

**AVULSO
NÃO
PUBLICADO**



CÂMARA DOS DEPUTADOS

PROPOSTA DE FISCALIZAÇÃO E CONTROLE N.º 120-A, DE 2013

(Do Sr. Fernando Jordão)

Propõe que a Câmara dos Deputados, através da Comissão de Minas e Energia, exerça fiscalização sobre a empresa Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, concernente às operações de compra e venda de ativos; tendo parecer da Comissão de Minas e Energia, pelo encaminhamento deste Relatório Final ao Ministério Público Federal, aos Ministérios de Minas e Energia; da Fazenda e do Planejamento, Orçamento e Gestão, ao Tribunal de Contas da União, para as providências que especifica, e pelo arquivamento (relator: DEP. SIMÃO SESSIM).

DESPACHO:

NUMERE-SE. PUBLIQUE-SE. ENCAMINHE-SE, EM DEVOLUÇÃO, À COMISSÃO DE MINAS E ENERGIA

APRECIÇÃO:

Proposição Sujeita à Apreciação Interna nas Comissões

S U M Á R I O

I - Proposta inicial

II - Na Comissão de Minas e Energia:

- Relatório prévio
- Relatório final
- Parecer da Comissão

Senhor Presidente,

Com base no artigo 100, § 1º, combinado com os arts. 60, inciso II, e 61, do Regimento Interno, proponho a V. Exª que, ouvido o Plenário desta Comissão, se digne adotar as medidas necessárias para realizar ato de fiscalização e controle sobre as atividades da empresa Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, dos últimos 15 (quinze) anos no âmbito de compra e venda de empresas no Brasil e no exterior de todos os segmentos, à movimentação financeira, as receitas obtidas e valores despendidos nas compras como também, apurando lucro ou prejuízo nessas operações, os valores investidos durante o período da compra até sua venda parcial ou integral, procedimentos administrativos além de eventuais irregularidades e ilegalidades nas transações financeiras de remessa de valores, e identificando os responsáveis por essas operações.

JUSTIFICAÇÃO

Por se tratar de tema por demais complexo, que possui relevante interesse público, sentiu-se a necessidade de se ampliar e aprofundar o entendimento da atuação da empresa Petrobras nos campos da compra e venda de empresas de todos os segmentos por ela efetuada no período dos últimos 15 (quinze) anos.

A partir da investigação que está sendo proposta acerca dos atos realizados pela empresa, há que se indagar de sua credibilidade e transparência.

É direito da sociedade, nesse sentido, tomar conhecimento, no caso fundamental, como é feita a desmobilização dos seus ativos a arrecadação dos impostos, à movimentação financeira, as receitas obtidas, isenções concedidas, além de eventuais irregularidades e ilegalidades na compra e venda de empresas no Brasil e no exterior. Além disso, há que se compreender melhor essa situação. Nesse sentido, a proposta de fiscalização e controle vem atender a uma demanda legítima, na busca do interesse

público. Não podemos esquecer que a Petrobras vem ao longo de sua existência travando uma batalha jurídica com o TCU no que concerne a respeitar a lei das licitações, ou seja, a empresa se recusa a cumprir o que determina a lei. Lembramos as diversas irregularidades apontadas em vários empreendimentos que a empresa faz parte.

Sobretudo, o objetivo dessa proposta, que é combater irregularidades nas atividades das empresas que atuam nesta área, não é simples, pois as empresas sempre buscam implementar a conduta de forma secreta ou simulando comportamentos normais de mercado para que não sejam levantadas suspeitas sobre seus procedimentos. Existem fortes incentivos à colusão, notadamente os substanciais acréscimos de lucros derivados da maquinação de seus números. A única forma de se coibir essas irregularidades é tomando medidas que tornem o risco de punição mais alto do que a probabilidade de vantagens, obtidas com possíveis condutas ilícitas.

Estamos acompanhando já há algum tempo várias reportagens sobre supostas irregularidades na compra e venda de participação em empresas dos diversos segmentos nos últimos 15 (quinze) anos, por parte da Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras. Temos por obrigação preservar este enorme patrimônio que é esta empresa, que já foi orgulho de nosso país. Nos últimos anos, ela vem perdendo credibilidade por sucessivos escândalos das mais diversas origens. Não devemos mais permitir isso. Temos que resgatar a credibilidade desse patrimônio nacional.

Para citar os últimos acontecimentos, depois da desastrosa operação da compra da Refinaria de Pasadena, a Petrobras vai cometer o segundo erro mais grave. Conforme reportagem da revista Época, a empresa está entregando mais um ativo a preço de “banana” e, pior, mais uma vez de maneira escusa e vantajosa para o outro lado.

A revista detalha minuciosamente a operação que afronta todas as leis de mercado, no quesito de rentabilizar o valor para os acionistas.

Transcrevo abaixo na íntegra a reportagem que é um dos motivos do meu pedido de implementação de uma Proposta de Fiscalização e Controle.

“O feirão da Petrobras

Documentos da estatal revelam os bastidores da venda de patrimônio no exterior – como a sociedade secreta na Argentina com um amigo da presidente Cristina Kirchner

Na quarta-feira, dia 27 de março, o executivo Carlos Fabián, do grupo argentino Indalo, esteve no 22º andar da sede da Petrobras, para fechar o negócio de sua vida. É lá que funciona a Gerência de Novos Negócios da unidade que promove o maior feirão da história da estatal – e talvez do país. Sem dinheiro em caixa, a Petrobras resolveu vender grande parte de seu patrimônio no exterior, que inclui de tudo: refinarias, poços de petróleo, equipamentos, participações em empresas, postos de combustível. Com o feirão, chamado no jargão da empresa de “plano de desinvestimentos”, a Petrobras espera arrecadar cerca de US\$ 10 bilhões. De tão estratégica, a Gerência de Novos Negócios reporta-se diretamente à presidente da Petrobras, Maria das Graças Foster. Ela acompanha detidamente cada oferta do feirão. Nenhuma causou tanta polêmica dentro da Petrobras quanto a que o executivo Fabián viria a fechar em sua visita sigilosa ao Rio: a venda de metade do que a estatal tem na Petrobras Argentina a Pesa. ÉPOCA teve acesso, com exclusividade, ao acordo confidencial fechado entre as duas partes, há um mês. Nele, prevê-se que a Indalo pagará US\$ 900 milhões por 50% das ações que a Petrobras detém na Pesa. Apesar do nome, a Petrobras não é a única dona da Pesa: 33% das ações dela são públicas, negociadas nas Bolsas de [Buenos Aires](#) e de [Nova York](#). A Indalo se tornará dona de 33% da Pesa, será sócia da Petrobras no negócio e, segundo o acordo, ainda comprará, por US\$ 238 milhões, todas as refinarias, distribuidoras e unidades de petroquímica operadas pela estatal brasileira – em resumo, tudo o que a Petrobras tem de mais valioso na Argentina.

O negócio provocou rebuliço dentro da Petrobras por três motivos: o valor e o momento da venda, a identidade do novo sócio e, sobretudo, o tortuoso modo como ele entrou na jogada. Não se trata de uma preocupação irrelevante – a Petrobras investiu muito na Argentina nos últimos dez anos. Metade do petróleo produzido pela Petrobras no exterior vem de lá. Em 2002, a estatal brasileira gastou US\$ 1,1 bilhão e assumiu uma dívida estimada em US\$ 2 bilhões, para comprar 58% da Perez Companc, então a maior empresa privada de petróleo da Argentina, que já tinha ações negociadas na Bolsa. Após sucessivos investimentos, a Perez Companc passou a se chamar Pesa, e a Petrobras tornou-se dona de 67% da empresa. Nos anos seguintes, a Petrobras continuou investindo maciçamente na Pesa: ao menos US\$ 2,1 bilhões até 2009. Valeu a pena. A Pesa atua na exploração, no refino, na distribuição de petróleo e gás e também na área petroquímica. Tem refinarias, gasodutos, centenas de postos de combustível. Em maio de 2011, a Argentina anunciou ter descoberto a terceira maior reserva mundial de xisto – fonte de energia em forma de óleo e gás –, estimada em 23 bilhões de barris, equivalentes à metade do petróleo do pré-sal brasileiro. A Pesa tem 17% das áreas na Argentina onde se identificou esse produto. No ano passado, por fim, a Pesa adquiriu uma petroleira argentina, a Entre Lomos, que proporcionou um aumento em sua produção.

Apesar dos investimentos da Petrobras, quando a economia da Argentina entrou em declínio, há cerca de dois anos, as ações da Pesa desvalorizaram. As desastrosas políticas intervencionistas da presidente [Cristina Kirchner](#) contribuíram para a perda de valor da Pesa. De 2011 para cá, as ações da empresa caíram mais de 60%. É por isso que técnicos da Petrobras envolvidos na operação questionam se agora é o melhor momento para fazer negócio – por mais que a Petrobras precise de dinheiro. Seria mais inteligente, dizem os técnicos, esperar que a Pesa recupere valor no mercado. Reservadamente, por medo de sofrer represálias, eles também afirmam que os bens da Petrobras na Argentina – as distribuidoras, refinarias e unidades de petroquímica que constituem a parte física do negócio – valem, ao menos,

US\$ 400 milhões. Um valor bem maior, portanto, que os US\$ 238 milhões acordados com a Indalo. “Se o governo não intervier tanto, a Pesa pode valer muito mais”, diz um dos técnicos. A Petrobras, até dezembro do ano passado, tinha um discurso semelhante. Na última carta aos acionistas, a Pesa diz: “Estamos otimistas em relação ao futuro da Petrobras Argentina. E agora renovamos o compromisso de consolidar uma companhia lucrativa, competitiva e sustentável, comprometida com os interesses do país (*Argentina*)...”. Em outro trecho da carta, informa-se que os resultados do ano passado foram “encorajadores” e permitiram, como nos cinco anos anteriores, a distribuição de dividendos milionários aos acionistas.

Mesmo que os valores do negócio pudessem ser considerados vantajosos para a Petrobras, nada provocou tanto desconforto dentro da estatal como o sócio escolhido. O executivo Fabián trabalha para o bilionário argentino Cristóbal López, dono do grupo Indalo. Ele é conhecido como “czar do jogo”, em virtude de seu vasto domínio no mundo dos cassinos (na Argentina, o jogo é legal). López é amigo e apoiador da presidente da Argentina, Cristina Kirchner.

Como o “czar do jogo” da Argentina virou sócio da Petrobras? No dia 5 de novembro do ano passado, López enviou uma carta, em espanhol, à presidente da Petrobras, Graça Foster. Na carta, a que ÉPOCA teve acesso, López revela ser um homem bem informado. Não se sabe como, mas ele descobrira que a Petrobras estava negociando a venda da Pesa com três de seus concorrentes. O assunto da carta, embora em economês, deixava claras as intenções do empresário López: “Ref. Pesa Proposta de aquisição e integração de ativos”. López, portanto, queria comprar um pedaço da Pesa. Na carta, ele manifestou a “firme intenção de chegar a um entendimento entre Pesa e Oíl Combustibles S.A.”, a empresa de petróleo de López, para que a operação viesse a ser fechada. No documento, López propôs comprar 25% das ações que a Petrobras detinha na Pesa. Queria também a opção de, se a parceria desse certo, comprar mais 23,52% das ações – uma proposta mais modesta do que o acordo que ele conseguiu depois.

