



26 de outubro 2015

RESULTADOS TERCEIRO TRIMESTRE 2015

*Um operador integrado de energia focado na
exploração e produção*



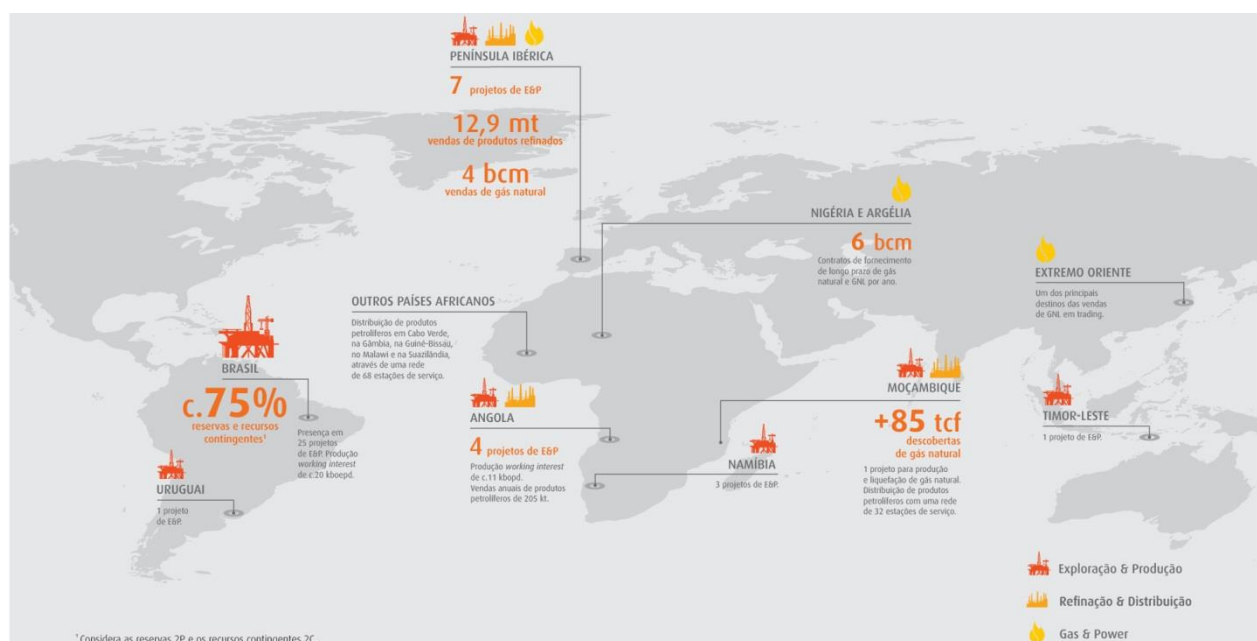
MEMBER OF
Dow Jones
Sustainability Indices
In Collaboration with RobecoSAM



ÍNDICE

Sumário executivo.....	4
Principais indicadores.....	5
Atividades de Exploração & Produção	6
Desempenho operacional e financeiro	9
1. Envolvente de mercado	9
2. Desempenho operacional	11
Exploração & Produção	11
Refinação & Distribuição.....	14
Gas & Power	17
3. Informação financeira	19
3.1. Demonstração de resultados	19
3.2. Investimento	21
3.3. <i>Cash flow</i>	22
3.4. Situação financeira	23
3.5. Dívida financeira.....	24
Ação Galp Energia	25
Informação adicional.....	26
1. Bases de apresentação da informação	26
2. Vendas e prestações de serviço <i>replacement cost</i> ajustadas	27
3. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados	27
3.1. Ebitda <i>replacement cost</i> ajustado por segmento	27
3.2. Ebit <i>replacement cost</i> ajustado por segmento	27
4. Eventos não recorrentes	28
5. Demonstrações financeiras consolidadas	29
5.1. Demonstração de resultados consolidados em IFRS	29
5.2. Situação financeira consolidada.....	30
5.3. <i>Cash flow</i> (método direto)	31
Definições.....	32

Galp Energia: energia em movimento



QUEM SOMOS

- Empresa integrada de energia focada no desenvolvimento do negócio de exploração e produção, com um portfólio de ativos que permitirá um crescimento ímpar na indústria.
- Atividade de exploração e produção ancorada em três países de referência: Brasil, Angola e Moçambique.
- Presença significativa nos negócios de *downstream* de petróleo e gás na Península Ibérica e em África.
- Presença ibérica na distribuição e comercialização de gás e eletricidade, e uma sólida atividade de trading.

A nossa visão e o nosso propósito

Ser um operador integrado de energia reconhecido pelas suas atividades de exploração e produção, criando valor de forma sustentável aos seus *stakeholders*.

Os nossos drivers estratégicos

- Desenvolvimento eficiente dos negócios do portfólio.
- Disciplina financeira e de criação de valor.
- Eficácia organizacional.
- Desenvolvimento do capital humano.
- Compromisso com a sustentabilidade.

A nossa estratégia

Reforçar as atividades de exploração e produção, complementadas por negócios de *downstream* e gás eficientes e competitivos, suportadas por uma capacidade financeira sólida e por práticas sustentáveis.

As nossas vantagens competitivas

- Participação em alguns dos mais promissores projetos mundiais.
- Parcerias duradouras, de sucesso e com empresas líderes da indústria.
- Competências e conhecimento integrado do negócio.
- Capacidade financeira e organização flexível.

Para mais informação, consulte www.galpenergia.com

Sumário executivo

PRINCIPAIS DESTAQUES OPERACIONAIS NO TERCEIRO TRIMESTRE DE 2015

- A produção *working interest* de petróleo e gás natural foi de 45,7 kboepd, tendo contribuído para este resultado o aumento da produção no Brasil.
- A margem de refinação da Galp Energia foi de \$6,7/boe, na sequência da recuperação das margens de refinação nos mercados internacionais. O negócio de comercialização de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para os resultados, suportado pela estabilidade dos volumes vendidos e otimização da performance operacional.
- As vendas de gás natural atingiram os 1.909 milhões de metros cúbicos (mm³), principalmente devido ao aumento dos volumes vendidos no segmento de trading.
- O Ebitda consolidado do Grupo, numa base *replacement cost* ajustada (RCA), aumentou 9% em relação ao período homólogo de 2014, para €411 milhões (m) suportado pela contribuição do segmento de Refinação & Distribuição (R&D).
- O investimento no trimestre foi de €256 m, dos quais 87% destinaram-se a atividades de exploração e produção.
- No final de setembro de 2015, a dívida líquida situava-se em €1.606 m considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

Durante o terceiro trimestre de 2015, a Galp Energia continuou a implementar a sua estratégia, focada na execução dos projetos de Exploração & Produção (E&P) e na otimização dos negócios de Refinação & Distribuição (R&D) e de Gas & Power (G&P).

As atividades de desenvolvimento prosseguiram durante o trimestre nos campos Lula/Iracema no Brasil, com destaque para o início de operações da FPSO Cidade de Itaguaí (FPSO #4), na área de Iracema Norte, e para o aumento da produção na área de Iracema Sul, onde a FPSO Cidade de Mangaratiba (FPSO #3) atingiu uma produção média de c.130 kbopd com quatro poços produtores conectados. As FPSO Cidade de Angra dos Reis (FPSO #1) e Cidade de Paraty (FPSO #2) continuaram a produzir em *plateau* na área de Lula.

No que respeita às atividades de exploração e avaliação, o consórcio do bloco BM-S-8 concluiu a

segunda fase de perfuração do poço de avaliação Carcará Noroeste (NW) que confirmou a extensão da descoberta de Carcará, e foram iniciadas as atividades preliminares para realizar o DST no poço Carcará Norte. Já na bacia de Potiguar, foi iniciada a perfuração do poço de avaliação Pitú Norte.

Relativamente às atividades de R&D e G&P, a Galp Energia permanece focada no aumento do retorno sobre o capital empregue. No terceiro trimestre, destaca-se a contribuição da atividade de refinação, que se manteve suportada pela melhoria das margens no mercado internacional e na elevada disponibilidade do aparelho refinador. Também de destacar a performance do negócio de comercialização de produtos petrolíferos. No negócio de G&P, os resultados foram influenciados pelas menores oportunidades de arbitragem e conjuntura de preços no mercado internacional nas atividades de trading.

Principais indicadores

INDICADORES FINANCEIROS

€ m (valores em RCA)

Trimestres						Nove Meses			
2T15	3T14	3T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
446	379	411	33	8,6%	Ebitda	915	1.255	340	37,1%
120	131	89	(42)	(32,2%)	Exploração & Produção	342	304	(39)	(11,3%)
224	144	245	101	69,8%	Refinação & Distribuição	221	635	414	s.s.
92	99	72	(27)	(27,4%)	Gas & Power	337	295	(42)	(12,5%)
303	243	263	21	8,5%	Ebit	516	816	300	58,0%
189	121	180	59	49,2%	Resultado líquido	236	490	254	s.s.
313	314	256	(58)	(18,4%)	Investimento	776	852	75	9,7%
1.494	1.630	1.606	-	-	Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec ¹	1.630	1.606	-	-
1,0x	1,2x	1,1x ²	-	-	Rácio dívida líquida para Ebitda	1,2x	1,1x ²	-	-

¹Considerando empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes. A informação relativa a 2014 reporta-se a 31 dezembro.

²Rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo Sinopec como caixa e equivalentes, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec como dívida na subsidiária Petrogal Brasil, de €168 m, sendo o Ebitda dos últimos doze meses a RCA €1.661 m.

