



RESULTADOS

NOVE MESES E TERCEIRO TRIMESTRE DE 2011



A crescer com a exploração e produção

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	15
4. Cash flow	17
5. Investimento.....	18
Informação por segmentos.....	19
1. Exploração & Produção	19
2. Refinação & Distribuição	21
3. Gas & Power	24
Previsões de curto prazo.....	26
Acção Galp Energia	27
Eventos do terceiro trimestre de 2011	28
Eventos após o encerramento do terceiro trimestre de 2011	28
Colaboradores.....	29
Empresas participadas	29
Resultados de empresas associadas.....	29
Reconciliação entre valores IFRS e valores replacement cost ajustados.....	30
1. EBIT replacement cost ajustado por segmento.....	30
2. EBITDA replacement cost ajustado por segmento	30
3. Eventos não recorrentes	31
Demonstrações financeiras consolidadas.....	34
1. Demonstração de resultados consolidados.....	34
2. Situação financeira consolidada	35
Informação adicional	36

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

SUMÁRIO EXECUTIVO

Nos primeiros nove meses de 2011, o resultado líquido *replacement cost* ajustado da Galp Energia foi de €172 milhões, menos €94 milhões do que no período homólogo de 2010, na sequência do pior desempenho do segmento de negócio de Refinação & Distribuição. O resultado líquido do terceiro trimestre de 2011 foi de €61 milhões, ou seja, menos €32 milhões do que no período homólogo de 2010.

SÍNTESE DOS RESULTADOS – NOVE MESES E TERCEIRO TRIMESTRE DE 2011

- A produção *net entitlement* de crude nos primeiros nove meses de 2011 foi de 11,9 mbopd, dos quais 26% no Brasil; no terceiro trimestre, a produção *net entitlement* aumentou 28% face ao terceiro trimestre de 2010;
- A margem de refinação da Galp Energia foi de Usd 0,8/bbl nos primeiros nove meses de 2011; no terceiro trimestre de 2011, a margem de refinação foi de Usd 0,9/bbl, influenciada negativamente pela tendência de descida das margens de refinação nos mercados internacionais;
- O negócio de distribuição de produtos petrolíferos foi afectado negativamente pelo contexto económico adverso na Península Ibérica, ainda que o terceiro trimestre de 2011 tivesse sido marcado por uma estabilização dos volumes vendidos de produtos petrolíferos;
- O volume vendido de gás natural aumentou 10% nos primeiros nove meses em relação ao período homólogo de 2010, para 3.951 milhões de metros cúbicos, para o que contribuíram as vendas da

Madrileña Gas e as vendas do segmento de *trading*; no terceiro trimestre de 2011, os volumes vendidos baixaram 11% devido principalmente à quebra dos volumes no segmento eléctrico;

- O EBIT RCA nos primeiros nove meses de 2011 foi de €285 milhões, menos 27% que no período homólogo de 2010; no terceiro trimestre de 2011, o EBIT RCA foi de €111 milhões, menos 19% que no período homólogo de 2010;
- O resultado líquido RCA de €172 milhões dos primeiros nove meses de 2011 correspondeu a €0,21 por acção, dos quais 35% foram realizados no terceiro trimestre de 2011;
- Nos primeiros nove meses de 2011, aproximadamente 53% do investimento total de €808 milhões foi canalizado para o projecto de conversão das refinarias.

CONFERENCE CALL

Data:	Sexta-feira, 28 de Outubro
Hora:	14:00 (15:00 CET)
Participação:	Manuel Ferreira De Oliveira (CEO) Claudio De Marco (CFO) Tiago Villas-Boas (IRO)
Telefones:	Portugal: 707 785 757 UK:+44 (0) 207 750 99 08
Chairperson:	Tiago Villas-Boas

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

PRINCIPAIS INDICADORES

INDICADORES FINANCEIROS

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
230	270	39	17,1%	EBITDA	820	902	82	10,0%
217	221	4	1,8%	EBITDA RC ¹	674	587	(87)	(12,9%)
223	221	(2)	(1,0%)	EBITDA RCA²	677	585	(92)	(13,6%)
140	157	17	12,4%	EBIT	512	578	66	12,9%
127	109	(18)	(14,3%)	EBIT RC ¹	367	263	(103)	(28,2%)
136	111	(25)	(18,7%)	EBIT RCA²	390	285	(105)	(27,0%)
96	94	(2)	(1,7%)	Resultado líquido	355	385	29	8,2%
85	59	(26)	(30,1%)	Resultado líquido RC ¹	248	159	(89)	(35,9%)
93	61	(32)	(34,3%)	Resultado líquido RCA²	266	172	(94)	(35,4%)

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			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
0,7	(0,4)	(1,0)	s.s.	Margem <i>cracking</i> de Roterdão ¹ (Usd/bbl)	1,5	(0,6)	(2,1)	s.s.
				Margem <i>hydroskimming</i> + aromáticos + óleos				
0,1	(0,6)	(0,8)	s.s.	base de Roterdão ¹ (Usd/bbl)	0,3	(1,0)	(1,3)	s.s.
				Preço de gás natural NBP do Reino Unido ²				
43,3	54,2	10,9	25,1%	(GBP/therm)	39,2	56,3	17,1	43,6%
44,1	54,2	10,2	23,0%	Preço pool espanhola ² (€/MWh)	34,9	49,2	14,3	41,1%
76,9	113,5	36,6	47,6%	Preço médio do <i>dated Brent</i> ³ (Usd/bbl)	77,1	111,9	34,8	45,1%
1,29	1,41	0,1	9,3%	Taxa de câmbio média ² Eur/Usd	1,32	1,41	0,1	6,9%
1,13	1,77	0,64 p.p.	s.s.	Euribor - seis meses ² (%)	1,03	1,61	0,58 p.p.	s.s.

¹ Fonte: Platts. Para uma descrição completa da metodologia de cálculo das margens de Roterdão vide "Definições"

² Fonte: Bloomberg

³ Fonte: Platts

INDICADORES OPERACIONAIS

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
19,6	20,8	1,2	6,3%	Produção média <i>working interest</i> (mbopd)	19,3	20,6	1,3	6,6%
9,5	12,2	2,7	27,9%	Produção média net entitlement (mbopd)	11,0	11,9	0,8	7,6%
2,1	0,9	(1,3)	(59,7%)	Margem de refinação Galp Energia (Usd/bbl)	2,7	0,8	(1,9)	(69,8%)
3,2	3,0	(0,2)	(7,3%)	Matérias-primas processadas (milhões ton)	9,6	8,1	(1,4)	(15,1%)
2,7	2,8	0,0	1,0%	Vendas <i>oil</i> clientes directos (milhões ton)	8,2	7,8	(0,4)	(4,5%)
1.302	1.159	(143)	(11,0%)	Vendas de gás natural (milhões m ³)	3.586	3.951	365	10,2%
301	320	19	6,3%	Vendas de electricidade à rede ¹ (GWh)	909	867	(42)	(4,6%)

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 2011 e de 2010 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 2011 e de 2010 e para os nove meses findos nestas datas. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 30 de Setembro de 2011, 30 de Junho de 2011 e de 31 de Dezembro de 2010.

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 afectar 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 activos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação.

Com o objectivo de avaliar o desempenho operacional do negócio da Galp Energia, os resultados operacionais e os resultados líquidos 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

Em Setembro de 2011, a Galp Energia passou a calcular a dívida líquida considerando os títulos negociáveis como disponibilidades. Esta alteração foi reflectida na informação financeira a 30 de Junho de 2011 e 31 de Dezembro de 2010, de modo a tornar os períodos comparáveis.

Em Junho de 2011, a Galp Energia alterou a contabilização da sua participação na empresa Enacol, uma subsidiária a operar em Cabo-Verde, que estava, até à data, a ser reconhecida pelo método de equivalência patrimonial. A Enacol passou a ser integralmente consolidada, uma vez que, apesar de não deter a maioria do seu capital, a Galp Energia passou a controlar, com expectável permanência, as políticas financeiras e operacionais da empresa. Esta alteração não foi repercutida nas demonstrações financeiras dos primeiros nove meses e terceiro trimestre de 2010, pelo que estas não são directamente comparáveis com as demonstrações financeiras dos primeiros nove meses e terceiro trimestre de 2011.

No quarto trimestre de 2010, os factores de conversão referentes ao gasóleo, à gasolina e ao fuelóleo foram revistos com base nas actualizações dos *cracks* destes produtos. Assim, os factores de conversão utilizados para converter barris em toneladas foram revistos para 7,44 no caso do gasóleo, 8,33 na gasolina e 6,32 no fuelóleo. Estes novos factores de conversão foram aplicados aos primeiros nove meses e ao terceiro trimestre de 2010, de modo a tornar os períodos comparáveis.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

ENVOLVENTE DE MERCADO

PETRÓLEO

O valor médio do *dated Brent* nos primeiros nove meses de 2011 foi de Usd 111,9/bbl, um aumento de 45% face ao período homólogo de 2010. Esta subida deveu-se sobretudo aos conflitos no Norte de África, nomeadamente na Líbia, aos cortes de produção da OPEP e às interrupções, para manutenção das plataformas, na produção de petróleo no Mar do Norte. No terceiro trimestre, o valor médio do *dated Brent* foi de Usd 113,5/bbl, menos 3% do que no segundo trimestre de 2011, o que reflectiu a retoma da oferta de crude proveniente da Líbia, na sequência dos esforços de resolução do conflito naquele país.

O diferencial de preço entre os crudes pesados e leves aumentou Usd 1,4/bbl face aos primeiros nove meses de 2010 e situou-se nos Usd -2,6/bbl, devido às dificuldades de produção nos países africanos, nomeadamente na Líbia, que produz sobretudo crudes leves. Contudo, em comparação com o segundo trimestre de 2011, o diferencial diminuiu Usd 1,2/bbl na sequência do aumento da procura de crudes pesados pelas refinarias russas, que levou a um aumento do preço deste tipo de crudes.

PRODUTOS PETROLÍFEROS

Nos primeiros nove meses de 2011, o valor médio do *crack* da gasolina foi de Usd 8,4/bbl, ou seja, menos 6% do que no período homólogo de 2010, uma diminuição que ficou a dever-se à rápida subida do preço do *dated Brent* durante os primeiros nove meses de 2011. O valor médio do *crack* da gasolina no terceiro trimestre foi de Usd 9,9/bbl, menos Usd 0,2/bbl do que no trimestre anterior, consequência do final da *driving season* e do reinício da actividade de algumas refinarias que estavam em manutenção.

O *crack* médio do diesel foi, nos nove meses de 2011, de Usd 17,4/bbl, ou seja, mais Usd 3,9/bbl do que no período homólogo. No terceiro trimestre de 2011, o *crack* médio do diesel foi de Usd 17,6/bbl, ou seja, mais 8% do que no trimestre anterior, na sequência

da diminuição do preço do *dated Brent*, da quebra das exportações russas e do aumento da procura associado a um nível reduzido de *stocks*.

O *crack* médio do fuelóleo nos primeiros nove meses de 2011 foi de Usd -11,8/bbl, ou seja, menos Usd 6,1/bbl do que o valor médio dos primeiros nove meses de 2010, o que se deveu ao aumento do preço do *dated Brent*. No terceiro trimestre de 2011, o valor médio do *crack* do fuelóleo foi de Usd -10,0/bbl, ou seja, mais 13% do que no trimestre anterior. Esta subida deveu-se sobretudo à descida no preço do *dated Brent* e à forte procura das bancas marítimas, nomeadamente em Singapura.

