galp energia

RESULTADOS

DOZE MESES E QUARTO TRIMESTRE DE 2012

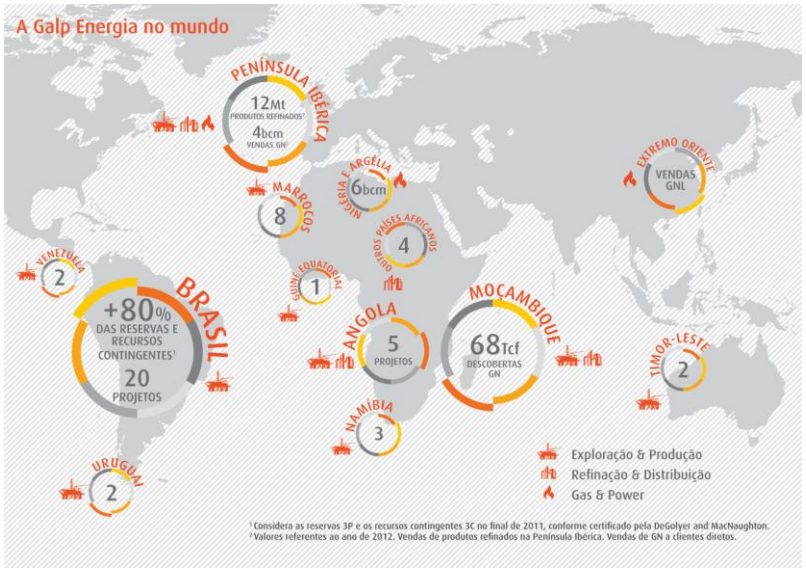
Fundações sólidas para criar valor sustentável

Dow Jones Sustainability Indexes
Member 2012/13

GALP ENERGIA: ENERGIA EM CRESCIMENTO PARA CRIAR VALOR SUSTENTÁVEL

Quem somos

- Somos uma empresa integrada de energia focada no negócio de exploração e produção, com um portefólio de ativos que permitirá um crescimento rentável ímpar na indústria.
- Centramos a atividade de exploração e produção em três países de referência: Brasil, Moçambique e Angola.
- Temos negócios ibéricos rentáveis e resilientes que contribuirão para o crescimento único na área de exploração e produção.



A nossa visão e o nosso propósito

Ser um operador integrado de energia de referência, reconhecido pela qualidade das atividades de exploração que desenvolve, e que entrega valor de forma sustentável aos seus acionistas.

A nossa estratégia

Reforçar as atividades de exploração e produção de forma a entregar um crescimento rentável e sustentável aos acionistas, apoiado num negócio ibérico eficiente e competitivo, numa capacidade financeira robusta e em práticas responsáveis.

Os nossos *drivers* estratégicos

- Maior foco na exploração.
- Desenvolvimento de projetos de produção de classe mundial.
- Capacidade financeira robusta.

As nossas vantagens competitivas

- Somos o porta-estandarte nacional.
- Oferecemos conhecimento integrado.
- Beneficiamos de uma organização robusta e flexível.
- Estabelecemos parcerias duradouras de sucesso.
- Adquirimos competências em alguns dos mais promissores projetos mundiais.

Para mais informações, consulte o sítio da Galp Energia na Internet, em www.galpenergia.com.

ÍNDICE

Galp Energia: Energia em crescimento para criar valor sustentável 1
Sumário executivo 4
Principais indicadores 5
Bases de apresentação da informação 6
Envolvente de mercado 7
Informação financeira 10
1. Demonstração de resultados 10
2. Análise da demonstração de resultados 12
3. Situação financeira 18
4. Cash flow 20
5. Investimento 21
Informação por segmentos 22
1. Exploração & Produção 22
2. Refinação & Distribuição 24
3. Gas & Power 27
Previsões de curto prazo 30
Ação Galp Energia 31
Eventos do quarto trimestre de 2012 31
Eventos após o encerramento do quarto trimestre de 2012 33
Colaboradores 34
Resultados de Empresas participadas 34
Reconciliação entre valores IFRS e valores replacement cost ajustados 35
1.EBIT replacement cost ajustado por segmento 35
2.EBITDA replacement cost ajustado por segmento 35
3.Eventos não recorrentes 36
Demonstrações financeiras consolidadas 39
1. Demonstração de resultados consolidados em IFRS 39
2. Situação financeira consolidada 40
Informação adicional 41

SUMÁRIO EXECUTIVO

O resultado líquido *replacement cost* ajustado (RCA) da Galp Energia nos doze meses de 2012 foi de €359 milhões, um aumento de 43% em relação ao período homólogo de 2011 que refletiu o incremento da produção de petróleo e gás natural no Brasil, a evolução positiva da margem de refinação da Galp Energia e o aumento das vendas de GNL no mercado internacional. No quarto trimestre de 2012, o aumento de 10% do resultado líquido RCA para €83 milhões deveu-se sobretudo ao aumento da produção de petróleo e gás natural e à melhoria da margem de refinação. A diminuição das vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos nos doze meses de 2012 e no quarto trimestre do ano, face aos períodos homólogos de 2011, reduziu o contributo para resultados da atividade de distribuição de produtos petrolíferos.

SÍNTESE DOS RESULTADOS – DOZE MESES E QUARTO TRIMESTRE DE 2012

- A produção *net entitlement* de crude e gás natural nos doze meses de 2012 foi de 18,1 mboepd, um incremento de 49% face ao período homólogo de 2011; no quarto trimestre a produção *net entitlement* situou-se nos 17,6 mboepd, dos quais cerca de 60% provieram do Brasil;

- A margem de refinação da Galp Energia em 2012 foi de Usd 2,2/bbl, mais Usd 1,6/bbl que no ano de 2011; no quarto trimestre de 2012, a margem de refinação da Empresa situou-se nos Usd 0,9/bbl face a uma margem quase nula no período homólogo de 2011. Esta evolução positiva entre períodos seguiu a tendência verificada nas margens de refinação nos mercados internacionais;

- O negócio de distribuição de produtos petrolíferos foi afetado ao longo do ano pelo contexto económico adverso na Península Ibéria, com reflexo nos volumes vendidos nos doze meses de 2012 e, em particular, no quarto trimestre;

- O volume de gás natural vendido nos doze meses de 2012 atingiu os 6.253 milhões de metros cúbicos, um aumento de 17% face a 2011, para o que contribuiu o aumento da atividade de *trading* no período; no quarto trimestre, as vendas de gás natural subiram 10% para 1.558 milhões de metros cúbicos, impulsionadas pela maior procura de GNL nos mercados internacionais, nomeadamente os asiáticos;

- O EBIT RCA nos doze meses de 2012 foi de €584 milhões, mais €190 milhões que no período homólogo de 2011; no quarto trimestre, o EBIT de €142 milhões representou um aumento de 33% face ao mesmo período de 2011;

- Nos doze meses de 2012, o investimento totalizou €940 milhões, dos quais cerca de 70% foram afetos ao segmento de negócio de Exploração & Produção, nomeadamente às atividades de exploração e desenvolvimento no Brasil; no quarto trimestre, o investimento no negócio de Exploração & Produção representou €220 milhões, ou seja, 67% do total investido no período;

- No final de dezembro de 2012, a dívida líquida situava-se nos €1.697 milhões ou €780 milhões se considerado o empréstimo à Sinopec.

CONFERENCE CALL

Data:	Segunda-feira, 11 de fevereiro de 2013
Hora:	11:30 (hora no Reino Unido)
Participação:	Manuel Ferreira De Oliveira (CEO) Filipe Silva (CFO) Tiago Villas-Boas (IRO)
Telefones:	Portugal: +351 800 780 153 Reino Unido: +44 208 515 2301 ou +44 (0) 800 358 5271 (Linha gratuita)
***Chairperson*:**	Tiago Villas-Boas

PRINCIPAIS INDICADORES

INDICADORES FINANCEIROS

Milhões de euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
184	165	(18)	(9,9%)	EBITDA	1.090	1.038	(52)	(4,8%)
214	217	3	1,5%	EBITDA RC[1]	805	1.005	201	24,9%
208	**229**	**21**	**9,9%**	**EBITDA RCA[2]**	**797**	**1.015**	**218**	**27,3%**
59	44	(15)	(25,8%)	EBIT	642	542	(100)	(15,6%)
89	95	6	6,7%	EBIT RC[1]	357	509	153	42,8%
106	**142**	**36**	**33,5%**	**EBIT RCA[2]**	**395**	**584**	**190**	**48,0%**
44	13	(32)	(71,5%)	Resultado líquido	433	343	(89)	(20,7%)
65	49	(17)	(25,8%)	Resultado líquido RC[1]	228	317	89	38,9%
75	**83**	**8**	**10,1%**	**Resultado líquido RCA[2]**	**251**	**359**	**108**	**43,0%**

[1] Resultados *replacement cost* excluem efeito *stock*

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

INDICADORES DE MERCADO

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
109,3	110,1	0,8	0,7%	Preço médio do *dated Brent* [1] (Usd/bbl)	111,3	111,7	0,4	0,4%
(0,6)	1,4	2,1	s.s.	Margem de refinação *benchmark* [2] (Usd/bbl)	(0,7)	1,7	2,4	s.s.
56,8	65,3	8,5	15,0%	Preço de gás natural NBP do Reino Unido[3]	56,4	60,3	3,9	7,0%
1,35	1,30	(0,0)	(3,7%)	Taxa de câmbio média[3] Eur/Usd	1,39	1,29	(0,1)	(7,6%)
1,72	0,36	*(1,35 p.p.)*	s.s.	Euribor - seis meses[3] (%)	1,64	0,78	*(0,85 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

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
21,6	23,4	1,8	8,5%	Produção média *working interest* (mboepd)	20,8	24,4	3,6	17,4%
13,0	17,6	4,7	35,9%	Produção média *net entitlement* (mboepd)	12,1	18,1	6,0	49,1%
(0,0)	0,9	1,0	s.s.	Margem de refinação Galp Energia (Usd/bbl)	0,6	2,2	1,6	s.s.
3,0	2,8	(0,3)	(8,6%)	Matérias-primas processadas (milhões ton)	11,2	11,9	0,7	6,6%
2,6	2,4	(0,2)	(8,7%)	Vendas *oil* clientes diretos (milhões ton)	10,5	10,0	(0,5)	(4,8%)
1.414	1.558	143	10,1%	Vendas de gás natural (milhões m^3)	5.365	6.253	888	16,6%
334	345	11	3,2%	Vendas de eletricidade à rede[1] (GWh)	1.201	1.298	97	8,1%

[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 doze meses findos em 31 de dezembro 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 31 de dezembro de 2012 e de 2011 e para os doze meses findos nestas datas. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de dezembro e 30 de setembro 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 influenciar os resultados da empresa sem ser um indicador do seu verdadeiro desempenho é o conjunto de eventos de natureza não recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de ativos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação.

Com o objetivo de avaliar o desempenho operacional do negócio da Galp Energia, os resultados RCA excluem os eventos não recorrentes e o efeito *stock*, este último pelo facto de o custo das mercadorias vendidas e das matérias-primas consumidas ter sido apurado pelo método de valorização de custo de substituição designado *replacement cost*.

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 quarto trimestre e dos doze 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.

ENVOLVENTE DE MERCADO

A cotação média do *dated Brent* nos doze meses de 2012 foi de Usd 111,7/bbl, em linha com a do período homólogo do ano anterior. Esta estabilidade resultou de dois efeitos de sinal contrário. Por um lado, a instabilidade na Síria, no Sudão do Sul e no Iémen, aliada à tensão crescente em Israel, na Faixa de Gaza e no Irão, que sustentaram a cotação; e por outro, as incertezas em relação à atividade económica na Europa e nos EUA, juntamente com os receios de uma desaceleração da economia chinesa, que pesaram sobre a cotação. No quarto trimestre, a cotação média do *dated Brent* foi de Usd 110,1/bbl, em linha com o quarto trimestre de 2011.

Nos doze meses de 2012, a diferença média de preço entre os crudes pesados e leves diminuiu Usd 0,7/bbl face ao período homólogo do ano anterior e situou-se em Usd -1,5/bbl, na sequência do aumento do preço dos crudes pesados. No quarto trimestre, a diferença foi de Usd -1,4/bbl, face a Usd -0,7/bbl no período homólogo de 2011, evolução que se deveu à subida do preço do *dated Brent*.