A resposta da Petrobras também veio por escrito, semanas depois. No dia 21 de novembro, Ubiratan Clair, executivo de confiança de Graça Foster, que toca o feirão da Petrobras e negociava a venda da Pesa aos concorrentes do “czar do jogo”, escreveu a López: “Nos sentimos honrados pelo interesse manifestado na compra de 25% (da Pesa). No entanto, devemos indicar que as ações da Pesa não fazem parte de nossa carteira de desinvestimentos, razão pela qual não podemos iniciar qualquer negociação relativa às mesmas”. Diante do que aconteceu em seguida, a carta do assessor de Graça Foster causa espanto. Não só ele escondeu que a Pesa estava, sim, à venda – como, semanas depois, fechou acordo com o próprio López. No dia 18 de dezembro, menos de um mês após a inequívoca negativa, o mesmo assessor de Graça Foster firmou um “convênio de confidencialidade” com López para lhe vender a Pesa.

O que houve nesse espaço de um mês? Por que a Petrobras mudou de ideia e resolveu fechar negócio com López? A estatal não explica. Assessores envolvidos na operação dizem apenas que “veio à ordem” de fechar com o amigo de Cristina Kirchner. Procurada por ÉPOCA em três oportunidades, a assessoria da Petrobras limitou-se a responder que “não vai emitir comentários sobre assuntos relacionados com o seu Programa de Desinvestimento”. Graça Foster e o executivo Ubiratan não responderam às ligações. A assessoria de López confirmou apenas que o grupo Indalo fez uma proposta pela Pesa.

López é o que a imprensa argentina chama de “empresário K”, como são conhecidos os empresários que têm proximidade com o governo Kirchner. Ele tem empresas de transporte, construção civil, petróleo, alimentação, concessionárias e meios de comunicação. É famoso por suas redes de cassino e caça-níquel. É sócio em pelo menos 14 cassinos, incluindo o Hipódromo de Palermo, para o qual ganhou de Néstor Kirchner, nos últimos dias como presidente da Argentina, uma extensão da concessão para os caça-níqueis – o prazo foi estendido de 2017 a 2032.

Depois que a Petrobras fechou o acordo de confidencialidade com López, o negócio andou rápido. Ele apresentou uma proposta em 7 de janeiro, aumentou o valor numa segunda proposta, um mês depois – e fechou a compra das ações por US\$ 900 milhões em 22 de fevereiro. Com o acordo, López e a Petrobras discutem agora os detalhes do contrato a ser assinado. Se tudo correr como previsto, resta apenas a aprovação do Conselho de Administração da Petrobras, que se reunirá no final de abril. A Pesa, porém, enfrentará resistências na Argentina se assinar o contrato. O atual governador de Santa Cruz, Daniel Peralta, um desafeto de López, ameaçou tirar dele as concessões das sete reservas de petróleo que López tem na região. Peralta diz que ele não fez os investimentos previstos. Diz, ainda, que a situação em Santa Cruz pode “inviabilizar” o negócio com a Petrobras – mas não diz como. O maior problema do negócio da Petrobras com o “czar do jogo”, e com todas as operações do feirão, é a falta de transparência. Como demonstra o caso da Argentina, não há critérios claros para a escolha das empresas que farão negócio com a Petrobras. Esse modelo sigiloso e sem controle resultou em calamidades, como a compra da refinaria de Pasadena, nos Estados Unidos. Em 2004, a Astra Trading pagou US\$ 42 milhões pela refinaria. Meses depois, a Petrobras pagou US\$ 360 milhões por metade do negócio. Tempos depois, um desentendimento entre as sócias levou a questão à Justiça. A Petrobras perdeu e foi condenada a comprar não só a parte da sócia, como a pagar multa, juros e indenização. Em junho, a Petrobras anunciou que pagaria mais US\$ 820 milhões.

ÉPOCA teve acesso a um documento interno da Petrobras, elaborado em 2009. Um trecho afirma que a então diretoria, comandada pelo petista José Sergio Gabrielli, decidiu manter o processo devido à “prepotência” com que a Astra se colocava no caso. Logo depois, o documento lista razões para fazer um acordo. Uma delas é que um representante da Astra procurara a Petrobras em busca de entendimento. A razão mais forte era clara: “Caso no litígio a Petrobras perca, o custo total irá para cima de US\$ 1 bilhão (...). Vale lembrar que a Petrobras já perdeu na arbitragem, e a possibilidade de perder

na corte é preocupante”. A opção do acordo era a menos pior. A Petrobras gastaria, no máximo, US\$ 639 milhões. O documento afirma que a (então) “ministra (de Minas e Energia) Dilma Rousseff deverá ser procurada para ser informada de que a Astra está procurando entendimentos, inicialmente por canais informais”. O texto diz que Dilma Rousseff deveria comunicar isso na reunião do Conselho da Petrobras, marcada para 17 de julho de 2009. O Conselho daria então um prazo para um acordo com a Astra. O pior cenário sobreveio. A Petrobras não fez nenhum acordo com a Astra, perdeu na Justiça e gastou mais de US\$ 1 bilhão (boa parte dele dinheiro público) – 24 vezes o que a Astra pagou pela refinaria. O Tribunal de Contas da União investiga como a Petrobras pôde fazer um negócio tão ruim – pelo menos para seu caixa e para os cofres públicos.

TESOURO AFRICANO

Plataforma de petróleo na Nigéria. A Petrobras investiu US\$ 4 bilhões na África, entre 2003 e 2010, e pretende se desfazer de várias operações no continente

A ausência de critério, segundo executivos da Petrobras, aparece também na parte mais valiosa do feirão: as operações da estatal na África. Cálculos do mercado e da Petrobras estimam o patrimônio no continente num patamar entre US\$ 5 bilhões e US\$ 8 bilhões. A Petrobras produz e explora petróleo em Angola, Benin, Gabão, Líbia, Namíbia, Nigéria e Tanzânia. De 2003 a 2010, investiu cerca de US\$ 4 bilhões na África. ÉPOCA teve acesso a documentos internos da Petrobras que apresentam um diagnóstico sobre os negócios na África que devem ser vendidos, incluindo mapas com a localização dos poços e informações sobre seu potencial produtivo. O material mostra muitas possibilidades de lucro. A maior fatia de investimento está na Nigéria, responsável por 23% da produção atual de toda a área internacional da companhia – uma média equivalente a 55 mil barris de óleo por dia. São três poços na Nigéria: Agbami, Akpo e Engina. Os documentos da Petrobras

mostram que os três poços têm “reservas provadas” de 150 milhões de barris de petróleo.

Para quem a Petrobras planeja vender tamanho tesouro? A estatal, de novo, não explica os critérios. Até agora, a única negociação avançada é com o grupo BTG, do banqueiro André Esteves. Por meio do investidor Hamylton Padilha, uma das mais poderosas influências na Petrobras, Esteves, segundo executivos da estatal envolvidos com a transação, negocia a compra de parte das operações na Nigéria. Questionado por ÉPOCA, Padilha afirmou ter se reunido com representantes do banco para avaliar investimentos na Petrobras. “Conversei com o pessoal (BTG) sobre esse assunto (*venda de ativos da Petrobras*). A Petrobras convidou diversas empresas estrangeiras para poder fazer ofertas no Golfo do México, África e até na América Latina. Sei que na área de petróleo eles (BTG) estão olhando. Têm participação em duas empresas ligadas ao setor: Bravante e Sete Brasil”, disse. “Não trabalho para o BTG. Sou investidor. Investi algum dinheiro na Sete Brasil (*ligada à construção de plataformas de petróleo*).” Indagado sobre quem é a pessoa mais indicada para falar, pelo BTG, sobre investimentos na Petrobras, sobretudo na África, Padilha disse: “A pessoa que trata desse assunto diretamente é o André Esteves”. O BTG disse que não se manifestaria.

A transação envolvendo a compra da refinaria de Pasadena EUA pela Petrobras deve ser vista como exemplo pela atual Direção da Petrobras na questão que envolve o FEIRÃO DA PETROBRAS no 22º andar do edifício sede EDISE. Naquele episódio, até os dias de hoje, a Petrobras ainda não explicou de forma convicta, os reais motivos que levaram a Estatal assumir um prejuízo de 1 bilhão de dólares americanos em uma única operação. Esse fato, não deve deixar de ser apurado pelos órgãos competentes, considerando que, dentre os responsáveis pelo negócio envolvendo a aquisição da Refinaria de Pasadena EUA, uma parcela relevante está hoje no comando da nação, nos altos escalões de nossa República: Dilma, hoje Presidente, naquela época exercia o cargo de Ministra de Minas e Energia e como tal, presidia o Conselho de Administração da Petrobras; o Mantega,

atual Ministro, atuava como conselheiro do CA da Petrobras, assim como a atual Presidente da Petrobras, Graça Foster que participava do mesmo Colegiado que, em tese, decidiram pela aquisição daquele aglomerado de aço, a inoperante e desvalorizada Refinaria de Pasadena.

No âmbito do Poder Executivo Federal, cabe a esta Comissão, por meio do Órgão competente (Tribunal de Contas da União), a implementação de políticas que devem visar à preservação dos interesses nacionais, à promoção do desenvolvimento dos recursos públicos.

Esta Comissão possui plenos poderes para resolver pendências concernentes à fiscalização das atividades dos órgãos da administração direta e indireta.

É, portanto, fundamental a utilização deste mecanismo (ato de fiscalização e controle) no âmbito desta Comissão de Minas e Energia para permitir um acompanhamento permanente e garantir que medidas fiscalizadoras sejam de fato eficazes.

Urge, portanto, que a Câmara dos Deputados, através da Comissão de Minas e Energia com apoio do Tribunal de Contas da União, possa traçar uma radiografia financeira da compra e venda de empresas por parte da Petrobras e avaliar a veracidade ou não dos prejuízos causados por essas operações além dos outros itens elencados.

Daí as razões da presente propositura que esperamos ver aprovada com o valioso apoio dos nossos eminentes pares

Sala das Comissões, em 08 de maio de 2013.

FERNANDO JORDÃO
Deputado Federal – PMDB/SP

COMISSÃO DE MINAS E ENERGIA**RELATÓRIO PRÉVIO****I – SOLICITAÇÃO DA PFC**

Vem à análise desta Comissão, com fulcro nos arts. 60, 61 e 100, § 1º, do Regimento Interno da Câmara dos Deputados (RICD), a Proposta de Fiscalização e Controle – PFC nº 120, de 2013, para que a Câmara dos Deputados, por meio da Comissão de Minas e Energia, exerça fiscalização sobre a empresa Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, concernente às operações de compra e venda de ativos.

De acordo com o Autor da proposição, insigne Deputado Fernando Jordão, é direito da sociedade tomar conhecimento de como ocorrem a desmobilização dos ativos, a arrecadação dos impostos, a movimentação financeira, as receitas, as isenções, além de eventuais irregularidades e ilegalidades na compra e venda de ativos no Brasil e no exterior feitas pela Petrobras.

Segundo ele, não se pode esquecer que a Petrobras vem ao longo de sua existência travando uma batalha jurídica com o Tribunal de Contas da União – TCU no que concerne a respeitar a lei das licitações, ou seja, a empresa se recusa a cumprir o que determina a lei.

A única forma de se coibir irregularidades é tomando medidas que tornem o risco de punição mais alto do que a probabilidade de vantagens, obtidas com possíveis condutas ilícitas.

