



RESULTADOS

PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2013



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

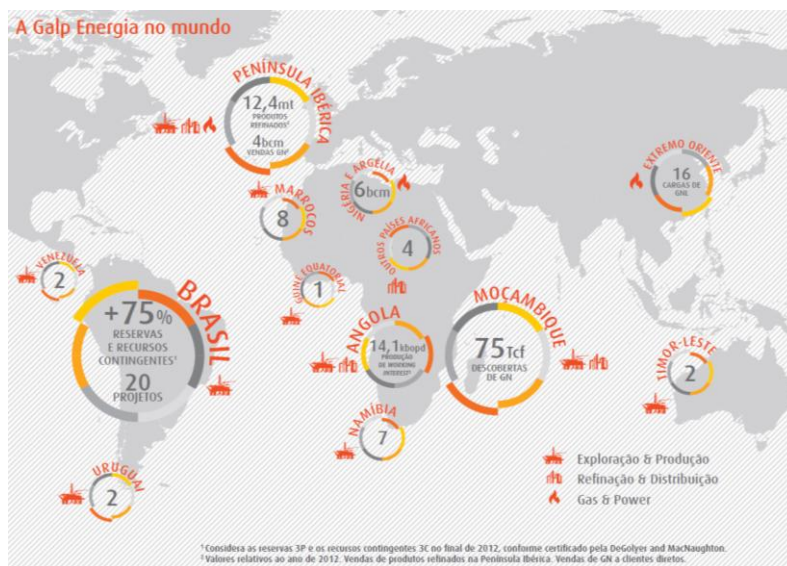


Resultados – Primeiro trimestre de 2013

ENERGIA EM CRESCIMENTO PARA CRIAR VALOR SUSTENTÁVEL

Quem somos

- Somos uma empresa integrada de energia focada no negócio de exploração e produção, com um portfólio 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 suportar o nosso crescimento 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.galpenenergia.com.

ÍNDICE

Sumário executivo.....	4
Principais indicadores	5
Atividades de Exploração & Produção	6
Desempenho operacional e financeiro	9
1. Envolvente de mercado	9
2. Desempenho operacional	10
2.1. Exploração & Produção	10
2.2. Refinação & Distribuição	12
2.3. Gas & Power	14
3. Informação financeira	16
3.1. Demonstração de resultados	16
3.2. Investimento	17
3.3. Cash flow	18
3.4. Situação financeira	19
3.5. Dívida financeira	19
4. Previsões de curto prazo.....	21
Ação Galp Energia	22
Informação adicional	23
1. Bases de apresentação da informação	23
2. Reconciliação entre valores IFRS e valores <i>replacement cost</i> ajustados	24
2.1. Ebit <i>replacement cost</i> ajustado por segmento	24
2.2. Ebitda <i>replacement cost</i> ajustado por segmento	24
3. Eventos não recorrentes	25
4. Demonstrações financeiras consolidadas.....	27
4.1. Demonstração de resultados consolidados em IFRS	27
4.2. Situação financeira consolidada.....	28

SUMÁRIO EXECUTIVO

No primeiro trimestre de 2013, a Galp Energia prosseguiu com a execução da sua estratégia, nomeadamente no que respeita às atividades de exploração e desenvolvimento. Com efeito, a Empresa continuou com a sua campanha de exploração onde se salienta o início da perfuração de poços exploratórios na bacia do Potiguar, no Brasil, e na bacia de Walvis, na Namíbia.

Relativamente às atividades de desenvolvimento, destaca-se no trimestre a contratação de duas FPSO adicionais para o desenvolvimento do campo Lula, o que se reveste de particular importância no sentido de garantir a execução do projeto de acordo com o planeado, nomeadamente em termos de prazos e custos. Importa ainda salientar que no dia 7 de abril, a FPSO Cidade de Paraty saiu do estaleiro da Brasfels no Brasil conforme planeado, em direção à área de Lula Nordeste, onde já se encontra. Prevê-se o arranque de produção nesta unidade no início do mês de junho.

O foco estratégico da Galp Energia no negócio de Exploração & Produção (E&P) é já visível em resultados, sendo que aquele negócio representou já cerca de 40% do Ebit da Empresa.

O Ebit *replacement cost* ajustado (RCA) no primeiro trimestre de 2013 foi de €148 milhões (m), mais €49 m que no período homólogo de 2012, tendo este aumento refletido a melhor performance operacional de todos os segmentos, nomeadamente o aumento da produção de petróleo e gás natural no Brasil, a melhoria da margem de refinação e o aumento das vendas e da margem de comercialização de GNL no mercado internacional.

Já o resultado líquido RCA da Galp Energia no primeiro trimestre de 2013 situou-se nos €75 m, 51% acima do registado no período homólogo de 2012, não obstante as quedas acentuadas nos volumes vendidos de produtos petrolíferos na Península Ibérica.

O investimento no período atingiu os €189 m, com as atividades de exploração e produção a absorverem mais de 80% do total.

No final do primeiro trimestre de 2013, a dívida líquida era de €1.887 m, ou €926 m considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes. Neste contexto, o rácio dívida líquida para Ebitda situou-se em 0,9x.

PRINCIPAIS DESTAQUES OPERACIONAIS NO PRIMEIRO TRIMESTRE DE 2013

- A produção *net entitlement* de petróleo e gás natural no primeiro trimestre de 2013 foi de 20,1 kboepd, um aumento de 21% face ao período homólogo de 2012; a produção no Brasil representou cerca de 60% da produção *net entitlement* no período;
- A margem de refinação da Galp Energia no período foi de \$1,8/bbl, mais \$1,1/bbl que no primeiro trimestre de 2012; esta melhoria acompanhou a tendência positiva no mercado internacional, apesar da operação do projeto de conversão só ter estabilizado no final de março por estar em fase de arranque;
- O negócio de distribuição de produtos petrolíferos continuou a ser afetado pela queda da procura de produtos petrolíferos na Península Ibérica em consequência da conjuntura económica na região;
- Os volumes vendidos de gás natural atingiram os 1.721 milhões de metros cúbicos (mm³), em linha com o primeiro trimestre de 2012; o aumento das vendas de GNL no mercado internacional contribuiu, para uma evolução positiva no período, devido essencialmente ao aumento da procura de países asiáticos e da América Latina.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

PRINCIPAIS INDICADORES

INDICADORES FINANCEIROS

€ m (valores em RCA)

	Primeiro trimestre			
	2012	2013	Var.	% Var.
Ebitda	204	253	49	23,9%
Exploração & Produção	88	91	3	3,9%
Refinação & Distribuição	32	59	27	82,3%
Gas & Power	83	102	19	22,9%
Ebit	99	148	49	49,4%
Exploração & Produção	53	60	7	12,9%
Refinação & Distribuição	(26)	0	26	s.s.
Gas & Power	71	88	16	22,8%
Resultado líquido	50	75	26	51,5%
Investimento	187	189	2	1,1%
Dívida líquida	766	1.887	1.121	s.s.
Rácio dívida líquida para Ebitda	0,9x	1,8x	0,9	s.s.

INDICADORES OPERACIONAIS

	Primeiro trimestre			
	2012	2013	Var.	% Var.
Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	22,6	23,5	1,0	4,3%
Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	16,5	20,1	3,5	21,3%
Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	106,8	90,3	(16,5)	(15,4%)
Crude processado (kbbl)	20.263	21.535	1.271	6,3%
Margem de refinação Galp Energia (USD/bbl)	0,8	1,8	1,1	s.s.
Vendas <i>oil</i> clientes diretos (mt)	2,6	2,4	(0,2)	(9,2%)
Vendas de gás natural (mm ³)	1.725	1.721	(4,1)	(0,2%)
Vendas de GNL em <i>trading</i> (mm ³)	560	646	86	15,4%
Vendas de eletricidade à rede ¹ (GWh)	320	468	149	s.s.

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

INDICADORES DE MERCADO

	Primeiro trimestre			
	2012	2013	Var.	% Var.
Preço médio do <i>dated Brent</i> ¹ (USD/bbl)	118,6	112,6	(6,0)	(5,1%)
Diferencial do preço do crude <i>heavy-light</i> ² (USD/bbl)	(1,7)	(2,0)	0,3	(18,2%)
Preço de gás natural NBP do Reino Unido ³ (GBP/therm)	59,4	74,1	14,7	24,8%
Preço do GNL para o Japão e para Coreia ¹ (USD/mmbtu)	15,2	17,9	2,7	17,8%
Margem de refinação <i>benchmark</i> ⁴ (USD/bbl)	1,1	2,0	0,9	81,0%
Mercado <i>oil</i> Ibérico ⁵ (mt)	15,7	13,8	(1,9)	(12,4%)
Mercado gás natural Ibérico ⁶ (mm ³)	10.728	9.549	(1.179)	(11,0%)

¹ Fonte: Platts.