INDICADORES OPERACIONAIS

Trimestres						Nove Meses			
2T15	3T14	3T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
43,8	31,8	45,7	13,9	43,7%	Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	28,5	43,7	15,1	53,1%
40,9	28,2	43,9	15,7	55,7%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	24,9	41,2	16,3	65,3%
53,0	93,2	43,8	(49,3)	(52,9%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	98,8	49,0	(49,8)	(50,4%)
29.800	25.368	29.814	4.446	17,5%	Matérias primas processadas (kboe)	65.272	85.809	20.537	31,5%
7,3	4,7	6,7	2,0	43,2%	Margem de refinação Galp Energia (USD/boe)	2,0	6,6	4,6	s.s.
2,3	2,4	2,4	(0,0)	(0,6%)	Vendas <i>oil</i> clientes diretos (mt)	6,8	6,9	0,1	1,8%
919	966	933	(32)	(3,4%)	Vendas de gás natural a clientes diretos (mm ³)	2.791	2.851	61	2,2%
951	716	976	260	36,3%	Vendas de GN/GNL em trading (mm ³)	2.796	3.122	326	11,7%

INDICADORES DE MERCADO

Trimestres						Nove Meses			
2T15	3T14	3T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
61,9	101,9	50,5	(51,5)	(50,5%)	Preço médio do <i>dated</i> Brent ¹ (USD/bbl)	106,5	55,3	(51,2)	(48,1%)
(0,9)	(1,2)	(1,3)	(0,1)	7,3%	Diferencial do crude <i>heavy-light</i> ² (USD/bbl)	(1,8)	(1,1)	0,7	(40,1%)
43,8	43,3	41,3	(2,0)	(4,7%)	Preço gás natural NBP Reino Unido ¹ (GBP/therm)	49,7	44,1	(5,6)	(11,3%)
7,3	12,1	7,6	(4,5)	(37,3%)	Preço GNL para o Japão e para a Coreia ¹ (USD/mmbtu)	15,9	7,6	(8,4)	(52,6%)
5,2	2,3	6,2	3,8	s.s.	Margem de refinação <i>benchmark</i> ³ (USD/bbl)	0,5	5,6	5,0	s.s.
14,8	15,2	15,6	0,4	2,4%	Mercado <i>oil</i> ibérico ⁴ (mt)	44,0	45,1	1,1	2,6%
6.885	6.713	7.168	455	6,8%	Mercado gás natural ibérico ⁵ (mm ³)	21.728	23.127	1.399	6,4%

¹Fonte: Platts.

²Fonte: Platts. Urals NWE *dated* para crude pesado; *dated* Brent para crude leve.

³Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da margem de refinação *benchmark* vide "Definições".

⁴Fonte: Apetro para Portugal; Cores para Espanha e inclui estimativa para setembro de 2015.

⁵Fonte: Galp Energia e Enagás.

Atividades de Exploração & Produção

ATIVIDADES DE DESENVOLVIMENTO

Brasil

No terceiro trimestre de 2015, a Galp Energia e os seus parceiros prosseguiram com os trabalhos de desenvolvimento do projeto Lula/Iracema, destacando-se o início de produção, no final de julho, da FPSO #4 na área de Iracema Norte. Esta FPSO tem capacidade para processar 150 kbopd e 8 mm³ de gás natural por dia. O plano de desenvolvimento contempla a interligação de 17 poços, dos quais 14 já foram perfurados. A FPSO #4 atingiu uma produção média de c.30 kbopd desde o início da operação através de um poço produtor, sendo que em setembro foi conectado o primeiro poço injetor e já em outubro foi conectado o segundo poço produtor.

Na área de Iracema Sul, destaca-se a conexão do quarto poço produtor à FPSO #3, no início do mês de julho, o que permitiu atingir uma produção média de c.130 kbopd durante o período, tendo sido conectado o quarto poço injetor já durante o mês de setembro. Até ao final do ano, o consórcio prevê a conexão de um poço produtor e outro injetor, perfazendo um total de cinco poços cada, permitindo assim que a unidade atinja o *plateau* de produção.

No decurso do terceiro trimestre, as FPSO #1 e #2 continuaram a produzir de forma estável e em *plateau* nas áreas de Lula Piloto e Lula Nordeste (NE), respetivamente. De destacar o teste de longa duração em operação na área de Lula Norte, através da FPSO #2.

Relativamente ao gasoduto Cabiúnas, o consórcio prosseguiu com os trabalhos de instalação que tiveram início no segundo trimestre de 2014. A instalação deverá estar concluída no início de 2016.

Prosseguiram ainda os trabalhos de construção das restantes unidades FPSO destinadas aos campos Lula/Iracema.

A FPSO Cidade de Maricá (FPSO #5), unidade afeta à área de Lula Alto, encontra-se no estaleiro de Mauá, no Brasil, desde o início do terceiro trimestre, onde estão a ser realizados os restantes trabalhos de integração. A FPSO Cidade de Saquarema (FPSO #6), destinada à área de Lula Central, deixou o estaleiro da Chengxi, na China, durante o mês de setembro, rumo ao estaleiro de Mauá, no Brasil, para a realização dos trabalhos de integração finais. É esperado que estas FPSO entrem em produção durante o primeiro semestre de 2016.

No que respeita às FPSO replicantes, continuaram os trabalhos de integração dos *topsides* da unidade replicante alocada à área de Lula Sul, no estaleiro da Brasfels. No final de setembro, o casco da unidade prevista para a área de Lula Norte saiu do estaleiro de Rio Grande do Sul rumo ao estaleiro da COOEC, na China, onde serão realizados os trabalhos de integração dos *topsides*.

No terceiro trimestre prosseguiram os trabalhos de construção do casco da unidade replicante que irá desenvolver a área de Lula Extremo Sul, no estaleiro da COSCO, na China.

POÇOS DE DESENVOLVIMENTO NAS ÁREAS DE LULA/IRACEMA

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

¹Inclui EWT da área de Lula Norte.

Moçambique

Em Moçambique, o consórcio da Área 4 continuou os trabalhos relativos à fase inicial de desenvolvimento, encontrando-se a analisar e negociar as propostas de Engenharia, Aprovisionamento, Construção, Instalação e Comissionamento (EPCIC) para o projeto *offshore* Coral. No decurso do terceiro trimestre, prosseguiram ainda as negociações para os contratos de venda de gás natural liquefeito (GNL) referentes a esta unidade. Em relação ao projeto *onshore* Mamba, continuaram os trabalhos de preparação do *Front-End Engineering Design* (FEED) e EPCIC relativos aos dois *trains* iniciais.

Angola

Durante o terceiro trimestre foi realizado o *tie-back* do campo Lianzi à plataforma *compliant piled tower* (CPT) do campo Benguela-Belize-Lobito-Tomboco (BBLT), no bloco 14. O consórcio aproveitou a execução destes trabalhos para, durante o mês de agosto, realizar trabalhos de manutenção na plataforma. Em setembro, os trabalhos foram concluídos e a produção do campo BBLT foi restabelecida.

No campo Lianzi, no bloco 14k, o início de produção encontra-se iminente sendo que este projeto prevê a ligação de dois poços produtores.

Relativamente ao bloco 32, prosseguiram os trabalhos de engenharia e aprovisionamento, bem como os trabalhos de conversão das unidades FPSO associadas ao projeto Kaombo, em Singapura.

ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO

Brasil

Durante o terceiro trimestre de 2015, o consórcio do bloco BM-S-8 concluiu os trabalhos da segunda fase da perfuração do poço de avaliação Carcará NW, tendo a sua perfuração confirmado a extensão para noroeste da descoberta de Carcará, através da identificação de reservatórios carbonáticos de excelente qualidade. Durante o mês de setembro foram iniciadas as atividades preliminares para realizar o DST no poço Carcará

Norte com o objetivo de testar a permeabilidade e a produtividade do reservatório.

Na bacia *offshore* de Potiguar deu-se início aos trabalhos de perfuração do poço de avaliação Pitú Norte, na licença BM-POT-17, com o objetivo de comprovar a extensão da descoberta de Pitú. Após a conclusão das atividades de perfuração, o consórcio irá avaliar a execução de um DST.

CALENDÁRIO DE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO

Área	Objetivo	Participação	E/A ²	Spud date	Duração (# dias)	Status do poço
Brasil¹						
BM-S-11	Iara RDA 4	10%	A	1T15	-	Concluído
BM-S-8	Carcará Norte	14%	A	1T15	-	Concluído
BM-S-8	Carcará NW ³	14%	A	3T15	-	Concluído
Potiguar	Pitú Norte	20%	A	3T15	120	Em curso
Amazonas	Jan-1	40%	E	1T15	-	Concluído
Amazonas	Sil-1	40%	E	2T15	-	Concluído

¹Petrogal Brasil: 70% Galp Energia; 30% Sinopec.

²E – Poço de Exploração; A – Poço de Avaliação.

³Segunda fase de perfuração.

Desempenho operacional e financeiro

1. ENVOLVENTE DE MERCADO

EUR:USD

No terceiro trimestre de 2015, o câmbio médio EUR:USD foi 1,112, uma diminuição de 16% face ao período homólogo de 2014.

Nos primeiros nove meses de 2015, o valor médio do câmbio EUR:USD foi de 1,115, correspondendo a uma desvalorização de 18% face ao período homólogo do ano anterior.

Dated Brent

No terceiro trimestre de 2015, a cotação média do *dated* Brent diminuiu \$51,5/bbl em relação ao período homólogo de 2014, para \$50,5/bbl, com a procura global de petróleo de 94,1 milhões de barris por dia (mmbopd) nos primeiros nove meses de 2015 a revelar-se insuficiente para absorver a produção mundial de 96,0 mmbopd no mesmo período, sustentada pelo aumento da produção de crude nos EUA e na OPEP.

