

## Galp Energia - Capital Markets Day 2014

### “Um operador integrado de energia com foco em exploração e produção”

A Galp Energia apresenta hoje em Londres, no âmbito do seu *Capital Markets Day 2014*, a atualização da sua estratégia, focando-se essencialmente nas suas atividades de *upstream* e, em particular, nos projetos de desenvolvimento da Empresa no pré-sal da bacia de Santos, no Brasil, incluindo o projeto Lula/Iracema, e na bacia do Rovuma, em Moçambique.

O portefólio de projetos de *upstream* da Empresa inclui projetos em diferentes estágios de desenvolvimento. Os projetos em operação e/ou sancionados em operação incluem o projeto Lula/Iracema, na bacia de Santos, e os campos BBLT e Tômbua-Lândana em Angola. Os projetos pré-sancionados incluem outros projetos no Brasil, nomeadamente os campos Iara, Júpiter e Carcará, o projeto de GNL em Moçambique, e o Bloco 32 em Angola.

Adicionalmente será apresentada uma atualização das perspetivas financeiras da Empresa, considerando o forte crescimento do segmento de *upstream* e a estabilidade dos segmentos de negócio de *downstream* e gás, a par da rigorosa disciplina financeira seguida pela Empresa.

#### Informação material:

- A Galp Energia antecipa uma taxa anual média de crescimento (CAGR) de produção de cerca de 40% entre 2013 e 2020, através do desenvolvimento dos seus projetos sancionados e pré-sancionados;
- Até 2020, a Empresa espera instalar 14 FPSO adicionais, no Brasil e em Angola, e iniciar o projeto de GNL em Moçambique;
- A execução do projeto Lula/Iracema decorre de acordo com o planeado, em linha com o prazo e custo previstos, estando já contratado todo o equipamento crítico;
- Atividades de avaliação conduzidas de forma intensiva com o objetivo de acelerar o arranque dos projetos pré-sancionados no pré-sal da bacia de Santos, no Brasil, e em Moçambique, e também de incrementar o número de FPSO alocados a estes projetos;
- A campanha de exploração em 2013 atingiu o objetivo, anunciado há um ano atrás, de adicionar cerca de 300 mboe à base de recursos contingentes;
- O calendário de perfuração para 2014 inclui sete a nove poços de exploração e avaliação, incluindo um poço de exploração a ser perfurado no prospecto de petróleo Trident, em Marrocos;
- O total de reservas 3P e recursos contingentes 3C aumentou em 2013 para 4.630 mboe, influenciado pelas descobertas no Brasil e Moçambique; já a base de reservas 2P e recursos contingentes 2C aumentou para 2.432 mboe;

- No segmento de *downstream*, pretende-se aumentar a geração de *cash flow*, nomeadamente através de uma maior e melhor integração das atividades de refinação e distribuição, do aumento da eficiência energética e da redução do capital empregue naquelas atividades;
- No negócio de Gas & Power, o principal objetivo é continuar a aproveitar as oportunidades de trading de GNL, bem como manter uma base de consumo relevante de gás natural na Península Ibérica, em paralelo com fontes de aprovisionamento flexíveis de gás natural e GNL;
- Investimento médio anual estimado em cerca de €1,5 bn - €1,7 bn no período de 2014-2018, alocado sobretudo ao segmento de *upstream*, nomeadamente ao projeto Lula/Iracema e a Moçambique. Para 2014, o investimento é estimado em €1,3 bn - €1,5 bn;
- O Ebitda deverá apresentar uma taxa anual média de crescimento (CAGR) acima de 25%, no período de 2013-2018, fomentado principalmente pelo segmento de *upstream*. Para 2014, o Ebitda é estimado em €1,1 bn - €1,3 bn;
- Compromisso com uma estrutura de capital sólida, com o rácio de dívida líquida sobre Ebitda a ascender a cerca de 2x em 2015, descendo rapidamente a partir de 2017;
- É expectável um aumento do ROACE, de 5% em 2013 para mais de 15% no início da próxima década, e também a duplicação do capital empregue, na sequência do investimento planeado no segmento de *upstream*;
- Pagamento de um dividendo de €0,288 por ação relativamente ao ano fiscal de 2013, em linha com a política de pagamento de dividendos.