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

³ Fonte: Bloomberg.

⁴ Para uma descrição completa da metodologia de cálculo da nova margem de refinação *benchmark* vide "Definições".

⁵ Fonte: Apetro para Portugal; Cores para Espanha e inclui estimativa para março.

⁶ Fonte: Galp Energia e Enagás. Inclui estimativa para março.

ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO

BRASIL

Na bacia de Santos, a Galp Energia prosseguiu no primeiro trimestre de 2013 com a campanha de avaliação dos campos Lula/Iracema e Iara, no bloco BM-S-11.

No campo Lula, foi concluída a perfuração do poço Lula Oeste-2 e o consórcio realizou um teste de produção naquela área. O consórcio está atualmente a analisar os dados obtidos com as atividades de avaliação no flanco do reservatório, que visaram avaliar o potencial daquela área do campo Lula. O programa de desenvolvimento prevê a alocação de uma FPSO para a área de Lula Oeste em 2017.

No campo Iara, o consórcio perfurou o poço Iara Oeste-2 com o objetivo de avaliar esta área do reservatório, tendo encontrado reservatórios carbonáticos de boa qualidade, nomeadamente ao nível da porosidade e permeabilidade, a partir dos 5.260 metros de profundidade. O consórcio irá realizar um teste de formação após a conclusão das atividades de perfuração. Ainda durante 2013, o consórcio iniciará a perfuração do poço Iara HA (Alto Ângulo), o primeiro poço horizontal perfurado na área de Iara, que se reveste de especial importância uma vez que contribuirá para definir melhor o plano de desenvolvimento deste campo.

Na bacia de Potiguar, o consórcio em que a Galp Energia participa com 20% continua a perfurar o prospecto Araraúna, no intervalo Cretáceo, cuja perfuração se iniciou em 11 de fevereiro deste ano. Este é o primeiro poço de exploração perfurado em águas profundas naquela bacia situada na margem equatorial brasileira. O poço Araraúna situa-se numa região de fronteira, sendo por isso caracterizado de risco elevado. A Galp Energia irá testar o potencial de

dois prospectos adicionais, Tango e Pitú, ainda durante o ano de 2013.

MOÇAMBIQUE

Na bacia do Rovuma, o consórcio para a exploração e desenvolvimento da área 4 perfurou os poços Coral-3 e Mamba South-3, tendo também realizado testes de formação em ambas as áreas, o que marcou o final da campanha de avaliação do complexo Mamba/Coral. Após a perfuração de nove poços de exploração e avaliação, o potencial do complexo Mamba/Coral é estimado em 80 bilhões de pés cúbicos (tcf) de gás no jazigo. O consórcio prosseguirá de seguida as atividades de exploração no bloco, nomeadamente com a perfuração do prospecto Agulha-1, anteriormente denominado K Bulge, que tem como objetivo averiguar o potencial de hidrocarbonetos, nomeadamente petróleo, no sul da área 4. O consórcio já identificou várias oportunidades de perfuração adicionais em caso de sucesso no poço Agulha-1.

OUTRAS ÁREAS EXPLORATÓRIAS

Na Namíbia, uma área emergente em que a Galp Energia participa desde o final de 2012, está prevista a perfuração de três poços, cujo objetivo é averiguar três prospectos independentes localizados no Cretáceo, em reservatórios carbonáticos e clásticos. A perfuração do primeiro poço de exploração iniciou-se a 26 de março, com o objetivo de averiguar o potencial do prospecto Wingat, localizado no Cretáceo em reservatórios carbonáticos, na bacia de Walvis. Após a conclusão deste poço, cujos resultados são esperados até ao final do segundo trimestre de 2013, a sonda prosseguirá os trabalhos na bacia de Orange para averiguar o potencial do prospecto Moosehead, e voltará no terceiro trimestre do ano à bacia de Walvis para testar o prospecto Murombe.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

CALENDÁRIO DE ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO E AVALIAÇÃO

Área	Objetivo	Participação	Poço de Exploração / Avaliação	Spud date	Duração (# dias)	Status do poço
Brasil¹						
Lula	Lula Oeste-2	10%	A	4T12	-	Concluído
Iara	Iara Oeste-2	10%	A	4T12	150	Em curso
Iara	Iara HA	10%	A	4T13	120	-
BM-S-8	Carcará (extensão)	14%	A	4T13	150	-
BM-S-24	Bracuhy	20%	E	2T13	150	-
Campos	Obsidiana	15%	E	2T13	120	-
Potiguar	Araraúna	20%	E	1T13	120	Em curso
Potiguar	Tango	20%	E	2T13	120	-
Potiguar	Pitú	20%	E	4T13	120	-
Moçambique						
Rovuma	Mamba South-3	10%	A	1T13	-	Concluído
Rovuma	Agulha-1 (K Bulge)	10%	E	2T13	60	-
Namíbia						
PEL 23	Wingat	14%	E	1T13	90	Em curso
PEL 24	Moosehead	14%	E	2T13	90	-
PEL 23	Murombe	14%	E	3T13	90	-
Angola						
Bloco 14	Menongue	9%	A	4T13	60	-
Bloco 32	Cominhos -2	5%	E	3T13	60	-
Bloco 32	B-11	5%	A	4T13	60	-

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

ATIVIDADES DE DESENVOLVIMENTO

Durante o primeiro trimestre de 2013, a Galp Energia e seus parceiros continuaram a envidar esforços para desenvolver o projeto Lula, no Brasil, de acordo com o planejado, nomeadamente em termos de prazos e custos.

No período, destaca-se o aluguer de duas unidades do tipo FPSO (*floating, production, storage and offloading unit*) à SBM Offshore e à Queiroz Galvão Óleo e Gás S. A. Estas FPSO, que terão uma capacidade para produzirem diariamente 150 mil barris de petróleo (kbopd) e 6 mm³ de gás natural, ficarão afetas às áreas de Lula Alto e Lula Central, com início de produção esperado em janeiro de 2016 e em março de 2016, respetivamente.

No dia de 7 de abril, a FPSO Cidade de Paraty saiu do estaleiro de Brasfels, no Brasil em direção à área de Lula Nordeste, onde já se encontra. Foram concluídos com sucesso todos os testes de segurança em alto mar e prevê-se que a FPSO, que está agora em processo de ancoragem, inicie produção no princípio de junho, através de um poço produtor. A FPSO tem capacidade de produção de 120 kbopd e de 5 mm³ de gás natural por dia. A FPSO terá capacidade para

interligação de 20 poços, bem como uma linha para exportação de gás associado, através de um sistema de *risers* desacoplados, conhecido por Buoyancy Supported Risers (BSR). A unidade deverá demorar cerca de 18 meses a atingir a capacidade total de produção, sendo que no final de 2013 deverá atingir uma produção de 75 kboepd, através de 3 poços produtores.

No primeiro trimestre de 2013, a Galp Energia iniciou a perfuração de dois novos poços de desenvolvimento para a área de Iracema Sul, nomeadamente os poços I3 e I7. A Galp Energia deu ainda continuidade à perfuração de dois poços de produção inseridos no modelo de desenvolvimento da área de Lula Nordeste. O primeiro poço produtor que será interligado à FPSO Cidade de Paraty foi completado durante o trimestre. Foram ainda concluídos três poços de aquisição de dados de reservatório (RDA) nas áreas de Lula Sul, Lula Norte e Iracema Norte, com o objetivo de aumentar o conhecimento do reservatório nestas áreas.

Os dados recolhidos através dos poços RDA contribuem para o aumento do conhecimento dos reservatórios, o que poderá impactar positivamente o fator de recuperação. O teste de injeção alternada de

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

água e gás (WAG) no reservatório, no campo Lula, com o objetivo de aumentar o fator de recuperação de petróleo no campo, terá início no mês de maio.

Este teste visa aprofundar o conhecimento e estudar o impacto desta técnica de recuperação avançada de petróleo no pré-sal.