Nos primeiros nove meses de 2015, o valor médio do *dated* Brent foi de \$55,3/bbl, o que correspondeu a uma diminuição de \$51,2/bbl face ao período homólogo do ano anterior.

No terceiro trimestre de 2015, o diferencial entre o preço do Urals e o *dated* Brent diminuiu de -\$1,2/bbl, no período homólogo de 2014, para -\$1,3/bbl. A desvalorização da rama Urals foi consequência de uma maior concorrência das ramas pesadas do Médio Oriente e de uma menor utilização desta rama no aparelho refinador da Rússia.

Nos primeiros nove meses de 2015, o diferencial de preços foi de -\$1,1/bbl, comparativamente com -\$1,8/bbl do período homólogo de 2014.

Gás natural

O diferencial entre o preço asiático de referência de GNL (JKM) e o preço de gás natural na Europa (NBP) estreitou de \$5,9/mmbtu, no terceiro trimestre de 2014, para \$1,1/mmbtu, no terceiro trimestre de 2015, devido à redução do JKM. Esta redução foi consequência de sinais de abrandamento económico e de maior recurso à energia nuclear, nomeadamente na Coreia do Sul.

Nos primeiros nove meses de 2015, o diferencial de preços estreitou \$7,0/mmbtu, relativamente ao período homólogo de 2014, para \$0,6/mmbtu.

Margens de refinação

No terceiro trimestre de 2015, a margem de refinação *benchmark* registou um aumento de \$3,8/bbl face ao período homólogo de 2014, para \$6,2/bbl, na sequência da descida do preço do crude, com impacto no valor dos consumos e quebras e da evolução positiva do *crack* da gasolina.

De destacar a subida do *crack* da gasolina para os \$20,1/bbl, um aumento de \$6,6/bbl face ao período homólogo de 2014, suportado pela forte procura nos EUA, Médio Oriente e Ásia.

Os níveis das margens de refinação suportaram uma maior taxa de utilização do aparelho refinador a nível global, a qual gerou um excedente produtivo e *stocks* elevados de destilados médios, que pressionaram os *cracks* de *jet* e de gasóleo.

O *crack* do *jet* desvalorizou \$3,4/bbl face ao terceiro trimestre de 2014, para os \$13,0/bbl, condicionado por *stocks* elevados e importações do Médio Oriente.

O *crack* do gasóleo no terceiro trimestre de 2015 foi de \$16,0/bbl, uma descida de \$1,4/bbl face ao período homólogo do ano anterior, marcado por *stocks* elevados e um forte fluxo de gasóleo dos EUA, da Rússia e do Médio Oriente para a Europa.

A margem de refinação *benchmark* subiu de \$0,5/bbl nos primeiros nove meses de 2014 para \$5,6/bbl no período homólogo de 2015.

Mercado ibérico

No terceiro trimestre de 2015, o mercado ibérico de produtos petrolíferos totalizou 15,6 milhões de toneladas (mt), correspondente a um incremento anual de 2,4%. O maior aumento registou-se no consumo de *diesel* rodoviário, a beneficiar de preços de retalho mais baixos em consequência da redução do preço do crude e de alguma retoma económica.

Comparando os primeiros nove meses de 2015 com o período homólogo de 2014, o mercado ibérico de produtos petrolíferos subiu 2,6% para os 45,1 mt.

No terceiro trimestre de 2015, o mercado de gás natural na Península Ibérica subiu 6,8% face ao período homólogo de 2014, para os 7.168 mm³, com um aumento de 28,1% no consumo do segmento elétrico, na sequência da menor hidraulicidade.

Nos primeiros nove meses de 2015, o mercado de gás natural atingiu os 23.127 mm³, 6,4% acima do período homólogo de 2014. O segmento elétrico registou um aumento de 32,9%, tendo o sector convencional apresentado um crescimento de 1,6%.

2. DESEMPENHO OPERACIONAL



EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestres						Nove Meses			
2T15	3T14	3T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
43,8	31,8	45,7	13,9	43,7%	Produção média <i>working interest</i> ¹ (kboepd)	28,5	43,7	15,1	53,1%
40,5	29,7	42,2	12,5	42,0%	Produção de petróleo (kbopd)	27,1	40,4	13,3	49,1%
40,9	28,2	43,9	15,7	55,7%	Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	24,9	41,2	16,3	65,3%
7,4	6,9	6,1	(0,8)	(11,0%)	Angola	6,9	7,1	0,2	2,2%
33,5	21,3	37,8	16,5	77,4%	Brasil	18,0	34,1	16,1	89,7%
53,0	93,2	43,8	(49,3)	(52,9%)	Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	98,8	49,0	(49,8)	(50,4%)
5,4	8,9	3,9	(5,0)	(56,4%)	<i>Royalties</i> ² (USD/boe)	9,6	4,4	(5,1)	(53,5%)
7,6	11,8	9,5	(2,3)	(19,1%)	Custo de produção (USD/boe)	14,3	9,6	(4,7)	(33,0%)
18,7	21,2	15,4	(5,7)	(27,1%)	Amortizações ³ (USD/boe)	22,3	16,8	(5,5)	(24,5%)
120	131	89	(42)	(32,2%)	Ebitda	342	304	(39)	(11,3%)
63	42	56	15	35,5%	Depreciações e Amortizações ³	112	170	58	51,8%
-	(1)	-	1	s.s.	Provisões	(1)	-	1	s.s.
57	90	33	(58)	(63,7%)	Ebit	231	133	(97)	(42,2%)

Nota: valores unitários com base na produção *net entitlement*.

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

²Com base na produção proveniente do Brasil.

³Inclui provisões para abandono.

Atividade

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2015, a produção média *working interest* de petróleo e gás natural aumentou 44% face ao período homólogo de 2014, para 45,7 kboepd, sendo que 92% correspondeu a produção de petróleo.

A produção proveniente do Brasil aumentou 16,5 kboepd face ao período homólogo de 2014, para 37,8 kboepd, o que se deveu essencialmente à contribuição da produção da FPSO #3, que registou uma produção média de 12,6 kbopd no período, e à entrada em produção da FPSO #4 que, por sua vez, contribuiu com uma produção média no trimestre de 1,9 kbopd. As FPSO #1 e #2 mantiveram o seu contributo para a produção durante o trimestre, com 10,0 kboepd e 12,6 kboepd, respetivamente. A exportação de gás da área de Lula aumentou de 1,7 kboepd no terceiro trimestre de 2014 para 2,9 kboepd.

Em Angola, a produção *working interest* diminuiu cerca de 2,6 kbopd, ou seja, 25% face ao terceiro trimestre de 2014 para 7,9 kbopd, na sequência da paragem temporária da CPT do BBLT no bloco 14, para os trabalhos de interligação do campo Lianzi e dos trabalhos de manutenção realizados no campo BBLT.

A produção *net entitlement* foi de 43,9 kboepd, um aumento de 56% face ao terceiro trimestre de 2014, devido ao aumento da contribuição do Brasil. Em Angola, a produção *net entitlement* diminuiu cerca de 0,8 kbopd, ou seja, 11% relativamente ao período homólogo de 2014 para 6,1 kbopd, devido à diminuição da produção *working interest*.

A produção proveniente do Brasil representou 86% do total da produção *net entitlement* no

terceiro trimestre de 2015, face a 76% no período homólogo de 2014.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2015, a produção *working interest* aumentou 53% para 43,7 kboepd, devido à maior contribuição da produção do Brasil, que registou um aumento de 90% em relação ao período homólogo de 2014, para 34,1 kboepd. Esta evolução deveu-se ao aumento de produção

da FPSO #2, e à entrada em produção da FPSO #3 e FPSO #4.

A produção *net entitlement* aumentou 65% face aos primeiros nove meses de 2014, para 41,2 kboepd, devido principalmente ao aumento verificado na produção no Brasil.

A produção *net entitlement* em Angola aumentou 2% face ao período homólogo de 2014, para 7,1 kbopd.

Resultados

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2015, o Ebitda foi de €89 m, ou seja, uma diminuição de €42 m face ao período homólogo de 2014, na sequência da diminuição do preço médio de venda de petróleo e gás natural, apesar da valorização do Dólar face ao Euro.

O preço médio de venda foi de \$43,8/boe, face a \$93,2/boe registados no período homólogo de 2014, na sequência da descida dos preços no mercado internacional.

Os custos de produção aumentaram €12 m, face ao período homólogo de 2014, para €35 m, na sequência do aumento verificado nos custos de produção do Brasil, sobretudo decorrente da entrada em produção das FPSO #3 e #4.

Em termos unitários, numa base *net entitlement*, os custos de produção no terceiro trimestre de 2015 diminuíram \$2,3/boe face ao período homólogo do ano anterior, para \$9,5/boe, por efeito da diluição dos custos na produção mais elevada.

No terceiro trimestre de 2015, as amortizações aumentaram €15 m face ao período homólogo de 2014, para €56 m, principalmente devido ao aumento da base de ativos e da produção no Brasil. Numa base *net entitlement*, as amortizações unitárias foram de \$15,4/boe no

terceiro trimestre de 2015 face a \$21,2/boe no período homólogo de 2014.

Desta forma, o Ebit diminuiu €58 m face ao terceiro trimestre de 2014 para €33 m.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2015, o Ebitda diminuiu €39 m face ao período homólogo do ano anterior para €304 m, na sequência de uma diminuição do preço médio de venda de petróleo e gás natural apesar do aumento verificado na produção *net entitlement* e da valorização do Dólar face ao Euro.

O preço médio de venda foi de \$49,0/boe, face a \$98,8/boe nos primeiros nove meses de 2014.