O autor da proposta argumenta que está acompanhando, já há algum tempo, várias reportagens sobre supostas irregularidades na compra e venda de participação em empresas dos diversos segmentos nos últimos quinze anos, por parte da Petrobras, que nos últimos anos, vem perdendo credibilidade por sucessivos escândalos das mais diversas origens.

De acordo com o Deputado Fernando Jordão, depois da desastrosa operação da compra da Refinaria de Pasadena, a Petrobras vai cometer o segundo erro mais grave. Conforme reportagem da revista ÉPOCA, a empresa está entregando mais um ativo a preço de “banana” e, pior, mais uma vez de maneira escusa e vantajosa para o outro lado.

O autor da proposta transcreve na sua justificação, na íntegra, a reportagem “O feirão da Petrobras”, segundo a qual documentos da estatal

revelam os bastidores da venda de patrimônio no exterior – como a sociedade secreta na Argentina com um amigo da presidente Cristina Kirchner.

Segundo essa reportagem, na quarta-feira, dia 27 de março, o executivo Carlos Fabián, do grupo argentino Indalo, esteve no 22º andar da sede da Petrobras, para fechar o negócio de sua vida. Sem dinheiro em caixa, a Petrobras teria resolvido vender grande parte de seu patrimônio no exterior, que inclui de tudo: refinarias, poços de petróleo, equipamentos, participações em empresas, postos de combustível.

Com o feirão, chamado no jargão da empresa de “plano de desinvestimentos”, a Petrobras esperava arrecadar cerca de US\$ 10 bilhões. Nenhum acordo teria causado tanta polêmica dentro da Petrobras quanto a que o executivo Fabián viria a fechar em sua visita sigilosa ao Rio: a venda de metade do que a estatal tem na Petrobras Argentina – Pesa.

Nesse acordo, a Indalo pagaria US\$ 900 milhões por 50% das ações que a Petrobras detém na Pesa. Apesar do nome, a Petrobras não seria a única dona da Pesa: 33% das ações dela seriam públicas, negociadas nas Bolsas de Buenos Aires e de Nova York. A Indalo se tornaria dona de 33% da Pesa, será sócia da Petrobras no negócio e, segundo o acordo, ainda compraria, por US\$ 238 milhões, todas as refinarias, distribuidoras e unidades de petroquímica operadas pela estatal brasileira – em resumo, tudo o que a Petrobras teria de mais valioso na Argentina.

Em 2002, a estatal brasileira teria gasto US\$ 1,1 bilhão e assumido uma dívida estimada em US\$ 2 bilhões, para comprar 58% da Perez Companc, então a maior empresa privada de petróleo da Argentina, que já tinha ações negociadas na Bolsa. Após sucessivos investimentos, a Perez Companc passou a se chamar Pesa, e a Petrobras teria se tornado dona de 67% da empresa. Nos anos seguintes, a Petrobras teria continuado investindo maciçamente na Pesa: ao menos US\$ 2,1 bilhões até 2009.

Em maio de 2011, a Argentina teria anunciado ter descoberto a terceira maior reserva mundial de xisto, estimada em 23 bilhões de barris. A Pesa teria 17% das áreas na Argentina onde se identificou esse produto.

Segundo a reportagem, o executivo Fabián trabalha para o bilionário argentino Cristóbal López, dono do grupo Indalo, conhecido como “czar do jogo”, em virtude de seu vasto domínio no mundo dos cassinos. López seria amigo e apoiador da presidente da Argentina, Cristina Kirchner.

Procurada por ÉPOCA em três oportunidades, a assessoria da Petrobras teria se limitado a responder que “não vai emitir comentários sobre assuntos relacionados com o seu Programa de Desinvestimento”. A assessoria de López teria confirmado apenas que o grupo Indalo fez uma proposta pela Pesa.

A compra ~~a compra~~ das ações teria sido fechada por US\$ 900 milhões. A reportagem destaca a falta de transparência nas operações do “feirão”. Não haveria critérios claros. Esse modelo sigiloso e sem controle teria resultado em calamidades, como a compra da refinaria de Pasadena, nos Estados Unidos.

Em 2004, a Astra teria pagado US\$ 42 milhões por essa refinaria. Meses depois, a Petrobras teria comprado a metade do negócio por US\$ 360 milhões. Tempos depois, um desentendimento entre as sócias teria levado a questão à Justiça. A estatal teria perdido e teria sido condenada a comprar não só a parte da sócia, como a pagar multa, juros e indenização. A Petrobras teria anunciado um pagamento de mais de US\$ 820 milhões. A estatal não teria feito nenhum acordo com a Astra, teria perdido na Justiça e teria gasto mais de US\$ 1 bilhão, 24 vezes o que a Astra teria desembolsado pela refinaria.

Na África, a Petrobras teria investido US\$ 4 bilhões, entre 2003 e 2010, e teria interesse em se desfazer de várias operações no continente. Cálculos do mercado e da estatal estimariam um patrimônio entre US\$ 5 bilhões e US\$ 8 bilhões na África. A Petrobras produziria e exploraria petróleo em Angola, Benin, Gabão, Líbia, Namíbia, Nigéria e Tanzânia.

A maior fatia do investimento teria ocorrido na Nigéria, que teria sido responsável por 23% da produção atual de toda a área internacional da companhia, uma média equivalente a 55 mil barris de óleo por dia. Os campos na Nigéria seriam Agbami, Akpo e Engina. Os documentos da Petrobras mostrariam que esses campos teriam “reservas provadas” de 150 milhões de barris de petróleo. A negociação teria sido feita com o grupo BTG, do banqueiro André Esteves.

De acordo com o Deputado Fernando Jordão, a transação envolvendo a compra da refinaria de Pasadena pela Petrobras deve ser vista como exemplo pela atual Direção da Petrobras na questão que envolve o “Feirão da Petrobras” no 22º andar do edifício sede EDISE.

Segundo ele, a Petrobras ainda não explicou de forma convicta, os reais motivos que levaram a estatal a assumir um prejuízo de US\$ 1 bilhão em uma única operação e que esse fato não deve deixar de ser apurado pelos órgãos competentes. Dentre os responsáveis pelo negócio envolvendo a

aquisição da refinaria de Pasadena, uma parcela relevante está hoje no comando da nação, nos altos escalões de nossa República, afirma o autor da proposta.

O Deputado Fernando Jordão argumenta que a Sra. Dilma Rousseff, hoje Presidente da República, naquela época exercia o cargo de Ministra de Minas e Energia e como tal, presidia o Conselho de Administração da Petrobras.

Por fim, o autor da PFC nº 120, de 2013, ressalta que cabe a esta Comissão, por meio do órgão competente, o TCU, a implementação de políticas que devem visar à preservação dos interesses nacionais e que esta Comissão possui plenos poderes para resolver pendências concernentes à fiscalização das atividades dos órgãos da administração direta e indireta. Destaca, também, que a Câmara dos Deputados, por meio da Comissão de Minas e Energia, com apoio do TCU, pode traçar uma radiografia financeira da compra e venda de empresas por parte da Petrobras e avaliar a veracidade ou não dos prejuízos causados por essas operações.

É o Relatório.

II – OPORTUNIDADE E CONVENIÊNCIA

O Autor da PFC nº 120, de 2013, cita três importantes negócios realizados pela Petrobras: aquisição da Perez Companc S.A, na Argentina; aquisição da Refinaria Pasadena, nos Estados Unidos; e venda de ativos na África.

II.1 Negócios na Argentina

Em 1995, a família Perez Companc, detentora de 55% da Perez Companc S.A., foi indicada pela revista Forbes com a mais rica da Argentina. Em 2000, a companhia foi reorganizada; a família passou a deter 58% do capital total e 80% do capital votante. A Perez Companc S.A. passou a ser a companhia controladora da Pecom Energia S.A, que tinha 45 subsidiárias e participações minoritárias em 25 outras companhias.

Ainda no ano de 2000, a companhia adquiriu a parcela restante da Refinaria San Lorenzo e passou a ter controle sobre uma rede de 25 postos de serviço. Ela também iniciou um programa exploratório no Equador e de atividades de produção de poliestireno no Brasil.

No final de 2001, aprofundou-se a recessão econômica na Argentina e o governo não foi capaz de manter a paridade do peso com o dólar americano. Isso deixou a Perez Companc S.A. em grandes dificuldades e provocou a sua desvalorização.

Em outubro de 2002, a família Perez Companc vendeu suas ações para a Petrobras por US\$ 1,03 bilhão. As atividades não ligadas a energia foram vendidas por US\$ 190 milhões. Em 2001, a Petrobras já tinha adquirido o controle da Eg3 S.A., empresa de refino e distribuição, que tinha uma rede de 700 postos de serviço.

Em 2002, a produtora de óleo e gás Petrolera Santa Fe S.R.L. Perez Companc S.A. foi renomeada Petrobras Energia Participaciones S.A.; em 2003, a subsidiária Pecom Energia S.A. foi renomeada Petrobras Energia S.A., que incorporou, em 2004, a Eg3 e a Petrolera Santa Fe, assim como a Petrobras Argentina S.A., que já existia.

A Petrobras Energia S.A., em 2003, tinha participação em 24 campos, sendo 17 produtores de óleo e gás. Ela tinha na Argentina e no Brasil plantas petroquímicas produtoras de estireno, poliestireno, polipropileno, fertilizante e borracha sintética. A Petrobras Energia S.A. – PESA também era proprietária de duas termelétricas, detendo 70% da Enecor S.A., uma companhia de transmissão, e tinha participações minoritárias na Edesur S.A., Transener S.A. e Yacylec S.A. Outras participações minoritárias incluíam a Petroquímica Cuyo S.A., Refinaria del Norte e Transportadora de Gas del Sur S.A.

É importante ressaltar que quando a PESA incorporou a Eg3, em 2004, também foi incorporada a refinaria Bahia Blanca, em Buenos Aires. Nesse ano, a PESA também abriu uma planta de etileno na refinaria de San Lorenzo.

A PESA passou a ser uma empresa integrada de energia, envolvida com exploração e produção de óleo e gás, refino, petroquímicas, geração e transmissão de energia elétrica, e transporte e comercialização de hidrocarbonetos. As operações eram principalmente na Argentina, mas também ocorriam na Bolívia, Equador, México e Venezuela.

Em 2009, foi aprovada a mudança de nome da Petrobras Energia S.A. – PESA para Petrobras Argentina S.A., que se tornou efetiva a partir de julho de 2010, mantida a sigla PESA.

Com as grandes descobertas no Brasil, especialmente na província do Pré-Sal, houve uma reorientação do Conselho de Administração da Petrobras e a companhia passou a desinvestir na Argentina.

Em 2 de maio de 2011, a PESA vendeu ativos de refino e distribuição na Argentina à Oil Combustibles S.A. por US\$ 102 milhões, conforme acordo assinado em 4 de maio de 2010. A operação compreendeu a refinaria de San Lorenzo, localizada na província de Santa Fé, uma planta fluvial, uma rede de comercialização de combustíveis vinculada à refinaria com aproximadamente 360 postos de serviço, bem como os estoques de petróleo e derivados.

Em 31 de março de 2015, o Conselho de Administração da PESA aprovou a alienação da totalidade de seus ativos situados na Bacia Austral, na província de Santa Cruz, para a Compañía General de Combustibles S.A. – CGC pelo valor de US\$ 101 milhões.

