

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2013

Sumário

PERFIL

PRINCIPAIS INDICADORES

MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

MENSAGEM DA PRESIDENTE

RESULTADOS E NEGÓCIOS

- Estratégia Corporativa
- Análise do Mercado de Petróleo
- Desempenho das Ações
- Exploração e Produção
- Refino e Comercialização
- Petroquímica
- Transporte
- Distribuição
- Gás & Energia
- Energia Elétrica
- Biocombustíveis
- Atividades Internacionais
- Investimentos

PESQUISA & DESENVOLVIMENTO

RESPONSABILIDADE SOCIAL E AMBIENTAL

- Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde
- Responsabilidade Social

GESTÃO E ORGANIZAÇÃO GERAL

- Financiamentos
- Gerenciamento de Riscos
- Recursos Humanos
- Governança Corporativa

ANÁLISE FINANCEIRA

- Resumo Econômico-Financeiro Consolidado
- Resultados Consolidados
- Resultado por Área de Negócio
- Liquidez e Recursos de Capital
- Endividamento
- Obrigações contratuais
- Ativos e Passivos sujeitos à Variação Cambial
- Impostos e Participações Governamentais
- Reconciliação do Ebitda - Consolidado

PERFIL

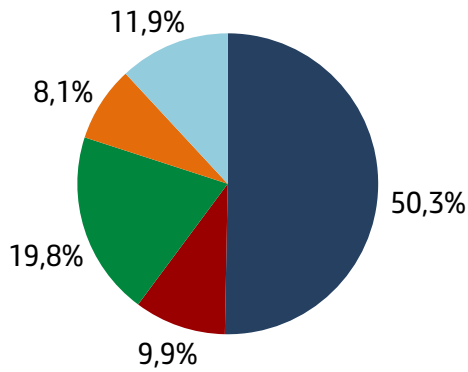
Ao longo de 60 anos, construímos uma trajetória de superação de desafios. Tornamo-nos líderes mundiais em tecnologia para exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas, onde estão mais de 90% de nossas reservas. Com inovação e ousadia, somos a empresa brasileira que mais registra patentes no País e no exterior.

Atuamos de forma integrada na indústria de óleo, gás e energia, nos segmentos de exploração e produção, refino, comercialização, transporte, petroquímica, distribuição de derivados, gás natural, energia elétrica, gás-química e biocombustíveis.

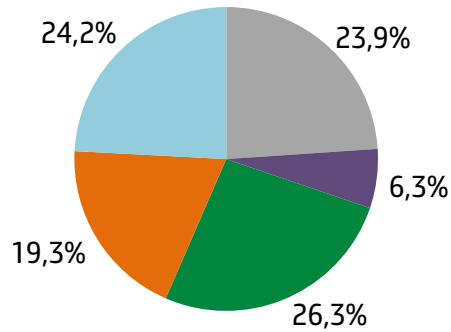
Somos líderes nos mercados brasileiros de distribuição de derivados de petróleo e de gás natural e temos importante participação no setor elétrico brasileiro. Somos o maior refinador no Brasil e ocupamos a nona posição em refino no mundo, segundo o *ranking* da Petroleum Intelligence Weekly. Desenvolvemos fontes renováveis de energia, como o biodiesel, e buscamos ampliar a comercialização e a produção do etanol. No segmento petroquímico, atuamos no Brasil e na América Latina de modo integrado aos demais negócios. Além do Brasil, estamos presentes em 17 países.

POSIÇÃO ACIONÁRIA NO ENCERRAMENTO DE 2013

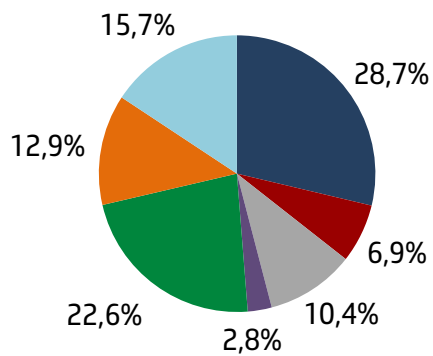
Capital Votante Ações Ordinárias



Capital Não Votante Ações Preferenciais



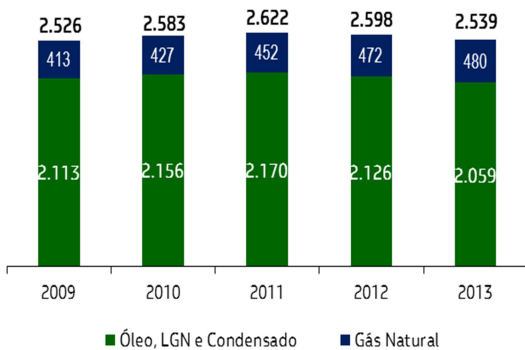
Capital Social



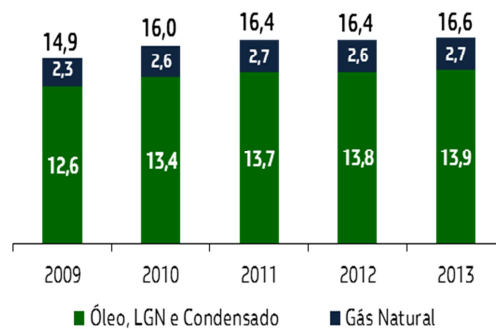
- UNIÃO FEDERAL
- BCO. NACIONAL DE DES. ECON. E SOCIAL - BNDES
- BNDES PARTICIPAÇÕES S.A. - BNDESPAR
- CAIXA PREV. FUNC. DO BCO. DO BRASIL - PREVI
- ADR Nível 3
- Estrangeiros (Resolução nº 2.689 C.M.N.)
- Demais pessoas físicas e jurídicas

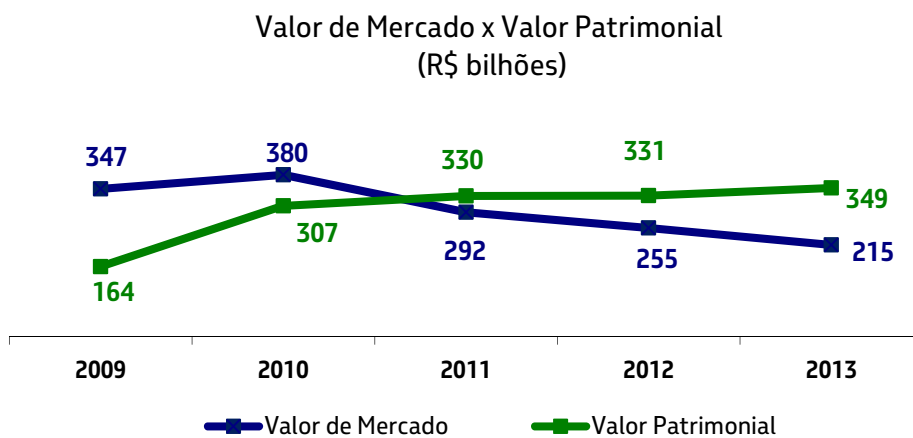
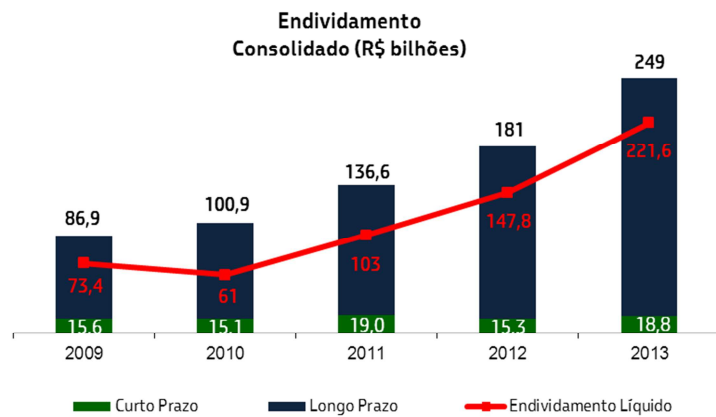
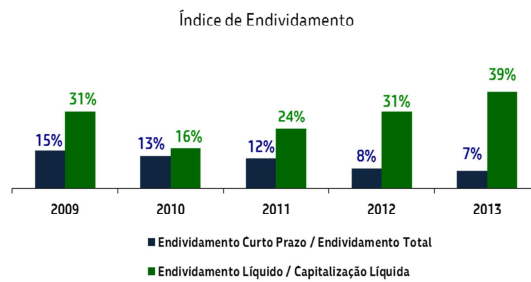
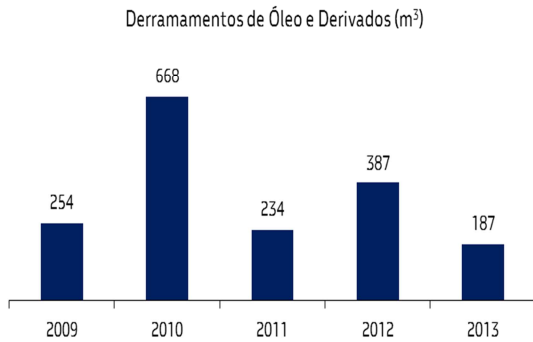
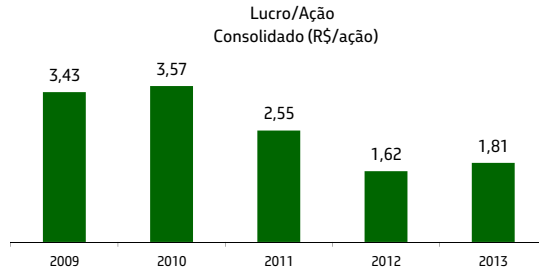
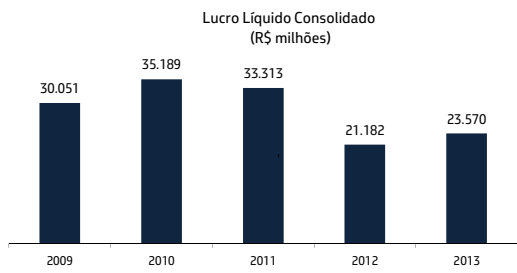
PRINCIPAIS INDICADORES

Produção de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural
(mil boed)



Reservas Provadas de Óleo, LGN,
Condensado e Gás Natural - Critério ANP/SPE
(bilhões de boe)





MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas e Investidores,

No ano de 2013, a Petrobras mostrou que segue construindo os alicerces para rentabilizar todo o potencial de seus ativos. Finalizamos plataformas que adicionam um milhão de barris por dia de capacidade de produção e que nos permitirão alcançar um crescimento de 7,5% (+/- 1 p.p.) na produção de petróleo da Petrobras no Brasil em 2014.

Demonstramos o sucesso de nossos programas estruturantes, que visam à otimização de custos operacionais, ao aumento da eficiência e da produtividade e que, hoje, já se encontram definitivamente inseridos nas práticas de gestão da companhia e incorporados em nossa cultura.

E é este o nosso foco: uma Petrobras mais produtiva, eficiente e que se empenha em direcionar seus recursos para aperfeiçoar seu desempenho operacional e financeiro com sustentabilidade no longo prazo, sempre respeitando a segurança e saúde de nossos colaboradores e a preservação do meio ambiente, o que é evidenciado pelo alcance, em 2013, das melhores marcas históricas de indicadores de SMS.

Como resultado desta nova maneira de gerir nossos negócios, alcançamos em 2013 um aumento de 6% na produção de derivados de petróleo no Brasil, maximizando os volumes de diesel e gasolina, e, por conseguinte, diminuindo a necessidade de importação destes derivados. O maior volume de vendas de derivados no País (4%), consequência direta do crescimento econômico com inclusão social e maior renda, ainda manteve a Petrobras como importadora líquida, mas esta posição será revertida ao longo de 2015 com o aumento da produção de petróleo e da capacidade adicional de refino.

No momento, os investimentos necessários para este aumento de produção não são plenamente cobertos por nossa geração operacional de caixa, motivo pelo qual aumentamos o endividamento da companhia. Entretanto, é fundamental considerar que é justamente esta expansão que nos dá a garantia de aumento de geração de caixa no futuro e a consequente redução gradual da dívida.

É inegável que a Petrobras tem se destacado frente aos desafios atuais da indústria do petróleo no mundo, que se depara com enormes obstáculos para garantir a reposição de suas reservas e sustentar sua produção a custos competitivos.

Com relação à produção, ao analisarmos a performance da Petrobras desde a descoberta do pré-sal, vemos que nossa produção de petróleo e gás natural cresceu 11% entre 2006 e 2013, enquanto as grandes empresas independentes de petróleo, as "majors", viram sua produção cair 6% no mesmo período.

A Petrobras, por sua vez, repõe há 22 anos consecutivos mais de 100% de suas reservas, o que evidencia o potencial geológico das bacias sedimentares brasileiras e as bases para o crescimento

sustentável da produção a custos competitivos, face à alta produtividade dos poços do pré-sal. Outra iniciativa bem sucedida foi o leilão do campo de Libra, primeiro sob o regime de partilha de produção, resultando na formação do consórcio Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC, empresas vencedoras com reconhecida experiência *offshore* e robustez financeira.

É esta perspectiva de geração de valor a nossos acionistas e investidores que nos motiva a continuar construindo esse futuro promissor para a nossa companhia.

Ministro Guido Mantega

Presidente do Conselho de Administração da Petrobras

MENSAGEM DA PRESIDENTE

Prezados Acionistas e Investidores,

Nosso lucro líquido em 2013 foi de R\$ 23,6 bilhões, um crescimento de 11% em relação ao resultado de 2012. Esse aumento é explicado pelos maiores preços de venda de combustíveis, função dos 3 reajustes do diesel e 2 da gasolina realizados ao longo do ano, pelo significativo aumento da produção de derivados em nosso parque de refino, pelos expressivos resultados de redução de custos e aumento de produtividade bem como pelos ganhos com as operações de venda de ativos.

De fato o ano de 2013 se destaca pelo sucesso da implantação dos nossos Programas Estruturantes que, ao estabelecer novas referências de produtividade e gestão dos projetos de investimento, impôs disciplina na utilização dos recursos financeiros da Companhia.

Como destaque, por meio do PROCOP - Programa de Otimização de Custos Operacionais - alcançamos uma economia de R\$ 6,6 bilhões em 2013, superando em muito a meta de R\$ 3,9 bilhões estabelecida para o ano. As vendas de ativos do PRODESIN - Programa de Desinvestimentos - totalizaram R\$ 8,5 bilhões de contribuição ao Caixa no ano de 2013. Desde a reestruturação desse programa em 2012 foram concluídas 21 operações que somaram R\$ 23,4 bilhões em vendas de ativos e reestruturações financeiras.

Os Programas Estruturantes também trouxeram o benefício do investimento evitado em 2013, como é o caso do próprio PRODESIN, do INFRALOG - Programa de Otimização da Infra-estrutura Logística - e do PRC-Poço - Programa de Redução de Custos de Poços, que, juntos, propiciaram uma economia de R\$ 2 bilhões em *capex* no ano.

Avançamos ainda mais, estabelecendo metas para adequar o perfil do efetivo da Companhia aos desafios do nosso Plano de Negócios e Gestão. Durante o 2º semestre de 2013 implantamos o Programa Mobiliza que ofereceu aos empregados 3.399 oportunidades de movimentação interna para áreas que demandam crescimento de efetivo nos próximos anos, resultando em 1.133 transferências voluntárias e conseqüente redução de custos advindos de novas contratações.

Outra iniciativa recém lançada foi o POP - Programa de Otimização de Produtividade que resultou na aprovação do Plano de Incentivo ao Desligamento Voluntário (PIDV), com inscrições voluntárias até 31 de março de 2014 e abrangentes aos funcionários elegíveis com idade igual ou superior a 55 anos, podendo alcançar teoricamente até 8.397 funcionários, cerca de 10% do efetivo da Companhia.

Nossa produção de petróleo no Brasil alcançou a média de 1.931 mil bpd, resultado 2,5% abaixo do planejado devido a fatores já citados em minha última Carta, como o atraso dos Sistemas de Coleta Desacoplada dos FPSOs Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty, bem como a necessidade

de alterações no arranjo submarino do projeto de Papa-Terra/P-63, além da limitação de navios PLSVs (*pipe-laying support vessel*).

Ressaltamos que essas são questões já superadas não só pela inédita conclusão de 9 unidades de produção em 2013, com adição de 1 milhão de barris por dia de capacidade, mas principalmente pela bem sucedida instalação do primeiro boião no FPSO Cidade de São Paulo e do primeiro poço interligado a este sistema de coleta, o qual entrou em produção em 18 de fevereiro, atualmente produzindo 36 mil barris por dia e permitiu que o pré-sal atingisse, em 20 de fevereiro, a marca de 407 mil barris de petróleo por dia, novo recorde de produção diária. As plataformas P-63 e P-55 iniciaram operação em novembro e dezembro de 2013, e as unidades P-58 e P-62 iniciarão produção neste 1º e 2º trimestre, respectivamente. Um total de 6 novos PLSVs serão entregues ao longo de 2014, somando-se aos 11 navios desse tipo atualmente em operação, o que viabilizará a aceleração do ritmo de interligação de poços às plataformas.

Outro fator relevante na formação do resultado foi a elevação da eficiência operacional dos sistemas antigos. O PROEF - Programa de Aumento da Eficiência Operacional da Bacia de Campos - contribuiu com uma produção adicional de petróleo de 63 mil bpd em 2013. A eficiência operacional chegou a 75% na Unidade Operacional Bacia de Campos (contra 66% em abr/12) e a 92% na Unidade Operacional Rio (contra 82% em set/12).

À condução desses programas foi dada prioridade absoluta pela Diretoria da Petrobras e, como demonstrado, seus resultados contribuíram de forma significativa para a formação do resultado econômico-financeiro de 2013.

A sustentabilidade do crescimento da produção deste ano de 2014, contará não só com os indispensáveis investimentos na manutenção dos sistemas antigos e novos - poço, equipamentos submarinos e *top-sides*, mas também com a entrada de duas novas unidades de produção no 2º semestre, os FPSOs Cidade de Ilhabela e Cidade de Mangaratiba.

No que se refere à Exploração, nossas reservas provadas no Brasil alcançaram 16,0 bilhões de barris de óleo equivalente, Reserva/Produção igual a 20 anos com Índice de Reposição de Reservas de 131%, acima de 100% pelo 22º ano consecutivo. As reservas provadas do pré-sal cresceram 43% em 2013. Nosso índice de sucesso exploratório foi de 75% em 2013, sendo de 100% no pré-sal, já refletindo a Política Exploratória implantada desde o ano passado, que privilegia as locações de menor risco e destina mais recursos para as atividades de desenvolvimento da produção. As despesas com prospecção e perfuração (poços secos) foram de R\$ 6,1 bilhões em 2013, 14% menores que os R\$ 7,1 bilhões de 2012.

No que se refere à quantificação de nossa curva de produção a partir de 2020, enfatizo o excelente resultado que alcançamos no Leilão do campo de Libra, o primeiro a ser desenvolvido sob o regime de partilha de produção no Brasil, no qual trabalharemos em consórcio com os parceiros Shell, Total, CNPC e CNOOC, empresas que possuem reconhecida experiência e robustez financeira.

No Refino, continuamos operando com excelentes níveis de eficiência que se traduziram em uma produção média de derivados de 2.124 mil bpd, 6% superior aos 1.997 mil bpd de produção em 2012, com destaque para a maior produção de gasolina (+53 mil bpd) e diesel (+68 mil bpd) e fator de utilização (FUT) de 97%, frente aos 94% verificados em 2012.

O alcance desse novo patamar de operação decorreu da melhor performance obtida com a entrada em funcionamento de novas unidades de qualidade e conversão de derivados desde 2012, além da otimização dos processos de refino e da remoção de gargalos na infra-estrutura de movimentação de petróleo e derivados. A partir de janeiro de 2014 a companhia também passou a comercializar a gasolina com ultra baixo teor de enxofre (Gasolina S-50), produto com qualidade equivalente a dos mercados mais exigentes do mundo e que possibilita a introdução no Brasil de novos veículos com modernas tecnologias para o tratamento de emissões.

Esse destacado desempenho das refinarias propiciou a redução do volume de importações de diesel (de 190 mil bpd em 2012 para 174 mil bpd em 2013) e de gasolina (de 87 mil bpd em 2012 para 32 mil bpd em 2013), este último também em razão do maior teor de etanol anidro na gasolina C.

Novos recordes foram batidos na comercialização de gás natural e geração de energia elétrica visto o crescimento da demanda de gás natural de 85 milhões m³/dia em 2013, 15% superior ao de 2012. A geração termelétrica suprida pela Petrobras foi de 7,5 GW/médio, 66% superior ao ano de 2012.

Reafirmo que os excelentes resultados operacionais alcançados pela Companhia deram-se segundo rigoroso cumprimento da programação de normas e procedimentos de manutenção de suas instalações, mantendo-se asseguradas a integridade física das pessoas e dos equipamentos. Em decorrência, alcançamos em 2013 os menores valores, em toda a história da companhia, de taxa de ocorrências registráveis, de acidentes fatais e de volume vazado, mesmo com a crescente elevação do homem-hora exposto ao risco.

Uma medida importante também adotada em 2013, relacionada ao câmbio, foi a extensão da Contabilidade de Hedge para proteção de exportações futuras, permitindo que ganhos ou perdas cambiais relacionadas ao endividamento líquido exposto à variação cambial fossem contabilizadas no Patrimônio Líquido e transferidas para o resultado financeiro na medida em que as exportações forem realizadas. Essa medida promove um maior alinhamento entre os resultados contábeis e nossa política de gestão de risco, mitigando oscilações bruscas em função de volatilidades do câmbio sobre o resultado financeiro, o que poderia não refletir adequadamente o desempenho econômico da companhia em determinado período.

Com relação à Política de Preços de Diesel e Gasolina, sua eficácia tem sido acompanhada mensalmente pelo Conselho de Administração conforme Fato Relevante de 29 de novembro de 2013.

Complementando, registro que implementamos no 2º semestre de 2013 o Programa de Prevenção à Corrupção, que reafirma o compromisso da Diretoria da Petrobras e de seus empregados com a ética e a transparência em nossa organização. O programa se adéqua às iniciativas nacionais e internacionais de combate à fraude e à corrupção, assim como às leis dos países nos quais a companhia atua, com impactos positivos no relacionamento com todos os seus públicos de interesse.

Assim, estamos construindo uma Companhia de maior valor: a capacitação de nossos empregados, o domínio das tecnologias necessárias para a implantação dos projetos, nossas relevantes

reservas de petróleo e produção crescentes no curto prazo conjuntamente com a incessante busca pelo aumento da eficiência, produtividade e disciplina de capital nos levarão à geração de resultados melhores. A valorização de nossas ações e o justo retorno aos nossos acionistas é consequência natural do cumprimento de nossas obrigações.

Maria das Graças Silva Foster

Presidente

RESULTADOS E NEGÓCIOS

Estratégia Corporativa

Em 25 de fevereiro de 2014 foram aprovados pelo Conselho de Administração o Plano Estratégico 2030 (PE 2030) e o Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 (PNG 2014-2018).

Mantendo nosso posicionamento de ser uma empresa integrada de energia, o Plano Estratégico Petrobras 2030 define as Grandes Escolhas de nossas Áreas de Negócio como sendo:

- **Exploração e Produção:** produzir em média 4 milhões de bpd no período 2020-2030, sob titularidade da Petrobras no Brasil e no exterior, adquirindo direitos de exploração de áreas que viabilizem este objetivo;
- **Refino, Transporte, Comercialização e Petroquímica:** suprir o mercado brasileiro de derivados, alcançando uma capacidade de refino de 3,9 milhões de bpd, em sintonia com o comportamento do mercado doméstico;
- **Distribuição:** manter a liderança no mercado doméstico de combustíveis, ampliando a agregação de valor e a preferência pela marca Petrobras;
- **Gás, Energia e Gás-Química:** agregar valor aos negócios da cadeia de gás natural, garantindo a monetização do gás do pré-sal e das bacias interiores do Brasil;
- **Biocombustíveis:** manter o crescimento em biocombustíveis, etanol e biodiesel, em linha com o mercado doméstico de gasolina e diesel; e
- **Internacional:** atuar em E&P, com ênfase na exploração de óleo e gás na América Latina, África e EUA.

A **Visão 2030** da Petrobras é: “Ser uma das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo⁽¹⁾ e a preferida dos seus públicos de interesse”.

(1) Métrica: uma das cinco maiores produtoras de petróleo, dentre todas as empresas, com ou sem ações em bolsa.

O Plano Estratégico Petrobras 2030 reafirma a **Missão** da Petrobras: “Atuar na indústria de petróleo e gás de forma ética, segura e rentável, com responsabilidade social e ambiental, fornecendo produtos adequados às necessidades dos clientes e contribuindo para o desenvolvimento do Brasil e dos países onde atua.”

O Plano Estratégico estabelece também os Direcionadores Corporativos, que orientam todas as nossas atividades e negócios: **Rentabilidade, Responsabilidade Social e Ambiental e Crescimento Integrado**.