Os custos de produção foram de €97 m, representando um aumento de €25 m face ao período homólogo de 2014, na sequência do início da produção das FPSO #3 e #4, no Brasil. Por outro lado, os custos de produção em Angola diminuíram €6 m face aos primeiros nove meses de 2014. Em termos unitários, os custos de produção desceram \$4,7/boe face ao período homólogo do ano anterior para \$9,6/boe.

As amortizações aumentaram €58 m face aos primeiros nove meses de 2014 para €170 m, atendendo ao aumento da base de ativos e produção no Brasil. Numa base *net entitlement*, as

amortizações diminuíram \$5,5/boe, para \$16,8/boe, nos primeiros nove meses de 2015.

O Ebit diminuiu €97 m relativamente ao período homólogo de 2014, para €133 m.



REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestres						Nove Meses			
2T15	3T14	3T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
7,3	4,7	6,7	2,0	43,2%	Margem de refinação Galp Energia (USD/boe)	2,0	6,6	4,6	s.s.
2,6	2,3	2,9	0,5	23,1%	Custo <i>cash</i> das refinarias ¹ (USD/boe)	2,6	2,6	(0,0)	(1,5%)
29.800	25.368	29.814	4.446	17,5%	Matérias primas processadas (kboe)	65.272	85.809	20.537	31,5%
26.330	21.169	26.965	5.796	27,4%	Crude processado (kbbl)	55.052	76.443	21.392	38,9%
4,7	4,5	4,8	0,4	8,7%	Vendas de produtos refinados (mt)	12,2	14,0	1,7	14,2%
2,3	2,4	2,4	(0,0)	(0,6%)	Vendas a clientes diretos (mt)	6,8	6,9	0,1	1,8%
224	144	245	101	69,8%	Ebitda	221	635	414	s.s.
69	71	68	(3)	(3,8%)	Depreciações e Amortizações	213	205	(8)	(3,7%)
(6)	2	4	3	s.s.	Provisões	14	8	(6)	(42,5%)
161	72	173	101	s.s.	Ebit	(6)	422	428	s.s.

¹Inclui impacto das operações de cobertura de margem de refinação.

Atividade

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2015, foram processados cerca de 29,8 milhões de barris (mmbbl) de matérias-primas, o que representa um aumento de 18% face ao período homólogo do ano anterior. O aumento no volume de matérias-primas processadas deveu-se à elevada disponibilidade do aparelho refinador durante 2015 e também à paragem parcial na refinaria de Sines no terceiro trimestre de 2014.

No terceiro trimestre de 2015, o crude representou 90% das matérias-primas processadas, sendo que 83% do crude processado correspondeu a crudes médios e pesados.

A produção de destilados médios (gasóleo e *jet*) representou 47% da produção total, enquanto a gasolina e o fuelóleo representaram 22% e 17% da produção, respetivamente. Os consumos e quebras no terceiro trimestre representaram 7% das matérias-primas processadas face a 8% registado no período homólogo de 2014.

O volume de vendas a clientes diretos situou-se nos 2,4 mt, em linha com o valor registado no terceiro trimestre de 2014. O volume de vendas em África representou 8% do volume total de

vendas a clientes diretos, um contributo em linha com o período homólogo de 2014.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2015, foram processados cerca de 85,8 mmbbl de matérias-primas, o que correspondeu a um aumento de 31% face ao período homólogo, quando o volume de matérias-primas processadas foi afetado pela paragem geral planeada para manutenção na refinaria de Sines no primeiro semestre.

Durante os primeiros nove meses de 2015, o crude processado representou 89% das matérias-primas processadas, sendo que 83% dos crudes foram médios e pesados.

Os destilados médios representaram 47% da produção total, enquanto a gasolina e o fuelóleo representam 22% e 17%, respetivamente. Os consumos e quebras foram de 8%, em linha com o período homólogo do ano anterior.

O volume de vendas a clientes diretos aumentou 2% face aos primeiros nove meses de 2014, beneficiando da recuperação do mercado de produtos petrolíferos na Península Ibérica. As

vendas de produtos petrolíferos em África representaram 8% do total registado no período.

Durante os primeiros nove meses de 2015, a Galp Energia deu continuidade aos programas com vista ao aumento da eficiência energética do seu aparelho refinador, destacando-se a tendência

positiva verificada nos valores dos indicadores de emissões na refinaria de Sines, que atingiram os 31,8 kgCO₂/CWT, face ao valor de 32,9 kgCO₂/CWT de 2014. Este valor situa-se bastante abaixo do valor médio do sector da refinação de 37,7 CO₂/CWT.

Resultados

TERCEIRO TRIMESTRE

O Ebitda aumentou €101 m em relação ao terceiro trimestre de 2014, para €245 m, devido principalmente à melhoria dos resultados da atividade de refinação.

No terceiro trimestre de 2015, a margem de refinação da Galp Energia foi de \$6,7/boe, face a \$4,7/boe no período homólogo, devendo-se sobretudo à recuperação das margens de refinação nos mercados internacionais. O diferencial face à margem *benchmark* foi de \$0,6/boe, menos \$1,8/boe do que no trimestre homólogo, tendo sido afetado pela menor arbitragem na venda de gasolinas entre os EUA e a Europa e pelas menores oportunidades de otimização do aprovisionamento. É importante destacar que, no terceiro trimestre de 2014, a otimização do aprovisionamento beneficiou das oportunidades de incorporação de crudes e outras matérias-primas, cujos preços de mercado transacionavam a um maior desconto face ao Brent.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €77 m. Em termos unitários, os custos *cash* foram de \$2,9/boe, face a \$2,3/boe no período homólogo de 2014. De realçar que, em 2015, os custos foram negativamente impactados pelas operações de cobertura de margem de refinação, que representaram cerca de \$1,3/boe. Excluindo este impacto, os custos *cash* foram de \$1,6/boe.

No terceiro trimestre de 2015, a atividade de comercialização de produtos petrolíferos manteve o seu contributo positivo para os resultados,

consequência da estabilidade dos volumes vendidos e da otimização de custos operacionais.

As amortizações e provisões mantiveram-se estáveis no período, num total de €72 m.

Assim, o Ebit foi €173 m.

NOVE MESES

O Ebitda nos primeiros nove meses de 2015 foi de €635 m, mais €414 m do que no período homólogo de 2014, devido à melhoria dos resultados da atividade de refinação e à *performance* positiva da atividade de comercialização de produtos petrolíferos.

A margem de refinação da Galp Energia nos primeiros nove meses atingiu um valor médio de \$6,6/boe, face a \$2,0/boe no período homólogo de 2014, na sequência da recuperação das margens de refinação no mercado internacional.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €201 m nos primeiros nove meses de 2015. Em termos unitários, os custos *cash* mantiveram-se estáveis face aos primeiros nove meses de 2014, em \$2,6/bbl. No entanto, em 2015 os custos foram afetados pela cobertura de margem de refinação, que tiveram um impacto médio de \$1,0/boe nos primeiros nove meses de 2015. Excluindo este impacto, os custos *cash* foram de \$1,6/boe.

A atividade de comercialização de produtos petrolíferos também contribuiu positivamente para a evolução dos resultados, tendo beneficiado da recuperação dos volumes vendidos.

Assim, o Ebit nos primeiros nove meses de 2015 foi de €422 m, o que representa um aumento de €428 m relativamente ao período homólogo de 2014.



GAS & POWER

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestres						Nove Meses			
2T15	3T14	3T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
1.869	1.682	1.909	227	13,5%	Vendas totais de gás natural (mm ³)	5.586	5.973	387	6,9%
919	966	933	(32)	(3,4%)	Vendas a clientes diretos (mm ³)	2.791	2.851	61	2,2%
951	716	976	260	36,3%	Trading (mm ³)	2.796	3.122	326	11,7%
1.120	972	1.219	247	25,4%	Vendas de eletricidade (GWh)	2.796	3.466	670	24,0%
92	99	72	(27)	(27,4%)	Ebitda	337	295	(42)	(12,5%)
55	54	37	(16)	(30,1%)	Gás Natural	196	190	(6)	(3,0%)
36	40	33	(7)	(17,4%)	Infraestruturas	119	102	(17)	(14,3%)
2	6	2	(4)	(69,0%)	Power	22	3	(19)	(87,7%)
14	16	14	(2)	(10,4%)	Depreciações e Amortizações	48	43	(4)	(9,3%)
1	5	4	(2)	(30,6%)	Provisões	10	9	(1)	(9,5%)
76	78	54	(24)	(30,7%)	Ebit	279	242	(37)	(13,2%)

Atividade

TERCEIRO TRIMESTRE

Os volumes vendidos no segmento de gás natural atingiram os 1.909 mm³, um aumento de 14% face ao terceiro trimestre de 2014, na sequência do aumento dos volumes vendidos no segmento de trading, que compensou a descida dos volumes vendidos a clientes diretos na Península Ibérica.

Com efeito, os volumes de trading aumentaram 36% para os 976 mm³, suportado pelo maior número de cargas de GNL vendidas no mercado internacional e também pelo aumento de 196 mm³ de operações de trading de rede em Espanha e em França para os 355 mm³. Foram efetuadas nove operações de trading de GNL no trimestre, destinadas à América Latina, à Ásia e à Europa.

A redução das vendas a clientes diretos deveu-se principalmente à descida de 7% no segmento industrial para os 600 mm³ que, por sua vez, se deveu ao menor consumo das refinarias de Sines e de Matosinhos, e também à não operação de algumas cogerações de menor dimensão. Também os volumes vendidos no segmento de retalho descenderam 12%, para os 51 mm³, devido à intensificação da concorrência no mercado ibérico.