Os ativos que fizeram parte da transação são 26 concessões de exploração e produção em terra, com produção média de 15 mil barris de óleo equivalente por dia, e toda a infraestrutura necessária para escoamento, tratamento e armazenamento dessa produção.

Essa foi a primeira alienação de ativo no âmbito do Plano de Desinvestimento da Petrobras para o biênio 2015 e 2016, cuja meta de realização é de US\$ 13,7 bilhões. Essa venda foi registrada no primeiro trimestre de 2015, com resultado contábil positivo no lucro líquido de aproximadamente US\$ 65 milhões. A conclusão da transação está sujeita a aprovação dos órgãos reguladores competentes da Argentina.

II.2 Aquisição da refinaria de Pasadena

Com relação à aquisição da refinaria de Pasadena, já foi exarado o Acórdão 1927/2014 – Plenário do TCU. Consta desse Acórdão que a divisão de riscos e oportunidades da Petrobras e da Astra, fixada no Contrato de Compra e no Acordo de Acionistas (*Stock purchase and sale agreement and limited partnership formation agreement* e *Shareholders agreement*), não teria sido devidamente contemplada na avaliação do negócio.

Em 19 de junho de 2008, a Petrobras America Inc. – PAI teria convocado uma reunião do *Superboard* da Pasadena Refining System Inc. – PRSI (refinaria) para aprovar ações com vistas a garantir a saúde financeira da empresa.

Em razão da ausência da Astra, a PAI teria exercido o direito contratual de impor sua decisão (*right to override*).

Na mesma data, teria iniciado processo de arbitragem contra as empresas do Grupo Astra, alegando descumprimento de contratos quanto à gestão conjunta das empresas, chamada de capital, implementação do plano de negócios e SMS (segurança, meio ambiente e saúde).

Em 1º de julho de 2008, em contrapartida ao *right to override*, a Astra teria exercido sua opção de venda (*put option*), segundo a qual a Petrobras estaria obrigada a adquirir sua participação acionária nas empresas, de acordo com fórmulas pré-estabelecidas no Acordo de Acionistas.

Na mesma data, a Astra teria ingressado com ação judicial nos Estados Unidos, alegando que a Petrobras teria descumprido compromissos assumidos na Carta de Intenções e cobrando US\$ 788 milhões.

Em 5 de dezembro de 2007, a Astra e a Petrobras celebraram essa Carta de Intenções, na qual ficou estabelecida a futura compra e venda dos 50% remanescentes por US\$ 700 milhões, além dos 50% remanescentes da comercializadora por US\$ 87,6 milhões. Essa Carta teria sido assinada por Nestor Cuñat Cerveró, representando a Petrobras na qualidade de Diretor da Área Internacional.

O laudo arbitral, de 10 de abril de 2009, teria fixado os seguintes valores a serem pagos pela PAI em razão do exercício da opção de venda por parte da Astra:

- a) remanescente das ações da PRSI (refinaria): US\$ 295.629.834,00, acrescidos de juros de aproximadamente US\$ 8 milhões, a serem pagos em 27/4/2009;
- b) remanescente das ações da PRSI Trading (comercializadora): US\$ 170.734.769,00, sem juros, a serem pagos em duas prestações iguais de US\$ 85.367.385,00 em 17/9/2009 e 17/9/2010;
- c) ressarcimento do valor pago ao BNP Paribas: US\$ 156.442.878,93, acrescidos de juros de aproximadamente US\$ 3,3 milhões, a serem pagos em 27/4/2009;
- d) honorários de advogado: US\$ 4 milhões, aproximadamente, devidos em 27/4/2009;
- e) custos da arbitragem: US\$ 730 mil, aproximadamente devidos em 27/4/2009.

Nos termos do laudo arbitral, o valor total seria de US\$ 639.133.008,93.

As condições estabelecidas pela Petrobras para cumprimento da decisão seriam as seguintes:

- a) a indenização devida em razão do pagamento pela Astra ao BNP Paribas estava sendo discutida judicialmente, portanto deveria haver acordo para extinguir a demanda judicial e evitar *double recovery*, bem como tornar sem efeito as medidas cautelares em vigor;
- b) transferência das ações, obtenção de garantias quanto à titularidade das ações etc.

Em 27 de abril de 2009, data fixada pelo laudo para pagamento, diante da insegurança jurídica, a PAI não teria pago o valor previsto pela arbitragem. Apesar de não ter recebido pagamento, a Astra teria transferido a totalidade de suas ações na refinaria e na comercializadora para a PAI.

Em 30 de julho de 2009, o Conselho de Administração da Petrobras teria tomado conhecimento da estratégia de dar prosseguimento aos processos em curso e teria condicionado o cumprimento do laudo arbitral à determinação judicial ou à assinatura de termo de acordo com quitação plena quanto à questão de Pasadena.

O laudo arbitral teria sido confirmado judicialmente em duas instâncias no dia 20 de dezembro de 2010 e no dia 2 de abril de 2012.

Consta do Acórdão 1927/2014 do TCU, que, a partir de outubro de 2011, as partes teriam iniciado conversas para celebrar um acordo extrajudicial que terminaria com todas as disputas quanto à refinaria e à comercializadora.

As motivações da Petrobras para esse acordo teriam sido as seguintes:

- a) liquidar todos os litígios existentes, que poderiam chegar a US\$ 1,2 bilhão;
- b) viabilizar dois projetos de desinvestimento na Petrobras, Pigmaleão e Castor, que envolviam ativos da PAI e poderiam ser impactados. Os projetos representavam ingressos de US\$ 6,2 bilhões;

- c) liberação de recursos retidos cautelarmente no valor de US\$ 160 milhões, pois teriam sido exigidos como garantia em um dos processos judiciais;
- d) cessar o acréscimo de juros aos valores devidos desde 27/4/2012, data da transferência das ações, no valor de 5% ao ano e despesas processuais, que atingiriam US\$ 40 milhões ao ano;
- e) proteger os executivos de eventual exposição; e
- f) eliminar riscos intangíveis, como impactos na marca Petrobras, problemas de captação de recursos para a PAI e futuras negociações com parceiros internacionais.

Em 7 de maio de 2012, as partes chegaram a um acordo, que totalizou US\$ 820,5 milhões, referenciado a 30 de abril de 2012, na seguinte forma:

- compra dos remanescentes 50% na PRSI, incluindo US\$ 295.629.834,00 de principal e US\$ 46.786.175,04 de juros moratórios incorridos desde a sentença arbitral (27/4/2009) até 30/4/2012: US\$ 342.416.009,04; e
- encerramento das demais disputas: US\$ 478.083.990,96.

Esse valor de US\$ 478,1 milhões corresponde aos valores do laudo arbitral corrigidos, referentes às ações remanescentes da comercializadora, ao ressarcimento do valor pago ao BNP Paribas, aos honorários de advogado, aos custos da arbitragem, acrescidos dos valores de outras disputas (US\$ 48,5 milhões) e de antecipação de despesas (US\$ 40 milhões).

O Acórdão 1927/2014 - Plenário do TCU determinou a realização de tomada de contas especial para apurar dano aos cofres públicos, gestão temerária e ato de gestão antieconômico no processo de aquisição do complexo de Pasadena pela PAI junto ao grupo belga Astra Transcor.

Nos termos desse Acórdão, em março de 2006, a Petrobras adquiriu 50% das ações de Pasadena por US\$ 360 milhões. Além do preço, foram estabelecidas diversas condições, entre elas a opção de venda (*put option*), que conferia à Astra a prerrogativa de extinguir a parceria sem a anuência da Petrobras e de exigir a aquisição de suas ações, pela Petrobras, por preços que variariam entre 6% e 20% acima do preço de mercado.

Além de converter o processo em tomada de contas especial, o TCU chamou em citação e audiência diretores e administradores da Petrobras

para apresentarem justificativas ou recolherem aos cofres públicos o prejuízo estimado de US\$792 milhões, na forma que se segue:

- US\$ 580.428.571,00 em decorrência da celebração de contratos junto à Astra, desconsiderando laudo elaborado por empresa de consultoria especializada, o que levou à compra de 50% de Pasadena e ao compromisso de comprar os outros 50%, no caso do exercício do *put option* pela Astra;
- US\$ 92.300.000,00 devidos a prejuízo causado pela decisão de postergar o cumprimento da sentença arbitral até o trânsito em julgado de ações que visavam desconstituí-la;
- US\$ 39.700.000,00 decorrentes de prejuízo causado ao patrimônio da Petrobras pela dispensa de cobrança à Astra de valor previsto contratualmente; e
- US\$ 79.890.000,00 em razão de prejuízo resultante das tratativas com a Astra e da consequente assinatura da Carta de Intenções para aquisição dos 50% remanescentes por valor superior àquele que decorreria do Acordo de Acionistas e ao valor estipulado por consultoria especializada contratada pela Petrobras.

O TCU decretou, cautelarmente, a indisponibilidade pelo período de até um ano dos bens de todos os agentes arrolados como responsáveis no Acórdão 1927/2014.

Segundo o TCU, a tomada de contas especial é um processo que visa à apuração de responsabilidade por ocorrência de dano à administração pública federal e à obtenção do respectivo ressarcimento. Quando o tribunal analisar os esclarecimentos apresentados pelos responsáveis, o processo passará por novo julgamento.

II.3 Negócios na África

No dia 25 de janeiro de 2015, a Petrobras divulgou esclarecimentos sobre a formação de Joint Venture para atuação na África. De acordo com esse esclarecimento, a decisão de internacionalização da Petrobras deu-se no final da década de 90, em contexto totalmente diverso do atual. A Petrobras tomou essa decisão porque, naquela época, não havia expectativas de contar com suficientes reservas de óleo e gás no Brasil para garantir o suprimento do País.

Segundo a Petrobras, com a descoberta do Pré-Sal, a companhia intensificou ali a exploração e produção, descobrindo vários campos gigantes; situação oposta a que levava a companhia à internacionalização. A área do Pré-Sal passou a demandar vultosos investimentos e a oferecer produtividade excepcional. Como faria qualquer companhia de petróleo, a Petrobras mudou seu enfoque de internacionalização para o de concentração de investimentos no Brasil. Dessa forma, seus negócios em todo o mundo foram reavaliados.

De acordo com o esclarecimento, o principal motivo para a formação da Joint Venture (JV) na África foi viabilizar o desenvolvimento do campo de Egina, na Nigéria, que exigiria investimentos da ordem de US\$ 3 bilhões. Sem a formação de uma JV e sem possibilidade de captar recursos deste montante via novo financiamento no mercado, as alternativas para a Petrobras viabilizar o desenvolvimento de Egina seriam a saída total do campo de Agbami, ou ainda a diluição de sua participação no campo de Akpo, na Nigéria. Portanto a formação da JV foi, sem dúvida, a melhor alternativa para a Petrobras, assegurando sua permanência estratégica na África.

Segundo a Petrobras, as operações da empresa na África envolviam não apenas os campos em produção na Nigéria de Akpo e Agbami, mas também ativos exploratórios de alto risco nos países: Benin, Gabão, Namíbia, Angola e Tanzânia. Desde a formação da JV, as atividades exploratórias já consumiram investimentos da ordem de US\$ 250 milhões na perfuração de quatro poços, que não resultaram em descobertas de hidrocarbonetos, ou seja, poços secos.

