&P, no seguimento do aumento da produção e dos preços médios de venda.

O Ebit RCA aumentou €486 m YoY para os €1.518 m, enquanto o Ebit IFRS aumentou para os €1.629 m.

Os resultados de empresas associadas desceram para os €137 m.

Os resultados financeiros de -€70 m foram impactados pelo *mark-to-market* de derivativos bem como por efeitos cambiais. É de destacar a diminuição YoY dos juros líquidos no seguimento da redução do custo médio da dívida.

Os impostos RCA aumentaram €244 m YoY para os €726 m, principalmente devido aos maiores impostos relacionados com a produção de petróleo e gás natural.

Os interesses que não controlam de €151 m foram principalmente atribuíveis à participação de 30% da Sinopec na Petrogal Brasil.

O resultado líquido RCA atingiu os €707 m, enquanto o resultado líquido IFRS foi de €741 m.

A CESE em Portugal impactou negativamente os resultados em IFRS em cerca de €52 m. A contabilização efetuada em relação à CESE decorre da estrita aplicação dos normativos contabilísticos, entendendo a Galp, com base na opinião dos mais reputados juristas nacionais, que as disposições legislativas respeitantes à CESE são violadoras da lei, não sendo exigíveis os montantes em causa.

5.2. Investimento

€m

Trimestre					Ano				
4T17	3T18	4T18	Var. YoY	% Var. YoY		2017	2018	Var. YoY	% Var. YoY
281	188	141	(140)	(50%)	Exploração & Produção	792	622	(170)	(21%)
163	117	27	(136)	(83%)	Atividades de exploração e avaliação	164	218	55	33%
118	71	114	(4)	(4%)	Atividades de desenvolvimento e produção	628	403	(225)	(36%)
75	44	149	74	98%	Refinação & Distribuição	145	258	113	77%
1	0	2	1	s.s.	Gas & Power	7	9	1	16%
2	1	9	7	s.s.	Outros	4	10	7	s.s.
360	234	301	(58)	(16%)	Investimento¹	948	899	(49)	(5%)

¹ Investimento com base na variação do ativo no período.

Quarto trimestre

O investimento totalizou €301 m durante o trimestre, dos quais 50% alocados ao negócio de R&D, nomeadamente às atividades de manutenção e a projetos de aumento de conversão e de eficiência energética (“iniciativas \$1/boe”).

O investimento em atividades de desenvolvimento e produção foi de €114 m, principalmente relacionado com o desenvolvimento de Lula, no bloco BM-S-11 no Brasil, mas também do bloco 32 em Angola. É ainda de salientar o aumento de investimento no desenvolvimento do Coral Sul FLNG, em Moçambique.

O investimento de €27 m em atividades de exploração e avaliação (E&A) deveu-se principalmente às atividades na área de Carcará.

Doze meses

Em 2018, o investimento atingiu €899 m, incluindo os pagamentos de €103 m relacionados com as aquisições no E&P no Brasil durante o período.

O E&P representou c.70% do investimento total, do qual 65% foi alocado a atividades de desenvolvimento e produção, principalmente no Brasil e no bloco 32 em Angola.

O investimento em atividades de E&A foi sobretudo relacionado com a aquisição de novas áreas através das rodadas de licitação no Brasil e com o aumento de exposição no bloco BM-S-8.

O investimento nas atividades de *downstream* (R&D e G&P) atingiu €267 m, tendo sido alocado sobretudo à manutenção das refinarias e à continuidade na implementação das iniciativas \$1/boe, bem como à renovação da rede de retalho.

