
27 de fevereiro de 2014

Apresentação de Resultados 4T13 e 2013



Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Atualização dos Ativos

- ▶ Sólido desempenho operacional e financeiro em 2013
- ▶ Progresso significativo nas atividades de desenvolvimento
- ▶ Expansão do portfólio exploratório
- ▶ Diferenciação da QGEP:
 - ▶ Portfólio diversificado de ativos
 - ▶ Balanço Patrimonial robusto
 - ▶ Programa balanceado com ativos na fase de exploração, desenvolvimento e produção, tanto com blocos operados e não operados

- ▶ A produção média diária de gás do Campo de Manati alcançou 6,1 milhões de m³ no 4T13, atingindo a produção média de 6,0 milhões de m³ por dia em 2013
- ▶ Resultados positivos do Teste de Formação a Poço Revestido realizado no primeiro poço horizontal do Campo de Atlanta indicaram potencial de produção do poço no limite superior do intervalo estimado, em torno de 12 mil barris por dia
- ▶ Expansão e diversificação significativa do portfólio exploratório com os 8 blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP, ampliando parcerias tanto com *majors* como com empresas petroleiras independentes
- ▶ Plano de Avaliação de Descoberta submetido à ANP em dezembro/2013, referente à descoberta no poço 1-QG-5A-BAS, no prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1)
- ▶ Aprovação de uma linha de crédito de R\$266 milhões da FINEP, concedida para financiar a participação da QGEP no Sistema de Produção Antecipada do Campo de Atlanta
- ▶ Proposta do Conselho de Administração de distribuição de dividendos de R\$0,15 por ação; proposta será votada em Assembleia no dia 16 de Abril de 2014

Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Atualização dos Ativos

DESTAQUES FINANCEIROS DO 4T13 E ANO 2013



Informações Financeiras Consolidadas (R\$ milhões)

	4T13	4T12	Δ%	2013	2012	Δ%
Lucro líquido	21,2	47,3	-55,3%	192,2	82,5	133,1%
Amortização e depreciação	31,4	20,7	51,5%	97,3	82,9	17,3%
Receita (Despesa) financeira líquida	(18,0)	(16,0)	-12,3%	(62,1)	(82,5)	24,8%
Imposto de renda e contribuição social	(14,7)	9,2	-259,4%	(4,6)	40,0	-111,4%
EBITDA⁽¹⁾	19,9	61,2	-67,5%	222,9	122,9	81,3%
Despesas de exploração de óleo e gás com poços sub-comerciais e secos ⁽²⁾	45,6	(1,6)	N/A	48,5	162,1	-70,1%
EBITDAX⁽³⁾	65,6	59,6	10,0%	271,4	285,1	-4,8%
Margem EBITDA ⁽⁴⁾	15,8%	52,8%	-70,0%	45,9%	26,6%	72,5%
Margem EBITDAX ⁽⁵⁾	52,1%	51,4%	1,4%	55,8%	61,7%	-9,4%
Dívida líquida ⁽⁶⁾	(837,8)	(952,3)	12,0%	(837,8)	(952,3)	12,0%
Dívida líquida/EBITDAX	(3,1)	(3,3)	7,6%	(3,1)	(3,3)	7,6%

(1) O cálculo do EBITDA considera o lucro líquido antes do imposto de renda e contribuição social, do resultado financeiro líquido e das despesas com amortização. O EBITDA não é uma medida financeira segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS). Tampouco deve ser considerado isoladamente ou como alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa ao fluxo de caixa operacional como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA de maneira diferente da utilizada na QGEP. Além disso, o EBITDA apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida da lucratividade da Companhia em razão de não considerar determinados custos inerentes ao negócio que poderiam afetar, de maneira significativa, os resultados líquidos, tais como receita financeira líquida, tributos e amortização. A QGEP utiliza o EBITDA como medida adicional de seu desempenho operacional.

(2) Despesas de Exploração relacionadas a poços sub-comerciais ou com volumes não comerciais.

(3) EBITDAX= é uma medida usada no setor de petróleo e gás calculada da seguinte maneira: EBITDA + despesas de exploração com poços secos ou sub-comerciais.