MARGENS DE REFINAÇÃO

Nos primeiros nove meses de 2011, a margem de *cracking* diminuiu Usd 2,1/bbl face aos nove meses de 2010 para Usd -0,6/bbl, enquanto a margem de *hydroskimming* diminuiu Usd 3,1/bbl no mesmo período para Usd -4,3/bbl. Estas descidas reflectiram a subida do preço do *dated Brent*, com a recuperação do *crack* do diesel a não ser suficiente para compensar a descida dos *cracks* da gasolina e do fuelóleo.

No terceiro trimestre de 2011, o valor médio da margem de *cracking* foi de Usd -0,4/bbl, uma subida de Usd 0,6/bbl face ao trimestre anterior, devido ao efeito da descida do *dated Brent*. Também a margem de *hydroskimming*, que atingiu os Usd -3,9 /bbl, teve uma subida de Usd 0,9/bbl face ao trimestre anterior, para o que contribuíram os aumentos do *crack* do fuelóleo e do diesel.

EUR/USD

Durante os primeiros nove meses de 2011, a taxa de câmbio média do euro/dólar foi de 1,41, mais 7% do que no período homólogo de 2010. No terceiro trimestre de 2011, a taxa de câmbio média do euro/dólar de 1,41 reflectiu uma desvalorização de 2% da moeda única face ao dólar em relação ao trimestre anterior, influenciada pela falta de resolução da crise da dívida soberana na zona euro.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre e de 2011

MERCADO IBÉRICO

Em Portugal, o mercado de produtos petrolíferos contraiu 6% nos primeiros nove meses de 2011 em relação ao período homólogo de 2010, para 7,3 milhões de toneladas. O mercado da gasolina contraiu 10% para um milhão de toneladas e o mercado do gasóleo diminuiu 7% para os 3,8 milhões de toneladas, enquanto o mercado do *jet* recuperou 3% para os 0,8 milhões de toneladas.

No terceiro trimestre de 2011, os volumes no mercado de produtos petrolíferos em Portugal caíram 4% face ao período homólogo de 2010, para 2,6 milhões de toneladas. Esta descida foi mais visível no mercado de gasolina, que diminuiu 11% em relação ao terceiro trimestre de 2010, para 0,3 milhões de toneladas, e no mercado do gasóleo, que teve uma quebra de 7%, para 1,3 milhões de toneladas. Por outro lado, o mercado do *jet* aumentou 3% para os 0,3 milhões de toneladas.

Em Espanha, o mercado de produtos petrolíferos diminuiu 3% nos primeiros nove meses de 2011 face ao mesmo período de 2010, para os 42,5 milhões de toneladas. Esta evolução deveu-se à contracção de 7% no mercado da gasolina, para os 4,0 milhões de toneladas, e de 5% no mercado do gasóleo, para os 22,2 milhões de toneladas, que o aumento de 9% no consumo do *jet*, para 4,3 milhões toneladas, não conseguiu compensar.

No terceiro trimestre de 2011, o mercado de produtos petrolíferos em Espanha reduziu-se 3% face ao período homólogo de 2010, para os 14 milhões de toneladas. O aumento de 5% no mercado do *jet*, para os 1,6 milhões de toneladas, não foi suficiente para compensar as quebras nos mercados da gasolina e do

gasóleo, que contraíram 7% e 5% face ao período homólogo de 2010, para os 1,5 milhões e os 7,2 milhões de toneladas, respectivamente.

Nos primeiros nove meses de 2011, o mercado português do gás natural aumentou 4% face ao período homólogo de 2010, para 3.801 milhões de metros cúbicos, impulsionado sobretudo pelo aumento de 17% na procura do sector eléctrico, com o aumento do consumo da nova CCGT do Pego.

No terceiro trimestre de 2011, o mercado do gás natural em Portugal diminuiu 12% em relação ao período homólogo de 2010, para os 1.134 milhões de metros cúbicos, devido sobretudo à diminuição de 16% no consumo do segmento residencial e industrial. No mesmo período, a procura do segmento eléctrico diminuiu 7% face ao terceiro trimestre de 2010.

O mercado espanhol do gás natural diminuiu 5% nos primeiros nove meses de 2011 face ao período homólogo de 2010, para 23.742 milhões de metros cúbicos, com o sector eléctrico a diminuir 15% para os 7.386 milhões de metros cúbicos.

No terceiro trimestre de 2011, o mercado do gás natural em Espanha contraiu 8% face ao período homólogo de 2010, para 7.096 milhões de metros cúbicos, devido à quebra de 24% no segmento eléctrico, para 2.608 milhões de metros cúbicos.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

INDICADORES DE MERCADO

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
76,9	113,5	36,6	47,6%	Preço médio do <i>dated Brent</i> ¹ (Usd/bbl)	77,1	111,9	34,8	45,1%
(1,3)	(1,9)	(0,6)	(45,2%)	Diferencial médio do preço <i>heavy-light</i> ² (Usd/bbl)	(1,2)	(2,6)	(1,4)	s.s.
14,0	17,6	3,6	26,0%	<i>Crack diesel</i> ² (Usd/bbl)	13,5	17,4	3,9	28,9%
6,5	9,9	3,4	52,1%	<i>Crack gasolina</i> ³ (Usd/bbl)	9,0	8,4	(0,5)	(6,1%)
(5,7)	(10,0)	(4,3)	(75,4%)	<i>Crack fuelóleo</i> ⁴ (Usd/bbl)	(5,7)	(11,8)	(6,1)	s.s.
0,7	(0,4)	(1,0)	s.s.	Margem <i>cracking</i> de Roterdão ¹ (Usd/bbl)	1,5	(0,6)	(2,1)	s.s.
(1,6)	(3,9)	(2,3)	s.s.	Margem <i>hydroskimming</i> de Roterdão ¹ (Usd/bbl)	(1,2)	(4,3)	(3,1)	s.s.
2,7	2,6	(0,1)	(4,3%)	Mercado <i>oil</i> em Portugal ⁵ (milhões ton)	7,7	7,3	(0,4)	(5,6%)
14,7	14,2	(0,5)	(3,1%)	Mercado <i>oil</i> em Espanha ⁶ (milhões ton)	43,9	42,5	(1,4)	(3,1%)
1.288	1.134	(154)	(12,0%)	Mercado gás natural em Portugal ⁷ (milhões m ³)	3.666	3.801	135	3,7%
7.742	7.096	(646)	(8,3%)	Mercado gás natural em Espanha ⁸ (milhões m ³)	24.962	23.742	(1.220)	(4,9%)

¹ Fonte: *Platts*

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

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

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

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

⁶ Fonte: DGEG

⁷ Fonte: Cores.

⁸ Fonte: Galp Energia

⁹ Fonte: Enagas

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

INFORMAÇÃO FINANCEIRA

1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
3.590	4.277	687	19,1%	Vendas e prestações de serviços	10.460	12.429	1.969	18,8%
(3.375)	(4.025)	651	19,3%	Custos operacionais	(9.737)	(11.590)	1.853	19,0%
15	18	3	17,4%	Outros proveitos (custos) operacionais	97	64	(33)	(34,2%)
230	270	39	17,1%	EBITDA	820	902	82	10,0%
(90)	(112)	22	24,6%	D&A e provisões	(307)	(324)	16	5,3%
140	157	17	12,4%	EBIT	512	578	66	12,9%
18	17	(1)	(3,6%)	Resultados de empresas associadas	52	53	1	1,7%
0	(1)	(1)	s.s.	Resultados de investimentos	0	(0)	(1)	s.s.
(18)	(29)	(12)	(66,3%)	Resultados financeiros	(71)	(94)	(23)	(31,9%)
				Resultados antes de impostos e interesses minoritários				
140	145	4	3,1%		493	537	44	8,8%
(43)	(48)	4	9,6%	Imposto sobre o rendimento	(135)	(144)	9	7,0%
(1)	(3)	2	s.s.	Interesses minoritários	(3)	(8)	5	150,2%
96	94	(2)	(1,7%)	Resultado líquido	355	385	29	8,2%
96	94	(2)	(1,7%)	Resultado líquido	355	385	29	8,2%
(11)	(35)	(24)	s.s.	Efeito <i>stock</i>	(108)	(226)	(118)	s.s.
85	59	(26)	(30,1%)	Resultado líquido RC	248	159	(89)	(35,9%)
8	2	(6)	(80,2%)	Eventos não recorrentes	18	13	(5)	(28,4%)
93	61	(32)	(34,3%)	Resultado líquido RCA	266	172	(94)	(35,4%)

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2011, o resultado líquido RCA foi de €172 milhões, menos €94 milhões do que no período homólogo de 2010, o que se deveu sobretudo à deterioração do desempenho do segmento de negócio de Refinação & Distribuição, pelo menor volume de crude processado, dada a paragem técnica da refinaria de Sines no primeiro trimestre de 2011, pela diminuição das margens de refinação e pela quebra nos volumes vendidos de produtos petrolíferos.

O resultado líquido IFRS dos primeiros nove meses de 2011 foi de €385 milhões, incluindo um efeito *stock* positivo de €226 milhões, na sequência da subida durante o período dos preços do crude e dos produtos petrolíferos nos mercados internacionais.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, o resultado líquido RCA foi de €61 milhões, uma descida de €32 milhões face ao período homólogo de 2010, na sequência da diminuição dos volumes de crude processado, em consequência de paragens de algumas unidades nas refinarias de Sines e Matosinhos, e da diminuição da margem de refinação, no segmento de Refinação & Distribuição.

O resultado líquido IFRS do terceiro trimestre de 2011 foi de €94 milhões, incluindo um efeito *stock* positivo de €35 milhões, resultante da subida dos preços do crude e dos produtos petrolíferos nos mercados internacionais.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

2. ANÁLISE DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

VENDAS E PRESTAÇÕES DE SERVIÇOS

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
3.590	4.277	687	19,1%	Vendas e prestações de serviços	10.460	12.429	1.969	18,8%
-	-	-	-	Eventos não recorrentes	-	-	-	-
3.590	4.277	687	19,1%	Vendas e prestações de serviços ajustadas	10.460	12.429	1.969	18,8%
62	60	(2)	(2,9%)	Exploração & Produção	163	233	70	42,9%
3.144	3.773	629	20,0%	Refinação & Distribuição	9.243	10.920	1.677	18,1%
467	497	30	6,5%	Gas & Power	1.234	1.608	373	30,3%
31	25	(6)	(20,7%)	Outros	95	91	(4)	(4,2%)
(114)	(78)	36	31,8%	Ajustamentos de consolidação	(276)	(423)	(148)	(53,5%)

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2011, as vendas e prestações de serviços ajustadas aumentaram 19% para €12.429 milhões em relação ao período homólogo de 2010, para o que contribuíram todos os segmentos de negócios, na sequência do aumento dos preços do crude, dos produtos petrolíferos e do gás natural nos mercados internacionais, bem como do aumento da produção de crude e dos volumes vendidos de gás natural.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011 as vendas e prestações de serviços ajustadas foram de €4.277 milhões, ou seja, mais 19% do que no terceiro trimestre de 2010, o que se deveu principalmente ao aumento do preço dos produtos petrolíferos nos mercados internacionais.

