



RESULTADOS

NOVE MESES E TERCEIRO TRIMESTRE DE 2012



Fundações sólidas para criar valor sustentável



ÍNDICE

Sumário executivo.....	3
Principais indicadores	4
Bases de apresentação da informação	5
Envolvente de mercado	6
Informação financeira.....	9
1. Demonstração de resultados	9
2. Análise da demonstração de resultados	10
3. Situação financeira	16
4. Cash flow	18
5. Investimento.....	19
Informação por segmentos.....	20
1. Exploração & Produção	20
2. Refinação & Distribuição	22
3. Gas & Power	25
Previsões de curto prazo.....	28
Ação Galp Energia	29
Eventos do terceiro trimestre de 2012	30
Eventos após o encerramento do terceiro trimestre de 2012	31
Colaboradores.....	32
Resultados de Empresas participadas.....	32
Reconciliação entre valores IFRS e valores replacement cost ajustados.....	33
1. EBIT replacement cost ajustado por segmento.....	33
2. EBITDA replacement cost ajustado por segmento	33
3. Eventos não recorrentes	34
Demonstrações financeiras consolidadas.....	37
1. Demonstração de resultados consolidados em IFRS	37
2. Situação financeira consolidada	38
Informação adicional	39

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

SUMÁRIO EXECUTIVO

Nos primeiros nove meses de 2012, o resultado líquido *replacement cost* ajustado (RCA) da Galp Energia foi de €277 milhões, um aumento de 57% em relação ao período homólogo de 2011 que refletiu o incremento da produção de petróleo e gás natural no Brasil e o aumento das vendas de GNL no mercado internacional. Estes mesmos efeitos foram responsáveis pelo aumento de 58% do resultado líquido RCA, no terceiro trimestre, para os €98 milhões.

SÍNTESE DOS RESULTADOS – NOVE MESES E TERCEIRO TRIMESTRE DE 2012

- A produção *net entitlement* de crude e gás natural nos primeiros nove meses de 2012 foi de 18,3 mboepd, 56% dos quais provenientes do Brasil; no terceiro trimestre a produção *net entitlement* subiu 60% para 19,5 mboepd;
- A margem de refinação da Galp Energia foi de Usd 2,6/bbl nos primeiros nove meses do ano face a Usd 0,8/bbl no período homólogo de 2011; no terceiro trimestre a margem de refinação atingiu os Usd 4,4/bbl face a Usd 0,9/bbl um ano antes, uma subida influenciada pela evolução positiva das margens de refinação nos mercados internacionais;
- O contexto económico adverso que caracterizou a Península Ibérica influenciou negativamente o negócio de distribuição de produtos petrolíferos nos primeiros nove meses do ano e no terceiro trimestre de 2012 face aos períodos homólogos do ano anterior;
- O volume de gás natural vendido nos primeiros nove meses de 2012 aumentou 19% face ao período homólogo de 2011, para 4.696 milhões de

metros cúbicos, para o que contribuíram, sobretudo, as vendas de GNL no segmento de *trading*; no terceiro trimestre as vendas de gás natural subiram 27% para 1.470 milhões de metros cúbicos;

- O EBIT RCA dos primeiros nove meses de 2012 foi de €443 milhões, mais 53% que nos primeiros nove meses de 2011; no terceiro trimestre a subida em relação ao período homólogo do ano anterior foi de 55%, para €173 milhões;
- Durante os primeiros nove meses de 2012, o investimento atingiu os €613 milhões, dos quais cerca de 70% foram canalizados para o segmento de negócio de Exploração & Produção; no terceiro trimestre de 2012, 50% do investimento de €222 milhões destinou-se às atividades de exploração e produção no Brasil;
- No final de setembro de 2012, o rácio *net debt to equity* situava-se nos 20% e a dívida líquida era de €1.369 milhões, refletindo a manutenção de uma estrutura de capital sólida.

CONFERENCE CALL

Data:	Segunda-feira, 29 de outubro de 2012
Hora:	11:30 (hora no Reino Unido)
Participação:	Manuel Ferreira De Oliveira (CEO) Filipe Silva (CFO) Tiago Villas-Boas (IRO)
Telefones:	Portugal: 800 780 153 Reino Unido: +44 208 515 2301 ou +44 (0) 800 358 5256 (Linha gratuita)
Chairperson:	Tiago Villas-Boas

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

PRINCIPAIS INDICADORES

INDICADORES FINANCEIROS

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
271	410	138	51,1%	EBITDA	906	872	(34)	(3,7%)
222	314	92	41,2%	EBITDA RC ¹	591	788	197	33,4%
222	306	84	37,7%	EBITDA RCA²	589	786	197	33,5%
159	264	106	66,6%	EBIT	582	498	(85)	(14,5%)
110	169	59	53,6%	EBIT RC ¹	267	414	147	54,8%
112	173	61	54,7%	EBIT RCA²	289	443	154	53,4%
95	173	78	81,5%	Resultado líquido	389	331	(58)	(14,9%)
61	106	45	74,2%	Resultado líquido RC ¹	163	269	106	65,0%
62	98	36	58,0%	Resultado líquido RCA²	176	277	101	57,2%

¹ Resultados *replacement cost* excluem efeito *stock*

² Resultados *replacement cost* ajustados excluem efeito *stock* e eventos não recorrentes

INDICADORES DE MERCADO

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
113,5	109,5	(4,0)	(3,5%)	Preço médio do <i>dated Brent</i> ¹ (Usd/bbl)	111,9	112,2	0,3	0,3%
(0,4)	3,9	4,3	s.s.	Margem de refinação <i>benchmark</i> ² (Usd/bbl)	(0,8)	1,8	2,6	s.s.
54,2	56,9	2,7	5,0%	Preço de gás natural NBP do Reino Unido ³	56,3	57,9	1,6	2,9%
1,41	1,25	(0,2)	(11,4%)	Taxa de câmbio média ³ Eur/Usd	1,41	1,28	(0,1)	(8,9%)
1,77	0,63	(1,14 p.p.)	s.s.	Euribor - seis meses ³ (%)	1,61	0,98	(0,63 p.p.)	s.s.

¹ Fonte: Platts

² Fonte: Platts. Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da margem de refinação *benchmark* vide "Definições"

³ Fonte: Bloomberg

INDICADORES OPERACIONAIS

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
20,8	25,9	5,1	24,5%	Produção média <i>working interest</i> (mboepd)	20,6	24,8	4,2	20,5%
12,2	19,5	7,3	60,0%	Produção média <i>net entitlement</i> (mboepd)	11,9	18,3	6,4	54,0%
0,9	4,4	3,5	s.s.	Margem de refinação Galp Energia (Usd/bbl)	0,8	2,6	1,7	s.s.
3,0	3,0	0,0	1,5%	Matérias-primas processadas (milhões ton)	8,1	9,1	1,0	12,2%
2,8	2,5	(0,3)	(9,3%)	Vendas <i>oil</i> clientes diretos (milhões ton)	7,8	7,6	(0,3)	(3,5%)
1.159	1.470	311	26,9%	Vendas de gás natural (milhões m ³)	3.951	4.696	745	18,9%
320	317	(3)	(0,9%)	Vendas de eletricidade à rede ¹ (GWh)	867	954	86	10,0%

¹ Inclui empresas que não consolidam mas nas quais a Galp Energia detém uma participação significativa

BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO

As demonstrações financeiras consolidadas e não auditadas da Galp Energia relativas aos nove meses findos em 30 de setembro de 2012 e de 2011 foram elaboradas em conformidade com as IFRS. A informação financeira referente à demonstração de resultados consolidados é apresentada para os trimestres findos em 30 de setembro de 2012 e de 2011 e para os nove meses findos nestas datas. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 30 de setembro, 30 de junho de 2012, e 31 de dezembro de 2011.

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 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 factor que pode afetar 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*.

ALTERAÇÕES RECENTES

A Galp Energia concluiu no dia 1 de agosto de 2012 a aquisição de uma participação de 21,9% na concessionária regulada de distribuição de gás natural Setgás, passando a deter 66,9% do capital social desta empresa. A Galp Energia começou, a partir desta data, a consolidar integralmente a empresa Setgás, que era anteriormente contabilizada nos resultados de empresas associadas. Esta alteração não foi repercutida nas demonstrações financeiras de exercícios anteriores, pelo que estas não são diretamente comparáveis com as demonstrações financeiras do terceiro trimestre e dos primeiros nove meses de 2012.

No terceiro trimestre de 2012 a Galp Energia alienou 4,6% da sua participação na empresa EMPL, passando a deter 22,8% do capital social desta empresa, para que a sua percentagem acionista passasse a refletir a proporção da reserva de capacidade no gasoduto detido por esta empresa.

A Galp Energia alterou, em dezembro de 2011, o modo de contabilização das responsabilidades com o fundo de pensões, as quais eram contabilizadas de acordo com o denominado “método do corredor”, em conformidade com a norma IAS 19, que foi revista em 2011. A Galp Energia passou a reconhecer todos os ganhos e perdas atuariais do exercício em capitais próprios, com reflexo na sua posição financeira. Esta alteração foi repercutida nas demonstrações financeiras relativas ao terceiro trimestre de 2011 e aos primeiros nove meses de 2011 de modo a tornar os períodos comparáveis.

Em dezembro de 2011, a Galp Energia começou a incluir no total da produção os volumes comercializados de gás natural do campo Lula, no Brasil, no seguimento da entrada em operação do gasoduto Lula-Mexilhão no final do terceiro trimestre de 2011.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

ENVOLVENTE DE MERCADO

BRENT

A cotação média do *dated Brent* foi de Usd 112,2/bbl nos primeiros nove meses de 2012, em linha com a do período homólogo do ano anterior. Esta estabilidade foi o resultado de dois efeitos contrários: por um lado, o clima de instabilidade na Síria, no Sudão do Sul e no Líbano nos primeiros meses do ano, que contribuiu para sustentar a cotação; por outro lado, as incertezas em relação à atividade económica na Europa e nos EUA, e os receios duma desaceleração da economia chinesa no terceiro trimestre de 2012, que pesou sobre a cotação. No terceiro trimestre de 2012 a cotação média do *dated Brent* foi de Usd 109,5/bbl, menos 3% que no terceiro trimestre de 2011.

Nos primeiros nove meses de 2012 a diferença de preço entre os crudes pesados e leves diminuiu Usd 1,2/bbl face ao período homólogo do ano anterior e situou-se em Usd -1,5/bbl. No terceiro trimestre a diferença foi de Usd -0,8/bbl, ou seja, uma diminuição de Usd 1,1/bbl face ao período homólogo de 2011. Esta evolução deveu-se à descida mais acentuada da cotação do *dated Brent* do que do *Urals*, que beneficiou do aumento da procura, uma vez que foi utilizado como substituto do petróleo importado do Irão.

PRODUTOS PETROLÍFEROS

Nos primeiros nove meses de 2012 o *crack* médio da gasolina foi de Usd 13,2/bbl, ou seja, mais 57% do que um ano antes; no terceiro trimestre aumentou 72% face ao período homólogo de 2011, para os Usd 17,0/bbl. Esta evolução deveu-se sobretudo à redução da oferta de gasolina após o encerramento de algumas refinarias nos EUA, o que abriu novas oportunidades de exportação às refinarias europeias. No terceiro trimestre de 2012, em particular, o furacão Isaac levou ao fecho de algumas refinarias nos EUA e um acidente de grandes proporções levou ao encerramento da refinaria de Amuay, na Venezuela.

O *crack* médio do gasóleo foi de Usd 20,5/bbl nos primeiros nove meses de 2012, um aumento de 18% face ao ano anterior. No terceiro trimestre o *crack* médio do gasóleo foi de Usd 23,2/bbl, mais 32% que um ano antes, devido ao encerramento de refinarias na Europa, especialmente da refinaria inglesa de Coryton, enquanto a procura se mantinha a níveis elevados.

O *crack* médio do fuelóleo situou-se nos Usd -3,7/bbl nos primeiros nove meses de 2012, mais Usd 8,1/bbl que um ano antes, enquanto que no terceiro trimestre subiu Usd 7,1/bbl para Usd -2,9/bbl em relação ao mesmo período do ano anterior. Esta evolução deveu-se ao encerramento de algumas refinarias na Europa, o que diminuiu a oferta, e ao aumento da procura deste produto, nomeadamente no Japão.