DESEMPENHO OPERACIONAL E FINANCEIRO

1. ENVOLVENTE DE MERCADO

DATED BRENT

O valor médio do *dated Brent* no primeiro trimestre de 2013 foi de \$112,6/bbl, menos 5% que no período homólogo de 2012, um período em que a cotação foi sustentada pelo embargo dos Estados Unidos da América (EUA) e da Europa ao petróleo do Irão e pela instabilidade política em vários países produtores de petróleo na África e no Médio Oriente, que reduziu a oferta de petróleo nos mercados, pressionando a cotação em alta durante o período. Em 2013, a revisão em baixa das previsões da procura global de petróleo devido ao abrandamento da economia mundial contribuiu, por outro lado, para pressionar em baixa a cotação média do *dated Brent*.

No primeiro trimestre de 2013, a diferença média de preço entre os crudes pesados e leves situou-se nos - \$2,0/bbl, face aos -\$1.7/bbl do período homólogo de 2012.

MARGENS DE REFINAÇÃO

No seguimento do arranque do projeto de conversão no início do ano de 2013, o método de cálculo da margem *benchmark* foi revisto e repercutido nos dados históricos para fins comparativos.

No primeiro trimestre de 2013, a margem de refinação *benchmark* da Galp Energia foi de \$2,0/bbl, uma subida de \$0,9/bbl em relação ao período homólogo do ano anterior. Esta evolução refletiu o aumento de \$0,8/bbl e \$0,6/bbl das margens *hydrocracking* e *cracking* no período, para \$3,4/bbl e \$0,5/bbl, respetivamente. As margens foram influenciadas pelo aumento dos *cracks* da gasolina e do gasóleo.

Os *cracks* da gasolina e gasóleo tiveram aumentos de 31% e 6%, respetivamente, e foram sustentados pelas

atividades de manutenção e pelas paragens não programadas de refinarias na Europa, nos EUA e na Ásia. O *crack* da gasolina foi também influenciado pelo receio de escassez de componentes de mistura, nomeadamente o etanol para incorporação na gasolina nos EUA, o que influenciou a procura do produto. O *crack* do gasóleo foi também sustentado pelas baixas temperaturas no primeiro trimestre de 2013 face ao período homólogo do ano anterior.

MERCADO IBÉRICO

Durante o primeiro trimestre do ano, o mercado ibérico de produtos petrolíferos continuou a ser impactado pelo contexto económico adverso em Portugal e em Espanha. Com efeito, durante o período, o mercado de produtos petrolíferos contraiu 12%, em relação ao período homólogo de 2012, situando-se nos 13,8 milhões de toneladas (mt), particularmente afetado pela evolução do mercado espanhol que contraiu 13% no primeiro trimestre do ano.

A contração no mercado ibérico deveu-se em grande parte à descida anual de 9% do consumo de gasóleo que se situou em 7,8 mt, e à descida de 10% do consumo de gasolina, sobretudo em Espanha, que totalizou 1,3 mt no período. Também o mercado do *jet* foi afetado pela descida de 14% da procura naquele país. Com efeito, nos primeiros três meses de 2013, o consumo de *jet* na Península Ibérica totalizou 1,2 mt, ou seja, menos 12% que no período homólogo de 2012.

O mercado de gás natural na Península Ibérica contraiu 11% nos primeiros três meses de 2013, face ao ano anterior, para os 9.549 mm³. Apesar do consumo dos segmentos industrial e residencial se ter mantido estável face ao primeiro trimestre de 2012, a descida acentuada de 48% da procura no segmento elétrico, deu origem à contração no mercado. Esta evolução negativa deveu-se essencialmente ao aumento da produção de eletricidade por via eólica e hídrica no trimestre.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

2. DESEMPENHO OPERACIONAL

2.1. EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro trimestre			
	2012	2013	Var.	% Var.
Produção média <i>working interest</i> (kboepd)	22,6	23,5	1,0	4,3%
Produção média <i>net entitlement</i> (kboepd)	16,5	20,1	3,5	21,3%
Angola	8,7	8,2	(0,5)	(5,9%)
Brasil	7,9	11,9	4,0	51,3%
Preço médio de venda de petróleo e gás natural (USD/boe)	106,8	90,3	(16,5)	(15,4%)
Royalties¹ (USD/boe)	10,0	9,1	(0,9)	(8,6%)
Custo de produção (USD/boe)	17,2	11,2	(6,0)	(34,8%)
Amortizações² (USD/boe)	26,4	18,0	(8,4)	(31,9%)
Ebitda	88	91	3	3,9%
Depreciações e Amortizações	30	31	1	3,2%
Provisões	4	-	s.s.	s.s.
Ebit	53	60	7	12,9%

¹ Com base na produção proveniente do Brasil.

² Exclui provisões para abandono.

ATIVIDADE

No primeiro trimestre de 2013, a produção de petróleo e gás natural *working interest* aumentou 4% face ao período homólogo de 2012, para 23,5 kboepd, dos quais 89% corresponderam a produção de petróleo. Este aumento deveu-se ao incremento da produção do campo Lula, no Brasil, nomeadamente através da FPSO Cidade de Angra dos Reis, que conta com quatro poços produtores desde o segundo trimestre de 2012. A produção no Brasil aumentou 51% face ao período homólogo de 2012, tendo a FPSO Cidade de Angra dos Reis registado uma produção média de 11,5 kboepd. Em Angola, a produção *working interest* foi de 11,6 kbopd, ou seja, menos 21% do que em 2012, devido ao declínio da produção dos campos do bloco 14, que já se encontram numa fase de maturidade avançada, e aos trabalhos de manutenção no período, nomeadamente no campo BBLT.

A produção *net entitlement* foi de 20,1 kboepd, um aumento de 21% face ao primeiro trimestre de 2012 que se deveu ao incremento de produção no Brasil,

que mais do que compensou a diminuição da produção em Angola.

A produção *net entitlement* em Angola diminuiu 6% face a 2012, para 8,2 kbopd, na sequência da diminuição da produção *working interest*, parcialmente compensado pela correção da estimativa de *cost oil* referente ao período de 2012, com um impacto positivo de 1,4 kbopd no primeiro trimestre de 2013.

A produção proveniente do Brasil foi de 11,9 kboepd, ou seja, 59% do total da produção *net entitlement*, face aos 48% do período homólogo de 2012.

RESULTADOS

No primeiro trimestre de 2013, o Ebitda foi de €91 m, um aumento de €3 m face ao período homólogo de 2012, o que se deveu essencialmente ao aumento de 21% da produção *net entitlement* e à diminuição dos custos de produção, não obstante a diminuição do preço médio de venda no período.

De facto, o preço médio de venda foi de \$90,3/boe, face a \$106,8/boe no período homólogo de 2012, na

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

sequência da diminuição do preço do petróleo nos mercados internacionais e do maior peso da produção proveniente do Brasil, onde cerca de 20% corresponde a produção de gás natural. Por outro lado, a anulação das posições de empréstimo de produção de períodos anteriores, teve um impacto negativo no preço médio de venda no período.

Os custos de produção unitários, numa base *net entitlement*, baixaram de \$17,2/boe para \$11,2/boe devido ao aumento do peso da produção do Brasil. Com efeito, a FPSO Cidade de Angra dos Reis atingiu uma produção no trimestre próxima da capacidade total, o que contribuiu para a otimização dos custos de produção. Por outro lado, a realização do teste de produção antecipada na área de Iracema Sul no primeiro trimestre de 2012 influenciou os custos de produção nesse período. Não obstante o aumento de produção face ao primeiro trimestre de 2012 e os trabalhos de manutenção realizados no campo BBLT em Angola, os custos de produção diminuíram €4 m face ao período homólogo, para €15 m.

Os custos de estrutura ascenderam a €9 m, um incremento de €2 m face ao período homólogo de 2012, devido ao aumento da atividade e reforço da equipa de E&P.

As amortizações, excluindo as provisões de abandono, diminuíram para €25 m face a €30 m no ano de 2012 apesar do aumento da base de ativos e da produção no Brasil. Com efeito, a revisão das reservas em alta no final de 2012 conduziu à diminuição da taxa de amortização em Angola e no Brasil. Numa base *net entitlement*, a amortização unitária desceu de \$26,4/boe no primeiro trimestre de 2012 para \$18,0/boe.