A proposta do PNG 2014-2018 está alinhada à proposta do PE 2030, que busca dar seguimento às metas de crescimento e sustentabilidade da produção de petróleo e de aumento da capacidade de refino no País alinhado ao mercado brasileiro de derivados. Com foco no curto e médio prazo, os investimentos previstos no PNG 2014-2018 totalizam US\$ 220,6 bilhões.

Plano de Negócios 2014-2018 (em US\$ bilhões)

Segmento	Investimento	%
E&P	153,9	70%
Abastecimento	38,7	18%
Gás & Energia	10,1	5%
Internacional	9,7	4%
Petrobras Biocombustível	2,3	1%
Petrobras Distribuidora	2,7	1%
Engenharia, Tecnologia e Materiais	2,2	1%
Demais Áreas *	1,0	0,5%
Total	220,6	100%

* Área Financeira, Estratégica e Corporativo-Serviços

O PNG 2014-2018 mantém o princípio da gestão de projetos dos Planos anteriores, passando a ser estruturado em três carteiras de projetos: Carteira em Implantação, Carteira em Processo de Licitação e Carteira em Avaliação. A Carteira em Implantação contempla todos os projetos em Execução (Obras) e projetos já licitados de todas as Áreas, além dos recursos necessários para os estudos dos projetos da Carteira em Avaliação. Na Carteira em Processo de Licitação estão incluídos os projetos de E&P no Brasil que ainda passarão pelo processo de contratação de suas unidades e os projetos das refinarias Premium I e Premium II que terão seus processos licitatórios conduzidos em 2014. Juntas, as duas Carteiras, em Implantação e em Processo de Licitação, somam US\$ 206,8 bilhões a serem investidos pela Petrobras.

A Carteira em Avaliação, com US\$ 13,8 bilhões, engloba, exceto E&P no Brasil, projetos que atualmente se encontram em Fase I (identificação de oportunidade), Fase II (projeto conceitual) e Fase III (projeto básico). Seus projetos possuem menor maturidade e não causam impacto nas curvas de produção de petróleo e de processamento de derivados no Brasil, até 2020.

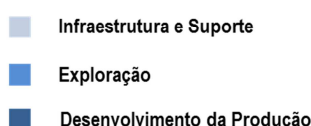
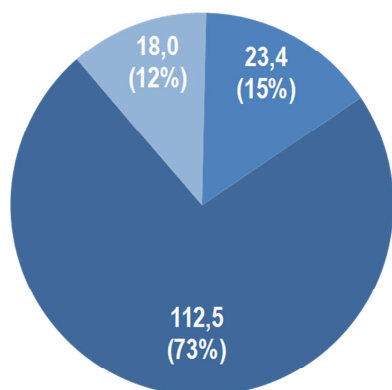
Todos os projetos do PNG 2014-2018 incorporam o acompanhamento das Curvas S (gráfico que representa a evolução física e financeira do projeto). As projeções futuras são feitas a partir da análise da execução destas curvas, que são acompanhadas pela Diretoria Executiva e que irão sustentar o alcance das metas do Plano.

A área de Exploração e Produção (E&P) no Brasil investirá US\$ 153,9 bilhões, crescimento de 4,3% (US\$ 6,4 bilhões) em relação ao PNG 2013-2017, principalmente pela inclusão dos investimentos do ano de 2018 em níveis compatíveis com a aceleração da produção planejada até 2020. Do total de investimentos em E&P, 73% serão alocados para desenvolvimento da produção, 15% para

exploração e 12% para infraestrutura. Dos US\$ 135,9 bilhões a serem investidos nas atividades de desenvolvimento da produção e de exploração, 60% serão destinados ao pré-sal e 40% ao pós-sal.

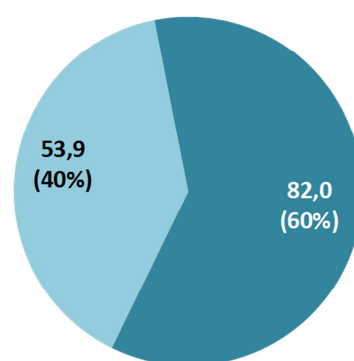
Total de Investimento em E&P Brasil

US\$ 153,9 bilhões



Desenvolvimento da Produção + Exploração

US\$ 135,9 bilhões



Os investimentos previstos na área de Abastecimento somam US\$ 38,7 bilhões. Os destaques da Carteira em Implantação são os projetos da Refinaria Abreu e Lima, o primeiro trem de refino do Comperj e a construção de 45 navios de transporte de óleo e derivados (Promef). Já a Carteira em Processo de Licitação desta área é composta pelas refinarias Premium I e Premium II.

A área de Gás e Energia tem alocados US\$ 10,1 bilhões no PNG 2014-2018, com destaque para a Unidade de Fertilizantes de Três Lagoas, a Unidade de Fertilizantes de Uberaba, os gasodutos de escoamento de gás do pré-sal (Rota 2 e Rota 3) e suas respectivas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), todos em implantação.

Na área Internacional serão investidos US\$ 9,7 bilhões com ênfase no segmento de E&P que representa 92% destes investimentos.

A área de Biocombustíveis prevê investimento de US\$ 2,3 bilhões distribuídos entre projetos de biodiesel e etanol.

O segmento de Distribuição investirá US\$ 2,7 bilhões, visando à manutenção da liderança no mercado de derivados de petróleo com crescimento de participação no segmento automotivo.

Segurança, respeito ao Meio Ambiente, eficiência energética e saúde permanecem como valores de base para todas as nossas operações.

Programas Estruturantes do PNG 2014-2018

O PNG 2014-2018 deu continuidade às ações estruturantes iniciadas em 2012 e incorporou o Programa de Redução Custos de Instalações Submarinas (PRC-Sub), totalizando cinco programas que dão sustentabilidade ao plano e contribuem para nossa lucratividade:

- **Programa de Aumento da Eficiência Operacional (Proef) das Unidades Operacionais da Bacia de Campos e do Rio de Janeiro:** procura aumentar a confiabilidade de entrega da curva de óleo, por meio da melhoria dos níveis de eficiência operacional das duas unidades, da integridade dos sistemas de produção antigos da Bacia de Campos e da redução dos riscos de perda de eficiência dos sistemas mais recentes.
- **Programa de Otimização de Custos Operacionais (Procop):** objetiva elevar a produtividade nas atividades operacionais e reforçar o modelo de gestão voltado para a excelência em custos. O PNG 2014-2018 incorpora ganhos de eficiência operacional proporcionados pelo Procop com potencial de economia de R\$ 37,5 bilhões (valores nominais) no período de 2013 a 2016. Destacam-se as reduções no Custo de Extração, no Custo de Logística do Abastecimento e no Custo de Refino.
- **Programa de Otimização de Infraestrutura Logística (Infralog):** sua função é fazer o planejamento integrado, acompanhar e gerir projetos e ações para atender às nossas necessidades de infraestrutura logística até 2020, adotando soluções logísticas mais simples e capturando sinergias entre nossas Áreas de Negócio.
- **Programa de Redução de Custos de Poços (PRC-Poço):** prevê redução dos custos unitários dos poços marítimos, otimização dos escopos de projetos e ganhos de produtividade, por meio de 23 iniciativas.
- **Programa de Redução de Custos de Instalações Submarinas (PRC-Sub):** O PRC-Sub, iniciado em 2013, visa aumentar a disponibilidade de itens críticos, gerar ganhos de produtividade, reduzir custos unitários e volume, além do aumento de eficiência logística. Ao longo do ano, estruturamos o Programa, definindo cronograma, indicadores operacionais e estimativa de ganhos para os próximos anos.

Além dos cinco programas estruturantes do PNG 2014-2018, criamos o Programa para Exploração, Produção e Monetização de Gás Natural das Bacias Sedimentares Terrestres Brasileiras, em Reservatórios Convencionais e Não Convencionais (Pron-Gás), cujo objetivo é identificar o potencial de gás natural nessas bacias e avaliar os custos para seu aproveitamento, mantendo a lógica de integração da geração termelétrica próxima às linhas de transmissão e à produção complementar de fertilizantes nitrogenados.

Análise do mercado de petróleo

Os preços do petróleo mantiveram-se relativamente estáveis ao longo de 2013. As oscilações no período foram influenciadas principalmente por flutuações nas economias mundiais,

especialmente nos Estados Unidos, Europa e China, pelo recrudescimento das tensões geopolíticas no Egito e na Síria e pelo aumento da oferta de *tight oil* nos EUA.

. Em 2013, o preço do WTI referenciado em Cushing, no meio-oeste americano, subiu devido ao aumento da capacidade logística de escoamento para o Golfo do México. Em 2012, o preço desse óleo havia caído em função do acúmulo do produto na região, que passou de importadora a exportadora, graças ao crescimento da produção não convencional.

Com a valorização do WTI, o diferencial Brent-WTI estreitou-se ao longo de 2013, caindo de US\$ 20/bbl para US\$ 12/bbl. O preço médio do WTI foi de US\$ 98,01/bbl, com alta de 4,2% em relação à cotação média de 2012. Os preços mínimo e máximo do WTI em 2013 foram de US\$ 86,68/bbl e US\$ 110,53/bbl, respectivamente. A média dos preços do Brent, por sua vez, foi de US\$ 108,79/bbl em 2013, uma queda de 2,9% em relação ao ano anterior. A cotação mínima do Brent no ano ficou em US\$ 96,79/bbl e a máxima, em US\$ 119,34/bbl.

O consumo mundial de petróleo apresentou alta moderada, de 1,2 milhão de bpd – 1,3% em relação a 2012. Mais uma vez, os países não membros da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), especialmente Índia e China, impulsionaram o crescimento do consumo. Já a demanda dos países membros da OCDE caiu, devido às dificuldades na recuperação econômica enfrentadas pelos Estados Unidos e pelos países europeus.

A oferta mundial de petróleo ao longo do ano foi garantida pelo crescimento da produção não convencional na América do Norte e pelo incremento da produção iraquiana. O mercado enfrentou a elevação dos preços associada ao risco de uma intervenção americana na guerra civil da Síria, evitada graças a uma solução diplomática liderada pela Rússia. Além desse evento, outras tensões geopolíticas impactaram os preços do petróleo, com destaque para as paralisações de campos de produção e terminais de exportação na Líbia, provocadas pela eclosão de novas manifestações populares naquele país. Nos EUA, as paralisações do governo e as dúvidas quanto à renegociação do teto para a dívida pública também afetaram os preços do óleo.

A Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) manteve a meta de produção em 30 milhões bpd, considerando a possibilidade de o crescimento moderado do consumo previsto para 2014 ser atendido pelo aumento da produção fora da Opep.

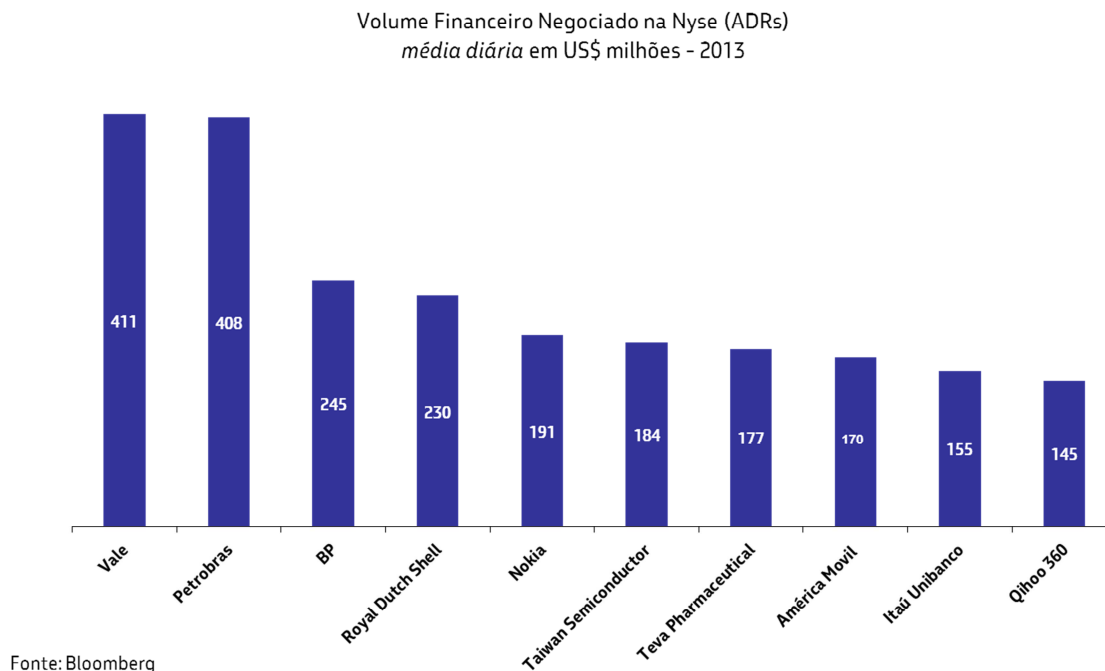
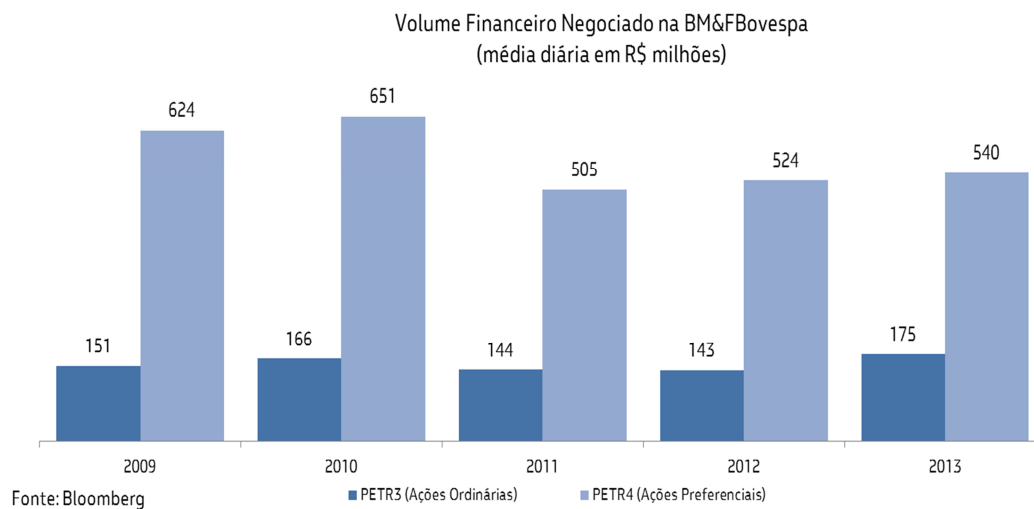
Desempenho das ações

Em 2013, os investidores mostraram-se preocupados com o comportamento da economia nacional, principalmente com a pressão inflacionária e o cenário fiscal brasileiro, provocando um movimento de evasão de capitais na BM&FBovespa. Seu principal índice, o Ibovespa, registrou um dos piores desempenhos entre os índices acionários, recuando 15,5% em relação ao ano anterior.

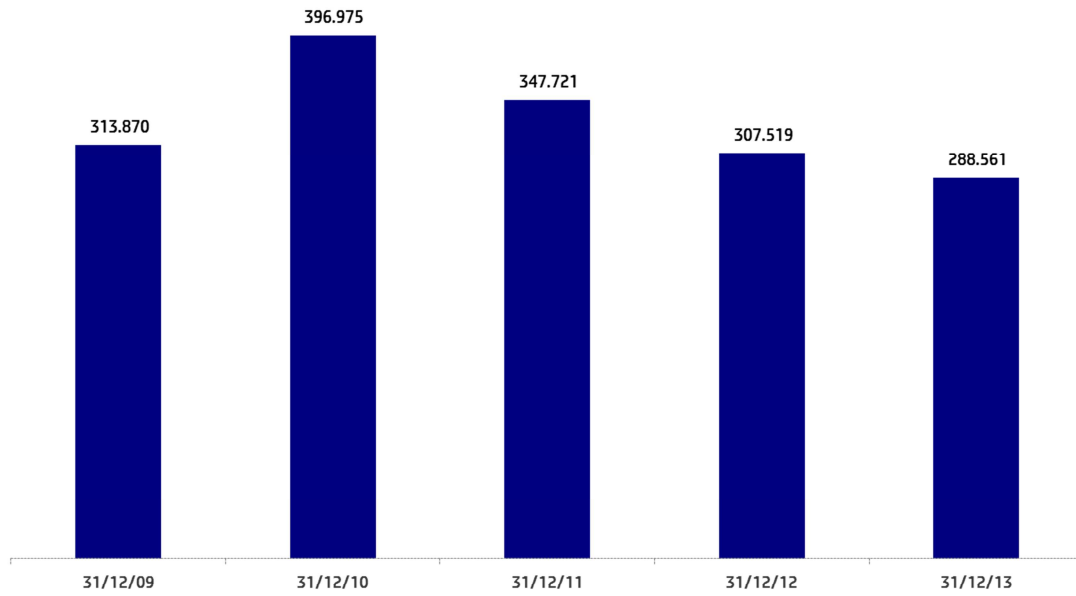
Já os mercados acionários europeu e americano registraram alta em 2013, acompanhando os sinais de recuperação econômica dessas regiões. Nos Estados Unidos, o Índice Dow Jones valorizou 26,5% e, na Europa, as principais bolsas também registraram ganhos.

Em 2013, seguindo o comportamento da bolsa doméstica, nossas ações fecharam em queda. As ações ordinárias (PETR3) caíram 18,2% e as preferenciais (PETR4), 12,5%. Na Bolsa de Nova York

(Nyse), onde se negociam os recibos ordinários (PBR) e preferenciais (PBR/A), a desvalorização foi de 29,2% e 23,9%, respectivamente, impactadas também pela desvalorização de 15% do Real frente ao Dólar. Com a queda das cotações, nosso valor de mercado em 31 de dezembro de 2013 ficou em R\$ 215 bilhões (US\$ 92 bilhões).



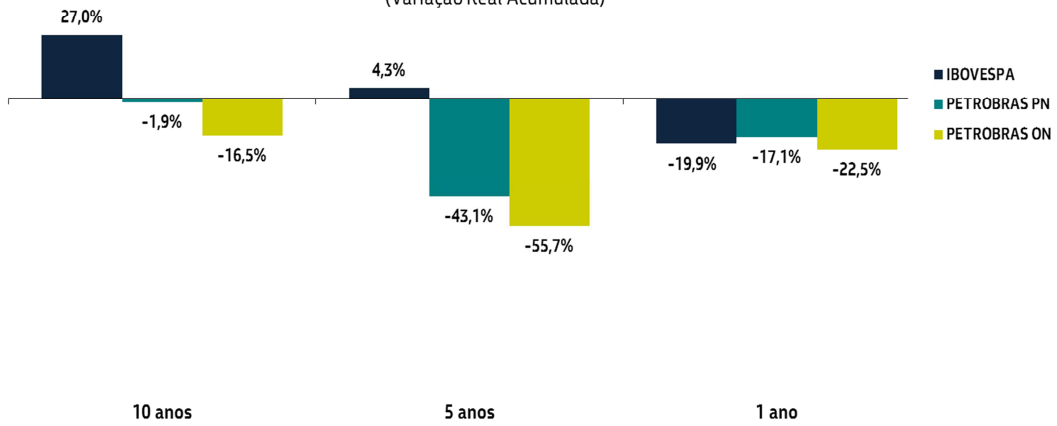
Acionistas na BM&FBovespa
(sem considerar cotistas do FGTS e dos FIAs Petrobras)



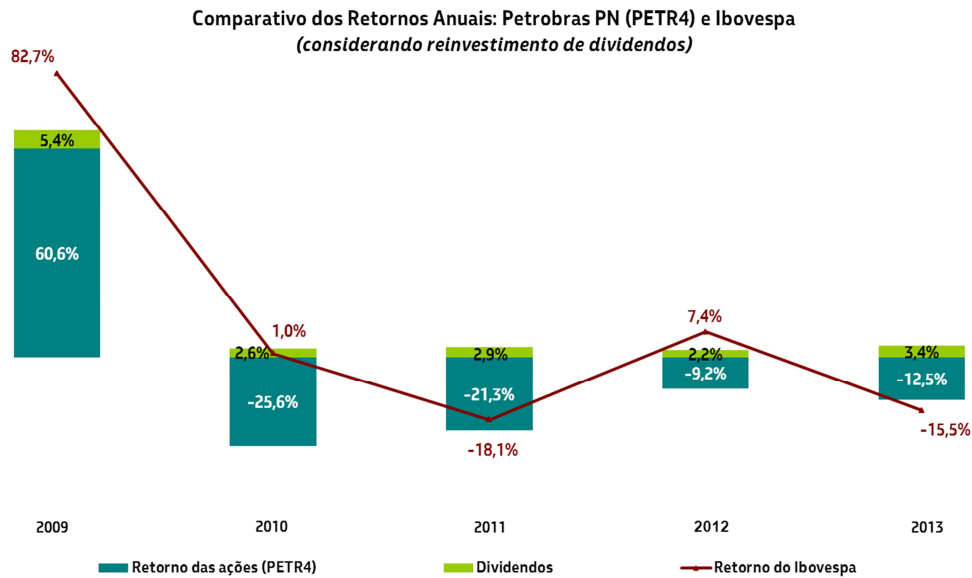
Fonte: BM&FBovespa

FIAs= Fundo de investimento em ações

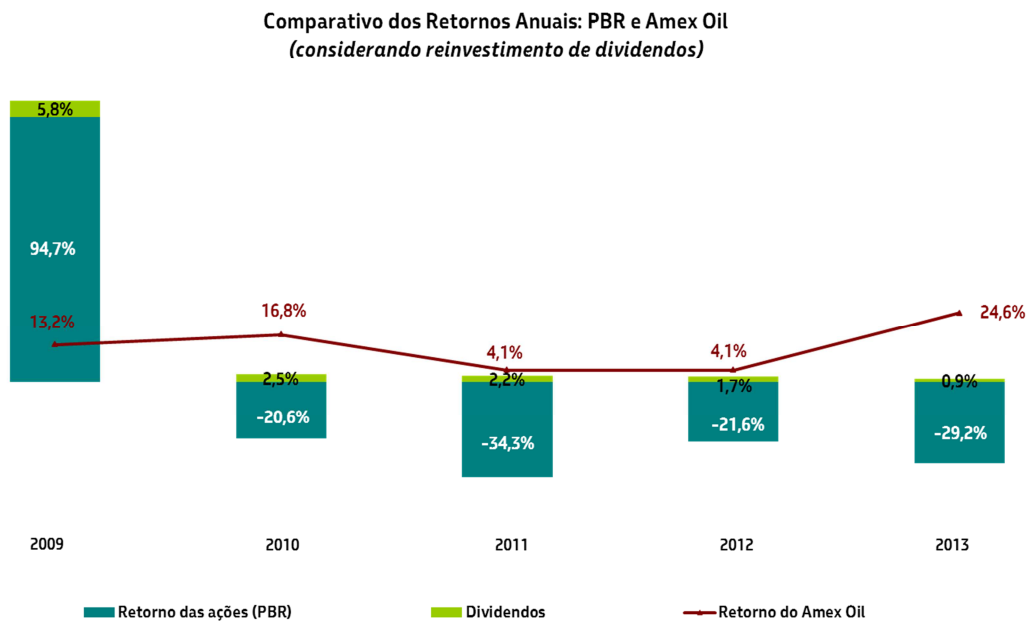
Rendimento das Ações da Petrobras e Ibovespa(*)
 (Variação Real Acumulada)



* Como deflator foi utilizado o IGP-DI.
 Fonte: Bloomberg.



Fonte: Bloomberg



Fonte: Bloomberg

Exploração e Produção

Nossa área de Exploração e Produção é responsável pela pesquisa, localização, identificação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de petróleo e de gás natural, em terra e no mar. Atingir profundidades cada vez maiores nos tornou uma empresa reconhecida internacionalmente pela excelência no desenvolvimento da produção em águas profundas e ultraprofundas.