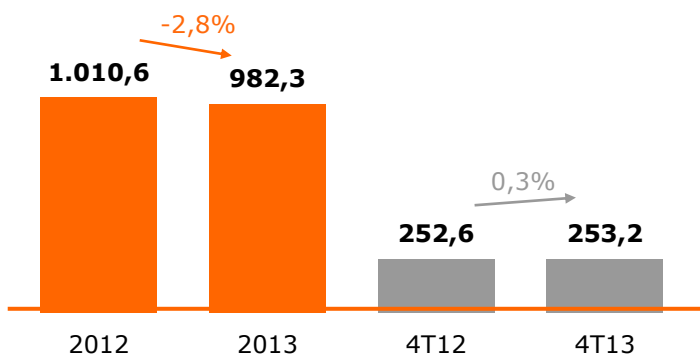
(4) EBITDA dividido pela receita líquida.

(5) EBITDAX dividido pela receita líquida.

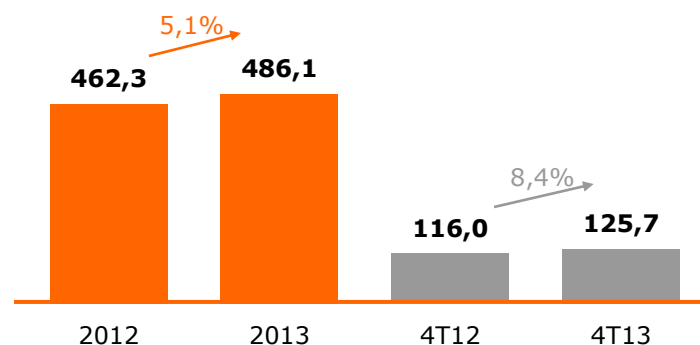
(6) A dívida líquida corresponde à dívida total, incluindo empréstimos e financiamentos correntes e de longo prazo, e instrumentos financeiros derivativos, menos caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários. A dívida líquida não é reconhecida segundo as Práticas Contábeis Adotadas no Brasil, as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) ou o US GAAP, ou ainda quaisquer outros princípios de contabilidade geralmente aceitos. Outras empresas podem calcular a dívida líquida de maneira diferente.

PRODUÇÃO NO CAMPO DE MANATI

Produção de Gás (Milhões de m³)



Receita Líquida (R\$ milhões)