MARGENS DE REFINAÇÃO

A margem de refinação *benchmark* da Galp Energia foi de Usd 1,8/bbl nos primeiros nove meses de 2012, mais Usd 2,6/bbl do que no período homólogo de 2011. Esta evolução refletiu a tendência das margens *cracking* e *hydroskimming* no período, que aumentaram Usd 3,2/bbl e Usd 3,9/bbl, respetivamente. No terceiro trimestre a margem *benchmark* subiu Usd 4,3/bbl em relação ao período homólogo do ano anterior, para Usd 3,9/bbl, suportada pelo aumento dos *cracks* dos produtos petrolíferos, nomeadamente da gasolina e do gasóleo. As margens beneficiaram da redução da oferta de produtos petrolíferos, que, no terceiro trimestre, resultou nomeadamente das paragens de refinarias nos EUA, na Venezuela e na Europa, não obstante o facto de algumas refinarias europeias terem aumentado os volumes de crude processado.

EUR/USD

Nos primeiros nove meses de 2012, a taxa de câmbio média do euro/dólar foi de 1,28, o que representou uma desvalorização de 9% do euro face ao dólar em relação ao período homólogo de 2011. No terceiro

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

trimestre, a taxa de câmbio média euro/dólar foi de 1,25, o que correspondeu a uma desvalorização do euro de 11% face ao terceiro trimestre de 2011. O enfraquecimento da moeda única deveu-se essencialmente à continuação da crise da dívida soberana na zona euro, mesmo após o anúncio de novas medidas de estímulo à economia por parte dos bancos centrais. As incertezas sobre o crescimento económico global contribuíram também para o agravamento do sentimento negativo em relação à zona euro.

MERCADO IBÉRICO

Em Portugal, o mercado de produtos petrolíferos contraiu 7% nos primeiros nove meses de 2012 em relação ao período homólogo, para 6,8 milhões de toneladas, principalmente devido à evolução dos mercados de gasolina e gasóleo. De facto, os mercados da gasolina e do gasóleo contraíram cerca de 9% cada, para 0,9 milhões de toneladas e para os 3,4 milhões de toneladas, respetivamente, refletindo o contexto económico adverso em Portugal. O mercado de *jet* ficou em linha com o período anterior nos 0,8 milhões de toneladas. No terceiro trimestre de 2012, o volume no mercado de produtos petrolíferos diminuiu 10% face ao período homólogo, para 2,3 milhões de toneladas, na sequência das medidas de austeridade implementadas recentemente. As gasolinas e os gasóleos foram os produtos cuja procura foi mais afetada, com uma descida de 9% e 10%, respetivamente, face ao terceiro trimestre de 2011. O mercado de *jet* subiu 1% para os 0,3 milhões de toneladas.

Em Espanha, o mercado dos produtos petrolíferos teve uma evolução negativa nos primeiros nove meses do ano, com uma queda de 3% face ao mesmo período de 2011, para os 41,2 milhões de toneladas. Esta evolução deveu-se não só à contração de 4% do mercado de gasóleo, para os 21,3 milhões de toneladas, mas também dos mercados de gasolina e de *jet* que foram afetados negativamente pela conjuntura económica adversa. De facto, estes dois

mercados apresentaram uma descida de 7%, para 3,7 milhões de toneladas e 4,1 milhões de toneladas respetivamente. No terceiro trimestre de 2012, o mercado dos produtos petrolíferos diminuiu 4% face ao período homólogo de 2011, para 13,8 milhões de toneladas, impactado pela queda nos mercados de gasolina e de gasóleo, que diminuíram 11% e 2%, respetivamente, influenciados pelo contexto económico adverso que se vive na Península Ibérica. O mercado de *jet* também apresentou uma evolução negativa, com uma diminuição de 6%, para 1,5 milhões de toneladas.

Em Portugal, nos primeiros nove meses de 2012, o mercado de gás natural contraiu 14% face ao período homólogo para os 3.270 milhões de metros cúbicos. Esta evolução negativa é sobretudo justificada pela quebra de 51% registada no sector elétrico, na sequência do aumento do peso do carvão na produção de eletricidade e de uma menor geração elétrica em Portugal, na sequência do aumento das importações de eletricidade proveniente de Espanha. No terceiro trimestre de 2012 o mercado de gás natural caiu 3% em relação ao terceiro trimestre de 2011, para os 1.105 milhões de metros cúbicos, devido sobretudo ao aumento da produção de eletricidade através de carvão e também a uma maior importação de eletricidade relativamente ao período homólogo.

Já o mercado espanhol de gás natural diminuiu 4% durante os primeiros nove meses de 2012, face ao mesmo período de 2011, uma vez que o aumento da procura dos segmentos residencial e industrial de 6%, não foi suficiente para compensar a diminuição da procura de 26% no segmento eléctrico na sequência da maior produção de eletricidade através de carvão e por via nuclear. No terceiro trimestre de 2012, o mercado de gás natural contraiu 8%, com o aumento de 4% na procura registada nos segmentos residencial e industrial a não ser suficiente para compensar a quebra de 28% verificada no segmento eléctrico. A descida do segmento eléctrico deveu-se à maior

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

produção de eletricidade através de carvão, de energia nuclear e de recursos hídricos.

INDICADORES DE MERCADO

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
113,5	109,5	(4,0)	(3,5%)	Preço <i>dated Brent</i> ¹ (Usd/bbl)	111,9	112,2	0,3	0,3%
				Diferencial do preço do crude <i>heavy-light</i> ² (Usd/bbl)				
(1,9)	(0,8)	(1,1)	(56,7%)		(2,7)	(1,5)	(1,2)	(44,5%)
17,6	23,2	5,6	32,1%	<i>Crack</i> gasóleo ³ (Usd/bbl)	17,4	20,5	3,1	17,7%
9,9	17,0	7,1	72,4%	<i>Crack</i> gasolina ⁴ (Usd/bbl)	8,4	13,2	4,8	56,7%
(10,0)	(2,9)	7,1	71,0%	<i>Crack</i> fuelóleo ⁵ (Usd/bbl)	(11,8)	(3,7)	8,1	68,4%
(0,4)	3,9	4,3	s.s.	Margem de refinação <i>benchmark</i> ¹ (Usd/bbl)	(0,8)	1,8	2,6	s.s.
2,6	2,3	(0,3)	(10,1%)	Mercado <i>oil</i> em Portugal ⁶ (milhões ton)	7,3	6,8	(0,5)	(6,7%)
14,3	13,8	(0,5)	(3,8%)	Mercado <i>oil</i> em Espanha ⁷ (milhões ton)	42,6	41,2	(1,4)	(3,3%)
1.134	1.105	(29)	(2,5%)	Mercado gás natural em Portugal ⁸ (milhões m ³)	3.801	3.270	(530)	(14,0%)
7.096	6.529	(567)	(8,0%)	Mercado gás natural em Espanha ⁹ (milhões m ³)	23.742	22.872	(870)	(3,7%)

¹ Fonte: Platts

² Fonte: Platts; *Urals NWE Dated* para o crude *heavy*; *Dated Brent* para o crude *light*

³ Fonte: Platts; *ULSD 10ppm NWE CIF ARA*

⁴ Fonte: Argus; Gasolina sem chumbo, *NWE FOB Barges*

⁵ Fonte: Platts; 1% LSFO, *NWE FOB Cargoes*

⁶ Fonte: DGEG com base no mercado APETRO

⁷ Fonte: Cores. Inclui estimativa para agosto e setembro

⁸ Fonte: Galp Energia

⁹ Fonte: Enagás

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

INFORMAÇÃO FINANCEIRA

1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Milhões de euros (valores em RCA exceto indicação em contrário)

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
4.277	4.925	648	15,1%	Vendas e prestações de serviços	12.429	14.276	1.847	14,9%
(4.072)	(4.629)	557	13,7%	Custos operacionais	(11.897)	(13.517)	1.619	13,6%
17	10	(7)	(43,1%)	Outros proveitos (custos) operacionais	58	27	(31)	(53,2%)
222	306	84	37,7%	EBITDA	589	786	197	33,5%
(110)	(132)	22	20,4%	D&A e provisões	(301)	(344)	43	14,3%
112	173	61	54,7%	EBIT	289	443	154	53,4%
17	14	(3)	(18,0%)	Resultados de empresas associadas	53	56	3	5,8%
(0)	0	0	s.s.	Resultados de investimentos	0	0	(0)	s.s.
(29)	(13)	16	54,9%	Resultados financeiros	(94)	(30)	64	67,8%
100	174	74	74,5%	Resultados antes de impostos e interesses minoritários	248	468	221	89,2%
(35)	(59)	24	70,0%	Imposto sobre o rendimento	(63)	(154)	91	s.s.
(3)	(17)	14	s.s.	Interesses minoritários	(8)	(38)	30	s.s.
62	98	36	58,0%	Resultado líquido	176	277	101	57,2%
62	98	36	58,0%	Resultado líquido	176	277	101	57,2%
(2)	7	9	s.s.	Eventos não recorrentes	(13)	(8)	5	39,5%
61	106	45	74,2%	Resultado líquido RC	163	269	106	65,0%
35	68	33	94,2%	Efeito <i>stock</i>	226	62	(164)	(72,4%)
95	173	78	81,5%	Resultado líquido IFRS	389	331	(58)	(14,9%)

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2012, o resultado líquido RCA foi de €277 milhões, mais €101 milhões do que no período homólogo de 2011. Este aumento deveu-se ao aumento da produção de petróleo e de gás natural provenientes do Brasil e ao aumento dos volumes de GNL vendidos na atividade de *trading*.

A melhoria dos resultados financeiros deu também um contributo positivo, que mais do que compensou o efeito do aumento dos interesses minoritários na sequência do aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas.

O resultado líquido IFRS nos primeiros nove meses de 2012 foi de €331 milhões, incluindo um efeito *stock* positivo de €62 milhões, no seguimento da evolução dos preços do crude e dos produtos petrolíferos nos mercados internacionais durante este período.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2012, o resultado líquido RCA foi de €98 milhões, um aumento de 58% face ao terceiro trimestre de 2011 que se deveu ao melhor desempenho de todos os segmentos de negócio na sequência do aumento da produção de petróleo e de gás natural provenientes do Brasil, do aumento da margem de refinação e do aumento dos volumes vendidos de gás natural liquefeito na atividade de *trading*.

A melhoria dos resultados financeiros foi suficiente para compensar o efeito dos interesses minoritários na sequência do aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas.

O resultado líquido IFRS foi de €173 milhões e incluiu um efeito *stock* positivo de €68 milhões devido à subida dos preços do crude e dos produtos petrolíferos nos mercados internacionais.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

2. ANÁLISE DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

VENDAS E PRESTAÇÕES DE SERVIÇOS

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
4.277	4.925	648	15,1%	Vendas e prestações de serviços RCA	12.429	14.276	1.847	14,9%
60	127	67	111,6%	Exploração & Produção	233	338	105	45,0%
3.773	4.154	381	10,1%	Refinação & Distribuição	10.920	12.022	1.101	10,1%
497	691	193	38,9%	Gas & Power	1.608	2.199	591	36,8%
25	31	6	24,7%	Outros	91	91	0	0,3%
(78)	(78)	0	0,0%	Ajustamentos de consolidação	(423)	(373)	50	11,7%

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2012, as vendas e prestações de serviços RCA aumentaram 15% em relação ao período homólogo de 2011, para €14.276 milhões, para o que contribuíram todos os segmentos de negócio, na sequência principalmente dos aumentos da produção de petróleo, do preço e do volume dos produtos petrolíferos vendidos e dos volumes vendidos de gás natural liquefeito.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2012, as vendas e prestações de serviços RCA foram de €4.925 milhões, um aumento de 15% face ao terceiro trimestre de 2011 que se deveu a todos os segmentos de negócio na sequência principalmente do aumento da produção de petróleo, do preço dos produtos petrolíferos e dos volumes vendidos de gás natural liquefeito.

CUSTOS OPERACIONAIS

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
4.072	4.629	557	13,7%	Custos operacionais RCA	11.897	13.517	1.619	13,6%
3.769	4.300	531	14,1%	Custo das mercadorias vendidas	11.003	12.546	1.543	14,0%
220	243	23	10,3%	Fornecimentos e serviços externos	660	722	61	9,3%
82	85	3	3,6%	Custos com pessoal	234	249	15	6,3%

NOVE MESES

Os custos operacionais RCA aumentaram 14% nos primeiros nove meses de 2012 em relação ao período homólogo do ano anterior, para €13.517 milhões, principalmente devido à subida do custo das mercadorias vendidas na sequência do aumento dos volumes vendidos de produtos petrolíferos e de gás natural liquefeito, bem como do aumento do preço destes produtos.