5.3. Cash flow

Método indireto

€m (valores em IFRS)

Trimestre				Ano	
4T17	3T18	4T18		2017	2018
345	514	225	Ebit	1.114	1.629
193	171	171	Depreciações, Amortizações e Imparidades	762	691
(70)	(163)	(195)	Impostos sobre o rendimento e sobre a produção de petróleo e gás	(373)	(613)
35	7	44	Dividendos de empresas associadas	134	118
(12)	(186)	156	Variação de fundo de manei	(72)	(230)
491	343	402	Cash flow das atividades operacionais	1.565	1.594
(16)	(10)	1	Juros pagos e recebidos	(75)	(63)
(358)	(246)	(282)	Investimento líquido ¹	(925)	(896)
-	(11)	(1)	Dividendos pagos aos interesses que não controlam	(9)	(16)
117	76	120	Free cash flow	555	619
-	(228)	-	Dividendos pagos aos acionistas	(414)	(477)
117	(153)	120	Free cash flow após dividendos	142	142
(37)	(8)	42	Outros ²	(158)	7
(80)	161	(162)	Variação da dívida líquida	16	(149)

¹ Investimento líquido baseado nas entradas e saídas de caixa durante o período. ² Inclui CTA e reembolsos parciais do empréstimo concedido à Sinopec €52 m durante 2018.

Quarto trimestre

O CFFO foi de €402 m, um decréscimo YoY, na sequência dos menores preços de *commodities*, da menor contribuição da atividade de *downstream*, do aumento dos impostos sobre a produção de petróleo e gás natural e apesar de suportado pela normalização do investimento em fundo de manei.

O FCF aumentou para €120 m.

Doze meses

O CFFO foi €1,6 bn, com o aumento de contribuição do negócio de *upstream* a ser parcialmente compensado pela deterioração das margens de refinação e pelo investimento em fundo de manei de €230 m.

O FCF após dividendos foi de €142 m, considerando um investimento líquido de €896 m e os dividendos pagos durante o ano.

Método direto

€m (valores em IFRS)

Trimestre				Ano	
4T17	3T18	4T18		2017	2018
746	1.331	1.343	Caixa e equivalentes no início do período¹	923	1.096
4.653	5.333	4.778	Recebimento de clientes	17.646	19.450
(2.778)	(3.491)	(2.849)	Pagamento a fornecedores	(11.046)	(12.301)
(103)	(73)	(82)	Salários e encargos	(344)	(327)
35	7	44	Dividendos de empresas associadas	134	118
(816)	(604)	(766)	Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(2.825)	(2.706)
(499)	(665)	(529)	IVA, <i>Royalties</i> , PIS, Cofins, outros	(1.718)	(2.026)
(70)	(163)	(195)	Impostos sobre o rendimento e sobre a produção de petróleo e gás	(373)	(613)
422	343	402	Cash flow das atividades operacionais	1.474	1.594
(333)	(246)	(282)	Investimento líquido ²	(914)	(896)
(20)	(10)	1	Juros pagos e recebidos	(102)	(63)
-	(239)	(1)	Dividendos pagos	(423)	(493)
68	(153)	120	Free cash flow após dividendos	35	142
265	165	(8)	Empréstimos pagos e recebidos	183	232
48	26	-	Reembolsos da Sinopec	90	52
(31)	(26)	49	Efeito de alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	(135)	(17)
1.096	1.343	1.504	Caixa e equivalentes no final do período¹	1.096	1.504

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 que no Balanço são considerados dívida. ² Investimento líquido baseado nas entradas e saídas de caixa durante o período.

5.4. Situação financeira e dívida

€m (valores em IFRS)

	31 dez. 2017	30 set. 2018	31 dez. 2018	Var. vs 31 dez. 2017	Var. vs 30 set. 2018
Ativo fixo líquido	7.231	7.157	7.340	109	183
Fundo de maneio	584	971	814	230	(156)
Empréstimo à Sinopec	459	172	176	(283)	3
Outros ativos (passivos)	(609)	(595)	(546)	63	49
Capital empregue	7.665	7.705	7.784	118	79
Dívida de curto prazo	551	563	559	8	(4)
Dívida de médio-longo prazo	2.532	2.686	2.686	154	(0)
Dívida total	3.083	3.249	3.245	162	(4)
Caixa e equivalentes	1.197	1.350	1.508	311	158
Dívida líquida	1.886	1.899	1.737	(149)	(162)
Total do capital próprio	5.779	5.806	6.047	268	240
Total do capital próprio e da dívida líquida	7.665	7.705	7.784	118	79

A 31 de dezembro de 2018, o ativo fixo líquido era de €7.340 m, um aumento de €183 m face ao final do terceiro trimestre, com o investimento líquido a mais do que compensar as amortizações. O investimento em curso, relativo sobretudo ao negócio de E&P, totalizava €2.253 m no final do ano.