Já os volumes vendidos no segmento elétrico aumentaram 9% face ao período homólogo para os 282 mm³, devido à maior geração de eletricidade com recurso ao gás natural em Portugal, na sequência da redução da produção hidroelétrica.

As vendas de eletricidade foram de 1.219 GWh, ou seja, um aumento de 247 GWh face ao terceiro trimestre de 2014, o que se deveu principalmente à maior atividade de comercialização de eletricidade. As vendas à rede descenderam 58 GWh para os 331 GWh.

NOVE MESES

As vendas de gás natural nos primeiros nove meses de 2015 foram de 5.973 mm³. Este valor representa um aumento de 7% face ao período homólogo de 2014, o que refletiu o incremento das vendas no segmento de trading e no segmento elétrico.

Os volumes transacionados no mercado internacional aumentaram 12% para 3.122 mm³. Foram realizadas 27 operações de trading de GNL, menos cinco do que no período homólogo, tendo

esta descida sido compensada pela maior atividade de trading de rede, cujos volumes aumentaram para os 1.013 mm³ face a 316 mm³ no período homólogo.

As vendas a clientes diretos foram suportadas pelos maiores volumes vendidos no segmento elétrico, que aumentaram 36% para os 730 mm³, consequência do maior consumo de gás natural para produção de eletricidade em Portugal.

Os volumes vendidos a clientes dos segmentos de retalho e industrial na Península Ibérica

apresentaram descidas de 15% e 4%, para os 289 mm³ e os 1.832 mm³, respetivamente.

As vendas de eletricidade totalizaram 3.466 GWh no período, mais 670 GWh do que nos primeiros nove meses de 2014. Esta subida deveu-se sobretudo ao aumento da atividade de comercialização de eletricidade, que mais do que compensou a redução de vendas de eletricidade à rede, que se situaram nos 1.029 GWh.

Resultados

TERCEIRO TRIMESTRE

O negócio de G&P registou um Ebitda de €72 m, €27 m abaixo do verificado no terceiro trimestre de 2014.

O Ebitda da atividade de gás natural foi de €37 m, uma descida de €16 m face ao período homólogo, refletindo as menores oportunidades no mercado internacional de GNL e a descida dos preços.

A atividade de infraestruturas reguladas teve um Ebitda de €33 m, menos €7 m face ao período homólogo, reflexo da revisão em baixa da taxa de remuneração para os 7,94%, face a 8,4% no período homólogo de 2014.

Já o Ebitda do negócio de power desceu €4 m para os €2 m.

As depreciações e amortizações no negócio de G&P foram de €14 m, enquanto as provisões foram de €4 m.

O Ebit desceu 31% face ao terceiro trimestre de 2014 para os €54 m.

NOVE MESES

O Ebitda do negócio de G&P diminuiu €42 m para os €295 m nos primeiros nove meses de 2015, devido principalmente à descida dos resultados das atividades de power e infraestruturas.

O Ebitda da atividade de power desceu €19 m para os €3 m, afetado pelo desfasamento temporal no indexante do preço de compra do gás natural, face às fórmulas de venda da energia produzida, particularmente no primeiro trimestre de 2015.

Já o negócio de infraestruturas reguladas contribuiu com €102 m para o Ebitda do período, tendo sido afetado pela revisão em baixa da taxa de remuneração.

Também o Ebitda da atividade de gás natural desceu 3% para os €190 m.

O Ebit do negócio de G&P situou-se nos €242 m, ou seja, 13% abaixo do verificado no período homólogo de 2014.

3. INFORMAÇÃO FINANCEIRA

3.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Trimestres						Nove Meses			
2T15	3T14	3T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
4.253	4.693	3.906	(788)	(16,8%)	Vendas e prestações de serviços	13.434	12.082	(1.352)	(10,1%)
(3.421)	(3.956)	(3.086)	(870)	(22,0%)	Custo das mercadorias vendidas	(11.462)	(9.636)	(1.826)	(15,9%)
(319)	(277)	(331)	54	19,6%	Fornecimentos e serviços externos	(839)	(974)	135	16,1%
(73)	(91)	(85)	(5)	(5,9%)	Custos com pessoal	(241)	(241)	(0)	(0,1%)
5	9	8	(1)	(10,1%)	Outros proveitos (custos) operacionais	24	24	1	2,8%
446	379	411	33	8,6%	Ebitda	915	1.255	340	37,1%
(147)	(129)	(140)	11	8,2%	Depreciações e Amortizações	(375)	(422)	46	12,4%
4	(7)	(8)	2	23,4%	Provisões	(23)	(17)	(6)	(26,9%)
303	243	263	21	8,5%	Ebit	516	816	300	58,0%
17	11	17	6	55,2%	Resultados de empresas associadas	44	60	16	36,1%
1	-	0	0	s.s.	Resultados de investimentos	1	1	(0)	(16,0%)
(10)	(36)	(11)	25	68,9%	Resultados financeiros	(94)	(94)	0	(0,1%)
311	218	269	51	23,5%	Resultados antes de impostos e interesses que não controlam	468	783	315	67,4%
(108)	(76)	(69)	(7)	(9,5%)	Impostos ¹	(181)	(247)	66	36,8%
(15)	(21)	(20)	(1)	(5,2%)	Interesses que não controlam	(51)	(46)	(5)	(10,4%)
189	121	180	59	49,2%	Resultado líquido	236	490	254	s.s.
(106)	(82)	(38)	(44)	(53,9%)	Eventos não recorrentes	(103)	(189)	(86)	84,1%
83	38	142	104	s.s.	Resultado líquido RC	133	301	168	s.s.
17	(46)	(115)	(69)	s.s.	Efeito <i>stock</i>	(66)	(184)	(118)	s.s.
100	(8)	27	35	s.s.	Resultado líquido IFRS	67	117	50	74,4%

¹Inclui participação especial a pagar no Brasil e IRP a pagar em Angola.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2015, as vendas e prestações de serviços atingiram os €3.906 m, uma descida de 17% face ao período homólogo de 2014, o que se deveu principalmente à descida das cotações do petróleo, do gás natural e dos produtos petrolíferos no mercado internacional.

Os custos operacionais desceram 19% face ao terceiro trimestre de 2014 para €3.502 m, na sequência da diminuição de 22% do custo das mercadorias vendidas e matérias consumidas. A subida dos custos com fornecimentos e serviços externos deveu-se principalmente ao aumento da atividade de produção de petróleo e gás natural.

O Ebitda aumentou 9% para os €411 m no período, na sequência da melhoria dos resultados do

negócio de R&D, que beneficiou do aumento da margem de refinação. Já os negócios de E&P e G&P foram impactados pela descida dos preços do petróleo e do gás natural.

O Ebit aumentou €21 m para os €263 m, na sequência da melhoria do desempenho operacional.

Os resultados de empresas associadas foram de €17 m, face a €11 m no período homólogo, devido ao aumento dos resultados e apreciação do Dólar face ao Euro, na EMPL – Europe Maghreb Pipeline e Tupi B.V..

Os resultados financeiros foram negativos em €11 m e incluem um ganho de €4 m relativo maioritariamente ao *mark-to-market* de

instrumentos relacionados com o *hedging* da margem de refinação, face a uma perda de €8 m no período homólogo de 2014.

Os juros financeiros líquidos foram de €30 m, em linha com o período homólogo de 2014.

Os impostos desceram €7 m para os €69 m, como consequência de menores resultados no segmento de E&P. Com efeito, os impostos sobre a produção de petróleo resultantes desta atividade desceram para os €22 m.

Os interesses que não controlam foram de €20 m, principalmente atribuíveis à Sinopec.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2015, as vendas e prestações de serviços atingiram os €12.082 m, menos 10% que no período homólogo de 2014, resultado da descida das cotações das *commodities*.

Os custos operacionais totalizaram €10.851 m, menos 13% do que no período homólogo, consequência da redução de 16% do custo das mercadorias vendidas e matérias consumidas.

Nos nove meses de 2015, o Ebitda foi de €1.255 m, mais €340 m do que no período homólogo de 2014, o que se deveu ao aumento dos resultados do negócio de R&D. O Ebit aumentou €300 m para €816 m.

Os resultados de empresas associadas aumentaram €16 m para os €60 m.

Os resultados financeiros foram €94 m, em linha com o período homólogo, afetados pelo *mark-to-market* de instrumentos financeiros relacionados com a cobertura da margem de refinação.

O resultado líquido RCA atingiu os €180 m, mais €59 m do que no terceiro trimestre de 2014. Já o resultado líquido IFRS aumentou €35 m para os €27 m, que incluem um efeito *stock* negativo de €115 m no trimestre e eventos não recorrentes de €38 m englobando, entre outros, €21 m relativos à Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético em Portugal. A contabilização efetuada em relação à CESE decorre da estrita aplicação dos normativos contabilísticos, entendendo a Galp Energia, com base na opinião dos mais reputados juriconsultos nacionais, que as disposições legislativas respeitantes à CESE são violadoras da lei, não sendo os montantes em causa exigíveis.

Os juros financeiros líquidos mantiveram-se estáveis em cerca de €95 m no período.

Os impostos aumentaram €66 m para €247 m devido ao aumento dos resultados.

Os interesses que não controlam foram de €46 m, principalmente atribuíveis à Sinopec.

O resultado líquido RCA atingiu os €490 m, um aumento de €254 m face aos primeiros nove meses de 2014. Já o resultado líquido IFRS aumentou €50 m para os €117 m, incluindo um efeito *stock* negativo de €184 m e eventos não recorrentes de €189 m, os quais estiveram sobretudo relacionados com imparidades e por contribuições extraordinárias sobre o sector energético.