CUSTOS OPERACIONAIS

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
3.375	4.025	651	19,3%	Custos operacionais	9.737	11.590	1.853	19,0%
13	49	36	269,8%	Efeito stock	146	315	169	116,2%
3.388	4.074	686	20,2%	Custos operacionais RC	9.883	11.905	2.023	20,5%
(6)	(1)	5	87,2%	Eventos não recorrentes	(15)	(4)	11	73,0%
3.382	4.073	691	20,4%	Custos operacionais RCA	9.868	11.901	2.034	20,6%
3.382	4.073	691	20,4%	Custos operacionais RCA	9.868	11.901	2.034	20,6%
3.100	3.769	669	21,6%	Custo das mercadorias vendidas	9.050	11.003	1.952	21,6%
196	220	25	12,6%	Fornecimentos e serviços externos	566	660	94	16,6%
87	84	(3)	(3,7%)	Custos com pessoal	251	238	(13)	(5,2%)

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2011, os custos operacionais RCA aumentaram 21% para €11.901

milhões. Este aumento deveu-se fundamentalmente ao acréscimo de 22% no custo das mercadorias vendidas, que resultou da subida dos preços do crude e do gás natural nos mercados internacionais. Os

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

custos com fornecimentos e serviços externos aumentaram 17% nos primeiros nove meses de 2011, para €660 milhões, para o que contribuiu a consolidação da empresa Madrileña Gas a partir de Maio de 2010 e da Enacol a partir do segundo trimestre de 2011. Excluindo estes efeitos, os custos com fornecimentos e serviços externos aumentaram 3% face ao período homólogo, na sequência do aumento dos custos associados a uma maior actividade de produção no Brasil.

Nos primeiros nove meses de 2011, os custos com pessoal diminuíram 5% face ao período homólogo de 2010, para €238 milhões, principalmente devido à diminuição no período de especializações relativas a remunerações variáveis.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, os custos operacionais RCA aumentaram 20% face ao período homólogo, para os €4.073 milhões, principalmente devido à

subida dos custos das mercadorias vendidas, que aumentaram 22% face ao terceiro trimestre de 2010 na sequência da subida dos preços do crude e do gás natural nos mercados internacionais. Os custos com fornecimentos e serviços externos aumentaram 13%, para €220 milhões, no terceiro trimestre de 2011 face ao período homólogo, e foram principalmente influenciados pela consolidação da empresa Madrileña Gas a partir de Maio de 2010 e da Enacol a partir do segundo trimestre de 2011. Excluindo estes efeitos, os custos com fornecimentos e serviços externos aumentaram 3% em relação ao terceiro trimestre de 2010, na sequência do aumento da actividade de produção no Brasil.

No terceiro trimestre de 2011, os custos com pessoal diminuíram 4% face ao período homólogo de 2010, para €84 milhões, devido principalmente à diminuição dos custos relativos ao fundo de pensões.

DEPRECIACÕES E AMORTIZAÇÕES

Milhões de euros

Terceiro trimestre				Nove meses				
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
85	100	15	17,7%	Depreciações e amortizações	243	308	65	26,9%
(3)	(3)	0	3,9%	Eventos não recorrentes	(12)	(26)	(14)	s.s.
82	97	15	18,5%	Depreciações e amortizações ajustadas	231	282	52	22,4%
82	97	15	18,5%	Depreciações e amortizações ajustadas	231	282	52	22,4%
22	38	16	74,4%	Exploração & Produção	53	109	56	105,7%
49	48	(1)	(1,5%)	Refinação & Distribuição	143	139	(4)	(3,1%)
11	11	(0)	(1,8%)	Gas & Power	32	32	(1)	(2,0%)
1	1	(0)	(6,6%)	Outros	2	2	1	s.s.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2011, as depreciações e amortizações ajustadas foram de €282 milhões, um aumento de €52 milhões face ao período homólogo de 2010 que resultou do incremento nas depreciações e amortizações do segmento de Exploração & Produção. Este aumento deveu-se ao acréscimo das amortizações referentes ao bloco 14 em Angola, na

sequência da revisão em baixa das reservas e da actualização do preço de referência do crude, o que levou a um aumento da taxa de amortização a aplicar.

Nos negócios de Refinação & Distribuição e de Gas & Power, as depreciações e amortizações ajustadas mantiveram-se estáveis em relação aos primeiros nove meses de 2010.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

Os eventos não recorrentes de €26 milhões correspondem essencialmente a custos associados a poços secos no Brasil.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, as depreciações e amortizações ajustadas aumentaram €15 milhões para €97 milhões na sequência do aumento no segmento de Exploração & Produção. Este último deveu-se, por sua vez, à revisão em baixa das reservas e à actualização do preço de referência do crude o que levou a um aumento da taxa de amortização a aplicar no período.

PROVISÕES

Milhões de euros

Terceiro trimestre				Nove meses				
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
5	12	7	s.s.	Provisões	65	16	(49)	(75,8%)
(0)	1	1	s.s.	Eventos não recorrentes	(8)	3	10	s.s.
5	13	8	s.s.	Provisões ajustadas	57	18	(38)	(67,8%)
5	13	8	s.s.	Provisões ajustadas	57	18	(38)	(67,8%)
7	6	(1)	(12,7%)	Exploração & Produção	15	6	(8)	(56,6%)
2	6	4	s.s.	Refinação & Distribuição	5	11	6	101,7%
(5)	1	6	s.s.	Gas & Power	36	1	(35)	s.s.
-	-	-	s.s.	Outros	0	0	(0)	s.s.

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2011, as provisões ajustadas foram de €18 milhões e consistiram essencialmente em imparidades para contas a receber no negócio de Refinação & Distribuição.

No negócio de Exploração & Produção, a diminuição de €8 milhões nas provisões reflectiu a diminuição das provisões para abandono e para pagamento de imposto em Angola.

No segmento de negócio de Gas & Power, a diminuição de €35 milhões nas provisões reflectiu sobretudo a provisão constituída no primeiro semestre de 2010 para a renegociação de contratos de fornecimento de gás natural.

Nos segmentos de negócio de Refinação & Distribuição e de Gas & Power, as amortizações mantiveram-se constantes face ao período homólogo, nos €48 milhões e €11 milhões, respectivamente.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, as provisões ajustadas foram de €13 milhões, dos quais €6 milhões no segmento de Exploração & Produção, o que reflectiu o impacto desfavorável da actualização cambial do euro face ao dólar nas provisões para abandono e para pagamento de IRP em Angola.

No segmento de Refinação & Distribuição, o aumento das provisões esteve essencialmente associado à constituição de provisões para clientes de cobrança duvidosa.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

RESULTADOS OPERACIONAIS

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
140	157	17	12,4%	EBIT	512	578	66	12,9%
(13)	(49)	(36)	s.s.	Efeito <i>stock</i>	(146)	(315)	(169)	s.s.
127	109	(18)	(14,3%)	EBIT RC	367	263	(103)	(28,2%)
9	2	(7)	(78,2%)	Eventos não recorrentes	23	21	(2)	(7,6%)
136	111	(25)	(18,7%)	EBIT RCA	390	285	(105)	(27,0%)
136	111	(25)	(18,7%)	EBIT RCA	390	285	(105)	(27,0%)
9	19	11	123,3%	Exploração & Produção	62	70	8	12,5%
75	21	(54)	(72,3%)	Refinação & Distribuição	176	41	(135)	(76,8%)
50	68	17	34,5%	Gas & Power	143	167	24	16,8%
3	3	0	14,8%	Outros	9	7	(2)	(19,5%)

NOVE MESES

O EBIT RCA nos primeiros nove meses de 2011 foi de €285 milhões, uma descida de 27% face ao período homólogo de 2010, na sequência de um pior desempenho do segmento de negócio de Refinação & Distribuição.

O EBIT RCA do segmento de negócio de Exploração & Produção aumentou €8 milhões, influenciado pelos aumentos da produção e do preço do crude, que foram suficientes para compensar o aumento de custos com depreciações e amortizações.

A deterioração do desempenho operacional do negócio de Refinação & Distribuição deveu-se principalmente à diminuição da margem de refinação e do crude processado, em consequência da paragem técnica da refinaria de Sines no primeiro trimestre de 2011 e da evolução negativa das margens de refinação internacionais, e à diminuição dos volumes vendidos de produtos petrolíferos.

O segmento de negócio de Gas & Power melhorou o seu desempenho na sequência da maior contribuição da actividade de infra-estruturas e do negócio de power.

TERCEIRO TRIMESTRE

O EBIT RCA no terceiro trimestre de 2011 foi de €111 milhões, uma diminuição de €25 milhões em relação ao período homólogo de 2010, que se deveu à menor contribuição do segmento de negócio de Refinação & Distribuição.

Apesar do aumento dos custos com depreciações no terceiro trimestre de 2011 face ao período homólogo de 2010, o EBIT RCA do segmento de Exploração & Produção apresentou um incremento de €11 milhões devido aos aumentos de produção e de preço do crude.

O desempenho operacional inferior do negócio de Refinação & Distribuição no terceiro trimestre de 2011, face ao período homólogo de 2010, deveu-se principalmente à diminuição da margem de refinação e ao menor volume de crude processado.

O EBIT RCA do segmento de negócio de Gas & Power aumentou €17 milhões para €68 milhões, o que se deveu sobretudo à melhoria das margens de comercialização de gás natural.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

OUTROS RESULTADOS

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
18	17	(1)	(3,6%)	Resultados de empresas associadas	52	53	1	1,7%
0	(1)	(1)	s.s.	Resultados de investimentos	0	(0)	(1)	s.s.
(18)	(29)	(12)	(66,3%)	Resultados financeiros	(71)	(94)	(23)	(31,9%)

NOVE MESES

Os resultados de empresas associadas nos primeiros nove meses de 2011 mantiveram-se estáveis face ao período homólogo de 2010 e fixaram-se nos €53 milhões, dos quais €35 milhões corresponderam à contribuição dos gasodutos internacionais EMPL, Gasoducto Al Andalus e Gasoducto Extremadura.

Os resultados financeiros agravaram-se €23 milhões na sequência dos custos financeiros incrementais que resultaram sobretudo do aumento da dívida média.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, os resultados de empresas associadas foram de €17 milhões, dos quais €12 milhões dos gasodutos internacionais.

Os resultados financeiros agravaram-se €12 milhões no terceiro trimestre de 2011 face ao período homólogo de 2010 na sequência do aumento dos custos financeiros que resultou sobretudo do aumento da dívida média e do custo da dívida.

IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO

Milhões de euros (excepto indicação em contrário)

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
43	48	4	9,6%	Imposto sobre o rendimento¹	135	144	9	7,0%
31%	33%	2 p.p.	s.s.	Taxa efectiva de imposto	27%	27%	(0 p.p.)	s.s.
(2)	(14)	12	s.s.	Efeito stock	(38)	(89)	51	s.s.
41	34	(7)	(18,0%)	Imposto sobre o rendimento RC¹	96	55	(42)	(43,3%)
2	1	(1)	(35,9%)	Eventos não recorrentes	4	9	4	91,7%
43	35	(8)	(18,7%)	Imposto sobre o rendimento RCA¹	101	63	(38)	(37,3%)
31%	35%	4 p.p.	s.s.	Taxa efectiva de imposto	27%	26%	(1 p.p.)	s.s.