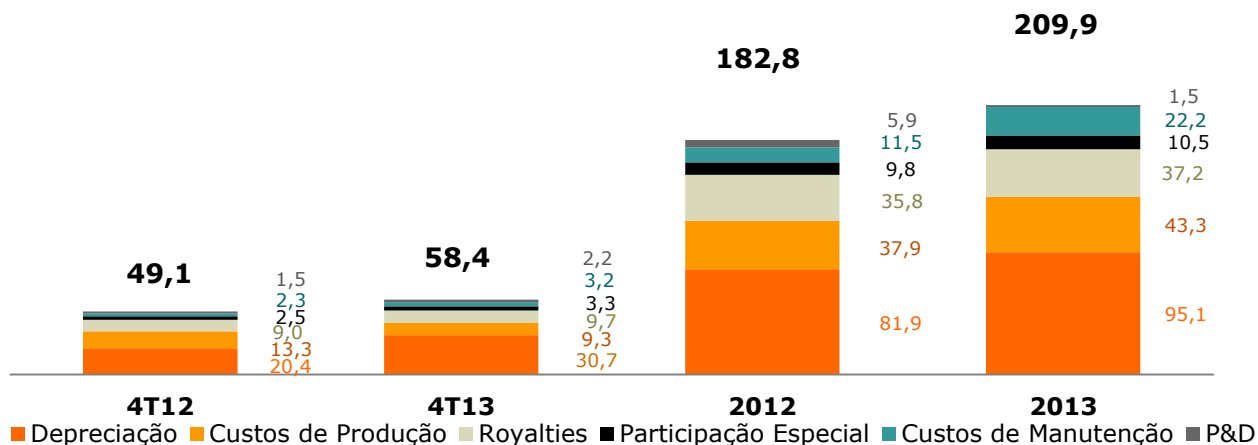


- ▶ A produção média diária de gás do Campo de Manati foi de 6,1MMm³ no 4T13, com produção média de 6,0MMm³ por dia em 2013, alcançando o limite superior do *guidance* divulgado no início do ano
- ▶ Aumento da estimativa de produção média em 2014 para aproximadamente 5,5MMm³ por dia, com base na forte demanda das usinas termelétricas brasileiras em 2013 e no desempenho do Campo no início de 2014
- ▶ A licitação para o projeto da estação de compressão de gás do Campo de Manati foi concluída e o Consórcio aguarda as aprovações internas do operador para o início da construção em meados de 2014. Esta estação de compressão possibilitará que a capacidade de produção média de Manati retorne a 6,0MMm³ por dia a partir de meados de 2015
- ▶ A pintura da plataforma ocorrerá no segundo semestre de 2014, com custo líquido para a QGEP de R\$20 milhões. A produção não será afetada por esta manutenção

CUSTOS OPERACIONAIS, GASTOS EXPLORATÓRIOS E DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS



Custos Operacionais (R\$ milhões)



- ▶ Os custos operacionais no 4T13 foram 18,9% superiores ao 4T12, em função principalmente dos maiores custos de amortização. Em 2013, os custos operacionais aumentaram 14,8% comparados com 2012, em razão da ocorrência de custos com a manutenção programada
- ▶ As despesas gerais e administrativas do 4T13 foram de R\$23,6 milhões, 28,2% maior que no 4T12, como resultado de R\$9,9 milhões do total relacionados à PLR e do aumento de 49% no quadro de funcionários no 4T13 em comparação ao 4T12. Em 2013, as despesas gerais e administrativas somaram R\$68,6 milhões, 8,4% superior a 2012
- ▶ Os gastos exploratórios totais no 4T13 foram de R\$55,1 milhões, superior aos R\$8,0 milhões registrados no 4T12, principalmente devido à despesa de R\$42,3 milhões relacionada à devolução do Bloco BM-S-12 à ANP. Os gastos exploratórios de 2013 totalizaram R\$81,5 milhões, comparados a R\$177,0 milhões em 2012, quando foram impactados pela baixa do poço Ilha do Macuco e a devolução de Jequitibá para a ANP

CAPEX 2013-2015

▶ **CAPEX 2013: US\$193 milhões**

- CAPEX desembolsado nos Blocos BS-4, BM-J-2, BM-CAL-12, BM-S-8, e blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP

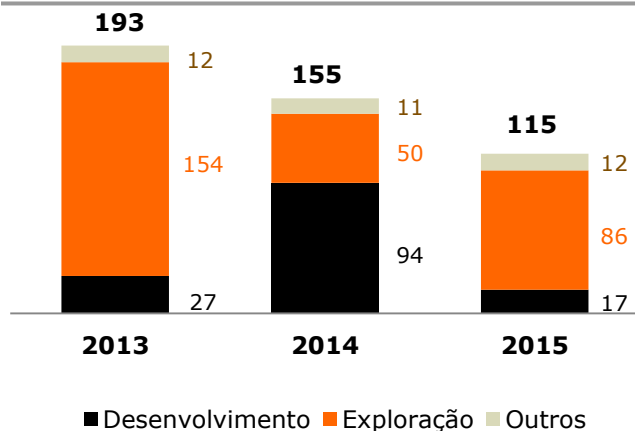
▶ **CAPEX 2014: US\$155 milhões**

- CAPEX 2014 a ser desembolsado nos Blocos BS-4, BM-J-2, BM-CAL-12, BM-S-8 e blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP

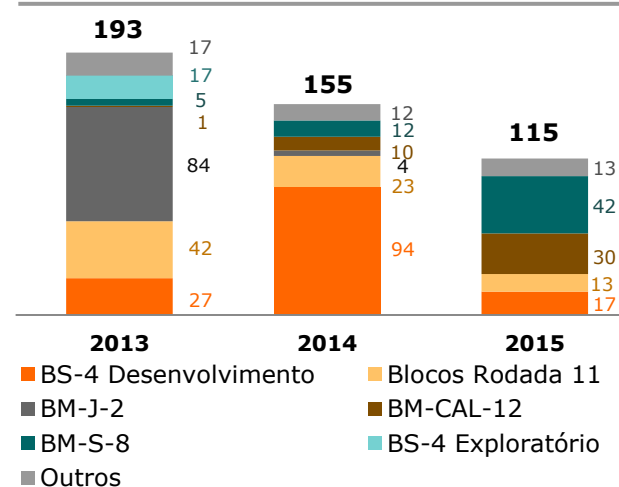
▶ **CAPEX 2015: US\$115 milhões**

- CAPEX 2015 a ser desembolsado nos Blocos BS-4, BM-CAL-12, BM-S-8 e blocos adquiridos na 11ª Rodada da ANP

**CAPEX líquido para a QGEP
(US\$ milhões)**



**CAPEX líquido para a QGEP
(US\$ milhões)**



Agenda



Visão Geral

Destaques Financeiros

Atualização dos Ativos

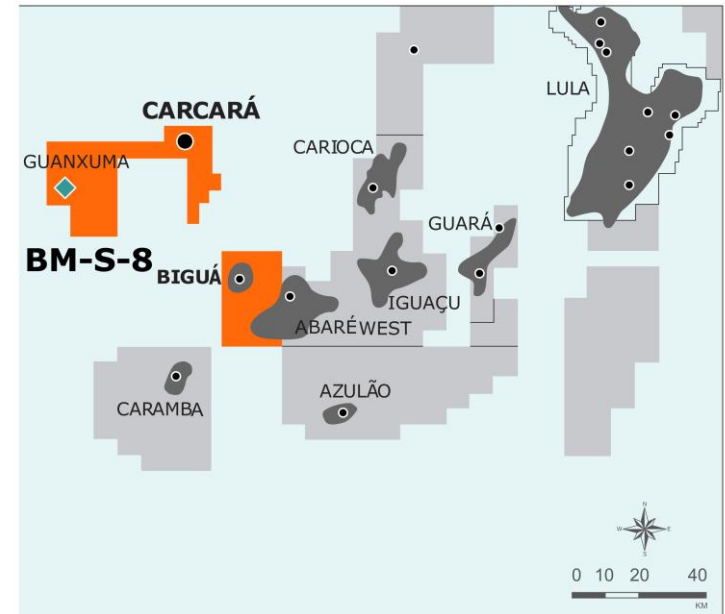
ATUALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES COMO OPERADOR NO BS-4

- ▶ Perfuração e Completação bem sucedidas do primeiro poço horizontal do Sistema de Produção Antecipada (SPA) do Campo de Atlanta
- ▶ O Teste de Formação a Poço Revestido (TFR) indicou que a capacidade de produção do poço está no limite superior do intervalo estimado, em torno de 12 mil bpd. Resultados do teste também confirmaram as características previstas do óleo, com API de 14º
- ▶ A perfuração do segundo poço horizontal de Atlanta está em andamento e deve ser concluída em 3 meses
- ▶ A QGEP iniciou uma licitação para o FPSO, que deve ser concluída no terceiro trimestre de 2014. Dois possíveis cenários estão sendo considerados: a implantação do Sistema de Produção Antecipada ou o prosseguimento direto para o Sistema Definitivo
- ▶ A decisão sobre a contratação do FPSO considerará a disponibilidade e custos dos FPSOs, bem como o impacto na avaliação econômica do projeto
- ▶ Nos dois casos, o primeiro óleo de Atlanta é esperado para o final de 2015/ início de 2016, dependendo do prazo para a chegada do FPSO
- ▶ O Plano de Desenvolvimento do Campo de Oliva inclui a perfuração de 5 poços produtores e 3 de injeção, todos horizontais, que serão conectados às instalações de Atlanta, com primeiro óleo esperado para 2021