De acordo com a estatal, teriam sido incluídas outras entidades financeiras na lista das 14 empresas convidadas para o processo. Além do BTG Pactual, a Petrobras convidou para participação no processo competitivo empresas com atuação em óleo e gás e empresas financeiras, como fundos de investimentos de outros países. Um dos fundos de investimento, que era controlador de uma empresa petroleira estrangeira, chegou a enviar proposta inferior à do BTG em valor e condições.

A Chevron teria sido consultada pela Petrobras, mas revelou não ter interesse, naquele momento, em aumentar sua posição em todos os ativos na África. O direito de preferência da Chevron se aplicaria caso a Petrobras tivesse escolhido a alternativa de venda só do campo de Agbami. No caso da formação da JV, englobando todos os ativos na África, não seriam modificadas as composições

de cada consórcio individualmente, e, portanto, não caberia direito de preferência em razão da entrada de um novo sócio na JV.

Segundo o esclarecimento da Petrobras, a Nigéria discutia a modificação de seu marco regulatório do petróleo sem que houvesse certeza sobre o seu texto final, início da sua aplicação e impactos nos negócios. Essa indefinição traria incerteza aos negócios locais e, assim, empresas internacionais vêm postergando seus investimentos. As propostas recebidas consideravam que o sócio compartilharia com a Petrobras os riscos. A proposta do BTG de US\$ 1,5 bilhão, por 50% da JV, estava dentro da faixa de valor da avaliação interna da Petrobras e foi considerada justa pelo assessor financeiro Standard Chartered Bank.

De acordo com a estatal, financiamentos são necessários para alavancar qualquer empresa. A linha de crédito RBL (Reserve Based Loan) foi obtida após extensas negociações com um grupo de nove bancos, que resultaram na melhoria das condições comerciais, consideradas aceitáveis pelos sócios Petrobras e BTG. Cabe ressaltar que a alavancagem de uma empresa e a busca de sua estrutura ótima de capital, balanceando dívida e *equity*, é reflexo de uma boa gestão financeira visando agregação de valor. Como já esclarecido anteriormente, a Petrobras não teria condições de endividamento adicional, se permanecesse sozinha no negócio.

Segundo a Petrobras, a lucratividade das operações de produção na África já permitia, anteriormente à formação da Joint Venture, a distribuição de dividendos para a Petrobras através de sua controlada PIBBV. As operações seguem sendo lucrativas, o que permitiu a distribuição de dividendos de US\$ 150 milhões para cada um dos sócios agora não mais via PIBBV, mas através da PO&G (Joint Venture Petrobras/BTG).

De acordo com o esclarecimento, desinvestimentos da Petrobras eram necessários e previstos no seu Plano de Negócios desde 2011. As operações de desinvestimentos são uma fonte importante de recursos. Todas as empresas no mundo consideram como uma das fontes de recursos as operações de desinvestimentos, que envolvem requisitos de sigilo e confidencialidade e têm como benefício a antecipação do fluxo de caixa futuro dos ativos desinvestidos, bem como, no caso de formação de parcerias, o compartilhamento dos riscos e dos investimentos necessários para continuidade das atividades.

II.4 Visão do Relator

Os fatos acima narrados e a argumentação apresentada pelo Autor, Deputado Fernando Jordão, são suficientes, na visão deste Relator, para justificar a oportunidade e a conveniência da implementação da PFC nº 120, de 2013.

III – ALCANCE JURÍDICO, ADMINISTRATIVO, POLÍTICO, ECONÔMICO, SOCIAL E ORÇAMENTÁRIO

Cabe verificar se as operações de compra e venda de ativos pela Petrobras atenderem aos aspectos jurídico, administrativo e econômico.

Com relação ao aspecto social, é inegável a importância da Petrobras. Se negócios foram indevidamente realizados pela empresa, o prejuízo será de todos os brasileiros.

Não resta dúvida de que os investimentos e desinvestimentos da Petrobras causam grande impacto fiscal e orçamentário no País.

Diante do exposto, fica claro o importante alcance da Proposta de Fiscalização e Controle nº 120, de 2013.

IV – PLANO DE EXECUÇÃO E METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

Com relação à compra e venda de ativos pela Petrobras na Argentina, não foram encontradas ações de controle relevantes por parte do TCU. Dessa forma, é fundamental que seja solicitada à Corte de Contas a realização dessas ações.

Sobre a aquisição da refinaria de Pasadena, o TCU já exarou o Acórdão 1927/2014. No entanto, esta Relatoria propõe uma profunda análise desse Acórdão e a eventual realização de novas ações de controle. Também é fundamental que sejam analisadas as ações relativas à tomada de contas especial.

Em relação à venda de participações da Petrobras na África, não foram encontradas efetivas ações de controle realizadas pelo TCU.

Dessa forma, propõe-se que sejam requeridas ao TCU ações de controle, principalmente em relação aos negócios da Petrobras na Argentina e na África.

V – VOTO DO RELATOR

Diante de tudo o que aqui se expôs, este Relator vota pela **aprovação** da Proposta de Fiscalização e Controle nº 120, de 2013, e que ela seja

realizada na forma descrita no Plano de Execução e Metodologia de Avaliação aqui apresentado.

Sala da Comissão, em de de 2015.

Deputado EDSON MOREIRA
Relator

OS DOCUMENTOS PRODUZIDOS DURANTE A IMPLEMENTAÇÃO DESTA PFC ENCONTRAM-SE NO PROCESSADO
--

RELATÓRIO FINAL

SUMÁRIO

- 1. Introdução**
- 2. América do Norte**
- 3. Ásia**
- 4. África**
- 5. Venda de ativos e formação da *Joint Venture* na África**
- 6. Dados e análise dos ativos na Nigéria**
- 7. Proposta de bancos para venda de ativos na África**
- 8. América do Sul**
- 9. Acórdão nº 107/2016 – TCU – Plenário**
- 10. Legalidade da venda de ativos**
- 11. Conclusões**
- 12. Voto do Relator**

1. Introdução

O objetivo da Proposta de Fiscalização e Controle – PFC nº 120, de 2013, é que a Câmara dos Deputados, por meio da Comissão de Minas e Energia, exerça fiscalização sobre a empresa Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, concernente às operações de compra e venda de ativos.

A Petrobras foi criada em outubro de 1953, com a sanção da Lei nº 2004, pelo então presidente Getúlio Vargas, com o objetivo de executar todas as atividades do setor petroleiro do Brasil.

A Petrobras estabeleceu-se como uma sociedade de economia mista, sendo detentora do monopólio da produção, do transporte e do refino do petróleo. Apenas a área de distribuição permaneceu aberta a concorrência. Ainda na década de sua criação, a empresa enfrentou uma série de desafios em busca do petróleo no Brasil, uma vez que poucos campos foram descobertos.

A partir de 1964, a empresa passou a investir na construção de refinarias no País, com o intuito de agregar valor ao petróleo importado e garantir o abastecimento nacional. Sua experiência internacional, inicialmente, se limitava aos negócios de aquisição de petróleo no mercado mundial. Mas, na década de 1970, iniciou a prospecção de petróleo fora do País.

Com o objetivo de buscar uma maior inserção no mercado internacional, em 1972, foi criada a Petrobras Internacional S.A. – Braspetro, subsidiária com encargo de atuação supranacional. Iniciou-se assim, formalmente, o processo de internacionalização da Petrobras.

A principal motivação para a criação da Braspetro foi buscar, no exterior, formas de suprimento de petróleo para o Brasil em meio às crises econômicas mundiais e em razão do aumento do preço do petróleo. Em 1976, foram criadas duas subsidiárias: a Petrobras Comércio Internacional S.A – Interbras e a Braspetro Oil Services – Brasoil, que eram encarregadas das atividades de exportação e importação de bens e serviços e de dar maior flexibilidade e rapidez às ações da Braspetro no exterior.

Em 1973, formou-se a holding Petrobras, que manteria, até 1997, o monopólio na prospecção e refino de petróleo, e suas subsidiárias: Braspetro, Petroquisa e Petrofértil. Foram formadas *Joint Ventures* para prospecção na Colômbia, Iraque e Madagascar.

No final da década de 1970, a Braspetro estendeu seus investimentos internacionais para Guatemala, China, Angola, Índia e Zaire. A partir de 1985, ocorreram relações comerciais com Nigéria, Irã, Argélia, Venezuela e Equador.

Na África, a Petrobras fixou-se na Argélia e em Angola; na América do Norte, buscou reservas no Golfo do México; na América do Sul, atuou na Colômbia e na Argentina; na Europa Ocidental, estabeleceu-se na Noruega.

Diferentemente das empresas privadas, o investimento direto da Petrobras visava abastecer o mercado interno com petróleo. Por uma decisão

governamental, a Petrobras buscou países como a Colômbia e o Iraque, que aceitaram acordos que poderiam viabilizar esse abastecimento.

A Colômbia foi o primeiro país em que Petrobras, em associação com uma empresa local, começou a operar fora do Brasil, no ano de 1972. Ainda na década de 1970, passou a operar no Iraque, no Irã e no norte da África. Na época, a Petrobras descobriu, no Iraque, na região da Basrah, os campos gigantes de Majnoon e Nhrumr. Este último considerado a maior descoberta de petróleo no mundo da década de 1970.

Uma das causas do processo de internacionalização foi o insucesso nas explorações no Brasil até a década de 1970, o elevado crescimento econômico nessa década e os choques do petróleo em 1973 e 1979. Esses choques provocaram forte desequilíbrio na balança comercial do Brasil, dado o significativo aumento do preço do petróleo no mercado internacional. Essa vulnerabilidade externa fez, ainda, com que a Petrobras ampliasse os investimentos em exploração e produção na plataforma continental brasileira.

Em 1974, a Petrobras descobriu a Bacia de Campos. Essa descoberta foi vista como uma possibilidade de redução das importações de petróleo visando ao equilíbrio da balança comercial brasileira. Desde então, as atividades de exploração e produção passaram a receber grande parte dos investimentos da empresa.

Com a descoberta dessa Bacia, a Petrobras passou a exportar o petróleo pesado nacional, permanecendo a importação de o petróleo leve, em razão do perfil das refinarias nacionais.

Os investimentos nos grandes campos da Bacia de Campos diminuíram, de certa maneira, os investimentos da empresa no exterior, ampliando o foco na exploração e produção no território nacional. No início da década de 1990, a atuação da empresa continuou voltada ao País, com foco nas Bacias de Campos e de Santos.

Em 1997, a Petrobras deixou de ser a executora do monopólio estatal do petróleo no Brasil com a aprovação da Lei nº 9.478. Inicia-se, então, uma nova fase na indústria de petróleo brasileiro, passando-se a permitir a atuação de outras empresas no país.

Essa Lei, que dispõe sobre a política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo, em seu artigo 10, destaca como

objetivos: promover a livre concorrência, atrair investimentos na produção de energia e ampliar a competitividade do País no mercado internacional.

Pretendia-se atrair novos concorrentes para o setor, trazendo como consequência a redução da participação da Petrobras no mercado nacional. Nesse novo cenário, a empresa decidiu aumentar sua participação em mercados internacionais.

O processo de internacionalização passou a ter o objetivo de reduzir o risco da companhia, diversificando sua carteira e gerando um fluxo de capital em moeda forte para facilitar o acesso aos investidores estrangeiros.