As provisões para abandono no primeiro trimestre de 2013 foram de €7 m face a €4 m no período homólogo. De salientar que a partir de 2013, o método de contabilização destas provisões foi alterado, passando a ser contabilizadas ao nível das amortizações, sendo que informação adicional sobre o novo método pode ser consultada na página 23 deste relatório.

O Ebit RCA aumentou €7 m face ao primeiro trimestre de 2012, para €60 m, devido essencialmente ao aumento da atividade no Brasil e também à diminuição das amortizações.

A contribuição do Brasil para o Ebit RCA deste segmento foi de cerca de 72%, face aos 58% no primeiro trimestre de 2012, na sequência essencialmente da evolução das atividades de produção do campo Lula, no Brasil.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

2.2. REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro trimestre			
	2012	2013	Var.	% Var.
Margem de refinação Galp Energia (USD/bbl)	0,8	1,8	1,1	s.s.
Custo <i>cash</i> das refinarias (USD/bbl)	2,2	2,6	0,4	15,6%
Crude processado (kbbl)	20.263	21.535	1.271	6,3%
Vendas de produtos refinados (mt)	4,2	4,1	(0,2)	(4,0%)
Vendas a clientes diretos (mt)	2,6	2,4	(0,2)	(9,2%)
Exportações ¹ (mt)	0,9	1,0	0,1	17,4%
Ebitda	32	59	27	82,3%
Depreciações e Amortizações	53	49	(4)	(7,2%)
Provisões	5	9	4	95,1%
Ebit	(26)	0	26	s.s.

¹ Exportações do grupo Galp Energia, excluindo vendas para o mercado espanhol.

ATIVIDADE

Em janeiro de 2013, a Galp Energia iniciou a operação da unidade de *hydrocracker* da refinaria de Sines, e começou a dispor de um aparelho refinador mais integrado e complexo. Ao longo do trimestre, a exploração do *hydrocracker* foi estabilizando, tendo sido atingida no trimestre uma taxa de utilização média de 59%. Durante o segundo trimestre de 2013, é expectável que a unidade de *hydrocracker* opere já de forma estabilizada.

No primeiro trimestre de 2013 foram processados cerca de 22 milhões de barris de crude (mbbl), um aumento de 6% face ao período homólogo de 2012 que correspondeu a uma taxa de utilização de 73%.

Durante o primeiro trimestre de 2013, 73% do crude processado nas refinarias da Galp Energia correspondeu a crudes médios e pesados, enquanto os leves e os condensados tiveram um peso de 27% no total.

No perfil de produção do primeiro trimestre de 2013, as gasolinas, o fuelóleo e o *jet* contribuíram com 21%, 16% e 6% da produção total, respetivamente. Uma vez que a unidade de *hydrocracker* esteve em processo de estabilização durante o período, ou seja, não produziu de forma constante ao longo do trimestre, o gasóleo atingiu um peso de 39%, face aos

35% do período homólogo, e os consumos e quebras atingiram 10% do crude processado.

O volume de vendas a clientes diretos no primeiro trimestre de 2013 baixou 9% em relação ao período homólogo do ano anterior, o que se deveu ao contexto económico adverso na Península Ibérica e ao seu efeito negativo no consumo de produtos petrolíferos. De salientar que as vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos em África representaram 8% do total, face a um peso de 7% no primeiro trimestre de 2012.

As exportações para fora da Península Ibérica subiram 17% em relação ao primeiro trimestre de 2012 e situaram-se em cerca de 1,0 mt, das quais a gasolina e o fuelóleo representaram 32% e 29%, respetivamente.

RESULTADOS

No primeiro trimestre de 2013, o segmento de negócio de Refinação & Distribuição (R&D) apresentou um Ebitda RCA de €59 m, face a €32 m no primeiro trimestre de 2012. Esta evolução deveu-se essencialmente à melhoria dos resultados da atividade de refinação.

A melhoria dos resultados da atividade de refinação veio na sequência da evolução positiva da margem de refinação entre períodos. Assim, a margem de

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

refinação registou um aumento de \$1,1/bbl face ao primeiro trimestre de 2012, seguindo a tendência positiva da margem de refinação *benchmark*, que beneficiou principalmente do aumento dos *cracks* do gasóleo e da gasolina.

De salientar que a unidade de *hydrocracker* na refinaria de Sines não contribuiu para o incremento da margem de refinação durante todo o trimestre, dadas as operações de arranque e estabilização daquela unidade ao longo do período. Deste modo, a margem de refinação da Galp Energia apresentou no trimestre um desconto face ao *benchmark* de \$0,2/bbl.

Os custos *cash* operacionais das refinarias foram de €42 m, ou seja, \$2,6/bbl em termos unitários, face a \$2,2/bbl no período homólogo de 2012, um aumento para o qual contribuiu a compra de licenças de emissão de dióxido de carbono (CO₂), bem como as paragens da unidade de *hydrocracker* relacionadas com a fase de arranque e estabilização desta unidade.

O contexto económico adverso que tem afetado o mercado de produtos petrolíferos na Península Ibérica conduziu à redução dos volumes vendidos e das margens de comercialização na atividade de

distribuição de produtos petrolíferos, ainda que parcialmente compensada pela diminuição dos custos operacionais naquela atividade, face ao primeiro trimestre de 2012. Esta descida foi reflexo das medidas de otimização que têm vindo a ser implementadas.

De salientar que, a partir de 1 de janeiro, a Galp Energia passou a adotar em Espanha o mesmo método de cálculo RC em vigor em Portugal, sem impacto nos resultados IFRS. Assim, a densidade padrão utilizada para a conversão de toneladas de produtos adquiridos naquele mercado, à temperatura padrão (15°C) passou a ser ajustada à densidade real.

As amortizações e provisões no primeiro trimestre de 2013 ficaram em linha com as do período homólogo do ano anterior. A amortização dos ativos relativos ao complexo do *hydrocracker* só terá início no segundo trimestre de 2013, sendo expectável que o impacto em amortizações seja de cerca de €21 m por trimestre.

Assim, o Ebit do primeiro trimestre de 2013 aumentou €26 m face ao primeiro trimestre de 2012, em linha com a evolução do Ebitda.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

2.3. GAS & POWER

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro trimestre			
	2012	2013	Var.	% Var.
Vendas totais de gás natural (mm³)	1.725	1.721	(4)	(0,2%)
Vendas a clientes diretos (mm³)	1.165	1.075	(90)	(7,8%)
Elétrico	368	199	(169)	(45,9%)
Industrial	558	619	62	11,1%
Residencial	213	222	9	4,1%
Trading (mm³)	560	646	86	15,4%
Vendas de eletricidade à rede¹ (GWh)	320	468	149	46,5%
Ebitda	83	102	19	22,9%
Depreciações e Amortizações	11	14	3	24,9%
Provisões	1	1	0	3,7%
Ebit	71	88	16	22,8%
Comercialização ²	41	50	9	22,1%
Infraestruturas	24	27	2	10,1%
Power	6	11	5	77,7%

¹ Inclui a empresa Energin que não consolida, mas na qual Galp Energia detém uma participação de 35%. A esta empresa correspondem, no primeiro trimestre de 2013, vendas de eletricidade à rede de 84 GWh.

² Inclui comercialização livre e regulada.

ATIVIDADE

No primeiro trimestre de 2013, os volumes de gás natural vendido situaram-se nos 1.721 mm³, em linha com o verificado no período anterior.

Com efeito, o aumento dos volumes vendidos nos segmentos industrial e de *trading* compensaram a descida de 46% dos volumes no segmento elétrico, que se deveu à menor procura no seguimento da maior produção de energia elétrica por via hídrica e eólica no período.

No segmento industrial, os volumes vendidos atingiram os 619 mm³ durante o período, mais 11% que no período homólogo de 2012, consequência do aumento dos consumos de gás natural pelas unidades da Galp Energia, nomeadamente do *hydrocracker* da refinaria de Sines e da cogeração da refinaria de Matosinhos.

Relativamente ao segmento de *trading*, a Galp Energia continuou a captar as oportunidades no mercado internacional, tendo vendido oito cargas de gás natural liquefeito (GNL), face às sete vendidas no

mesmo período do ano anterior. Estas cargas destinaram-se sobretudo a países asiáticos e da América Latina.

No primeiro trimestre de 2013, as vendas de eletricidade à rede foram de 468 GWh, mais 149 GWh que no período homólogo de 2012. Este aumento resultou da produção de energia elétrica pela cogeração em Matosinhos que está em operação desde março.