Os custos com fornecimentos e serviços externos aumentaram 9% nos primeiros nove meses do ano face ao período homólogo de 2011, para €722 milhões, para o que contribuiu o acréscimo de custos associado ao aumento da atividade de produção de petróleo e de gás natural no Brasil e o aumento da tarifa de uso da rede de transporte e distribuição de gás natural em Portugal.

Nos primeiros nove meses de 2012, os custos com pessoal de €249 milhões aumentaram 6% face ao

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

período homólogo de 2011, devido sobretudo a especializações relativas a remunerações variáveis.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre os custos operacionais RCA foram de €4.629 milhões, um aumento de €557 milhões que se deveu principalmente à subida do custo das mercadorias vendidas. Este custo aumentou 14% para €4.300 milhões, devido principalmente ao aumento do preço dos produtos petrolíferos e dos volumes vendidos de gás natural liquefeito.

Os fornecimentos e serviços externos aumentaram 10% face ao terceiro trimestre de 2011, para €243

milhões, devido sobretudo à progressão dos custos associada ao aumento da produção de petróleo e gás natural no Brasil, bem como ao aumento da tarifa de uso da rede de transporte e distribuição de gás natural em Portugal.

No terceiro trimestre de 2012 os custos com pessoal foram de €85 milhões, uma subida de €3 milhões que se deveu principalmente às especializações relativas a remunerações variáveis e ao aumento do número de empregados.

DEPRECIAÇÕES E AMORTIZAÇÕES

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
97	99	2	1,6%	Depreciações e amortizações RCA	282	290	7	2,6%
38	33	(5)	(12,4%)	Exploração & Produção	109	96	(13)	(12,1%)
48	54	6	13,3%	Refinação & Distribuição	139	156	17	12,4%
11	10	(0)	(3,0%)	Gas & Power	32	35	3	9,0%
1	1	0	30,6%	Outros	2	3	1	25,4%

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2012, as depreciações e amortizações RCA foram de €290 milhões, um aumento de 3% face ao período homólogo de 2011.

No negócio de Exploração & Produção as depreciações e amortizações de €96 milhões representaram uma diminuição de €13 milhões face aos primeiros nove meses de 2011, o que se deveu à correção em alta das amortizações nesse período que resultou da revisão em baixa das reservas em Angola no segundo trimestre de 2011.

No negócio de Refinação & Distribuição as depreciações e amortizações foram de €156 milhões, um aumento de €17 milhões influenciado pela entrada em funcionamento das novas unidades do projeto de conversão da refinaria de Matosinhos.

No negócio de Gas & Power, o aumento de €3 milhões das depreciações e amortizações esteve essencialmente relacionado com a amortização de ativos intangíveis associados com a aquisição da empresa espanhola Madrileña Gas.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2012, as depreciações e amortizações RCA de €99 milhões estiveram em linha com as do período homólogo do ano anterior.

No segmento de negócio de Exploração & Produção, a diminuição de €5 milhões das depreciações e amortizações, para €33 milhões, deveu-se à correção em alta das amortizações que resultou da revisão em baixa das reservas em Angola no segundo trimestre de 2011.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

No negócio de Refinação & Distribuição as depreciações e amortizações foram de €54 milhões, um aumento de €6 milhões em relação ao terceiro trimestre de 2011 influenciado pela entrada em funcionamento das novas unidades do projeto de conversão da refinaria de Matosinhos.

As depreciações e amortizações de €10 milhões no negócio de Gas & Power incluíram a amortização de ativos intangíveis relacionados com a aquisição da empresa espanhola Madrileña Gas.

PROVISÕES

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
13	33	21	s.s.	Provisões RCA	18	54	36	s.s.
6	18	11	s.s.	Exploração & Produção	6	27	21	s.s.
6	10	4	70,0%	Refinação & Distribuição	11	18	7	62,6%
1	6	5	s.s.	Gas & Power	1	9	8	s.s.
-	-	-	s.s.	Outros	0	(0)	(0)	s.s.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2012, as provisões RCA foram de €54 milhões, um aumento de €36 milhões face ao mesmo período do ano anterior, devido essencialmente às provisões no segmento de negócio de Exploração & Produção.

Neste segmento, as provisões de €27 milhões reportaram-se sobretudo ao abandono previsto dos campos BBLT e Kuito, no bloco 14, em Angola.

No segmento de negócio de Refinação & Distribuição e de Gas & Power as provisões de €18 milhões e €9 milhões, respetivamente, deveram-se essencialmente a créditos de clientes de cobrança duvidosa.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre as provisões RCA atingiram os €33 milhões, com predomínio nos segmentos de Exploração & Produção e de Refinação & Distribuição.

No segmento de negócio de Exploração & Produção as provisões de €18 milhões estiveram principalmente relacionadas com o abandono previsto dos campos BBLT e Kuito, no bloco 14, em Angola.

As provisões de €10 milhões no segmento de negócio de Refinação & Distribuição e de €6 milhões no segmento de negócio de Gas & Power deveram-se a créditos de clientes de cobrança duvidosa.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

RESULTADOS OPERACIONAIS

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
112	173	61	54,7%	EBIT RCA	289	443	154	53,4%
19	59	40	s.s.	Exploração & Produção	70	174	104	148,2%
22	22	0	1,6%	Refinação & Distribuição	44	44	0	0,0%
68	88	20	29,3%	Gas & Power	168	219	51	30,2%
3	5	1	41%	Outros	7	7	(0)	(4,0%)

NOVE MESES

O EBIT RCA nos primeiros nove meses de 2012 foi de €443 milhões, um aumento de 53% face ao período homólogo de 2011, na sequência da melhoria do desempenho dos segmentos de negócio de Exploração & Produção e de Gas & Power.

O EBIT RCA do segmento de negócio de Exploração & Produção aumentou €104 milhões para €174 milhões, influenciado principalmente pelo aumento da produção de petróleo e gás natural no Brasil.

O segmento de negócio de Refinação & Distribuição apresentou um EBIT RCA de €44 milhões, em linha com o ano anterior, com o menor contributo da distribuição de produtos petrolíferos na Península Ibérica a ser compensado pelo aumento da margem de refinação e do crude processado.

O segmento de negócio de Gas & Power melhorou o seu desempenho face aos primeiros nove meses de 2011, tendo o EBIT RCA aumentado €51 milhões para €219 milhões na sequência principalmente do aumento dos volumes vendidos de gás natural liquefeito no segmento de *trading*, fundamentalmente na Ásia.

TERCEIRO TRIMESTRE

O EBIT RCA no terceiro trimestre de 2012 foi de €173 milhões, uma subida de 55% face ao terceiro trimestre de 2011 que se deveu ao melhor desempenho de todos os segmentos de negócio.

O EBIT RCA do segmento de negócio de Exploração & Produção aumentou €40 milhões para €59 milhões, influenciado principalmente pelo aumento da produção de petróleo e gás natural no Brasil.

No segmento de Refinação & Distribuição, o EBIT RCA foi de €22 milhões, em linha com o período homólogo de 2011, com o aumento da margem de refinação a ser compensado pelo menor contributo da distribuição de produtos petrolíferos na Península Ibérica.

O segmento de negócio de Gas & Power melhorou o seu desempenho face ao terceiro trimestre de 2011, apresentando um aumento do EBIT RCA de €20 milhões, para €88 milhões, na sequência do aumento dos volumes vendidos de gás natural liquefeito no segmento de *trading*, fundamentalmente na Ásia.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

OUTROS RESULTADOS

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
17	14	(3)	(18,0%)	Resultados de empresas associadas	53	56	3	5,8%
(0)	0	0	s.s.	Resultados de investimentos	0	0	(0)	s.s.
(29)	(13)	16	54,9%	Resultados financeiros	(94)	(30)	64	67,8%

NOVE MESES

Os resultados de empresas associadas nos primeiros nove meses de 2012 foram de €56 milhões, dos quais €42 milhões corresponderam à contribuição dos gasodutos internacionais EMPL, Gasoducto Al Ándalus e Gasoducto Extremadura.

Apesar de negativos em €30 milhões, os resultados financeiros tiveram uma melhoria de €64 milhões relativamente ao período homólogo do ano anterior, na sequência do menor custo financeiro líquido e de ganhos cambiais potenciais resultantes da valorização do dólar face ao real.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2012 os resultados das empresas associadas foram de €14 milhões, dos quais €13 milhões provenientes do contributo dos gasodutos internacionais EMPL, Gasoducto Al Ándalus e Gasoducto Extremadura.

Os resultados financeiros foram negativos em €13 milhões, uma melhoria de €16 milhões relativamente ao terceiro trimestre de 2011 na sequência do menor custo financeiro líquido, com o encaixe financeiro do aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas.

IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
48	88	40	83,7%	Imposto sobre o rendimento	144	169	25	17,3%
33%	32%	(1 p.p.)	s.s.	Taxa efetiva de imposto	27%	32%	5 p.p.	s.s.
(14)	(28)	14	s.s.	Efeito stock	(89)	(22)	(68)	75,6%
34	60	26	76,6%	Imposto sobre o rendimento RC	55	147	92	s.s.
1	(1)	(2)	s.s.	Eventos não recorrentes	9	7	(2)	(19,4%)
35	59	24	70,0%	Imposto sobre o rendimento RCA	63	154	91	s.s.
35%	34%	(1 p.p.)	s.s.	Taxa efetiva de imposto	26%	33%	7 p.p.	s.s.

NOVE MESES

O imposto sobre o rendimento RCA foi de €154 milhões, um aumento de €91 milhões face aos primeiros nove meses de 2011, na sequência da melhoria do desempenho dos segmentos de negócio de Exploração & Produção e Gas & Power.

A taxa efetiva de imposto foi de 33% face a 26% no período homólogo do ano anterior, consequência do

aumento dos resultados gerados no Brasil, fruto do aumento da produção de crude e de gás natural naquele país, com impacto simultaneamente na taxa de imposto sobre o rendimento e na taxa de participação especial.

O imposto a pagar referente ao período também aumentou por a taxa marginal de imposto aplicável às empresas residentes em Portugal ter aumentado a partir de janeiro de 2012.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre o imposto sobre o rendimento RCA foi de €59 milhões, correspondente a uma taxa

efetiva de imposto de 34%, em linha com a do terceiro trimestre de 2011.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

3. SITUAÇÃO FINANCEIRA

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

	Dezembro 31, 2011	Junho 30, 2012	Setembro 30, 2012	Variação vs dez 31, 2011	Variação vs jun 30, 2012
Ativo fixo	6.002	6.154	6.430	428	276
Outros ativos (passivos)	(407)	(460)	(583)	(176)	(122)
Empréstimo à Sinopec	-	976	950	950	(26)
Fundo de maneio	851	1.314	1.310	459	(4)
Capital empregue	6.446	7.983	8.107	1.662	124
Dívida de curto prazo	1.528	1.566	1.241	(288)	(326)
Dívida de longo prazo	2.274	2.179	2.155	(120)	(24)
Dívida total	3.803	3.745	3.395	(407)	(350)
Caixa e equivalentes	298	2.524	2.026	1.728	(498)
Dívida líquida	3.504	1.221	1.369	(2.135)	148
Total do capital próprio	2.941	6.763	6.738	3.797	(24)
Total do capital próprio e da dívida líquida	6.446	7.983	8.107	1.662	124
Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec	3.504	245	419	(3.085)	174

O ativo fixo a 30 de setembro de 2012 era de €6.430 milhões, um aumento de €276 milhões face ao final de junho de 2012, um reflexo do investimento efetuado no terceiro trimestre de 2012, principalmente nas atividades de exploração e produção.

De salientar o empréstimo de Usd 1,2 mil milhões, ou €950 milhões a 30 de setembro de 2012, do grupo Galp Energia à Sinopec concretizado no primeiro trimestre de 2012 na sequência do aumento de

capital da Petrogal Brasil e outras empresas relacionadas.