ATUALIZAÇÃO DAS ATIVIDADES NO BLOCO BM-S-8

- ▶ A perfuração do primeiro poço de extensão da descoberta de Carcará começou em dezembro de 2013 e foi interrompida nos primeiros estágios devido a questões operacionais
- ▶ O Consórcio está avaliando se a estratégia de perfuração em duas fases será mantida, com duas sondas diferentes, ou em uma única fase:
 - Se a perfuração ocorrer em 2 fases, deverá ser reiniciada durante o 2T14, com a segunda fase começando no 4T14. Caso a perfuração ocorra em uma fase única, terá início no 4T14
 - Em ambos os cenários, é necessária uma sonda com equipamento adequado para a perfuração de reservatórios profundos com alto nível de segurança e eficiência
 - Nas duas opções, os resultados da perfuração e do TFR devem ser obtidos até meados de 2015
- ▶ O Consórcio planeja realizar um Teste de Longa Duração neste poço de extensão e o primeiro óleo é esperado para o final de 2018
- ▶ A perfuração do prospecto de pré-sal Guanxuma deve ter início no segundo semestre de 2015
- ▶ O Consórcio está avaliando a economicidade da descoberta de Biguá e considera, inclusive, a possibilidade de retorná-la à ANP, o que teria custos líquidos para a QGEP de aproximadamente R\$28 milhões. A decisão deverá ser tomada até o final do 1T14.