RESULTADOS

No primeiro trimestre de 2013, o negócio de Gas & Power (G&P) beneficiou sobretudo do aumento dos volumes vendidos de gás natural e da melhoria da margem de comercialização de GNL no mercado internacional. Com efeito, o Ebitda do negócio de comercialização situou-se em €52 m, mais €10 m que no período homólogo de 2012.

Já no negócio de infraestrutura, o Ebitda subiu €4 m para os €37 m, para o que contribuiu a consolidação

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

integral da Setgás a partir do terceiro trimestre de 2012.

Relativamente ao negócio do *power*, o Ebitda foi de €13 m, mais €5 m que no mesmo período do ano anterior, resultado do aumento das vendas de eletricidade à rede.

Assim, o Ebitda do negócio de G&P situou-se nos €102 m no primeiro trimestre de 2013, €19 m acima do registado no mesmo período do ano passado.

As amortizações e depreciações relativas ao negócio de G&P atingiram os €14 m no período, mais €3 m

que no período homólogo do ano anterior, o que se deveu sobretudo à consolidação integral da Setgás.

As provisões constituídas no negócio de G&P foram de €1 m e deveram-se sobretudo a créditos sobre clientes de cobrança duvidosa.

O Ebit do negócio situou-se, pois, nos €88 m, 23% acima do registado no período homólogo, beneficiando da melhoria do desempenho operacional de todas as atividades, com especial destaque para o *trading* de GNL.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

3. INFORMAÇÃO FINANCEIRA

3.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

€ m (valores em RCA exceto indicação em contrário)

	Primeiro trimestre			
	2012	2013	Var.	% Var.
Vendas e prestações de serviços	4.795	4.471	(325)	(6,8%)
Custos operacionais	(4.601)	(4.223)	(377)	(8,2%)
Custo das mercadorias vendidas	(4.274)	(3.889)	(385)	(9,0%)
Fornecimentos e serviços externos	(248)	(253)	5	1,8%
Custos com pessoal	(79)	(82)	3	3,6%
Outros proveitos (custos) operacionais	10	6	(4)	(37,9%)
Ebitda	204	253	49	23,9%
Depreciações e Amortizações	(96)	(95)	0	(0,2%)
Provisões	(10)	(10)	(0)	1,1%
Ebit	99	148	49	49,4%
Resultados de empresas associadas	20	18	(3)	(13,4%)
Resultados de investimentos	-	-	s.s.	s.s.
Resultados financeiros	(45)	(37)	8	16,9%
Resultados antes de impostos e interesses minoritários	74	128	54	72,2%
Imposto sobre o rendimento	(23)	(40)	(17)	73,7%
<i>Taxa efetiva de imposto</i>	<i>31%</i>	<i>31%</i>	<i>1 p.p.</i>	<i>s.s.</i>
Interesses minoritários	(2)	(13)	(11)	s.s.
Resultado líquido	50	75	26	51,5%
Eventos não recorrentes	1	(7)	(8)	s.s.
Resultado líquido RC	51	68	17	34,1%
Efeito <i>stock</i>	121	(6)	(127)	s.s.
Resultado líquido IFRS	172	62	(110)	(63,8%)

No primeiro trimestre de 2013 as vendas e prestações de serviços baixaram 7% na sequência da descida das cotações dos produtos petrolíferos.

Consequentemente, os custos operacionais também baixaram 8%. Apesar do aumento da atividade de produção de petróleo e de gás natural, os custos com fornecimentos e serviços externos de €253 m estiveram em linha com os do primeiro trimestre de 2012.

O Ebitda do primeiro trimestre de 2013 ascendeu a €253 m, um aumento de €49 m face ao período homólogo sobretudo no seguimento da melhoria do desempenho dos segmentos de negócio de R&D e de G&P.

As depreciações e amortizações e provisões mantiveram-se estáveis face ao primeiro trimestre de 2012, uma vez que a amortização dos ativos relativos

ao complexo do *hydrocracker* só terá início no segundo trimestre de 2013.

O Ebit do primeiro trimestre de 2013 aumentou €49 m para €148 m, face ao período homólogo de 2012, com a melhoria do desempenho de todos os segmentos de negócio.

Os resultados financeiros registaram uma evolução positiva de €8 m no primeiro trimestre de 2013 face ao período homólogo de 2012, principalmente devido à diminuição dos juros financeiros líquidos, na sequência da diminuição da dívida média. Com efeito, os juros financeiros líquidos foram de €40 m face a €52 m no período homólogo de 2012.

Os resultados financeiros não foram agravados pela capitalização de juros relativos ao investimento do projeto de conversão, que teria tido um impacto no período de €15 m, os quais deixarão de ser

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

capitalizados no segundo trimestre de 2013. Os resultados financeiros foram também afetados pelas diferenças cambiais desfavoráveis relativas à valorização do dólar face ao euro, cujo impacto negativo na evolução dos resultados financeiros foi de €12 m.

O imposto sobre o rendimento foi de €40 m, dos quais €25 m corresponderam a impostos relativos aos contratos de concessão de exploração e produção de petróleo em Angola e no Brasil. A taxa efetiva de imposto foi de 31%, em linha com o registado no primeiro trimestre de 2012.

No seguimento do aumento de capital subscrito pela Sinopec na subsidiária Petrogal Brasil e empresas relacionadas, em março de 2012, os interesses minoritários atingiram os €13 m, um aumento de €11 m face ao primeiro trimestre de 2012.

Assim, o resultado líquido no primeiro trimestre de 2013 foi de €75 m, o que corresponde a um aumento de 51% face ao primeiro trimestre de 2012.

3.2. INVESTIMENTO

€ m

	Primeiro trimestre			
	2012	2013	Var.	% Var.
Exploração & Produção	135	154	19	14,1%
Atividades de exploração e avaliação	62	47	(15)	(23,7%)
Atividades de desenvolvimento e produção	74	107	34	45,9%
Refinação & Distribuição	35	32	(3)	(8,7%)
Gas & Power	16	2	(14)	(86,7%)
Outros	0	0	(0)	s.s.
Investimento¹	187	189	2	1,1%

¹Valores relativos ao ano de 2012 foram alterados de modo a excluir os juros capitalizados.

O investimento no primeiro trimestre de 2013 foi de €189 m, dos quais cerca de 80% foram canalizados para o negócio de E&P, de acordo com a estratégia da Empresa.

O investimento no negócio de E&P atingiu os €154 m e foi sobretudo afeto a atividades de desenvolvimento do bloco BM-S-11, no Brasil, que absorveu €74 m no período. Este investimento destinou-se principalmente à perfuração e completação de poços na área de Lula, à realização de testes de produção e ao investimento na construção de FPSO e equipamentos subaquáticos.

O investimento afeto à atividade de exploração representou cerca de 30% do total do investimento neste segmento de negócio e compreendeu, entre outras, as atividades de exploração e avaliação em Moçambique, no seguimento da campanha de poços de avaliação do complexo Mamba/Coral e do Brasil, devido às atividades de exploração e avaliação desenvolvidas no período, incluindo poços e aquisição sísmica.

Durante o primeiro trimestre de 2013, o investimento nos segmentos de negócio de R&D e de G&P foi de €34 m, canalizado essencialmente para atividades de manutenção e consolidação dos ativos e para o projeto de desenvolvimento de biocombustíveis.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

3.3. CASH FLOW

€ m (valores em IFRS)

	Primeiro trimestre	
	2012	2013
Ebit	268	128
Dividendos de empresas associadas	-	-
Depreciações e amortizações	95	101
Fundo de maneo	(205)	(228)
Cash flow gerado pelas atividades operacionais	158	1
Investimento líquido ¹	(193)	(187)
Juros pagos	(51)	(43)
Impostos	(18)	(48)
Dividendos pagos	-	-
Outros ¹	2.818	89
Cash flow	2.714	(189)

¹ O montante de €2.946 m resultante do aumento de capital na Petrogal Brasil e empresas relacionadas, subscrito pela Sinopec em 2012, antes registado em *Investimento líquido* foi alocado à rubrica *Outros*.

O *cash flow* gerado no primeiro trimestre de 2013 foi negativo em €189 m na sequência principalmente do investimento em fundo de maneo e em ativo fixo durante o trimestre.