O fundo de maneio manteve-se estável em relação a 30 de junho de 2012, ainda que os *stocks* de crude e de produtos petrolíferos tivessem aumentado no terceiro trimestre de 2012, na sequência da subida dos preços daqueles produtos durante este período.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

DÍVIDA FINANCEIRA

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

	Dezembro 31, 2011		Junho 30, 2012		Setembro 30, 2012		Variação vs dez 31, 2011		Variação vs jun 30, 2012	
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo
Obrigações	280	905	420	485	420	485	140	(420)	-	-
Dívida bancária	863	1.119	496	1.694	496	1.670	(368)	550	(1)	(24)
Papel comercial	385	250	650	-	325	-	(60)	(250)	(325)	-
Caixa e equivalentes	(298)	-	(2.524)	-	(2.026)	-	(1.728)	-	498	-
Dívida líquida	3.504		1.221		1.369		(2.135)		148	
Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec	3.504		245		419		(3.085)		174	
Vida média (anos)	2,13		2,41		2,55		0,42		0,14	
<i>Net debt to equity</i>	119%		18%		20%		(98,8 p.p.)		2,3 p.p.	

A dívida líquida a 30 de setembro 2012 era de €1.369 milhões, um aumento de €148 milhões face ao final de junho de 2012. O aumento dos resultados da atividade operacional não foi suficiente para compensar o investimento em ativo fixo e o pagamento de dividendos no terceiro trimestre de 2012. A dívida líquida no final de setembro de 2012 incluía ainda €45 milhões relativos à consolidação da empresa Setgás.

De salientar, que se considerarmos o empréstimo de €950 milhões da Galp Energia à Sinopec, na sequência do aumento de capital da Petrogal Brasil e outras empresas relacionadas, como caixa e equivalentes, a dívida líquida ajustada seria de €419 milhões.

A 30 de setembro de 2012 o rácio *net debt to equity* era de 20%, ou de 6% se se considerasse o empréstimo à Sinopec.

O rácio *net debt to ebitda* RCA era de 1,4x no final de setembro de 2012, ou 0,4x considerando o empréstimo à Sinopec.

No final de setembro de 2012, a dívida de médio e longo prazo representava 63% do total, contra 58% no

final de junho de 2012. Do total da dívida de médio e longo prazo, 43% estava contratada a taxa fixa contra 42% no final de junho de 2012.

O prazo médio da dívida era de 2,55 anos no final de setembro de 2012.

O reembolso da dívida de médio e longo prazo está concentrado em 2013 e 2014, sem reembolsos de montante elevado em 2012.

O custo médio da dívida nos primeiros nove meses de 2012 foi de 4,4%, mais 19 pontos base do que no período homólogo de 2011, na sequência do aumento do custo do crédito.

A 30 de setembro de 2012, a caixa e equivalentes líquidos, atribuível aos interesses minoritários era de €148 milhões, sendo que a maioria deste montante se encontra contabilizado na subsidiária brasileira, Petrogal Brasil.

No final de setembro de 2012, a Galp Energia tinha linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas de €1,7 mil milhões; deste montante 50% estava firmado com bancos internacionais e 60% estava contratualmente garantido.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

4. CASH FLOW

Milhões de euros (valores em IFRS)

Terceiro trimestre			Nove meses	
2011	2012		2011	2012
159	264	EBIT	582	498
8	7	Dividendos de empresas associadas	38	41
100	111	Depreciações e amortizações	308	319
(124)	4	Fundo de maneoio	(369)	(459)
144	386	Cash flow gerado pelas atividades operacionais	559	398
(176)	(432)	Investimento líquido ⁽¹⁾	(771)	2.157
(31)	(4)	Juros pagos	(82)	(44)
(63)	(25)	Impostos	(121)	(59)
(2)	(101)	Dividendos pagos	(118)	(267)
(42)	27	Outros	(8)	(51)
(170)	(148)	Cash flow	(541)	2.135

¹ Investimento líquido inclui investimentos financeiros e nos nove meses de 2012 inclui também o montante de €2.946 milhões resultante do aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas, subscrito pela Sinopec

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2012 o *cash flow* gerado foi de €2.135 milhões na sequência do encaixe resultante do aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas. Este encaixe mais do que compensou o investimento em fundo de maneoio, bem como o investimento em ativo fixo e o pagamento de dividendos durante este período.

O *cash flow* gerado pelas atividades operacionais, de €398 milhões, foi positivamente influenciado pela melhor performance de todos os segmentos de negócio, ainda que parcialmente penalizado pelo aumento do investimento em fundo de maneoio. Este investimento resultou do aumento dos *stocks*, na sequência do aumento de preço dos produtos petrolíferos e do gás natural, do aumento do prazo médio de recebimentos e da diminuição do prazo de pagamentos a fornecedores.

O investimento líquido de €789, que exclui o impacto do aumento de capital subscrito pela Sinopec, milhões, bem como o montante de €267 milhões associado a dividendos pagos em maio e em

setembro, tiveram um impacto negativo na geração de *cash flow* durante o período.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2012, o *cash flow* foi negativo em €148 milhões principalmente devido ao investimento líquido e ao pagamento de dividendos durante o período, apesar do contributo positivo das atividades operacionais, de €386 milhões, suportado pela melhor performance operacional dos segmentos de negócio.

O investimento líquido atingiu os €432 milhões, tendo sido canalizado essencialmente para as atividades de exploração e produção. Este investimento inclui o apoio financeiro efetuado no âmbito da assinatura do acordo de cooperação técnica, operacional e financeira entre a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) de Moçambique e a Galp Energia.

O pagamento do dividendo intercalar, no montante de €101 milhões, teve também um impacto negativo na geração de *cash flow* no período.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

5. INVESTIMENTO

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
57	159	102	179,6%	Exploração & Produção	208	433	225	108,0%
148	50	(98)	(66,3%)	Refinação & Distribuição	560	135	(425)	(75,9%)
12	12	(1)	(5,5%)	Gas & Power	37	43	6	16,1%
1	1	0	s.s.	Outros	3	2	(1)	s.s.
218	222	3	1,6%	Investimento	808	613	(195)	(24,2%)

NOVE MESES

O investimento nos primeiros nove meses de 2012 foi de €613 milhões, tendo cerca de 70% do total sido afeto ao negócio de Exploração & Produção, em linha com a estratégia delineada pela Empresa. O negócio de Refinação & Distribuição, que até ao final de 2011 era o grande foco do investimento, representou nos primeiros nove meses do ano apenas cerca de 20% do total.

O investimento de €433 milhões no negócio de Exploração & Produção, ou seja, mais €225 milhões que no período homólogo de 2011 foi predominantemente afeto às atividades de exploração e desenvolvimento no Brasil, onde o bloco BM-S-11 absorveu €204 milhões. Cerca de 40% do investimento no segmento destinou-se a atividades de exploração, onde se destaca o investimento em Moçambique que totalizou €47 milhões e se destinou a atividades de exploração e avaliação na Área 4, nomeadamente no complexo Mamba.

O investimento nos segmentos de negócio de Refinação & Distribuição e de Gas & Power totalizou €178 milhões, tendo o primeiro contribuído com €135 milhões. A redução de €425 milhões do investimento no segmento de negócio de Refinação & Distribuição nos primeiros nove meses de 2012, face ao mesmo período do ano anterior, deveu-se à conclusão do investimento no projeto de conversão das refinarias. O investimento no negócio de Gas & Power, que totalizou €43 milhões, destinou-se sobretudo à rede

de distribuição de gás natural e à cogeração na refinaria de Matosinhos.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2012 o investimento foi de €222 milhões, em linha com o do período homólogo do ano anterior. O aumento do investimento na área de Exploração & Produção foi compensado pela redução no negócio de Refinação & Distribuição, na sequência da conclusão do investimento no projeto de conversão.

O investimento no negócio de Exploração & Produção aumentou €102 milhões no terceiro trimestre de 2012 face ao mesmo período do ano anterior, para €159 milhões. A continuação do investimento no bloco BM-S-11, no Brasil, absorveu €88 milhões no período. Do total do investimento neste segmento, cerca de 35% foi destinado a atividades de exploração, nomeadamente em Moçambique, onde o investimento atingiu os €14 milhões e focou-se nas atividades de sísmica e avaliação no complexo Mamba.

O negócio de Refinação & Distribuição absorveu €50 milhões, ou cerca de 20% do investimento total no período.

O negócio de Gas & Power absorveu cerca de 5% do investimento no trimestre, em linha com o mesmo período do ano anterior.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

INFORMAÇÃO POR SEGMENTOS

1. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
20,8	25,9	5,1	24,5%	Produção média <i>working interest</i> (mboepd)	20,6	24,8	4,2	20,5%
12,2	19,5	7,3	60,0%	Produção média <i>net entitlement</i> (mboepd)	11,9	18,3	6,4	54,0%
8,0	7,2	(0,8)	(10,2%)	Angola	8,8	8,1	(0,7)	(7,5%)
4,2	12,3	8,1	s.s.	Brasil	3,1	10,2	7,1	s.s.
107,2	102,4	(4,8)	(4,5%)	Preço médio de venda ¹ (Usd/boe)	105,8	101,8	(4,0)	(3,8%)
15,4	9,7	(5,7)	(36,9%)	Custo de produção ¹ (Usd/boe)	15,7	11,7	(4,0)	(25,7%)
47,7	23,1	(24,6)	(51,6%)	Amortizações ¹ (Usd/boe)	47,4	24,5	(22,9)	(48,2%)
1.261	6.629	5.369	s.s.	Ativo total líquido	1.261	6.629	5.369	s.s.
85	147	62	72,6%	Vendas e prestações de serviços ²	243	397	154,0	63,3%
63	110	46	73,5%	EBITDA RCA	186	297	111,1	59,8%
19	59	40	s.s.	EBIT RCA	70	174	104	148,2%

¹ Com base na produção *net entitlement*

² Considera vendas e variação da produção

ATIVIDADE

NOVE MESES

A produção *working interest* aumentou 20% nos primeiros nove meses de 2012 face ao período homólogo de 2011, para 24,8 mboepd. Este aumento deveu-se essencialmente ao incremento da produção do Brasil, nomeadamente do campo Lula, através da unidade de produção permanente FPSO Cidade de Angra dos Reis e do teste de produção na área de Iracema Sul. A produção no Brasil atingiu 10,2 mboepd, dos quais 16% referentes a gás natural. Em Angola a produção *working interest* foi de 14,6 mbopd, ou seja, menos 16% do que no período homólogo de 2011, devido ao declínio da produção nos campos do bloco 14.

A produção *net entitlement* subiu 54% para 18,3 mboepd face ao período homólogo de 2011, devido ao aumento da produção do Brasil, que mais do que compensou a diminuição da produção em Angola. Com efeito, a produção *net entitlement* em Angola desceu 7% face aos primeiros nove meses de 2011, uma redução inferior à registada na produção *working interest* devido ao aumento das taxas de produção na vertente do *cost oil*, associado aos

mecanismos de recuperação de custos do PSA dos campos Kuito e BBLT.

TERCEIRO TRIMESTRE

A produção *working interest* aumentou 24% no terceiro trimestre, para 25,9 mboepd, em consequência do aumento da produção no Brasil, que mais do que compensou a diminuição da produção em Angola. A produção no Brasil foi de 12,3 mboepd face a 4,2 mboepd no período homólogo de 2011, no seguimento do aumento do número de poços produtores ligados ao FPSO Cidade de Angra dos Reis em comparação com o período homólogo do ano anterior. A FPSO atingiu uma produção média de 10,9 mboepd líquida para a Galp Energia, próxima da sua capacidade total de processamento. Em Angola, a produção *working interest* foi 13,6 mbopd, menos 18% do que no trimestre homólogo de 2011, o que se deveu essencialmente à diminuição da produção do campo BBLT, em fase de maturidade, e do campo Tômbua Lândana, que foi objeto de trabalhos de manutenção durante o trimestre.

A produção *net entitlement* aumentou 60% face ao período homólogo de 2011, para 19,5 mboepd, um novo recorde de produção média trimestral. O aumento significativo do peso da produção do Brasil

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

para 63%, em comparação com os 34% do terceiro trimestre de 2011, deveu-se sobretudo ao desenvolvimento do projeto Lula, no pré-sal da bacia de Santos.

RESULTADOS

NOVE MESES

O EBIT RCA nos primeiros nove meses de 2012 foi de €174 milhões, face aos €70 milhões do período homólogo de 2011, o que se deveu essencialmente ao aumento de 54% da produção *net entitlement* e à diminuição das amortizações em Angola.