## Informação sobre a estratégia

A Galp Energia está focada no segmento de negócio *upstream*, o que lhe permitirá beneficiar do contexto favorável esperado para o mercado de petróleo e gás natural a nível mundial. Com efeito, o negócio de *upstream* deverá ser o principal impulsionador do crescimento rentável e da geração de *cash flow* futuros, suportados numa estratégia financeira disciplinada e em atividades de *downstream* e gás estáveis, as quais são geradoras de *cash flow* positivo. Adicionalmente, a Galp Energia continua a conduzir uma gestão ativa do seu portefólio, o que deverá ser encarado como uma fonte de financiamento adicional.

O crescimento relevante de produção, com uma taxa média anual esperada de 40% entre 2013 e 2020, será suportado por um conjunto de projetos sancionados e pré-sancionados de classe mundial, estando prevista até 2020 a instalação de 14 FPSO adicionais, no Brasil e em Angola, e o início do projeto de GNL em Moçambique. Estes projetos representam uma capacidade instalada total, para a Galp Energia, de cerca de 350 kboepd.

A Empresa, como não-operadora naqueles projetos, considera crucial manter parcerias sólidas com empresas experientes, capitalizar no *know-how* interno e beneficiar da transferência de tecnologia de outros grandes projetos em que participa. Adicionalmente, o foco na gestão de risco, incluindo a adoção de medidas de contingência e uma estratégia contratual competitiva são fundamentais para garantir a execução dos projetos dentro do prazo e do custo previstos.

A Galp Energia está empenhada na execução de atividades de avaliação nos seus projetos, de forma a acelerar o início de produção comercial em áreas como o Iara, o Júpiter e o Carcará, no pré-sal da bacia de Santos, e em Moçambique, bem como aumentar a capacidade de produção a alocar a estes projetos. Adicionalmente, a Empresa conduz estudos para otimizar os planos de desenvolvimento, nomeadamente sobre técnicas EOR e sobre separação de fluidos ao nível do leito do mar, entre outros.

A Galp Energia está comprometida com o seu objetivo de adicionar entre 100 mboe a 200 mboe de recursos por ano, embora sujeitos à geração de *free cash flow*, o que se traduzirá num abrandamento das atividades de exploração até que este se torne positivo, o que se espera que ocorra durante o ano de 2017. Esta decisão está em linha com o foco da Empresa na execução dos projetos de desenvolvimento e na condução de uma estratégia financeira disciplinada.

No segmento de *downstream*, e atendendo ao contexto difícil na indústria de refinação a nível europeu, a Galp Energia está focada no aumento da geração de *cash flow*, nomeadamente através da melhor e maior integração das atividades de refinação e de distribuição, do aumento da eficiência energética e da redução do capital empregue nestas atividades.

No negócio de Gas & Power, a Galp Energia prosseguirá os seus esforços para sustentar a atividade de supply e trading de GNL no longo prazo, aproveitando oportunidades de trading de GNL no mercado internacional, e mantendo uma base de consumo relevante de gás natural na Península Ibérica, assentes em fontes flexíveis e diversificadas de fornecimento de gás natural e de GNL.

A Galp Energia espera que o seu ROACE aumente de 5% em 2013 para mais de 15% no início da próxima década, no seguimento do desenvolvimento dos seus projetos de *upstream*, sancionados e pré-sancionados, e também a duplicação do capital empregue.

Na execução da sua estratégia, a Galp Energia promove práticas responsáveis e sustentáveis, particularmente aos níveis da saúde, segurança e ambiente. Adicionalmente, a Empresa mantém a aposta no desenvolvimento do seu capital humano, nomeadamente para o segmento de negócio de *upstream*.