3.2. INVESTIMENTO

€ m

Trimestres						Nove Meses			
2T15	3T14	3T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
285	285	223	(62)	(21,8%)	Exploração & Produção	683	782	98	14,4%
32	94	26	(68)	(72,4%)	Atividades de exploração e avaliação	190	95	(95)	(50,1%)
253	192	197	5	2,9%	Atividades de desenvolvimento e produção	493	687	194	39,2%
21	22	24	2	9,0%	Refinação & Distribuição	68	50	(18)	(26,4%)
5	5	8	3	58,7%	Gas & Power	21	17	(5)	(22,5%)
0	1	0	(1)	(58,0%)	Outros	3	3	0	1,9%
313	314	256	(58)	(18,4%)	Investimento	776	852	75	9,7%

TERCEIRO TRIMESTRE

O investimento no terceiro trimestre de 2015 atingiu os €256 m, com o investimento no negócio de E&P a representar 87% do total.

As atividades de desenvolvimento representaram 88% do investimento no negócio de E&P e os projetos no Brasil representaram cerca de 75% desse montante, com destaque para a perfuração de poços de desenvolvimento e a construção de unidades FPSO e de sistemas *subsea* para o desenvolvimento dos campos Lula/Iracema. Os restantes 25% do capital alocados a atividades de desenvolvimento foram maioritariamente investidos em atividades no bloco 32, em Angola.

O investimento em atividades de exploração e avaliação atingiu €26 m no trimestre, tendo sido alocado maioritariamente a atividades de pré-desenvolvimento dos projetos da Área 4 em Moçambique.

Nos negócios de R&D e G&P, o investimento totalizou €32 m, sobretudo destinado a atividades de manutenção e segurança nas refinarias, e suporte da atividade de distribuição em África, nomeadamente na construção de parques logísticos em Moçambique.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2015, o investimento foi de €852 m, tendo o investimento no negócio de E&P representado 92% do total.

A atividade de E&P absorveu €782 m, do qual cerca de 88% foi alocado a atividades de desenvolvimento, nomeadamente nos campos Lula/Iracema, no Brasil, e bloco 32, em Angola.

O capital investido nas atividades de *downstream* e gás atingiu os €67 m, uma descida de 25% face ao período homólogo de 2014, o qual foi impactado pela paragem geral para manutenção da refinaria de Sines.

3.3. CASH FLOW

€ m (valores em IFRS)

Trimestres				Nove Meses	
2T15	3T14	3T15		2014	2015
282	115	104	Ebit	346	467
37	27	8	Dividendos de empresas associadas	55	45
180	189	142	Depreciações e amortizações	451	510
11	175	275	Variação de fundo de maneio	10	392
510	507	530	Fluxo de caixa gerado pelas atividades operacionais	863	1.414
(245)	(314)	(252)	Investimento líquido	(776)	(800)
(33)	(33)	(31)	Juros pagos e recebidos	(100)	(99)
(34)	(66)	(27)	Impostos de sociedades e tributação especial	(120)	(94)
(145)	(143)	(172)	Dividendos pagos	(267)	(317)
(30)	42	(105)	Outros ¹	135	28
(24)	7	57	Variação da dívida líquida	266	(133)

¹Inclui CTA's (Cumulative Translation Adjustment) e reembolsos parciais do empréstimo concedido à Sinopec.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2015, o *cash flow* gerado pelas atividades operacionais de €530 m e o reembolso de cerca de €50 m relativo ao empréstimo concedido à Sinopec compensou o pagamento do dividendo intercalar relativo ao ano de 2015 e o investimento no período. A variação de fundo de maneio beneficiou da otimização de *stocks*.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2015, a dívida líquida diminuiu €133 m, positivamente influenciada pela geração de *cash flow* das atividades operacionais de €1.414 m e pelo recebimento de cerca de €180 m relativo ao empréstimo concedido à Sinopec. O *cash flow* no período beneficiou da melhoria do fundo de maneio que resultou essencialmente da otimização dos *stocks*.

3.4. SITUAÇÃO FINANCEIRA

€ m (valores em IFRS)

	31 dezembro, 2014	30 junho, 2015	30 setembro, 2015	Variação vs 31 dez., 2014	Variação vs 30 jun., 2015
Ativo não corrente líquido	7.599	7.778	7.638	39	(140)
Fundo de maneo	968	852	577	(392)	(275)
Empréstimo à Sinopec	890	835	781	(109)	(55)
Outros ativos (passivos)	(512)	(591)	(536)	(24)	55
Capital empregue	8.945	8.874	8.459	(486)	(415)
Dívida de curto prazo	303	645	529	226	(116)
Dívida de médio-longo prazo	3.361	2.956	3.063	(298)	107
Dívida total	3.664	3.601	3.592	(72)	(9)
Caixa e equivalentes	1.144	1.271	1.205	61	(66)
Dívida líquida	2.520	2.330	2.387	(133)	57
Total do capital próprio	6.425	6.545	6.072	(352)	(473)
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.945	8.874	8.459	(486)	(415)

A 30 de setembro de 2015, o ativo não corrente era de €7.638 m, dos quais €2.016 m correspondem a investimento em curso, nomeadamente nos projetos de E&P.

O capital empregue no final do período era de €8.459 m, incluindo o empréstimo concedido à Sinopec, cujo montante, a 30 de setembro, era de €781 m.

3.5. DÍVIDA FINANCEIRA

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2014	30 junho, 2015	30 setembro, 2015	Variação vs 31 dez., 2014	Variação vs 30 jun., 2015
Obrigações	2.248	2.251	2.152	(95)	(98)
Empréstimos bancários e outros títulos de dívida	1.417	1.350	1.440	23	89
Caixa e equivalentes	1.144	1.271	1.205	61	(66)
Dívida líquida	2.520	2.330	2.387	(133)	57
Dívida líquida inc. empréstimo Sinopec¹	1.630	1.494	1.606	-	-
Vida média (anos)	3,7	3,3	3,3	(0,36)	0,03
Taxa de juro média da dívida	4,21%	3,96%	3,82%	(0,4 p.p.)	(0,1 p.p.)
Dívida líquida para Ebitda	1,2x	0,9x	1,1x ²	-	-

¹Dívida líquida de €2.387 m ajustada do empréstimo concedido à Sinopec de €781 m.

²Rácio considera a dívida líquida inc. empréstimo Sinopec como caixa e equivalentes, adicionado do valor correspondente a suprimentos da Sinopec como dívida na subsidiária Petrogal Brasil, de €168 m, sendo o Ebitda dos últimos doze meses a RCA €1.661 m.

A 30 de setembro de 2015, a dívida líquida situava-se em €2.387 m, mais €57 m do que no final do segundo trimestre.

Considerando como caixa e equivalentes o saldo de €781 m do empréstimo concedido à Sinopec, a dívida líquida no final do terceiro trimestre situou-se em €1.606 m, resultando um rácio dívida líquida para Ebitda de 1,1x, considerando ainda para o efeito do apuramento deste rácio o valor correspondente aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil, à data com saldo de €168 m.

No final de setembro de 2015, a taxa de juro média da dívida era de 3,82%, com 42% do total da dívida contratada a taxa fixa.

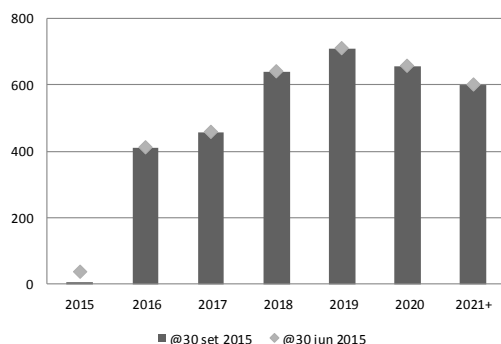
O prazo médio da dívida era de 3,3 anos, sendo que a dívida de médio e longo prazo representava 85% do total.

A 30 de setembro de 2015, cerca de 75% do total da dívida tinha vencimento a partir de 2018.

De referir ainda que, no final do terceiro trimestre de 2015, a Galp Energia detinha cerca de €1,1 bn de linhas de crédito contratadas mas não utilizadas. Deste montante, 60% encontrava-se garantido contratualmente.

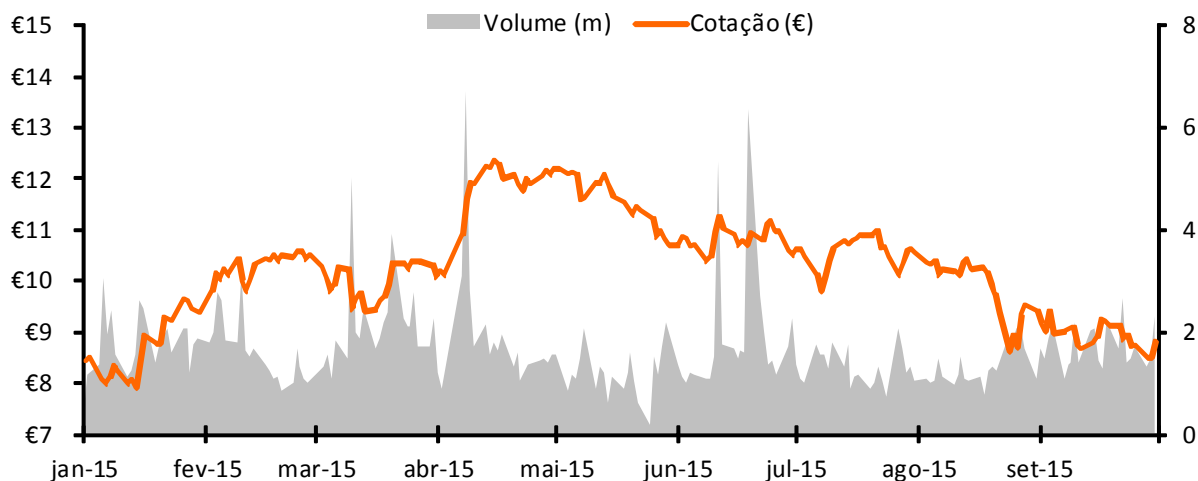
PERFIL DE REEMBOLSO DA DÍVIDA

€ m



Ação Galp Energia

EVOLUÇÃO DA COTAÇÃO DA AÇÃO GALP ENERGIA



Fonte: Euroinvestor.