A Petrobras passou, então, a ter como foco a porção dos Estados Unidos no Golfo do México, devido às oportunidades exploratórias *offshore*, proximidade do mercado americano e pela estabilidade regulatória do país; o Oeste da África, em razão das elevadas reservas de petróleo no *offshore* e da capacidade da empresa em produção de petróleo em águas profundas; e a América Latina, com oportunidades de integração regional, acordos comerciais e proximidade do mercado brasileiro.

Na África e no Golfo do México, a Petrobras poderia aproveitar sua vantagem tecnológica em exploração de petróleo em águas profundas. Isso não se aplica ao caso do Cone Sul, onde o petróleo não se localiza em águas profundas e a empresa explora outras atividades energéticas além das petrolíferas. Nesse caso, predominariam as vantagens de localização, já que os investimentos diretos da Petrobras no Cone Sul, sobretudo na Argentina, garantiriam sinergias de recursos.

Merecem destaque as parcerias em águas profundas no setor dos Estados Unidos no Golfo do México e na Nigéria; a descoberta do campo petrolífero de Guando, uma das maiores descobertas na Colômbia; e a exploração dos campos de gás natural de San Alberto e San Antonio, no sul da Bolívia.

Em 2002, ocorreu a criação da Área de Negócio Internacional – INTER e a incorporação da Braspetro à Petrobras. Com isso, a empresa ampliou suas atividades internacionais em refino, transporte e distribuição, além da área de exploração e produção.

Em 2009, frente a mudanças no ambiente externo internacional e aos impactos advindos da descoberta da província do Pré-Sal, um novo posicionamento estratégico foi adotado para a Área Internacional da Petrobras.

Essa descoberta passou a exigir grandes investimentos no Brasil. Foi concebido, então, o Programa de Desinvestimento – Prodesin. Desde a reestruturação do Prodesin, em 2012, foram concluídas inúmeras vendas de ativos e reestruturações financeiras. Nesse contexto, a Petrobras vendeu ativos na África, no Chile e na Argentina.

De acordo com o Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Auditadas de 2015, a atuação internacional tem foco na América Latina, nos Estados Unidos e na África.

Na América Latina, a Petrobras atua na Argentina, Bolívia, Colômbia, México e Venezuela, com portfólio composto por 49 ativos (27 de produção, 21 de exploração e 1 de transporte). Desse total, a estatal opera 32 ativos, sendo 15 de produção e 17 de exploração, sob quatro tipos de contratos de exploração e produção: concessão (Argentina e Colômbia); operação ou serviço petroleiro (Bolívia); contrato de serviços (México); e participação acionária minoritária (Venezuela).

Nos Estados Unidos, a Petrobras atua com foco em águas profundas no Golfo do México, onde seu portfólio inclui 8 ativos de produção, sendo 3 operados pela Petrobras, e 47 blocos exploratórios.

Na África, a empresa atua por meio da participação de 50% na empresa Petrobras Oil and Gas – PO&G. As atividades concentram-se, principalmente, na Nigéria, nos campos de Akpo e Agbami. Há, ainda, o projeto de desenvolvimento da produção no campo de Egina e atividade exploratória nos campos de Egina South e Preowei, todos sob o regime contratual de partilha de produção. No Gabão, estão em fase de exploração os blocos de Ntsina Marin e Mbeli Marin.

De acordo com o Relatório da Administração da Petrobras referente ao ano de 2014, os testes de redução ao valor recuperável dos campos de produção de óleo e gás no exterior, apresentados como ativos do segmento de exploração e produção da área internacional, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização (*impairment*) no valor de R\$ 4,429 bilhões.

Em 2015, os testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização no valor de R\$ 2,462 bilhões.

Ao final de 2015, a Petrobras tinha unidades, subsidiárias e escritórios de negócios e representação financeira nos seguintes países: Angola,

Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, China, Colômbia, Gabão, Japão, Líbia, México, Namíbia, Holanda, Nigéria, Paraguai, Singapura, Tanzânia, Turquia, Estados Unidos, Reino Unido, Uruguai e Venezuela.

2. América do Norte

2.1 Estados Unidos

A Petrobras atua em exploração e produção nos Estados Unidos desde 1987, quando adquiriu participações em 8 blocos no setor americano do Golfo do México. A carteira de ativos cresceu, conquistando o reconhecimento mundial de sua tecnologia nas operações em águas profundas e ultraprofundas.

A Petrobras atua, na área de exploração e produção, em parceria com algumas das maiores empresas petrolíferas do mundo. Também atua nas atividades no segmento de comercialização de petróleo e derivados. Na área de refino, a Petrobras atua desde 2006, quando decidiu pela aquisição de parte do complexo de Pasadena. Esse complexo está localizado no Texas e possui capacidade de processamento de 100 mil barris de petróleo por dia.

Na área de exploração e produção, merece destaque o início da produção, em 2012, do campo de Cascade, a partir do poço Cascade 4, perfurado a uma profundidade de cerca de 8 mil metros. O poço está interligado ao BW Pioneer, primeiro navio-plataforma do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage e Offloading*) a produzir petróleo e gás no setor americano do Golfo do México.

O navio-plataforma tem capacidade de processar 80 mil barris de petróleo e 500 mil metros cúbicos de gás por dia, e de estocar 500 mil barris de petróleo. Seu sistema de ancoragem é desconectável, o que permite o deslocamento do navio para áreas abrigadas durante a ocorrência de furacões e tempestades, trazendo segurança para a tripulação e o meio ambiente e preservando os equipamentos.

Fazem parte das inovações levadas pela Petrobras para a região, além do FPSO, o transporte de petróleo por navios aliviadores e o uso de bombas submersas e *risers* autossustentáveis.

Em 2014, a Petrobras registrou uma perda relacionada aos campos de produção de óleo e gás de Cascade e Chinook de R\$ 4,162 bilhões, em função da revisão de premissas de preço, decorrente da queda das cotações dos preços do petróleo no mercado internacional. Em 2015, foi registrada uma perda de

R\$ 1,750 bilhão referente aos campos de produção de óleo e gás nos Estados Unidos, também em função da revisão de premissas de preço decorrente de uma queda expressiva das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional.

Com relação à aquisição da refinaria de Pasadena, foi exarado o Acórdão nº 1.927/2014 – Plenário do TCU. Consta desse Acórdão que a divisão de riscos e oportunidades da Petrobras e da Astra, fixada no Contrato de Compra e no Acordo de Acionistas (*Stock purchase and sale agreement and limited partnership formation agreement* e *Shareholders agreement*), não teria sido devidamente contemplada na avaliação do negócio.

Em 19 de junho de 2008, a Petrobras America Inc. – PAI convocou uma reunião do *Superboard* da Pasadena Refining System Inc. – PRSI (refinaria) para aprovar ações com vistas a garantir a saúde financeira da empresa. Em razão da ausência da Astra, a PAI exerceu o direito contratual de impor sua decisão (*right to override*).

Na mesma data, foi iniciado processo de arbitragem contra as empresas do Grupo Astra, alegando descumprimento de contratos quanto à gestão conjunta das empresas, chamada de capital, implementação do plano de negócios e SMS (segurança, meio ambiente e saúde).

Em 1º de julho de 2008, em contrapartida ao *right to override*, a Astra exerceu sua opção de venda (*put option*), segundo a qual a Petrobras estaria obrigada a adquirir sua participação acionária nas empresas, de acordo com fórmulas pré-estabelecidas no Acordo de Acionistas.

Na mesma data, a Astra ingressou com ação judicial nos Estados Unidos, alegando que a Petrobras teria descumprido compromissos assumidos na Carta de Intenções e cobrando US\$ 788 milhões.

Em 5 de dezembro de 2007, Carta de Intenções teria proposta a compra pela Petrobras dos 50% remanescentes por US\$ 700 milhões, além dos 50% remanescentes da comercializadora por US\$ 87,6 milhões. Essa Carta teria sido assinada por Nestor Cuñat Cerveró, representando a Petrobras na qualidade de Diretor da Área Internacional à época, e não teria tido maiores efeitos.

Laudo arbitral, de 10 de abril de 2009, fixou os seguintes valores a serem pagos pela PAI em razão do exercício da opção de venda por parte da Astra:

- a) remanescente das ações da PRSI (refinaria): US\$ 295.629.834,00, acrescidos de juros de aproximadamente US\$ 8 milhões, a serem pagos em 27/4/2009;
- b) remanescente das ações da PRSI Trading (comercializadora): US\$ 170.734.769,00, sem juros, a serem pagos em duas prestações iguais de US\$ 85.367.385,00 em 17/9/2009 e 17/9/2010;
- c) ressarcimento do valor pago ao BNP Paribas: US\$ 156.442.878,93, acrescidos de juros de aproximadamente US\$ 3,3 milhões, a serem pagos em 27/4/2009;
- d) honorários de advogado: US\$ 4 milhões, aproximadamente, devidos em 27/4/2009;
- e) custos da arbitragem: US\$ 730 mil, aproximadamente, devidos em 27/4/2009.

Nos termos do laudo arbitral, o valor total a ser pago pela Petrobras seria de US\$ 639.133.008,93.

As condições estabelecidas pela Petrobras para cumprimento da decisão desse laudo seriam as seguintes:

- a) a indenização devida em razão do pagamento pela Astra ao BNP Paribas estava sendo discutida judicialmente, portanto deveria haver acordo para extinguir a demanda judicial e evitar *double recovery*, bem como tornar sem efeito as medidas cautelares em vigor;
- b) transferência das ações, obtenção de garantias quanto à titularidade das ações etc.

Em 27 de abril de 2009, data fixada pelo laudo para pagamento, diante da insegurança jurídica, a PAI não pagou o valor previsto pela arbitragem. Apesar de não ter recebido pagamento, a Astra teria transferido a totalidade de suas ações na refinaria e na comercializadora para a PAI.

Em 30 de julho de 2009, o Conselho de Administração da Petrobras adotou a estratégia de dar prosseguimento aos processos em curso e ter condicionado o cumprimento do laudo arbitral à determinação judicial ou à assinatura de termo de acordo com quitação plena quanto à questão de Pasadena.

O laudo arbitral foi confirmado judicialmente em duas instâncias no dia 20 de dezembro de 2010 e no dia 2 de abril de 2012.

Consta do Acórdão nº 1.927/2014 – Plenário do TCU, que, a partir de outubro de 2011, as partes teriam iniciado conversas para celebrar um

acordo extrajudicial que terminaria com todas as disputas quanto à refinaria e à comercializadora.

As motivações da Petrobras para esse acordo teriam sido as seguintes:

- a) liquidar todos os litígios existentes, que poderiam chegar a US\$ 1,2 bilhão;
- b) viabilizar dois projetos de desinvestimento na Petrobras, Pigmaleão e Castor, que envolviam ativos da PAI e poderiam ser impactados. Os projetos representavam ingressos de US\$ 6,2 bilhões;
- c) liberação de recursos retidos cautelarmente no valor de US\$ 160 milhões, pois teriam sido exigidos como garantia em um dos processos judiciais;
- d) cessar o acréscimo de juros aos valores devidos desde 27 de abril de 2012, data da transferência das ações, no valor de 5% ao ano e despesas processuais, que atingiriam US\$ 40 milhões ao ano;
- e) proteger os executivos de eventual exposição; e
- f) eliminar riscos intangíveis, como impactos na marca Petrobras, problemas de captação de recursos para a PAI e futuras negociações com parceiros internacionais.