¹ Inclui IRP a pagar em Angola

NOVE MESES

O imposto sobre o rendimento RCA foi de €63 milhões, o que correspondeu a uma taxa efectiva de imposto de 26%. Nos primeiros nove meses de 2011, o imposto referente a Angola foi de €20 milhões incluindo uma reversão do excesso de estimativa de cerca de €10 milhões de IRP contabilizada no primeiro trimestre de 2011.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, o imposto sobre o rendimento RCA foi de €35 milhões, menos €8 milhões do que no período homólogo de 2010, em consequência da quebra de resultados no período. No entanto, a taxa efectiva de imposto atingiu os 35%, influenciada principalmente pelo aumento do IRP para os €12 milhões no terceiro trimestre e pela alteração das contribuições relativas de cada um dos negócios para os resultados.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

3. SITUAÇÃO FINANCEIRA

Milhões de euros (excepto indicação em contrário)

	Dezembro 31, 2010	Junho 30, 2011	Setembro 30, 2011	Varição vs Dez 31, 2010	Varição vs Jun 30, 2011
Activo fixo	5.426	5.782	5.884	458	103
Stock estratégico	792	1.048	1.060	268	12
Outros activos (passivos)	(336)	(396)	(371)	(35)	25
Fundo de maneo	(333)	(344)	(231)	103	113
	5.548	6.090	6.343	794	253
Dívida de curto prazo	616	1.073	1.035	418	(38)
Dívida de longo prazo	2.412	2.367	2.588	176	221
Dívida total	3.028	3.440	3.623	594	183
Caixa e equivalentes	191	232	244	53	12
Dívida líquida	2.837	3.208	3.378	541	170
Total do capital próprio	2.711	2.881	2.964	253	83
Capital empregue	5.548	6.090	6.343	794	253

O activo fixo a 30 de Setembro de 2011 era de €5.884 milhões, mais €103 milhões do que no final de Junho de 2011, na sequência do investimento realizado no trimestre, nomeadamente no projecto de conversão das refinarias. Em comparação com Junho de 2011, o investimento em fundo de maneo aumentou €113

milhões, resultado da diminuição do saldo de fornecedores que foi influenciado pela diminuição do preço do crude neste período.

DÍVIDA FINANCEIRA

Milhões de euros (excepto indicação em contrário)

	Dezembro 31, 2010		Junho 30, 2011		Setembro 30, 2011		Varição vs Dez 31, 2010		Varição vs Jun 30, 2011	
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo
Obrigações	-	1.000	280	720	280	905	280	(95)	-	185
Dívida bancária	456	1.162	583	1.397	505	1.433	48	271	(78)	36
Papel comercial	160	250	210	250	250	250	90	-	40	-
Caixa e equivalentes	(191)	-	(232)	-	(244)	-	(53)	-	(12)	-
Dívida líquida	2.837		3.208		3.378		541		170	
Vida média (anos)	3,10		2,55		2,34		(0,76)		(0,21)	
<i>Net debt to equity</i>	105%		111%		114%		9,3 p.p.		2,6 p.p.	

A dívida líquida a 30 de Setembro de 2011 era de €3.378 milhões, ou seja, mais €170 milhões do que no final de Junho de 2011. O rácio *net debt to equity* situava-se no final do período em 114%.

No final de Setembro de 2011, a dívida de longo prazo representava 71% do total, contra 69% no final de Junho de 2011. Do total da dívida de médio e longo

prazo, 51% estava contratada a taxa fixa em comparação com 33% no final de Junho de 2011.

O prazo médio da dívida era de 2,3 anos no final de Setembro de 2011 e 77% da dívida de médio e longo prazo tinha o seu vencimento concentrado entre 2012 e 2014.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

O custo médio da dívida nos primeiros nove meses de 2011 foi de 4,3%, mais 88 pontos base do que no período homólogo de 2010, seguindo a tendência de subida das taxas de juro de referência e de encarecimento do crédito a nível europeu.

A 30 de Setembro de 2011, a dívida líquida atribuível aos interesses minoritários era de €22 milhões.

A 30 de Setembro de 2011, a Galp Energia detinha contratos negociados e não utilizados no montante de €900 milhões, dos quais 40% negociados com bancos internacionais e 60% contratualmente garantidos.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

4. CASH FLOW

Milhões de euros

Terceiro trimestre			Nove meses	
2010	2011		2010	2011
140	157	EBIT	512	578
85	100	Custos <i>non cash</i>	243	308
(65)	(57)	Variação de <i>stock</i> operacional	(140)	(24)
(23)	(12)	Variação de <i>stock</i> estratégico	(140)	(268)
137	188	Sub-total	475	594
(20)	(31)	Juros pagos	(60)	(82)
(50)	(63)	Impostos	(70)	(121)
154	(56)	Variação de fundo de maneo excluindo <i>stock</i> operacional	32	(79)
222	38	Cash flow de actividades operacionais	378	312
(367)	(176)	Investimento líquido ¹	(971)	(771)
(42)	7	Dividendos pagos / recebidos	(134)	(80)
(23)	(39)	Outros	(39)	(3)
(210)	(170)	Total	(766)	(541)

¹ Investimento líquido inclui investimentos financeiros

NOVE MESES

O *cash flow* negativo de €541 milhões nos primeiros nove meses de 2011 representou uma melhoria de €225 milhões em relação ao período homólogo de 2010, para o que contribuiu uma redução do nível de investimento.

O investimento em *stock* estratégico, que se deveu fundamentalmente ao aumento do preço do crude e dos produtos petrolíferos nos mercados internacionais, teve um efeito negativo de €268 milhões no *cash flow* das actividades operacionais. O aumento dos impostos a pagar, nomeadamente do imposto sobre o rendimento, bem como o aumento dos juros pagos no período, também tiveram um efeito negativo no *cash flow* das actividades operacionais.

O investimento realizado durante os primeiros nove meses de 2011 foi inferior ao investimento no mesmo período do ano anterior, o que reflecte a aproximação

da conclusão do projecto de conversão das refinarias, tendo no entanto um efeito negativo no *cash flow* do período.

TERCEIRO TRIMESTRE

O *cash flow* do terceiro trimestre de 2011 foi negativo em €170 milhões, uma melhoria em relação aos €210 milhões negativos do período homólogo de 2010.

A evolução do *cash flow* das actividades operacionais face ao terceiro trimestre de 2010 beneficiou do desinvestimento em *stock* operacional e estratégico. Pelo contrário, o investimento de €56 milhões em fundo de maneo penalizou o *cash flow* das actividades operacionais.

O *cash flow* das actividades de investimento, canalizado principalmente para o projecto de conversão das refinarias, atingiu os €176 milhões, o que teve um efeito negativo na geração líquida de *cash flow*.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

5. INVESTIMENTO

Milhões de euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
96	57	(39)	(40,8%)	Exploração & Produção	242	208	(34)	(14,2%)
276	148	(128)	(46,3%)	Refinação & Distribuição	562	560	(2)	(0,4%)
12	12	0	1,5%	Gas & Power	57	37	(20)	(35,0%)
1	1	(0)	(12,6%)	Outros	3	3	0	4,7%
385	218	(167)	(43,3%)	Investimento	864	808	(56)	(6,5%)

NOVE MESES

O investimento nos primeiros nove meses do ano de 2011 foi de €808 milhões, dos quais o segmento de negócio de Refinação & Distribuição representou cerca de 70%.

No segmento de negócio de Exploração & Produção, o investimento foi principalmente canalizado para o Brasil, que absorveu €153 milhões, dos quais cerca de 70% para o bloco BM-S-11. Em Angola, o investimento de cerca de €41 milhões foi alocado principalmente às actividades de desenvolvimento do bloco 14.

No segmento de negócio de Refinação & Distribuição, o investimento nos primeiros nove meses do ano foi de €560 milhões, dos quais €432 milhões foram canalizados para o projecto de conversão das refinarias de Sines e de Matosinhos.

O investimento de €37 milhões no segmento de negócio de Gas & Power esteve sobretudo associado à rede de distribuição de gás natural.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, o investimento foi de €218 milhões, que foi sobretudo canalizado para o segmento de negócio de Refinação & Distribuição.

No segmento de negócio de Exploração & Produção, o investimento de €57 milhões foi principalmente canalizado para o bloco BM-S-11, no Brasil, que absorveu cerca de €30 milhões.

No segmento de negócio de Refinação & Distribuição, o investimento no terceiro trimestre do ano foi de €148 milhões, dos quais cerca de €70 milhões foram absorvidos pelo projecto de conversão.

O investimento de €12 milhões no segmento de negócio de Gas & Power teve como destino a expansão da rede de distribuição de gás natural.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

INFORMAÇÃO POR SEGMENTOS

1. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Milhões de euros (excepto indicação em contrário)

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
1,8	1,9	0,1	6,3%	Produção <i>working interest</i> total (milhões bbl)	5,3	5,6	0,3	6,6%
0,9	1,1	0,2	27,9%	Produção <i>net entitlement</i> total (milhões bbl)	3,0	3,2	0,2	7,6%
9,5	12,2	2,7	27,9%	Produção média <i>net entitlement</i> (mbopd)	11,0	11,9	0,8	7,6%
8,1	8,0	(0,0)	(0,6%)	Angola	9,5	8,8	(0,7)	(7,4%)
1,5	4,2	2,7	184,7%	Brasil	1,6	3,1	1,5	98,7%
74,5	106,3	31,7	42,6%	Preço médio de venda ¹ (Usd/bbl)	75,5	102,0	26,5	35,1%
15,4	17,4	2,0	13,1%	Custo de produção ¹ (Usd/bbl)	13,4	16,5	3,1	23,4%
37,8	63,4	25,6	67,8%	Amortizações ¹ (Usd/bbl)	27,0	59,4	32,4	120,3%
0,9	-	(0,9)	s.s.	Vendas totais ² (milhões bbl)	1,9	1,9	0,0	2,6%
1.105	1.261	156	14,1%	Activo total líquido	1.105	1.261	156	14,1%
62	60	(2)	(2,9%)	Vendas e prestações de serviços ³	163	233	69,9	42,9%
37	63	26	69,5%	EBITDA RCA	130	186	55,5	42,7%
9	19	11	123,3%	EBIT RCA	62	70	8	12,5%

¹ Com base na produção *net entitlement* em Angola

² Considera as vendas efectivamente realizadas

³ Considera vendas e variação da produção

ACTIVIDADE

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2011, a produção *working interest* aumentou 7% face ao período homólogo de 2010, para 20,6 mbopd, ou seja, para 5,6 milhões de barris no total do período. Este aumento deveu-se essencialmente ao aumento da produção do campo Lula, no Brasil, após a entrada em operação do FPSO Cidade de Angra dos Reis e o início do segundo Teste de Longa Duração (TLD) no Lula NE. Em Angola, a produção diminuiu 2% face ao período homólogo de 2010, devido à diminuição da produção dos campos Kuito e BBLT, parcialmente compensada pelo incremento da produção do CPT Tômbua-Lândana.

A produção *net entitlement* foi de 11,9 mbopd, um aumento de 8% face ao período homólogo de 2010, devido ao aumento da produção no Brasil, que compensou a diminuição da produção em Angola. Com efeito, a produção *net entitlement* em Angola diminuiu 7% face ao período homólogo de 2010, para

8,8 mbopd devido à redução das taxas de produção na vertente do *cost oil*, associado aos mecanismos de recuperação de custos do PSA do campo BBLT, no bloco 14, em Angola. A produção do Brasil foi de 3,1 mbopd, ou seja, 26% do total da produção *net entitlement*.