TERCEIRO TRIMESTRE

A ação da Galp Energia encerrou o terceiro trimestre com uma cotação de €8,80, tendo desvalorizado 16% no período. A cotação mínima no período foi €8,35 e a máxima foi €11,05.

Durante o terceiro trimestre do ano, foram transacionados cerca de 162 m de ações em mercados regulamentados, dos quais 93 m na Euronext Lisbon. Assim, o volume médio diário transacionado nos mercados regulamentados foi de cerca de 2,4 m de ações, dos quais 1,4 m na Euronext Lisbon. No final do terceiro trimestre de 2015, a capitalização bolsista da Galp Energia situava-se nos €7,3 bn.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2015, a ação da Galp Energia valorizou 4%, tendo o volume transacionado atingido os 504 m de ações em mercados regulamentados, dos quais 312 m na Euronext Lisbon.

O volume médio diário de ações transacionadas nos mercados regulamentados foi de 2,6 m de ações, incluindo 1,6 m de ações transacionadas através da Euronext Lisbon.

Principais indicadores			
	2014	3T15	9M15
Min (€)	7,82	8,35	7,81
Max (€)	13,75	11,05	12,48
Média (€)	12,10	9,78	10,25
Cotação de fecho (€)	8,43	8,80	8,80
Volume mercado regulamentado (m ações)	547,9	161,6	506,0
Volume médio por dia (m ações)	2,1	2,4	2,6
do qual Euronext Lisbon (m ações)	1,3	1,4	1,6
Capitalização bolsista (€m)	6.991	7.297	7.297

Informação adicional

1. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO

As demonstrações financeiras consolidadas da Galp Energia relativas aos nove meses findos em 30 de setembro de 2015 e 2014 foram elaboradas em conformidade com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS). A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para os trimestres findos em 30 de setembro de 2015 e 2014, e em 30 de junho de 2015. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 30 de setembro e 30 de junho de 2015 e 31 de dezembro de 2014.

As demonstrações financeiras da Galp Energia são elaboradas de acordo com as IFRS e o custo das mercadorias vendidas e matérias-primas consumidas é valorizado a custo médio ponderado (CMP). 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 efeito *stock*.

Outro fator que pode influenciar os resultados da Empresa, sem ser um indicador do seu verdadeiro

desempenho, é o conjunto de eventos de natureza não recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de ativos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação.

Com o objetivo de avaliar o desempenho operacional do negócio da Galp Energia, 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

A Galp Energia alterou, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2015, a base de cálculo dos valores unitários da margem de refinação e dos custos *cash* associados, que passaram a considerar todas as matérias-primas processadas (convertidas em barris de petróleo equivalente), sendo que anteriormente considerava apenas o crude processado. Esta alteração foi repercutida no período homólogo para efeitos de comparação.

2. VENDAS E PRESTAÇÕES DE SERVIÇO REPLACEMENT COST AJUSTADAS

€ m

Trimestres						Nove Meses			
2T15	3T14	3T15	Var. YoY	% Var. YoY		2014	2015	Var.	% Var.
4.253	4.693	3.906	(788)	(16,8%)	Vendas e prestações de serviços RCA	13.434	12.082	(1.352)	(10,1%)
183	177	162	(15)	(8,3%)	Exploração & Produção ¹	536	488	(48)	(8,9%)
3.338	3.756	3.183	(573)	(15,3%)	Refinação & Distribuição	10.532	9.373	(1.159)	(11,0%)
784	867	741	(126)	(14,5%)	Gas & Power	2.745	2.551	(194)	(7,1%)
31	30	30	0	1,5%	Outros	87	91	4	4,9%
(83)	(137)	(211)	74	54,3%	Ajustamentos de consolidação	(466)	(421)	(45)	(9,6%)

¹Não inclui variação de produção. As vendas e prestações de serviço RCA no segmento de E&P, incluindo variação de produção, foram de €161 m no terceiro trimestre de 2015 e de €495 m nos primeiros nove meses de 2015.

3. RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E VALORES REPLACEMENT COST AJUSTADOS

3.1. EBITDA REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

Terceiro Trimestre					2015	Nove Meses				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
256	150	405	6	411	Galp Energia	1.002	241	1.243	12	1.255
88	-	88	1	89	E&P	299	-	299	5	304
97	144	241	4	245	R&D	406	218	624	10	635
66	5	72	0	72	G&P	275	23	298	(3)	295
5	-	5	0	5	Outros	22	-	22	0	22

€ m

Terceiro Trimestre					2014	Nove Meses				
Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda IFRS	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
311	61	371	7	379	Galp Energia	816	88	904	11	915
131	-	131	0	131	E&P	342	-	342	0	342
76	62	138	6	144	R&D	116	95	211	10	221
100	(1)	99	0	99	G&P	343	(7)	336	0	337
3	-	3	1	4	Outros	15	-	15	1	16

3.2. EBIT REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

Terceiro Trimestre					2015	Nove Meses				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
104	150	254	10	263	Galp Energia	467	241	708	108	816
33	-	33	(1)	33	E&P	50	-	50	84	133
18	144	162	10	173	R&D	179	218	397	25	422
48	5	54	(0)	54	G&P	220	23	243	(1)	242
4	-	4	0	4	Outros	19	-	19	0	19

€ m

Terceiro Trimestre					2014	Nove Meses				
Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit IFRS	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
115	61	176	66	243	Galp Energia	346	88	434	82	516
30	-	30	60	90	E&P	153	-	153	78	231
4	62	66	6	72	R&D	(110)	95	(15)	9	(6)
79	(1)	78	(0)	78	G&P	287	(7)	281	(2)	279
2	-	2	1	3	Outros	16	-	16	(2)	13

4. EVENTOS NÃO RECORRENTES

RESUMO CONSOLIDADO

€ m

Trimestre				Nove Meses	
2T15	3T14	3T15		2014	2015
-	-	-	Venda de stock estratégico	(117,4)	-
-	-	-	Custo da venda de stock estratégico	113,5	-
(0,7)	0,1	0,0	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnizações de seguros	0,2	(0,9)
(2,1)	1,5	(0,1)	Ganhos/perdas na alienação de ativos	1,0	(2,8)
0,3	0,7	5,1	Write-off ativos	1,0	5,4
(2,6)	-	-	Subsídios investimento - Alienação cavernas	-	(2,6)
4,4	5,0	4,5	Custos com reestruturação - Pessoal	12,9	13,1
6,6	(0,0)	1,2	Provisão para meio ambiente e outras	(4,9)	7,6
32,7	59,3	2,5	Imparidade de ativos	76,1	88,5
42,1	66,4	9,6	Eventos não recorrentes do Ebit	82,2	108,3
15,4	0,3	3,2	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	0,3	18,6
-	-	-	Provisão para imparidade de investimento financeiro	2,8	-
48,9	-	-	Provisão para investimento financeiro	-	48,9
106,5	66,7	12,8	Eventos não recorrentes antes de impostos	85,2	175,8
(17,6)	(3,0)	(1,5)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(8,6)	(33,2)
22,7	20,0	26,6	Imposto contribuição sector energético	30,5	59,8
(5,8)	(1,4)	0,1	Interesses que não controlam	(4,6)	(13,6)
105,8	82,4	38,0	Total de eventos não recorrentes	102,5	188,7

5. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

5.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS EM IFRS

€ m

Trimestre				Nove Meses	
2T15	3T14	3T15		2014	2015
4.106	4.556	3.746	Vendas	13.162	11.626
148	137	160	Serviços prestados	389	456
25	24	22	Outros rendimentos operacionais	70	69
4.278	4.717	3.927	Total de proveitos operacionais	13.621	12.150
(3.400)	(4.016)	(3.235)	Inventários consumidos e vendidos	(11.663)	(9.877)
(319)	(277)	(331)	Materiais e serviços consumidos	(839)	(974)
(77)	(95)	(90)	Gastos com o pessoal	(254)	(254)
(18)	(17)	(15)	Outros gastos operacionais	(49)	(43)
(3.814)	(4.406)	(3.672)	Total de custos operacionais	(12.805)	(11.148)
464	311	256	Ebitda	816	1.002
(180)	(189)	(142)	Gastos com amortizações e depreciações	(451)	(510)
(2)	(6)	(9)	Provisões e imparidade de contas a receber	(18)	(25)
282	115	104	Ebit	346	467
16	11	17	Resultados de empresas associadas	45	59
(63)	(0)	(3)	Resultados de investimentos	(2)	(66)
7	10	6	Juros a receber	34	19
(39)	(41)	(36)	Juros a pagar	(130)	(114)
25	12	27	Capitalização juros	33	66
6	(5)	(8)	Diferenças de câmbio	(22)	(33)
(4)	(8)	4	Operações <i>Mark to Market</i>	5	(18)
(3)	(5)	(4)	Outros custos/proveitos financeiros	(16)	(12)
(8)	(36)	(11)	Total de resultados financeiros	(96)	(93)
226	90	107	Resultados antes de impostos	295	367
(94)	(58)	(33)	Impostos ¹	(150)	(158)
(23)	(20)	(27)	Imposto contribuição sector energético ²	(30)	(60)
109	12	47	Resultados antes de interesses que não controlam	114	149
(9)	(20)	(20)	Resultado afeto aos interesses que não controlam	(47)	(32)
100	(8)	27	Resultado líquido	67	117

¹Inclui impostos relativos à atividade de produção de petróleo e gás natural, nomeadamente participação especial a pagar no Brasil e IRP a pagar em Angola.