PRODUTOS PETROLÍFEROS

Nos doze meses de 2012 o *crack* médio da gasolina foi de Usd 11,7/bbl, ou seja, mais 68% do que no ano anterior. No quarto trimestre, o *crack* médio da gasolina aumentou Usd 4,8/bbl face ao período homólogo de 2011, para os Usd 7,5/bbl, o que se deveu ao encerramento de refinarias na costa leste dos EUA na sequência do furacão Sandy e ao aumento da procura de gasolina na Ásia.

O *crack* médio do gasóleo foi de Usd 21,2/bbl nos doze meses de 2012, um aumento de 14% face ao ano anterior. No quarto trimestre, o *crack* médio do gasóleo foi de Usd 23,4/bbl, mais 5% que um ano antes, com os *stocks* de gasóleo a caírem em novembro pelo terceiro mês consecutivo. Deste modo, o número de dias coberto pelos *stocks* foi ligeiramente inferior ao do período homólogo do ano anterior, suportando o *crack* médio do gasóleo no quarto trimestre de 2012.

O *crack* médio do fuelóleo situou-se nos Usd -5,9/bbl nos doze meses de 2012, mais Usd 4,6/bbl que um ano antes. No quarto trimestre, o *crack* baixou Usd 5,4/bbl para Usd -12,4/bbl em relação ao mesmo período do ano anterior, devido à diminuição da procura nos sectores da marinha e das elétricas, nomeadamente no Japão, o que levou à subida dos *stocks* na Europa e na Ásia.

MARGENS DE REFINAÇÃO

A margem de refinação *benchmark* da Galp Energia foi de Usd 1,7/bbl nos doze meses de 2012, mais Usd 2,4/bbl do que nos doze meses anteriores, uma evolução que refletiu o aumento das margens *cracking* e *hydroskimming* no período, de Usd 2,9/bbl e Usd 3,1/bbl, respetivamente. No quarto trimestre, a margem *benchmark* subiu Usd 2,1/bbl em relação ao período homólogo do ano anterior, para Usd 1,4/bbl, impulsionada pela margem *cracking* na sequência do aumento dos preços dos produtos petrolíferos, nomeadamente da gasolina e do gasóleo.

EUR/USD

Nos doze meses de 2012, a taxa de câmbio média do euro/dólar foi de 1,29, uma desvalorização de 8% do euro face ao dólar em relação ao período homólogo de 2011. No quarto trimestre, a taxa de câmbio média euro/dólar foi de 1,30, uma desvalorização do euro de 4% face ao mesmo período de 2011. O enfraquecimento da moeda única deveu-se essencialmente à continuação da crise da dívida soberana na zona euro, mesmo depois do Banco Central Europeu ter anunciado novas medidas de estímulo à economia.

MERCADO IBÉRICO

Em Portugal, o mercado de produtos petrolíferos contraiu 7% nos doze meses de 2012 em relação ao período homólogo de 2011, para 8,9 milhões de

toneladas, sobretudo em consequência da evolução dos mercados de gasolina e gasóleo, que contraíram cerca de 9% cada, para 1,1 milhões e 4,5 milhões de toneladas, respetivamente, refletindo o contexto económico adverso no país. Por outro lado, o mercado de *jet* ficou, em um milhão de toneladas, em linha com os doze meses de 2011. No quarto trimestre, o mercado de produtos petrolíferos diminuiu 10% face ao período homólogo de 2011, para 2,1 milhões de toneladas, na sequência da implementação de medidas de austeridade adicionais. As gasolinas e os gasóleos foram os produtos cuja procura foi mais afetada, com uma descida de 9% cada face ao quarto trimestre de 2011, ainda que o mercado de *jet* tivesse subido 2% para os 0,2 milhões de toneladas.

Em Espanha, o mercado de produtos petrolíferos contraiu 7% nos doze meses de 2012 face a 2011, para os 52,7 milhões de toneladas. Esta evolução deveu-se não só à contração de 6% do mercado de gasóleo, para os 28,0 milhões de toneladas, mas também à evolução negativa dos mercados da gasolina e do *jet,* que sofreram os efeitos da conjuntura económica adversa e contraíram 7%, para 4,9 milhões de toneladas, e para 5,2 milhões de toneladas, respetivamente. No quarto trimestre, o mercado de produtos petrolíferos diminuiu 8% face ao período homólogo de 2011, para 12,9 milhões de toneladas, com os mercados da gasolina e do gasóleo a caírem 8% e 6%, respetivamente, em consequência do contexto económico adverso no país. O mercado de *jet* também teve uma evolução negativa, com uma diminuição de 7%, para um milhão de toneladas.

O mercado do gás natural em Portugal contraiu 13% nos doze meses de 2012 face ao ano anterior, para os 4.302 milhões de metros cúbicos. Esta evolução negativa deveu-se principalmente à quebra de 44% no sector eléctrico, na sequência do aumento do peso do carvão na produção de eletricidade e de uma menor geração elétrica em Portugal causada pelo aumento das importações de eletricidade de Espanha. No quarto trimestre, o mercado do gás natural caiu 6% em relação ao mesmo período de 2011, para os 1.016 milhões de metros cúbicos, devido sobretudo à diminuição de 60% da procura no segmento elétrico em consequência do aumento do peso do carvão na produção de eletricidade, do aumento da produção de eletricidade através de recursos hídricos e também da maior importação de eletricidade relativamente ao período homólogo do ano anterior.

O mercado de gás natural em Espanha diminuiu 3% nos doze meses de 2012 face a 2011, dado que o aumento de 6% na procura dos segmentos residencial e industrial não ter sido suficiente para compensar a quebra de 23% na procura do segmento eléctrico, na sequência do aumento de produção de eletricidade com carvão e energia nuclear. No quarto trimestre, o mercado do gás natural ficou em linha com o período homólogo do ano anterior, uma vez que a descida de 13% na procura do segmento eléctrico, decorrente do aumento da produção de eletricidade em regime especial, principalmente por via eólica, ter sido compensada pelo aumento de 4% na procura dos segmentos residencial e industrial.

INDICADORES DE MERCADO

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
109,3	110,1	0,8	0,7%	Preço *dated Brent* [1] (Usd/bbl)	111,3	111,7	0,4	0,4%
(0,7)	(1,4)	0,7	s.s.	Diferencial do preço do crude *heavy-light* [2] (Usd/bbl)	(2,2)	(1,5)	(0,7)	32,7%
22,3	23,4	1,1	5,0%	*Crack* gasóleo[3] (Usd/bbl)	18,6	21,2	2,6	13,9%
2,7	7,5	4,8	s.s.	*Crack* gasolina[4] (Usd/bbl)	7,0	11,7	4,8	68,1%
(7,0)	(12,4)	(5,4)	(78,0%)	*Crack* fuelóleo[5] (Usd/bbl)	(10,6)	(5,9)	4,6	43,9%
(0,6)	1,4	2,1	s.s.	Margem de refinação *benchmark* [1] (Usd/bbl)	(0,7)	1,7	2,4	s.s.
2,3	2,1	(0,2)	(9,5%)	Mercado *oil* em Portugal[6] (milhões ton)	9,6	8,9	(0,7)	(7,4%)
14,0	12,9	(1,1)	(7,9%)	Mercado *oil* em Espanha[7] (milhões ton)	56,6	52,7	(3,9)	(6,9%)
1.085	1.016	(68)	(6,3%)	Mercado gás natural em Portugal[8] (milhões m^3)	4.930	4.302	(628)	(12,7%)
8.210	8.215	5	0,1%	Mercado gás natural em Espanha[9] (milhões m^3)	31.952	31.087	(865)	(2,7%)

[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 dezembro
[8] Fonte: Galp Energia
[9] Fonte: Enagás

INFORMAÇÃO FINANCEIRA

1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
4.375	4.231	(144)	(3,3%)	Vendas e prestações de serviços	16.804	18.507	1.703	10,1%
(4.192)	(4.018)	(174)	(4,1%)	Custos operacionais	(16.089)	(17.535)	1.446	9,0%
24	15	19	(36,8%)	Outros proveitos (custos) operacionais	82	42	(40)	(48,3%)
208	**229**	**21**	**9,9%**	**EBITDA**	**797**	**1.015**	**218**	**27,3%**
(102)	(87)	(15)	(14,6%)	D&A e provisões	(402)	(431)	28	7,0%
106	**142**	**36**	**33,5%**	**EBIT**	**395**	**584**	**190**	**48,0%**
20	16	(4)	(18,3%)	Resultados de empresas associadas	73	72	(1)	(0,8%)
(0)	(0)	0	-	Resultados de investimentos	(0)	(0)	0	-
(29)	(32)	(4)	(12,3%)	Resultados financeiros	(123)	(63)	60	49,0%
97	126	29	29,4%	Resultados antes de impostos e interesses minoritários	345	594	249	72,3%
(21)	(28)	7	35,1%	Imposto sobre o rendimento	(84)	(182)	98	s.s.
(1)	(15)	14	s.s.	Interesses minoritários	(9)	(53)	43	s.s.
75	**83**	**8**	**10,1%**	**Resultado líquido**	**251**	**359**	**108**	**43,0%**
75	**83**	**8**	**10,1%**	**Resultado líquido**	**251**	**359**	**108**	**43,0%**
(10)	(34)	(24)	s.s.	Eventos não recorrentes	(23)	(42)	(19)	(83,8%)
65	**49**	**(17)**	**(25,8%)**	**Resultado líquido RC**	**228**	**317**	**89**	**38,9%**
(21)	(36)	(15)	68,6%	Efeito *stock*	204	26	(178)	(87,2%)
44	**13**	**(32)**	**(71,5%)**	**Resultado líquido IFRS**	**433**	**343**	**(89)**	**(20,7%)**

DOZE MESES

O resultado líquido RCA nos doze meses de 2012 foi de €359 milhões, mais €108 milhões do que no período homólogo de 2011. Este aumento deveu-se essencialmente à evolução positiva da atividade operacional de todos os segmentos de negócio, em consequência do aumento da produção de petróleo e de gás natural no Brasil, da melhoria das margens de refinação, do aumento do volume de crude processado e do aumento dos volumes e das margens de GNL na atividade de *trading*.

Os resultados financeiros contribuíram positivamente para a evolução dos resultados, e mais do que compensaram o aumento dos interesses minoritários, na sequência do aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas.

O resultado líquido RC nos doze meses de 2012 foi de €317 milhões, incluindo eventos não recorrentes de €42 milhões relacionados sobretudo com imparidades relativas a poços secos no segmento de negócio de Exploração & Produção.

O resultado líquido IFRS foi de €343 milhões, incluindo um efeito *stock* positivo de €26 milhões no seguimento da evolução dos preços do petróleo e dos produtos petrolíferos nos mercados internacionais durante o ano.

QUARTO TRIMESTRE

O resultado líquido RCA no quarto trimestre de 2012 foi de €83 milhões, ou seja, um aumento de 10% face ao trimestre homólogo de 2011. Esta evolução deveu-se sobretudo ao aumento dos resultados nos segmentos de negócio de Exploração & Produção e de Refinação & Distribuição, na sequência do aumento de produção de petróleo e de gás natural no Brasil e da melhoria da margem de refinação, respetivamente. Paralelamente, a contabilização, no quarto trimestre, de medidas de otimização de custos, referentes à renegociação de contratos de seguros de saúde e respetivo impacto da reavaliação

atuarial, contribuiu positivamente para a melhoria dos resultados no quarto trimestre, face ao período homólogo de 2011.

No entanto, a melhoria da atividade operacional foi atenuada pelo aumento dos interesses minoritários, na sequência do aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas.

O resultado líquido RC no quarto trimestre de 2012 foi de €49 milhões, incluindo eventos não recorrentes de €34 milhões relacionados sobretudo com imparidades relativas a poços secos no segmento de negócio de Exploração & Produção.

O resultado líquido IFRS foi de €13 milhões, incluindo um efeito *stock* negativo de €36 milhões resultante da evolução negativa no trimestre dos preços dos produtos petrolíferos, especialmente do fuelóleo e da gasolina, nos mercados internacionais.