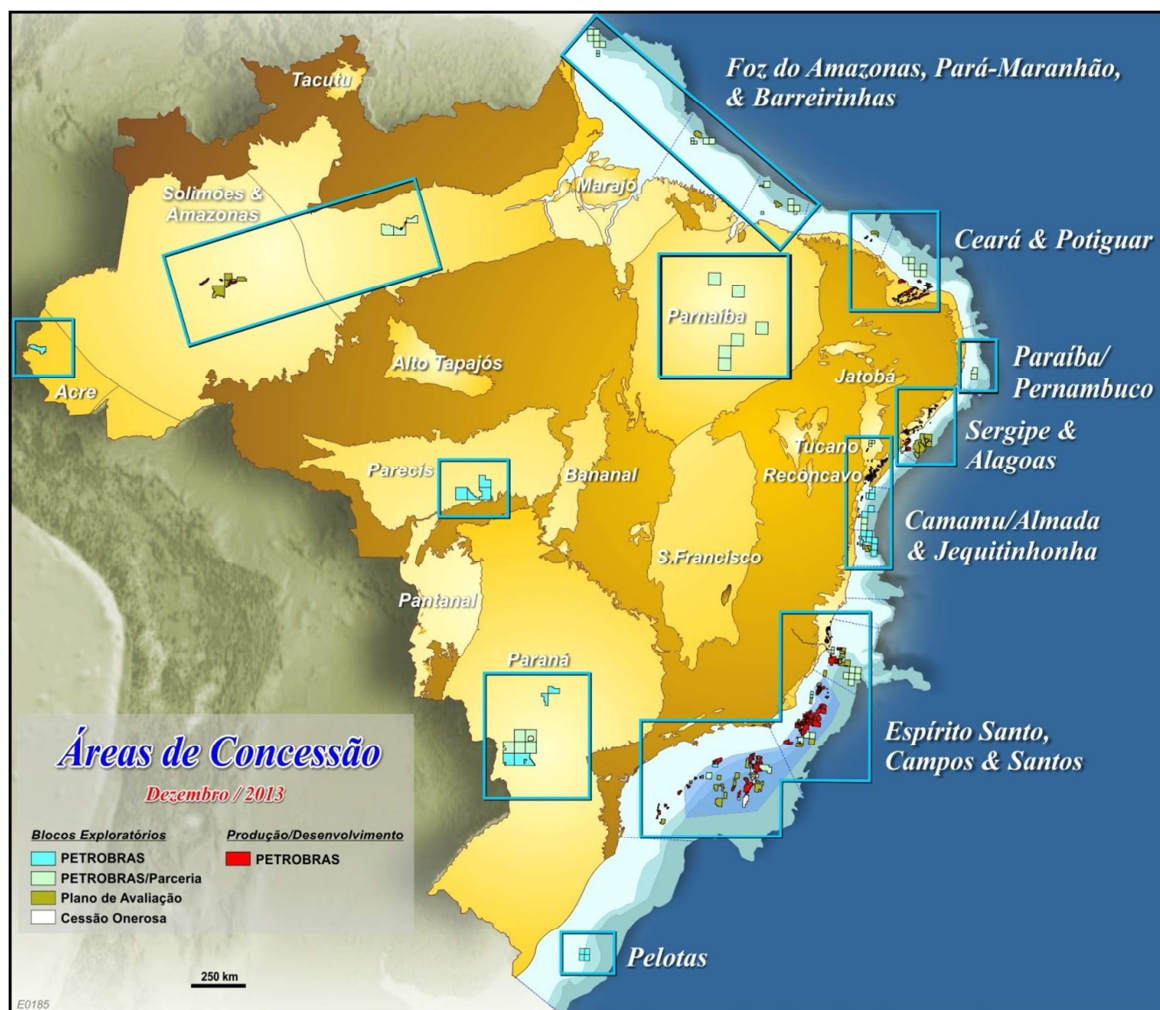
Trabalhamos de maneira sustentável para aumentar a produção e as reservas de petróleo e de gás. Buscamos ampliar a atuação em áreas com grande potencial para exploração e produção, em que a capacitação operacional, técnica e tecnológica represente diferencial competitivo.

Áreas de Concessão

Nossa atuação começa com o estudo e a aquisição de blocos exploratórios nos leilões da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), por meio de três diferentes modelos de concessão:

- *Leilões de concessão*: o vencedor de cada área ofertada para exploração é aquele que oferecer o bônus mais alto, pago no ato da aquisição, melhor programa exploratório mínimo e maior conteúdo local. A empresa deve repassar à União parte da receita de produção da área a título de *royalties*. Os campos que apresentarem produtividade extraordinária pagarão também participação especial. Sob esse sistema foram realizadas, em 2013, duas rodadas de concessões da ANP. Na 11ª rodada adquirimos 34 blocos, sendo 17 em terra e 17 no mar, e o total investido em conjunto com nossos parceiros foi de R\$ 1,46 bilhão, dos quais R\$ 537,9 milhões pagos com recursos próprios. Na 12ª rodada arrematamos 49 blocos em terra e investimos, com nossos parceiros, R\$ 143 milhões, sendo R\$ 120 milhões pagos com recursos próprios.
- *Cessão Onerosa*: modelo pelo qual nos foi concedido, excepcionalmente, o direito de produção de cinco bilhões de barris de óleo equivalente (boe), contra o pagamento de, em média, US\$ 8,51 por boe. Não há incidência de participação especial e os *royalties* são menores que no regime de concessão. Sob esse modelo foram concedidos sete blocos: Franco, Florim, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará, Entorno de Iara e Peroba, totalizando uma área de 3.865 km². A duração do contrato é de 40 anos, prorrogáveis por mais cinco anos.
- *Partilha de Produção*: modelo estabelecido pelo Congresso Nacional, em 2010, para as licitações das áreas do pré-sal ainda não concedidas, que estabelece que teremos participação mínima de 30% e seremos a operadora de todos os blocos licitados sob esse regime. A partilha de produção prevê o pagamento de um bônus fixo, sendo vencedora a proposta que oferecer o maior percentual de óleo-lucro à União. A primeira licitação sob esse modelo foi do campo de Libra, em 2013, com área de 1.547,76km² na Bacia de Santos; o bônus estabelecido foi de R\$ 15 bilhões e o repasse de óleo-lucro ficou em 41,65%. Aumentamos para 40% nossa participação no campo, adquirindo mais 10% em parceria com a Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%) e CNOOC (10%). O programa exploratório mínimo de Libra prevê levantamentos sísmicos 3D em toda a área do bloco, dois poços exploratórios e um Teste de Longa Duração (TLD). O TLD já produzirá óleo, de acordo com o programa exploratório.

Nosso portfólio doméstico é constituído por 96 blocos exploratórios e 51 planos de avaliação de descobertas (PAD), somando uma área de 103 mil km², dos quais 39 mil km² em terra e 64 mil km² no mar.



Atividade Exploratória

Após a aquisição do bloco, inicia-se a fase de exploração, que termina com a descoberta de volumes comercialmente viáveis de óleo e de gás ou a devolução do bloco à ANP. Em 2013, perfuramos 76 poços, sendo 45 em terra e 31 no mar, e obtivemos índice de sucesso de 75%. No pré-sal foram 14 poços, com um índice de sucesso de 100%. A atividade nesse ano gerou descobertas que ajudarão a elevar nosso nível de produção. Dependendo dos resultados dos PADs, as descobertas serão futuramente incorporadas às nossas reservas.

Nossos investimentos em exploração em 2013 somaram R\$ 17.265 milhões, que abrangem, principalmente, os custos de perfuração, de levantamentos sísmicos e de aquisições de blocos. O custo de descoberta por boe adicionado à reserva foi de US\$ 2,66.

A tabela abaixo mostra as principais descobertas feitas no ano:

Poço	Bacia	Ambiente	LDA (m)	Coluna (m)	Qualidade	Consórcio
Franco Leste	Santos	Pré-sal	2.011	396	28° API	100% Petrobras
Iara Alto Ângulo*	Santos	Pré-sal	2.128	310	28° API	65 % Petrobras, 25% BG E&P Brasil e 10% Petrogal Brasil
Júpiter Bracuhy	Santos	Pré-sal	2.251	160	18° API	80% Petrobras 20% Petrogal Brasil
Farfan I	Sergipe Alagoas	Pós-sal	2.476	30	38° API	60% Petrobras 40% IBV-Brasil
Muriú I	Sergipe Alagoas	Pós-sal	2.432	24	40° API	100% Petrobras
Iara Extensão IV	Santos	Pré-sal	2.197	421	28° API	65 % Petrobras, 25% BG E&P Brasil 10% Petrogal Brasil
Florim	Santos	Pré-sal	2.009	100	29° API	100% Petrobras
Entorno de Iara I	Santos	Pré-sal	2.266	135	26° API	100% Petrobras
São Bernardo	Espírito Santo	Pós-sal	2.015	70	29°API	75% Petrobras 25% Vale S.A.
Sagitário	Santos	Pré-sal	1.871	170	31° API	60% Petrobras, 20% BG E&P Brasil 20% Repsol Sinopec Brasil
Sul de Tupi	Santos	Pré-sal	2.188	66	28° API	100% Petrobras
Franco Sul	Santos	Pré-sal	2.035	348	27° API	100% Petrobras
Arjuna	Espírito Santo	Pós-sal	2.143	200	29° API	75% Petrobras 25% Vale S.A.
Forno Extensão NE	Campos	Pré-sal	350	87	32° API	100% Petrobras
Pitu*	Potiguar	Pós-sal	1.731	188	26° API	80% Petrobras 20% Petrogal Brasil
Moita Bonita I	Sergipe/Alagoas	Pós-sal	2.800	49	39° API	BM-SEAL-10 100% Petrobras e BM-SEAL-4 75% Petrobras e 25% ONGC
Mandarim	Campos	Pós-sal	1.874	100	16° API	100% Petrobras

*poços que serão concluídos em 2014

Em 2013, realizamos as seguintes declarações de comercialidade, com destaque para os campos Búzios, Sul de Lula e Lapa, anteriormente conhecidos como Franco, Sul de Tupi e Carioca:

Campo	Descoberta	Bacia	Ambiente	Volume ¹	LDA (m)	Qualidade	Consórcio
Maçarico	2012	Potiguar	Terra	1,5	Terra	32° API	100% Petrobras
Paturi	2011	Potiguar	Terra	1,4	Terra	33° API	100% Petrobras
Búzios	2010	Santos	Pré-sal	3.058	2.100	28° API	100% Petrobras
Sul de Lula	2013	Santos	Pré-sal	128,1	2.200	27° API	100% Petrobras
Lapa	2007	Santos	Pré-sal	459	2.140	26° API	45% Petrobras 30% BG 25% Repsol
Baúna Sul	2010	Santos	Pós-sal	33,5	400	34° API	80% Petrobras 20% Karoon

¹ Volume recuperável estimado, em milhões de barris de óleo equivalente (boe)

Reservas

Em 31 de dezembro, segundo o critério ANP/SPE, nossas reservas provadas de petróleo e de gás natural no Brasil atingiram 15,973 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), assim distribuídas:

Reserva (Brasil)	2012	2013
Petróleo (bilhões bbl)	13,284	13,512
Gás (bilhões m ³)	388,746	391,286
Total (bilhões boe)	15,729	15,973

Vendemos participação de campos com reservas provadas no total de 45 milhões de boe. O balanço entre apropriações e vendas resultou em um acréscimo de 1,044 bilhão de boe às reservas provadas, contra uma produção de 800 milhões de boe. Não foram consideradas, nesses volumes, a produção dos Testes de Longa Duração em blocos exploratórios no Brasil.

Para cada barril de óleo equivalente extraído em 2013, foi apropriado 1,31 barril, resultando em um Índice de Reposição de Reservas de 131%. Em 2013, a relação Reserva/Produção ficou em 20 anos.

As reservas provadas no Brasil cresceram 2% em relação a 2012. O crescimento das reservas no pré-sal foi de 43% em relação ao ano anterior.

Produção

Nossa produção média no País em 2013 foi de 1.931,4 mil barris de petróleo por dia (bpd) e 61,9 milhões de metros cúbicos de gás por dia (m³/d), excluindo gás liquefeito, totalizando 2.320 mil barris de óleo equivalente por dia (boe/d), uma diminuição de 1,5% em relação ao ano anterior. A redução na produção deveu-se a:

- necessidade de ajustes no arranjo submarino das linhas de poços da plataforma P-63 (campo de Papa Terra);
- maior tempo necessário à instalação das boias de sustentação de riser (BSR) e dos primeiros sistemas de risers rígidos de coleta (SCR) para conexão aos FPSOs Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty (campos de Sapinhoá e Lula NE, respectivamente);
- escassez no mercado dos barcos de apoio do tipo PLSVs (*Pipe Laying Support Vessel*) para instalação dos dutos a serem utilizados pelos novos sistemas;
- atraso na entrega de unidades previstas para entrar em operação em 2013 (P-55, P-58, P-61 e TAD).

A produção total de óleo no pré-sal passou de 168,8 mil bpd, em 2012, para 301,6 mil bpd, em 2013, um aumento de 79%, com sucessivos recordes. Perfuramos 42 poços nessa área e, em 14 de janeiro de 2014, alcançamos o pico de produção de 390 mil bpd. A produção acumulada no pré-sal ultrapassou 290 milhões de boe em apenas seis anos de produção.

Contamos com 126 unidades de produção marítimas, das quais 72 são plataformas fixas e 54 flutuantes. Ao longo do ano, incorporamos ao sistema cinco unidades de produção. Entraram em operação em 2013:

Unidade de Produção	Campo	Ambiente	Bacia	Capacidade (mil bpd)	LDA (m)	1º óleo	Consórcio
FPSO Cidade de São Paulo	Sapinhoá	Pré-sal	Santos	120	2.140	05/jan	45% Petrobras 30% BG 25% Repsol
FPSO Cidade de Itajaí	Baúna	Pós-sal	Santos	80	275	16/fev	100% Petrobras
FPSO Cidade de Paraty	Piloto Lula NE	Pré-sal	Santos	120	2.120	06/jun	65% Petrobras 25% BG 10% Petrogal
P-63	Papa-Terra	Pós-sal	Campos	140	1.165	11/nov	62,5% Petrobras 37,5% Chevron
P-55	Roncador	Pós-sal	Campos	180	1.795	31/dez	100% Petrobras

Estão previstas para entrar em produção mais cinco unidades em 2014. As unidades abaixo ajudarão a garantir nossa capacidade produtiva futura:

Unidade de Produção	Campo	Ambiente	Bacia	Capacidade (mil bpd)	Início da Operação	Consórcio
P-58	Parque das Baleias	Pré-sal/ Pós-sal	Campos	180	Primeiro trimestre	100% Petrobras
P-62	Roncador	Pós-sal	Campos	180	Segundo trimestre	100% Petrobras
P-61	Papa-Terra	Pós-sal	Campos	*	Segundo trimestre	62,5% Petrobras 37,5% Chevron
FPSO Cidade de Ilhabela	Sapinhoá Norte	Pré-sal	Santos	150	Terceiro trimestre	45% Petrobras 30% BG 25% Repsol
FPSO Cidade de Mangaratiba	Iracema Sul	Pré-sal	Santos	150	Quarto trimestre	65% Petrobras 25% BG 10% Petrogal

*a P-63 processará a produção da P-61.

Alcançamos em 2013 o recorde de entrega de gás natural nacional ao mercado, atingindo uma vazão média anual de 44,5 milhões de metros cúbicos por dia. A produção, por sua vez, totalizou 65,872 milhões de m³/d, incluindo gás liquefeito, um incremento de 2,3 milhões em relação ao ano anterior, devido, principalmente, à entrada em operação do FPSO Cidade de Anchieta, em setembro de 2012, no Parque das Baleias, e ao início de produção dos campos de Sapinhoá e Lula NE no pré-sal da Bacia de Santos.

Destaca-se o êxito do Programa de Otimização do Aproveitamento de Gás Natural (Poag 2015), que permite melhorar o desempenho das Unidades Operacionais das regiões Sul e Sudeste. Em 2013, registramos o recorde anual de 92,60% do aproveitamento de gás associado do E&P e, em setembro, o recorde mensal de 94,36%.

Eficiência

Buscamos constantemente o aumento da produtividade e, em conjunto com parceiros e fornecedores, desenvolvemos novas tecnologias, analisamos nossos processos e implementamos programas com foco no incremento da produção, na redução de custos e na revisão do portfólio de ativos. Entre esses programas, destacam-se: Programa de Otimização de Custos Operacionais (Procop), Programa de Aumento da Eficiência Operacional (Proef) das Unidades Operacionais da Bacia de Campos e do Rio de Janeiro, Programa de Desinvestimentos (Prodesin), Programa de Redução de Custos de Poços (PRC-Poço) e Programa de Redução de Custos Submarinos (PRC-Sub).

Procop

Em 2013, o Procop, na área de E&P, proporcionou uma economia de R\$ 1,93 bilhão, superando em 140% a previsão para o ano, de R\$ 807 milhões. Algumas ações possibilitaram esse ganho: otimização das intervenções em poços terrestres, redução do consumo de diesel e de produtos químicos nas plataformas do Sudeste, redução de embarcações da frota destinada à contingência

marítima, desmobilização de plataformas e início do processo de alienação de sondas de perfuração.

Proef

No Proef da Unidade Operacional da Bacia de Campos, a eficiência cresceu 3,7 pontos percentuais, passando de 71,7% para 75,4% em 2013. Na Unidade Operacional do Rio de Janeiro, a eficiência aumentou 0,7 ponto percentual, saindo de 91,7% para 92,4%. Com isso, a produção nessas áreas aumentou 63 mil bpd no ano. Para atingir tais resultados, realizamos extensivas campanhas de manutenção e segurança nas plataformas e executamos planos de paradas programadas para a recuperação da integridade das unidades de produção.

Assim, fortalecemos a cultura de planejamento e de controle da eficiência operacional como parâmetro crítico de gestão, a padronização de equipamentos para facilitar a manutenção e contratação e a formação de estoques de segurança de equipamentos críticos para execução de intervenções, garantindo maior disponibilidade de recursos.

Prodesin

Alienamos nossa participação de 35% no Parque das Conchas (Bloco BC-10 da Bacia de Campos, em produção e operado pela Shell) às empresas Shell e ONGC, por US\$ 1,54 bilhão, valor equivalente a 15,5% do total previsto no programa.

PRC-Poço

O PRC-Poço, lançado em 2013, tem como objetivo reduzir os custos de construção de poços marítimos por meio de 24 iniciativas associadas a três frentes principais: redução de custos unitários, redução de escopo e aumento de produtividade. Os ganhos resultantes das iniciativas do programa totalizaram US\$ 344 milhões em 2013, superando a meta de US\$ 310 milhões.

PRC-Sub

O PRC-Sub, iniciado em 2013, visa aumentar a disponibilidade de itens críticos, gerar ganhos de produtividade, reduzir custos unitários e volume, além do aumento de eficiência logística. Ao longo do ano, estruturamos o Programa, definindo cronograma, indicadores operacionais e estimativa de ganhos para os próximos anos.

Tecnologia

Dentre as diversas tecnologias em implementação, destacamos a BSR e o SCR, instalados nos FPSOs Cidade de São Paulo e Cidade de Paraty (que operam nos campos de Sapinhoá e Lula NE).

A BSR (boia de sustentação de *risers*) consiste num sistema inovador composto por uma boia submersa, ancorada no fundo do mar por tendões. Sua principal finalidade é isolar o movimento dos *risers* (dutos) rígidos dos movimentos das plataformas instaladas em águas ultraprofundas. Optamos por utilizar essa tecnologia, na época do desenvolvimento do projeto, porque os *risers* flexíveis não eram qualificados para a viabilização do projeto com o teor de CO₂ presente no campo.

O SCR (sistema de *riser* rígido de coleta) foi conectado pela primeira vez a um BSR de grande porte e em águas ultraprofundas.

As duas primeiras BSRs estão ancoradas e finalizamos a instalação e comissionamento dos dois primeiros SCRs. A curva de aprendizado é comprovada pela redução do tempo de instalação *offshore* dos componentes do sistema.

Refino e Comercialização

Abastecimento

Nossa área de Abastecimento é responsável pelo refino, transporte e comercialização de petróleo e de derivados. Nossa estratégia é incrementar a capacidade e a eficiência de nossos ativos e investir em novas unidades de refino para atender ao forte crescimento do mercado. No segmento petroquímico, atuamos prioritariamente em parcerias e de forma integrada aos nossos demais negócios.

Refino

Nossas 12 refinarias no Brasil processaram 2.074 mil bpd de petróleo e LGN (Líquido de Gás Natural), e produziram 2.124 mil bpd de derivados. Do volume total do petróleo processado, 82% foram provenientes de campos brasileiros.

A produção de derivados de petróleo no País foi recorde, com aumento de 6% em relação a 2012. Ainda foram registrados recordes de produção em agosto, com média diária de diesel e de gasolina de 893 mil bpd e 515 mil bpd, respectivamente.

Esses resultados decorrem do aumento da eficiência operacional das unidades de refino e da maior utilização dos ativos logísticos, possibilitando assim a redução das importações de derivados, um reflexo da gestão integrada do sistema de abastecimento.

A partir de janeiro de 2014 está disponível em todo País a gasolina S-50, com teor de enxofre máximo de 50 partes por milhão, atendendo à mudança de especificação do produto. Dentre os principais benefícios do novo combustível, destaca-se a redução de emissões de gases poluentes dos veículos.

Novos empreendimentos

Refinaria Abreu e Lima

A refinaria terá capacidade para processar 230 mil bpd de óleo pesado e produzirá até 162 mil bpd de diesel S-10. Vai produzir ainda gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta petroquímica, óleo combustível para navios e coque de petróleo. A entrada em operação da primeira etapa de produção está prevista para novembro de 2014 e a da segunda, para maio de 2015.

Refinarias Premium

Está em avaliação a construção de duas refinarias para produzir derivados *premium* (de elevada qualidade e baixo teor de enxofre). Essas refinarias produzirão basicamente destilados médios (diesel e querosene de aviação - QAV) e coque.

A *Premium I* está planejada para ser construída no município de Bacabeira, no Maranhão, a cerca de 60 quilômetros da capital São Luis, e terá capacidade para refinar até 600 mil bpd de petróleo. O objetivo é processar petróleo nacional para a produção de diesel S-10. A construção será feita em duas etapas de 300 mil bpd cada. Está prevista também a construção de um terminal portuário para receber, armazenar e transferir derivados líquidos e sólidos.

A *Premium II* está planejada para ser construída em Caucaia, no Ceará, e terá capacidade para processar 300 mil bpd de óleo. A refinaria será interligada a um terminal portuário, no complexo de Pecém, por uma faixa de dutos de 11 quilômetros.

Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj)

Em construção em Itaboraí, no Rio de Janeiro, a refinaria do Comperj está programada para entrar em operação em duas fases, a primeira, a partir de 2016, com capacidade de processamento de 165 mil bpd de óleo. A segunda etapa, ainda em avaliação, deverá elevar a capacidade total da unidade para 465 mil bpd de óleo.

A refinaria produzirá diesel, GLP, QAV, nafta, óleo combustível, coque e enxofre para suprir o mercado nacional de derivados e fornecer matéria-prima às unidades petroquímicas.

Comercialização

Mercado Interno

Comercializamos no mercado interno 2.383 mil bpd de derivados de petróleo, volume 4% superior ao de 2012. O incremento de 5% no volume de vendas de óleo diesel deveu-se ao crescimento do Produto Interno Bruto (PIB), principalmente à expansão do comércio varejista e à safra recorde de grãos, que demandaram mais transporte, além da geração elétrica das térmicas a diesel do Sistema Interligado Nacional.

As vendas totais de gasolina cresceram 4%. O principal motivo foi a ampliação da frota de veículos flex, associada a uma relação de preços entre etanol hidratado e gasolina C economicamente favorável ao consumo do combustível fóssil na maioria dos estados brasileiros. No entanto, a alteração de 20% para 25% do teor de etanol anidro na gasolina C, a partir de maio, limitou a expansão das vendas de gasolina A.

As vendas de GLP subiram 3%, impulsionadas pelo aumento da massa salarial e pelas baixas temperaturas médias registradas entre julho e outubro nas principais regiões consumidoras. A comercialização de nafta cresceu 4%, devido à base de comparação baixa em 2012 face à retração do mercado na cadeia petroquímica. Já as vendas de QAV mantiveram-se estáveis.

O óleo combustível registrou crescimento de vendas de 17% devido aos despachos das térmicas do Sistema Interligado Nacional. Essa demanda extra compensou a redução do consumo de óleo combustível devido à sua substituição por gás natural na indústria nacional e no segmento térmico do estado do Amazonas.

Exportações x Importações

As exportações de petróleo atingiram 207 mil bpd, com redução de 43% em relação a 2012, devido ao processamento de maior volume de óleo nacional no parque de refino doméstico e, também, por força da queda da produção interna de petróleo. As vendas de derivados para o mercado externo somaram 186 mil bpd, um aumento de 1%.

Já as importações de petróleo alcançaram 404 mil bpd, um aumento de 17% em relação a 2012 enquanto as de derivados ficaram em 389 mil bpd, com redução de 10%. A compra menor de derivados foi consequência da maior utilização do nosso parque de refino e da recuperação na produção de etanol.

O saldo financeiro da nossa balança comercial, calculado com base nas exportações e importações de petróleo e derivados, sem considerar o gás natural, o gás natural liquefeito (GNL) e os nitrogenados, apresentou déficit de US\$ 16,2 bilhões.

Petroquímica

Atuamos no segmento petroquímico de forma integrada aos nossos negócios. O objetivo é ampliar a produção de petroquímicos e de biopolímeros, preferencialmente por meio de participações societárias no Brasil e no exterior.