O capital empregue aumentou YoY para os €7.784 m, refletindo a evolução do ativo fixo líquido e fundo de maneio, com o ROACE a situar-se nos 12,6%.

Dívida financeira

€m (exceto indicação em contrário)

	31 dez. 2017	30 set. 2018	31 dez. 2018	Var. vs 31 dez. 2017	Var. vs 30 set. 2018
Obrigações	1.987	2.141	2.142	155	1
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.096	1.108	1.103	7	(5)
Caixa e equivalentes	(1.197)	(1.350)	(1.508)	(311)	(158)
Dívida líquida	1.886	1.899	1.737	(149)	(162)
Vida média (anos)	2,5	3,0	2,7	0,2	(0,3)
Taxa de juro média da dívida	3,46%	2,63%	2,53%	(0,93 p.p.)	(0,10 p.p.)
Dívida à taxa variável	40%	48%	48%	-	-
Dívida líquida para Ebitda RCA	1,1x	0,9x	0,8x	-	-

A 31 de dezembro de 2018, a dívida líquida situava-se em €1.737 m, um decréscimo de €162 m face ao final de setembro e de €149 m YoY. O rácio de dívida líquida para Ebitda RCA manteve-se em 0,8x.

Durante o ano, a taxa de juro média da dívida diminuiu para 2,5%, refletindo as emissões e reembolsos de dívida durante o período.

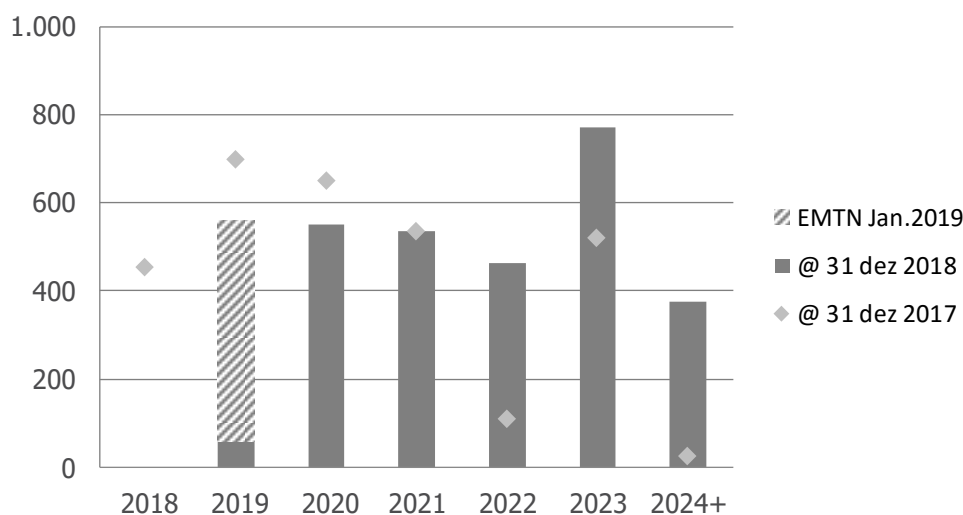
O prazo médio da dívida foi de 2,7 anos e a dívida de médio e longo prazo representava 83% do total da dívida.

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

Em janeiro, a Galp reembolsou os primeiros instrumentos de dívida a serem emitidos ao abrigo do programa EMTN ("Euro Medium Term Note Programme"), no montante de €500 m, a partir da sua posição de caixa disponível.