2. ANÁLISE DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

VENDAS E PRESTAÇÕES DE SERVIÇOS

Milhões de euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
4.375	**4.231**	**(144)**	**(3,3%)**	**Vendas e prestações de serviços RCA**	**16.804**	**18.507**	**1.703**	**10,1%**
163	137	(26)	(15,9%)	Exploração & Produção	396	475	79	19,9%
3.771	3.548	(223)	(5,9%)	Refinação & Distribuição	14.692	15.570	878	6,0%
668	720	53	7,9%	Gas & Power	2.275	2.919	644	28,3%
33	24	(9)	(26,8%)	Outros	124	115	(9)	(6,9%)
(259)	(198)	61	23,6%	Ajustamentos de consolidação	(683)	(572)	111	16,3%

DOZE MESES

As vendas e prestações de serviços RCA nos doze meses de 2012 aumentaram 10% face ao período homólogo de 2011, para €18.507 milhões. Para este aumento contribuíram todos os segmentos de negócio, nomeadamente através dos aumentos da produção de petróleo e gás natural, do preço dos produtos petrolíferos e dos volumes vendidos de GNL nos mercados internacionais.

QUARTO TRIMESTRE

As vendas e prestações de serviços RCA no quarto trimestre de 2012 diminuíram €144 milhões em relação ao período homólogo de 2011, para €4.231 milhões, o que se deveu sobretudo à quebra nos volumes vendidos no segmento de negócio de Refinação & Distribuição.

CUSTOS OPERACIONAIS

Milhões de euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
4.192	**4.018**	**(174)**	**(4,1%)**	**Custos operacionais RCA**	**16.089**	**17.535**	**1.446**	**9,0%**
3.852	3.686	(166)	(4,3%)	Custo das mercadorias vendidas	14.855	16.232	1.377	9,3%
254	262	8	3,3%	Fornecimentos e serviços externos	914	984	70	7,7%
86	70	(16)	(18,7%)	Custos com pessoal	320	319	(1)	(0,4%)

DOZE MESES

Os custos operacionais RCA nos doze meses de 2012 aumentaram 9% para €17.535 milhões principalmente devido à subida de 9% no custo das mercadorias vendidas, na sequência da subida dos preços do crude e dos produtos petrolíferos nos mercados internacionais e do aumento dos volumes vendidos de gás natural.

Os custos com fornecimentos e serviços externos aumentaram 8% para €984 milhões devido ao incremento de custos associado ao aumento da atividade de produção de petróleo e de gás natural no Brasil e ao aumento do custo de utilização da rede de transporte e distribuição de gás natural em Portugal.

Os custos com pessoal de €319 milhões estiveram em linha com os doze meses de 2011, uma vez que as especializações relativas a remunerações variáveis registadas no ano de 2012, foram compensadas por

medidas de otimização de custos, referentes à renegociação de contratos de seguros de saúde e respetivo impacto de reavaliação atuarial, contabilizada no quarto trimestre de 2012.

QUARTO TRIMESTRE

Os custos operacionais RCA no quarto trimestre de 2012 foram de €4.018 milhões, uma diminuição de 4% face ao período homólogo de 2011, o que se deveu essencialmente à diminuição do custo das mercadorias vendidas na sequência da quebra dos volumes de vendas de produtos petrolíferos.

Os fornecimentos e serviços externos aumentaram 3% para €262 milhões devido ao aumento da atividade de produção de petróleo e gás natural no Brasil e também, devido às atividades de manutenção no campo Kuito em Angola.

Os custos com pessoal diminuíram €16 milhões, para €70 milhões, devido a medidas de otimização de custos, referentes à renegociação de contratos de seguros de saúde e respetivo impacto de reavaliação atuarial, contabilizada no quarto trimestre de 2012.

DEPRECIAÇÕES E AMORTIZAÇÕES

Milhões de euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
76	**74**	**(1)**	**(1,9%)**	**Depreciações e amortizações RCA**	**358**	**364**	**6**	**1,7%**
(1)	10	11	s.s.	Exploração & Produção	109	106	(2)	(2,1%)
58	48	(10)	(16,7%)	Refinação & Distribuição	197	204	8	3,9%
18	15	(3)	(16,1%)	Gas & Power	50	50	(0)	(0,2%)
1	1	0	14,9%	Outros	3	4	1	22,5%

DOZE MESES

As depreciações e amortizações nos doze meses de 2012 foram de €364 milhões, mais 2% que no período homólogo de 2011, para o que contribuiu o aumento das amortizações no segmento de negócio de Refinação & Distribuição.

As depreciações e amortizações no negócio de Exploração & Produção baixaram €2 milhões face aos doze meses de 2011, sobretudo devido à correção em baixa das amortizações no final de 2012 que resultou da revisão em alta das reservas em Angola, não obstante o aumento das depreciações e amortizações no Brasil.

No segmento de Refinação & Distribuição, o aumento de €8 milhões nas amortizações e depreciações deveu-se sobretudo às amortizações relativas às novas unidades na refinaria de Matosinhos, que entraram em operação em junho de 2011.

No segmento de Gas & Power, as amortizações e depreciações de €50 milhões estiveram em linha com as dos doze meses de 2011.

QUARTO TRIMESTRE

As depreciações e amortizações no quarto trimestre de 2012, no montante de €74 milhões, estiveram em linha com as do mesmo período de 2011.

No segmento de negócio de Exploração & Produção, as depreciações e amortizações aumentaram €11 milhões, o que se deveu ao maior impacto da correção em baixa das amortizações no quarto trimestre de 2011, face ao quarto trimestre de 2012, na sequência da revisão em alta das reservas feita em ambos os períodos. Excluindo o efeito de correção resultante da revisão das reservas, as depreciações e amortizações teriam sido de €27 milhões.

No segmento de negócio de Refinação & Distribuição, as amortizações e depreciações situaram-se nos €48 milhões, uma descida de €10 milhões face ao período homólogo de 2011. Esta redução deveu-se, por um lado, ao menor montante do ativo líquido sujeito a amortização na atividade de refinação, nomeadamente na refinaria de Sines, e por outro, à alteração do período de vida útil das novas unidades na refinaria de Matosinhos, no âmbito do projeto de conversão.

No segmento de negócio de Gas & Power, as depreciações e amortizações baixaram €3 milhões para €15 milhões relativamente ao quarto trimestre de 2011. Esta descida deveu-se sobretudo à menor amortização de ativos intangíveis associados à aquisição da empresa espanhola Madrileña Gas, face ao contabilizado no mesmo período de 2011.

PROVISÕES

Milhões de euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
26	**13**	**(13)**	**(51,7%)**	**Provisões RCA**	**44**	**66**	**22**	**50,3%**
7	(5)	(12)	s.s.	Exploração & Produção	13	22	9	66,7%
14	11	(3)	(19,9%)	Refinação & Distribuição	25	29	4	16,9%
6	7	1	19,3%	Gas & Power	6	16	9	s.s.
(0)	-	0	s.s.	Outros	(0)	(0)	0	s.s.

DOZE MESES

As provisões RCA nos doze meses de 2012 aumentaram €22 milhões relativamente ao período homólogo de 2011, para €66 milhões.

No segmento de negócio de Exploração & Produção, as provisões de €22 milhões deveram-se sobretudo ao abandono futuro dos campos BBLT e Kuito, situados no bloco 14 em Angola, que estão em fase mais avançada de maturidade. Não obstante a reclassificação de provisões para imposto, referente a IRP de períodos anteriores, as provisões registaram um aumento de €9 milhões em 2012.

Nos segmentos de negócio de Refinação & Distribuição e de Gas & Power, as provisões de €29 milhões e de €16 milhões, respetivamente, estiveram essencialmente associadas a clientes de cobrança duvidosa.

QUARTO TRIMESTRE

As provisões RCA no quarto trimestre de 2012 diminuíram €13 milhões relativamente ao período homólogo de 2011, para €13 milhões, uma diminuição que se deveu sobretudo à redução de €12 milhões nas provisões do segmento de negócio de Exploração & Produção em relação ao quarto trimestre de 2011.

A descida das provisões no negócio de Exploração & Produção de €12 milhões deveu-se sobretudo, a uma especialização de imposto referente a IRP em Angola, antes contabilizado em provisões. Esta reclassificação de provisões para imposto, referente a IRP de períodos anteriores foi contabilizada na sua totalidade no último trimestre do ano. Se excluirmos este efeito, as provisões no quarto trimestre de 2012 teriam sido de €4 milhões.

As provisões de €11 milhões no segmento de negócio de Refinação & Distribuição e de €7 milhões no segmento de negócio de Gas & Power deveram-se sobretudo a clientes de cobrança duvidosa.

RESULTADOS OPERACIONAIS

Milhões de euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
106	**142**	**36**	**33,5%**	**EBIT RCA**	**395**	**584**	**190**	**48,0%**
60	72	12	19,9%	Exploração & Produção	130	245	116	89,1%
(21)	17	38	s.s.	Refinação & Distribuição	23	61	38	s.s.
63	64	2	2,7%	Gas & Power	230	283	52	22,7%
5	(11)	(16)	s.s.	Outros	11	(5)	(16)	s.s.

DOZE MESES

O EBIT RCA nos doze meses de 2012 aumentou 48% em relação ao período homólogo de 2011, para €584 milhões, o que se deveu ao melhor desempenho de todos os segmentos de negócio, com destaque para o de Exploração & Produção.

No segmento de negócio de Exploração & Produção, o EBIT aumentou 89% face aos doze meses de 2011, para €245 milhões, na sequência, principalmente, do aumento da produção de petróleo e de gás natural no Brasil.

No segmento de negócio de Refinação & Distribuição, o EBIT aumentou €38 milhões para €61 milhões, na sequência da melhoria da margem de refinação e do aumento de crude processado, não obstante a menor contribuição para resultados das vendas a clientes diretos. Para a melhoria da performance operacional deste segmento de negócio, também contribuiu o impacto de medidas de otimização de custos, relativas à renegociação de contratos de seguros de saúde e respetiva reavaliação atuarial.

No segmento de negócio de Gas & Power, o EBIT aumentou 23% em relação aos doze meses de 2011, para €283 milhões, na sequência do aumento dos volumes e das margens de comercialização de GNL nos mercados internacionais.

QUARTO TRIMESTRE

O EBIT RCA no quarto trimestre de 2012 aumentou €36 milhões em relação ao trimestre homólogo de 2011, para €142 milhões, o que se deveu à melhoria do desempenho dos segmentos de Exploração & Produção e de Refinação & Distribuição.

No segmento de Exploração & Produção, o EBIT subiu para €72 milhões face aos €60 milhões no quarto trimestre de 2011, o que se deveu ao maior contributo da atividade no Brasil, na sequência do aumento da produção de petróleo e de gás natural, que mais do que compensou o aumento das amortizações face ao período homólogo de 2011.

No segmento de Refinação & Distribuição, o EBIT aumentou €38 milhões para €17 milhões, devido essencialmente à melhoria da margem de refinação e ao impacto de medidas de otimização de custos, referentes à renegociação de contratos de seguros de saúde e respetiva reavaliação atuarial. Este efeito mais do que compensou a menor utilização das refinarias e a quebra nas vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos.

No segmento de negócio de Gas & Power, o EBIT aumentou €2 milhões face ao quarto trimestre de 2011, para €64 milhões, na sequência do maior contributo do negócio de infraestrutura.

OUTROS RESULTADOS

Milhões de euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
20	16	(4)	(18,3%)	Resultados de empresas associadas	73	72	(1)	(0,8%)
(0)	(0)	0	-	Resultados de investimentos	(0)	(0)	0	-
(29)	(32)	(4)	(12,3%)	Resultados financeiros	(123)	(63)	60	49,0%

DOZE MESES

Os resultados de empresas associadas nos doze meses de 2012 de €72 milhões estiveram em linha com os de 2011. Os gasodutos internacionais EMPL, Gasoducto Al Ándalus e Gasoducto Extremadura contribuíram com €55 milhões, ou seja, 75% do total.

Os resultados financeiros foram de €63 milhões negativos, ou seja, cerca de metade dos de 2011, na sequência de menores custos financeiros líquidos, após o encaixe financeiro relativo ao aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas.

QUARTO TRIMESTRE

Os resultados de empresas associadas no quarto trimestre de 2012 diminuíram 18% em relação ao período homólogo de 2011, para €16 milhões, o que se deveu essencialmente à menor contribuição do gasoduto internacional, EMPL, depois da venda de 4,6% desta empresa no terceiro trimestre de 2012.