As seguintes empresas são nossas subsidiárias, controladas em conjunto ou coligadas na área Petroquímica (participação em 31 de dezembro de 2013):

- Braskem S.A. (36,20%) – produz principalmente eteno, polietileno, polipropileno e PVC;
- Deten Química S.A. (27,88%) – produz matéria-prima para detergentes;
- Metanor S.A./Copenor S.A. (34,54%) – produz metanol, formol e hexamina;
- Fábrica Carioca de Catalisadores (50%) – produz catalisadores e aditivos;
- Innova S.A. (100%) – produz etilbenzeno, estireno e poliestireno;
- Petrocoque S.A. (50%) – produz coque calcinado de petróleo.

Innova

Como parte do Prodesin, alienamos 100% das ações da Innova para a Videolar S.A., pelo valor de R\$ 870 milhões (US\$ 372 milhões), operação aprovada pela Assembleia Geral de acionistas da Petrobras em 30 de setembro, mas seu fechamento definitivo está condicionado à aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - Cade. Os compradores assumiram também cerca de R\$ 23 milhões em dívidas.

Principais projetos

Os investimentos em projetos em implantação e em avaliação no setor petroquímico, previstos no Plano de Negócios e Gestão 2014-2018, somam US\$ 1,4 bilhões. Destacam-se:

- Companhia Petroquímica de Pernambuco (PetroquímicaSuape) e Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco (Citepe), responsáveis pela implementação do Complexo Petroquímico Suape. Produzirão ácido tereftálico purificado (PTA), resina PET (polietileno tereftalato), polímeros têxteis e filamentos de poliéster. A unidade de PTA começou a funcionar em janeiro e a de Pet deverá iniciar as operações no início de 2014.
- Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj): o projeto será realizado pela Braskem e utilizará o gás natural da Petrobras como matéria-prima.
- Companhia de Coque Calcinado de Petróleo – Coquepar: participaremos com 45% em uma unidade de calcinação de coque de petróleo no Paraná, com capacidade total de produção de 350 mil toneladas anuais.

Procop

Na área de Abastecimento o Procop proporcionou uma economia de R\$ 3,15 bilhões, superando em 40% a previsão para o ano, de R\$ 2,25 bilhões. As principais ações que possibilitaram esse ganho foram: no Refino, elevação da eficiência operacional dos ativos e otimização dos gastos nas manutenções programadas; na Logística, redução dos estoques de petróleo e derivados, diminuição da estadia dos navios nos terminais e plataformas, e melhoria do processo de programação das operações de transporte marítimo.

Transporte

Transporte e Armazenamento

A Petrobras Transporte S.A. (Transpetro), nossa subsidiária para o segmento de transporte e armazenamento de petróleo, derivados, biocombustível e gás natural, opera 48 terminais (21 terrestres e 27 aquaviários), 53 navios, 7.517 km de oleodutos e 7.152 km de gasodutos.

A Transpetro interage com nossas áreas de produção, refino e distribuição. Atua ainda nas operações de importação e exportação de petróleo e de produtos e tem como principais clientes empresas distribuidoras, indústrias petroquímicas e termelétricas. Tem atuação nacional, operando instalações em 19 dos 27 estados brasileiros.

A frota transportou 59,4 milhões de toneladas de petróleo e derivados em 2013. Por seus oleodutos e terminais foram movimentados 807,7 milhões de m³ de líquidos, 4,3% a mais que em 2012. A média diária de transporte de gás natural foi de 69,8 milhões de m³, volume 15% acima da média registrada anteriormente.

Transporte Marítimo

O Programa de Modernização e Expansão da Frota (Promef) prevê a construção de 49 navios, acrescentando mais 4 milhões de toneladas de porte bruto (tpb) à capacidade atual e permitindo a incorporação de novas tecnologias. O Promef baseia-se em três premissas: construir navios no Brasil; alcançar o nível mínimo de nacionalização de 65% na primeira fase e de 70% na segunda; e tornar os estaleiros locais competitivos internacionalmente.

No total, já são sete os navios entregues através do Promef. Três foram entregues em 2013: Zumbi dos Palmares e Dragão do Mar, respectivamente, segundo e terceiro navios do tipo Suezmax, ambos com 157 mil toneladas de porte bruto (tpb), destinados ao transporte de petróleo; e José Alencar, com 48,3 mil tpb, o quarto navio entregue, destinado ao transporte de produtos derivados de petróleo. Os navios foram incorporados à frota de transporte marítimo, juntando-se aos demais quatro navios já entregues: Celso Furtado, o primeiro entregue em 2011, e João Cândido, Sergio Buarque de Holanda e Rômulo Almeida, em 2012.

Os navios contratados, no âmbito do Promef, estão sendo construídos em estaleiros brasileiros e deverão ser recebidos até 2020.

Oito navios que encerraram seus períodos de vida útil foram alienados em 2013.

Terminais e Oleodutos

Principais destaques:

- Aumento de 35% na movimentação de petróleo pelo oleoduto Oscan, que interliga o Terminal de Osório à Refinaria Alberto Pasqualini (RS).
- Aumento da vazão e da confiabilidade do oleoduto Osvat, que supre as refinarias Henrique Lage e de Paulínia (SP), contribuindo para os recordes destas unidades.
- Modernização completa das instalações do píer do Terminal de Angra dos Reis (RJ), dobrando a vazão do transporte de petróleo por duto para 7 mil m³ por hora.
- Início da operação do Osduc IV, com 183 km de extensão, que transporta líquido de gás natural (LGN) do Terminal de Cabiúnas (Tecab) para a Refinaria Duque de Caxias (RJ). O duto permitirá o escoamento total da produção da unidade de Recuperação de Líquido do Tecab, aumentando em cerca de 30% a capacidade de processamento de LGN do terminal.
- Entrada em operação do Terminal de Barra do Riacho em Aracruz (ES), que auxilia no escoamento da produção do FPSO Cidade de Anchieta e recebe gasolina natural e GLP da Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas.

Operações com Gás Natural

Maior polo brasileiro de processamento de gás natural, o parque industrial do Terminal de Cabiúnas é constituído por sete unidades com capacidade para processar, diariamente, 19,7 milhões de m³ de gás natural e 4,5 mil m³ de condensado de gás natural, provenientes da Bacia de

Campos. O volume médio diário processado de gás natural foi 11,8 milhões de m³ e o de condensado de gás natural, 924 m³.

Procop

Em 2013, o Procop, na Transpetro, proporcionou uma economia de R\$ 231 milhões, superando em 108% a previsão para o ano, de R\$ 110 milhões. As principais iniciativas que permitiram esse ganho foram a otimização dos custos com manutenção programada de tanques e reparos de dutos, otimização da frota de veículos contratados, redução dos custos com docagem de navios e maior controle na aquisição de materiais usados na atividade de manutenção.

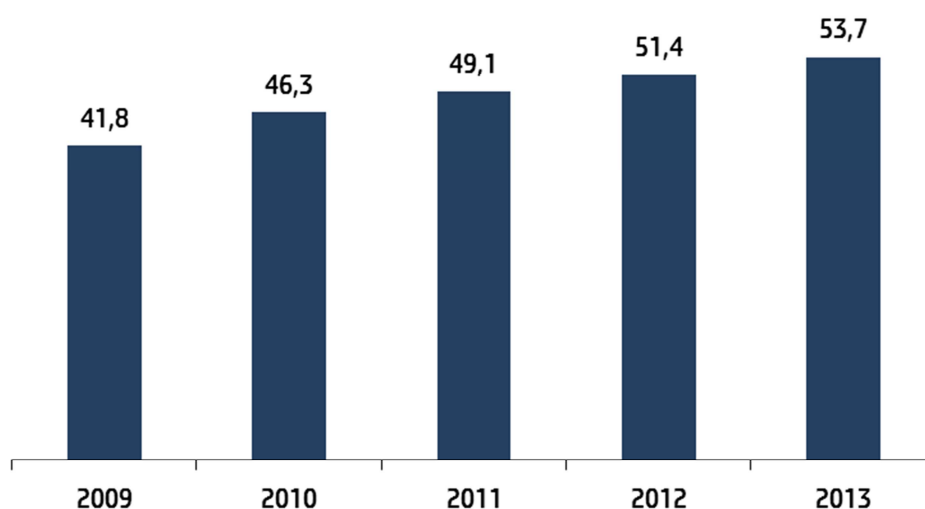
Distribuição

Nossa subsidiária Petrobras Distribuidora atua no mercado de comercialização e distribuição de derivados de petróleo e biocombustíveis para todo o Brasil, com o objetivo de manter o ritmo de crescimento, com ênfase na rentabilidade, combinado a uma logística integrada, confiável e sustentável.

Líder no mercado doméstico, em 2013 comercializou 53,7 milhões m³, volume 4,5% maior do que o registrado no ano anterior. Sua receita operacional líquida foi de R\$ 86,6 bilhões, com lucro líquido recorde de R\$ 2,1 bilhões. Com *market share* em 31 de dezembro de 2013 de 37,5% e uma rede de 7.710 postos de serviços e 13.105 clientes consumidores, a Petrobras Distribuidora alcançou recorde de vendas em outubro de 4,8 milhões de m³.

Evolução do Volume de Vendas da Petrobras Distribuidora

(em milhões de m³)



A Petrobras Distribuidora investiu R\$ 1,03 bilhão em 2013 – sendo R\$ 545,6 milhões destinados à manutenção e à ampliação da infraestrutura logística; R\$ 162,2 milhões ao desenvolvimento e à

modernização da rede de postos de serviços; e R\$ 45,4 milhões à distribuição de gás e à comercialização de energia.

O segmento de aviação recebeu R\$ 146,7 milhões e o segmento de grandes consumidores, R\$ 28,7 milhões. A área de tecnologia da informação recebeu R\$ 58,3 milhões; a de produtos químicos, R\$ 19,9 milhões; e a de produtos asfálticos, R\$ 4,1 milhões.

Os investimentos na infraestrutura de distribuição foram determinados pelo crescimento do consumo de derivados de petróleo no País e seus consequentes desafios logísticos, principalmente nas regiões Sudeste, Norte e Centro-Oeste.

A entrada em operação do Terminal de Porto Nacional (TO) e a continuidade das obras de construção da base de Cruzeiro do Sul (AC) e da modernização e ampliação da fábrica de lubrificantes de Duque de Caxias (RJ) estão entre os destaques do ano, além dos investimentos em ampliações e melhorias em 41 terminais e bases de distribuição de combustíveis.

No segmento de aviação, foram executados projetos importantes para o aumento da capacidade operacional, com a ampliação da frota abastecedora de aeronaves, além de melhorias nas instalações em aeroportos, buscando o aumento da eficiência, inclusive dos *pools* de distribuição.

A Petrobras Distribuidora investiu ainda em obras, equipamentos e em adequação de elementos de imagem na rede de postos de serviços, além da expansão dos serviços de conveniência _ BR Mania e Lubrax+. Também formalizou novas parcerias, que aprimoraram o programa de fidelidade Petrobras Premmia, aumentando sua atratividade para os consumidores.

Procop

Na Petrobras Distribuidora, o Procop proporcionou uma economia de R\$ 68 milhões, superando em 26% a previsão para o ano, de R\$ 54 milhões. As ações que permitiram esse ganho foram: redução dos custos unitários de frete e com viagens, ganho de produtividade nas bases e nas áreas comerciais e corporativas e diminuição dos gastos com imagens dos postos.

Gás & Energia

Nossa área de Gás e Energia é responsável pelo transporte, distribuição e comercialização de gás natural, pela geração e comercialização de energia elétrica e pela produção e comercialização de fertilizantes.

Nossa estratégia é monetizar o gás das bacias sedimentares do Brasil. O aumento da produção de gás contribuirá para a expansão das nossas fábricas de fertilizantes e usinas termelétricas e para o atendimento da demanda da área de Abastecimento e dos contratos com as companhias distribuidoras de gás natural.

Gás Natural

A oferta de gás natural para atendimento ao mercado em 2013 superou a do ano anterior em 15%, atingindo 85,9 milhões de m³ por dia. A principal razão foi o aumento da demanda das

termelétricas a gás natural, acionadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em função dos baixos níveis dos reservatórios hidrelétricos, inferiores às médias históricas.

Desse total, considerando a produção própria e a de parceiros, a oferta doméstica foi de 40,8 milhões de m³ por dia (descontados os líquidos de gás natural, o gás utilizado no processo produtivo, a injeção nos poços e as perdas). A importação do produto da Bolívia, através de gasoduto, atingiu 30,5 milhões de m³ por dia, excluído o gás usado no transporte; e o volume de gás natural liquefeito (GNL) importado e regaseificado totalizou 14,5 milhões de m³ por dia. A malha nacional de gasodutos soma 9.190 km.

Projetos concluídos em 2013

Pontos de Entrega: Usina Termelétrica Baixada Fluminense (RJ), Pindamonhangaba II (SP), Guaratinguetá (SP) e Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (MS), Linhares (ES) e Refinaria Landulpho Alves (BA).

Projetos em andamento

Pontos de Entrega: Aquiraz (CE), São Mateus (ES), Goiana II (PE), Rio das Flores (RJ), Barra Mansa II (RJ) e São Bernardo do Campo II (SP).

Gasoduto Gasfor II (Fortaleza/ CE): trecho Horizonte-Caucaia, com 83,2 km de extensão.

Dutos OCVAP I e II: com 70 km de extensão cada, permitirão o escoamento de até 3.600 m³/dia de GLP e 1.400 m³/dia de C5+ através de dois dutos, a partir da Unidade de Tratamento de Gás em Caraguatatuba (UTGCA) até a Refinaria Henrique Lage.

Gasoduto Rota 2: interligará o polo pré-sal da Bacia de Santos ao Terminal de Cabiúnas (Tecab), com 402 km de extensão.

Unidade de Produção de Gás Natural (UPGN) Rota 2 permitirá o recebimento de até 13 milhões de m³ por dia de gás do polo pré-sal da Bacia de Santos, ampliando a capacidade de processamento diário de gás do Sistema Tecab-Reduc de 23 milhões de m³ para 28 milhões m³; e o processamento de condensado do Tecab de 4,5 mil m³ para 6 mil m³.

Tratamento Complementar no Tecab: permitirá o recebimento e tratamento de até 2,9 milhões de m³ por dia adicionais de gás do polo pré-sal da Bacia de Santos.

Gasoduto Rota 3: com 355 km de extensão, interligará o polo pré-sal da Bacia de Santos ao Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj).

UPGN Rota 3: implantação de unidades para o processamento de 21 milhões de m³ por dia de gás do polo pré-sal da Bacia de Santos dentro do Comperj.

Gasoduto Itaboraí-Guapimirim: com 11 km de extensão e capacidade para escoar até 17 milhões m³/dia, permitirá o escoamento do gás processado nas futuras UPGNs Rota 3. Será o primeiro gasoduto de transporte a ser implantado sob o regime de concessão, conforme a Lei 11.909/09 ("Lei do Gás").

Dutos Norte Rota 3: composto por um duto de 50 km de extensão, para escoamento de GLP do Comperj ao Terminal de Campos Elíseos (Tecam), e por um gasoduto de transferência, com 11 km de extensão, para escoamento de gás do Gasduc II à UPGN Rota 3.

Dutos Norte Comperj: composto por três dutos de 50 km de extensão cada, que interligam o Comperj ao Tecam, para escoamento de petróleo, diesel/nafta e QAV, além de uma adutora interligando a Refinaria Duque de Caxias ao Comperj.

Scomp Pilar II: novo Serviço de Compressão (Scomp) que substituirá o Scomp Pilar, atualmente em operação, para ampliar a capacidade de movimentação de gás do sistema Pilar-Guamaré (PE), e atender à Usina Termelétrica Termopernambuco, à Refinaria Abreu e Lima e à demanda projetada de Alagoas, Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte.

Gás Natural Liquefeito

Em 2013, firmamos 11 contratos do tipo Master Sales Agreement (MSA), totalizando 72 contratos assinados, e realizamos 88 operações de compra de cargas – 77 recebidas no Brasil e 12 revendidas no mercado externo, sendo uma dessas cargas proveniente de reexportação. Concluímos a construção e iniciamos o comissionamento do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia. A capacidade de despacho diário do terminal é de 14 milhões de m³ de gás natural.

Comercialização de Gás Natural

Em setembro de 2012, foi criado um novo modelo de vendas de gás natural de curto prazo, prevendo a realização mensal de leilões eletrônicos.

Em 2013, o fornecimento de gás natural de curto prazo, negociado mensalmente, ocorreu nos meses de janeiro (1,3 milhão de m³), fevereiro (389 mil m³), agosto (3 milhões de m³), setembro (2 milhões de m³) e outubro (1,5 milhão de m³). Nos demais meses, não houve venda nessa modalidade, uma vez que as condições do mercado brasileiro de gás natural, altamente demandado pelas termelétricas, não favoreciam a oferta adicional do produto.

Em 2013, vigoraram 14 contratos de fornecimento para o mercado secundário no total de 2,05 milhões de m³ por dia, sendo efetivamente fornecidos, em média, 310,6 mil m³ por dia. Estas vendas, que realocam volumes não consumidos pelas termelétricas, atendem a clientes do segmento industrial que não usam o gás natural como principal combustível.

Distribuição de Gás Natural

O volume médio de gás natural comercializado diariamente pelas distribuidoras regionais no Brasil foi de 62,5 milhões de m³, um crescimento de 14% em relação a 2012, refletindo o aumento de 54% no consumo das térmicas a gás.

Detemos participações em 19 companhias distribuidoras de gás natural e controlamos integralmente a Gás Brasileiro (SP) e a Petrobras Distribuidora (ES). Nas demais, as participações variam de 23,5% a 83%, na maioria dos casos com atuação na gestão das áreas técnica e comercial.

Essas 21 distribuidoras comercializaram 33,2 milhões de m³ diariamente, o equivalente a 53% do mercado de distribuição de gás natural do País. O volume comercializado por essas companhias aumentou 19% em relação a 2012.



Em 2013, entrou em operação a Companhia de Gás do Maranhão (Gasmar), empresa na qual detemos 23,5% de participação por meio da nossa subsidiária Petrobras Gás. A Gasmar distribui gás natural para as térmicas do complexo Parnaíba (MA), movimentando cerca de 4 milhões de m³/dia.

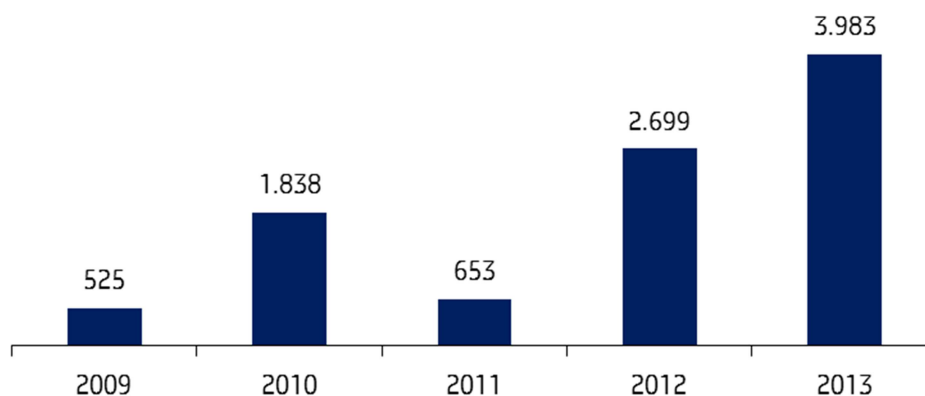
Energia Elétrica

Geramos 3.983 megawatts (MW) médios de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio das 18 usinas termelétricas próprias e alugadas, que compõem nosso parque gerador, com capacidade instalada de 6.235,2 MW. Incluindo os projetos nos quais detemos participação minoritária a capacidade totaliza 6.885,5 MW.

Nossa geração de energia em 2013 foi 48% superior à do ano anterior, devido à solicitação maior de despacho feita pelo ONS, em função dos baixos níveis dos reservatórios.

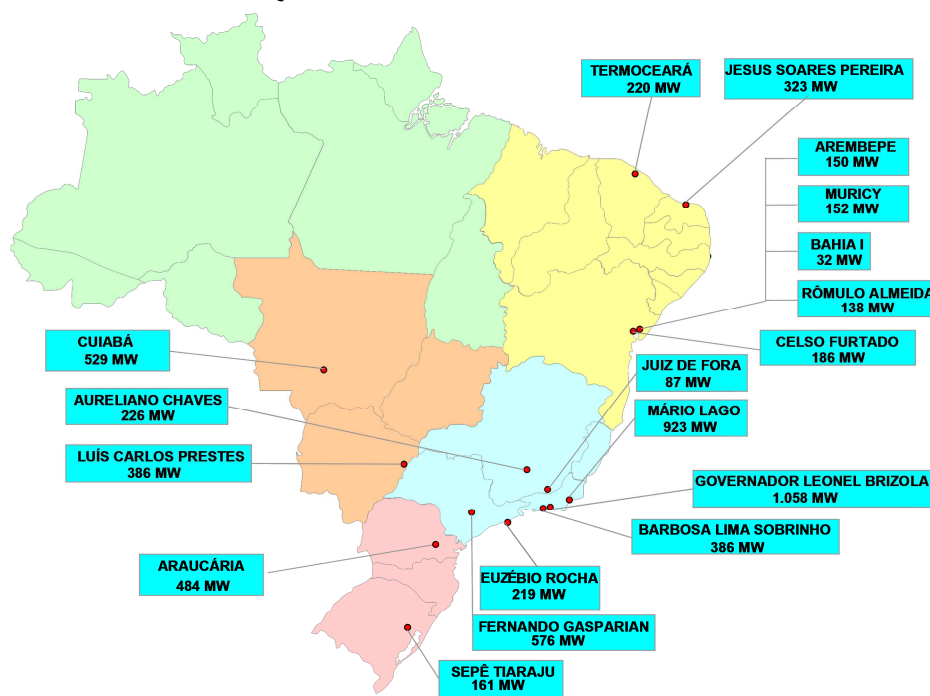
Vendemos 2.056 MW médios de energia elétrica no ambiente de comercialização livre.

Evolução da Geração Termelétrica da Petrobras no SIN (MW médio)



* O volume de energia gerado varia de acordo com a solicitação do ONS

CAPACIDADE INSTALADA DO PARQUE TERMELÉTRICO DA PETROBRAS



Obs.: Usinas termelétricas próprias e alugadas do SIN. Não estão incluídas no mapa as participações em outros empreendimentos de geração.

Projetos em andamento

Usina Termelétrica Baixada Fluminense (Seropédica/RJ): construção da usina, com capacidade instalada de 530 MW, para atender ao contrato firmado ao vencer o Leilão de Energia A-3, em 2011. A entrada em operação está prevista para 2014.

Usina Termelétrica Sepé Tiaraju (RS): fechamento de ciclo da usina, com aumento da capacidade instalada de 161 MW para 248 MW, a fim de aumentar a eficiência da unidade e atender às

exigências ambientais para operação bicombustível. A entrada em operação está prevista para 2014.

Fertilizantes

Adquirimos a Araucária Nitrogenados S.A., em Araucária (PR), unidade com capacidade de ofertar ao mercado 700 mil t/ano de ureia e 41 mil t/ano de amônia, além de Arla 32. Com essa aquisição, passamos a ter três fábricas de fertilizantes. Além da produção de amônia e ureia, a Fafen-BA produz ácido nítrico, Arla 32 e gás carbônico. A Fafen-SE produz amônia, ureia, gás carbônico e ureia específica para fabricação de Arla 32.

Comercializamos 1.060 mil toneladas de ureia e 189 mil toneladas de amônia em 2013. Nossa produção de amônia foi de 882 mil toneladas e a de ureia, de 1.138 mil toneladas.

Projetos em andamento

Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN) III (Três Lagoas/MS): em fase de construção, disponibilizará ao mercado 1.223 mil t/ano de ureia e 70 mil t/ano de amônia, a partir de 2014.

Expansão da Fafen/SE: uma unidade de sulfato de amônio está sendo construída para ofertar ao mercado 303 mil t/ano do produto, a partir do ácido sulfúrico excedente produzido pela Refinaria Abreu e Lima (PE). A conclusão está prevista para fevereiro de 2014.

Planta de Amônia - UFN V (Uberaba/MG): em fase de desenvolvimento do projeto básico, fornecerá ao mercado 519 mil t/ano de amônia. O início da operação está previsto para 2017.

Procop

Na área de Gás e Energia, o Procop possibilitou uma economia de R\$ 89,3 milhões, superando a previsão inicial para o ano, de R\$ 52,8 milhões. As principais iniciativas que permitiram este ganho foram a redução dos custos operacionais dos ativos logísticos de gás e o aumento da produtividade de recursos das Fafens e das UTEs.

Biocombustíveis

Criamos a subsidiária Petrobras Biocombustível S.A. em 2008 para produzir biocombustíveis de forma segura e rentável, com sustentabilidade social e ambiental, contribuindo assim para a redução das emissões de gases de efeito estufa. A Petrobras Biocombustível pretende continuar crescendo de forma integrada, priorizando a produção de etanol e incorporando novas tecnologias.