Assim, apesar do desempenho operacional positivo de todos os segmentos de negócio, o *cash flow* das atividades operacionais foi neutro no período, devido ao investimento em fundo de maneo realizado durante o trimestre, na sequência principalmente do aumento do prazo médio de recebimentos e da diminuição do prazo médio de pagamentos durante o período. De destacar que para a deterioração do fundo de maneo contribuiu principalmente a situação particular do final de trimestre coincidir com o

período de feriados da Páscoa, alargando o prazo de recebimentos.

A geração de *cash flow* foi também negativamente afetada pelo investimento durante o trimestre, que foi predominantemente afeto às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Por outro lado, no primeiro trimestre de 2013, o impacto positivo de €89 m, está relacionado fundamentalmente com o impacto do efeito cambial nos ativos de empresas do Grupo em moeda estrangeira.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

3.4. SITUAÇÃO FINANCEIRA

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2012	31 março 31, 2013	Variação vs. 31 dez., 2012
Ativo fixo	6.599	6.862	263
Outros ativos (passivos)	(451)	(551)	(100)
Empréstimo à Sinopec ¹	931	960	29
Fundo de maneoio ¹	1.324	1.552	228
Capital empregue	8.403	8.824	421
Dívida de curto prazo	1.106	894	(212)
Dívida de médio-longo prazo	2.477	3.214	737
Dívida total	3.583	4.108	525
Caixa e equivalentes	1.886	2.222	336
Dívida líquida	1.697	1.887	189
Total do capital próprio	6.706	6.938	232
Total do capital próprio e da dívida líquida	8.403	8.824	421
Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec	766	926	160

¹ A 31 de dezembro de 2012, o montante do empréstimo à Sinopec foi alterado de €918 m para €931 m, de modo a incluir o montante de curto prazo daquele empréstimo, que se encontrava registado em fundo de maneoio, que passou de €1.338 m para € 1.324 m.

O ativo fixo de €6.862 m no final do primeiro trimestre de 2013 representou um aumento de €263 m face ao final de dezembro de 2012, principalmente na sequência do investimento efetuado no primeiro trimestre do ano, nomeadamente nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

O capital empregue reflete ainda o saldo de €960 m a 31 de março de 2013 do empréstimo da Galp Energia à Sinopec no primeiro trimestre de 2012, na sequência do aumento de capital na Petrogal Brasil e empresas relacionadas.

3.5. DÍVIDA FINANCEIRA

€ m (exceto indicação em contrário)

	31 dezembro, 2012		31 março, 2013		Variação vs. 31 dez., 2012	
	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo	Curto Prazo	Longo Prazo
Obrigações	566	619	147	1.293	(420)	674
Dívida bancária	539	1.609	672	1.671	133	63
Papel comercial	-	250	75	250	75	0
Caixa e equivalentes	(1.886)	-	(2.222)	-	(336)	-
Dívida líquida	1.697		1.887		189	
Dívida líquida incluindo empréstimo à Sinopec¹	766		926		160	
Vida média (anos)	2,6		2,9		0,33	
Net debt to Ebitda	1,7x		1,8x		0,1x	
Net debt to equity	25%		27%		1,9 p.p.	

¹ A 31 de dezembro de 2012, o montante da dívida líquida incluindo o empréstimo à Sinopec foi alterado de €780 m para €766 m, na sequência da reclassificação do montante de curto prazo daquele empréstimo no montante de €14 m, o qual era anteriormente contabilizado em fundo de maneoio.

A dívida líquida de €1.887 m a 31 de março de 2013 representou um aumento de €189 m relativamente ao final de dezembro de 2012, na sequência principalmente do investimento realizado no primeiro trimestre em ativo fixo e em fundo de maneoio.

A dívida líquida ajustada seria de €926 m considerando como caixa e equivalentes o montante de €960 m, correspondente ao empréstimo concedido à Sinopec na sequência do aumento de capital na Petrogal Brasil e empresas relacionadas.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

A 31 de março de 2013, o rácio dívida líquida / Ebitda era de 1,8x, ou de 0,9x considerando o empréstimo à Sinopec como caixa e equivalentes.

No final de março de 2013, a dívida de médio e longo prazo representava 78% do total, contra 69% no final de dezembro de 2012. Do total da dívida de médio e longo prazo, 32% estava contratada a taxa fixa no final de março de 2013.

A Galp Energia tem implementado a estratégia de financiamento com o objetivo de prolongar as maturidades da dívida. Assim, durante o primeiro trimestre de 2013, a Galp Energia emitiu dívida no montante de €375 m com maturidades de cerca de cinco anos.

No primeiro trimestre de 2013, a Galp Energia anunciou a contratação de uma emissão de obrigações no montante de €600 m com maturidade final de quatro anos, encontrando-se o alongamento da respetiva maturidade já refletido no perfil de reembolso da dívida no gráfico abaixo.

Já após esse período, a Galp Energia garantiu ainda cerca de €300 m de novas emissões de dívida com maturidade de 4,5 anos, também já refletida no perfil de reembolso abaixo.

Assim, no final do primeiro trimestre, o reembolso da dívida de 2013 foi reduzido significativamente face ao final de 2012.

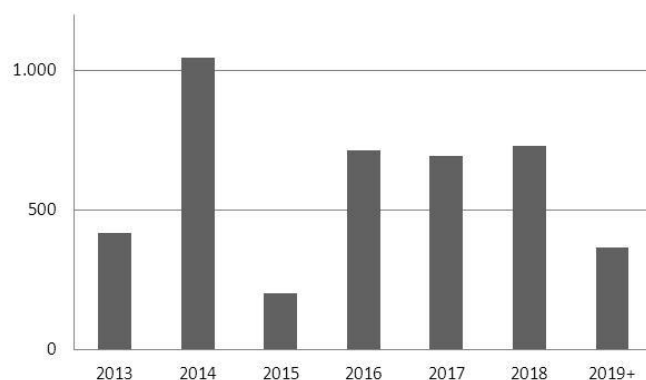
O custo médio dos empréstimos contratados no primeiro trimestre de 2013, incluindo *spread* e comissões, ascendeu a Euribor acrescida de 4,0%.

A 31 de março de 2013, a caixa e equivalentes líquidos atribuível aos interesses minoritários era de €91 m, sendo que a maioria deste montante estava contabilizada na subsidiária Petrogal Brasil.

No final de março de 2013, a Galp Energia tinha linhas de crédito contratadas, mas não utilizadas de €1,2 mil milhões (bn). Deste montante, 30% estava firmado com bancos internacionais e 50% daquele montante estava contratualmente garantido.

PERFIL DE REEMBOLSO DA DÍVIDA

€ m



4. 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* registre uma descida no segundo trimestre face ao primeiro trimestre de 2013, uma vez que a procura de mercado está bem aprovisionada pela oferta, não obstante o efeito positivo no preço com o fim do período de manutenção das refinarias.

A margem de refinação *benchmark* deverá aumentar no segundo trimestre de 2013 face ao primeiro trimestre, devido essencialmente à descida esperada do preço do *dated Brent* e também à aproximação da *driving season*, a qual deverá ter um impacto positivo no *crack* das gasolinas, enquanto o *crack* do gasóleo se deverá manter estável.

ATIVIDADE OPERACIONAL

No segmento de negócio de E&P, a produção *working interest* de petróleo e de gás natural deverá registar uma diminuição no segundo trimestre de 2012 para cerca de 22 kboepd, na sequência das atividades de manutenção dos equipamentos relacionados com o tratamento e injeção de CO₂ previstas na FPSO Cidade de Angra dos Reis durante o trimestre.