Os resultados financeiros diminuíram €4 milhões, na sequência da contabilização de perdas cambiais potenciais no quarto trimestre de 2012, quando comparado com ganhos cambiais potenciais registados no quarto trimestre de 2011. Por outro lado, os custos financeiros líquidos foram menores do que no período homólogo de 2011, na sequência do encaixe financeiro relativo ao aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas.

IMPOSTO SOBRE O RENDIMENTO

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
5	**2**	**(3)**	**(64,5%)**	**Imposto sobre o rendimento**	**149**	**171**	**21**	**14,4%**
10%	*7%*	*(4 p.p.)*	s.s.	*Taxa efetiva de imposto*	*25%*	*30%*	*5 p.p.*	s.s.
9	15	(7)	(76,5%)	Efeito *stock*	(81)	(6)	(74)	**92,1%**
14	**17**	**3**	**23,8%**	**Imposto sobre o rendimento RC**	**69**	**164**	**96**	**s.s.**
7	11	4	57,8%	Eventos não recorrentes	16	18	2	15,2%
21	**28**	**7**	**35,1%**	**Imposto sobre o rendimento RCA**	**84**	**182**	**98**	**s.s.**
21%	*22%*	*1 p.p.*	s.s.	*Taxa efetiva de imposto*	*24%*	*31%*	*6 p.p.*	s.s.

DOZE MESES

O imposto sobre o rendimento RCA nos doze meses de 2012 aumentou €98 milhões face ao mesmo período de 2011, para €182 milhões, em consequência do melhor desempenho de todos os segmentos de negócio, sobretudo o de Exploração & Produção.

Em 2012, a taxa efetiva de imposto situou-se nos 31%, contra 24% em 2011, no seguimento do aumento da produção de petróleo e de gás natural no Brasil, e respetivo impacto no imposto a pagar sobre o rendimento e na taxa de participação especial, ao abrigo do contrato de concessão naquele país.

O imposto a pagar também aumentou com a subida, de 29,5% para 31,5%, da taxa de imposto marginal aplicável a partir de janeiro de 2012 às empresas residentes em Portugal.

QUARTO TRIMESTRE

O imposto sobre o rendimento RCA no quarto trimestre de 2012 aumentou €7 milhões em relação ao período homólogo de 2011, para €28 milhões, na sequência do aumento da produção de petróleo e gás natural no Brasil e da especialização de IRP, referente a períodos anteriores em Angola, no montante de cerca de €17 milhões, contabilizada na linha de imposto no quarto trimestre de 2012. Estes efeitos mais do que compensaram o efeito positivo de impostos diferidos contabilizados no quarto trimestre de 2012.

A taxa efetiva de imposto no último trimestre de 2012 foi assim de 22%, em linha com o verificado no quarto trimestre de 2011.

3. SITUAÇÃO FINANCEIRA

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

	Dezembro 31, 2011	Setembro 30, 2012	Dezembro 31, 2012	Variação vs dez 31, 2011	Variação vs Set 30, 2012
Ativo fixo	6.002	6.430	6.599	597	169
Outros ativos (passivos)	(407)	(583)	(452)	(45)	131
Empréstimo à Sinopec	-	950	918	918	(33)
Fundo de maneio	851	1.310	1.339	488	29
Capital empregue	**6.446**	**8.107**	**8.403**	**1.958**	**296**
Dívida de curto prazo	1.528	1.241	1.116	(412)	(124)
Dívida de médio-longo prazo	2.274	2.155	2.474	200	319
Dívida total	**3.803**	**3.395**	**3.590**	**(213)**	**195**
Caixa e equivalentes	298	2.026	1.893	1.594	(133)
Dívida líquida	**3.504**	**1.369**	**1.697**	**(1.807)**	**328**
Total do capital próprio	**2.941**	**6.738**	**6.706**	**3.765**	**(32)**
Total do capital próprio e da dívida líquida	**6.446**	**8.107**	**8.403**	**1.958**	**296**
Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec	**3.504**	**419**	**780**	**(2.724)**	**361**

O ativo fixo de €6.599 milhões no final de 2012 representou um aumento de €169 milhões face ao final de setembro de 2012, principalmente na sequência do investimento efetuado no quarto trimestre do ano, nomeadamente nas atividades de exploração e produção.

O fundo de maneio manteve-se estável em relação a 30 de setembro de 2012, não obstante a redução do prazo médio de pagamento a fornecedores.

O capital empregue a 31 de dezembro está inflacionado pelo empréstimo realizado, no primeiro trimestre de 2012, pela Galp Energia à Sinopec, de Usd 1,2 mil milhões, ou €918 milhões a 31 dezembro de 2012, na sequência do aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas.

DÍVIDA FINANCEIRA

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

	Dezembro 31, 2011		Setembro 30, 2012		Dezembro 31, 2012		Variação vs dez 31, 2011		Variação vs set 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	570	621	290	(284)	150	136
Dívida bancária	863	1.119	496	1.670	546	1.603	(317)	484	51	(67)
Papel comercial	385	250	325	-	-	250	(385)	(0)	(325)	250
Caixa e equivalentes	(298)	-	(2.026)	-	(1.893)	-	(1.594)	-	133	-
Dívida líquida	**3.504**		**1.369**		**1.697**		**(1.807)**		**328**	
Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec	**3.504**		**419**		**780**		**(2.724)**		**361**	
Vida média (anos)	2,13		2,55		2,59		0,46		0,04	
Net debt to equity	119%		20%		25%		(93,8 p.p.)		5,0 p.p.	

A dívida líquida de €1.697 milhões a 31 de dezembro de 2012 representou um aumento de €328 milhões relativamente ao final de setembro de 2012, na sequência principalmente do investimento realizado no quarto trimestre.

A dívida líquida ajustada, seria de €780 milhões se se considerar como caixa e equivalentes o montante de

€918 milhões, devidos pela Sinopec à Galp Energia, a título do empréstimo, na sequência do aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas.

A 31 de dezembro de 2012, o rácio *net debt to equity* era de 25%, ou de 12% se se considerasse o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

O rácio *net debt to ebitda* RCA era de 1,7x no final de dezembro de 2012, ou 0,8x considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

No final de dezembro de 2012, a dívida de médio e longo prazo representava 69% do total, contra 63% no final de setembro de 2012. Do total da dívida de médio e longo prazo, 37% estava contratada a taxa fixa no final de dezembro de 2012.

O custo médio da dívida em 2012 foi de 4,5%, mais 12 pontos base do que no período homólogo de 2011, na sequência do aumento do custo do crédito.

A 31 de dezembro de 2012, a caixa e equivalentes líquidos, atribuível aos interesses minoritários era de €110 milhões, sendo que a maioria deste montante se encontra contabilizada na subsidiária brasileira Petrogal Brasil.

No final de dezembro de 2012, a Galp Energia tinha linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas de €1,4 mil milhões. Deste montante, 30% estava firmado com bancos internacionais e 50% daquele montante estava contratualmente garantido.

4. CASH FLOW

Milhões de euros (valores em IFRS)

Quarto Trimestre			Doze meses	
2011	2012		2011	2012
59	44	EBIT	642	542
27	24	Dividendos de empresas associadas	65	65
96	107	Depreciações e amortizações	404	426
(23)	(29)	Fundo de maneio	(392)	(488)
159	**147**	***Cash flow* gerado pelas atividades operacionais**	**718**	**545**
(180)	(294)	Investimento líquido[1]	(944)	2.065
(53)	(42)	Juros pagos	(179)	(144)
(66)	(59)	Impostos	(187)	(131)
(0)	(3)	Dividendos pagos	(118)	(270)
14	(77)	Outros[2]	43	(258)
(126)	**(328)**	***Cash flow***	**(667)**	**1.807**

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

[2] Inclui €169 milhões referentes à consolidação da Setgás nos doze meses de 2012

DOZE MESES

O *cash flow* gerado nos doze meses de 2012 foi de €1.807 milhões no seguimento do encaixe resultante do aumento de capital na Petrogal Brasil e noutras empresas relacionadas. Este encaixe, mais do que compensou o investimento líquido no ano, bem como o investimento em fundo de maneio e o pagamento de dividendos durante o período.

O *cash flow* das atividades operacionais, de €545 milhões, foi positivamente influenciado pelo contributo positivo de todos os segmentos de negócio, ainda que parcialmente penalizado pelo investimento em fundo de maneio. Este investimento resultou do aumento dos *stocks*, do preço dos produtos petrolíferos e do gás natural, do prazo médio de recebimentos e da diminuição do prazo de pagamentos a fornecedores. De salientar neste contexto, que no ano de 2011 o fundo de maneio teve o impacto de medidas extraordinárias de otimização, que tiveram em consideração o nível mais elevado de dívida nesse período.

O investimento líquido de €881 milhões, excluindo o impacto do aumento de capital subscrito pela Sinopec, bem como o montante de €270 milhões associado a dividendos pagos durante o ano, teve um impacto negativo na geração de *cash flow* durante o período.

QUARTO TRIMESTRE

O *cash flow* no quarto trimestre de 2012 foi negativo em €328 milhões, principalmente devido ao investimento líquido durante o período.

O *cash flow* das atividades operacionais, de €147 milhões, deveu-se essencialmente ao contributo positivo de todos os segmentos de negócio, com destaque para o melhor desempenho do segmento de Exploração & Produção.

O investimento líquido atingiu os €294 milhões, tendo sido canalizado essencialmente para as atividades de exploração e produção.

5. INVESTIMENTO

Milhões de euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
91	220	129	s.s.	Exploração & Produção	299	653	354	s.s.
81	82	1	1,1%	Refinação & Distribuição	641	217	(424)	(66,2%)
18	24	6	33,6%	Gas & Power	55	67	12	21,9%
2	1	(1)	(32,0%)	Outros	5	4	(1)	(27,1%)
192	**327**	**135**	**70,4%**	**Investimento**	**1.000**	**940**	**(60)**	**(6,0%)**

DOZE MESES

O investimento em 2012 foi de €940 milhões, dos quais cerca de 70% foi alocado ao negócio de Exploração & Produção, de acordo com a estratégia da Empresa. De facto, o negócio de Refinação & Distribuição que no final de 2011 era responsável pela maioria do investimento da Empresa, representou em 2012 apenas cerca de 20% do investimento total.

O investimento no negócio de Exploração & Produção atingiu os €653 milhões e foi sobretudo alocado a atividades de desenvolvimento do bloco BM-S-11, no Brasil, que absorveu no ano €306 milhões. Este investimento destinou-se principalmente à perfuração e completação de poços na área de Lula, bem como à realização de testes de produção. O investimento afeto à exploração representou cerca de 40% do total do investimento neste segmento de negócio e inclui, entre outros, as atividades de exploração e avaliação em Moçambique, onde se destaca a perfuração de seis poços de exploração e avaliação no ano.

O investimento nos segmentos de negócio de Refinação & Distribuição e de Gas & Power foi de €284 milhões, ou seja, menos €412 milhões do que no ano anterior. Esta redução foi reflexo da conclusão do investimento no projeto de conversão das refinarias.

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2012, o investimento totalizou €327 milhões, tendo cerca de 70% sido destinados às atividades de exploração e produção.

O investimento no negócio de Exploração & Produção foi de €220 milhões. O investimento afeto às atividades de desenvolvimento representou cerca de 60% daquele montante, salientando-se o investimento no bloco BM-S-11, no Brasil, que atingiu no trimestre cerca de €100 milhões. Relativamente às atividades de exploração, que representaram cerca de 40% do investimento no período, destaca-se a continuação dos trabalhos de avaliação em Moçambique.

O negócio de Refinação & Distribuição e de Gas & Power absorveu €106 milhões no período, ou cerca de 30% do investimento total no quarto trimestre de 2012.