Perfil de reembolso de dívida

€m



Reconciliação entre valores IFRS e valores RCA

Ebitda por segmento

€m

Quarto trimestre					2018	Ano				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
387	104	491	2	493	Galp	2.311	(65)	2.245	(28)	2.218
339	-	339	-	339	E&P	1.440	-	1.440	-	1.440
8	108	116	2	118	R&D	687	(50)	637	(28)	610
29	(4)	25	-	25	G&P	152	(15)	137	-	137
10	-	10	-	10	Outros	31	-	31	-	31

€m

Quarto trimestre					2017	Ano				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
559	(85)	475	1	476	Galp	1.898	(116)	1.782	4	1.786
296	-	296	0	296	E&P	850	-	850	0	850
226	(83)	143	1	144	R&D	881	(111)	771	4	774
29	(2)	27	(0)	27	G&P	137	(5)	132	(0)	132
9	-	9	-	9	Outros	30	-	30	-	30

Ebit por segmento

€m

Quarto trimestre					2018	Ano				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
225	104	330	(17)	313	Galp	1.629	(65)	1.564	(46)	1.518
279	-	279	(19)	260	E&P	1.128	-	1.128	(19)	1.109
(86)	108	22	2	24	R&D	343	(50)	293	(28)	265
24	(4)	20	-	20	G&P	132	(15)	116	-	116
9	-	9	-	9	Outros	27	-	27	-	27

€m

Quarto trimestre					2017	Ano				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
345	(85)	260	27	287	Galp	1.114	(116)	998	34	1.032
200	-	200	12	213	E&P	467	-	467	14	481
112	(83)	29	15	44	R&D	502	(111)	391	22	413
24	(2)	23	(0)	22	G&P	119	(5)	114	(2)	112
8	-	8	-	8	Outros	25	-	25	-	25

Eventos não recorrentes

€m

Trimestre				Ano	
4T17	3T18	4T18		2017	2018
0,9	0,4	1,9	Eventos não recorrentes com impacto em Ebitda	4,0	(27,8)
(3,0)	-	-	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	(2,9)	-
(0,4)	-	-	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(1,1)	-
0,6	-	-	<i>Write-off</i> ativos	0,6	-
3,1	0,4	1,9	Custos com reestruturação - Pessoal	3,1	3,6
0,6	-	-	Custos (proveitos) com litigância	4,3	(31,4)
26,0	-	(18,6)	Eventos não recorrentes com impacto em custos non cash	30,1	(18,6)
13,2	-	-	Provisão para meio ambiente e outras	14,4	-
12,8	-	(18,6)	Imparidade de ativos	15,6	(18,6)
(5,3)	0,3	0,4	Eventos não recorrentes com impacto em resultados financeiros	(16,2)	7,9
(2,5)	0,3	0,4	Ganhos/Perdas na alienação de participações financeiras ¹	(13,4)	7,9
(2,8)	-	-	Provisão para imparidade de investimento financeiro	(2,8)	-
5,2	9,6	9,2	Eventos não recorrentes com impacto em impostos	57,3	69,4
(4,9)	(0,0)	(0,5)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(6,7)	9,0
10,1	9,7	9,7	Imposto contribuição sector energético	64,1	60,4
0,1	(0,0)	(0,0)	Interesses que não controlam	0,4	(0,1)
27,0	10,3	(7,1)	Total de eventos não recorrentes	75,6	30,9

¹Inclui o impacto da CESE na GGND.