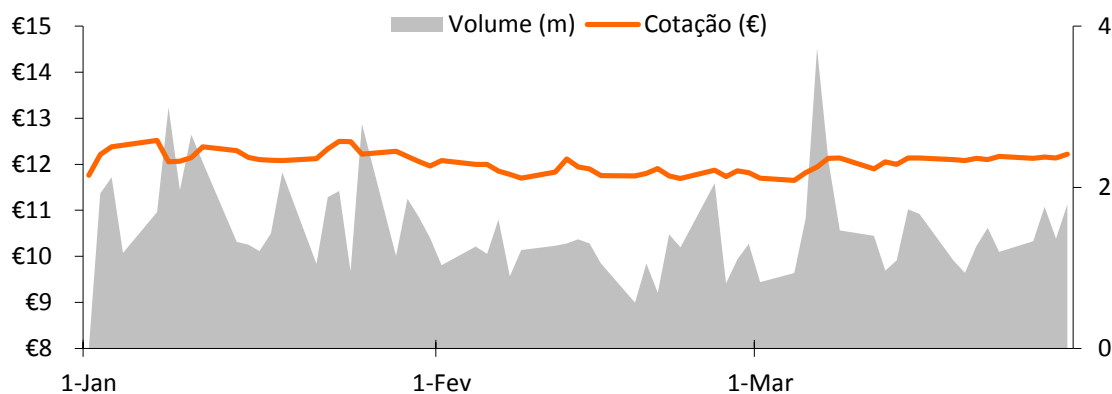
No segmento de negócio de R&D, prevê-se que o volume de crude processado aumente entre 10% e 15% no segundo trimestre de 2013, face ao processado no primeiro trimestre de 2013, na sequência da estabilização das operações da unidade *hydrocracker*. As vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos deverão diminuir, face ao segundo trimestre de 2012, influenciadas pela continuação do contexto económico adverso que afeta a Península Ibérica.

No negócio de G&P, é expectável que o negócio de comercialização continue a beneficiar da atividade de *trading* de GNL nos mercados internacionais. Com efeito, os volumes vendidos de GNL deverão registar um ligeiro aumento face aos volumes registados no primeiro trimestre de 2013. Por outro lado, os volumes de gás natural vendido ao segmento elétrico deverão continuar abaixo dos registados no período homólogo de 2012, dada a menor procura na Península Ibérica.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

AÇÃO GALP ENERGIA

EVOLUÇÃO DA COTAÇÃO DA AÇÃO GALP ENERGIA



Fonte: Euroinvestor

Durante o primeiro trimestre de 2013, a ação da Galp Energia valorizou 4%, tendo encerrado o período a cotar €12,22. Desde a oferta pública inicial a 23 de outubro de 2006 até ao final de março de 2013, a ação da Galp Energia teve um desempenho positivo e valorizou cerca de 110%. A cotação máxima da Galp Energia durante o período foi de €12,60, enquanto a mínima foi de €11,57.

Durante o primeiro trimestre do ano, foram transacionadas cerca de 242 milhões de ações, das quais 93 milhões em mercado regulamentado da NYSE Euronext Lisbon. O volume médio diário foi de 3,9 milhões de ações, dos quais 1,5 milhões no mercado regulamentado da NYSE Euronext Lisbon. No final do primeiro trimestre de 2013, a capitalização bolsista da Galp Energia situava-se nos €10 bn.

Principais indicadores		
	2012	1T13
Min (€)	8,50	11,57
Max (€)	13,77	12,60
Média (€)	11,79	12,04
Cotação de fecho (€)	11,76	12,22
Volume (m ações) ¹	321,6	92,6
Volume médio por dia (m ações) ¹	1,3	1,5
Capitalização bolsista (€m)	9.752	10.133

¹ NYSE Euronext Lisbon.

INFORMAÇÃO ADICIONAL

1. BASES DE APRESENTAÇÃO DA INFORMAÇÃO

As demonstrações financeiras consolidadas e não auditadas da Galp Energia relativas aos três meses findos em 31 de março de 2013 e de 2012 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 março de 2013 e de 2012. A informação financeira referente à situação financeira consolidada é apresentada às datas de 31 de março de 2013 e de 31 de dezembro de 2012.

As demonstrações financeiras da Galp Energia são elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS) e o custo das mercadorias vendidas e matérias-primas consumidas é valorizado a custo médio ponderado (CMP). A utilização deste critério de valorização pode originar volatilidade nos resultados em momentos de oscilação dos preços das mercadorias e das matérias-primas através de ganhos ou perdas em *stocks*, sem que tal traduza o desempenho operacional da empresa. Este efeito é designado *efeito stock*.

Outro fator que pode influenciar os resultados da empresa sem ser um indicador do seu verdadeiro desempenho é o conjunto de eventos de natureza não recorrente, tais como ganhos ou perdas na alienação de ativos, imparidades ou reposições de imobilizado e provisões ambientais ou de reestruturação.

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

ALTERAÇÕES RECENTES

A Galp Energia alterou, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2013, a forma de reconhecimento da provisão para abandono de ativos de produção de petróleo e gás natural. As responsabilidades passaram a ser reconhecidas na totalidade, por contrapartida de um ativo, o qual passará a ser amortizado de acordo com a taxa UOP, à semelhança do procedimento anterior. Assim, o impacto em resultados desta alteração traduz-se na utilização da rubrica de amortizações, em vez de provisões, com efeito neutro. Esta alteração não foi repercutida nas demonstrações financeiras relativas ao primeiro trimestre de 2012.

Com efeitos a 1 de janeiro de 2013 a Galp Energia passou a reconhecer em resultados financeiros o custo líquido dos juros relacionados com os planos pós-emprego de benefícios definidos, anteriormente reconhecidos na rubrica de custos com o pessoal. Esta alteração foi repercutida nas demonstrações financeiras relativas ao primeiro trimestre de 2012, de modo a tornar os períodos comparáveis.

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.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

2. RECONCILIAÇÃO ENTRE VALORES IFRS E VALORES REPLACEMENT COST AJUSTADOS

2.1. EBIT REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

2012					Primeiro trimestre	2013				
Ebit	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA		Ebit	Efeito stock	Ebit RC	Eventos não recorrentes	Ebit RCA
268	(168)	101	(2)	99	Ebit	128	9	136	12	148
53	-	53	(0)	53	E&P	54	-	54	6	60
142	(166)	(24)	(1)	(26)	R&D	(17)	12	(6)	6	0
73	(2)	71	0	71	G&P	91	(3)	88	(0)	88
(0)	-	(0)	(0)	(0)	Outros	(0)	-	(0)	0	(0)

2.2. EBITDA REPLACEMENT COST AJUSTADO POR SEGMENTO

€ m

2012					Primeiro trimestre	2013				
Ebitda	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA		Ebitda	Efeito stock	Ebitda RC	Eventos não recorrentes	Ebitda RCA
373	(168)	206	(1)	204	Ebitda	239	9	247	6	253
88	-	88	0	88	E&P	91	-	91	0	91
200	(166)	34	(1)	32	R&D	41	12	53	6	59
85	(2)	83	-	83	G&P	105	(3)	102	(0)	102
1	-	1	(0)	1	Outros	0	-	0	0	1

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

3. EVENTOS NÃO RECORRENTES

EXPLORAÇÃO & PRODUÇÃO

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2012	2013
Exclusão de eventos não recorrentes		
Ganhos / perdas na alienação ativos	0,0	-
Write-off ativos	-	0,0
Imparidade de ativos	(0,2)	5,9
Eventos não recorrentes do Ebit	(0,2)	5,9
Eventos não recorrentes antes de impostos	(0,2)	5,9
Impostos sobre eventos não recorrentes	0,1	(2,0)
Interesses minoritários	-	(1,2)
Total de eventos não recorrentes	(0,1)	2,7

REFINAÇÃO & DISTRIBUIÇÃO

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2012	2013
Exclusão de eventos não recorrentes		
Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	(1,1)	0,1
Ganhos / perdas na alienação de ativos	(0,5)	(0,1)
Write-off ativos	0,0	0,4
Rescisão contratos pessoal	0,3	5,2
Provisão para meio ambiente e outras	(0,1)	0,3
Imparidade de ativos	(0,0)	(0,0)
Eventos não recorrentes do Ebit	(1,4)	5,9
Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	-	0,1
Eventos não recorrentes antes de impostos	(1,4)	6,0
Impostos sobre eventos não recorrentes	0,3	(1,7)
Total de eventos não recorrentes	(1,1)	4,3

GAS & POWER

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2012	2013
Exclusão de eventos não recorrentes		
Write-off ativos	-	(0,0)
Provisão para meio ambiente e outras	(0,0)	-
Imparidade de ativos	-	(0,2)
Eventos não recorrentes do Ebit	(0,0)	(0,2)
Eventos não recorrentes antes de impostos	(0,0)	(0,2)
Imposto sobre eventos não recorrentes	(0,0)	0,0
Total de eventos não recorrentes	(0,0)	(0,1)