²Inclui €29,1 m e €18,8 m relacionados com a CESE I e CESE II, respetivamente, nos nove meses de 2015. Os valores do terceiro trimestre de 2014 e nove meses de 2014 foram corrigidos de forma a incluir o valor referente ao ano inteiro de imposto de contribuição sector energético CESE I.

5.2. SITUAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

€ m

	31 dezembro, 2014	30 junho, 2015	30 setembro, 2015
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	5.052	5.221	5.029
Goodwill	225	139	139
Outros ativos fixos intangíveis ¹	1.447	1.418	1.401
Participações financeiras em associadas	787	949	1.020
Participações financeiras em participadas	3	3	3
Outras contas a receber ²	383	326	333
Ativos por impostos diferidos	364	378	429
Outros investimentos financeiros	21	23	24
Total de ativos não correntes	8.282	8.457	8.380
Ativo corrente			
Inventários ³	1.210	1.047	890
Clientes	1.115	1.167	1.076
Outras contas a receber ²	1.386	1.544	1.385
Ativos disponíveis para venda	67	29	26
Outros investimentos financeiros	10	6	3
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	-	0	-
Caixa e seus equivalentes	1.144	1.272	1.205
Total de ativos correntes	4.933	5.065	4.585
Total do ativo	13.215	13.522	12.965
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prêmios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	18	142	(110)
Outras reservas	2.684	2.684	2.684
Reservas de cobertura	(1)	2	3
Resultados acumulados	1.565	1.233	1.061
Resultado líquido do período	(173)	90	117
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	5.005	5.062	4.667
Interesses que não controlam	1.420	1.483	1.405
Total do capital próprio	6.425	6.545	6.072
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.114	1.002	1.156
Empréstimos obrigacionistas	2.248	1.954	1.906
Outras contas a pagar ⁴	556	567	556
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	411	422	423
Passivos por locações financeiras	0	0	0
Passivos por impostos diferidos	121	112	110
Outros instrumentos financeiros	1	1	6
Provisões	185	398	407
Total do passivo não corrente	4.634	4.456	4.564
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	303	348	283
Empréstimos obrigacionistas	-	297	246
Fornecedores	898	920	903
Outras contas a pagar ⁵	921	888	859
Outros instrumentos financeiros	15	36	23
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	19	32	14
Total do passivo corrente	2.157	2.521	2.328
Total do passivo	6.791	6.977	6.892
Total do capital próprio e do passivo	13.215	13.522	12.965

¹Inclui contratos de concessão para a distribuição de gás natural.

²Outras contas a receber (não corrente) inclui empréstimo à Sinopec na componente de médio-longo prazo; componente de curto prazo incluída em Outras contas a receber (corrente).

³Inclui €43,9 m de stocks efetuados por conta de terceiros a 30 de setembro de 2015.

⁴Inclui €168,0 m correspondente aos suprimentos da Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil a 30 de setembro de 2015.

⁵Inclui €38,0 m de adiantamentos relativos a stocks de terceiros a 30 de setembro de 2015.

5.3. CASH FLOW (MÉTODO DIRETO)

€ m

Trimestres				Nove Meses	
2T15	3T14	3T15		2014	2015
1.010	791	1.169	Caixa e equivalentes no início do período¹	1.406	1.023
4.671	5.407	4.405	Recebimento de clientes	15.272	13.499
(2.900)	(3.700)	(2.782)	Pagamento a fornecedores	(10.899)	(8.636)
(99)	(84)	(72)	Salários e encargos ²	(245)	(248)
37	27	8	Dividendos de empresas associadas	55	45
(798)	(676)	(683)	Pagamentos de imposto sobre produtos petrolíferos (ISP)	(1.825)	(1.997)
(448)	(514)	(482)	IVA, <i>Royalties</i> , PIS, Cofins, outros	(1.590)	(1.387)
463	460	395	Total de fluxos operacionais	768	1.276
(220)	(359)	(234)	Investimento líquido	(775)	(809)
(26)	(19)	(14)	Juros pagos e recebidos	(91)	(85)
(145)	(143)	(172)	Dividendos pagos	(267)	(317)
(34)	(66)	(27)	Impostos de sociedades e tributação especial	(120)	(94)
126	483	(7)	Empréstimos pagos e recebidos	131	(95)
51	31	53	Reembolsos da Sinopec	111	182
(57)	115	(76)	Efeito da alteração da taxa de câmbio em caixa e seus equivalentes	128	5
1.169	1.292	1.087	Caixa e equivalentes no final do período¹	1.292	1.087

¹Os 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.

²Salários e encargos em 2014 foram reclassificados para incluir contribuições da segurança social e dos fundos de pensões.

Definições

Crack

Diferencial de preço entre determinado produto petrolífero e o preço do *dated* Brent.

EBIT

Resultado operacional.

EBITDA

Ebit mais depreciações, amortizações e provisões.

EBT

Resultados antes de impostos e interesses minoritários

GALP ENERGIA, EMPRESA OU GRUPO

Galp Energia, SGPS, S.A. e empresas participadas.

Margem de refinação *benchmark*

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

MARGEM HYDROCRACKING DE ROTERDÃO

Margem *Hydrocracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% *dated* Brent, +2,2% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +19,1% PM UL NWE FOB Bg, +8,7% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +45,1% ULSD 10 ppm NWE CIF e +8,9% LSFO 1% FOB Cg.; Taxa de terminal: \$1/t; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o *dated* Brent; Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão – Raso \$7,60/t. Rendimentos mássicos.

MARGEM CRACKING DE ROTERDÃO

Margem *cracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% *dated* Brent, +2,3% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +25,4% PM UL NWE FOB Bg, +7,5% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +33,3% ULSD 10 ppm NWE CIF e +15,3% LSFO 1% FOB Cg.; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: \$1/t; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o *dated* Brent; Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,60/t. Rendimentos mássicos.

MARGEM ÓLEOS BASE DE ROTERDÃO

Margem Óleos Base de Roterdão: -100% Arabian Light, +3,5% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +13% Nafta NWE FOB Bg., +4,4% Jet NWE CIF, +34% ULSD 10 ppm NWE CIF, +4,5% VGO 1,6% NWE FOB cg, +14,0% Óleos Base FOB, +26% HSFO 3,5% NWE Bg.; Consumos: -6,8% LSFO 1% CIF NWE; Quebras:7,4%;Taxa de terminal: 1\$/t; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Arabian Light Frete 2015: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$7,60/t. Rendimentos mássicos.

MARGEM AROMÁTICOS DE ROTERDÃO

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

REPLACEMENT COST (RC)

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

REPLACEMENT COST AJUSTADO (RCA)

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

Abreviaturas

APETRO: Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas

bbbl: barril de petróleo

BBLT: Benguela-Belize-Lobito-Tomboco

Bg: Barges

bn: billion, ou seja, mil milhões

boe: barris de petróleo equivalente

Cg: Cargoes

CESE: Contribuição Extraordinária sobre o Sector Energético

CIF: Costs, Insurance and Freights

CMP: custo médio ponderado

CORES: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

CPT: compliant piled tower

CTA: Cumulative Translation Adjustment

CWT: Carbon weighted tonne

DST: drill stem test

E&P: Exploração & Produção

EPCIC: Engenharia, Aprovisionamento, Construção, Instalação e Comissionamento

EUA: Estados Unidos da América

EUR/€: Euro

EWI: Extended Well Test

FEED: Front-End Engineering Design

FOB: Free on Board

FPSO: Floating, production, storage and offloading unit

G&P: Gas & Power

GNL: gás natural liquefeito

GWh: gigawatt per hour

IAS: International Accounting Standards

IFRS: International Financial Reporting Standards

IRP: Imposto sobre o Rendimento do Petróleo

JKM: Japan Korea Marker

LSFO: low sulphur fuel oil

k: mil

kbbl: milhares de barris

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kbopd: milhares de barris de petróleo por dia

m: milhão

m³: metro cúbico

mmbbl: milhões de barris

mmbopd: milhões de barris por dia

mmbtu: million british thermal units

mm³: milhões de metros cúbicos

mt: milhões de toneladas

NBP: National Balancing Point

PM UL: Premium unleaded

PSA: contratos de partilha de produção

QE: Quantitative Easing

R&D: Refinação & Distribuição

RC: Replacement Cost

RCA: Replacement Cost Ajustado

RDA: Reservoir Data Acquisition

s.s.: sem significado

Tcf: trillion cubic feet

TL: Tômbua-Lândana

T: toneladas

ULSD CIF Cg: Ultra Low sulphur diesel CIF Cargoes

USD/\$: Dólar dos Estados Unidos

VGO: vacuum gasoil

YoY: year-on-year (variação anual)

Disclaimer

O presente relatório foi elaborado pela Galp Energia, SGPS, S.A. ("Galp Energia" 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 sector; procura de energia e abastecimento; evolução dos mercados da Galp Energia; impacto das iniciativas regulamentares; a força dos concorrentes da Galp Energia.

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 Energia 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. 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 Energia ou da indústria sejam materialmente diferentes dos resultados expressos ou implícitos nesta apresentação por tais declarações prospetivas.

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 Energia 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
Ótelo Ruivo, IRO
Cátia Lopes
Joana Pereira
João Pereira
Pedro Pinto

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.galpenergia.com

Email: investor.relations@galpenergia.com

Reuters: GALP.LS
Bloomberg: GALP PL