5.5. Demonstração de resultados consolidados em IFRS

€m

Trimestre				Ano	
4T17	3T18	4T18		2017	2018
3.516	4.386	4.051	Vendas	14.574	16.535
172	154	153	Serviços prestados	628	647
21	21	(17)	Outros rendimentos operacionais	105	141
3.709	4.561	4.188	Total de proveitos operacionais	15.306	17.322
(2.604)	(3.338)	(3.206)	Inventários consumidos e vendidos	(11.379)	(12.763)
(433)	(432)	(445)	Materiais e serviços consumidos	(1.617)	(1.780)
(87)	(88)	(78)	Gastos com o pessoal	(320)	(321)
(0)	(5)	(3)	Perdas por imparidade de contas a receber	(15)	(14)
(25)	(13)	(70)	Outros gastos operacionais	(78)	(134)
(3.150)	(3.875)	(3.801)	Total de custos operacionais	(13.409)	(15.012)
559	686	387	Ebitda	1.898	2.311
(193)	(172)	(171)	Depreciações, Amortizações e Imparidades	(762)	(691)
(22)	(0)	10	Provisões	(22)	9
345	514	225	Ebit	1.114	1.629
39	39	24	Resultados de empresas associadas	163	129
10	(34)	(64)	Resultados financeiros	(32)	(70)
11	11	11	Juros a receber	33	42
(26)	(20)	(19)	Juros a pagar	(107)	(83)
14	4	19	Capitalização juros	77	49
(9)	(15)	2	Diferenças de câmbio	(18)	(31)
25	(6)	(71)	<i>Mark-to-market</i> de derivados de cobertura	(0)	(28)
(4)	(8)	(6)	Outros custos/proveitos financeiros	(17)	(19)
394	520	185	Resultados antes de impostos	1.245	1.689
(120)	(232)	(100)	Impostos ¹	(496)	(736)
(10)	(10)	(10)	Imposto contribuição sector energético ²	(64)	(60)
264	278	75	Resultados antes de interesses que não controlam	686	892
(35)	(43)	(31)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(88)	(151)
229	235	44	Resultado líquido	597	741

¹ Inclui impostos sobre o rendimento e impostos sobre a produção de petróleo e gás natural, nomeadamente Participação Especial (Brasil) e IRP (Angola). ² Inclui €16,2 m, €35,5 m e €8,7 m da CESE I, CESE II e FNEE, respetivamente, durante 2018.

5.6. Situação financeira consolidada

€m

	31 dez. 2017	30 set. 2018	31 dez. 2018
Ativo			
Ativos fixos tangíveis	5.193	5.115	5.333
<i>Goodwill</i>	84	84	85
Outros ativos fixos intangíveis	407	526	547
Participações financeiras em associadas	1.483	1.309	1.295
Participações financeiras em participadas	3	3	3
Contas a receber	254	249	298
Ativos por impostos diferidos	350	353	369
Investimentos financeiros	32	77	31
Total de ativos não correntes	7.806	7.716	7.960
Inventários ¹	970	1.325	1.171
Clientes	1.018	1.178	1.032
Outras contas a receber	531	667	636
Empréstimo Sinopec	459	172	176
Investimentos financeiros	66	271	200
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	4	8	4
Caixa e equivalentes	1.197	1.350	1.508
Total de ativos correntes	4.245	4.971	4.726
Total do ativo	12.051	12.687	12.687
Capital próprio e passivo			
Capital social	829	829	829
Prêmios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	(151)	(304)	(186)
Outras reservas	2.687	2.687	2.024
Reservas de cobertura	5	13	6
Resultados acumulados	295	408	1.091
Resultado líquido do período	597	697	741
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	4.344	4.412	4.587
Interesses que não controlam	1.435	1.394	1.460
Total do capital próprio	5.779	5.806	6.047
Passivo			
Empréstimos e descobertos bancários	937	1.042	1.041
Empréstimos obrigacionistas	1.595	1.644	1.644
Outras contas a pagar ²	286	130	126
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	326	333	304
Passivos por impostos diferidos	76	159	196
Outros instrumentos financeiros	3	30	37
Provisões	619	652	658
Total do passivo não corrente	3.842	3.990	4.006
Empréstimos e descobertos bancários	159	66	61
Empréstimos obrigacionistas	392	498	498
Fornecedores	889	926	933
Outras contas a pagar	854	1.122	958
Outros instrumentos financeiros	21	105	102
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	115	174	82
Total do passivo corrente	2.430	2.891	2.634
Total do passivo	6.272	6.880	6.640
Total do capital próprio e do passivo	12.051	12.687	12.687

¹ Inclui €53,5 m de *stocks* efetuados por conta de terceiros a 31 de dezembro de 2018.