A contribuição do Brasil para o EBIT RCA deste segmento foi de 70%, face aos 62% nos primeiros nove meses de 2011, em linha com a alteração do perfil geográfico da produção.

Os custos de produção atingiram os €46 milhões, um aumento de €9 milhões face ao período homólogo de 2011, na sequência do aumento da atividade no Brasil. Numa base *net entitlement*, o custo unitário baixou de Usd 15,7/boe para Usd 11,7/boe.

As amortizações diminuíram para €96 milhões, face aos €109 milhões do período homólogo de 2011, devido à revisão em baixa das reservas em Angola no segundo trimestre de 2011, que aumentou as amortizações daquele ano. No Brasil, as amortizações aumentaram devido ao incremento de produção e à entrada em operação do gasoduto Lula-Mexilhão no final do terceiro trimestre de 2011. As amortizações em termos unitários, com base na produção *net entitlement*, foram de Usd 24,5/boe, uma diminuição significativa em relação aos Usd 47,4/boe do período homólogo de 2011, que resultou do aumento da base

de diluição de custos fixos, com o aumento da produção.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre o EBIT RCA aumentou €40 milhões face ao terceiro trimestre de 2011, para €59 milhões, o que resultou essencialmente do aumento de 60% da produção *net entitlement*, tendo a contribuição do Brasil para resultados aumentado de 83% no período homólogo de 2011 para 88% no terceiro trimestre de 2012.

Os custos de produção foram de €14 milhões, um aumento de €2 milhões face ao período homólogo de 2011, devido ao aumento da produção no Brasil. Em termos unitários o custo de produção baixou de Usd 15,4/boe no terceiro trimestre de 2011 para Usd 9,7/boe no trimestre homólogo de 2012, consequência da maior taxa de utilização da capacidade de produção da FPSO Cidade de Angra dos Reis no Brasil.

As amortizações diminuíram no terceiro trimestre de 2012 face ao período homólogo de 2011, de €38 milhões para €33 milhões, não obstante o aumento da produção e do investimento realizado entre os períodos. A diminuição das amortizações em Angola, que se deveu à revisão das reservas no final de 2011, mais do que compensou a subida das amortizações no Brasil na sequência do aumento da produção e do investimento. Numa base *net entitlement*, a amortização unitária baixou de Usd 47,7/boe para Usd 23,1/boe devido essencialmente ao aumento da produção *net entitlement*, que aumentou a base para diluição de custos fixos.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

2. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
(0,4)	3,9	4,3	s.s.	Margem de refinação <i>benchmark</i> ¹ (Usd/bbl)	(0,8)	1,8	2,6	s.s.
0,9	4,4	3,5	s.s.	Margem de refinação Galp Energia (Usd/bbl)	0,8	2,6	1,7	s.s.
2,4	1,8	(0,6)	(25,4%)	Custo <i>cash</i> das refinarias (Usd/bbl)	2,4	2,1	(0,2)	(10,2%)
20.745	21.281	536	2,6%	Crude processado (mbbl)	55.213	63.001	7.788	14,1%
3,0	3,0	0,0	1,5%	Matérias-primas processadas (milhões ton)	8,1	9,1	1,0	12,2%
4,3	4,2	(0,1)	(2,2%)	Vendas de produtos refinados (milhões ton)	12,1	12,5	0,3	2,5%
2,8	2,5	(0,3)	(9,3%)	Vendas a clientes diretos (milhões ton)	7,8	7,6	(0,3)	(3,5%)
1,6	1,4	(0,2)	(10,6%)	Empresas	4,5	4,4	(0,1)	(2,6%)
0,9	0,8	(0,1)	(8,1%)	Retalho	2,5	2,3	(0,2)	(8,1%)
0,1	0,1	(0,0)	(7,4%)	GPL	0,2	0,2	(0,0)	(4,9%)
0,2	0,2	(0,0)	(5,1%)	Outros	0,6	0,6	0,1	11,3%
0,7	0,8	0,2	23,9%	Exportações ² (milhões ton)	1,9	2,5	0,7	35,8%
1.515	1.498	(17)	(1,1%)	Número de estações de serviço	1.515	1.498	(17)	(1,1%)
596	597	1	0,2%	Número de lojas de conveniência	596	597	1	0,2%
6.917	7.582	665	9,6%	Ativo total líquido	6.917	7.582	665	9,6%
3.773	4.154	381	10,1%	Vendas e prestações de serviços	10.920	12.022	1.101	10,1%
75	86	11	14,1%	EBITDA RCA	194	218	24	12,5%
22	22	0	1,6%	EBIT RCA	44	44	0	(0,0%)

¹ Fonte: Platts. Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da margem *benchmark*, vide “Definições”

² Exportações do Grupo Galp Energia, excluindo vendas para o mercado Espanhol

ATIVIDADE

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2012 foram processados cerca de 63 milhões de barris de crude, um aumento de 14% face ao período homólogo de 2011, que tinha sido afetado, no primeiro trimestre desse ano, pela paragem técnica da refinaria de Sines, para manutenção e realização de interligações relacionadas com o projeto de conversão. A taxa de utilização da capacidade das refinarias no período foi de 70%, face aos 61% dos primeiros nove meses de 2011.

O crude representou 93% das matérias-primas processadas, com os crudes leves e condensados a representarem 30% do total, enquanto os crudes médios e pesados tiveram um peso de 54% e 16%, respetivamente.

No perfil de produção, o gasóleo teve um peso de 33%, seguido das gasolinas e do fuelóleo que

contribuíram com 21% cada. O *jet* contribuiu 8% para a produção total e os consumos e quebras no período foram de 7%.

O volume de vendas a clientes diretos acentuou a tendência de descida, para os 7,6 milhões de toneladas, menos 3% que nos primeiros nove meses de 2011. Esta descida deveu-se ao contexto económico adverso que continua a afetar a procura de produtos petrolíferos na Península Ibérica. Os volumes vendidos em África representaram 7% do total de vendas a clientes diretos no período.

As exportações para fora da Península Ibérica situaram-se nos 2,5 milhões de toneladas, mais 36% que no período homólogo de 2011, quando a produção disponível para exportação foi afetada negativamente pela paragem técnica da refinaria de Sines. A gasolina e o fuelóleo representaram, cada, 29% das exportações, em consequência da maior procura nos mercados internacionais, nomeadamente

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

nos EUA e nos mercados asiáticos, que sustentou a evolução positiva dos *cracks* destes produtos.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2012 foram processados cerca de 21 milhões de barris de crude na atividade de refinação, o que correspondeu a uma taxa de utilização da capacidade de 70%, em linha com o período homólogo de 2011. A atividade de refinação no trimestre foi afetada por paragens planeadas para manutenção, mas também por paragens não programadas na refinaria de Sines, como por exemplo a greve dos trabalhadores durante três dias em setembro.

O crude representou 94% das matérias-primas processadas, com os crudes leves e condensados a representarem 34% do total, enquanto os crudes médios e pesados tiveram um peso de 50% e 16%, respetivamente.

No perfil de produção, o gasóleo teve um peso de 33%, seguido das gasolinas e do fuelóleo, que representaram 22% e 21%, respetivamente. O *jet* representou 8% da produção total e os consumos e quebras no período foram de 7%.

O volume de vendas a clientes diretos baixou 9% face ao mesmo período de 2011, para 2,5 milhões de toneladas, tendo a atividade de distribuição de produtos petrolíferos sido afetada pelo contexto económico adverso na Península Ibérica. Os volumes vendidos em África totalizaram 7% do total das vendas a clientes diretos no período.

As exportações para fora da Península Ibérica foram de 0,8 milhões de toneladas, um aumento de 24% face ao mesmo período de 2011, que se deveu sobretudo ao aumento da produção disponível para exportação no seguimento da menor procura interna. O aumento da procura de fuelóleo e de gasolina levou a que as exportações destes produtos tivessem representado 34% e 29% do total do volume exportado no período.

RESULTADOS

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2012, o segmento de negócio de Refinação & Distribuição registou um EBIT RCA de €44 milhões, em linha com o mesmo período de 2011. Apesar do menor contributo da atividade de distribuição de produtos petrolíferos para os resultados no período, o segmento de negócio beneficiou do aumento das margens de refinação nos mercados internacionais e do aumento do crude processado no período.

A margem de refinação da Galp Energia no período foi de Usd 2,6/bbl, face a Usd 0,8/bbl nos primeiros nove meses de 2011, tendo sido influenciada pela evolução positiva das margens de refinação a nível internacional, que beneficiaram, sobretudo, do aumento dos *cracks* da gasolina e do fuelóleo, mas também do *crack* do gasóleo.

O prémio face à margem *benchmark* no período situou-se nos Usd 0,8/bbl, comparado com um prémio de Usd 1,6/bbl nos primeiros nove meses de 2011. Esta descida deveu-se principalmente à diminuição da diferença de preço entre crudes leves e pesados e à suboptimização e subutilização da refinaria de Sines, no seguimento das paragens técnicas em 2012.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €106 milhões, ou seja, Usd 2,1/bbl em termos unitários, abaixo dos Usd 2,4/bbl do período homólogo de 2011.

A contração do volume de produtos petrolíferos distribuídos na sequência do contexto económico adverso na Península Ibérica reduziu o contributo da atividade de distribuição para os resultados nos primeiros nove meses de 2012, embora o negócio de produtos petrolíferos em África tivesse dado um contributo positivo para resultados.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2012 o segmento de negócio de Refinação & Distribuição obteve um EBIT RCA de €22 milhões, uma subida de 2% face ao trimestre homólogo de 2011. Esta melhoria dos resultados deveu-se ao aumento dos resultados obtidos na atividade de refinação, que beneficiou principalmente do aumento da margem de refinação no período, apesar da menor contribuição da atividade de distribuição de produtos petrolíferos.

A margem de refinação da Galp Energia no período foi de Usd 4,4/bbl, uma subida de Usd 3,5/bbl face ao terceiro trimestre de 2011, que acompanhou a melhoria das margens de refinação nos mercados internacionais. Não obstante a melhoria da margem de refinação, o volume de crude processado diminuiu no período, fruto das paragens registadas, com impacto negativo nos resultados deste negócio.

O prémio da margem de refinação da Galp Energia face ao *benchmark* situou-se nos Usd 0,5/bbl,

comparativamente a Usd 1,3/bbl no período homólogo de 2011. Esta redução deveu-se sobretudo à menor diferença entre o preço dos crudes leves e pesados entre períodos.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €29 milhões no período, face a €34 milhões no período homólogo de 2011. Em termos unitários, os custos *cash* foram de Usd 1,8/bbl, abaixo dos Usd 2,4/bbl do mesmo período de 2011, quando as paragens de unidades nas refinarias de Sines e de Matosinhos tiveram um efeito negativo nos respetivos custos operacionais, e também pela valorização do dólar face ao euro.

O negócio de distribuição de produtos petrolíferos foi afetado no período pela quebra da procura na Península Ibérica, consequência da envolvente económica adversa, o que reduziu o contributo daquela atividade para os resultados no período, ainda que beneficiando do aumento da atividade em África.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

3. GAS & POWER

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
1.159	1.470	311	26,9%	Vendas totais de gás natural (milhões m ³)	3.951	4.696	745	18,9%
1.071	983	(88)	(8,3%)	Vendas a clientes diretos (milhões m ³)	3.527	3.016	(512)	(14,5%)
490	407	(83)	(16,9%)	Elétrico	1.479	998	(481)	(32,5%)
480	493	13	2,7%	Industrial	1.495	1.565	70	4,7%
88	58	(30)	(33,8%)	Residencial	475	373	(102)	(21,4%)
13	24	12	89,7%	Outras comercializadoras	78	79	1	1,1%
88	488	400	s.s.	Trading (milhões m ³)	423	1.680	1.256	s.s.
1.309	1.284	(25)	(1,9%)	Clientes de gás natural ¹ (milhares)	1.309	1.284	(25)	(1,9%)
320	317	(3)	(0,9%)	Vendas de eletricidade à rede ² (GWh)	867	954	86	10,0%
1.049	1.226	177	16,9%	Ativo fixo líquido de gás natural ³	1.049	1.226	177	16,9%
2.180	2.458	279	12,8%	Ativo total líquido	2.180	2.458	279	12,8%
497	691	193	38,9%	Vendas e prestações de serviços	1.608	2.199	591	36,8%
80	105	25	31,4%	EBITDA RCA	200	262	62	30,8%
68	88	20	29,3%	EBIT RCA	168	219	51	30,2%
35	58	23	66,9%	Comercialização ⁴	59	128	69	116,6%
26	25	(1)	(4,2%)	Infraestruturas	90	73	(16)	(18,4%)
7	5	(2)	(33,8%)	Power	19	17	(2)	(9,1%)

¹ Inclui empresas que não consolidam, mas nas quais a Galp Energia detém uma participação significativa

² Inclui a empresa Energin que não consolida, mas na qual Galp Energia detém uma participação de 35%. A esta empresa corresponde nos primeiros nove meses e terceiro trimestre de 2012 vendas de eletricidade à rede de 226 GWh e 77 GWh, respetivamente

³ Exclui investimentos financeiros. Ativo fixo líquido numa base consolidada

⁴ Inclui comercialização livre e regulada

ATIVIDADE

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2012 as vendas de gás natural foram de 4.696 milhões de metros cúbicos, um aumento de 19% em relação ao período homólogo de 2011 que se deveu principalmente ao aumento dos volumes vendidos de GNL no segmento de *trading*.