INFORMAÇÃO POR SEGMENTOS

1. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
21,6	**23,4**	**1,8**	**8,5%**	**Produção média *working interest* (mboepd)**	**20,8**	**24,4**	**3,6**	**17,4%**
13,0	**17,6**	**4,7**	**35,9%**	**Produção média *net entitlement* (mboepd)**	**12,1**	**18,1**	**6,0**	**49,1%**
6,5	6,8	0,3	4,6%	Angola	8,2	7,8	(0,4)	(5,1%)
6,4	10,8	4,4	67,7%	Brasil	4,0	10,3	6,4	s.s.
109,8	**98,9**	**(10,9)**	**(9,9%)**	**Preço médio de venda[1] (Usd/boe)**	**107,2**	**101,3**	**(5,8)**	**(5,4%)**
16,5	**18,5**	**2,0**	**12,3%**	**Custo de produção[1] (Usd/boe)**	**15,9**	**13,3**	**(2,6)**	**(16,3%)**
(1,0)	**8,1**	**9,1**	**s.s.**	**Amortizações[1] (Usd/boe)**	**34,0**	**20,6**	**(13,4)**	**(39,5%)**
1.411	**6.470**	**5.058**	**s.s.**	**Ativo total líquido**	**1.411**	**6.470**	**5.058**	**s.s.**
97	127	30	30,6%	Vendas e prestações de serviços[2]	340	524	183,7	54,0%
66	**77**	**11**	**16,7%**	**EBITDA RCA**	**251**	**374**	**122,1**	**48,5%**
60	**72**	**12**	**19,9%**	**EBIT RCA**	**130**	**245**	**116**	**89,1%**

[1] Com base na produção *net entitlement*
[2] Considera vendas e variação da produção

ATIVIDADE

DOZE MESES

A produção de petróleo e gás natural *working interest* nos doze meses de 2012 aumentou 17% face ao período homólogo de 2011, para 24,4 mboepd, dos quais 93% corresponderam a produção de petróleo. Este aumento deveu-se ao aumento da produção do campo Lula, no Brasil, nomeadamente através da FPSO Cidade de Angra dos Reis, que iniciou a produção com quatro poços produtores a partir do segundo trimestre de 2012. Por outro lado, o teste de produção antecipada na área de Iracema Sul, que teve início no primeiro trimestre de 2012 e terminou no mês de outubro, contribuiu com uma produção média anual de 0,7 mbopd. Em Angola a produção *working interest* foi de 14,1 mbopd, ou seja, menos 16% do que em 2011, devido ao declínio na produção dos campos do bloco 14, nomeadamente o BBLT, que já se encontra numa fase de maturidade avançada.

A produção *net entitlement* foi de 18,1 mboepd, ou seja, um aumento de 49% face ao ano de 2011, devido ao aumento de produção no Brasil, que mais do que compensou a diminuição da produção em Angola, onde a produção *net entitlement* diminuiu 5% face a 2011, para 7,8 mbopd, devido ao aumento das taxas de produção disponíveis na vertente do *cost oil,* associada ao mecanismo de recuperação de custos do PSA.

A produção proveniente do Brasil foi de 10,3 mboepd, ou seja, 57% do total da produção *net entitlement*, face a 33% em 2011.

QUARTO TRIMESTRE

A produção *working interest* no quarto trimestre de 2012 aumentou 8% para 23,4 mboepd, na sequência do aumento da produção proveniente do Brasil. Com efeito, a produção no Brasil foi de 10,8 mboepd face a 6,4 mboepd no período homólogo de 2011 devido ao desenvolvimento do campo Lula. De salientar, no entanto, que foram realizados trabalhos de manutenção na unidade de produção FPSO Cidade de Angra dos Reis durante o mês de outubro, o que afetou a produção média do campo Lula no trimestre. Em Angola, a produção *working interest* diminuiu 17%, o que se deveu essencialmente à descida da produção do campo BBLT, que se encontra em fase de declínio.

A produção *net entitlement* aumentou 36% no quarto trimestre de 2012 face ao período homólogo de 2011, para 17,6 mboepd, devido essencialmente ao aumento da produção do Brasil. De salientar o contributo positivo do incremento das taxas de produção disponíveis em Angola na vertente do *cost oil,* o que contribuiu para o aumento em 5% da produção no país para 6,8 mbopd.

O peso do Brasil no total da produção do período aumentou para 61% no quarto trimestre de 2012 face a 50% no período homólogo de 2011.

RESULTADOS

DOZE MESES

O EBIT no ano de 2012 foi de €245 milhões, um aumento de €116 milhões face ao ano de 2011 que se deveu essencialmente ao aumento de 49% da produção *net entitlement*.

A contribuição do Brasil para o EBIT RCA deste segmento foi de cerca de 70% face a 47% no ano de 2011, em linha com alteração do perfil geográfico da produção.

Os custos de produção atingiram €69 milhões, um aumento de €18 milhões face ao ano anterior, na sequência do aumento da atividade no Brasil, e de trabalhos de manutenção realizados no bloco 14, em Angola. Numa base *net entitlement*, o custo unitário baixou de Usd 15,9/boe para Usd 13,3/boe, devido ao aumento do peso da produção do Brasil.

As amortizações diminuíram para €106 milhões, face a €109 milhões no ano de 2011, não obstante o aumento do investimento e da produção no Brasil. De facto, a revisão das reservas em alta no final de 2012, conduziu à diminuição das amortizações em Angola, mais do que compensando o aumento das amortizações no Brasil. Numa base *net entitlement*, a amortização unitária desceu de Usd 34,0/boe em 2011 para Usd 20,6/boe, devido ao aumento da produção no período.

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2012, o EBIT aumentou €12 milhões, para €72 milhões face ao período homólogo de 2011, o que resultou essencialmente do aumento de 36% da produção *net entitlement*. De destacar que, à semelhança do quarto trimestre de 2011, foi realizada no quarto trimestre de 2012 a revisão das reservas em alta, o que conduziu à revisão em baixa das amortizações e consequente impacto positivo no EBIT.

Os custos de produção atingiram €23 milhões no quarto trimestre de 2012, ou seja, um aumento de €9 milhões face ao período homólogo de 2011. Este aumento vem na sequência da execução de trabalhos de manutenção nos campos Kuito e Tômbua-Lândana, em Angola, bem como do aumento de produção e custos de desmobilização do FPSO Cidade de São Vicente em outubro, no Brasil. Em termos unitários, o custo de produção aumentou de Usd 16,5/boe no quarto trimestre de 2011 para Usd 18,5/boe no trimestre homólogo de 2012. No entanto, se fosse excluído o efeito daqueles trabalhos de manutenção, o custo de produção unitário teria sido de Usd 10,8/boe no quarto trimestre de 2012.

No quarto trimestre de 2012, as amortizações representaram um custo de €10 milhões face a um proveito de €1 milhão no período homólogo de 2011. Esta evolução deveu-se ao facto de que a revisão das reservas no quarto trimestre de 2011, conduziu a uma maior correção em baixa das amortizações nesse período, do que a contabilizada no quarto trimestre de 2012. Em termos unitários, as amortizações foram de Usd 8,1/boe no quarto trimestre de 2012, ou Usd 21,2/boe se se excluísse o efeito da revisão em alta das reservas no período.

2. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
(0,6)	**1,4**	**2,1**	**s.s.**	**Margem de refinação *benchmark*[1] (Usd/bbl)**	**(0,7)**	**1,7**	**2,4**	**s.s.**
(0,0)	**0,9**	**1,0**	**s.s.**	**Margem de refinação Galp Energia (Usd/bbl)**	**0,6**	**2,2**	**1,6**	**s.s.**
2,2	**2,7**	**0,5**	**24,6%**	**Custo *cash* das refinarias (Usd/bbl)**	**2,3**	**2,2**	**(0,1)**	**(2,7%)**
20.973	**18.791**	**(2.182)**	**(10,4%)**	**Crude processado (mbbl)**	**76.186**	**81.792**	**5.606**	**7,4%**
3,0	**2,8**	**(0,3)**	**(8,6%)**	**Matérias-primas processadas (milhões ton)**	**11,2**	**11,9**	**0,7**	**6,6%**
4,2	**3,9**	**(0,2)**	**(5,5%)**	**Vendas de produtos refinados (milhões ton)**	**16,3**	**16,4**	**0,1**	**0,4%**
2,6	**2,4**	**(0,2)**	**(8,7%)**	**Vendas a clientes diretos (milhões ton)**	**10,5**	**10,0**	**(0,5)**	**(4,8%)**
1,6	1,3	(0,2)	(14,1%)	Empresas	6,1	5,8	(0,3)	(5,6%)
0,8	0,7	(0,1)	(7,6%)	Retalho	3,3	3,0	(0,3)	(8,0%)
0,1	0,1	(0,0)	(2,1%)	GPL	0,3	0,3	(0,0)	(4,2%)
0,2	0,3	0,1	26,7%	Outros	0,8	0,9	0,1	15,3%
0,8	**0,8**	**(0,0)**	**(4,8%)**	**Exportações[2] (milhões ton)**	**2,7**	**3,3**	**0,6**	**23,6%**
1.502	**1.486**	**(16)**	**(1,1%)**	**Número de estações de serviço**	**1.502**	**1.486**	**(16)**	**(1,1%)**
595	**588**	**(7)**	**(1,2%)**	**Número de lojas de conveniência**	**595**	**588**	**(7)**	**(1,2%)**
6.902	**7.173**	**271**	**3,9%**	**Ativo total líquido**	**6.902**	**7.173**	**271**	**3,9%**
3.771	3.548	(223)	(5,9%)	Vendas e prestações de serviços	14.692	15.570	878	6,0%
50	**76**	**26**	**50,7%**	**EBITDA RCA**	**244**	**294**	**50**	**20,3%**
(21)	**17**	**38**	**s.s.**	**EBIT RCA**	**23**	**61**	**38**	**s.s.**

[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

DOZE MESES

Nos doze meses de 2012 foram processados cerca de 82 milhões de barris de crude, um aumento de 7% face ao período homólogo de 2011, o qual tinha sido influenciado, no primeiro trimestre do 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 ano foi de 68%, ainda assim, acima dos 63% verificados em 2011.

O crude representou 93% das matérias-primas processadas, com os crudes leves e condensados a representaram 29% do total, uma diminuição face aos 37% registados no ano de 2011. Os crudes médios e pesados tiveram um peso de 55% e 17% do total, respetivamente.

No perfil de produção, o gasóleo teve um peso de 33%, seguido das gasolinas e do fuelóleo, que contribuíram com 21% e 22%, respetivamente. 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 em 2012 diminuiu 5% face a 2011, para os 10,0 milhões de toneladas. Esta descida deveu-se ao contexto económico adverso que continuou 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 3,3 milhões de toneladas, uma subida de 24% em relação a 2011, quando a produção disponível para exportação foi negativamente afectada pela paragem técnica da refinaria de Sines no primeiro trimestre. O fuelóleo e a gasolina representaram, 31% e 26% to total do volume exportado, em consequência do aumento da

produção disponível para exportação no seguimento de uma menor procura interna, e também da maior procura nos mercados internacionais, nomeadamente nos EUA e nos mercados asiáticos.

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2012, foram processados cerca de 19 milhões de barris de crude na atividade de refinação, o que correspondeu a uma taxa de utilização da capacidade de 62%, abaixo dos 69% registados no quarto trimestre de 2011. A utilização de capacidade de refinação no quarto trimestre foi afetada principalmente por um período de greve dos trabalhadores em outubro, por paragens programadas para manutenção na refinaria de Matosinhos e por paragens relacionadas com os trabalhos de entrada em operação do *hydrocracker* na refinaria de Sines.

O crude representou 93% das matérias-primas processadas, com os crudes leves e condensados a representaram 24% do total, em linha com o quarto trimestre de 2011, quando já tinha ocorrido o início de operação, em junho de 2011, das novas unidades da refinaria de Matosinhos. O peso dos crudes médios e pesados foi de 58% e 18%, respetivamente.

No perfil de produção, o gasóleo teve um peso de 32%, seguido do fuelóleo e das gasolinas, que representaram 27% e 21% do total, 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 2,4 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 8% do total das vendas a clientes diretos no período.

No quarto trimestre, as exportações para fora da Península Ibérica foram de 0,8 milhões de toneladas, uma descida de 5% face ao mesmo período de 2011, que se deveu sobretudo à menor produção, no seguimento das paragens ocorridas nas refinarias de Matosinhos e de Sines.

RESULTADOS

DOZE MESES

Nos doze meses de 2012, o segmento de negócio de Refinação & Distribuição apresentou um EBIT RCA de €61 milhões face aos €23 milhões registados em 2011. Esta melhoria dos resultados deveu-se ao aumento dos resultados obtidos na atividade de refinação, na sequência do aumento do crude processado e da margem de refinação, que mais do que compensou a menor contribuição da atividade de distribuição de produtos petrolíferos. De destacar que para o melhor desempenho operacional do segmento de negócio de Refinação & Distribuição, também contribuíram medidas de otimização de custos relacionadas com a renegociação de seguros de saúde, cujo impacto do respetivo cálculo atuarial foi de cerca €23 milhões com impacto unicamente no quarto trimestre de 2012.