No segmento de biocombustíveis, buscamos:

- Aumentar a produção de etanol e biodiesel, participando da cadeia produtiva e do desenvolvimento tecnológico de combustíveis renováveis;
- Compensar a perda dos mercados de gasolina e de diesel para etanol e biodiesel pela produção dos nossos biocombustíveis;

- Acelerar o domínio do conhecimento tecnológico, priorizando o desenvolvimento do etanol 2G, do bioQAV e de suprimento agrícola competitivo.

Biodiesel e Suprimento Agrícola

A Petrobras Biocombustível possui três usinas próprias de produção de biodiesel, localizadas em Candeias (BA), Quixadá (CE) e Montes Claros (MG); e duas usinas por meio de parceria em empresa controlada em conjunto com a BSBIOS Indústria e Comércio de Biodiesel Sul Brasil S.A. (BSBIOS Sul Brasil), em Passo Fundo (RS) e Marialva (PR). Em 2013, a capacidade total de produção de biodiesel das cinco unidades foi ampliada de 765 mil m³/ano para 821 mil m³/ano. Todas as usinas têm o Selo Combustível Social, em conformidade com as diretrizes do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel.

A Petrobras Biocombustível desenvolve o Projeto Belem no Pará, que contempla o cultivo de palma, a extração de óleo e a produção de biodiesel. Em 2013 foi constituída a *joint-venture* Belém Bioenergia Brasil, numa parceria com a portuguesa Galp Energia, para produção de 346 mil m³/ano de *greendiesel* em Portugal, a partir da produção própria de óleo vegetal no Brasil, com o objetivo de atender ao mercado português e parte do europeu.

Por meio da Bioóleo, empresa controlada em conjunto, a Petrobras Biocombustível atua no processamento de grãos de mamona, algodão e girassol e no refino de óleo vegetal bruto. A fábrica, em Feira de Santana (BA), tem capacidade instalada de processamento de 130 mil t/ano de grãos e de 60 mil m³/ano de semirrefino de óleos brutos de algodão e degomado de soja. A Bioóleo é fornecedora de óleo vegetal para três usinas próprias de biodiesel no semiárido brasileiro.

Etanol

Por meio da Bambuí, da Nova Fronteira e da Guarani, empresas controladas em conjunto, a Petrobras Biocombustível tem participação em nove usinas de etanol em Minas Gerais, São Paulo e Goiás, e uma usina em Moçambique, na África. As três empresas encerraram a safra 2013/2014 com uma moagem total de 25 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, produção de 1,06 milhão de m³ de etanol e 1,58 milhão de toneladas de açúcar. A comercialização de energia excedente deve atingir 954,6 gigawatts-hora (GWh) ao final da safra.

Os investimentos realizados nos últimos anos permitiram ampliar a capacidade de processamento das usinas e renovar e expandir os canaviais. Além do aumento da produção de etanol, os investimentos nas coligadas resultaram na expansão da produção de energia elétrica a partir do bagaço da cana-de-açúcar.

Bambuí Bioenergia

A Petrobras Biocombustível detém 43,58% do capital social da Bambuí Bioenergia S.A., que possui uma usina de etanol em Bambuí (MG).

Neste ano, a Bambuí Bioenergia S.A. investiu R\$ 50,9 milhões para expansão do canal e conclusão da expansão industrial da usina, o que elevou a capacidade de moagem de 1,2 milhão

para 2,4 milhões de toneladas de cana-de-açúcar por ano. Consequentemente, a capacidade de produção de etanol foi ampliada de 104 mil m³/ano para 211 mil m³/ano, e a venda de energia excedente, de 43 GWh/ano para 89 GWh/ano.

Guarani

Em 2013, a Petrobras Biocombustível fez um aporte de R\$ 225,1 milhões na Guarani S.A., passando a deter 39,56% das ações da empresa. A operação decorreu do acordo firmado com a Tereos Internacional S.A. para a aquisição de até 45,7% da coligada por meio de investimentos de até R\$ 1,6 bilhão, ao longo de cinco anos. A Guarani detém sete unidades produtoras em São Paulo e uma em Moçambique.

Estão em curso investimentos de R\$ 809 milhões para expandir o canavial e a capacidade de processamento de cana-de-açúcar, aumentar a produção de etanol e de açúcar e ampliar a cogeração de energia até 2015. Foram concluídos os projetos de cogeração nas unidades Mandu e Vertente, aumentando a capacidade de venda de energia excedente de 100 GWh para 244 GWh e de 18 GWh para 137 GWh, respectivamente. Com os investimentos programados, a Guarani elevará sua capacidade atual de moagem de 21,5 milhões de t/ano de cana-de-açúcar para 24,8 milhões t/ano, ampliando a capacidade de produção de etanol de 1,02 milhão m³/ano para 1,11 milhão de m³/ano, a de açúcar de 2,1 milhões t/ano para 2,3 milhões t/ano e a oferta de energia excedente, de 905 GWh para 1,4 mil GWh.

Nova Fronteira

A Petrobras Biocombustível detém 49% do capital social da Nova Fronteira Bioenergia S.A., em parceria com o grupo São Martinho. Foram investidos R\$ 62,4 milhões para expansão e renovação do plantio e aumento da capacidade de moagem de cana-de-açúcar de 3,4 milhões de t/ano para 4 milhões de t/ano, da produção de etanol de 301 mil m³ para 370 mil m³ e da comercialização de energia excedente de 225 GWh para 250 GWh.

Etanol 2G

As pesquisas para desenvolvimento de etanol celulósico de segunda geração foram iniciadas em 2004. Desde então, a evolução da tecnologia permitiu aumentar a escala. O projeto encontra-se em fase de engenharia e tem como meta a construção de uma planta industrial em 2015.

Procop

Em 2013, o Procop proporcionou uma economia de R\$ 56 milhões na Petrobras Biocombustível, 4% superior à previsão do ano, de R\$ 54 milhões. Entre as ações que possibilitaram esse ganho destacam-se a atualização organizacional da empresa e encerramento de contratos no Pará.

Atividades Internacionais

Atuação

Nossa estratégia para atuar no exterior baseia-se em:

- Atuação em E&P, com ênfase na exploração de óleo e gás na América Latina, África e EUA;
- Manutenção do suprimento de gás natural da Bolívia para complementar a oferta de gás para o mercado brasileiro;
- Ampliação da eficiência das operações no segmento de distribuição;
- Manutenção da integridade operacional e otimização da gestão dos ativos de refino no exterior;

Países onde atuamos em 2013:

Países	Atividades			
	Exploração & Produção	Gás & Energia	Refino / Petroquímica	Distribuição / Comercialização
Continente Americano				
Argentina	✓	✓	✓	✓
Bolívia	✓	✓		
Chile				✓
Colômbia	✓			✓
Estados Unidos	✓		✓	
México	✓			
Paraguai				✓
Peru	✓			
Uruguai	✓	✓		✓
Venezuela	✓			
Continente Africano				
Angola	✓			
Benin	✓			
Namíbia	✓			
Nigéria	✓			
Gabão	✓			
Tanzânia	✓			
Continente Asiático				
Japão			✓	

Investimos, em 2013, R\$ 5,1 bilhões no mercado internacional, sendo 90% em E&P e 10% em atividades de refino, petroquímica, distribuição, gás e energia. Nossa produção no exterior somou 128,5 mil barris por dia (bpd) de óleo e 15,5 milhões de m³ por dia de gás natural, totalizando 219,5 mil barris de óleo equivalente por dia (boed). Nossas três refinarias localizadas fora do Brasil processaram 169,4 mil bpd de óleo, o equivalente a 70% da capacidade instalada de 230,5 mil bpd.

As reservas internacionais provadas de óleo, de condensado e de gás natural, em 31 de dezembro de 2013, totalizaram 592 milhões de barris de óleo equivalente, segundo critério da *Society of Petroleum Engineers* (SPE), 17% inferior às de 2012. Esse volume representa 3,6% das nossas

reservas provadas no Brasil e no exterior. Tal redução é preponderantemente resultado da venda de 50% dos ativos na África, por meio da constituição de *joint venture* para exploração e produção de óleo, de condensado e de gás natural, e de campos no Golfo do México americano, totalizando 111 milhões de boe.

As reservas provadas (166 milhões de boe) dos ativos vendidos pela Petrobras em 2013 no Peru e na Colômbia permanecem contabilizadas como tal até a aprovação das transações pelos órgãos competentes.

Desenvolvimento dos negócios

Américas

Além do Brasil, estamos presentes em dez países das Américas: Argentina, Bolívia, Chile, Colômbia, Estados Unidos, México, Paraguai, Peru, Uruguai e Venezuela, onde possuímos 876 estações de serviços e ativos de E&P. Produzimos 88,3 mil bpd de óleo e 15,5 milhões de m³ diários de gás natural, somando 179,3 mil boed, ou 82% de toda a nossa produção internacional.

Na Argentina, nossa atuação contempla as atividades de exploração e produção de óleo e de gás, e também uma refinaria com capacidade para processar 30,5 mil bpd de óleo, além de ativos de distribuição, petroquímica e no segmento de gás e energia. Descobrimos *shale oil* na concessão de Rincón de Aranda, na província de Neuquén, em que detemos 55% da concessão. Em janeiro de 2014, anunciamos a venda de nossa participação de 38,45% na área de Puerto Hernandez, por US\$ 40,7 milhões para a YPF S.A. Esta transação antecipa o término do contrato de concessão previsto para 2016 e viabiliza o uso dos recursos no curto prazo para outras operações do nosso Plano de Negócios e Gestão.

Na Bolívia, a produção de gás natural é estratégica, pois complementa a demanda brasileira. O produto é transportado através do gasoduto Gasbol. No Chile, estamos presentes no mercado de distribuição com 12,5% de *market share* e 253 estações de serviços e, no Paraguai, possuímos 166 estações de serviços e 19,6% de *market share*.

No Uruguai, contamos com 88 estações de serviços e 23,1% de *market share* no mercado de combustíveis. No âmbito do Prodesin, assinamos um acordo para a venda da participação nos blocos exploratórios 3 e 4, localizados na Bacia de Punta del Este no Uruguai, por US\$ 17 milhões, e de 50% das ações da Montevideo Gas por US\$ 7,5 milhões. A conclusão das transações está sujeita às condições precedentes usuais, incluindo a aprovação pelos órgãos competentes uruguaios.

No Peru, aprovamos o acordo para a venda de 100% das ações da nossa subsidiária integral Petrobras Energia Peru para a China National Petroleum Corporation - CNPC por US\$ 2,6 bilhões. Fazem parte da negociação 100% do Lote X, 46,16% de participação no Lote 57 e 100% do Lote 58. A transação faz parte do Prodesin e sua conclusão está sujeita à aprovação dos governos chinês e peruano e à observância aos procedimentos previstos nos respectivos *Joint Operating Agreements*.

Assinamos acordo para a alienação de 100% das ações de emissão da Petrobras Colombia Limited (PEC), pelo valor de US\$ 380 milhões, conforme definido no Prodesin. Os ativos da PEC que fazem parte da transação incluem participações em 11 blocos de exploração e produção em terra, além dos oleodutos de Colombia e Alto Magdalena – o primeiro, com capacidade para transportar 14.950 bpd e o segundo, 9.180 bpd. A conclusão da transação está sujeita às condições precedentes usuais, incluindo a aprovação da Agência Nacional de Hidrocarburos. Manteremos os blocos de exploração no mar e um único em terra na Colômbia, onde também atuamos no segmento de distribuição com 101 estações de serviços.

Nos Estados Unidos, temos projetos de exploração, além da produção de óleo e gás, principalmente nos campos de Cascade e Chinook e operamos a Refinaria de Pasadena, com capacidade para processar 100 mil bpd de óleo.

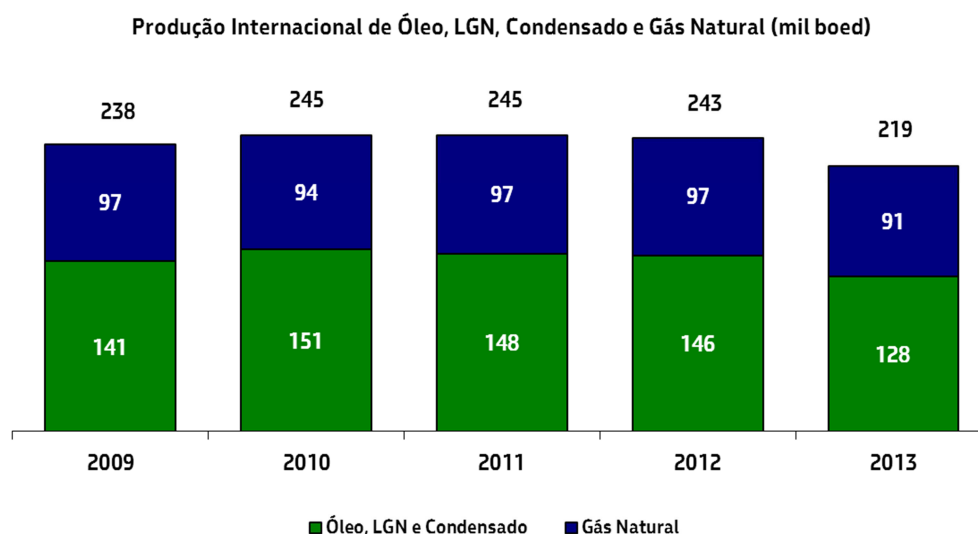
Ainda em território norte-americano, no âmbito do Prodesin, assinamos um contrato de compra e venda para alienação da nossa participação em seis blocos exploratórios no Golfo do México, que integram o campo de Gila. Por eles, recebemos US\$ 110 milhões, além da participação em um bloco exploratório, adjacente ao campo de Tiber, onde foram feitas algumas descobertas. Também assinamos contratos de *farm-out* (cessão de direitos) no valor de US\$ 184 milhões, referentes à participação de 33% no bloco MC 613 (Coulomb) no Golfo do México.

África

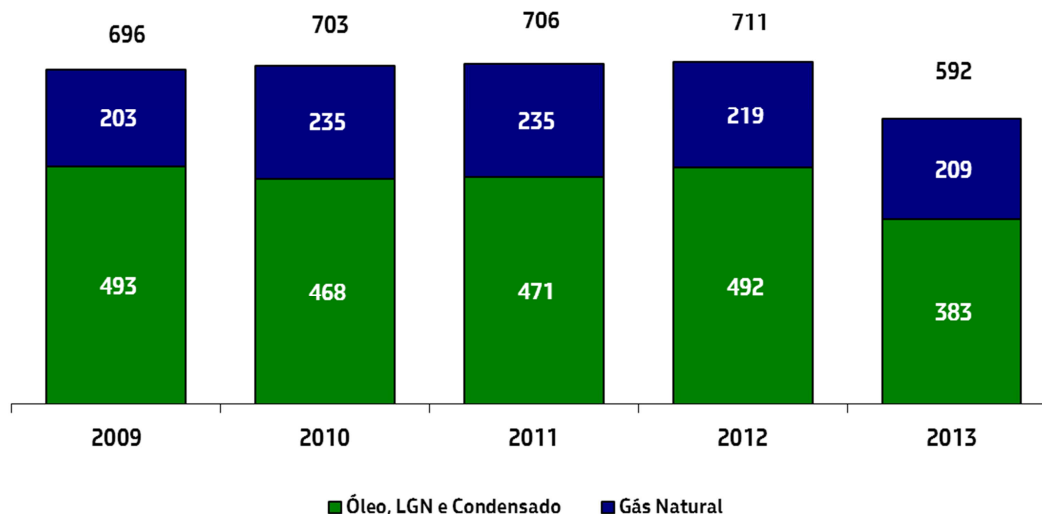
Nossa produção de óleo na África é de 40,2 mil bpd. Formamos uma *joint venture* com 50% de participação com o Banco BTG Pactual S.A., para exploração e produção de óleo e gás no continente africano, incluindo ativos em Angola, Benin, Gabão, Namíbia, Nigéria e Tanzânia.

Ásia

Temos uma refinaria na ilha de Okinawa, no Japão, com capacidade para processar 100 mil bpd de óleo.



Reservas Provadas Internacionais de Óleo, LGN, Condensado e Gás Natural -
Critério SPE (milhões de boe)



Investimentos

Nossos investimentos em 2013 chegaram a R\$ 104,4 bilhões, concentrados nas atividades exploratórias, no desenvolvimento da produção e na infraestrutura logística para o escoamento da produção de petróleo e derivados. Investimos na construção de refinarias e na instalação de unidades para a melhoria da qualidade dos combustíveis com o objetivo de atender à demanda do mercado interno. Investimos também em fábricas de fertilizantes e usinas termelétricas, valorizando a cadeia do gás natural, e na ampliação da capacidade de produção de etanol e de biodiesel, fortalecendo nossa participação no mercado brasileiro de biocombustíveis.

Investimentos Consolidados

	R\$ milhões				
	Exercício				
	2013	%	2012	%	Δ %
Exploração e Produção	59.993	58	42.970	51	40
Abastecimento	30.740	29	28.860	34	7
Gás e Energia	5.919	6	4.166	5	42
Internacional	5.127	5	5.098	6	1
Distribuição	1.120	1	1.307	2	-14
Biocombustível	322	0	299	0	8
Corporativo	1.195	1	1.437	2	-17
Total de investimentos	104.416	100	84.137	100	24

Na área de E&P investimos R\$ 60 bilhões. Os recursos foram aplicados nas atividades de desenvolvimento da produção (R\$ 37,5 bilhões), exploração (R\$ 17,3 bilhões) e infraestrutura (R\$ 5,2 bilhões). Os investimentos visam ao desenvolvimento da produção dos campos do pré-sal e do pós-sal, à manutenção da produção nos campos mais antigos e à melhoria da infraestrutura logística e tecnológica. Desse montante, destaca-se o pagamento do bônus de R\$ 6 bilhões pela aquisição do campo de Libra, no primeiro leilão sob o regime de partilha de produção no Brasil.

Concluimos nove plataformas, com capacidade total para processar um milhão de barris de petróleo por dia, dos quais 840 mil correspondem ao aumento da nossa capacidade própria. São elas: FPSO Cidade de São Paulo, FPSO Cidade de Itajaí, FPSO Cidade de Paraty, FPSO P-63, semissubmersível P-55, TLWP P-61, FPSO P-58, sonda TAD e FPSO P-62.

Investimos na área de Abastecimento R\$ 30,7 bilhões – a maior parte destinada à ampliação do parque de refino. Aplicamos R\$ 8,9 bilhões na Refinaria Abreu e Lima (PE) e R\$ 8 bilhões na implantação da primeira fase do Complexo Petroquímico do Estado do Rio de Janeiro (Comperj).

O início da operação de outros projetos do Abastecimento também merece destaque, como o começo da produção na unidade de Ácido Teraftálico Purificado (PTA) da Petroquímica Suape; a inauguração do trecho Ribeirão Preto-Paulínia do Sistema de Escoamento de Etanol; o aumento da capacidade de escoamento de gás liquefeito de petróleo (GLP) com o início da operação da Etapa 1 (GLP Pressurizado) e Etapa 2 (GLP Refrigerado) do Terminal Aquaviário de Barra do Riacho. Concluimos a instalação das unidades de tratamento que permitirão reduzir o teor de enxofre da gasolina e do diesel produzidos nas refinarias de Paulínia (SP), Gabriel Passos (MG) e Landulpho Alves (BA).

Nossa subsidiária do setor de transportes, a Transpetro, recebeu mais três navios do Programa de Modernização e Expansão da Frota (Promef): dois do tipo suezmax (*Zumbi dos Palmares e Dragão do Mar*), e um de produtos (*José Alencar*).

Nossos investimentos na Área de Gás e Energia somaram R\$ 5,9 bilhões. Prosseguem as obras da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados III (MS), a maior da América Latina, que nos permitirá dobrar a produção nacional de ureia. Concluimos, na Bahia, a construção do terceiro Terminal de Regaseificação de GNL, aumentando a segurança no suprimento de gás natural no mercado interno, com a adição de 14 milhões de m³/dia à capacidade atual de fornecimento.

Nossa subsidiária do segmento de distribuição, a Petrobras Distribuidora, investiu R\$ 1,1 bilhão para manter a liderança no País. O investimento foi feito, principalmente, na ampliação da capacidade logística para suportar o crescimento do mercado doméstico.

Os recursos direcionados para biocombustíveis somaram R\$ 322 milhões. Deste total, 70% foram aplicados no segmento de etanol, com o objetivo de aumentar a oferta desse produto e de ampliar a participação de mercado da nossa subsidiária Petrobras Biocombustível. O segmento de biodiesel recebeu 30% dos recursos para o aumento da confiabilidade e melhorias das plantas existentes.

Nosso investimento na Área Internacional atingiu R\$ 5,1 bilhões, sendo a maior parte – 89,6% – aplicada em exploração e produção.

PESQUISA & DESENVOLVIMENTO

Os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) totalizaram R\$ 2,4 bilhões no ano. Nossa gestão em P&D é coordenada pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), que conta com 1.959 empregados, 1.466 deles dedicados exclusivamente à área de P&D e 322, à engenharia básica dos projetos. Entre os pesquisadores,

24% possuem título de doutorado e 39%, de mestrado. Atuamos de forma colaborativa com universidades e instituições de pesquisa nacionais e estrangeiras, fornecedores e outras operadoras. Nosso objetivo é disponibilizar tecnologias para viabilizar o cumprimento do Plano de Negócios e Gestão, além de antecipar tendências e sinais de mudanças tecnológicas.

Os principais resultados em 2013 foram:

- Maior precisão na determinação da acidez da água de injeção produzida nos reservatórios do pré-sal, obtida por meio de ensaios laboratoriais e modelagem numérica, considerando a interação rocha-fluido esperada - o que possibilitou a seleção de materiais de metalurgia mais adequados e redução dos custos. Computando apenas os custos de materiais para poços, estimamos uma economia de cerca de US\$ 188 milhões nos projetos de desenvolvimento do pré-sal.
- Identificação de quatro intervalos de rochas geradoras na área do pré-sal da Bacia de Santos, por meio do uso integrado de dados de geoquímica, geologia e geofísica. O método de geoquímica orgânica de alta resolução contribuiu para uma estimativa mais precisa do risco exploratório de prospectos da Bacia de Santos e constitui um diferencial competitivo fundamental.
- Sistematização do monitoramento automatizado de desempenho de sondas de perfuração, contribuindo para o aumento de 12% na eficiência da perfuração de poços. O sistema permite a realização de *benchmark* entre as sondas e as equipes da mesma sonda e, conseqüentemente, a identificação de melhores práticas. Houve redução do tempo de construção de poços, gerando uma economia estimada de cerca de US\$ 60 milhões.
- Operação otimizada do turbo expensor na Refinaria Landulfo Alves, na Bahia, dobrando a potência gerada para 25 MW, em decorrência do desenvolvimento de tecnologia de medição de material particulado na saída da unidade. Esse novo procedimento deverá gerar uma economia de cerca de R\$ 30 milhões por ano.
- Desenvolvimento de 38 projetos de engenharia básica e P&D, contribuindo para o Programa de Produção de Médios e Gasolina (Promega). Criado em 2013, o Promega possibilitou o aumento da produção de gasolina em 41 mil bpd e de óleo diesel, em 81 mil bpd, reduzindo a necessidade de importação desses derivados.
- Aumento no processamento do resíduo atmosférico de petróleo pesado nacional na Refinaria Presidente Bernardes, em São Paulo, por meio do uso do aditivo Spike na unidade de craqueamento catalítico fluidizado. O ganho foi estimado em US\$ 19,5 milhões por ano.
- Aplicação de nova ferramenta eletro-hidráulica de desconexão de fundo de poço no campo de Carapeba, na Bacia de Campos, reduzindo em 20% o tempo de intervenção para substituir a coluna de produção em poços com completação inteligente. Essa ferramenta permite monitorar em tempo real os dados de produção. Até 2017, esse procedimento deverá ser adotado na completação inteligente de 145 poços.

Mais informações sobre pesquisa e desenvolvimento podem ser encontradas no Relatório de Tecnologia, publicado anualmente e disponível em <http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia>.

RESPONSABILIDADE SOCIAL E AMBIENTAL

Segurança, Meio Ambiente, Eficiência Energética e Saúde (SMES)

Aplicamos R\$ 5,7 bilhões em operações e projetos de investimentos ligados especificamente à gestão integrada de Segurança, Meio Ambiente e Saúde (SMS).

Desenvolvemos iniciativas para aperfeiçoar o desempenho em SMES e atender à legislação específica, e incorporar práticas de operação segura, rentável e ambientalmente responsável em nossas unidades.

Uma dessas práticas é a certificação da conformidade com as normas ISO 14001 (gestão ambiental) e OHSAS 18001 (gestão de saúde e segurança) dos sistemas de gestão de SMS das nossas unidades de operações no Brasil e no exterior. Em 2013, todo o petróleo refinado no País foi processado em unidades certificadas.