A Galp Energia está também a conduzir um processo de reorganização do seu centro corporativo e de simplificação da estrutura organizacional, de forma a adaptá-la ao processo transformacional da Empresa, e de alinhamento da estrutura legal com a de negócio, que deverão resultar em maior flexibilidade, responsabilização e promoção do crescimento rentável de cada negócio.

### Informação sobre projetos de E&P:

No bloco BM-S-11, no pré-sal da bacia de Santos, no Brasil, o projeto Lula/Iracema está a ser executado de acordo com o plano, com duas FPSO atualmente a operar. A FPSO #1, Cidade Angra dos Reis, operou em 2013 a uma capacidade de 90% com custos técnicos abaixo de \$15/boe, tal como esperado. A FPSO #2, Cidade Paraty, na área Lula NE, produziu cerca de 30 kbopd em 2013, desde o início da produção através de um poço produtor, sendo esperado que atinja a capacidade total no 4T14, altura em que a FPSO #3, Cidade Mangaratiba, deverá iniciar a produção na área Iracema Sul.

Os trabalhos de construção das FPSO estão a prosseguir de acordo com o planeado, de forma a que no período entre 2014 e 2017, oito FPSO adicionais iniciem a produção no campo Lula/Iracema. A FPSO #3 já se encontra no Brasil para a instalação dos *topsides* e atingiu uma taxa de execução, no final de janeiro de 2014, de 85%. É expectável que as restantes sete FPSO, que se encontram a ser convertidas na China ou a serem construídas no Brasil, entrem em operação nas respetivas áreas entre o 4T15 e o 1S17.

Adicionalmente, a Galp Energia e seus parceiros já contrataram todo o equipamento crítico, a vários fornecedores locais e internacionais, e continuam a trabalhar nas rotas adicionais de exportação de gás natural, nomeadamente o gasoduto de Cabiúnas, o qual está a progredir de forma a iniciar operações em 2015.

No contexto de execução do projeto, é importante destacar os esforços para reduzir o período de *ramp up* das próximas FPSO, dos atuais 18 meses para 12 meses. Para este objetivo destaca-se a perfuração de poços de desenvolvimento antes da instalação das FPSO e a otimização do equipamento submarino, entre outros. Adicionalmente, a Galp Energia e seus parceiros continuam a trabalhar com o objetivo de diminuir o período médio de perfuração e completação para 125 dias, dos atuais 170 dias (incluindo a mobilização da sonda).

No campo lara, ainda no bloco BM-S-11, o consórcio conduziu uma atividade intensiva de avaliação durante 2013, de forma a melhor definir o plano de desenvolvimento da área, dada a heterogeneidade do reservatório, o qual é composto por diferentes estruturas que apresentam níveis diferentes de porosidade e permeabilidade. Em relação às atividades de avaliação, deve ser destacado que o DST no poço lara Oeste 2 revelou uma excelente produtividade, enquanto que o DST realizado no poço lara High Angle (HA) foi abaixo das expectativas. Não obstante, o sucesso da perfuração do primeiro poço horizontal, lara HA, é considerado um resultado positivo.

É importante mencionar que o projeto de lara poderá ser positivamente impactado pela potencial unitização com a área lara Entorno, onde uma FPSO está já contratada pelo operador da área, a Petrobras. A Galp Energia e seu parceiro esperam iniciar um EWT no 2T14, com a submissão da Declaração de Comercialidade planeada para o final de 2014, de forma a que a produção se inicie de acordo com o plano, em 2017, estando já duas FPSO contratadas, e com potencial para a alocação de FPSO adicionais.

No bloco BM-S-8, o poço Carcará, perfurado no final de 2012, revelou uma das rochas com melhor qualidade identificada no pré-sal da bacia de Santos. O poço Carcará Extensão será perfurado no 4T14, seguido por um DST, cujos resultados serão essenciais para testar a produtividade e o potencial de recursos nos flancos do reservatório. Dada a alta pressão apresentada pelo reservatório, o consórcio já identificou equipamentos específicos para este nível de pressões, tais como MPD e árvores de Natal adaptadas à realização do EWT, o qual é esperado para 2015. Ainda neste bloco, o poço de exploração previsto no prospecto Guanxuma em 2015, poderá oferecer *upside* para o bloco. O início da produção é esperado para 2018 com uma FPSO.