A margem de refinação da Galp Energia em 2012 foi de Usd 2,2/bbl, face a Usd 0,6/bbl no ano de 2011, consequência da evolução positiva das margens de refinação a nível internacional, que beneficiaram, sobretudo, da subida 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 0,5/bbl, comparado com um prémio de Usd 1,3/bbl registado no ano de 2011. O menor prémio deveu-se principalmente à diminuição da diferença de preço entre crudes leves e pesados e à subotimização e subutilização da refinaria de Sines no seguimento, principalmente, das paragens técnicas ao longo de 2012.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €143 milhões, ou seja, Usd 2,2/bbl em termos unitários, 3% abaixo do registado no ano de 2011, e

na sequência do aumento do crude processado e respectiva diluição de custos fixos.

O contexto adverso económico que tem afectado a procura de produtos petrolíferos na Península Ibérica conduziu à redução do contributo da atividade de distribuição de produtos petrolíferos para os resultados do segmento de Refinação & Distribuição em 2012.

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2012, o segmento de negócio de Refinação & Distribuição obteve um EBIT RCA de €17 milhões, face a um resultado negativo de €21 milhões no quarto trimestre de 2011. O incremento nos resultados deveu-se à melhoria dos resultados obtidos na atividade de refinação, apesar da menor contribuição para resultados da atividade de distribuição de produtos petrolíferos. De destacar que o resultado operacional do segmento de negócio de Refinação & Distribuição foi positivamente influenciado por medidas de otimização de custos relacionadas com a renegociação de seguros de saúde, cujo impacto do respetivo cálculo atuarial de cerca de €23 milhões foi contabilizado no quarto trimestre de 2012.

A margem de refinação da Galp Energia no período foi de Usd 0,9/bbl, face a uma margem nula no quarto trimestre de 2011. A melhoria nas margens de refinação da Galp Energia deveu-se à tendência positiva apresentada pelas margens nos mercados internacionais como resultado, nomeadamente, da melhoria do *crack* da gasolina.

A margem de refinação da Galp Energia apresentou um desconto face ao *benchmark* que se situou nos Usd 0,5/bbl, comparativamente a um prémio de Usd 0,6/bbl no período homólogo de 2011. Esta descida foi consequência do facto de algumas paragens terem ocorrido quando as margens de refinação estavam a um nível superior à média do trimestre, bem como à subutilização da capacidade instalada das refinarias.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €39 milhões no período, face a €34 milhões no período homólogo de 2011. Em termos unitários, os custos *cash* foram de Usd 2,7/bbl, acima dos Usd 2,2/bbl registados no quarto trimestre de 2011, consequência do menor volume de crude processado no quarto trimestre de 2012 e respetiva menor diluição de custos fixos.

O negócio de distribuição de produtos petrolíferos foi afetado pela quebra da procura na Península Ibérica, com impacto nos volumes vendidos a clientes diretos, reduzindo o contributo daquela atividade para os resultados no período.

3. GAS & POWER

Milhões de euros (exceto indicação em contrário)

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
1.414	**1.558**	**143**	**10,1%**	**Vendas totais de gás natural (milhões m³)**	**5.365**	**6.253**	**888**	**16,6%**
1.100	**995**	**(105)**	**(9,5%)**	**Vendas a clientes diretos (milhões m³)**	**4.628**	**4.011**	**(617)**	**(13,3%)**
387	253	(135)	(34,7%)	Elétrico	1.866	1.251	(615)	(33,0%)
506	548	42	8,3%	Industrial	2.001	2.113	112	5,6%
160	159	(1)	(0,7%)	Residencial	635	533	(103)	(16,2%)
46	36	(11)	(22,9%)	Outras comercializadoras	124	115	(10)	(7,8%)
314	**562**	**248**	**78,9%**	**Trading (milhões m³)**	**738**	**2.242**	**1.505**	**s.s.**
1.301	**1.261**	**(40)**	**(3,1%)**	**Clientes de gás natural[1] (milhares)**	**1.301**	**1.261**	**(40)**	**(3,1%)**
334	**345**	**11**	**3,2%**	**Vendas de eletricidade à rede[2] (GWh)**	**1.201**	**1.298**	**97**	**8,1%**
1.063	**1.233**	**170**	**16,0%**	**Ativo fixo líquido de gás natural[3]**	**1.063**	**1.233**	**170**	**16,0%**
2.327	**2.562**	**235**	**10,1%**	**Ativo total líquido**	**2.327**	**2.562**	**235**	**10,1%**
668	720	53	7,9%	Vendas e prestações de serviços	2.275	2.919	644	28,3%
86	**86**	**(0)**	**(0,2%)**	**EBITDA RCA**	**287**	**348**	**61**	**21,4%**
63	**64**	**2**	**2,7%**	**EBIT RCA**	**230**	**283**	**52**	**22,7%**
27	24	(3)	(10,1%)	Comercialização[4]	86	152	66	76,9%
26	34	8	30,4%	Infraestruturas	116	107	(9)	(7,4%)
10	6	(3)	(35,2%)	Power	29	24	(5)	(18,0%)

[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 doze meses e quarto trimestre de 2012 vendas de eletricidade à rede de 309 GWh e 83 GWh, respetivamente

[3] Exclui investimentos financeiros. Ativo fixo líquido numa base consolidada

[4] Inclui comercialização livre e regulada

ATIVIDADE

DOZE MESES

Nos doze meses de 2012, as vendas de gás natural atingiram os 6.253 milhões de metros cúbicos, um aumento de 17% em relação a 2011, sobretudo devido ao aumento dos volumes de GNL vendidos através da atividade de *trading*.

As vendas a clientes diretos foram de 4.011 milhões de metros cúbicos, menos 13% que no período homólogo de 2011. Esta descida deveu-se sobretudo à menor procura do segmento elétrico, cujo consumo teve uma quebra de 33%, na sequência do aumento de importações de eletricidade de Espanha e do maior peso do carvão na produção de energia elétrica em Portugal, dada a maior competitividade deste produto durante 2012.

As vendas ao segmento industrial atingiram os 2.113 milhões de metros cúbicos, 6% acima do verificado em 2011, para o que contribuiu o aumento dos autoconsumos de gás natural pelas unidades da Galp Energia, destacando-se o *hydrocracker* instalado na refinaria de Sines e a unidade de cogeração na refinaria de Matosinhos, mas também a angariação de novos clientes neste segmento.

Também o segmento residencial contribuiu para a descida de vendas a clientes diretos no período, principalmente devido à temperatura média mais amena registada em 2012 e à perda de clientes em Espanha.

No segmento de *trading*, as vendas de gás natural foram de 2.242 milhões de metros cúbicos, mais 1.505 milhões de metros cúbicos que nos doze meses de 2011. As vendas neste segmento beneficiaram da maior procura de GNL nos mercados internacionais, em particular, da Ásia.

Em 2012, as vendas de eletricidade à rede foram de 1.298 GWh, um aumento de 8% face às vendas no período homólogo de 2011, o que se deveu sobretudo à atividade da cogeração de Matosinhos, que produziu eletricidade já em fase de testes, e da cogeração da refinaria de Sines, cuja atividade esteve parcialmente interrompida em 2011.

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2012, as vendas de gás natural aumentaram 143 milhões de metros cúbicos para os 1.558 milhões de metros cúbicos, face ao mesmo período de 2011, beneficiando do aumento da atividade de *trading* de GNL.

As vendas a clientes diretos foram de 995 milhões de metros cúbicos, uma descida de 10% face aos volumes vendidos no quarto trimestre de 2011. Esta descida deveu-se ao menor consumo do segmento elétrico, ainda que tenha sido parcialmente compensada pelo aumento das vendas no segmento industrial.

A procura do segmento elétrico foi penalizada pelas maiores importações de eletricidade provenientes de Espanha e pelo aumento de produção de eletricidade com recurso ao carvão, por via hídrica e em regime de produção especial.

Os volumes vendidos ao segmento industrial aumentaram 8% para 548 milhões de metros cúbicos, tendo beneficiado do aumento de autoconsumos de gás natural pelas unidades da Empresa, nomeadamente do *hydrocracker* na refinaria de Sines. Também a angariação de novos clientes industriais em Espanha levou ao aumento dos volumes vendidos neste segmento.

As vendas ao segmento residencial situaram-se nos 159 milhões de metros cúbicos, em linha com o registado no quarto trimestre de 2011.

No segmento de *trading,* as vendas de gás natural atingiram, no último trimestre de 2012, os 562 milhões de metros cúbicos, ou seja, mais 248 milhões de metros cúbicos que no mesmo período do ano anterior, na sequência da maior procura de GNL por parte dos mercados asiáticos.

As vendas de eletricidade à rede foram de 345 GWh, face a 334 GWh no quarto trimestre de 2011, tendo sido influenciadas positivamente pela cogeração na refinaria de Matosinhos que, embora ainda em fase de testes, produziu já eletricidade para venda à rede.

RESULTADOS

DOZE MESES

Nos doze meses de 2012, o EBIT RCA aumentou €52 milhões face a 2011, para €283 milhões, resultado da intensificação da atividade de comercialização de GNL no mercado internacional.

De facto, o EBIT do negócio de comercialização de gás natural aumentou €66 milhões para €152 milhões. Esta melhoria de resultados resultou, por um lado, do aumento dos volumes vendidos de gás natural e, por outro, da melhoria das margens de comercialização de GNL nos mercados internacionais.

O negócio de infraestrutura gerou um EBIT RCA de €107 milhões no ano de 2012, menos €9 milhões que o verificado nos doze meses de 2011. Esta redução deveu-se à menor recuperação de proveitos permitidos em 2012, face a 2011.

Nos doze meses de 2012, o EBIT RCA do negócio do *power* foi de €24 milhões, o que representou uma redução de €5 milhões face ao mesmo período de 2011. Esta descida deveu-se, sobretudo à paragem programada na cogeração da refinaria de Sines no terceiro trimestre de 2012.

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2012, o EBIT foi de €64 milhões, mais 3% que no período homólogo de 2011, o que se deveu principalmente ao aumento dos resultados do negócio de infraestruturas.

No negócio de comercialização de gás natural, o EBIT do quarto trimestre de 2012 foi de €24 milhões, inferior em 10% face ao quarto trimestre de 2011, refletindo as menores margens de comercialização de GNL, na consequência do aumento do custo de aprovisionamento de gás natural, apesar dos maiores volumes de GNL vendidos.

No negócio da infraestrutura, o EBIT RCA foi de €34 milhões, mais €8 milhões do que no período homólogo de 2011, devido à maior recuperação de proveitos permitidos, no último trimestre de 2012, de parte do diferencial dos proveitos permitidos, entre os métodos com e sem alisamento relativamente aos anos gás 2008/2009 e 2009/2010. Para aquele aumento contribuiu também a consolidação integral da Setgás em Agosto de 2012.

O EBIT do negócio do *power* foi de €6 milhões, menos €3 milhões face ao período homólogo de 2011.

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 prevê que o preço do *dated Brent* registe um aumento no primeiro trimestre de 2013 face ao quarto trimestre de 2012, na sequência das tensões geopolíticas verificadas em alguns países do Norte de África e Médio Oriente.

Os *cracks* de gasolina deverão registar uma variação negativa no primeiro trimestre de 2013 face aos níveis registados no quarto trimestre de 2012, no entanto este produto deverá registar grande volatilidade ao longo do período.

No primeiro trimestre de 2013, o *crack* do gasóleo deverá manter-se estável, sendo que o aumento sustentando do *crack* deste produto está dependente do crescimento económico na Europa.

O *crack* do fuelóleo deverá continuar pressionado devido ao expectável aumento do preço do petróleo durante o primeiro trimestre de 2013.

A margem de refinação *benchmark cracking* de Roterdão, deverá diminuir no primeiro trimestre de 2013, devido essencialmente à pressão do aumento do preço do *dated Brent*. No entanto, as paragens planeadas para manutenção, previstas para o final do trimestre em algumas refinarias europeias, deverão contribuir para contrariar parcialmente aquele impacto.