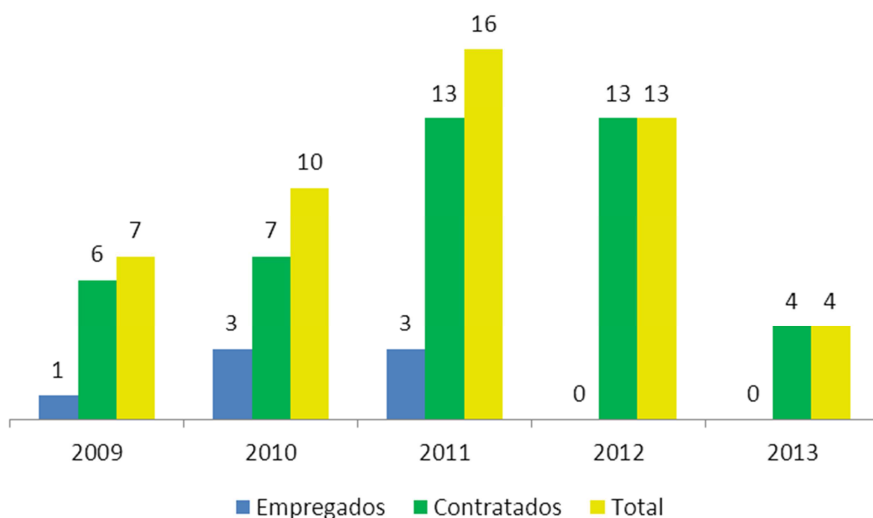
Segurança

Desenvolvemos em 2013 uma metodologia de análise de acidentes com base na identificação das causas típicas e dos pontos comuns entre as ocorrências, para avaliar as iniciativas de prevenção de acidentes e eliminar riscos. O resultado foi uma redução de 69% nos acidentes fatais em 2013, em comparação com o ano anterior, mesmo diante do crescimento de 3% no total de homens-horas trabalhadas.

A taxa de acidentados fatais (número de fatalidades para cada 100 milhões de homens/horas trabalhadas) foi de 0,4%, representando queda de 70% em relação ao ano anterior. Essa taxa equivale a 1/3 do número médio divulgado em 2012 por empresas líderes internacionais de porte e de complexidade comparáveis aos nossos.

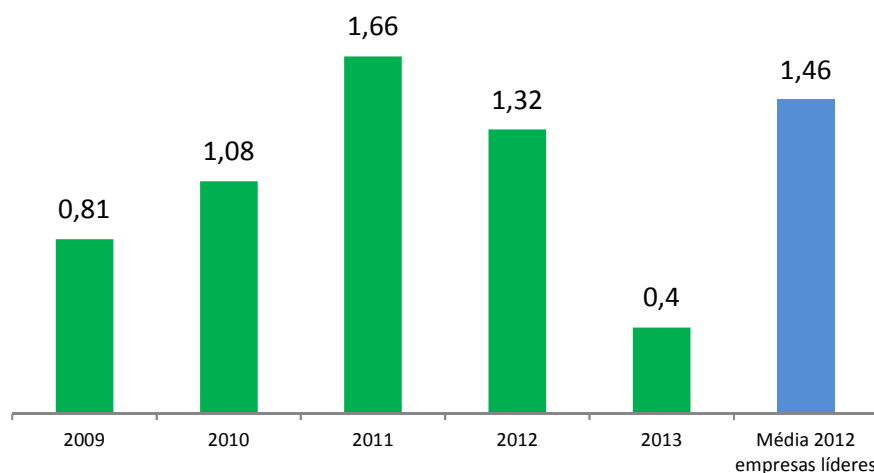
Para prevenir a ocorrência de acidentes graves, continuamos desenvolvendo ações de melhoria da segurança de processos, incluindo investimentos na capacitação do corpo técnico, realização de estudos de riscos e estabelecimento de indicadores reativos e proativos específicos para cada área de atuação.

Número de Fatalidades no Trabalho



Taxa de Acidentados Fatais

Nº de fatalidades
(empregados+contratados)



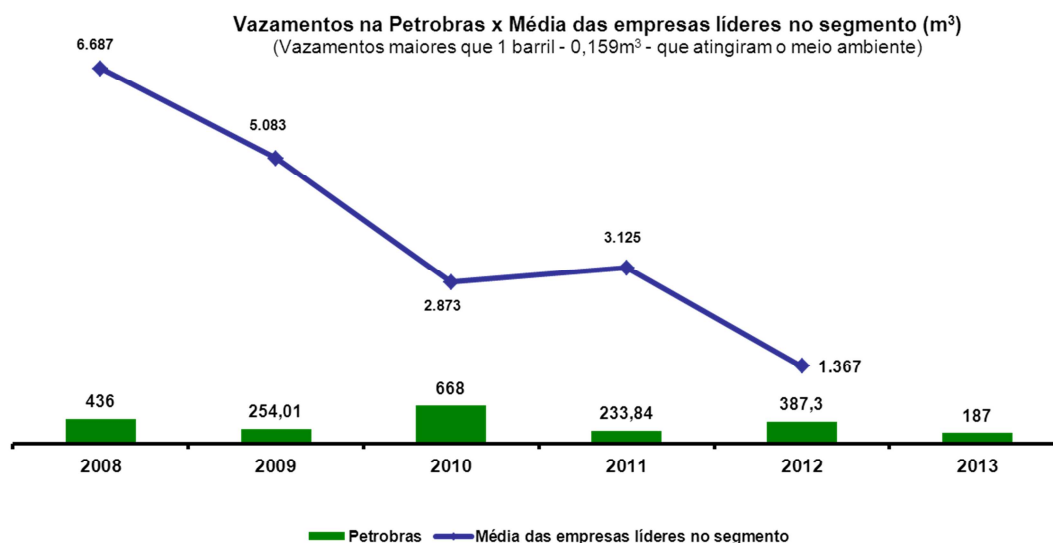
OGP - International Oil and Gas Producers Association

Vazamento de petróleo e derivados

Os derramamentos de petróleo e derivados atingiram 187 m³ em 2013, um total 52% inferior ao registrado no ano anterior e 61% abaixo do Limite de Alerta estabelecido para o ano, de 476 m³. Os níveis de derramamento continuaram bem inferiores a 1 m³ por milhão de barris de petróleo produzido, considerado um excelente resultado no contexto da indústria mundial de óleo e gás.

A criação de uma sistemática de comunicação, tratamento e registro de vazamentos tornou possível o monitoramento diário dos incidentes, seus impactos e providências para mitigação.

Além disso, a continuidade do Plano Vazamento Zero, instituído em 2012, permitiu otimizar o gerenciamento das ações nas áreas de gestão, processo e integridade, além de reduzir o risco de vazamentos nas operações.



Resposta a vazamentos

Mantivemos padrões, procedimentos e planos de respostas a vazamentos estruturados em níveis local, regional e corporativo. Dispomos de um grande volume de recursos para atuação eficaz nessas situações: são 39 embarcações de grande porte para recolhimento de óleo, 271 embarcações de apoio e outros veículos, 180 mil metros de barreiras de contenção, 198 mil metros de barreiras absorventes, 500 recolhedores de óleo e 225 mil litros de dispersantes químicos, entre outros itens. Todos esses recursos estão disponíveis nos dez Centros de Defesa Ambiental, com suas 14 bases avançadas, e nos Centros de Resposta a Emergência, distribuídos por mais de 20 cidades brasileiras.

Somos associados à Oil Spill Response Limited (OSRL), organização especializada em prover e complementar recursos para dar resposta eficaz a vazamentos de petróleo, com atuação em escala global.

No ano, realizamos 10 exercícios simulados de âmbito regional e de resposta a vazamentos.

Meio Ambiente e Eficiência Energética

Trabalhamos para incrementar a ecoeficiência de nossas operações. Buscamos a utilização racional de água, energia e demais insumos e fazemos a gestão eficaz das emissões atmosféricas e da geração de resíduos e efluentes. O objetivo é reduzir ao mínimo os impactos das atividades sobre o meio ambiente.

Avaliamos sistematicamente os principais riscos e oportunidades nas dimensões segurança, meio ambiente, eficiência energética e saúde dos projetos de investimentos. Os resultados dessas avaliações são acompanhados periodicamente pelos comitês de SMS e de auditoria do Conselho

de Administração (CA), e são verificados a aderência às orientações corporativas e o cumprimento das recomendações do Plano de Gerenciamento e Mitigação de Riscos.

Ao longo do ano, emitimos 48 pareceres técnicos de SMES para os projetos de investimento. Apresentamos aos comitês de SMS e de auditoria do CA onze projetos de investimento aprovados pela Diretoria Executiva para o acompanhamento dos aspectos de SMES.

Recursos hídricos e efluentes e biodiversidade

Em 2013, reutilizamos 24 milhões de m³ de água – volume suficiente para abastecer uma cidade de 600 mil habitantes durante um ano. A economia, resultado de ações de racionalização e de reuso, nos garante uma fonte segura de abastecimento. Também concluímos estudos de avaliação da disponibilidade de água nas bacias hidrográficas onde estão localizadas 12 unidades do parque de refino, para elaborar um balanço rigoroso entre oferta e demanda futura de água nessas regiões.

Mapeamos as áreas protegidas e sensíveis no interior e no entorno das nossas instalações, utilizando um sistema que permite o acesso integrado às informações ambientais disponíveis internamente ou em fontes externas.

Emissões atmosféricas, mudança do clima e eficiência energética

Trabalhamos também pela melhoria contínua do desempenho energético e pela redução da intensidade de emissões de gases de efeito estufa (GEE). Essas emissões são monitoradas por meio de um abrangente inventário anual, que também contabiliza óxidos de enxofre e nitrogênio, hidrocarbonetos orgânicos voláteis e material particulado. Fomos reconhecidos no relatório CDP Brasil 100 2013 como uma das 10 empresas brasileiras melhor pontuadas no quesito Transparência.

Nossas iniciativas associadas à gestão do desempenho energético estão focadas, principalmente, no controle avançado de processos, na modernização das instalações, na adaptação de equipamentos e na padronização de projetos e de práticas operacionais. Um dos principais resultados é a redução da queima de gás em tocha nas operações de exploração e produção, proporcionando maior aproveitamento do gás associado ao petróleo produzido.

Saúde

Realizamos anualmente nas áreas corporativas e em nossas unidades organizacionais diversos programas e ações voltados à saúde. Monitoramos indicadores estratégicos de saúde e acompanhamos a evolução do absenteísmo por doenças e acidentes, relacionados ou não ao trabalho, por meio do indicador Percentual de Tempo Perdido. Em 2013, o índice foi de 2,28%, inferior ao Limite de Alerta de 2,41 % estabelecido para o ano.

Responsabilidade Social

Em 2013, definimos o desafio de assegurar o alinhamento e a integração da responsabilidade social nos processos decisórios e na gestão do negócio. Para alcançá-lo, construímos direcionadores de responsabilidade social em quatro temas (cultura corporativa, gestão de riscos e impactos, direitos humanos e relacionamento comunitário), que ao longo de 2014 serão desdobrados em objetivos de longo prazo para as áreas corporativa e de negócios.

Projeto de Integração das dimensões de Responsabilidade Social nos projetos de investimento

O principal marco da gestão de riscos e impactos sociais, em 2013, foi o início da elaboração do Projeto de Integração das dimensões de Responsabilidade Social nos projetos de investimento. O objetivo é permitir a identificação e o tratamento de possíveis riscos sociais associados aos projetos em avaliação e implementação, que compõem o PNG 2014-2018. A implantação do projeto está prevista para 2015.

Investimentos Sociais

Investimos, em 2013, R\$ 519,5 milhões em 830 projetos sociais, ambientais e de esporte educacional.

Lançamos o Programa Petrobras Socioambiental, que prevê investimentos de R\$ 1,5 bilhão, entre 2014 e 2018, em projetos sociais, ambientais e socioesportivos. O novo programa, que reuniu as experiências do ciclo anterior do Programa Petrobras Desenvolvimento e Cidadania e do Petrobras Ambiental, foi elaborado com base em diretrizes globais referenciadas pelo Pacto Global da ONU e pelos princípios da norma internacional ISO 26000.

A verba de patrocínio para futuros projetos será distribuída por sete linhas de atuação: produção inclusiva e sustentável, biodiversidade e sociodiversidade, direitos da criança e do adolescente, florestas e clima, educação, água e esporte. As iniciativas devem contemplar também equidade de gênero e de raça e inclusão de pessoas com deficiência.

Serão destinados R\$ 51 milhões, em dois anos, para projetos sociais desenvolvidos no entorno de nossas unidades em mais de 15 estados brasileiros. O investimento faz parte da ampliação do Programa Integração Petrobras Comunidades.

Dow Jones Sustainability Index World e Dow Jones Sustainability Emerging Markets

Pelo oitavo ano consecutivo, integramos o Dow Jones Sustainability Index World. Obtivemos nota máxima nos critérios "Liberações ao Meio Ambiente", que engloba vazamentos de petróleo/produtos químicos e emissões de gás *flaring*, e, pela sétima vez, em "Transparência". Fomos destaques nos critérios: "Impacto Social nas Comunidades", "Políticas e Sistemas de Gestão Ambiental" e "Gerenciamento de Risco e Crise".

Além disso, renovamos nossa participação no Dow Jones Sustainability Emerging Markets, índice regional que engloba 81 empresas de 20 países em desenvolvimento. A presença nesses índices reflete nosso empenho constante em alinhar o crescimento ao desenvolvimento sustentável, mitigando o impacto de nossas atividades no meio ambiente.

Mais informações sobre responsabilidade social e ambiental podem ser encontradas no Relatório de Sustentabilidade, publicado anualmente e disponível em <http://www.petrobras.com.br>.

GESTÃO E ORGANIZAÇÃO GERAL

Financiamentos

Financiamentos Corporativos

Bancos, investidores e agências oficiais de crédito (*Export Credit Agencies – ECAs*) mais uma vez reconheceram a qualidade do nosso crédito, o que resultou em custos e prazos favoráveis para os financiamentos de nossas atividades. Dessa forma, conseguimos manter o grau de liquidez exigido à execução do nosso plano de investimentos.

Em 2013, registramos o maior volume de recursos já captados, tanto no mercado de capitais (com uma captação equivalente a US\$ 11,2 bilhões), quanto no mercado bancário (equivalente a US\$ 19,6 bilhões). Os financiamentos com ECAs alcançaram US\$ 1,6 bilhão. Captamos US\$ 32,5 bilhões no total.

Financiamentos a fornecedores e clientes

Nossa cadeia de fornecedores conta com o Programa Progredir, importante ferramenta de fomento à obtenção de capital de giro para empresas provedoras de bens e de serviços e seus respectivos fornecedores, a um custo mais baixo que o praticado no mercado e de forma mais ágil.

Ao longo de 2013, foram destinados R\$ 2,7 bilhões a 657 financiamentos de 320 empresas. Além de facilitar a tomada dos recursos, o programa tem como garantia o fluxo de recebíveis de um contrato. No total, os financiamentos chegaram ao montante de R\$ 7,7 bilhões, beneficiando 597 empresas.

O Programa Progredir também permite aos fornecedores anteciparem suas faturas, no mesmo portal utilizado para a obtenção dos financiamentos. Desde o lançamento desta linha, 298 empresas anteciparam 4.789 faturas, totalizando R\$ 2 bilhões.

Nossos fornecedores de bens e de serviços podem ainda antecipar seus recebíveis com recursos advindos do mercado de capitais, cedendo contratos, pedidos ou faturas para os Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDCs), instrumentos financeiros que adiantam recursos às empresas que tenham alguma obrigação comercial com a companhia.

Em 2013, os FIDCs anteciparam mais de R\$ 574,7 milhões aos nossos fornecedores, beneficiando 294 empresas por meio de 2.428 operações. Desde 2010, os FIDCs anteciparam R\$ 4,46 bilhões, atendendo a 443 empresas em 4.111 operações.

Desde 2011, há um FIDC estruturado para as vendas à Braskem, cujo patrimônio líquido é de R\$ 1,5 bilhão. Esse FIDC é utilizado para a otimização do nosso fluxo de caixa por meio da redução do prazo de recebimento das vendas de produtos a clientes.

Gerenciamento de riscos

Riscos de mercado

Estamos expostos a uma série de riscos que podem impactar o valor de nossos ativos e passivos financeiros, lucros e fluxos de caixa futuros. De um modo geral, são riscos decorrentes, principalmente, de variações eventuais nos preços de petróleo e derivados e nas taxas cambiais ou de juros.

Adotamos uma estratégia de gestão integrada dos riscos de mercado, que não está focada nos riscos individuais – das operações ou das unidades de negócio –, mas numa perspectiva mais ampla e consolidada da companhia. Neste contexto, optamos por ações estruturais, criadas por uma gestão adequada do nosso capital e do nosso endividamento, em detrimento do uso de instrumentos financeiros derivativos.

Seguros

Os riscos que podem nos gerar prejuízos significativos, além daqueles que devem ser segurados por força de lei ou de contratos, são transferidos para o mercado de seguros. As franquias contratadas para risco operacional e de petróleo podem chegar a US\$ 20 milhões, dada a nossa capacidade de assumir parcela expressiva de riscos. Nossas plataformas, refinarias e outras instalações são cobertas por apólices de riscos operacionais e de petróleo, e a movimentação de cargas, por apólices de transporte. As embarcações são cobertas por seguro de casco e de máquinas. Os seguros de responsabilidade civil e de poluição ambiental têm apólices específicas. No entanto, a maior parte da malha de dutos em território brasileiro e os riscos relacionados ao controle de poços e a lucros cessantes – decorrentes de eventuais sinistros – não são segurados.

Contratamos diretamente os seguros que protegem os projetos e as instalações em construção, com potencial de dano máximo provável superior a US\$ 80 milhões, cobertos contra riscos de engenharia *onshore* e *offshore*. A cobertura dos riscos associados aos novos empreendimentos, cujos investimentos estão previstos no Plano de Negócios e Gestão 2014-2018, deve aumentar substancialmente o volume de prêmios pagos pela contratação do seguro. Para fazer face à demanda, contamos com duas apólices de seguro guarda-chuva, que cobrem os riscos de engenharia.

No processo de contratação dos seguros, os ativos são avaliados a partir do custo de reposição. O limite máximo de indenização da apólice de riscos operacionais é de US\$ 1,4 bilhão. No caso da apólice de riscos do petróleo, o limite chega a US\$ 2 bilhões e corresponde ao maior valor de reposição das nossas plataformas. Em 2013, o prêmio final das nossas principais apólices (riscos

operacionais e de petróleo) totalizou US\$ 95 milhões, para 18 meses de vigência, com um valor segurado dos ativos de US\$ 216 bilhões.

Crédito

A política adotada para concessões e revisões de crédito de nossos clientes segue as diretrizes da Lei Sarbanes-Oxley. Os limites de crédito, depois de analisados, são aprovados pelas Comissões de Crédito ou em instância superior.

O controle da utilização do crédito é centralizado dentro e fora do País. Os processos de controle e concessão são aprimorados constantemente, de modo a oferecer suporte ao desempenho cada vez mais sustentável da atividade comercial. Com isso, nos aproximamos mais de nossos clientes e ampliamos o uso do crédito como instrumento comercial.

Recursos Humanos

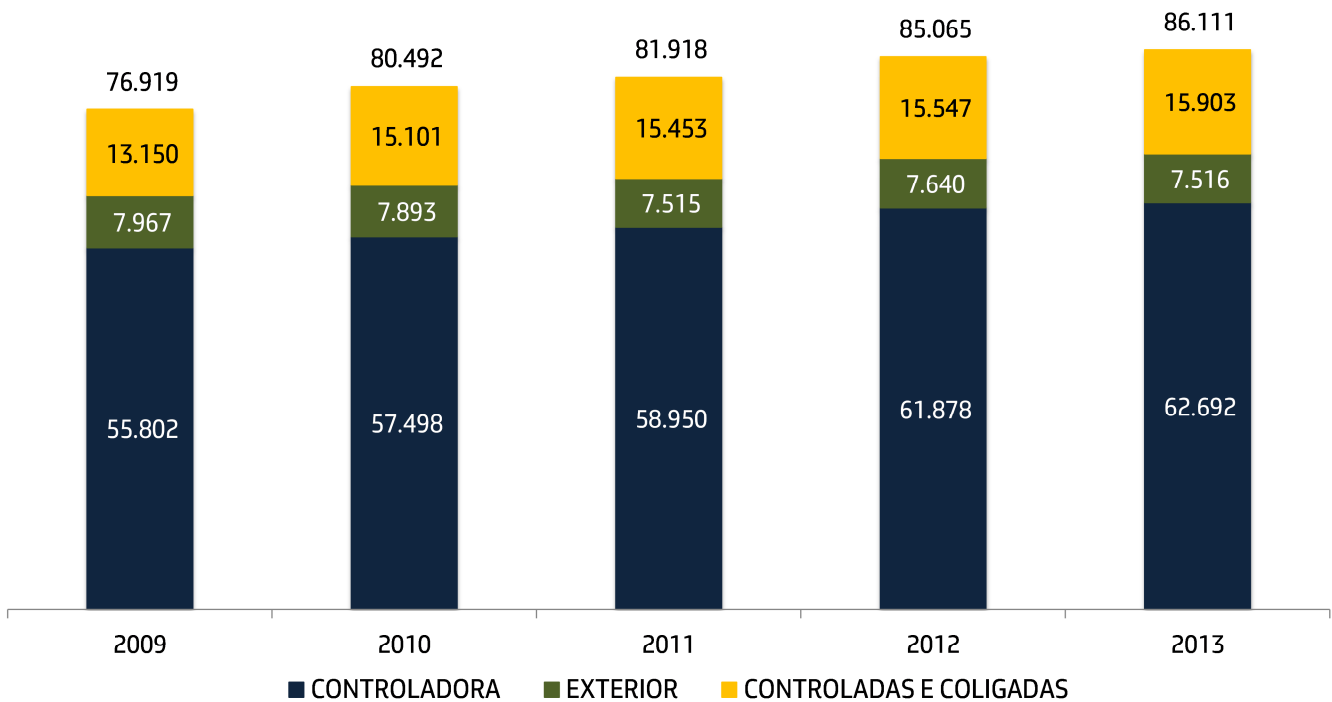
O Plano de Negócios e Gestão também traz desafios para a área de Recursos Humanos. Precisamos prover os talentos necessários, no que diz respeito a competências e quantidades, a tempo de atender aos nossos objetivos, além de garantir a satisfação, o comprometimento e a produtividade dos empregados. Em 2013, estabelecemos uma série de projetos estratégicos para nortear nossa atuação nos próximos quatro anos, divididos em cinco temas: planejamento da força de trabalho, desenvolvimento estruturado de empregados, mobilidade, gestão do conhecimento, e desenvolvimento e sucessão gerencial.

Fomos mais uma vez reconhecidos como uma companhia de excelência na gestão de recursos humanos e, pela sexta vez consecutiva, ocupamos o topo do *ranking* das empresas “mais desejadas para se trabalhar”, em pesquisa da consultoria Aon Hewitt. Também mantivemos a liderança na pesquisa “Empresa dos Sonhos dos Jovens”, da Cia de Talentos.

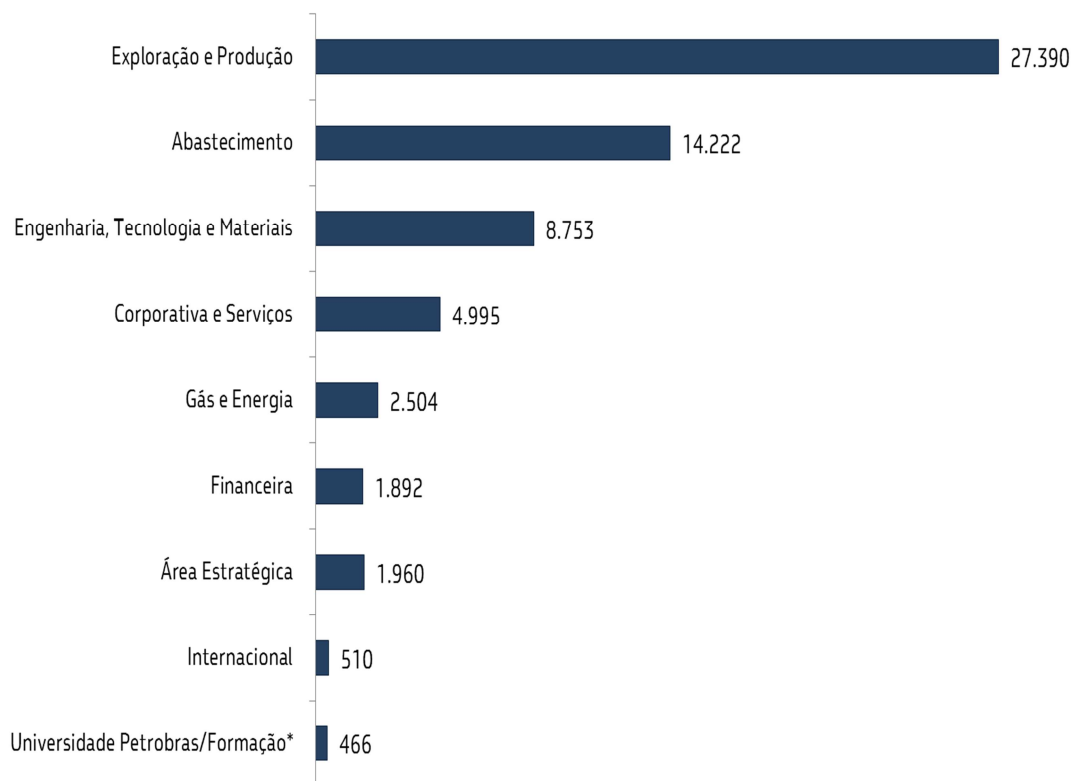
Evolução do efetivo

O Sistema Petrobras encerrou o ano com 86.111 empregados, aumentando em 1,2% seu efetivo sobre 2012. Na Petrobras Controladora foram admitidos 1.674 empregados.