Em 7 de maio de 2012, as partes chegaram a um acordo, que totalizou US\$ 820,5 milhões, referenciado a 30 de abril de 2012, na seguinte forma:

- compra dos remanescentes 50% na PRSI, incluindo US\$ 295.629.834,00 de principal e US\$ 46.786.175,04 de juros moratórios incorridos desde a sentença arbitral (27/4/2009) até 30/4/2012: US\$ 342.416.009,04; e
- encerramento das demais disputas: US\$ 478.083.990,96.

Esse valor de US\$ 478.083.990,96 corresponde aos valores do laudo arbitral corrigidos, referentes às ações remanescentes da comercializadora, ao ressarcimento do valor pago ao BNP Paribas, aos honorários de advogado, aos custos da arbitragem, acrescidos dos valores de outras disputas (US\$ 48,5 milhões) e de antecipação de despesas (US\$ 40 milhões).

O Acórdão nº 1.927/2014 – Plenário do TCU determinou a realização de tomada de contas especial para apurar eventual dano aos cofres públicos, gestão temerária e ato de gestão antieconômico no processo de aquisição do complexo de Pasadena pela Petrobras junto ao grupo belga Astra Transcor.

Nos termos desse Acórdão, em março de 2006, a Petrobras adquiriu 50% das ações de Pasadena por US\$ 360 milhões. Além do preço, foram estabelecidas diversas condições, entre elas a opção de venda (*put option*), que conferia à Astra a prerrogativa de extinguir a parceria sem a anuência da Petrobras e de exigir a aquisição de suas ações, pela Petrobras, por preços que variariam entre 6% e 20% acima do preço de mercado.

Além de converter o processo em tomada de contas especial, o TCU chamou em citação e audiência diretores e administradores da Petrobras para apresentarem justificativas ou recolherem aos cofres públicos o prejuízo estimado de US\$ 792 milhões, na forma que se segue:

- US\$ 580.428.571,00 em decorrência da celebração de contratos junto à Astra, desconsiderando laudo elaborado por empresa de consultoria especializada, o que levou à compra de 50% de Pasadena e ao compromisso de comprar os outros 50%, no caso do exercício do *put option* pela Astra;
- US\$ 92.300.000,00 devidos a prejuízo causado pela decisão de postergar o cumprimento da sentença arbitral até o trânsito em julgado de ações que visavam desconstituí-la;
- US\$ 39.700.000,00 decorrentes de prejuízo causado ao patrimônio da Petrobras pela dispensa de cobrança à Astra de valor previsto contratualmente; e
- US\$ 79.890.000,00 em razão de prejuízo resultante das tratativas com a Astra e da consequente assinatura da Carta de Intenções para aquisição dos 50% remanescentes por valor superior àquele que decorreria do Acordo de Acionistas e ao valor estipulado por consultoria especializada contratada pela Petrobras.

O TCU decretou, cautelarmente, a indisponibilidade pelo período dos bens dos agentes arrolados como responsáveis no Acórdão nº 1.927/2014.

Segundo o TCU, a tomada de contas especial é um processo que visa à apuração de responsabilidade por ocorrência de dano à administração pública federal e à obtenção do respectivo ressarcimento. Quando o tribunal analisar os esclarecimentos apresentados pelos responsáveis, o processo passará por novo julgamento.

No caso da refinaria de Pasadena, a Petrobras realizou testes de perda por desvalorização do ativo (*impairment*). Nesses testes, considera-se o fluxo de caixa dos próximos 25 anos e essa avaliação é realizada anualmente.

Considerando que o mercado de refino é cíclico e que existem fatores conjunturais, como a recente disponibilidade de *tight oil* com margens competitivas, em testes futuros pode haver reversão parcial ou integral de perdas já lançadas no balanço, desde que seja demonstrada melhora na projeção dos resultados.

Desde a aquisição pela Petrobras em 2006, houve baixas de valor do ativo refinaria de Pasadena (*impairments*) que totalizaram US\$ 530 milhões, sendo US\$ 160 milhões em 2008, US\$ 147 milhões em 2009 e US\$ 223 milhões em 2012.

Além dos pagamentos feitos à Astra de US\$ 1,249 bilhões na aquisição de Pasadena (US\$ 554 milhões relativos à PRSI-Refinaria, US\$ 341 milhões relativos à PRST-Comercializadora e demais gastos que somaram US\$ 354 milhões), a Petrobras reconhece que, desde a aquisição em setembro de 2006 (fechamento do negócio) até 2013, foram investidos outros US\$ 685 milhões em melhorias operacionais, manutenção, paradas programadas e SMS (segurança, saúde e meio ambiente).

2.2 México

A Petrobras iniciou suas atividades no México em 2003 como operadora em contratos de serviço de produção e exploração de gás natural nos blocos terrestres de Cuervito e Fronterizo, localizados na Bacia de Burgos, no norte do país. Adicionalmente, a Petrobras tinha um acordo de colaboração técnica e científica com a Petróleos Mexicanos – Pemex ao longo de 2014 e estava sendo renegociada a sua renovação.

3. Ásia

Atualmente, a Petrobras atua na China, Singapura e Japão.

Em 2005, foi assinado um memorando de entendimento com a Corporação Nacional de Petróleo da China – CNPC (*China National Petroleum Corporation*) com o objetivo de desenvolver negócios conjuntos nas atividades integradas do setor, envolvendo refino, dutos e exploração e produção de recursos petrolíferos, em terra e no mar, no Brasil, na China ou em outras regiões do mundo¹.

As missões do escritório da China são, principalmente, apoiar as vendas de petróleo da Petrobras para a China, especialmente do óleo pesado extraído da Bacia de Campos, e operacionalizar os acordos com as estatais

¹ <http://www.petrobras.com/pt/paises/china/china.htm>

chinesas, que trazem a perspectiva de abertura de novos mercados para a empresa, em especial na própria Ásia.

O escritório da Petrobras em Singapura é responsável pelo apoio às atividades comerciais na área de petróleo e derivados para a Ásia, com exceção da China. Atua predominantemente na exportação de petróleo e óleo combustível e na importação de diesel na região. Também acompanha o mercado de petróleo e derivados de forma geral, desenvolvendo novos negócios e buscando oportunidades comerciais.

Além dessas atividades, a Petrobras fornece óleo combustível para navios (*bunker*) em Cingapura, sendo a maior fornecedora de *bunker* de baixo teor de enxofre nesse mercado.

No Japão, a Petrobras está presente desde 2000, com a abertura do escritório de representação em Tóquio. Com essa representação, a empresa conseguiu importantes financiamentos para o desenvolvimento de projetos no Brasil.

Em 2005, a Petrobras iniciou uma parceria com a criação da Brazil-Japan Ethanol – BJE, uma *Joint Venture* formada entre a Petrobras e a Nippon Alcohol Hambai. A finalidade da BJE seria abrir o mercado japonês para a comercialização de etanol do Brasil.

Em 2008, a Petrobras entrou no setor de refino no país, adquirindo participação na Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha – NSS. Os ativos da NSS compreendem uma refinaria com capacidade de processamento de 100 mil barris de petróleo por dia, um terminal de tancagem de petróleo e derivados com capacidade de armazenamento de 9,6 milhões de barris, três píeres com capacidade para receber navios de produtos de até 97 mil *deadweight tonnage* (dwt), e uma monoboia para navios *Very Large Crude Carrier* (VLCC) de até 280 mil dwt.

Em abril de 2015, a Petrobras decidiu encerrar as operações de refino da NSS, mantendo a continuidade das atividades da NSS como terminal marítimo.

O Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Auditadas de 2015, foi registrada uma perda por desvalorização (*impairment*) da NSS de R\$ 343 milhões.

4. África

A Petrobras iniciou suas operações na África em Angola, em 1979. Os outros negócios da empresa na África ocorreram depois: Nigéria, em 1998; Tanzânia, 2004; Líbia, em 2005; Guiné Equatorial, em 2006; Namíbia, em 2009; e Benin e Gabão, em 2011.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras (Formulário 20-F) para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2012, a empresa tinha as participações na África mostradas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 Participações da Petrobras na África

Países	Principais projetos em desenvolvimento	Fase	Operado por	Participação da Petrobras (%)
Angola	Bloco 2/85	Produção	Parceiro	27,5
	Bloco 6/06	Exploração	Petrobras	40
	Bloco 18/06	Exploração	Petrobras	30
	Bloco 26	Exploração	Petrobras	40
Benin	Bloco 4	Exploração	Parceiro	35
Gabão	Ntsina Marin	Exploração	Parceiro	50
	Mbeli Marin	Exploração	Parceiro	50
Namíbia	2714A	Exploração	Petrobras	30
Nigéria	Akpo	Produção	Parceiro	20
	Agbami	Produção	Parceiro	12,5
	Egina	Desenvolvimento	Parceiro	20
	Egina South	Exploração	Parceiro	20
	Preowei	Exploração	Parceiro	20
Tanzânia	Bloco 5	Exploração	Petrobras	50
	Bloco 6	Exploração	Petrobras	50
	Bloco 8	Exploração	Petrobras	50

O Relatório de 2015 mostra grandes alterações em relação ao Relatório de 2012, de onde se extraiu a Tabela 5.1. Essas alterações e o histórico da atuação da Petrobras nesses países são detalhados a seguir.

4.1 Angola

A Petrobras iniciou suas operações em Angola em 1979 em razão da política externa brasileira implementada pelo governo Geisel a partir de 1974, cuja consagração ocorreu com o reconhecimento oficial da Independência desse país em 1975.

Nessa época, a política externa brasileira visava à manutenção do nacional-desenvolvimentismo, à busca de novos mercados e parceiros e à manutenção de certa influência no Atlântico Sul, por meio da política africana. Na década de 1980, houve uma dimensão cooperativa que se expressou no suporte técnico para o treinamento de quadros angolanos para a indústria petrolífera.

Na área de exploração e produção, a história da Petrobras em Angola divide-se em duas fases. A primeira foi até novembro de 2006, época em que era sócia não operadora de apenas dois blocos: o bloco 2/85, do qual é sócia desde 1980, e o bloco 34, em fase de exploração².

A segunda fase teve início em dezembro de 2006, quando a Petrobras passou a ter direitos de exploração e produção em mais quatro blocos no país, sendo operadora em três deles, os blocos 6/06, 18/06 e 26, e sócia não operadora do bloco 15/06. Após tantos anos de atuação, foi a primeira vez que a Petrobras tornou-se operadora em Angola.

No fim de 2009, foi anunciada a descoberta de petróleo no poço Manganês-01, no bloco 18/06. Esse poço está localizado a 200 quilômetros de Luanda. Houve mais sete descobertas no bloco 15/05, onde a Petrobras possui 5% de participação.

De acordo com Relatório Anual da Petrobras (2011), a empresa vendeu a participação de 50% no bloco 26 e toda a participação no bloco 15. Além disso, o bloco 34 foi devolvido para o governo de Angola. Em 2011, a produção líquida da Petrobras em Angola foi de 1,64 mil barris de óleo equivalente por dia no bloco 2, que não é operado pela empresa.

Em 2012, toda a produção também se originou do bloco 2; a Petrobras era operadora dos blocos 6/06, 18/06 e 26, ainda em fase exploratória. No Relatório Anual da Petrobras (2014), em Angola, consta apenas o bloco 26.