Com o arranque do complexo *hydrocracker* da refinaria de Sines, e consequente alteração das *yields* de produção, a margem de refinação *benchmark* da Galp Energia, a partir do primeiro trimestre de 2013, será composta tendo em conta a margem *benchmark* de *hydrocracking* de Roterdão. A tendência desta margem *benchmark* face ao trimestre anterior deverá seguir a mesma evolução negativa da margem de refinação *benchmark cracking* de Roterdão.

ATIVIDADE OPERACIONAL

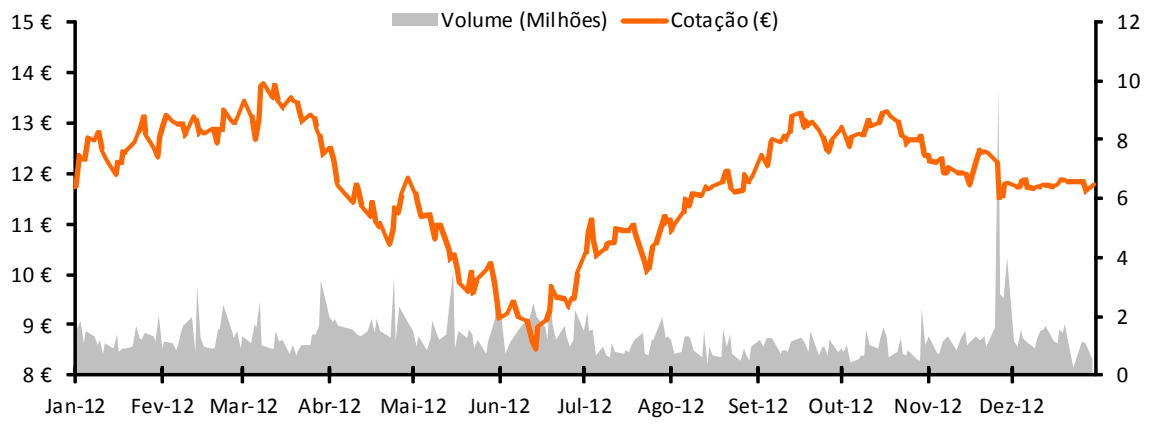
No segmento de negócio de Exploração & Produção, a produção *working interest* de petróleo e gás natural deverá atingir cerca de 24 mboepd no primeiro trimestre de 2013, um valor em linha com o registado no quarto trimestre de 2012, dado que os campos em produção em Angola se encontram numa fase de maturidade avançada, e as operações no FPSO Cidade de Angra dos Reis retomarão a normalidade.

No segmento de negócio de Refinação & Distribuição, prevê-se que o volume de crude processado aumente no primeiro trimestre de 2013 face ao processado no quarto trimestre de 2012. As vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos deverão baixar, face ao primeiro trimestre de 2011, influenciadas pelo contexto económico adverso que afeta a Península Ibérica, resultante das políticas de austeridade em vigor.

No segmento de negócio de Gas & Power, a Galp Energia estima que os volumes vendidos registem um aumento no primeiro trimestre de 2013 face ao quarto trimestre de 2012, influenciados não só pelas atividades de *trading*, mas também pelo arranque do *hydrocracker* na refinaria de Sines e da central de cogeração de Matosinhos. Por outro lado, as vendas ao segmento elétrico deverão registar uma evolução negativa. O contributo da atividade de infraestrutura deverá ser menor que o verificado no quarto trimestre de 2012, em linha com o escalonamento dos proveitos permitidos e respetiva recuperação de diferenciais verificados em exercícios anteriores.

AÇÃO GALP ENERGIA

EVOLUÇÃO DA COTAÇÃO DA AÇÃO GALP ENERGIA



Fonte: Euroinvestor

DOZE MESES

A ação da Galp Energia valorizou 3% durante o ano de 2012, tendo encerrado o período a cotar nos €11,76. Desde a oferta pública inicial, a 23 de outubro de 2006, até ao final de dezembro de 2012, a ação da Galp Energia teve um desempenho positivo e valorizou cerca de 100%. A cotação máxima da Galp Energia durante o ano de 2012 foi de €13,78, enquanto a mínima foi de €8,33. Durante este período, foram transacionadas cerca de 1.192 milhões de ações, dos quais 322 milhões de ações no mercado regulamentado da Euronext Lisbon. O volume médio diário foi de 4,7 milhões de ações, do qual 1,3 milhões correspondentes ao mercado regulamentado da Euronext Lisbon. No final de 2012, a capitalização bolsista da Galp Energia situava-se nos €9.752 milhões.

QUARTO TRIMESTRE

No quarto trimestre de 2012, a cotação da ação da Galp Energia desceu 7% face ao fecho do terceiro trimestre do ano, tendo o volume transacionado atingido 280 milhões de ações, do qual 81 milhões de ações em mercado regulamentado da Euronext Lisbon. O volume médio diário foi de 4,4 milhões de ações, incluindo 1,3 milhões de ações transacionadas através da Euronext Lisbon.

Principais indicadores			
	2011	4T12	2012
Min (€)	11,26	11,40	8,33
Max (€)	16,97	13,29	13,78
Média (€)	14,31	12,26	11,79
Cotação de fecho (€)	11,38	11,76	11,76
Volume (M ações)[1]	341,2	81,2	321,6
Volume médio por dia (M ações)[1]	1,3	1,3	1,3
Capitalização bolsista (M€)	9.437	9.752	9.752

[1] Euronext Lisbon

EVENTOS DO QUARTO TRIMESTRE DE 2012

CORPORATIVO

NOMEAÇÃO DE NOVOS MEMBROS DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

A Galp Energia anunciou no dia 23 de novembro a nomeação de cinco novos administradores, bem como a eleição de novos membros para a mesa da assembleia geral, para o conselho fiscal e para a comissão de remunerações.

PARTICIPAÇÕES QUALIFICADAS

A Galp Energia anunciou no dia 3 de dezembro que, em virtude da venda da Eni de 33.170.025 ações representativas do capital social da Galp Energia, em mercado regulamentado, no dia 27 de Novembro, a participação acionista detida pela Eni foi reduzida para 201.839.604 ações representativas de 24,34% do capital social e direitos de voto da Galp Energia. Nesse mesmo dia, em novembro, a Caixa Geral de Depósitos alienou 8.295.510 ações da Galp Energia, representativas de 1% do capital social e direitos de voto da Galp Energia.

NOVA COMPOSIÇÃO DA COMISSÃO EXECUTIVA DA GALP ENERGIA

No dia 14 de dezembro, a Galp Energia informou sobre a nomeação do administrador José Carlos da Silva Costa para integrar a comissão executiva da Galp Energia.

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

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 enfâse 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.

ALUGUER DE FPSO DESTINADO AO IRACEMA NORTE

No dia 13 de novembro a Galp Energia anunciou que, em conjunto com os seus parceiros, assinou uma Carta de Intenção com a Schahin Petróleo e Gás S.A. e a Modec Inc. para o aluguer da FPSO que será utilizada no projeto de desenvolvimento da produção da área Iracema Norte, no bloco BM-S-11, no pré-sal da bacia de Santos.

ACORDO DE FARM-IN NA NAMÍBIA

No dia 26 de novembro, a Galp Energia anunciou a assinatura de um acordo de *farm-in*, com a empresa brasileira HRT Participações em Petróleo S.A., para a aquisição de uma participação de 14% em três licenças de exploração petrolíferas (PEL), localizadas no *offshore* da Namíbia, nomeadamente a PEL 23, na bacia de Walvis, e a PEL 24 e PEL 28 na bacia de Orange.

GALP ENERGIA ASSINA ACORDO DE FARM-IN NO OFFSHORE DE MARROCOS

A Galp Energia anunciou no dia 2 de dezembro a assinatura de um acordo de farm-in, com a empresa australiana, Tangiers Petroleum Limited, para a aquisição de uma participação de 50% na área Tarfaya Offshore, localizada na margem atlântica no *offshore* de Marrocos. Segundo os termos deste acordo, a Galp Energia irá ser a operadora das oito licenças de exploração que fazem parte da área Tarfaya Offshore.

NOVAS IMPORTANTES DESCOBERTAS NA BACIA DE ROVUMA, NO OFFSHORE DE MOÇAMBIQUE

No dia 5 de dezembro, a Galp Energia, parceira do consórcio para a exploração da Área 4 na bacia de Rovuma, no *offshore* de Moçambique, anuncia novas descobertas de gás natural no complexo Mamba, nos poços de avaliação Mamba South 2 e Coral 2. Estas novas descobertas aumentaram os recursos da Área 4 em pelo menos 6 biliões de pés cúbicos (tcf) de gás no

jazigo, confirmando um volume mínimo de 68 tcf de gás no jazigo já descoberto.

EVENTOS APÓS O ENCERRAMENTO DO QUARTO TRIMESTRE DE 2012

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

POÇO CARCARÁ CONFIRMA GRANDE POTENCIAL DO BLOCO BM-S-8

No dia 2 de janeiro de 2013, a Galp Energia, parceira do consórcio para a exploração do bloco BM-S-8, informou sobre a conclusão da perfuração do poço 4-SPS-86B (4-BRSA-971-SPS), localizado no bloco BM-S-8, em águas ultra profundas, no pré-sal da bacia de Santos. Este é o terceiro poço perfurado na área do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do 1-BRSA-532A-SPS (Bem-te-vi). O poço identificou uma coluna significativa de pelo menos 471 metros de petróleo de 31º API, sendo 402 metros em reservatórios carbonáticos de excelentes características de porosidade e permeabilidade.

REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

ENTRADA EM OPERAÇÃO DO HYDROCRACKER NA REFINARIA DE SINES

No dia 16 de janeiro de 2013, a Galp Energia informou que, desde dia 10 de janeiro, o complexo de *hydrocracking* instalado na refinaria de Sines, no âmbito do projeto de conversão das refinarias, iniciou a fase de produção comercial. Este evento marca a conclusão da execução do projeto de conversão das refinarias de Sines e de Matosinhos, dando início a uma nova era no negócio da refinação da Galp Energia.

COLABORADORES

	Dezembro 31, 2011	Setembro 30, 2012	Dezembro 31, 2012	Variação vs dez 31, 2011	Variação vs set 30, 2012
Exploração & Produção	95	122	124	29	2
Refinação & Distribuição	6.131	6.216	5.967	(164)	(249)
Gas & Power	509	563	565	56	2
Outros	646	588	585	(61)	(3)
Total de colaboradores	**7.381**	**7.489**	**7.241**	**(140)**	**(248)**
Colaboradores das estações de serviço e biocombustíveis	3.264	3.286	3.089	(175)	(197)
Total de colaboradores *offsite*	**4.117**	**4.203**	**4.152**	**35**	**(51)**

RESULTADOS DE EMPRESAS PARTICIPADAS

Milhões de Euros

Quarto trimestre					Doze meses			
2011	2012	Var.	% Var.		2011	2012	Var.	% Var.
2,1	1,6	(0,5)	(23,1%)	CLH	7,9	6,6	(1,3)	(16,0%)
2,3	0,6	(1,6)	(72,4%)	CLC	4,8	4,3	(0,5)	(10,4%)
14,4	12,4	(2,1)	(14,4%)	*Pipelines* internacionais	50,7	54,5	3,9	7,6%
1,4	1,0	(0,4)	(30,7%)	Setgás - Distribuidora de Gás Natural	4,0	2,1	(1,9)	(47,3%)
6,8	1,9	(5,0)	(72,8%)	Outros	5,8	5,0	(0,8)	(14,4%)
27,0	**17,4**	**(9,6)**	**(35,5%)**	**Total**	**73,1**	**72,5**	**(0,6)**	**(0,8%)**

RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E VALORES REPLACEMENT COST AJUSTADOS

1. EBIT REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

Milhões de euros

Quarto trimestre					2012	Doze meses				
EBIT	Efeito *stock*	EBIT RC	Eventos não recorrentes	EBIT RCA		EBIT	Efeito *stock*	EBIT RC	Eventos não recorrentes	EBIT RCA
44	**51**	**95**	**46**	**142**	**EBIT**	**542**	**(33)**	**509**	**75**	**584**
55	-	55	17	72	E&P	193	-	193	52	245
(45)	57	11	6	17	R&D	85	(25)	61	0	61
45	(5)	40	24	64	G&P	268	(8)	260	22	283
(11)	-	(11)	(0)	(11)	Outros	(5)	-	(5)	(0)	(5)