No bloco BM-S-24 no pré-sal da bacia de Santos, a perfuração do mais recente poço de exploração, Brachuhy, confirmou a continuidade do reservatório com a área de Júpiter e reforçou os volumes de óleo a serem desenvolvidos. Durante 2014, a Galp Energia espera realizar uma campanha intensiva de avaliação e planeia perfurar dois poços de avaliação e a realização de dois DST. Os resultados desta campanha de avaliação serão úteis para definir o projeto de desenvolvimento. Atualmente, o cenário base está focado no desenvolvimento do óleo, embora estejam a decorrer estudos relativamente à produção dos condensados e à reinjeção de gás com CO<sub>2</sub>. É esperado que a produção se inicie em 2019 com uma FPSO, com potencial para a alocação de FPSO adicionais.

Em Moçambique, no projeto de gás natural na Área 4 na bacia do Rovuma, a campanha de avaliação da estrutura de Mamba/Coral foi completada durante 2013 e confirmou o potencial de GIIP de mais de 80 tcf. O poço de exploração Agulha, perfurado em 2013 no sul da área, identificou cerca de 7 tcf de GIIP adicionais e identificou um novo *play* no intervalo Cretáceo. De forma a avaliar este novo *play*, o consórcio planeia perfurar, em 2014, um poço de avaliação no complexo Agulha e um poço de exploração no prospecto Querimbas Este, com potencial para um poço de exploração adicional, dependendo dos resultados.

Relativamente ao plano de desenvolvimento em Moçambique, a Galp Energia e seus parceiros estão atualmente a proceder à definição da fase inicial do projeto, que compreende o desenvolvimento de 10 mtpa a 15 mtpa. Enquanto o projeto *onshore* de GNL está a ser planeado em coordenação com o consórcio da Área 1, de forma a otimizar as instalações e infraestruturas comuns, a opção de unidades FLNG está também em maturação. O consórcio está atualmente a trabalhar nas etapas chave em direção ao FID. É expectável que a primeira produção de GNL ocorra em 2019.

Em Angola, a Galp Energia está focada no desenvolvimento de novos campos, que deverão compensar o declínio dos campos atualmente em produção no Bloco 14. Neste sentido, destaca-se o início da produção em novos campos naquele bloco, nomeadamente nos campos Malange e Lucapa, em que é expectável que a produção seja iniciada em 2018 e 2020, respetivamente. No Bloco 14K, o campo Lianzi deverá iniciar a produção em 2015, enquanto no Bloco 32, onde o FID está iminente, são esperadas duas FPSO no campo Kaombo, uma em 2017 e outra em 2018.

No que respeita à atividade de exploração, a campanha em 2013 adicionou cerca de 300 mboe a recursos contingentes, em linha com o objetivo anunciado há um ano atrás, correspondendo a uma taxa de sucesso comercial de 38% e um custo de descoberta de cerca de \$1,1/boe.

Em Potiguar, onde o poço Pitú revelou as primeiras acumulações de petróleo e gás em águas profundas, está atualmente a ser realizado um DST. Na Namíbia, um dos três poços de exploração perfurados no país, o Wingat, provou o potencial de petróleo na bacia de Walvis e estão atualmente vários prospectos a ser maturados na bacia.

Em 2014 a Galp Energia espera perfurar sete a nove poços de exploração e avaliação, incluindo um poço de exploração no prospeito de petróleo Trident, em Marrocos, que tem um potencial de 450 mbbl e uma PoS de 21%. A Galp Energia, operadora da área, prevê a perfuração do poço no 2T14, em linha com o planeado.