Efetivo - Sistema Petrobras

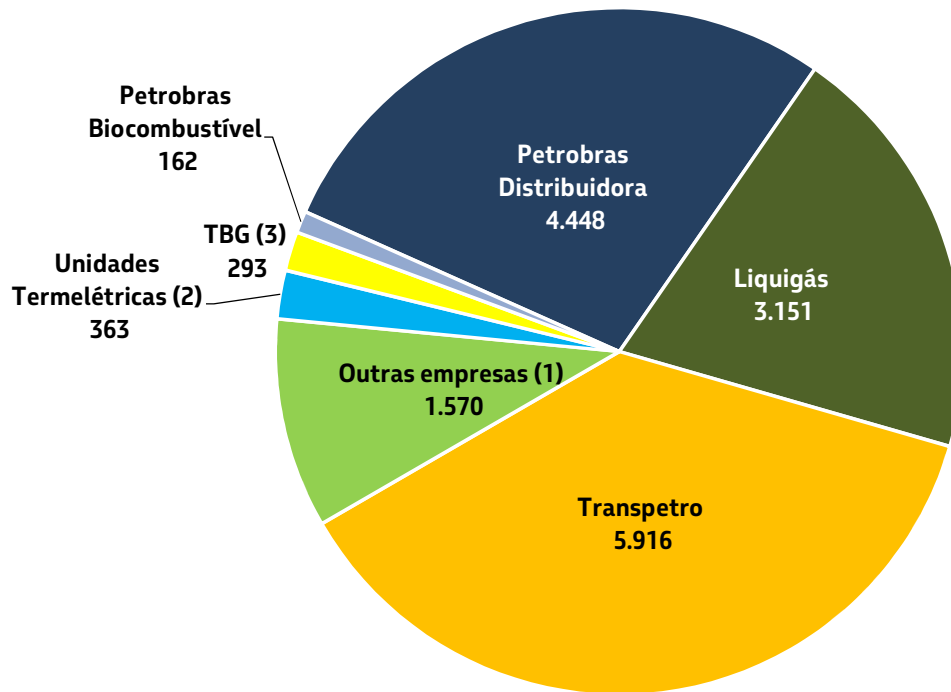


Efetivo por Diretoria - Petrobras Controladora



*Empregados recém-admitidos participantes de curso de formação na Universidade Petrobras

Efetivo - Controladas no Brasil

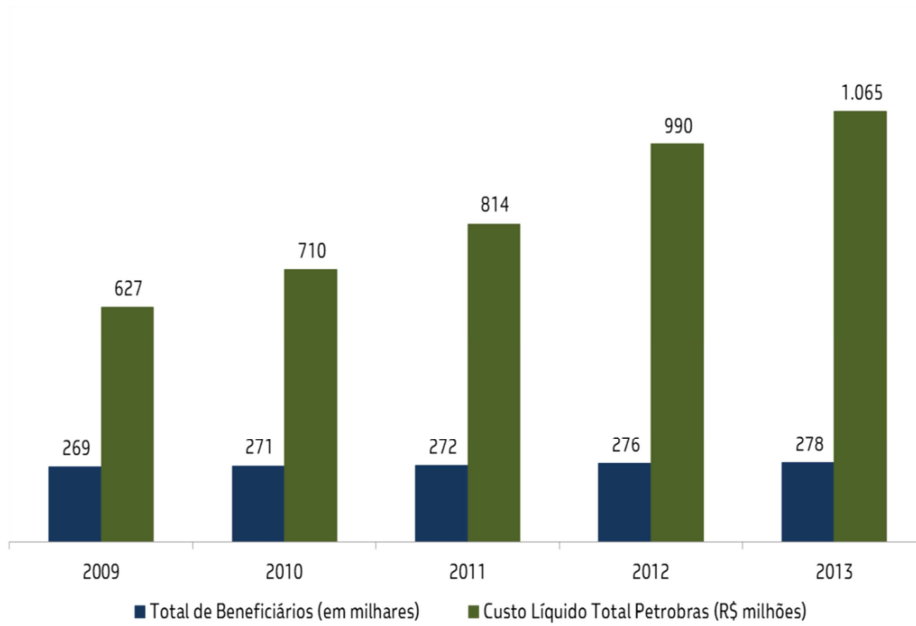


(1) Companhia Petroquímica de Pernambuco, Araucária Nitrogenados, Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco - CITEPE, Stratura S/A, INNOVA, Breitener Energia, Breitener Jaraqui, Breitener Tabaqui, Gaspetro e Gas Brasileiro; (2) Termelétricas: Termoazu S.A, Sociedade Fluminense de Energia Ltda, Termomacaé Ltda, Termobahia Ltda., Termoçarã Ltda, Arebbepe Energia S.A, Energética Camaçari Muricy S.A.; (3) Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia S.A.

Benefícios

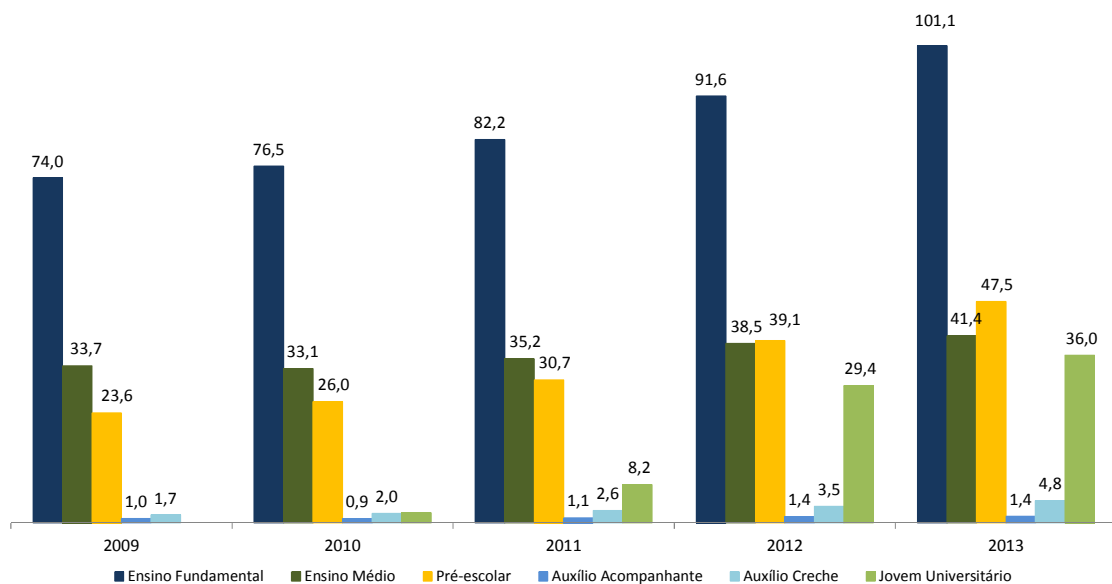
Em 2013, a Assistência Multidisciplinar de Saúde (AMS) atendeu 278 mil beneficiários, em cerca de 21 mil pontos de atendimento. Nossas despesas com consultas, exames e internações somaram R\$ 1,065 milhão.

AMS - Beneficiários x Custo Líquido (Petrobras)



Também aplicamos R\$ 232 milhões em benefícios educacionais, concedendo auxílio a 35.858 dependentes de 25.656 empregados.

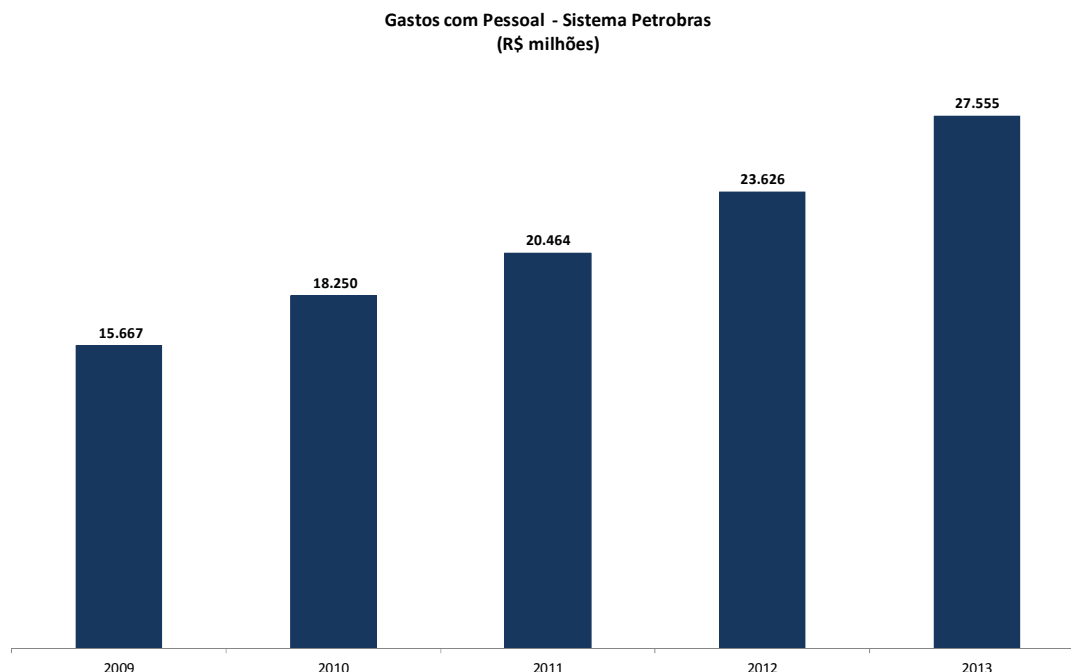
Evolução dos Custos dos Benefícios Educacionais por Modalidade (R\$ milhões)



Gastos com pessoal

Compostos por salários, participações nos lucros ou resultados, benefícios, plano de aposentadoria e pensão, plano de saúde e Fundo de Garantia sobre Tempo de Serviço (FGTS). Os

gastos com pessoal na controladora somaram R\$ 22,1 bilhões, 18,7% a mais que no ano anterior. O reajuste salarial, com ganho real para os empregados de até 2,33%, a expansão do efetivo e o crescimento vegetativo da folha de pagamento, em virtude de anuênios e progressões de carreiras, foram as principais causas desse aumento de custos. No Sistema Petrobras, o total foi de R\$ 27,6 bilhões.



Desenvolvimento de Recursos Humanos

Investimos R\$ 225 milhões no desenvolvimento dos profissionais, resultando na média de 84,5 horas de treinamento por empregado. Registramos 240 mil participações em cursos de educação continuada no País e no exterior, incluindo a formação de novos empregados.

Programa de Movimentação Interna de Empregados - Mobiliza

Implementado em 2013, o Mobiliza tem por objetivo a movimentação interna, compatibilizando necessidades organizacionais e interesses dos empregados, propiciando agilidade e flexibilidade no atendimento das demandas de pessoal.

Governança Corporativa

Nossas práticas de governança corporativa e nossos instrumentos de gestão são constantemente aperfeiçoados. Somos uma companhia de capital aberto e, portanto, seguimos as regras da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e da BM&FBovespa. No exterior, cumprimos as normas da Securities and Exchange Commission (SEC) e da Nyse, nos Estados Unidos; do Latibex da Bolsa y Mercados Españoles, na Espanha; e da Comisión Nacional de Valores (CNV) e da Bolsa de Comércio de Buenos Aires, na Argentina.

Em 2013, o Conselho de Administração aprovou modificação na estrutura de governança corporativa, no que tange à atuação do Comitê de Negócios. O Regimento Interno do Comitê também foi revisado para contemplar as alterações pertinentes.

O antigo Comitê de Meio Ambiente, vinculado ao Conselho de Administração, teve seu escopo de atuação ampliado, incorporando temas de segurança e de saúde. Seu regimento interno passou por adequação e houve mudança na sua nomenclatura para Comitê de Segurança, Meio Ambiente e Saúde.

Assim, nossa estrutura de Governança Corporativa passou a ser formada por: Conselho de Administração e seus três Comitês (Auditoria; Remuneração e Sucessão; e Segurança, Meio Ambiente e Saúde), Diretoria Executiva, Conselho Fiscal, Auditoria Interna, Ouvidoria Geral e Comitê de Negócios.

O Conselho de Administração aprovou a atualização das Diretrizes de Governança Corporativa, de forma a contemplar decisões tomadas pela Assembleia Geral e pelo próprio Conselho, que refletiram no conteúdo do documento.

A Diretoria Executiva aprovou a atualização do Código de Conduta Concorrencial para adequá-lo à nova Lei de Defesa da Concorrência (Lei 12.529/2011).

O programa de capacitação para administradores das sociedades do Sistema Petrobras prosseguiu ao longo de 2013, com o objetivo de disseminar boas práticas de governança corporativa e societária, legislações, regras e orientações aplicáveis a suas atividades.

Controles internos

As Certificações de Controles Internos do exercício de 2012 da Petrobras e da Petrobras Argentina foram concluídas em atendimento à Seção 404 da Lei Sarbanes-Oxley (SOX) e à Instrução CVM 480/09. Os relatórios financeiros consolidados foram certificados, sem ressalvas, pelos auditores independentes, como nos anos anteriores.

Essas certificações são planejadas e colocadas em operação pela nossa área corporativa de Controles Internos, que reúne os principais processos da controladora, das subsidiárias e das controladas, que se enquadram na categoria de relevantes, de acordo com os quesitos da SOX/CVM e suas regulamentações. A supervisão dos trabalhos fica sob a responsabilidade da Comissão de Controles Internos e Conformidade. O acompanhamento é feito pelo Comitê de Integração Financeiro e pelo Comitê de Auditoria do Conselho de Administração.

O processo de certificação anual está estruturado em três etapas: verificação da conformidade dos desenhos de processo e da autoavaliação dos controles (nível de entidade, processos e tecnologia da informação) pelos gestores e testes independentes pelas auditorias internas.

Informações sobre a prestação de outros serviços que não sejam de auditoria externa pelo auditor independente – Instrução CVM 381/2003

Nossos instrumentos de gestão empresarial são pautados em nossos Código de Ética e Código de Boas Práticas e nas Diretrizes de Governança Corporativa.

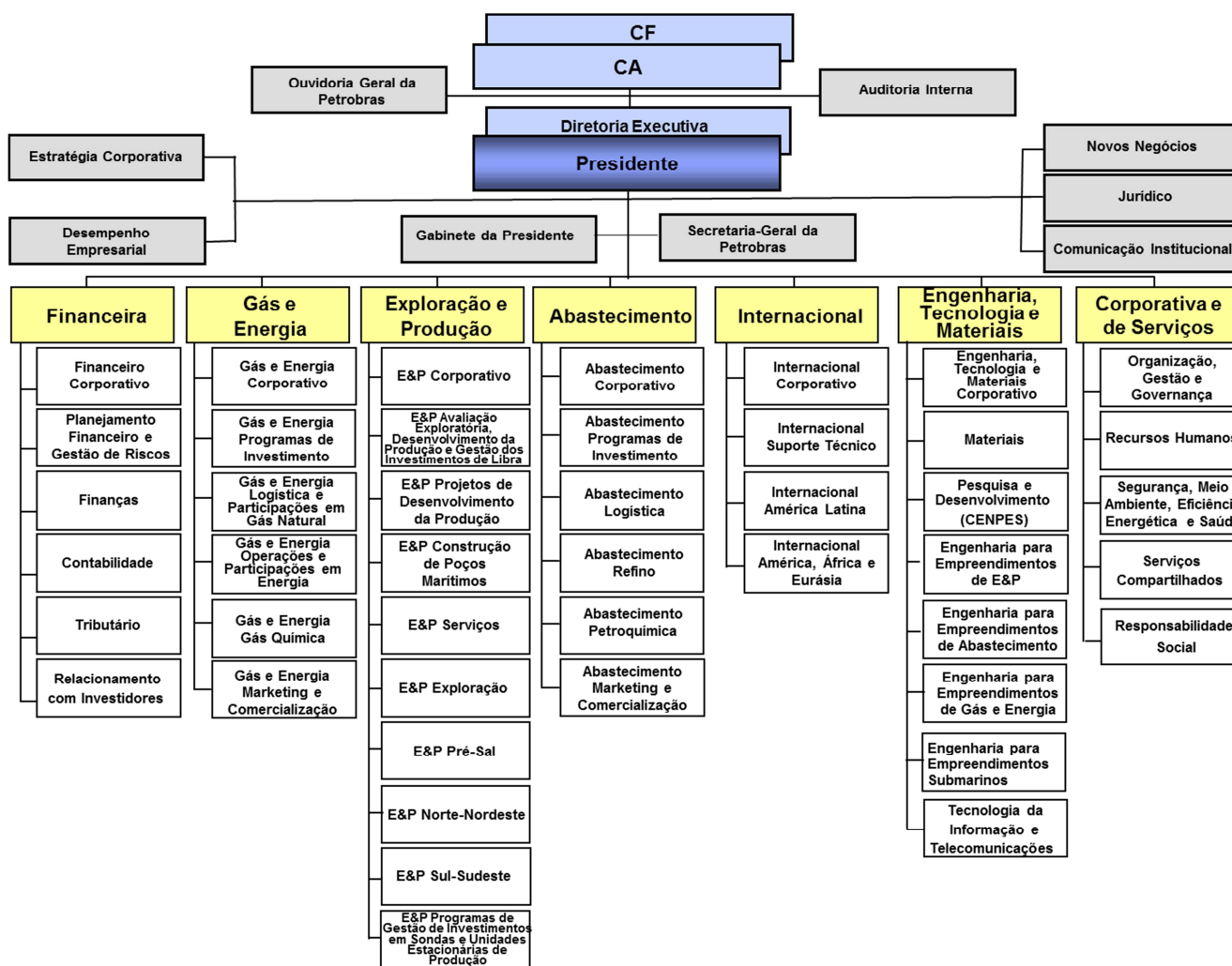
O artigo 29 do nosso Estatuto Social determina que os auditores independentes não poderão nos prestar serviços de consultoria durante a vigência do contrato de auditoria.

Contratamos a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes para a prestação de serviços técnicos especializados em auditoria contábil para os exercícios sociais de 2012, 2013 e 2014.

Durante o exercício de 2013, a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes nos prestou os seguintes serviços, incluindo nossas subsidiárias e controladas:

	<u>R\$ mil</u>
Auditoria contábil	16.827
Auditoria SOX	1.115
Serviços adicionais relacionados à auditoria	173
Auditoria Tributária	<u>545</u>
Total dos serviços	<u><u>18.660</u></u>

Organização Geral



Glossário

Arla 32: solução de ureia utilizada em veículos movidos a diesel para reduzir a emissão de poluentes.

BioQAV: querosene de aviação produzido a partir de matérias-primas renováveis e que permite mistura com o querosene derivado de petróleo (atualmente, autorizada em até 50%) sem exigir mudanças operacionais e de projeto das turbinas.

Boe/d: barris de óleo equivalente por dia.

Brent: óleo usado como uma das principais referências do mercado internacional de petróleo. Os contratos de Brent Datado ou seus derivativos no mercado financeiro referenciam vários contratos de compra e venda de petróleo no mundo.

C5+: gasolina natural, uma mistura obtida no processamento de gás natural.

Condensado: mistura de hidrocarbonetos em estado gasoso no reservatório que torna-se líquida na superfície, em condições atmosféricas normais.

Comissionamento: processo que antecede o início das atividades de uma unidade operacional para assegurar que os sistemas e componentes estejam instalados, testados, operados e mantidos de acordo com as necessidades e requisitos operacionais do proprietário.

Curva S: representações gráficas dos avanços físico e financeiro dos projetos de investimento indicando sua evolução no tempo. A curva S permite a comparação do planejamento com a execução do projeto ao longo de sua realização, possibilitando a correção dos desvios.

Degomado de soja: tipo de óleo de soja.

Destilados médios: produtos feitos a partir do petróleo como óleo diesel, querosene, naftas e querosene de aviação.

Diesel S-10: combustível com 10 ppm (partes por milhão), tipo Euro V (de elevada qualidade e baixíssimo teor de enxofre) e que segue especificações internacionais.

Etanol de segunda geração (2G): etanol de resíduos agrícolas, obtido por meio da fermentação dos açúcares contidos na estrutura celulósica do bagaço de cana-de-açúcar. O produto final é quimicamente idêntico ao etanol de 1ª geração (de milho) ou avançado (de cana). O diferencial desta tecnologia é aumentar a produção de etanol no mesmo hectare de terra, com grande redução de emissão de CO₂ em comparação aos biocombustíveis de primeira geração.

Fechamento de ciclo: conversão de uma usina termelétrica de ciclo simples para ciclo combinado, que além de gás natural, utiliza vapor para acionar as turbinas.

FPSO: navio com capacidade para produzir, armazenar e escoar petróleo e/ou gás natural para navios aliviadores.

Gasolina A: combustível produzido em refinarias e composto 100% por petróleo.

Gasolina C: gasolina com adição de etanol anidro, destinada ao consumidor final.

Gás flaring: volume de gás natural queimado nos flares (queimadores de segurança) das unidades de processo da Petrobras.

Green Diesel: diesel produzido a partir de matérias-primas renováveis e que pode ser misturado em qualquer proporção com o derivado de petróleo sem exigir mudança nos motores. O processo de produção de *green diesel* da Petrobras Biocombustível em parceria com a Galp gera um combustível limpo e similar em termos energéticos ao diesel derivado de petróleo.

Índice de reposição de reservas: mede a reposição da produção por adições de reservas, extensões, revisões de estimativas ou aprimoramento de recuperação.

Índice de reserva/produção: mede a longevidade das reservas provadas atuais considerando constante o nível de produção.

Master Sales Agreement: contrato não vinculante que contém os termos e condições gerais para a compra e venda de gás natural liquefeito.

Óleo-lucro: volume de óleo produzido deduzido aquele necessário para pagar os custos e impostos.

Plano de Avaliação de Descoberta (PAD): documento contendo o conjunto de operações a serem realizadas numa área onde ocorreu uma descoberta para avaliar a sua viabilidade econômica. Um PAD deve ser submetido pelo concessionário para aprovação da Agência Reguladora da Indústria de Petróleo e Gás.

Ponto de entrega: ponto de transferência de custódia de um produto entre empresas.

Reexportação: operação na qual uma carga de gás natural liquefeito é importada e posteriormente exportada do país.

TAD ou *Tender Assisted Drilling*: plataforma de apoio à perfuração de poços.

Tight Oil: petróleo produzido a partir do folhelho ou qualquer outra rocha com permeabilidade muito baixa, utilizando técnicas similares à da produção de gás de xisto, como a perfuração horizontal ou o fraturamento hidráulico. A produção de *tight oil* é considerada um tipo não convencional de produção de petróleo.

TLWP ou *Tension-Leg Wellhead Platform*: plataforma ancorada verticalmente, o que proporciona maior estabilidade.

WTI: a sigla WTI significa West Texas Intermediate e é usada para designar a corrente que reúne a produção convencional terrestre de petróleos leves e de baixo teor de enxofre da região do PADD3, nos Estados Unidos. O WTI é uma das principais referências para contratos de compra e venda de petróleo na Bacia do Atlântico e é tratado como uma referência global para o mercado de petróleo.

ANÁLISE FINANCEIRA

A Petrobras apresenta a análise financeira sobre suas demonstrações consolidadas em milhões de reais, exceto quando indicado em contrário.