TERCEIRO TRIMESTRE

A produção *working interest* no terceiro trimestre de 2011 aumentou 6% face ao período homólogo de 2010, para 20,8 mbopd, ou 1,9 milhões de barris. Este aumento deveu-se ao incremento da produção no Brasil, que mais do que compensou a redução da produção em Angola, onde os campos Kuito e BBLT se encontram na fase de declínio natural.

No terceiro trimestre de 2011, a produção *net entitlement* foi de 12,2 mbopd, um aumento de 28% face ao período homólogo de 2010, devido ao aumento da produção do Brasil, que compensou a diminuição da produção em Angola. Com efeito, a produção *net entitlement* em Angola diminuiu 1%

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

face ao período homólogo de 2010, para 8,0 mbopd, devido à diminuição da produção *working interest*, que foi parcialmente compensada pelo incremento das taxas de produção na vertente do *cost oil*, devido ao início da recuperação dos custos de abandono do campo Kuito. A produção no Brasil foi de 4,2 mbopd e representou 34% do total da produção *net entitlement*, face a 15% no período homólogo de 2010. Para este aumento contribuiu essencialmente o incremento da produção do FPSO Cidade de Angra dos Reis no campo Lula, e do TLD no Lula NE, iniciada no mês de Abril do corrente ano.

RESULTADOS

NOVE MESES

O EBIT RCA nos nove meses de 2011 foi de 70 milhões, face aos €62 milhões do período homólogo de 2010, um incremento de 13% que se deveu a um aumento de 8% da produção *net entitlement* e ao aumento do preço médio de venda do crude, que compensou o aumento das amortizações face ao período homólogo de 2010.

O contributo do Brasil para o EBIT RCA do período aumentou para 62%, face aos 29% no período homólogo de 2010. Este acréscimo deveu-se não só ao aumento da produção do campo Lula mas também à menor contribuição dos resultados de Angola neste período.

Os custos de produção em Angola atingiram os €28 milhões, face aos €26 milhões registados no período homólogo de 2010, devido a trabalhos de manutenção nos poços dos campos BBLT e CPT Tômbua-Lândana em Angola. Numa base *net entitlement*, o custo unitário subiu para Usd 16,5/bbl face a Usd 13,4/bbl nos nove meses de 2010.

As amortizações em Angola aumentaram para €101 milhões, face aos €53 milhões no período homólogo

de 2010, devido ao aumento da taxa de amortização dos activos em Angola que resultou da revisão em baixa das reservas e também da actualização do preço de crude utilizado como referência para o cálculo das reservas *net entitlement*. Em termos unitários, com base na produção *net entitlement*, as amortizações atingiram os Usd 59,4/bbl, face aos Usd 27,0/bbl no período homólogo de 2010.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, o EBIT RCA foi de €19 milhões, um aumento de €11 milhões face ao período homólogo de 2010. Esta variação explica-se pelo aumento de 28% na produção *net entitlement* e pelo aumento no preço médio de venda do crude, que mais do que compensaram o aumento das amortizações face ao período homólogo de 2010.

No terceiro trimestre de 2011, a actividade do Brasil representou 83% do EBIT RCA, o que confirmou a importância crescente deste país no portfólio de actividades da Galp Energia.

Os custos de produção em Angola foram de €9 milhões no terceiro trimestre de 2011, o que representou um aumento de 3% face ao trimestre homólogo de 2010. Numa base *net entitlement*, o custo unitário no terceiro trimestre de 2011 foi de Usd 17,4/bbl, um aumento em relação aos Usd 15,4/bbl do trimestre homólogo de 2010.

As amortizações em Angola atingiram os €33 milhões, face aos €22 milhões no terceiro trimestre de 2010, um aumento que se deveu ao aumento da taxa de amortização dos activos em Angola. As amortizações em termos unitários, numa base de produção *net entitlement*, corresponderam a Usd 63,4/bbl, face aos Usd 37,8/bbl no período homólogo de 2010.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

2. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

Milhões de euros (excepto indicação em contrário)

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
0,7	(0,4)	(1,0)	s.s.	Margem <i>cracking</i> de Roterdão ¹ (Usd/bbl)	1,5	(0,6)	(2,1)	s.s.
				Margem <i>hydroskimming</i> + aromáticos + óleos base de Roterdão ¹ (Usd/bbl)				
0,1	(0,6)	(0,8)	s.s.		0,3	(1,0)	(1,3)	s.s.
2,1	0,9	(1,3)	(59,7%)	Margem de refinação Galp Energia (Usd/bbl)	2,7	0,8	(1,9)	(69,8%)
1,9	2,4	0,5	25,9%	Custo <i>cash</i> das refinarias (Usd/bbl)	2,0	2,4	0,4	17,5%
22.972	20.745	(2.227)	(9,7%)	Crude processado (k bbl)	66.736	55.213	(11.524)	(17,3%)
3,2	3,0	(0,2)	(7,3%)	Matérias-primas processadas (milhões ton)	9,6	8,1	(1,4)	(15,1%)
4,4	4,3	(0)	(2,6%)	Vendas de produtos refinados (milhões ton)	13,1	12,1	(0,9)	(7,1%)
2,7	2,8	0,0	1,0%	Vendas a clientes directos (milhões ton)	8,2	7,8	(0,4)	(4,5%)
1,6	1,6	0,1	3,8%	Empresas	4,6	4,5	(0,1)	(2,4%)
0,9	0,9	(0,1)	(7,1%)	Retalho	2,7	2,5	(0,2)	(8,7%)
0,1	0,1	(0,0)	(1,0%)	GPL	0,2	0,2	(0,0)	(7,9%)
0,2	0,2	0,0	14,7%	Outros	0,6	0,6	(0,0)	(5,5%)
0,7	0,7	(0,1)	(6,9%)	Exportações ² (milhões ton)	2,2	1,9	(0,4)	(16,8%)
1.540	1.515	(25)	(1,6%)	Número de estações de serviço	1.540	1.515	(25)	(1,6%)
588	597	9	1,5%	Número de lojas de conveniência	588	597	9	1,5%
5.737	6.916	1.179	20,5%	Activo total líquido	5.737	6.916	1.179	20,5%
3.144	3.773	629	20,0%	Vendas e prestações de serviços	9.243	10.920	1.677	18,1%
126	74	(51)	(41,0%)	EBITDA RCA	325	191	(134)	(41,3%)
75	21	(54)	(72,3%)	EBIT RCA	176	41	(135)	(76,8%)

¹ Fonte: Platts. Para uma descrição completa da metodologia de cálculo de margens de Roterdão, vide "Definições"

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

ACTIVIDADE

NOVE MESES

Na actividade de refinação, foram processados 55 milhões de barris de crude nos primeiros nove meses de 2011, o que esteve abaixo do volume processado no mesmo período de 2010. Esta quebra deveu-se principalmente à paragem técnica de cerca de 40 dias na refinaria de Sines no primeiro trimestre de 2011. Assim, a taxa de utilização de capacidade das refinarias no período foi de 61%, abaixo dos 79% dos primeiros nove meses de 2010.

O crude representou 91% do total das matérias-primas processadas, sendo que os crudes leves e condensados representaram 42% do total, enquanto os crudes médios e pesados tiveram um peso de 36% e 22%, respectivamente.

No que respeita ao perfil de produção nos primeiros nove meses de 2011, o gasóleo teve um peso de 34%, seguido das gasolinas com 22%. O fuelóleo e o *jet* representaram 19% e 7% da produção total, respectivamente. Os consumos e quebras no período foram de 7%.

O volume de vendas a clientes directos diminuiu para 7,8 milhões de toneladas, ou seja, 5% abaixo do período homólogo de 2010, na sequência da contracção do mercado de produtos petrolíferos na Península Ibérica. As vendas de produtos petrolíferos em África nos primeiros nove meses de 2011 subiram 27%, para 521 mil toneladas.

As exportações, para fora da Península Ibérica, nos primeiros nove meses de 2011 baixaram 17% para 1,9 milhões de toneladas. O fuelóleo e a gasolina foram os produtos que tiveram maior peso, 39% e 30%, respectivamente. A quebra no volume das

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

exportações, principalmente de gasolinas, foi influenciada pela paragem técnica da refinaria de Sines no primeiro trimestre de 2011.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, foram processados 21 milhões de barris de crude, com uma taxa de utilização de 68%, contra 81% no terceiro trimestre de 2010. A menor utilização da capacidade de refinação deveu-se sobretudo à optimização da utilização da capacidade instalada, face aos níveis de margens de refinação verificados nos mercados internacionais e às paragens de algumas unidades, nomeadamente às unidades de aromáticos e de destilação a vácuo nas refinarias de Matosinhos e de Sines nos meses de Agosto e Setembro, respectivamente.

O crude representou 94% do total das matérias-primas processadas no terceiro trimestre de 2011, com os crudes leves e condensados, e os médios a representarem 33% e 35% do total, respectivamente. O peso dos crudes pesados foi de 32% do total face a 15% no período homólogo na sequência do início de operações do projecto de conversão na refinaria de Matosinhos em Junho de 2011.

O gásóleo teve um peso de 33% no perfil de produção, face a 36% no período homólogo. A gasolina teve um peso de 23%, o fuelóleo de 21% e o *jet* de 8%. Os consumos e quebras no período foram de 7%.

No terceiro trimestre de 2011, o volume de vendas a clientes directos foi de 2,8 milhões de toneladas, 1% acima do registado no período homólogo. Apesar da contracção do mercado de produtos petrolíferos na Península Ibérica, o volume de vendas neste mercado a clientes directos manteve-se estável devido ao contributo do segmento de empresas em Portugal e Espanha. Em África, as vendas aumentaram 44% para 194 mil toneladas, o que demonstrou a evolução positiva deste negócio naquele continente.

As exportações, para fora da Península Ibérica, no terceiro trimestre de 2011 foram de 0,7 milhões de toneladas, menos 7% do que no período homólogo de 2010, devido sobretudo à diminuição das exportações de nafta na sequência da menor produção deste produto. No terceiro trimestre, o fuelóleo e a gasolina representaram 34% e 45% do total das exportações, respectivamente.

RESULTADOS

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2011, o EBIT RCA foi de €41 milhões, ou seja, significativamente abaixo dos €176 milhões do período homólogo de 2010. Esta queda foi consequência do menor volume de crude processado, da diminuição da margem de refinação e da contracção do mercado de produtos petrolíferos na Península Ibérica.

A margem de refinação da Galp Energia no período foi de Usd 0,8/bbl, face aos Usd 2,7/bbl no período homólogo de 2010, e seguiu a evolução das margens de refinação nos mercados internacionais. O prémio da margem de refinação da Galp Energia face à margem de refinação *benchmark* manteve-se inalterado face ao período homólogo de 2010.

Nos primeiros nove meses de 2011, os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €92 milhões, face a €101 milhões no mesmo período do ano anterior. Em termos unitários o custo atingiu Usd 2,4/bbl, acima dos Usd 2,0/bbl no período homólogo de 2010. Esta evolução deveu-se à menor diluição de custos fixos, que resultou do menor volume de crude processado.

O contexto económico adverso que afectou negativamente o mercado de produtos petrolíferos na Península Ibérica reflectiu-se nos volumes vendidos, cuja quebra implicou uma menor contribuição para resultados do negócio de distribuição de produtos petrolíferos nos primeiros nove meses de 2011 face

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

ao período homólogo de 2010, apesar dum melhor desempenho do negócio em África.