Milhões de euros

Quarto trimestre					2011	Doze meses				
EBIT	Efeito *stock*	EBIT RC	Eventos não recorrentes	EBIT RCA		EBIT	Efeito *stock*	EBIT RC	Eventos não recorrentes	EBIT RCA
59	**30**	**89**	**17**	**106**	**EBIT**	**642**	**(285)**	**357**	**38**	**395**
42	(0)	42	18	60	E&P	85	-	85	45	130
(54)	35	(19)	(2)	(21)	R&D	301	(272)	29	(6)	23
67	(5)	62	0	63	G&P	244	(13)	231	(1)	230
5	(0)	5	-	5	Outros	11	-	11	-	11

2. EBITDA REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

Milhões de euros

Quarto trimestre					2012	Doze meses				
EBITDA	Efeito *stock*	EBITDA RC	Eventos não recorrentes	EBITDA RCA		EBITDA	Efeito *stock*	EBITDA RC	Eventos não recorrentes	EBITDA RCA
165	**51**	**217**	**12**	**229**	**EBITDA**	**1.038**	**(33)**	**1.005**	**10**	**1.015**
76	-	76	1	77	E&P	367	-	367	7	374
22	57	79	(3)	76	R&D	330	(25)	305	(11)	294
77	(5)	72	15	86	G&P	342	(8)	333	15	348
(10)	-	(10)	(0)	(10)	Outros	(1)	-	(1)	(0)	(1)

Milhões de euros

Quarto trimestre					2011	Doze meses				
EBITDA	Efeito *stock*	EBITDA RC	Eventos não recorrentes	EBITDA RCA		EBITDA	Efeito *stock*	EBITDA RC	Eventos não recorrentes	EBITDA RCA
184	**30**	**214**	**(6)**	**208**	**EBITDA**	**1.090**	**(285)**	**805**	**(7)**	**797**
67	(0)	67	(1)	66	E&P	252	-	252	(1)	251
20	35	55	(5)	50	R&D	525	(272)	252	(8)	244
91	(5)	86	0	86	G&P	298	(13)	285	2	287
5	(0)	5	-	5	Outros	15	-	15	-	15

3. EVENTOS NÃO RECORRENTES

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

Milhões de Euros

Quarto trimestre			Doze meses	
2011	2012		2011	2012
		Exclusão de eventos não recorrentes		
(0,7)	(0,0)	Ganhos/ perdas na alienação ativos	(0,8)	(0,0)
(0,2)	0,6	*Write-off* ativos	(0,0)	0,6
18,3	15,1	Imparidade de ativos	45,0	44,8
0,5	-	Provisão para meio ambiente e outras	0,5	-
-	1,0	Provisão para imparidade conta receber - Moçamgalp	-	1,0
-	(0,0)	Outros FSE - Estudos com aumento capital Brasil	-	5,9
17,9	**16,7**	**Eventos não recorrentes do EBIT**	**44,7**	**52,3**
0,0	-	Outros resultados financeiros	-	
17,9	**16,7**	**Eventos não recorrentes antes de impostos**	**44,7**	**52,3**
(5,6)	(5,0)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(14,7)	(16,0)
-	(1,8)	Interesses minoritários	-	(5,6)
12,3	**9,9**	**Total de eventos não recorrentes**	**30,0**	**30,6**

REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

Milhões de Euros

Quarto trimestre			Doze meses	
2011	2012		2011	2012
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	0,2	Imparidade Stock - valor Terreno Soturis	-	0,2
5,2	(0,3)	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	(0,6)	(1,3)
(12,4)	(1,0)	Ganhos / perdas na alienação de ativos	(13,7)	(2,6)
0,3	1,3	*Write-off* ativos	0,4	1,4
1,7	13,5	Rescisão contratos pessoal	5,7	16,1
1,9	0,1	Provisão para meio ambiente e outras	1,7	0,2
-	0,6	Provisão para outras contas a receber	-	3,4
1,6	8,1	Imparidade de ativos	0,7	8,1
-	(12,0)	Ajustamento da tarifa do vapor para o G&P	-	(12,0)
-	(4,7)	Venda de platina	-	(13,3)
(1,6)	**5,8**	**Eventos não recorrentes do EBIT**	**(5,8)**	**0,3**
0,0	-	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	0,5	-
-	(0,2)	*Goodwill* aumento da participação na Setgás	-	(1,3)
-	1,2	Imparidade goodwill Empresas Espanha (Madrilenas)	-	1,2
(1,6)	**6,8**	**Eventos não recorrentes antes de impostos**	**(5,3)**	**0,1**
(1,3)	(5,3)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(0,4)	(3,1)
(2,9)	**1,5**	**Total de eventos não recorrentes**	**(5,6)**	**(3,0)**

GAS & POWER

Milhões de Euros

Quarto trimestre			Doze meses	
2011	2012		2011	2012
		Exclusão de eventos não recorrentes		
(0,0)	0,0	Ganhos / perdas na alienação de ativos	(0,0)	-
0,1	0,2	*Write-off* ativos	1,3	0,2
(0,7)	-	Acidentes Resultantes de Fenomenos Naturais	(0,7)	-
1,0	2,5	Rescisão contratos pessoal	1,0	2,6
(0,0)	0,0	Provisão para meio ambiente e outras	(2,6)	(1,7)
-	9,4	Imparidade de activos	-	9,4
-	12,0	Ajustamento da tarifa do vapor do R&D	-	12,0
0,4	**24,1**	**Eventos não recorrentes do EBIT**	**(1,0)**	**22,5**
-	-	Mais / menos valias na alienação de participações financeiras	-	(5,4)
-	(0,2)	*Goodwill* aumento da participação na Setgás	-	(3,7)
0,4	**23,8**	**Eventos não recorrentes antes de impostos**	**(1,0)**	**13,3**
(0,1)	(0,8)	Imposto sobre eventos não recorrentes	(0,5)	1,3
0,3	**23,1**	**Total de eventos não recorrentes**	**(1,4)**	**14,6**

OUTROS

Milhões de Euros

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

RESUMO CONSOLIDADO

Milhões de Euros

Quarto trimestre			Doze meses	
2011	2012		2011	2012
		Exclusão de eventos não recorrentes		
-	0,2	Imparidade Stock - valor Terreno Soturis	-	0,2
4,5	(0,3)	Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	(1,3)	(1,4)
(13,1)	(1,0)	Ganhos/perdas na alienação de ativos	(14,5)	(2,6)
0,2	2,1	*Write-off* ativos	1,7	2,2
-	(4,7)	Venda de platina	-	(13,3)
2,7	15,6	Rescisão contratos pessoal	6,7	18,7
2,4	0,1	Provisão para meio ambiente e outras	(0,3)	(1,5)
-	1,6	Provisão para outras contas a receber	-	4,4
19,9	32,6	Imparidade de ativos	45,7	62,3
-	(0,0)	Outros FSE - Estudos com aumento capital Brasil	-	5,9
16,7	**46,2**	**Eventos não recorrentes do EBIT**	**38,0**	**75,0**
0,0	-	Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	0,5	(5,4)
-	(0,5)	*Goodwill* aumento da participação na Setgás	-	(5,1)
-	1,2	Imparidade goodwill Empresas Espanha (Madrilenas)	-	1,2
16,7	**47,0**	**Eventos não recorrentes antes de impostos**	**38,5**	**65,7**
(6,9)	(10,9)	Impostos sobre eventos não recorrentes	(15,5)	(17,9)
-	(1,8)	Interesses minoritários	-	(5,6)
9,8	**34,2**	**Total de eventos não recorrentes**	**23,0**	**42,2**

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS EM IFRS

Milhões de euros

Quarto trimestre			Doze meses	
2011	2012		2011	2012
		Proveitos operacionais		
4.254	4.113	Vendas	16.363	18.041
121	118	Serviços prestados	441	466
55	49	Outros rendimentos operacionais	183	141
4.430	**4.281**	**Total de proveitos operacionais**	**16.987**	**18.648**
		Custos operacionais		
(3.882)	(3.738)	Inventários consumidos e vendidos	(14.570)	(16.199)
(254)	(262)	Materiais e serviços consumidos	(914)	(990)
(88)	(85)	Gastos com o pessoal	(327)	(337)
(22)	(30)	Outros gastos operacionais	(87)	(83)
(4.246)	**(4.115)**	**Total de custos operacionais**	**(15.898)**	**(17.610)**
184	**165**	**EBITDA**	**1.090**	**1.038**
(96)	(107)	Gastos com amortizações e depreciações	(404)	(426)
(28)	(14)	Provisões e imparidade de contas a receber	(44)	(69)
59	**44**	**EBIT**	**642**	**542**
20	17	Resultados de empresas associadas	73	78
(0)	(1)	Resultados de investimentos	(1)	4
		Resultados financeiros		
3	32	Rendimentos financeiros	20	85
(41)	(53)	Gastos financeiros	(141)	(150)
9	(9)	Ganhos (perdas) cambiais	(0)	2
(0)	(2)	Rendimentos de instrumentos financeiros	(1)	1
(0)	(0)	Outros ganhos e perdas	(2)	(2)
50	**27**	**Resultados antes de impostos**	**591**	**561**
(5)	(2)	Imposto sobre o rendimento	(149)	(171)
45	**25**	**Resultado antes de interesses minoritários**	**442**	**390**
(1)	(13)	Resultado afecto aos interesses minoritários	(9)	(47)
44	**13**	**Resultado líquido**	**433**	**343**
0,05	**0,02**	**Resultado por ação (valor em Euros)**	**0,52**	**0,41**

2. SITUAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

Milhões de euros

	Dezembro 31, 2011	Setembro 30, 2012	Dezembro 31, 2012
Ativo			
Ativo não corrente			
Ativos fixos tangíveis	4.159	4.373	4.490
Goodwill	232	239	232
Outros ativos fixos intangíveis [1]	1.301	1.449	1.458
Participações financeiras em associadas	304	347	399
Participações financeiras em participadas	3	4	3
Outras contas a receber [2]	171	1.091	1.078
Ativos por impostos diferidos	198	222	252
Outros investimentos financeiros	3	19	19
Total de ativos não correntes	**6.372**	**7.745**	**7.932**
Ativo corrente			
Inventários	1.875	2.013	1.976
Clientes	1.066	1.374	1.324
Outras contas a receber	541	1.182	763
Outros investimentos financeiros	2	25	8
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	-	(0)	(0)
Caixa e seus equivalentes	298	2.026	1.894
Total do ativos correntes	**3.783**	**6.620**	**5.964**
Total do ativo	**10.155**	**14.365**	**13.896**
Capital próprio e passivo			
Capital próprio			
Capital social	829	829	829
Prémios de emissão	82	82	82
Reservas de conversão	11	27	(48)
Outras reservas	193	2.685	2.685
Reservas de cobertura	(1)	(7)	(6)
Resultados acumulados	1.338	1.469	1.516
Resultado líquido do período	433	331	343
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	**2.885**	**5.416**	**5.401**
Interesses minoritários	56	1.323	1.305
Total do capital próprio	**2.941**	**6.738**	**6.706**
Passivo			
Passivo não corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.369	1.670	1.852
Empréstimos obrigacionistas	905	485	621
Outras contas a pagar	360	546	534
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	366	395	327
Passivos por impostos diferidos	84	138	131
Outros instrumentos financeiros	2	8	8
Provisões	111	114	138
Total do passivo não corrente	**3.197**	**3.355**	**3.611**
Passivo corrente			
Empréstimos e descobertos bancários	1.248	821	546
Empréstimos obrigacionistas	280	420	570
Fornecedores	1.365	1.807	1.354
Outras contas a pagar	1.034	1.201	1.100
Passivos por locações financeiras	0	0	-
Outros instrumentos financeiros	90	4	9
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	0	19	0
Total do passivo corrente	**4.017**	**4.272**	**3.579**
Total do passivo	**7.214**	**7.627**	**7.190**
Total do capital próprio e do passivo	**10.155**	**14.365**	**13.896**

[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).

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$/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2012: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 6,81$/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: *Corporacion de reservas estratégicas de produtos 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;

LSFO: Low sulphur fuel oil;

m^3: 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

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