As vendas a clientes diretos foram de 3.016 milhões metros cúbicos, uma diminuição de 15% face aos primeiros nove meses de 2011, na sequência da redução das vendas aos segmentos elétrico e residencial. A diminuição das vendas ao segmento elétrico deveu-se ao aumento do peso do carvão na produção de eletricidade em Portugal, comparativamente aos primeiros nove meses de 2011, e ao aumento das importações de eletricidade de Espanha. Os consumos no segmento residencial foram afetados pela temperatura mais amena que

caracterizou o início do ano e pela perda de clientes em Espanha, em comparação com o período homólogo do ano anterior.

As vendas ao segmento industrial subiram 5%, para 1.565 milhões de metros cúbicos, resultado do aumento dos autoconsumos de gás natural pelas unidades da Galp Energia, nomeadamente a unidade de cogeração da refinaria de Matosinhos e a unidade de hidrogénio associada ao *hydrocracker* da refinaria de Sines, que se encontram atualmente em fase de comissionamento, e da angariação de novos clientes neste segmento.

No segmento de *trading* as vendas de gás natural foram de 1.680 milhões de metros cúbicos, um aumento de 1.256 milhões de metros cúbicos face ao período homólogo de 2011. As vendas neste segmento beneficiaram do aumento da procura de gás natural liquefeito, especialmente na Ásia e na América Latina.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

As vendas de eletricidade à rede nos primeiros nove meses de 2012 foram de 954 GWh, contra 867 GWh no período homólogo de 2011, quando a atividade nas cogerações de Sines e da Energin esteve parcialmente interrompida.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2012, as vendas de gás natural, suportadas pelo segmento de *trading*, foram de 1.470 milhões de metros cúbicos, ou seja, mais 27% do que no período homólogo de 2011.

As vendas a clientes diretos foram de 983 milhões metros cúbicos, uma redução de 8% face ao terceiro trimestre de 2011, resultado da quebra nas vendas aos segmentos elétrico e residencial. A diminuição no segmento elétrico foi influenciada pela menor produção de eletricidade em Portugal, que foi compensada por uma maior importação deste produto, e pelo aumento da utilização do carvão na produção de eletricidade em comparação com o período homólogo do ano anterior. A diminuição das vendas no segmento residencial deveu-se principalmente à redução dos consumos no mercado espanhol.

No segmento de *trading* as vendas de gás natural foram de 488 milhões de metros cúbicos, um aumento de 400 milhões de metros cúbicos face ao terceiro trimestre de 2011. As vendas neste segmento beneficiaram do aumento da procura de gás natural, especialmente na Ásia e na América Latina.

As vendas de eletricidade à rede foram de 317 GWh, contra 320 GWh no terceiro trimestre de 2011. A paragem programada na cogeração da refinaria de Sines durante este trimestre foi totalmente compensada, em termos de geração de energia, pela entrada em exploração da cogeração da refinaria de Matosinhos.

RESULTADOS

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2012, o EBIT RCA foi de €219 milhões, um aumento de €51 milhões face ao período homólogo de 2011, o que ficou a dever-se à melhoria dos resultados na comercialização de GNL no mercado internacional.

No negócio de comercialização de gás natural, o EBIT RCA foi de €128 milhões, um aumento de €69 milhões comparado com os primeiros nove meses de 2011, devido sobretudo ao aumento dos volumes vendidos e das margens de comercialização nas vendas de gás natural liquefeito para o mercado internacional.

O negócio da infraestrutura gerou um EBIT RCA de €73 milhões, menos €16 milhões do que no período homólogo de 2011, quando foi contabilizada parte da recuperação do diferencial entre os métodos com e sem alisamento dos anos gás 2008/2009 e 2009/2010 e eliminada a ponderação de sazonalidade nos proveitos permitidos.

Após a conclusão, no início de Agosto de 2012, da aquisição da participação na distribuidora de gás natural Setgás, esta passou a consolidar integralmente na Galp Energia.

O EBIT RCA do negócio do *power* foi de €17 milhões, uma redução de 9% comparado com os primeiros nove meses de 2011. Esta redução justifica-se principalmente pela paragem programada na cogeração da refinaria de Sines no terceiro trimestre de 2012.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2012, o EBIT RCA foi de €88 milhões, mais 29% do que no período homólogo de 2011, consequência da melhoria dos resultados das atividades de comercialização de GNL no mercado internacional.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

No negócio de comercialização de gás natural, o EBIT RCA foi de €58 milhões, um aumento de €23 milhões que se deveu sobretudo ao aumento dos volumes vendidos e das margens de comercialização de gás natural liquefeito nas vendas para o mercado internacional.

No negócio da infraestrutura, o EBIT RCA ficou em linha com o ano anterior, nos €25 milhões de euros, com o aumento das amortizações a ser compensado

pela consolidação integral da Setgás, com impacto de €2 milhões no EBIT RCA.

O EBIT RCA do negócio do *power* situou-se nos €5 milhões de euros, uma redução face aos €7 milhões em comparação com o período homólogo de 2011. Esta redução deveu-se principalmente à paragem programada da cogeração da refinaria de Sines.

PREVISÕES DE CURTO PRAZO

Este capítulo do relatório tem como objetivo divulgar a visão da Galp Energia sobre algumas variáveis chave que influenciam o seu desempenho operacional no curto prazo. No entanto, nem todas estas variáveis são controladas pela Galp Energia, uma vez que algumas são exógenas.

ENVOLVENTE DE MERCADO

A Galp Energia antecipa que o preço do *dated Brent* suba ligeiramente no quarto trimestre de 2012, resultado dos problemas na produção no Mar do Norte, das tensões políticas envolvendo a Síria, a Turquia, o Irão e Israel, e do abrandamento da atividade de manutenção das refinarias na bacia do atlântico.

Os *cracks* de gasolina deverão baixar consideravelmente durante o quarto trimestre de 2012, com o fim da *driving season* nos EUA e após a resolução das paragens planeadas e não planeadas das refinarias, que ocorreram no terceiro trimestre do ano.

No quarto trimestre de 2012, o aumento sazonal do *crack* do gasóleo nos meses de inverno deverá ser compensado em parte pelo aumento do preço do *dated Brent*.

O *crack* do fuelóleo deverá voltar à média histórica para esta altura do ano, influenciado pelo aumento do preço do *dated Brent*.

Dada a maior disponibilidade de produto, com o fim da época de manutenção do aparelho refinador e a resolução das paragens não programadas que ocorreram no terceiro trimestre de 2012, bem como o

aumento do preço do *dated Brent*, as margens *benchmark* de Roterdão deverão diminuir face ao trimestre anterior.

ATIVIDADE OPERACIONAL

No segmento de negócio de Exploração & Produção, a produção *working interest* de crude deverá atingir cerca de 24 mboepd no quarto trimestre de 2012, uma descida face ao trimestre anterior, nomeadamente devido à conclusão do teste de produção na área de Iracema Sul, que representou uma produção de cerca de 1,2 mboepd no terceiro trimestre de 2012 e a trabalhos de manutenção na FPSO Cidade de Angra dos Reis.

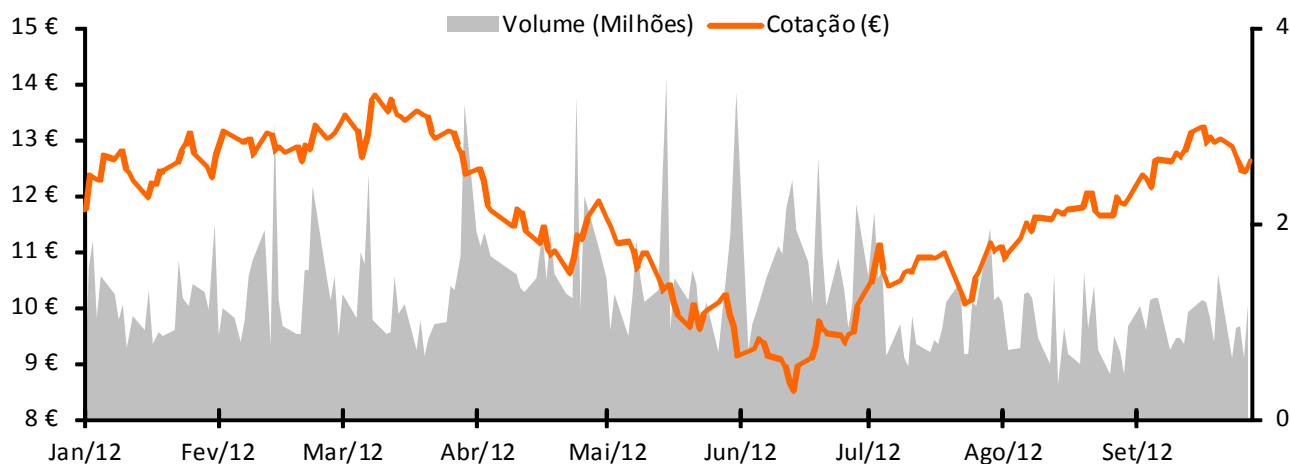
No segmento de negócio de Refinação & Distribuição, prevê-se que o volume de crude processado diminua face àquele processado no terceiro trimestre de 2012, dado a greve de trabalhadores no mês de outubro, durante 6 dias, e a paragem programada de algumas unidades da refinaria de Matosinhos. As vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos deverão baixar, relativamente ao terceiro trimestre de 2012, influenciadas pela sazonalidade e pelo contexto económico adverso que se vive na Península Ibérica, resultante da política de austeridade em vigor, nomeadamente em Portugal.

No segmento de negócio de Gas & Power, a Galp Energia estima que os volumes vendidos no quarto trimestre de 2012 diminuam em relação ao terceiro trimestre do ano, influenciados principalmente pela descida sazonal do segmento eléctrico e pela menor atividade de *trading*. A atividade de infraestrutura deverá ter um desempenho operacional estável face ao verificado no terceiro trimestre de 2012.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

AÇÃO GALP ENERGIA

EVOLUÇÃO DA COTAÇÃO DA AÇÃO GALP ENERGIA



Fonte: Euroinvestor

NOVE MESES

Desde o início de 2012 até ao final de setembro, a ação da Galp Energia valorizou 11%, tendo encerrado o período a cotar nos €12,62. Desde a oferta pública inicial, a 23 de outubro de 2006, até ao final de setembro de 2012, a ação da Galp Energia teve um desempenho positivo e valorizou cerca de 117%. A cotação máxima da Galp Energia nos primeiros nove meses do ano foi de €13,78, enquanto a mínima foi de €8,33. Durante este período, foram transacionadas

cerca de 240 milhões de ações, o que equivaleu a uma média diária de 1,3 milhões de ações. No final de setembro a Galp Energia tinha uma capitalização bolsista de €10,5 mil milhões.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2012, a cotação da ação da Galp Energia subiu 26% face ao fecho do segundo trimestre do ano, tendo o volume transacionado sido de 63,4 milhões de ações, equivalente a uma média diária de 1 milhão de ações.