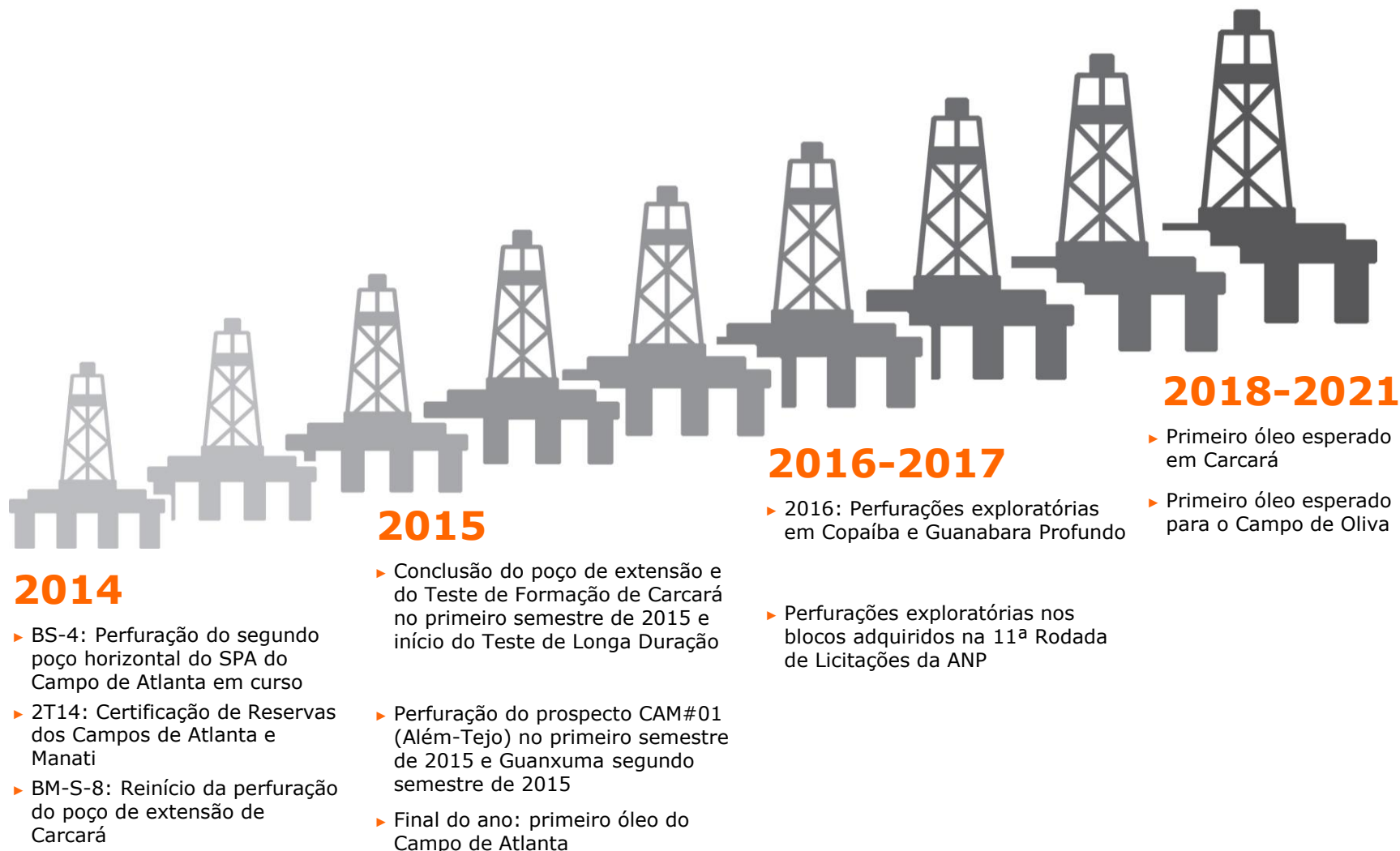
- ◆ Prospectos
- Descoberta

▶ **BM-J-2**

- Em agosto/2013, a Companhia protocolou uma Notificação de Descoberta junto à ANP, após a identificação de anomalias no detector de gás e de indícios de óleo em amostras de calha, associados à interpretação de zonas de interesse em perfis da seção pré-sal do poço 1-QG-5A-BAS. O poço foi perfurado até uma profundidade final de 4.800 metros, 750 metros abaixo da camada de sal, no Prospecto Alto de Canavieiras (JEQ#1)
- Em dezembro/2013, a QGEP encaminhou à ANP um Plano de Avaliação de Descoberta e está atualmente em discussão com a Agência a respeito dos próximos passos para o Bloco. A Companhia espera receber a aprovação da proposta durante o primeiro semestre de 2014

▶ **Blocos adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP**

- A QGEP está em fase de contratação da aquisição de dados sísmicos 3D para os blocos concedidos na 11ª Rodada da ANP em 2013 e espera iniciar esta aquisição para os ativos das bacias do Espírito Santo, Foz do Amazonas e Pará-Maranhão em 2014
- Os dados sísmicos das bacias do Ceará e Pernambuco-Paraíba estão previstos para serem adquiridos respectivamente em 2015 e em 2016



Relações com Investidores QGEP Participações S.A.

Av. Almirante Barroso, nº 52/sala 1301, Centro, Rio de Janeiro, RJ

CEP: 20031-918

Telefone - RI: 55 21 3509-5959

Fax: 55 21 3509-5958

E-mail: ri@qgep.com.br

www.qgep.com.br/ri

Este documento contém algumas afirmações e informações relacionadas à Companhia que refletem a atual visão e/ou expectativa da Companhia e de sua administração a respeito de suas atividades. Algumas afirmações e informações são baseadas em previsões, projeções, indicam ou implicam resultados, performance ou realizações futuras, podendo conter palavras como "acreditar", "prever", "esperar", "contemplar", "provavelmente resultará" ou outras palavras ou expressões de aceção semelhante. Tais afirmações estão sujeitas a uma série de riscos, incertezas e premissas. Advertimos que diversos fatores importantes podem fazer com que os resultados reais diverjam de maneira relevante dos planos, objetivos, expectativas, estimativas e intenções expressas neste documento, de forma que não há qualquer garantia de que as projeções ou conclusões aqui mencionadas serão realizadas e/ou atingidas. Em nenhuma hipótese a Companhia ou seus conselheiros, diretores, representantes ou empregados serão responsáveis perante quaisquer terceiros (inclusive investidores) por decisões ou atos de investimento ou negócios tomados com base nas informações e afirmações constantes desta apresentação, e tampouco por danos indiretos, lucros cessantes ou afins. A Companhia não tem intenção de fornecer aos eventuais detentores de ações uma revisão das afirmações ou análise das diferenças entre as afirmações e os resultados reais. É recomendado que os investidores analisem detalhadamente o prospecto da QGEP, incluindo os fatores de risco identificados no mesmo. Esta apresentação não contém todas as informações necessárias para uma completa avaliação de investimentos na Companhia. Cada investidor deve fazer sua própria avaliação, incluindo os riscos associados, para tomada de decisão de investimento.