A consolidação integral da empresa Enacol a partir do segundo trimestre de 2011, anteriormente consolidada por equivalência patrimonial, teve um efeito positivo de cerca de €8 milhões no EBIT RCA dos primeiros nove meses de 2011.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, o EBIT RCA foi de €21 milhões, ou seja, €54 milhões abaixo do resultado homólogo no terceiro trimestre de 2010, uma evolução negativa que decorreu principalmente da diminuição da margem de refinação e do volume de crude processado, mas também da menor contribuição para resultados das actividades de distribuição de produtos petrolíferos dada a contracção do mercado Ibérico de combustíveis.

Neste período, a margem de refinação da Galp Energia foi de Usd 0,9/bbl, abaixo dos Usd 2,1/bbl no período homólogo de 2010, seguindo a evolução negativa das margens de refinação nos mercados internacionais. Neste trimestre, o prémio da margem de refinação da Galp Energia face ao *benchmark* diminuiu face ao terceiro trimestre de 2010 em resultado das paragens nas unidades de aromáticos e de destilação a vácuo das refinarias de Sines e de Matosinhos, respectivamente. De salientar o aumento

do diferencial entre crudes pesados e leves entre períodos que beneficiou positivamente a margem de refinação face ao *benchmark*, não tendo sido suficiente para compensar o efeito das paragens.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €35 milhões, em linha com os €34 milhões do período homólogo de 2010. Em termos unitários o custo foi de Usd 2,4/bbl, acima dos Usd 1,9/bbl do terceiro trimestre de 2010. Este aumento resultou, por um lado, do menor volume de crude processado e, consequentemente, da menor diluição de custos fixos, e, por outro, dos custos decorrentes das paragens nas refinarias de Sines e de Matosinhos no terceiro trimestre de 2011.

No terceiro trimestre de 2011, a performance do negócio de distribuição de produtos petrolíferos foi afectada pelo contexto económico desfavorável na Península Ibérica, situação que reduziu a contribuição do negócio para os resultados, apesar do contributo positivo das actividades em África.

A consolidação integral da empresa Enacol a partir do segundo trimestre de 2011 teve um impacto de cerca de €2 milhões no EBIT RCA do terceiro trimestre de 2011.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

3. GAS & POWER

Milhões de euros (excepto indicação em contrário)

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
1.302	1.159	(143)	(11,0%)	Vendas totais de gás natural (milhões m³)	3.586	3.951	365	10,2%
613	490	(123)	(20,0%)	Eléctrico	1.474	1.479	5	0,3%
428	480	52	12,2%	Industrial	1.405	1.495	90	6,4%
64	88	24	37,1%	Residencial	282	475	193	68,6%
159	88	(71)	(44,7%)	Trading	298	423	125	41,8%
39	13	(26)	(67,0%)	Outras comercializadoras	127	78	(48)	(38,2%)
1.331	1.309	(22)	(1,6%)	Clientes de gás natural¹ (milhares)	1.331	1.309	(22)	(1,6%)
301	320	19	6,3%	Vendas de electricidade à rede² (GWh)	909	867	(42)	(4,6%)
1.043	1.049	7	0,6%	Activo fixo líquido de gás natural³	1.043	1.049	7	0,6%
2.052	2.179	127	6,2%	Activo total líquido	2.052	2.179	127	6,2%
467	497	30	6,4%	Vendas e prestações de serviços	1.234	1.608	373	30,3%
56	79	23	40,7%	EBITDA RCA	211	199	(12)	(5,7%)
50	68	17	34,5%	EBIT RCA	143	167	24	16,8%
28	35	7	26,9%	Comercialização ⁴	71	59	(12)	(16,6%)
21	26	4	20,9%	Infra-estruturas	62	89	27	42,9%
1	7	5	s.s.	Power	10	19	9	91,3%

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 2011 vendas de electricidade à rede de 213 GWh e 80 GWh, respectivamente

³ Exclui investimentos financeiros. Activo fixo líquido numa base consolidada

⁴ Inclui comercialização livre e regulada

ACTIVIDADE

NOVE MESES

As vendas de gás natural nos primeiros nove meses de 2011 foram de 3.951 milhões de metros cúbicos, um aumento de 10% face ao mesmo período de 2010, que se deveu sobretudo ao aumento nos segmentos residencial e de *trading*, enquanto os volumes no segmento eléctrico se mantiveram estáveis.

No segmento industrial, os volumes de gás natural aumentaram 6% face ao período homólogo de 2010, para 1.495 milhões de metros cúbicos. O aumento das vendas no mercado espanhol compensou a redução das vendas no mercado industrial português, que foi afectado pelo menor consumo da cogeração de Sines, na sequência da paragem técnica da refinaria no primeiro trimestre de 2011.

O segmento residencial representou um volume de 475 milhões de metros cúbicos, um aumento de 69%

face ao período homólogo de 2010, devido principalmente à inclusão das actividades de comercialização de gás natural na região de Madrid a partir de Abril de 2010.

As vendas de gás natural em *trading* aumentaram 125 milhões de metros cúbicos face ao período homólogo de 2010, para 423 milhões de metros cúbicos, suportadas pelo aumento das oportunidades de venda de gás natural no mercado internacional.

As vendas de electricidade à rede nos primeiros nove meses de 2011 foram de 867 GWh, um decréscimo de 42 GWh face ao período homólogo de 2010 que se deveu às paragens programadas na cogeração de Sines e na Energin no primeiro trimestre de 2011.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, as vendas de gás natural foram de 1.159 milhões de metros cúbicos, menos 11% do que no período homólogo de 2010.

Os volumes vendidos no sector eléctrico diminuíram 20%, para 490 milhões de metros cúbicos, influenciados pela menor produção de electricidade em Portugal, nomeadamente através de gás natural, devido ao tempo ameno no trimestre e ao aumento da utilização do carvão na produção de electricidade.

No segmento industrial, os volumes vendidos de gás natural aumentaram 12% face ao período homólogo, para 480 milhões de metros cúbicos. Este aumento explica-se pelo incremento das vendas no mercado espanhol e pela angariação de novos clientes em Portugal.

O segmento residencial representou um volume de 88 milhões de metros cúbicos, com as actividades de comercialização de gás natural na região de Madrid a representarem 20 milhões de metros cúbicos.

As vendas de electricidade à rede no terceiro trimestre de 2011 foram de 320 GWh, um aumento de 19 GWh face ao período homólogo de 2010 que se explica pela melhoria do desempenho operacional das instalações de cogeração.

RESULTADOS

NOVE MESES

Nos primeiros nove meses de 2011, o EBIT RCA foi de €167 milhões, um aumento de 17% face ao período homólogo de 2010, que se baseou na melhoria dos resultados das actividades de infra-estruturas e power, que mais do que compensou a quebra de resultados na actividade de comercialização.

No negócio de comercialização, o EBIT RCA diminuiu €12 milhões, para os €59 milhões, o que se deveu sobretudo à redução das margens de comercialização, que resultou do aumento do preço de aquisição de

gás natural nos nove meses de 2011, em comparação com o período homólogo de 2010.

O negócio de infra-estruturas gerou um EBIT RCA de €89 milhões, mais 43% do que no período homólogo de 2010. Para este aumento contribuíram essencialmente a extinção do efeito de alisamento dos proveitos permitidos a partir de Julho de 2010 e a recuperação de parte do diferencial entre os dois métodos, com e sem alisamento, para os anos gás 2008/2009 e 2009/2010, contabilizada no final do primeiro semestre de 2011.

O EBIT RCA do negócio do power foi de €19 milhões, acima dos €10 milhões dos primeiros nove meses de 2010. De salientar que o terceiro trimestre de 2010 foi negativamente afectado pelo aumento da tarifa de aquisição de gás natural na cogeração de Sines.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, o EBIT RCA foi de €68 milhões, um aumento de cerca de 35% em relação ao período homólogo de 2010.

O EBIT RCA do negócio de comercialização de gás natural aumentou €7 milhões em relação ao período homólogo do ano anterior, para os €35 milhões, devido ao aumento das margens de comercialização, com a optimização da gestão dos contratos de fornecimento de gás natural.

O negócio de infra-estruturas obteve um EBIT RCA de €26 milhões, em linha com o período homólogo do ano anterior, o que demonstra o carácter estável dos resultados desta actividade.

O EBIT RCA do negócio do power foi de €7 milhões, mais €5 milhões do que no período homólogo de 2010, influenciado pelo bom desempenho operacional das cogerações. O terceiro trimestre de 2010 foi negativamente afectado pelo aumento da tarifa de aquisição de gás natural na cogeração de Sines.

PREVISÕES DE CURTO PRAZO

Este capítulo do relatório trimestral de resultados tem como objectivo divulgar a visão da Galp Energia sobre algumas variáveis chave que influenciam a sua *performance* operacional no curto-prazo. No entanto, nem todas estas variáveis estão directamente ligadas à *performance* interna da Galp Energia, sendo que algumas estão dependentes de factores exógenos.

ENVOLVENTE DE MERCADO

Para o quarto trimestre de 2011, a Galp Energia estima que o preço do *dated Brent* se mantenha em linha com os níveis actuais. O contexto económico actual deverá continuar a pressionar a procura de petróleo. No entanto alguns constrangimentos na produção de petróleo no Mar do Norte, com os *stocks* de crude das refinarias europeias a atingirem níveis baixos, e a lenta entrada em produção do petróleo proveniente da Líbia, deverão suportar o preço do petróleo nos próximos meses.

As margens *benchmark* de Roterdão deverão continuar sobre pressão e em terreno negativo durante o quarto trimestre de 2011, com uma diminuição dos *cracks* da gasolina e alguma recuperação dos *cracks* dos destilados médios.

Os *cracks* da gasolina deverão ser influenciados negativamente pelo final da *driving season* dos EUA, perdendo suporte em ambos os lados do Atlântico, e pela reduzida procura deste produto. Possíveis aumentos de procura no médio oriente e Norte de África serão pouco prováveis.

O *crack* do fuelóleo deverá manter-se pressionado pela reduzida procura deste produto a nível mundial.

Espera-se que os *cracks* dos destilados médios beneficiem de uma menor oferta de diesel da Rússia, com a redução da utilização de capacidade das refinarias nesse país, e da alteração interna das especificações dos produtos para menores teores de enxofre. Os *stocks* de gasóleo no eixo Amesterdão – Roterdão- Antuérpia encontram-se nos níveis mais

baixos desde o início de 2009, numa altura em que a procura deverá aumentar com o aproximar dos meses de inverno.