Resumo Econômico-Financeiro Consolidado

	2013	2012	2013 x 2012 (%)
Receita de vendas	304.890	281.379	8
Lucro bruto	71.164	70.907	-
Lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos	34.364	32.397	6
Resultado financeiro líquido	(6.202)	(3.723)	(67)
EBITDA ajustado – R\$ milhões ¹	62.967	53.439	18
Lucro líquido consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras	23.570	21.182	11
Lucro líquido por ação ²	1,81	1,62	12
Valor de mercado (Controladora)	214.688	254.852	(16)
Margem bruta (%)	23	25	(2)
Margem operacional (%) ³	11	12	(1)
Margem líquida (%)	8	8	-
Margem do EBITDA ajustado (%) ⁴	21	19	2
Ativo Total	752.967	669.032	13
Investimentos, Imobilizado e Intangível	585.616	512.400	14
Endividamento Líquido ⁵	221.563	147.817	50
Patrimônio Líquido	349.334	330.775	6
Relação Capital Próprio / Capital de Terceiros líquido ⁶	49/51	53/47	-

Principais cotações e preços médios

	2013	2012	2013 x 2012 (%)
Cotações			
Petróleo Brent (US\$/bbl)	108,66	111,58	(3)
Dólar médio de venda (R\$)	2,16	1,96	10
Dólar final de venda (R\$)	2,34	2,04	15
Selic- taxa média (%)	8,19	8,54	-
Indicadores de preços médios			
Preço derivados básicos merc. interno (R\$/bbl)	209,17	186,55	12
Preço de venda - Brasil			
. Petróleo (US\$/bbl) ⁷	98,19	104,60	(6)
. Gás natural (US\$/bbl)	47,43	48,45	(2)
Preço de venda - Internacional			
. Petróleo (US\$/bbl)	89,86	94,37	(5)
. Gás natural (US\$/bbl)	21,08	17,99	17

¹ A Companhia divulga seu EBITDA ajustado (conforme Instrução CVM nº 527 de 4 de outubro de 2012), e o representa através do lucro antes dos juros, imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização, e exclui também a participação em investimentos e a perda na recuperação de ativos, para proporcionar melhores informações sobre sua capacidade de pagamento de dívidas, manutenção de seus investimentos e da capacidade de cobrir sua necessidade de capital de giro. O EBITDA ajustado não é uma medida definida pelas práticas contábeis internacionais (IFRS) e não pode ser comparável com o mesmo indicador divulgado por outras empresas.

² Lucro líquido por ação calculado com base na média ponderada da quantidade de ações.

³ Para o cálculo foi considerado o lucro antes do resultado financeiro, das participações e impostos.

⁴ A Margem do EBITDA ajustado é igual ao EBITDA ajustado dividido pela receita de vendas.

⁵ O endividamento líquido não foi calculado segundo as normas internacionais de contabilidade – IFRS e não deve ser considerado isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com IFRS. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o endividamento líquido de outras empresas. A administração acredita que a dívida líquida é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar nossa liquidez e auxilia na gestão pela busca de melhorias na alavancagem.

⁶ Capital de terceiros líquido de caixa e aplicações financeiras.

⁷ Média das exportações e dos preços internos de transferência do E&P para o Abastecimento.

Volume de Vendas – mil/barris dia - Consolidado

	2013	2012	2013 x 2012 (%)
Diesel	984	937	5
Gasolina	590	570	4
Óleo combustível	98	84	17
Nafta	171	165	4
GLP	231	224	3
QAV	106	106	-
Outros	203	199	2
Total de derivados	2.383	2.285	4
Alcoóis, nitrogenados renováveis e outros	91	83	10
Gás natural	409	357	15
Total mercado interno	2.883	2.725	6
Exportação	395	554	(29)
Vendas internacionais	514	506	2
Total mercado externo	909	1.060	(14)
Total geral	3.792	3.785	-

O volume de vendas no mercado interno foi 6% superior a 2012, destacando-se os seguintes produtos:

- Diesel (aumento de 5%) – crescimento da atividade de varejo, maior consumo em termelétricas, aumento da safra de grãos e crescimento da frota de veículos leves a diesel;
- Gasolina (aumento de 4%) – crescimento da frota de veículos *flex* associado à vantagem do preço da gasolina em relação ao etanol em diversos estados e diminuição da colocação de gasolina por outros *players*. Estes fatores foram parcialmente compensados pelo aumento do teor de etanol anidro na gasolina C, de 20% para 25%;
- Óleo Combustível (aumento de 17%) – aumento da utilização em termelétricas para geração de energia elétrica e aumento do consumo em algumas empresas para disponibilizar gás natural às termelétricas;
- Gás natural (aumento de 15%) – maior demanda termelétrica, em função do menor nível dos reservatórios das hidrelétricas.

Resultados Consolidados

A Companhia apresentou um lucro líquido consolidado de R\$ 23.570 milhões no exercício social findo em 31 de dezembro de 2013, 11% superior ao exercício de 2012 (R\$ 21.182 milhões), refletindo principalmente os seguintes fatores:

Lucro Bruto

Estabilidade em relação ao exercício de 2012, com destaque para:

- Receita de vendas de R\$ 304.890 milhões, 8% superior ao exercício de 2012, em função de:

- Maiores preços nas vendas de derivados no mercado interno devido aos reajustes de gasolina e diesel, aos maiores preços de energia e aos impactos cambiais (10%) sobre os preços dos derivados atrelados ao mercado internacional;
 - Aumento da demanda de derivados no mercado interno (4%), principalmente de diesel (5%), gasolina (4%) e óleo combustível (17%), compensado pelo menor volume de petróleo exportado (43%), em função da menor produção e maior carga processada.
- Custo dos produtos vendidos de R\$ 233.726 milhões, 11% superior ao exercício de 2012, retratando:
 - Aumento de 4% no volume de vendas de derivados no mercado interno, suportado pelo aumento do refino nacional;
 - Maiores volumes de importações de gás natural, para atendimento à demanda térmica, e de petróleo, devido ao maior processamento nas refinarias, combinado com o impacto da depreciação cambial de 10% sobre seus custos;
 - Maiores gastos com produção de óleo, decorrentes do maior número de intervenções em poços e da entrada em operação de novas instalações, as quais ainda não produziram a totalidade de sua capacidade.

Lucro Operacional

Lucro operacional de R\$ 34.364 milhões, 6% superior em relação a 2012, refletindo as menores baixas de poços secos e subcomerciais e os ganhos na venda de ativos no âmbito do PRODESIN⁸, compensados parcialmente pelos maiores gastos com pessoal decorrentes do reajuste salarial do Acordo Coletivo de Trabalho 2013 e 2012 e com fretes em função do maior volume de vendas no mercado interno.

Resultado Financeiro Líquido

Despesa financeira líquida de R\$ 6.202 milhões, superior em R\$ 2.479 milhões em relação a 2012, decorrente:

- Redução nas receitas financeiras, que em 2012 contemplaram o ganho na venda das NTN- B e rendimentos reconhecidos sobre depósitos judiciais (R\$ 2.635 milhões);
- Aumento das despesas financeiras devido ao maior endividamento, bem como adesão ao REFIS⁹
- Menores perdas monetárias e cambiais (R\$ 2.696 milhões), decorrente da redução da exposição cambial pela extensão da contabilidade de hedge para proteção de exportações futuras de petróleo e derivados, reduzindo em R\$ 12.691 milhões os impactos cambiais no resultado financeiro, conforme movimentação abaixo:

	2013	2012	2013 x 2012 (%)
Varição Monetária e Cambial Total	(17.009)	(7.014)	-
Varição Cambial Diferida registrada no Patrimônio Líquido	13.384	-	-
Reclassificação do Patrimônio Líquido para o resultado	(693)	-	-
Varição monetária e cambial, líquidas	(4.318)	(7.014)	(38)

⁸ Em 2013 o Programa de Desinvestimentos (Prodesin) gerou reconhecimento de ganhos líquidos, nos quais se destacam as seguintes vendas: 50% de ativos na África (R\$ 1.906 milhões); blocos BS-4 Atlanta e Oliva, na Bacia de Santos (R\$ 280 milhões); bloco de Coulomb, no Golfo do México (R\$ 277 milhões), participação no projeto offshore Parque das Conchas - BC-10 (R\$ 1.016 milhões). Mais informações sobre PRODESIN estão disponíveis na Nota Explicativa às Demonstrações Contábeis nº 10.

⁹ Em 2103 a Companhia optou pela adesão ao Programa de Recuperação Fiscal (REFIS). A Nota Explicativa às Demonstrações Contábeis nº 31 apresenta informações complementares sobre a adesão ao REFIS, que ocasionou o reconhecimento de despesas financeiras no montante de R\$ 661 milhões.

Resultado por Área de Negócio

A Petrobras é uma companhia que opera de forma integrada, sendo que a maior parte da produção de petróleo e gás é oriunda da área de Exploração e Produção, e transferida para outras áreas da companhia.

Na apuração dos resultados por área de negócio são consideradas as transações realizadas com terceiros e as transferências entre as áreas de negócio, sendo estas valoradas por preços internos de transferência definidos entre as áreas e com metodologias de apuração baseadas em parâmetros de mercado.

	2013	2012	2013 x 2012 (%)
Lucro líquido/(prejuízo) consolidado atribuível aos acionistas da Petrobras			
. E&P	42.213	45.446	(7)
. Abastecimento	(17.764)	(22.931)	23
. Gás & Energia	1.256	1.638	(23)
. Biocombustível	(254)	(218)	(17)
. Distribuição	1.843	1.793	3
. Internacional	3.648	1.305	180

Exploração e Produção

A redução do lucro líquido decorreu do menor volume de produção de petróleo e LGN (2%), em função do declínio natural dos campos, ligeiramente compensado pela entrada de novos sistemas, além do aumento dos custos com depreciação de equipamentos, afretamento de plataformas, pessoal e manutenção e intervenção de poços. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelos maiores preços de venda/transferência do petróleo nacional, pelas menores baixas de poços secos ou subcomerciais e pela venda da participação total no bloco BC-10.

O *spread* entre o preço médio do petróleo nacional vendido/transferido e a cotação média do Brent aumentou de US\$ 6,98/bbl em 2012 para US\$ 10,47/bbl em 2013.

Abastecimento

A melhora do resultado refletiu os reajustes nos preços do diesel e da gasolina ocorridos desde junho de 2012 e o maior processamento nas refinarias, ocasionando a redução do volume de derivados importados no *mix* de vendas, compensados parcialmente pelos maiores custos com aquisição/transferência de petróleo.

Gás e Energia

A redução do lucro líquido decorreu dos maiores custos com importação de gás natural liquefeito e de gás natural para atender a demanda do setor termelétrico, parcialmente compensados pelo maior volume de geração e preço médio de realização de energia elétrica, em razão do menor nível dos reservatórios e conseqüente elevação do preço de liquidação das diferenças (PLD).

Biocombustível

O menor preço médio de realização nas operações de biodiesel (11%) determinou a apuração de maior prejuízo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução das perdas com participações em investidas do setor de etanol, decorrente do maior volume comercializado de etanol, energia e açúcar e do aumento do preço médio de realização de etanol e energia.

Distribuição

O aumento no lucro líquido decorreu do acréscimo nas margens médias de comercialização (7%) e no volume de vendas (4%). Esses efeitos foram parcialmente compensados pelas maiores despesas de vendas e administrativas.

Internacional

O aumento do lucro líquido refletiu os ganhos nas vendas de ativos no âmbito do Programa de Desinvestimentos (PRODESIN), principalmente na África e nos EUA, associado ao reconhecimento de créditos fiscais na Holanda. Além disso, houve menores gastos exploratórios e baixas de poços. Estes efeitos foram atenuados pela menor produção de petróleo e LGN.

Liquidez e Recursos de Capital

Fluxos de caixa – Consolidado

	2013	2012
Disponibilidades ajustadas no início do período ¹⁰	48.497	52.532
Títulos públicos federais no início do período	(20.869)	(16.785)
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	27.628	35.747
Recursos gerados pelas atividades operacionais	56.210	54.145
Recursos utilizados em atividades de investimento	(76.674)	(74.939)
Investimentos em área de negócios	(98.038)	(79.832)
Recebimentos pela venda de ativos (desinvestimentos)	8.383	569
Investimentos em títulos e valores mobiliários	12.981	4.324
(=) Fluxo de caixa líquido	(20.464)	(20.794)
Financiamentos líquidos	33.176	17.316
Captações	83.669	48.931
Amortizações	(50.493)	(31.615)
Dividendos pagos a acionistas	(5.776)	(6.187)
Participação de acionistas não controladores	(137)	520
Efeito de variação cambial sobre caixa e equivalentes de caixa	2.745	1.026
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	37.172	27.628
Títulos públicos federais no fim do período	9.085	20.869
Disponibilidades ajustadas no fim do período ¹⁰	46.257	48.497

A geração operacional de caixa, no montante de R\$ 56.210 milhões, apresentou um acréscimo de 4%, motivada pelo efeito positivo dos reajustes no preço de diesel e gasolina ao longo de 2013 e do crescimento de 6% na produção de derivados, permitindo um recuo no volume de importações de derivados. Tais efeitos foram parcialmente compensados pelo impacto da desvalorização do real sobre os custos de importações, além do menor volume de exportações de petróleo.

¹⁰ As disponibilidades ajustadas incluem títulos federais com vencimentos superiores a 90 dias e não foram calculadas segundo as normas internacionais de contabilidade e não devem ser consideradas isoladamente ou em substituição ao caixa e equivalentes de caixa, apurados em IFRS. As disponibilidades ajustadas não devem ser base de comparação com aquelas de outras empresas, contudo a administração acredita que são uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar a liquidez e auxilia a gestão da alavancagem.

O volume de captações realizadas em 2013, líquidas de amortizações, foi de R\$ 33.176 milhões, representando um incremento de R\$ 15.860 milhões em relação a 2012. Destaque para a emissão em dólares de aproximadamente US\$ 11 bilhões de bonds em maio de 2013 no mercado de capitais, além de captações junto a instituições financeiras no Brasil e no exterior.

A Companhia obteve R\$ 8.383 milhões ao longo de 2013 como resultado da venda de ativos. Tais recursos são referentes a vendas realizadas no escopo do Programa de Desinvestimentos (PRODESIN), com destaque para as vendas de 50% da participação em ativos na África (através da formação de uma joint venture e venda parcial dos ativos) e da participação detida no bloco BC-10, no Brasil.

Os principais usos do caixa foram relacionados a investimentos nos negócios da Companhia, totalizando R\$ 98.038 milhões, comparativamente a R\$ 79.832 milhões em 2012. Destaque para o incremento nos investimentos em E&P, de R\$ 16.547 milhões, incluindo R\$ 6 bilhões relacionados à aquisição dos direitos sobre o bloco de Libra no Pré-Sal.

Os dividendos pagos a acionistas, em 2013, totalizaram R\$ 5.776 milhões.

Em 31 de dezembro de 2013, caixa e equivalentes de caixa atingiram R\$ 37.172 milhões (R\$ 27.628 milhões em 31 de dezembro de 2012). Contudo, considerando o recuo no saldo aplicado em títulos federais com vencimentos superiores a 90 dias, as disponibilidades ajustadas reduziram 5% em 2013 (R\$ 46.257 milhões) em relação a 2012 (R\$ 48.497 milhões).

Endividamento

O endividamento consolidado, referente a empréstimos e financiamentos no país e no exterior, atingiu R\$ 267.820 milhões, conforme demonstrado a seguir:

	31.12.2013	31.12.2012	Δ%
Endividamento curto prazo ¹¹	18.782	15.320	23
Endividamento longo prazo ¹²	249.038	180.994	38
Total	267.820	196.314	36
Disponibilidades	37.172	27.628	35
Títulos públicos federais (vencimento superior a 90 dias)	9.085	20.869	(56)
Disponibilidades ajustadas	46.257	48.497	(5)
Endividamento líquido ¹³	221.563	147.817	50
Endividamento líquido/(endividamento líquido+patrimônio líquido)	39%	31%	8
Passivo total líquido ¹⁴	706.710	620.535	14
Estrutura de capital (capital de terceiros líquido / passivo total líquido)	51%	47%	4
Índice de Dívida Líquida/EBITDA ajustado	3,52	2,77	27

	U.S.\$ milhões		
	31.12.2013	31.12.2012	Δ%
Endividamento curto prazo	8.017	7.497	7
Endividamento longo prazo	106.308	88.570	20
Total	114.325	96.067	19
Endividamento líquido	94.579	72.335	31

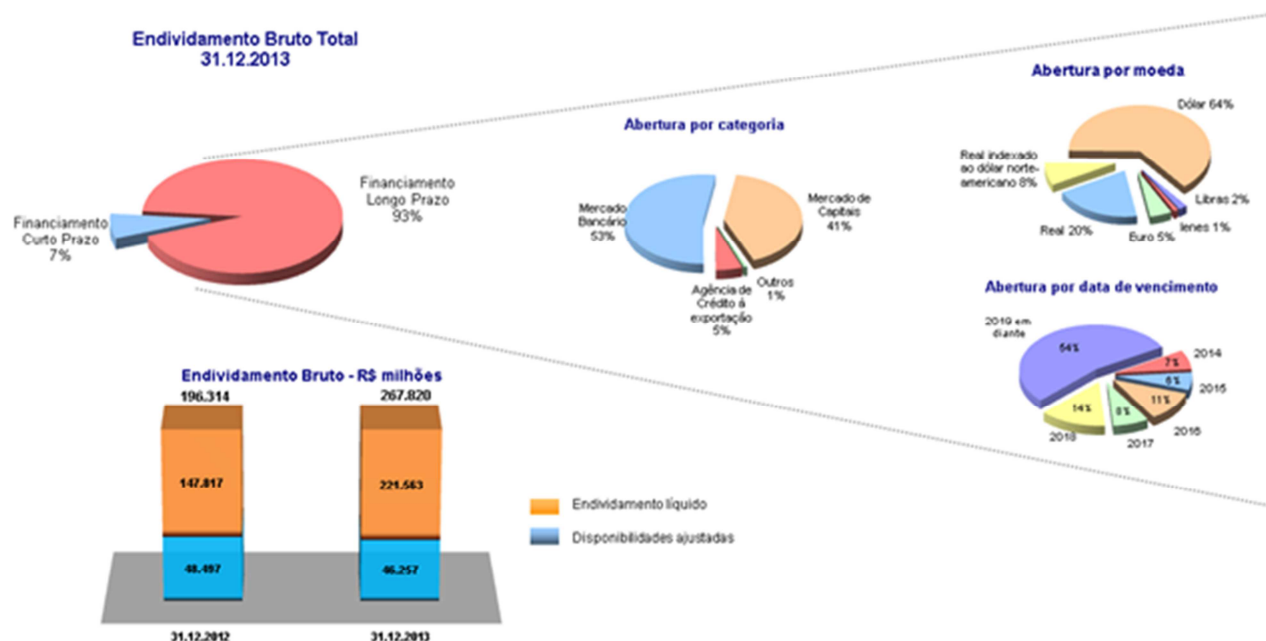
¹¹ Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 38 milhões em 31.12.2013 e R\$ 37 milhões em 31.12.2012).

¹² Inclui Arrendamentos Mercantis Financeiros (R\$ 171 milhões em 31.12.2013 e R\$ 176 milhões em 31.12.2012).

¹³ O endividamento líquido não foi calculado segundo as normas internacionais de contabilidade - IFRS e não deve ser considerado isoladamente ou em substituição ao endividamento total de longo prazo, calculado de acordo com IFRS. O cálculo do endividamento líquido não deve ser base de comparação com o endividamento líquido de outras empresas. A administração acredita que a dívida líquida é uma informação suplementar que ajuda os investidores a avaliar nossa liquidez e auxilia na gestão pela busca de melhorias na alavancagem.

¹⁴ Passivo total líquido das disponibilidades ajustadas.

O endividamento líquido do Sistema Petrobras em Reais aumentou 50% em relação a 31.12.2012, em decorrência de captações de longo prazo e do impacto da depreciação cambial de 14,6%.



Obrigações contratuais

A tabela a seguir resume nossas obrigações contratuais e os compromissos pendentes consolidados em 31.12.2013:

Obrigações contratuais

Itens do balanço patrimonial:¹⁵

Obrigações de dívida

Com transferência de benefícios, riscos e controles de bens

Total dos itens do balanço patrimonial

Outros compromissos contratuais

Gás natural ship or pay

Serviços contratados

Compromisso de compra de GN

Sem transferência de benefícios, riscos e controles de bens

Compromissos de compra

Total de outros compromissos

Total

Pagamentos com vencimento por Período

Total	2014	2015-2018	2019 em diante
274.915	26.048	104.676	144.191
209	12	44	152
275.124	26.060	104.720	144.343
7.460	1.267	4.939	1.254
132.140	58.888	61.051	12.201
28.243	5.292	18.889	4.062
122.027	34.396	56.664	30.967
46.334	17.645	26.370	2.319
336.204	117.488	167.913	50.803
611.328	143.548	272.633	195.146

¹⁵ Não inclui obrigações com benefícios pós-emprego. Consulte nota explicativa nº 22 das Demonstrações Contábeis.

Ativos e Passivos sujeitos à Variação Cambial

A Companhia possui ativos e passivos sujeitos a variações de moedas estrangeiras, cuja principal exposição é o Real em relação ao Dólar norte-americano. A partir de meados de maio de 2013 a companhia estendeu a contabilidade de hedge para proteção de exportações futuras.

Essa prática, regulada no Brasil pelo pronunciamento contábil CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração permite que empresas reduzam impactos provocados por variações cambiais em seus resultados periódicos, desde que gerem fluxos de caixa futuros em moeda de outro país que se equivalham e tenham sentidos opostos. No caso da Petrobras, esse mecanismo contemplou, inicialmente, cerca de 70% do total das dívidas líquidas expostas à variação cambial, protegendo parte das exportações, por um período de sete anos.

Com a extensão da Contabilidade de Hedge, os ganhos ou perdas oriundos das dívidas em dólares norte-americanos, provocados por variações cambiais, somente afetam o resultado da Companhia na medida em que as exportações são realizadas. Até que essas exportações sejam realizadas, as referidas variações serão acumuladas em conta do patrimônio líquido.

Os saldos de ativos e passivos em moeda estrangeira de subsidiárias e controladas no exterior não são inseridos na exposição abaixo, quando realizados em moedas equivalentes às suas respectivas moedas funcionais. Em 31 de dezembro de 2013, a exposição líquida da Companhia é passiva. Portanto, uma apreciação do Real frente as demais moedas gera receita de variação cambial, enquanto que uma depreciação do Real representa uma despesa de variação cambial.

	31.12.2013	31.12.2012
Ativo	16.853	17.394
Passivo	(150.581)	(117.203)
Derivativos	741	(1.371)
Hedge Accounting	95.443	-
Total	(37.544)	(101.180)

Impostos e Participações Governamentais

Impostos e Contribuições Consolidados

A contribuição econômica da Petrobras, medida por meio da geração de impostos, taxas e contribuições sociais correntes, totalizou R\$ 74.722 milhões.

	2013	2012	2013 x 2012 (%)
Contribuição Econômica - País			
ICMS	43.383	39.412	10
CIDE	-	2.023	(100)
PIS/COFINS	15.851	15.951	(1)
Imposto de Renda e C.S.s/lucro	4.580	4.850	(6)
Outros	4.773	3.934	21
Subtotal País	68.587	66.170	4
Contribuição Econômica - Exterior	6.135	6.873	(11)
Total	74.722	73.043	2

Participações Governamentais

	2013	2012	2013 x 2012 (%)
País			
Royalties	15.057	14.459	4
Participação Especial	15.161	15.783	(4)
Retenção de área	170	156	9
Subtotal País	30.388	30.398	-
Exterior	913	903	1
Total	31.301	31.301	-

A estabilidade nas participações governamentais em Reais, no país, deve-se, principalmente a menor produção nos grandes campos pagadores de participação especial, que compensou o aumento de 8% no preço médio de referência do petróleo nacional, sendo R\$/bbl 208,40 (US\$/bbl 96,59) em 2013, contra R\$/bbl 192,73 (US\$/bbl 98,63) em 2012.

Reconciliação do Ebitda - Consolidado

	2013	2012	2013 X 2012(%)
Lucro Líquido	23.007	20.959	10
Resultado Financeiro Líquido	6.202	3.723	67
Imposto de renda e contribuição social	5.148	6.794	(24)
Depreciação, depleção e amortização	28.467	21.766	31
EBITDA	62.824	53.242	18
Resultado de participações em investimentos	(1.095)	(84)	(1.204)
Perda no valor de Recuperação de Ativos - Impairment	1.238	281	341
EBITDA ajustado	62.967	53.439	18

Conselho de Administração

Guido Mantega - Presidente
Maria das Graças Silva Foster
Miriam Aparecida Belchior
Francisco Roberto de Albuquerque
Mauro Gentile Rodrigues da Cunha
Jorge Gerdau Johannpeter
Márcio Pereira Zimmermann
Luciano Galvão Coutinho
Sergio Franklin Quintella
José Maria Ferreira Rangel

Diretoria Executiva

Maria das Graças Silva Foster
Presidente

Almir Guilherme Barbassa
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Miranda Formigli Filho
Diretor de Exploração e Produção

José Carlos Cosenza
Diretor de Abastecimento

José Alcides Santoro Martins
Diretor de Gás e Energia

José Eduardo de Barros Dutra
Diretor Corporativo e de Serviços

José Antonio de Figueiredo
Diretor de Engenharia, Tecnologia e Materiais

Conselho Fiscal

Titulares

Paulo José dos Reis Souza
César Acosta Rech
Marisete Fátima Dadald Pereira
Reginaldo Ferreira Alexandre
Walter Luis Bernardes Albertoni



Ministério de
Minas e Energia