Detalhe da ação	
ISIN	PTGALOAM0009
Reuters	GALP.LS
Bloomberg	GALP.PL
Número de ações	829.250.635

Principais indicadores			
	2011	3T12	2012
Min (€)	11,26	9,91	8,33
Max (€)	16,97	13,22	13,78
Média (€)	14,31	11,62	11,63
Cotação de fecho (€)	11,38	12,62	12,62
Volume (Mações)	341,2	63,4	240,4
Volume médio por dia (Mações)	1,3	1,0	1,3
Capitalização bolsista (M€)	9.437	10.465	10.465

EVENTOS DO TERCEIRO TRIMESTRE DE 2012

CORPORATIVO

PARTICIPAÇÕES QUALIFICADAS

No dia 20 de julho e de acordo com os termos dos acordos celebrados entre a Eni, a Amorim Energia, e a CGD do dia 29 de março de 2012, a Amorim Energia cumpriu a sua obrigação de aquisição à Eni das ações representativas de 5% do capital social da Galp Energia, a um preço de €14,25 por ação, passando assim a deter diretamente 38,34% do capital social desta sociedade. O resumo dos termos destes acordos pode ser consultado no seguinte *link*:

<http://www.galpenergia.com/PT/investidor/Noticias/Paginas/ParticipacaoqualificadadaAmorimEnergiaBV.a.spx>

NOMEAÇÃO DE NOVOS MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

A Galp Energia anunciou no dia 26 de julho a nomeação de quatro novos administradores, bem como a nova composição da comissão executiva e respetiva distribuição de responsabilidades pelos seus membros. Os novos membros do conselho de administração são: Luís Palha da Silva, Filipe Silva, Sérgio Gabrielli de Azevedo e Abdul Magid Osman.

PAGAMENTO DE DIVIDENDO

No dia 28 de agosto a Galp energia anunciou o pagamento, a partir do dia 18 de setembro, do dividendo intercalar, no valor de €0,12 por ação.

PARTICIPAÇÕES QUALIFICADAS

No dia 19 de setembro de 2012, o JPMorgan Chase & Co. comunicou à Galp Energia que a sua subsidiária J.P. Morgan Securities plc, passou a deter, desde 17 de setembro, uma participação qualificada no capital social da Galp Energia e correspondentes direitos de voto, de valor superior ao limite de 2%.

Já no dia 24 de setembro de 2012, o JPMorgan Chase & Co. comunicou à Galp Energia que a sua subsidiária J.P. Morgan Securities plc, passou a deter, desde 19 de setembro, uma participação qualificada no capital social da Galp Energia inferior ao limite de 2%.

GALP ENERGIA NO DOW JONES SUSTAINABILITY INDEX

A 13 de setembro, a Galp Energia anunciou que passou a integrar pela primeira vez os índices Dow Jones Sustainability Index (DJSI) World e DJSI Europe, no seguimento da revisão do ano de 2012 das empresas constituintes daqueles índices. Com esta entrada, a Galp Energia passou a fazer parte do grupo de empresas que se destaca e que é reconhecida pelas suas políticas de sustentabilidade tanto a nível europeu, como a nível mundial.

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

ATRIBUIÇÃO DE CONTRATOS PARA AS FPSO DESTINADAS AO PRÉ-SAL

No dia 20 de julho a Galp Energia anunciou que, em conjunto com os seus parceiros, aprovou a assinatura de dez contratos, no valor total de US\$4,5 mil milhões, para a construção e integração dos primeiros seis módulos *topside* das oito FPSO (*floating, production, storage and offloading unit*) replicantes que estão a ser construídas no Brasil para os projetos dos blocos BM-S-11 e BM-S-9 no pré-sal da bacia de Santos.

DESENVOLVIMENTO DO CAMPO LIANZI NO OFFSHORE DE ANGOLA E DA REPÚBLICA DO CONGO

No dia 30 de julho, a Galp Energia, parceira do consórcio para exploração do campo Lianzi (Bloco 14-K), anunciou que irá prosseguir o desenvolvimento deste campo, localizado no *offshore* entre a República do Congo e a República de Angola, com recurso a uma ligação à plataforma do campo Benguela-Belize-Lobito-Tomboco (BBLT) no Bloco 14 em Angola. As expectativas do consórcio apontam para o início de produção em 2015, uma produção máxima de 46

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

mboepd e um investimento total estimado de cerca de \$2 mil milhões.

MAMBA NORTH EAST 2 AUMENTA POTENCIAL DA ÁREA 4 EM MOÇAMBIQUE

A Galp Energia, parceira do consórcio para a exploração da Área 4 na bacia de Rovuma, no *offshore* de Moçambique, anunciou a 1 de agosto uma nova descoberta de gás natural de grande dimensão na parte este do bloco, no prospeito de exploração Mamba North East 2. Esta nova descoberta aumentou os recursos da Área 4 em pelo menos 10 biliões de pés cúbicos (tcf) de gás no jazigo, confirmando um volume mínimo de 62 tcf de gás no jazigo já descobertos. Destes recursos, pelo menos 20 tcf encontram-se em reservatórios localizados exclusivamente na Área 4. Este resultado aumenta o potencial total estimado das descobertas na Área 4 para um valor total de 70 tcf de gás no jazigo.

NOVOS DADOS SOBRE DESCOBERTA DE CARCARÁ

A Galp Energia, parceira do consórcio para a exploração do bloco BM-S-8, anunciou a 14 de agosto, novos dados obtidos com a perfuração do poço Carcará, em águas ultra profundas, no pré-sal da Bacia de Santos. Foram recolhidas novas amostras de petróleo até à profundidade de 6.131 metros. O poço, ainda em perfuração, já confirmou uma coluna maior que 400 metros de petróleo, caracterizada principalmente por reservatórios contínuos e conectados.

GAS & POWER

AQUISIÇÃO DAS PARTICIPAÇÕES DA ENI NAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL SETGÁS E LUSITANIAGÁS

A Galp Energia concluiu no dia 1 de agosto a aquisição das participações de 21,9% na Setgás e de 10,6% na Lusitaniagás, à Eni, passando a deter uma participação de 66,9% e 96,3% nas concessionárias reguladas de distribuição de gás natural Setgás e Lusitaniagás, respetivamente. Esta aquisição envolveu um montante total de €40,5 milhões.

EVENTOS APÓS O ENCERRAMENTO DO TERCEIRO TRIMESTRE DE 2012

CORPORATIVO

ACORDO DE COOPERAÇÃO ENTRE A ENH E A GALP ENERGIA

A Galp Energia anunciou, a 8 de outubro, a celebração de um acordo de cooperação técnica, operacional e financeira, com ênfase nas respetivas participações na bacia de Rovuma em Moçambique, com a Empresa Nacional de Hidrocarbonetos, EP (ENH), empresa pública da República de Moçambique. Este acordo tem como objetivo formalizar e aprofundar a cooperação já existente entre as duas empresas, bem como a análise e avaliação conjunta de oportunidades de investimento em atividades de exploração e produção em Moçambique.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

COLABORADORES

	Dezembro 31, 2011	Junho 30, 2012	Setembro 30, 2012	Variação vs dez 31, 2011	Variação vs jun 30, 2012
Exploração & Produção	95	100	122	27	22
Refinação & Distribuição	6.131	6.202	6.216	85	14
Gas & Power	509	497	563	54	66
Outros	646	726	588	(58)	(138)
Total de colaboradores	7.381	7.525	7.489	108	(36)
Colaboradores das estações de serviço e biocombustíveis	3.264	3.413	3.286	22	(127)
Total de colaboradores <i>offsite</i>	4.117	4.112	4.203	86	91

RESULTADOS DE EMPRESAS PARTICIPADAS

Milhões de Euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
2,1	2,1	0,0	0,3%	CLH	6,1	5,0	(1,1)	(17,4%)
1,3	1,2	(0,1)	(7,5%)	CLC	3,8	3,7	(0,1)	(2,8%)
12,0	13,4	1,5	12,4%	<i>Pipelines</i> internacionais	35,2	42,2	6,9	19,6%
1,0	0,3	(0,6)	(65,5%)	Setgás - Distribuidora de Gás Natural	3,0	2,1	(0,9)	(31,1%)
0,9	(3,0)	(3,9)	s.s.	Outros	4,8	3,1	(1,7)	(35,9%)
17,3	14,1	(3,1)	(18,0%)	Total	52,9	56,0	3,1	5,8%

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E VALORES REPLACEMENT COST AJUSTADOS

1. EBIT REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

Milhões de euros

Terceiro trimestre					2012	Nove meses				
EBIT	Efeito stock	EBIT RC	Eventos não recorrentes	EBIT RCA		EBIT	Efeito stock	EBIT RC	Eventos não recorrentes	EBIT RCA
264	(96)	169	4	173	EBIT	498	(84)	414	29	443
47	-	47	12	59	E&P	138	-	138	36	174
128	(100)	28	(6)	22	R&D	131	(81)	49	(6)	44
85	5	89	(2)	88	G&P	223	(3)	220	(2)	219
5	0	5	-	5	Outros	6	-	6	0	7

Milhões de euros

Terceiro trimestre					2011	Nove meses				
EBIT	Efeito stock	EBIT RC	Eventos não recorrentes	EBIT RCA		EBIT	Efeito stock	EBIT RC	Eventos não recorrentes	EBIT RCA
159	(49)	110	2	112	EBIT	582	(315)	267	21	289
16	0	16	3	19	E&P	43	0	43	27	70
70	(47)	23	(1)	22	R&D	356	(308)	48	(4)	44
70	(2)	68	0	68	G&P	177	(7)	169	(1)	168
3	0	3	-	3	Outros	7	-	7	-	7

2. EBITDA REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

Milhões de euros

Terceiro trimestre					2012	Nove meses				
EBITDA	Efeito stock	EBITDA RC	Eventos não recorrentes	EBITDA RCA		EBITDA	Efeito stock	EBITDA RC	Eventos não recorrentes	EBITDA RCA
410	(96)	314	(9)	306	EBITDA	872	(84)	788	(2)	786
110	-	110	(0)	110	E&P	291	-	291	6	297
195	(100)	94	(9)	86	R&D	308	(81)	226	(8)	218
100	5	105	0	105	G&P	265	(3)	262	0	262
6	0	6	-	6	Outros	9	-	9	0	9

Milhões de euros

Terceiro trimestre					2011	Nove meses				
EBITDA	Efeito stock	EBITDA RC	Eventos não recorrentes	EBITDA RCA		EBITDA	Efeito stock	EBITDA RC	Eventos não recorrentes	EBITDA RCA
271	(49)	222	(1)	222	EBITDA	906	(315)	591	(2)	589
63	0	63	(0)	63	E&P	186	0	186	0	186
122	(47)	76	(0)	75	R&D	505	(308)	197	(3)	194
81	(2)	80	-	80	G&P	207	(7)	199	1	200
4	-	4	-	4	Outros	9	-	9	-	9

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

3. EVENTOS NÃO RECORRENTES

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Milhões de Euros

Terceiro trimestre			Nove meses	
2011	2012		2011	2012
		Exclusão de eventos não recorrentes		
(0,0)	0,0	Ganhos/ perdas na alienação ativos	(0,0)	(0,0)
(0,0)	-	Write-off ativos	0,2	-
3,4	11,8	Imparidade de ativos	26,7	29,7
-	(0,0)	Outros FSE - Estudos com aumento capital Brasil	-	5,9
3,4	11,8	Eventos não recorrentes do EBIT	26,8	35,6
(0,0)	-	Outros resultados financeiros	(0,0)	-
3,4	11,8	Eventos não recorrentes antes de impostos	26,8	35,6
(1,2)	(4,0)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(9,1)	(11,0)
-	(2,3)	Interesses minoritários	-	(3,8)
2,2	5,5	Total de eventos não recorrentes	17,7	20,7

REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

Milhões de Euros

Terceiro trimestre			Nove meses	
2011	2012		2011	2012
		Exclusão de eventos não recorrentes		
0,0	0,0	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	(5,8)	(1,0)
(1,0)	(0,2)	Ganhos / perdas na alienação de ativos	(1,4)	(1,5)
(0,2)	(0,0)	Write-off ativos	0,1	0,1
0,7	0,2	Rescisão contratos pessoal	4,0	2,6
(0,6)	0,1	Provisão para meio ambiente e outras	(0,2)	0,1
-	2,8	Provisão para outras contas a receber	-	2,8
(0,4)	(0,0)	Imparidade de ativos	(0,9)	(0,0)
-	(8,6)	Venda de platina	-	(8,6)
(1,4)	(5,7)	Eventos não recorrentes do EBIT	(4,2)	(5,6)
0,5	-	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	0,5	-
-	(1,1)	Goodwill aumento da participação na Setgás	-	(1,1)
(0,9)	(6,8)	Eventos não recorrentes antes de impostos	(3,7)	(6,7)
0,2	2,4	Impostos sobre eventos não recorrentes	0,9	2,2
(0,8)	(4,4)	Total de eventos não recorrentes	(2,8)	(4,5)