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

OUTROS

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2012	2013
Exclusão de eventos não recorrentes		
Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	(0,1)	-
Rescisão contratos pessoal	-	0,1
Eventos não recorrentes do resultado operacional	(0,1)	0,1
Eventos não recorrentes antes de impostos	(0,1)	0,1
Impostos sobre eventos não recorrentes	0,0	(0,0)
Total de eventos não recorrentes	(0,0)	0,1

RESUMO CONSOLIDADO

€ m

	Primeiro Trimestre	
	2012	2013
Exclusão de eventos não recorrentes		
Acidentes resultantes de fenómenos naturais e indemnização de seguros	(1,1)	0,1
Ganhos/perdas na alienação de ativos	(0,5)	(0,1)
Write-off ativos	0,0	0,4
Rescisão contratos pessoal	0,3	5,3
Provisão para meio ambiente e outras	(0,1)	0,3
Imparidade de ativos	(0,2)	5,7
Eventos não recorrentes do Ebit	(1,6)	11,8
Mais/menos valias na alienação de participações financeiras	-	0,1
Eventos não recorrentes antes de impostos	(1,6)	11,9
Impostos sobre eventos não recorrentes	0,4	(3,7)
Interesses minoritários	-	(1,2)
Total de eventos não recorrentes	(1,2)	6,9

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

4. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

4.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS EM IFRS

€ m

	Primeiro trimestre	
	2012	2013
Proveitos operacionais		
Vendas	4.684	4.355
Serviços prestados	112	116
Outros rendimentos operacionais	33	27
Total de proveitos operacionais	4.828	4.498
Custos operacionais		
Inventários consumidos e vendidos	(4.107)	(3.898)
Materiais e serviços consumidos	(247)	(253)
Gastos com o pessoal	(79)	(87)
Outros gastos operacionais	(21)	(22)
Total de custos operacionais	(4.455)	(4.259)
Ebitda	373	239
Gastos com amortizações e depreciações	(95)	(101)
Provisões e imparidade de contas a receber	(10)	(10)
Ebit	268	128
Resultados de empresas associadas	20	18
Resultados de investimentos	-	(0)
Resultados financeiros		
Rendimentos financeiros	6	33
Gastos financeiros	(46)	(57)
Ganhos (perdas) cambiais	(4)	(16)
Rendimentos de instrumentos financeiros	(0)	3
Outros ganhos e perdas	(0)	(0)
Resultados antes de impostos	244	108
Imposto sobre o rendimento	(70)	(34)
Resultado antes de interesses minoritários	174	74
Resultado afecto aos interesses minoritários	(2)	(12)
Resultado líquido	172	62
Resultado por ação (valor em Euros)	0,21	0,08

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

4.2. SITUAÇÃO FINANCEIRA CONSOLIDADA

€ m

	31 dezembro, 2012	31 março, 2013
Ativo		
Ativo não corrente		
Ativos fixos tangíveis	4.490	4.687
Goodwill	232	232
Outros ativos fixos intangíveis ¹	1.458	1.460
Participações financeiras em associadas	399	463
Participações financeiras em participadas	3	3
Outras contas a receber ²	1.078	1.042
Ativos por impostos diferidos	252	252
Outros investimentos financeiros	19	20
Total de ativos não correntes	7.932	8.159
Ativo corrente		
Inventários	1.976	1.946
Clientes	1.351	1.502
Outras contas a receber	755	818
Outros investimentos financeiros	7	20
Imposto corrente sobre o rendimento a receber	(0)	0
Caixa e seus equivalentes	1.887	2.219
Total do ativos correntes	5.976	6.505
Total do ativo	13.909	14.663
Total do ativo	13.909	14.663
Exploração & Produção	6.234	6.523
Refinação & Distribuição	7.401	7.478
Gas & Power	2.575	2.759
Capital próprio e passivo		
Capital próprio		
Capital social	829	829
Prêmios de emissão	82	82
Reservas de conversão	(48)	62
Outras reservas	2.685	2.685
Reservas de cobertura	(6)	(5)
Resultados acumulados	1.516	1.859
Resultado líquido do período	343	62
Total do capital próprio atribuível aos acionistas	5.401	5.575
Interesses minoritários	1.305	1.363
Total do capital próprio	6.706	6.938
Passivo		
Passivo não corrente		
Empréstimos e descobertos bancários	1.858	1.921
Empréstimos obrigacionistas	619	1.293
Outras contas a pagar	534	537
Responsabilidades com benefícios de reforma e outros benefícios	327	339
Passivos por impostos diferidos	131	134
Outros instrumentos financeiros	7	7
Provisões	138	179
Total do passivo não corrente	3.614	4.410
Passivo corrente		
Empréstimos e descobertos bancários	539	747
Empréstimos obrigacionistas	566	147
Fornecedores	1.469	1.368
Outras contas a pagar	1.005	1.050
Outros instrumentos financeiros	9	4
Imposto corrente sobre rendimento a pagar	0	(0)
Total do passivo corrente	3.588	3.316
Total do passivo	7.203	7.726
Total do capital próprio e do passivo	13.909	14.663

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

² Inclui empréstimo à Sinopec na componente de médio-longo prazo

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

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.

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: 45% margem *hydrocracking* + 42,5% margem *cracking* de Roterdão + 7% Óleos Base de Roterdão + 5,5% aromáticos .

MARGEM *HYDROCRACKING* DE ROTERDÃO

Margem *Hydrocracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% Brent dated, +2,2% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +19,1% PM UL NWE FOB Bg, +8,7% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +45,1% ULSD 10 ppm NWE CIF e +8,9% LSFO 1% FOB Cg.; C&Q: 7,9%; Taxa de terminal: \$1/ton; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2013: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso 6,80\$/ton. Rendimentos mássicos.

MARGEM *CRACKING* DE ROTERDÃO

Margem *cracking* de Roterdão é composta pelo seguinte perfil: -100% *dated Brent*, +2,3% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +25,4% PM UL NWE FOB Bg, +7,5% Nafta NWE FOB Bg., +8,5% Jet NWE CIF, +33,3% ULSD 10 ppm NWE CIF e +15,3% LSFO 1% FOB Cg.; C&Q: 7,4%; Taxa de terminal: \$1/t; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Brent; Frete 2013: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,80/t. Rendimentos mássicos.

MARGEM ÓLEOS BASE DE ROTERDÃO

Margem refinação Óleos Base: -100% Arabian Light, +3,5% LPG FOB Seagoing (50% Butano+ 50% Propano), +13% Nafta NWE FOB Bg., +4,4% Jet NWE CIF, +34% ULSD 10 ppm NWE CIF, +4,5% VGO 1,6% NWE FOB cg, +14,0% Óleos Base FOB, +26% HSFO 3,5% NWE Bg.; Consumos: -6,8% LSFO 1% CIF NWE.; Quebras:7,4%;Taxa de terminal: \$1/t; Quebras oceânicas: 0,15% sobre o Arabian Light Frete 2013: WS Aframax (80 kts) Rota Sullom Voe / Roterdão - Raso \$6,80/t. Rendimentos mássicos.

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

MARGEM AROMÁTICOS DE ROTERDÃO

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

REPLACEMENT COST (RC)

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

REPLACEMENT COST AJUSTADO (RCA)

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

Resultados – Primeiro trimestre de 2013

ABREVIATURAS:

APETRO: Associação portuguesa de empresas petrolíferas

bbl: barril de petróleo

BBLT: Benguela, Belize, Lobito e Tomboco

bn: *billion*, ou seja, mil milhões

boe: barris de petróleo equivalente

Bg: Barges

Cg: Cargoes

CIF: Costs, Insurance and Freight

CMP: Custo Médio Ponderado

CORES: *Corporacion de reservas estratégicas de productos petrolíferos*

D&A: Depreciações e amortizações

DGEG: Direção 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 hour*

IAS: International Accounting Standards

IFRS: International Financial Reporting Standards

LSFO: Low sulphur fuel oil

k: mil

kbbbl: milhares de barris

kboe: milhares de barris de petróleo equivalente

kboepd: milhares de barris de petróleo equivalente por dia

kbpod: milhares de barris de petróleo por dia

m: milhão

m³: metro cúbico

mbbl: milhões de barris

mboepd: milhões de barris de petróleo equivalente por dia

mbpod: milhares de barris de petróleo por dia

mm³: milhões de metros cúbicos

mt: milhões de toneladas

NBP: National Balancing Point

NYSE: New York Stock Exchange

PM UL: *Premium unleaded*

p. p.: pontos percentuais

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