## Informação sobre reservas e recursos

O total das reservas 3P e dos recursos contingentes 3C aumentou 585 mboe em 2013, para 4.630 mboe, influenciado pelas descobertas no Brasil e em Moçambique. Já a base de reservas 2P e recursos contingentes 2C aumentou 9% em 2013, para 2.432 mboe. Esta base de recursos é constituída maioritariamente pelo projeto Lula/Iracema, por outros projetos no pré-sal da bacia de Santos no Brasil, nomeadamente os campos Iara, Júpiter e Carcará, e pelo projeto na bacia do Rovuma em Moçambique, estando a Galp Energia empenhada no seu desenvolvimento.

Os recursos de exploração (*mean estimate unrisksed*) desceram 22% em 2013 para 2.495 mboe, devido ao sucesso das atividades de exploração no Brasil e em Moçambique e ao insucesso comercial da campanha de exploração na Namíbia.

## Informação sobre as perspetivas financeiras

A Galp Energia considera fundamental prosseguir uma política financeira disciplinada para manter a robustez financeira na execução da estratégia delineada.

A Galp Energia estima um investimento anual de cerca de €1,5 bn - €1,7 bn para o período de 2014-2018, do qual cerca de 90% será canalizado para o segmento de negócio de *upstream*, nomeadamente para as atividades de desenvolvimento nos projetos sancionados e pré-sancionados, sobretudo no pré-sal da bacia de Santos no Brasil e na bacia do Rovuma em Moçambique. Para 2014, a Empresa estima um investimento de €1,3 bn - €1,5 bn.

É esperado que o Ebitda apresente uma CAGR de mais de 25% no período de 2013-2018, na sequência do desenvolvimento dos projetos sancionados e pré-sancionados identificados. Em 2014, a Galp Energia estima o Ebitda entre €1,1 bn - €1,3 bn.

Assim, é esperado que o *free cash flow* seja positivo durante o ano de 2017.

A Galp Energia está também comprometida em manter uma posição de liquidez robusta e em garantir fontes de financiamento diversificadas a custos competitivos, continuando a alinhar a maturidade da sua dívida com o perfil de geração de *cash flow*.

A Empresa está empenhada em manter uma estrutura de capital sólida, sendo expectável que o rácio de dívida líquida sobre Ebitda atinja cerca de 2x em 2015, e que desça rapidamente a partir de 2017.

Em 2014 a Galp Energia planeia pagar um dividendo de €0,288 por ação relativamente ao ano fiscal de 2013, em linha com a política de dividendo.

Apêndice

Pressupostos *mid-cycle*

	2013	2014E	2018E	Média 2014-2018
Preço do Brent (\$/bbl)	109	≈ 100	90	94
Margem de refinação <i>benchmark</i> (\$/bbl) <sup>1</sup>	1,2	≈ 2,4	3,2	2,9
EUR:USD	1,33	1,30	1,30	1,30

<sup>1</sup>Margem de refinação *benchmark* = 42,5% margem cracking + 45,0% margem hydrocracking + 5,5% margem aromáticos + 7,0% margem óleos base

Principais dados operacionais e objetivos financeiros para 2014

	2013	2014
Produção WI (kboepd)	25	28 - 30
Taxa de utilização de refinação (%)	73	70 - 75
Vendas de produtos petrolíferos a clientes diretos (mton)	9,9	+ 1% to 2% yoy
Vendas de Gás Natural/GNL (bcm)	7,1	5 - 7
Ebitda (€ bn)	1,1	1,1 - 1,3
Investimento (€ bn)	0,9	1,3 - 1,5

Reservas e recursos (mboe)<sup>1</sup>

Reservas *net entitlement*

	2012	2013	% Chg.
1P	154	178	15%
2P	640	579	(10%)
3P	783	707	(10%)

Recursos contingentes *working interest*

	2012	2013	% Chg.
1C	206	319	55%
2C	1.583	1.853	17%
3C	3.262	3.923	20%

Recursos exploratórios *working interest*

	2012	2013	% Chg.
<i>Unrisked</i>	3.203	2.495	(22%)
<i>Risked</i>	526	342	(35%)