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

GAS & POWER

Milhões de Euros

Terceiro trimestre			Nove meses	
2011	2012		2011	2012
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	-	Ganhos / perdas na alienação de ativos	(0,0)	(0,0)
-	0,0	Write-off ativos	1,2	0,0
-	-	Rescisão contratos pessoal	-	0,1
0,0	(1,7)	Provisão para meio ambiente e outras	(2,5)	(1,7)
0,0	(1,7)	Eventos não recorrentes do EBIT	(1,3)	(1,6)
-	(5,4)	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	-	(5,4)
-	(3,5)	Goodwill aumento da participação na Setgás	-	(3,5)
0,0	(10,6)	Eventos não recorrentes antes de impostos	(1,3)	(10,5)
(0,0)	2,1	Imposto sobre eventos não recorrentes	(0,4)	2,0
0,0	(8,5)	Total de eventos não recorrentes	(1,7)	(8,5)

OUTROS

Milhões de Euros

Terceiro trimestre			Nove meses	
2011	2012		2011	2012
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	-	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	-	(0,1)
-	-	Rescisão contratos pessoal	-	0,4
-	-	Eventos não recorrentes do EBIT	-	0,3
(0,0)	-	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	(0,0)	-
(0,0)	-	Eventos não recorrentes antes de impostos	(0,0)	0,3
0,0	-	Impostos sobre eventos não recorrentes	0,0	(0,1)
(0,0)	-	Total de eventos não recorrentes	(0,0)	0,2

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

RESUMO CONSOLIDADO

Milhões de Euros

Terceiro trimestre			Nove meses	
2011	2012		2011	2012
		Exclusão de eventos não recorrentes		
0,0	0,0	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	(5,8)	(1,1)
(1,1)	(0,2)	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(1,4)	(1,6)
(0,2)	0,0	<i>Write-off</i> ativos	1,5	0,1
-	(8,6)	Venda de platina	-	(8,6)
0,7	0,2	Rescisão contratos pessoal	4,0	3,1
(0,5)	(1,6)	Provisão para meio ambiente e outras	(2,7)	(1,6)
-	2,8	Provisão para outras contas a receber	-	2,8
3,1	11,8	Imparidade de ativos	25,7	29,7
-	(0,0)	Outros FSE - Estudos com aumento capital Brasil	-	5,9
2,0	4,4	Eventos não recorrentes do EBIT	21,3	28,8
0,5	(5,4)	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	0,5	(5,4)
-	(4,6)	<i>Goodwill</i> aumento da participação na Setgás	-	(4,6)
2,5	(5,6)	Eventos não recorrentes antes de impostos	21,8	18,7
(1,0)	0,5	Impostos sobre eventos não recorrentes	(8,6)	(6,9)
-	(2,3)	Interesses minoritários	-	(3,8)
1,5	(7,4)	Total de eventos não recorrentes	13,2	8,0

1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS EM IERS

Terceiro trimestre		Noves meses	
2011	2012	2011	2012
		Proveitos operacionais	
4.154	4.800	Vendas	12.109
123	125	Serviços prestados	320
38	34	Outros rendimentos operacionais	129
4.315	4.959	Total de proveitos operacionais	12.557
		Custos operacionais	
(3.721)	(4.205)	Inventários consumidos e vendidos	(10.687)
(220)	(243)	Materiais e serviços consumidos	(660)
(83)	(86)	Gastos com o pessoal	(238)
(20)	(16)	Outros gastos operacionais	(65)
(4.044)	(4.549)	Total de custos operacionais	(11.651)
271	410	EBITDA	906
(100)	(111)	Gastos com amortizações e depreciações	(308)
(12)	(35)	Provisões e imparidade de contas a receber	(16)
159	264	EBIT	582
17	19	Resultados de empresas associadas	53
(1)	5	Resultados de investimentos	(0)
		Resultados financeiros	
4	23	Rendimentos financeiros	17
(35)	(27)	Gastos financeiros	(100)
1	(13)	Ganhos (perdas) cambiais	(10)
1	4	Rendimentos de instrumentos financeiros	(1)
(0)	(0)	Outros ganhos e perdas	(1)
146	275	Resultados antes de impostos	541
(48)	(88)	Imposto sobre o rendimento	(144)
98	188	Resultado antes de interesses minoritários	397
(3)	(15)	Resultado afecto aos interesses minoritários	(8)
95	173	Resultado líquido	389
0,12	0,21	Resultado por ação (valor em Euros)	0,47

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

2. SITUAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

Milhões de euros

	Dezembro 31, 2011	Junho 30, 2012	Setembro 30, 2012
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	4.159	4.274	4.373
Goodwill	232	232	239
Outros ativos fixos intangíveis ¹	1.301	1.293	1.449
Participações financeiras em associadas	304	352	347
Participações financeiras em participadas	3	3	4
Outras contas a receber ²	171	1.134	1.091
Ativos por impostos diferidos	198	225	222
Outros investimentos financeiros	3	1	19
Total de ativos não correntes	6.372	7.515	7.745
Ativo corrente			
Inventários	1.875	1.850	2.013
Clientes	1.066	1.321	1.374
Outras contas a receber	541	937	1.182
Outros investimentos financeiros	2	46	25
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	-	0	(0)
Caixa e seus equivalentes	298	2.531	2.026
Total do ativos correntes	3.783	6.685	6.620
Total do ativo	10.155	14.200	14.365
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	11	107	27
Outras reservas	193	2.686	2.685
Reservas de cobertura	(1)	(5)	(7)
Resultados acumulados	1.338	1.569	1.469
Resultado líquido do período	433	157	331
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	2.885	5.425	5.416
Interesses minoritários	56	1.337	1.323
Total do capital próprio	2.941	6.763	6.738
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.369	1.694	1.670
Empréstimos obrigacionistas	905	485	485
Outras contas a pagar	360	504	546
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	366	394	395
Passivos por impostos diferidos	84	123	138
Outros instrumentos financeiros	2	5	8
Provisões	111	101	114
Total do passivo não corrente	3.197	3.305	3.355
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.248	1.146	821
Empréstimos obrigacionistas	280	420	420
Fornecedores	1.365	1.503	1.807
Outras contas a pagar	1.034	1.055	1.201
Passivos por locações financeiras	0	0	0
Outros instrumentos financeiros	90	7	4
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	0	0	19
Total do passivo corrente	4.017	4.132	4.272
Total do passivo	7.214	7.437	7.627
Total do capital próprio e do passivo	10.155	14.200	14.365

¹ Inclui contratos de concessão para a distribuição de gás natural

² Inclui empréstimo à Sinopec

INFORMAÇÃO ADICIONAL

Este relatório foi escrito de acordo com o acordo ortográfico

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. O EBITDA não é uma medida direta de liquidez e deverá ser analisado conjuntamente com os *cash flows* reais resultantes das atividades operacionais e tendo em conta os compromissos financeiros existentes

Galp Energia, Empresa ou Grupo

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

IRP

Imposto sobre o rendimento gerado nas vendas de petróleo em Angola

MARGEM DE REFINAÇÃO BENCHMARK

A margem de refinação *benchmark* é calculada com a seguinte ponderação: 70% margem Cracking de Roterdão + 30% margem *Hydroskimming* + Aromáticos + Óleos Base de Roterdão

Margem Cracking de Roterdão

Margem *Cracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% Brent dated, +2,3% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +25,4% PM UL NWE FOB Bg, +7,4% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +33,3% ULSD 10 ppm NWE CIF Cg. e +15,3% LSFO 1% FOB Cg.; C&Q: 7,7%; Taxa de terminal: 1\$/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2012: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 6,81\$/ton (Frete 2011: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 5,98\$/ton). Rendimentos mássicos.

Margem Hydroskimming + Aromáticos + Óleos Base de Roterdão

Margem *hydroskimming* de Roterdão: -100% Brent dated, +2,1% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +15,1% PM UL NWE FOB Bg, +4,0% Nafta NWE FOB Bg., +9% Jet NWE CIF Cg, +32,0% ULSD 10 ppm NWE CIF Cg. e +33,8% LSFO 1% NWE FOB Cg.; C&Q: 4,0%; Taxa de terminal: 1\$/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2012: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 6,81\$/ton (Frete 2011: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 5,98\$/ton).

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

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.

Margem refinação Óleos Base: -100% Arabian Light, +3,5% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +13,0% Nafta NWE FOB Bg., +4,4% Jet NWE CIF, +34,0% 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% NWE FOB Cg.; Quebras: 0,6%; Taxa de terminal: 1\$/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2012: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 6,81\$/ton (Frete 2011: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 5,98\$/ton). Rendimentos mássicos.

Margem *hydroskimming* + Aromáticos + Óleos Base de Roterdão = 65% Margem *hydroskimming* de Roterdão + 15% Margem aromáticos de Roterdão + 20% Margem refinação Óleos Base.

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 normas de contabilidade (IFRS), não sendo consequentemente adotado para efeitos de avaliação de existências e não refletindo o custo de substituição de outros ativos.

ABREVIATURAS:

Apetro: Associação Portuguesa de Empresas Petrolíferas;

bbl: barris;

BBLT: Benguela, Belize, Lobito e Tomboco;

boe: barris de petróleo equivalente;

Bg: Barges;

Cg: Cargoes;

CIF: Costs, Insurance and Freights;

CLC: Companhia Logística de Combustíveis;

CLH: Companhia Logística de Hidrocarburos, S.A.;

CMP: Custo Médio Ponderado;

CORES: Corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos;

D&A: Depreciações e amortizações;

DGEG: Direcção Geral de Energia e Geologia;

E&P: Exploração & Produção;

EUA: Estados Unidos da América;

€: Euro;

FOB: Free on Board;

FPSO: Floating, production, storage and offloading unit;

G&P: Gas & Power;

GNL: Gás natural liquefeito;

GWh: Gigawatt;

IAS: International Accounting Standards;

IFRS: International Financial Reporting Standards;

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2012

LSFO: Low sulphur fuel oil;

m³: metros cúbicos;

mboepd: mil barris de petróleo equivalente por dia;

mbopd: mil barris de petróleo por dia;

NBP: *National Balancing Point*;

PM UL: *Premium unleaded*;

p.p.: pontos percentuais;

PSA: *Production Sharing Agreement*;

R&D: Refinação & Distribuição;

RCA: Replacement cost ajustado;

RC: Replacement cost;

s.s.: sem significado;

Ton: toneladas

ULSD CIF Cg: Ultra Low sulphur diesel CIF Cargoes;

Usd (\$): dólar dos Estados Unidos.

DISCLAIMER:

Este Relatório contém declarações prospetivas (*forward looking statements*), no que diz respeito aos resultados das operações e às atividades da Galp Energia, bem como alguns planos e objetivos da Empresa face a estas questões. Os termos antecipa, acredita, estima, espera, prevê, pretende, planeia, e outros termos similares, visam identificar tais *forward looking statements*.

Os *forward looking statements* envolvem, por natureza, riscos e incertezas, em virtude de estarem associados a eventos e a circunstâncias suscetíveis de ocorrerem no futuro. Os resultados e desenvolvimentos reais poderão diferir significativamente dos resultados expressos ou implícitos nas declarações, em virtude de diferentes factores. Estes incluem, mas não se limitam, a mudanças ao nível dos custos, alterações ao nível de condições económicas e alterações a nível regulamentar.

Os *forward looking statements* reportam-se apenas à data em que são feitos, não assumindo a Galp Energia qualquer obrigação de os atualizar à luz de novas informações ou desenvolvimentos futuros, nem de explicar as razões por que os resultados efetivamente verificados são eventualmente diferentes.

Galp Energia, SGPS, S.A.

Relações com Investidores

Tiago Villas-Boas, Diretor
Cátia Lopes
Inês Santos
Maria Borrega
Pedro Pinto
Samuel Dias

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