² Inclui €7,5 m de adiantamentos relativos a *stocks* de terceiros a 31 de dezembro de 2018.

6. Bases de reporte

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp foram elaboradas em conformidade com as IFRS. A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados e à situação financeira consolidada é apresentada para os períodos findos em 31 de dezembro de 2018 e de 2017, e 30 de setembro de 2018.

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 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.

IFRS 16

A Galp irá adotar a norma IFRS 16 com vigor a 1 de janeiro de 2019. No âmbito desta norma contabilística a maioria dos contratos de *leasing* serão reconhecidos no balanço como um direito de uso do ativo e uma responsabilidade financeira. Subsequentemente, o direito de uso do ativo será depreciado no período mais curto entre o período de vida útil do ativo ou a duração do contrato de *leasing*. A responsabilidade financeira considerará juros com base na taxa de juro efetiva do contrato ou a taxa de empréstimo da entidade contratante. Os pagamentos dos *leasing* serão

refletidos como uma redução da responsabilidade.

A adoção do IFRS 16 não terá impacto na geração de caixa da Empresa. Para efeitos de estimativa desta aplicação, se a norma IFRS 16 tivesse sido adotada durante o ano de 2018, o Ebitda e o CFFO refletiriam um aumento de c.€170 m.

A dívida líquida a 1 de janeiro de 2019 é estimada em €2.940 m, enquanto o rácio de dívida líquida para Ebitda seria 1,2x.

	31 Dec. 2018	01 Jan. 2019 (IFRS 16)
Ativo Fixo Líquido,	7.340	8.543
<i>Leasings</i> operacionais	-	1.203
Fundo de manio	814	814
Empréstimo à Sinopec	176	176
Outros ativos (passivos)	(546)	(546)
Capital empregue	7.784	8.987
Dívida total	3.245	4.448
<i>Leasings</i> operacionais	-	1.203
Caixa e equivalentes	1.508	1.508
Dívida líquida	1.737	2.940
Total do capital próprio	6.047	6.047
Total do capital próprio e da dívida líquida	7.784	8.987

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 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 reestruturação, que podem afetar a análise dos resultados da Empresa e que não traduzem o seu desempenho operacional regular.

ABREVIATURAS

%: Percentagem

+: mais

1C, 2C, 3C: Recursos contingentes

1P: Reservas provadas

2P: Reservas provadas e prováveis

3P: Reservas provadas, prováveis e possíveis

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil

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

CAGR: *compounded annual growth rate*

CESE: Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético (Portugal)

CFFO: *Cash flow* gerado por atividades operacionais

Cg: *Cargoes*

CIF: *Costs, Insurance and Freight*

Cofins: Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

CORES: Corporación de Reservas Estratégicas de Produtos Petrolíferos

CTA: *Cumulative Translation Adjustment*

DD&A: Depreciações e amortizações

E&A: Exploração e Avaliação

E&P: Exploração & Produção

Ebit: *Earnings before interest and taxes*; ou seja, resultado operacional.

Ebitda: *Earnings before interest, taxes, depreciation, amortization and provisions*; ou seja, Ebit mais depreciações, amortizações e provisões

EMTN: *Euro Medium Term Notes*

EUR/€: Euro

FCC: *Fluid Catalytic Cracking*

FCF: *Free cash flow*

FLNG: *Floating, liquefied natural gas*

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* hora

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 thermal units*, ou seja milhões de unidades térmicas britânicas

mm³: milhões de metros cúbicos

mt: milhões de toneladas

MWh: Megawatt hora

NBP: *National Balancing Point*

NE: *Net entitlement*

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*

ROACE: *Return on Average Capital Employed*, ou seja, retorno sobre o capital empregue médio

SEM: *Successful Efforts Method*

s.s.: sem significado

TTF: *Title Transfer Facility*

ULSD: *Ultra low sulphur diesel*

USD/\$: dólar dos Estados Unidos

Var.: Variação

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

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