ACTIVIDADE OPERACIONAL

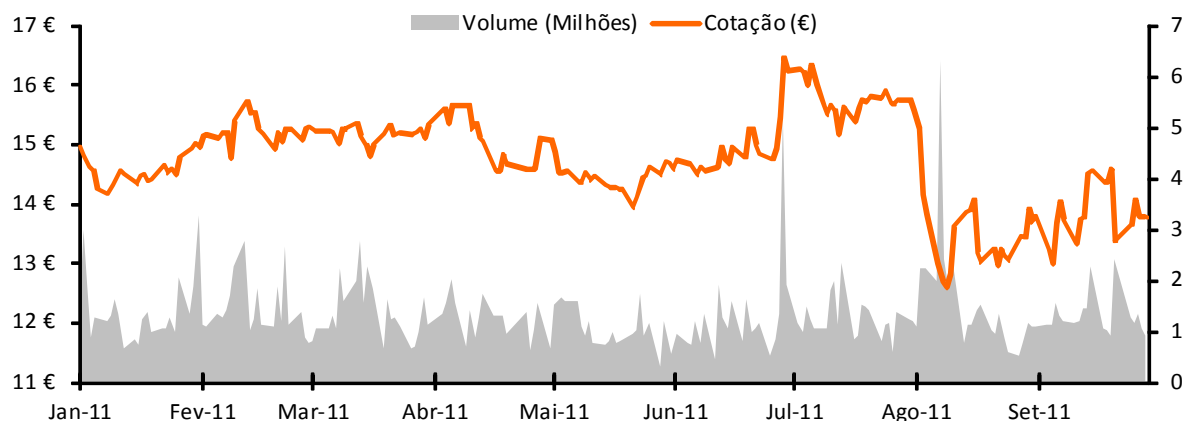
No segmento de negócio de Exploração & Produção, a produção *working interest* de crude deverá atingir cerca de 23 mbopd, no quarto trimestre de 2011. A redução da produção em Angola, em resultado do declínio natural dos campos, será mais do que compensada pelo aumento da produção no Brasil, com a ligação de dois poços produtores ao FPSO Cidade de Angra dos Reis, prevista até ao final do ano.

No segmento de negócio de Refinação & Distribuição, prevê-se que o volume de crude processado seja em linha com os valores do segundo trimestre de 2011, não se prevendo paragens do aparelho refinador, para manutenção programada, neste trimestre. Já as vendas de produtos petrolíferos a clientes directos deverão apresentar uma descida relativamente ao terceiro trimestre do ano, influenciadas pela sazonalidade e pelo contexto macroeconómico adverso na Península Ibérica, na sequência das medidas de austeridade, nomeadamente em Portugal.

No segmento de negócio de Gas & Power, estima-se que as vendas de gás natural no quarto trimestre de 2011 apresentem uma melhoria, suportada pelo aumento das vendas no segmento de *trading*, com o incremento da procura nos mercados asiáticos. As vendas ao sector eléctrico irão sofrer o efeito do tempo mais chuvoso característico desta altura do ano, que privilegiará a produção eléctrica por via hidráulica. Já as vendas aos segmentos residencial e industrial, tanto em Portugal como em Espanha, irão beneficiar positivamente do efeito da sazonalidade, típico para este período do ano. A actividade de infra-estruturas deverá apresentar uma *performance* constante face ao terceiro trimestre de 2011.

ACÇÃO GALP ENERGIA

EVOLUÇÃO DA COTAÇÃO DA ACÇÃO GALP ENERGIA



Fonte: Euroinvestor

NOVE MESES

Durante os primeiros nove meses de 2011, a acção da Galp Energia desvalorizou-se 4%, com a cotação a fechar nos €13,74 no final daquele período. Desde a oferta pública inicial, a 23 de Outubro de 2006, até 30 de Setembro de 2011, a acção da Galp Energia teve um desempenho positivo, valorizando-se cerca de 136%. A cotação máxima da Galp Energia no período foi de €16,97, enquanto a mínima foi de €11,60. Durante os primeiros nove meses de 2011, foram transaccionados cerca de 249 milhões de acções,

equivalente a uma média diária de 1,3 milhões de acções. A 30 de Setembro de 2011, a Galp Energia tinha uma capitalização bolsista de €11.394 milhões.

TERCEIRO TRIMESTRE

No terceiro trimestre de 2011, a acção da Galp Energia desvalorizou 16% face ao fecho do primeiro semestre de 2011 e o volume transaccionado foi de 88 milhões de acções, equivalente a uma média diária de 1,4 milhões de acções.

Detalhe da acção			
ISIN	PTGALOAM0009		
Reuters	GALP.LS		
Bloomberg	GALP.PL		
Número de acções	829.250.635		
Principais indicadores			
	2010	3T 2011	9M 2011
Min (€)	10,37	11,60	11,60
Max (€)	14,86	16,45	16,97
Média (€)	12,70	14,40	14,71
Cotação de fecho (€)	14,34	13,74	13,74
Volume (Macções)	428,0	88,4	249,3
Volume médio por dia (Macções)	1,6	1,4	1,3
Capitalização bolsista (M€)	11.891	11.394	11.394

EVENTOS DO TERCEIRO TRIMESTRE DE 2011

CORPORATE

EMIÇÃO DE OBRIGAÇÕES NO MONTANTE DE €185.000.000

A Galp Energia anunciou no dia 3 de Agosto de 2011 a emissão de um empréstimo obrigacionista, por subscrição particular, no montante de €185.000.000. Este empréstimo tem um prazo de 3 anos, com juros calculados com base em taxa variável, fixando-se a taxa de juro para o primeiro cupão em 5,32%.

DELIBERAÇÕES DA ASSEMBLEIA GERAL DE ACCIONISTAS

A assembleia-geral de accionistas da Galp Energia, que se reuniu no dia 3 de Agosto de 2011, deliberou alterações e aditamentos nos estatutos da sociedade, nomeadamente a revogação dos direitos especiais inerentes às acções da categoria A. A versão consolidada e actualizada dos estatutos encontra-se disponível em:

[http://www.galpenergia.com/PT/investidor/Governo Corporativo/Paginas/Estatutos.aspx](http://www.galpenergia.com/PT/investidor/GovernoCorporativo/Paginas/Estatutos.aspx)

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

PRIMEIRO POÇO DO CAMPO DE LULA REVELA ELEVADO POTENCIAL DE PRODUÇÃO

A Galp Energia anunciou, no dia 7 de Julho, que o poço P1, o primeiro a produzir comercialmente no pré-sal da Bacia de Santos, no campo Lula, registou, em Maio, uma produção média de 28.436 barris de petróleo por dia (bpd), confirmando o elevado potencial do pré-sal brasileiro. Considerando a produção de petróleo e gás natural, o volume médio, em Maio, foi de 36.322 barris de petróleo equivalente por dia (boepd).

GASODUTO LULA-MEXILHÃO INICIA OPERAÇÕES NA BACIA DE SANTOS

A Galp Energia, em consórcio com a Petrobras e a BG Group, iniciou no dia 16 de Setembro de 2011 a operação do gasoduto Lula-Mexilhão, que liga o campo Lula à plataforma do campo Mexilhão, localizada em águas rasas na bacia de Santos, o qual é estratégico para o desenvolvimento da produção de petróleo do pré-sal desta bacia.

EVENTOS APÓS O ENCERRAMENTO DO TERCEIRO TRIMESTRE DE 2011

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

DESCOBERTA DE GÁS NATURAL DE GRANDE DIMENSÃO NO OFFSHORE DE MOÇAMBIQUE

A Galp Energia, parceira do consórcio para a exploração da Área 4 na bacia de Rovuma, no *offshore* de Moçambique, anunciou no dia 20 de Outubro uma descoberta de gás natural de grande dimensão no prospecto Mamba South 1, localizado naquela área.

Esta descoberta muito relevante poderá conter no mínimo 15 tcf de gás no jazigo na área de Mamba South.

ACTUALIZAÇÃO DE INFORMAÇÕES SOBRE O PROSPECTO MAMBA SOUTH EM MOÇAMBIQUE

A Galp Energia, parceira do consórcio para a exploração da Área 4 na bacia de Rovuma, no *offshore* de Moçambique, anunciou no dia 27 de Outubro que foi encontrado um novo jazigo de idade Eocénica de boa qualidade que contém até 7,5 Tcf de gás natural. Este novo jazigo tem cerca de 90 metros de *gross pay* (espessura bruta).

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

COLABORADORES

	Dezembro 31, 2010	Junho 30, 2011	Setembro 30, 2011	Variação vs Dez 31, 2010	Variação vs Jun 30, 2011
Exploração & Produção	82	87	92	10	5
Refinação & Distribuição	6.156	6.175	6.322	166	147
Gas & Power	463	506	506	43	-
Outros	610	610	634	24	24
Total de empregados	7.311	7.378	7.554	243	176
Empregados das estações de serviço	3.462	3.513	3.426	(36)	(87)
Total de empregados offsite	3.849	3.865	4.128	279	263

EMPRESAS PARTICIPADAS

RESULTADOS DE EMPRESAS ASSOCIADAS

Milhões de Euros

Terceiro trimestre					Nove meses			
2010	2011	Var.	% Var.		2010	2011	Var.	% Var.
1,8	2,1	0,3	15,4%	CLH	5,0	6,1	1,1	21,6%
2,0	1,3	(0,7)	(35,4%)	CLC	6,0	3,8	(2,3)	(37,6%)
12,1	12,0	(0,2)	(1,5%)	Pipelines internacionais	35,9	35,2	(0,6)	(1,8%)
0,7	1,0	0,3	37,5%	Setgás - Distribuidora de Gás Natural	2,5	3,0	0,5	20,3%
1,2	0,9	(0,3)	(24,7%)	Outros	2,6	4,8	2,2	82,4%
17,9	17,3	(0,6)	(3,6%)	Total	52,1	52,9	0,9	1,7%

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E VALORES REPLACEMENT COST AJUSTADOS

1. EBIT REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

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
157	(49)	109	2	111	EBIT	578	(315)	263	21	285
16	-	16	3	19	E&P	43	-	43	27	70
69	(47)	22	(1)	21	R&D	353	(308)	45	(4)	41
69	(2)	67	0	68	G&P	176	(7)	168	(1)	167
3	0	3	-	3	Outros	7	-	7	-	7

Milhões de euros

Terceiro trimestre					2010	Nove meses				
EBIT	Efeito stock	EBIT RC	Eventos não recorrentes	EBIT RCA		EBIT	Efeito stock	EBIT RC	Eventos não recorrentes	EBIT RCA
140	(13)	127	9	136	EBIT	512	(146)	367	23	390
5	-	5	3	9	E&P	51	-	51	11	62
87	(14)	73	2	75	R&D	316	(138)	177	(1)	176
49	1	50	(0)	50	G&P	145	(7)	137	5	143
(2)	0	(2)	4	3	Outros	1	0	1	8	9

2. EBITDA REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

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
270	(49)	221	(1)	221	EBITDA	902	(315)	587	(2)	585
63	-	63	(0)	63	E&P	186	-	186	0	186
121	(47)	75	(0)	74	R&D	502	(308)	194	(3)	191
81	(2)	79	-	79	G&P	206	(7)	198	1	199
4	0	4	-	4	Outros	9	-	9	-	9

Milhões de euros

Terceiro trimestre					2010	Nove meses				
EBITDA	Efeito stock	EBITDA RC	Eventos não recorrentes	EBITDA RCA		EBITDA	Efeito stock	EBITDA RC	Eventos não recorrentes	EBITDA RCA
230	(13)	217	6	223	EBITDA	820	(146)	674	3	677
37	-	37	0	37	E&P	130	-	130	(0)	130
138	(14)	124	1	126	R&D	465	(138)	327	(2)	325
56	1	56	(0)	56	G&P	218	(7)	210	1	211
(1)	0	(1)	4	4	Outros	6	0	6	4	11

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

3. EVENTOS NÃO RECORRENTES

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Milhões de Euros

Terceiro trimestre			Nove meses	
2010	2011		2010	2011
		Exclusão de eventos não recorrentes		
(0,3)	(0,0)	Ganhos/perdas na alienação activos	(0,3)	(0,0)
0,3	(0,0)	Write-off activos	-	0,2
3,2	3,4	Imparidade de activos	11,5	26,7
3,2	3,4	Eventos não recorrentes do EBIT	11,2	26,8
3,2	3,4	Eventos não recorrentes antes de impostos	11,2	26,8
(1,1)	(1,2)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(3,8)	(9,1)
2,1	2,2	Total de eventos não recorrentes	7,3	17,7

REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

Milhões de Euros

Terceiro trimestre			Nove meses	
2010	2011		2010	2011
		Exclusão de eventos não recorrentes		
0,0	0,0	Acidentes resultantes de fenómenos naturais	(1,5)	(5,8)
(0,0)	(1,0)	Ganhos / perdas na alienação de activos	(0,1)	(1,4)
0,1	(0,2)	Write-off activos	0,1	0,1
1,1	0,7	Rescisão contratos pessoal	8,4	4,0
(0,0)	-	Acidentes - incêndio refinaria de Sines	-	
(0,3)	(0,6)	Provisão para meio ambiente e outras	0,1	(0,2)
0,7	(0,4)	Imparidade de activos	0,7	(0,9)
-	-	Margem na venda de licenças de emissão de dióxido carbono	(8,9)	
1,6	(1,4)	Eventos não recorrentes do EBIT	(1,3)	(4,2)
-	0,5	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	-	0,5
1,6	(0,9)	Eventos não recorrentes antes de impostos	(1,3)	(3,7)
(0,5)	0,2	Impostos sobre eventos não recorrentes	0,3	0,9
1,1	(0,8)	Total de eventos não recorrentes	(1,0)	(2,8)

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

GAS & POWER

Milhões de Euros

Terceiro trimestre			Nove meses	
2010	2011		2010	2011
		Exclusão de eventos não recorrentes		
(0,0)	-	Ganhos / perdas na alienação de activos	(0,0)	(0,0)
-	-	<i>Write-off</i> activos	-	1,2
-	-	Rescisão contratos pessoal	1,9	
(0,0)	0,0	Provisão para meio ambiente e outras	4,5	(2,5)
-	-	Margem na venda de licenças de emissão de dióxido carbono	(0,9)	
(0,0)	0,0	Eventos não recorrentes do EBIT	5,5	(1,3)
0,0	-	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	(0,0)	
(0,0)	0,0	Eventos não recorrentes antes de impostos	5,4	(1,3)
0,0	(0,0)	Imposto sobre eventos não recorrentes	(1,0)	(0,4)
(0,0)	0,0	Total de eventos não recorrentes	4,4	(1,7)

OUTROS

Milhões de Euros

Terceiro trimestre			Nove meses	
2010	2011		2010	2011
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	-	Ganhos/perdas na alienação de activos		
4,5	-	Acidentes - Incêndio Refinaria de Sines	4,5	
-	-	<i>Write-off</i> activos		
-	-	Provisão para meio ambiente e outras	3,2	
4,5	-	Eventos não recorrentes do EBIT	7,7	-
(0,0)	(0,0)	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	(0,0)	(0,0)
4,4	(0,0)	Eventos não recorrentes antes de impostos	7,7	(0,0)
0,0	0,0	Impostos sobre eventos não recorrentes	0,0	0,0
4,4	(0,0)	Total de eventos não recorrentes	7,7	(0,0)

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

RESUMO CONSOLIDADO

Milhões de Euros

Terceiro trimestre			Nove meses	
2010	2011		2010	2011
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	-	Venda de <i>stock</i> estratégico		
-	-	Custo da venda de <i>stock</i> estratégico		
0,0	0,0	Acidentes resultantes de fenómenos naturais	(1,5)	(5,8)
(0,3)	(1,1)	Ganhos/perdas na alienação de activos	(0,4)	(1,4)
0,4	(0,2)	<i>Write-off</i> activos	0,1	1,5
-	-	Margem na venda de licenças de emissão de dióxido carbono	(9,8)	-
1,1	0,7	Rescisão contratos pessoal	10,3	4,0
4,5	-	Acidentes - incêndio refinaria de Sines	4,5	
(0,3)	(0,5)	Provisão para meio ambiente e outras	7,8	(2,7)
3,9	3,1	Imparidade de activos	12,1	25,7
-	-	Indeminização OnlyProperties (Terrenos Cabo Ruivo)		
-	-	Indeminização EDP (Terrenos Cabo Ruivo)		
-	-	Outros		
9,3	2,0	Eventos não recorrentes do EBIT	23,0	21,3
0,0	0,5	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	(0,0)	0,5
-	-	Outros resultados financeiros		
9,3	2,5	Eventos não recorrentes antes de impostos	23,0	21,8
(1,6)	(1,0)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(4,5)	(8,6)
7,7	1,5	Total de eventos não recorrentes	18,5	13,2

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS

Milhões de euros

Terceiro Trimestre			Nove meses	
2010	2011		2010	2011
		Proveitos operacionais		
3.502	4.154	Vendas	10.236	12.109
88	123	Serviços prestados	224	320
35	38	Outros rendimentos operacionais	160	129
3.625	4.315	Total de proveitos operacionais	10.619	12.557
		Custos operacionais		
(3.087)	(3.721)	Inventários consumidos e vendidos	(8.904)	(10.687)
(200)	(220)	Materiais e serviços consumidos	(571)	(660)
(88)	(84)	Gastos com o pessoal	(262)	(242)
(85)	(100)	Gastos com amortizações e depreciações	(243)	(308)
(5)	(12)	Provisões e imparidade de contas a receber	(65)	(16)
(20)	(20)	Outros gastos operacionais	(63)	(65)
(3.485)	(4.158)	Total de custos operacionais	(10.107)	(11.979)
140	157	EBIT	512	578
18	17	Resultados de empresas associadas	52	53
0	(1)	Resultados de investimentos	0	(0)
		Resultados financeiros		
6	4	Rendimentos financeiros	18	17
(25)	(35)	Gastos financeiros	(77)	(100)
3	1	Ganhos (perdas) cambiais	(12)	(10)
(1)	1	Rendimentos de instrumentos financeiros	1	(1)
(0)	(0)	Outros ganhos e perdas	(1)	(1)
140	145	Resultados antes de impostos	493	537
(43)	(48)	Imposto sobre o rendimento	(135)	(144)
97	97	Resultado antes de interesses minoritários	359	393
(1)	(3)	Resultado afecto aos interesses minoritários	(3)	(8)
96	94	Resultado líquido	355	385
0,12	0,11	Resultado por acção (valor em Euros)	0,43	0,46

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

2. SITUAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

Milhões de euros

	Dezembro 31, 2010	Junho 30, 2011	Setembro 30, 2011
Activo			
Activo não corrente			
Activos fixos tangíveis	3.589	3.978	4.054
Goodwill	243	247	247
Outros activos fixos intangíveis	1.308	1.288	1.283
Participações financeiras em associadas	283	265	297
Participações financeiras em participadas	3	3	3
Outras contas a receber	112	102	94
Activos por impostos diferidos	216	190	182
Outros investimentos financeiros	1	1	1
Total de activos não correntes	5.755	6.075	6.162
Activo corrente			
Inventários	1.570	1.793	1.862
Clientes	1.082	1.222	1.071
Outras contas a receber	562	581	635
Outros investimentos financeiros	5	19	6
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	-	-	-
Caixa e seus equivalentes	188	216	241
Total do activos correntes	3.407	3.831	3.815
Total do activo	9.162	9.906	9.977
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	28	2	(13)
Outras reservas	193	193	193
Reservas de cobertura	(4)	(2)	(1)
Resultados acumulados	1.109	1.434	1.434
Resultado líquido do período	441	290	385
Total do capital próprio atribuível aos accionistas	2.679	2.830	2.909
Interesses minoritários	32	52	55
Total do capital próprio	2.711	2.881	2.964
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.412	1.647	1.683
Empréstimos obrigacionistas	1.000	720	905
Outras contas a pagar	321	308	363
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	285	288	290
Passivos por impostos diferidos	84	81	84
Outros instrumentos financeiros	0	0	0
Provisões	156	112	105
Total do passivo não corrente	3.258	3.156	3.431
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	616	793	755
Empréstimos obrigacionistas	-	280	280
Fornecedores	1.490	1.735	1.542
Outras contas a pagar	1.034	978	966
Outros instrumentos financeiros	8	4	1
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	45	78	38
Total do passivo corrente	3.193	3.868	3.582
Total do passivo	6.451	7.024	7.012
Total do capital próprio e do passivo	9.162	9.906	9.977

INFORMAÇÃO ADICIONAL

DEFINIÇÕES

EBIT

Resultado operacional

EBITDA

EBIT mais depreciações, amortizações e provisões. O EBITDA não é uma medida directa de liquidez e deverá ser analisado conjuntamente com os cash flows reais resultantes das actividades 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 Cracking Roterdão

Margem *Cracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% *dated Brent*, +2,3% LPG FOB *Seagoing* (50% Butano + 50% Propano), +25,4% PM UL NWE FOB Bg, +7,4% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% *Jet* NWE CIF, +33,3% ULSD 50 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 *dated Brent*; Frete 2011: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 5,98\$/ton (Frete 2010: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 5,22\$/ton). Rendimentos mássicos.

Margem *Hydroskimming* + Aromáticos + Óleos Base de Roterdão

Margem *hydroskimming* de Roterdão: -100% *dated Brent*, +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 *dated Brent*; Frete 2011: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 5,98\$/ton (Frete 2010: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 6,22\$/ton).

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% Ortoxileno 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 *dated Brent*; Frete 2011: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 5,98\$/ton (Frete 2010: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 5,22\$/ton). Rendimentos mássicos.

Resultados – Nove meses e terceiro trimestre de 2011

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 adoptado para efeitos de avaliação de existências e não reflectindo o custo de substituição de outros activos.

ABREVIATURAS:

bbl: barris;

BBLT: Benguela, Belize, Lobito e Tomboco;

bbl/d: barris por dia;

Bg: Barges;

CCGT: Central de ciclo combinado a gás natural;

Cg: Cargoes;

CIF: Costs, Insurance and Freights;

CLC: Companhia Logística de Combustíveis;

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

CMP: Custo Médio Ponderado;

CPT: Compliant Piled Tower;

DGEG: Direcção Geral de Energia e Geologia;

E&P: Exploração & Produção;

EUA: Estados Unidos da América;

€: Euro;

FIFO: First In First Out;

FOB: Free on Board;

G&P: Gas & Power;

IAS: International Accounting Standards;

IFRS: International Financial Reporting Standards;

LIFO: Last In First Out;

LSFO: Low sulphur fuel oil;

m³: metros cúbicos;

mbopd: mil barris de petróleo por dia;

OCDE: Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico

OPEP: Organização dos Países Exportadores de Petróleo,

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;

SXEP: Índice DJ Europe Oil & Gas;

TL: Tômbua-Lândana;

ULSD CIF Cg: Ultra Low sulphur diesel CIF Cargoes;

Usd: dólar dos Estados Unidos.

DISCLAIMER:

Este Relatório contém declarações prospectivas (*forward looking statements*), no que diz respeito aos resultados das operações e às actividades da Galp Energia, bem como alguns planos e objectivos 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 susceptíveis 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 actualizar à luz de novas informações ou desenvolvimentos futuros, nem de explicar as razões por que os resultados efectivamente verificados são eventualmente diferentes.

Galp Energia, SGPS, S.A.

Relações com Investidores

Tiago Villas-Boas, Director
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