<sup>1</sup>Recursos de exploração e recursos contingentes numa base *working interest*. Reservas numa base *net entitlement*. Todos os valores baseados no relatório DeGolyer and MacNaughton de 31.12.2013

## Acrónimos

<b>\$</b> – Dólares americanos	<b>GIIP</b> – <i>Gas initially in place</i>
<b>€</b> – Euro	<b>GNL</b> – Gás natural liquefeito
<b>%</b> - Percentagem	<b>HA</b> – <i>High Angle</i> (Alto Ângulo)
<b>3C</b> – Recursos contingentes	<b>kboepd</b> – Milhares de barris de petróleo equivalente por dia
<b>3P</b> – Provadas, prováveis e possíveis	<b>kbopd</b> – Milhares de barris de petróleo por dia
<b>bbl</b> – Barril	<b>mdbl</b> – Milhões de barris
<b>bcm</b> – Mil milhões de metros cúbicos	<b>mboe</b> – Milhões de barris de petróleo equivalente
<b>bn</b> – Mil milhões	<b>MPD</b> – <i>Managed pressure drilling</i>
<b>boe</b> – Barris de petróleo equivalente	<b>mtpa</b> – Milhões de toneladas por ano
<b>CAGR</b> – Taxa de crescimento média anual	<b>mton</b> – Milhões de toneladas
<b>CO<sub>2</sub></b> – Dióxido de Carbono	<b>NE</b> – Nordeste
<b>DST</b> – <i>Drill Stem Test</i> (Teste de formação)	<b>PoS</b> – Probabilidade de sucesso
<b>Ebitda</b> – Resultados antes de juros, impostos, depreciações e amortizações	<b>RCA</b> – <i>Replacement Cost Adjusted</i>
<b>EOR</b> – <i>Enhanced oil recovery</i>	<b>ROACE</b> – <i>Return on average capital employed</i> (Retorno médio do capital empregue)
<b>EWT</b> – <i>Extended well test</i> (Teste de longa duração)	<b>tcf</b> – Triliões de metros cúbicos
<b>FID</b> – Decisão final de investimento	<b>WI</b> – <i>Working interest</i>
<b>FLNG</b> – <i>Floating Liquefied Natural Gas</i>	<b>Yoy</b> – <i>year on year</i>
<b>FPSO</b> – Unidade flutuante de produção e descarga	

## Definições

**Projetos sancionados** – Lula / Iracema (10x FPSO); Bloco 14, Angola (2x CPT)

**Projetos pré-sancionados:** Iara (2x FPSO), Carcará (1x FPSO), Júpiter (1x FPSO), Block 32, Angola (2x FPSO) e Moçambique (projeto GNL)



---

## **Disclaimer**

Resultados RCA exceto indicação em contrário.

O presente comunicado pode conter declarações prospetivas. Declarações prospetivas são declarações que não estão relacionadas com factos históricos e, conseqüentemente, os eventos ou resultados reais podem ser materialmente diferentes dos expressos ou implícitos por tais declarações prospetivas. Fatores importantes que podem conduzir a que os resultados reais sejam materialmente diferentes das declarações prospetivas encontram-se identificados no Relatório & Contas da Galp Energia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012. A Galp Energia não pretende, e expressamente não assume qualquer obrigação ou dever de, elaborar ou divulgar qualquer suplemento, adenda, atualizada ou revisão de quaisquer informações, opiniões ou declarações prospetivas contidas neste comunicado com vista a refletir qualquer alteração, eventos, condições ou circunstâncias.

## **Galp Energia, SGPS, S.A.**

### **Investor Relations:**

Tiago Villas-Boas, Diretor  
Catarina Aguiar Branco  
Cátia Lopes  
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](http://www.galpenergia.com)  
Email: [investor.relations@galpenergia.com](mailto:investor.relations@galpenergia.com)

Reuters: GALP.LS  
Bloomberg: GALP PL