² <http://200.143.23.87/pt/paises/angola/angola.htm>

4.2 Benin

Em 22 de janeiro de 2011, a Petrobras adquiriu 50% de participação no bloco 4, localizado na costa do Benin, país situado na costa oeste da África, junto à empresa Compagnie Béninoise des Hydrocarbures – CBH, subsidiária da Lusitania Petroleum, que permaneceu com os 50% restantes.

Na época, essa área, denominada Margem Equatorial do Atlântico, atraía grande interesse da indústria do petróleo, principalmente após a descoberta, em 2007, do campo de Jubilee em Gana, país vizinho ao Benin.

A expectativa era encontrar óleo leve, reproduzindo descobertas realizadas em atividades exploratórias no continente Africano. A Petrobras buscava áreas de grande potencial exploratório, de forma a proporcionar sinergia com o portfólio brasileiro e obter vantagens competitivas com sua experiência em reservatórios turbidíticos e produção em águas profundas.

Os investimentos de US\$ 34,5 milhões realizados na aquisição do bloco exploratório referiam-se a bônus de assinatura e reembolso de custos passados. Adicionalmente foram realizados outros gastos na aquisição, processamento e interpretação de sísmica 3D, além de custos administrativos e impostos, totalizando cerca de US\$ 66 milhões. Esses trabalhos eram necessários para a decisão de perfuração do poço.

Em 2012, a Shell manifestou interesse em adquirir participação no bloco. O desinvestimento foi considerado benéfico à Petrobras, pelo compartilhamento de riscos e custos, com a consequente diminuição da exposição financeira.

Em 23 de setembro de 2013, ocorreu o início da perfuração do poço Houmelan-1, cujas operações foram concluídas em 20 de abril de 2014, com poço seco.

O insucesso e as informações obtidas com a perfuração do poço Houmelan-1 aumentaram consideravelmente os riscos do prospecto. Após negociações entre representantes da Petrobras, Shell, CBH e o do Governo do Benin, ficou acertada a saída da Petrobras do consórcio bloco 4.

Atualmente a Petrobras não possui nenhum negócio no Benin.

4.3 Gabão

No Gabão, a Petrobras adquiriu, em 2011, 50% dos direitos de exploração de dois blocos *offshore*. O compromisso incluiu a realização de estudo sísmico 3D e a perfuração de poços para continuar com a próxima fase do projeto. Em 2012, foi realizado um estudo sísmico 3D nos blocos Ntsina Marin e Mbeli Marin, com profundidade da água de até 2.200 m. Esses dois blocos ainda constam do Relatório da Petrobras de 2015.

4.4 Namíbia

Na Namíbia, a Petrobras tinha participação no bloco 2714A. Esse bloco, localizado na plataforma continental no sul da Namíbia, cobre uma área de aproximadamente 5.500 km² em águas com profundidades de 150 m a 1.500 m. Em 2011, a Petrobras tornou-se o operador do bloco. Em 2012, foi perfurado o primeiro poço, porém não houve descoberta. Nesse ano, estava em avaliação o potencial remanescente do bloco 2714A.

No Relatório Anual da Petrobras (2014), não mais constava nenhuma participação da empresa em bloco na Namíbia.

4.5 Nigéria

As principais atividades da Petrobras na África concentram-se na Nigéria, nos campos de Akpo e Agbami. Em 2011, a produção nesses campos foi de 55,99 mil barris de óleo equivalente por dia. A empresa tem, ainda, o projeto de desenvolvimento da produção no campo de Egina e atividade exploratória nos campos de Egina South e Preoweí, todos sob o regime de partilha de produção. Em razão de sua importância, a atuação da Petrobras na Nigéria é tratada no capítulo 6.

4.6 Tanzânia

A Petrobras atua na Tanzânia desde 2004, quando foi assinado contrato com a Tanzanian Petroleum Development Corporation – TPDC, relacionado ao bloco 5. Em 2006, houve assinatura de contrato relativo ao bloco 6. Em 2012, o governo da Tanzânia assinou acordos de partilha de produção com três empresas, incluindo a Petrobras, para explorar petróleo na área *offshore* do bloco 8.

Em 2011, a Petrobras, por meio de sua subsidiária Petrobras Tanzania Ltd, passou a contar com a parceria da Shell Deepwater Tanzania BV, que adquiriu 50% dos direitos dos blocos 5 e 6. A Petrobras manteve-se como operadora

desses blocos. Também nesse ano, foi realizada a perfuração do poço Zeta-1, no bloco 5, onde, com base na interpretação de sísmica 3D, foi possível identificar prospecto com potencial para descoberta de gás.

No Relatório Anual da Petrobras (2014), constavam os blocos 6 e 8, e não mais o bloco 5. No relatório de 2015, não consta nenhuma informação sobre a Tanzânia.

5. Venda de ativos e formação da *Joint Venture* na África

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras (2014), em junho de 2013, a Petrobras estabeleceu uma *Joint Venture* (JV) com o BTG Pactual para explorar oportunidades de petróleo e gás na África. Essa JV foi formada a partir da aquisição pelo BTG Pactual de 50% das ações emitidas pela Petrobras Oil & Gas B.V. – PO&G por meio da subsidiária integral Petrobras International Braspetro B.V. – PIB BV por US\$ 1,5 bilhão.

A PO&G está envolvida na exploração e produção de petróleo e gás por meio de suas subsidiárias na Nigéria e escritórios, à época, em Benin, Gabão e Namíbia. Em maio de 2014, a carteira da PO&G foi expandida quando ela obteve controle sobre a subsidiária da Petrobras na Tanzânia e, em junho de 2014, quando ela obteve controle do escritório da Petrobras em Angola.

Durante 2014, as atividades de exploração da PO&G resultaram na perfuração de quatro poços considerados secos e um considerado uma descoberta subcomercial.

Os ativos da JV com o BTG Pactual incluíam:

- Angola: licença do bloco 26, retido no final de 2014. Ao longo de 2014, venceram as licenças de três blocos: 2/85, em abril, 6/06 e 18/06, em novembro. Todos esses blocos estavam na fase exploratória;
- Benin: bloco 4, em fase exploratória (atualmente, a Petrobras não tem ativos nesse país);
- Gabão: blocos Ntsina Marin e Mbeli Marin, em fase exploratória;
- Namíbia: foi devolvido o bloco 2714A para o governo da Namíbia em abril de 2014;
- Nigéria: campos produtores de Agbami e Akpo e projeto de Egina, em fase de desenvolvimento, e campos de Preowei e Egina Sul, em fase de avaliação;

- Tanzânia: blocos exploratórios 6 e 8 (no Relatório da Petrobras de 2015, não mais constam informações sobre esse país).

A Figura 5.1 mostra os países onde a Petrobras tinha operações, quando do estabelecimento da JV com o BTG Pactual.



Figura 5.1 Países onde atua a PO&G

No dia 25 de janeiro de 2015, a Petrobras divulgou esclarecimentos sobre a formação da JV para atuação na África. De acordo com esse esclarecimento, a decisão de internacionalização da Petrobras deu-se no final da década de 90, em contexto totalmente diverso do atual. A Petrobras tomou essa decisão porque, naquela época, não havia expectativas de contar com suficientes reservas de óleo e gás no Brasil para garantir o suprimento do País.

Segundo a Petrobras, com a descoberta do Pré-Sal, a companhia intensificou ali a exploração e produção, descobrindo vários campos gigantes; situação oposta a que levava a companhia à internacionalização. A área do Pré-Sal passou a demandar vultosos investimentos e a oferecer produtividade excepcional. Como faria qualquer companhia de petróleo, a Petrobras mudou seu enfoque de internacionalização para o de concentração de investimentos no Brasil. Dessa forma, seus negócios em todo o mundo foram reavaliados.

De acordo com o esclarecimento, o principal motivo para a formação da JV na África foi viabilizar o desenvolvimento do campo de Egina, na Nigéria, que exigiria investimentos da ordem de US\$ 3 bilhões. Sem a formação de uma JV e sem possibilidade de captar recursos desse montante via novo financiamento no mercado, as alternativas para a Petrobras viabilizar o desenvolvimento de Egina seriam a saída total do campo de Agbami, ou ainda a diluição de sua participação no campo de Akpo, na Nigéria. Portanto a formação da

JV foi, segundo a Petrobras, a melhor alternativa para a empresa, assegurando sua permanência estratégica na África.

De acordo com a Petrobras, as operações da empresa na África envolviam não apenas os campos em produção na Nigéria de Akpo e Agbami, mas também ativos exploratórios de alto risco nos países: Benin, Gabão, Namíbia, Angola e Tanzânia. Desde a formação da JV, as atividades exploratórias já teriam consumido, até a época, investimentos da ordem de US\$ 250 milhões na perfuração de quatro poços, que não resultaram em descobertas de hidrocarbonetos, ou seja, poços secos.

De acordo com a estatal, teriam sido incluídas outras entidades financeiras na lista das 14 empresas convidadas para o processo. Além do BTG Pactual, a Petrobras convidou para participação no processo competitivo empresas com atuação em óleo e gás e empresas financeiras, como fundos de investimentos de outros países. Um dos fundos de investimento, que era controlador de uma empresa petroleira estrangeira, chegou a enviar proposta inferior à do BTG em valor e condições.

A Chevron teria sido consultada pela Petrobras, mas revelou não ter interesse, naquele momento, em aumentar sua posição em todos os ativos na África. O direito de preferência da Chevron se aplicaria caso a Petrobras tivesse escolhido a alternativa de venda só do campo de Agbami. No caso da formação da JV, englobando todos os ativos na África, não seriam modificadas as composições de cada consórcio individualmente, e, portanto, não caberia direito de preferência em razão da entrada de um novo sócio na JV.

Segundo o esclarecimento da Petrobras, a Nigéria discutia a modificação de seu marco regulatório do petróleo sem que houvesse certeza sobre o seu texto final, início da sua aplicação e impactos nos negócios. Essa indefinição traria incerteza aos negócios locais e, assim, empresas internacionais vêm postergando seus investimentos. As propostas recebidas consideravam que o sócio compartilharia com a Petrobras os riscos. A proposta do BTG de US\$ 1,5 bilhão, por 50% da JV, estava dentro da faixa de valor da avaliação interna da Petrobras e foi considerada justa pelo assessor financeiro Standard Chartered Bank.

De acordo com a estatal, financiamentos são necessários para alavancar qualquer empresa. A linha de crédito RBL (Reserve Based Loan) foi obtida após extensas negociações com um grupo de nove bancos, que resultaram na melhoria das condições comerciais, consideradas aceitáveis pelos sócios Petrobras e BTG. Cabe ressaltar que a alavancagem de um empresa e a busca de

sua estrutura ótima de capital, balanceando dívida e *equity*, é reflexo de uma boa gestão financeira visando agregação de valor. Como já esclarecido anteriormente, a Petrobras não teria condições de endividamento adicional, se permanecesse sozinha no negócio.

Segundo a Petrobras, a lucratividade das operações de produção na África já permitia, anteriormente à formação da JV, a distribuição de dividendos para a Petrobras através de sua controlada PIB BV. As operações eram lucrativas, o que permitiu a distribuição de dividendos de US\$ 150 milhões para cada um dos sócios agora não mais via PIB BV, mas por meio da PO&G.

De acordo com o esclarecimento, desinvestimentos da Petrobras eram necessários e previstos no seu Plano de Negócios desde 2011. As operações de desinvestimentos são uma fonte importante de recursos. Todas as empresas no mundo consideram como uma das fontes de recursos as operações de desinvestimentos, que envolvem requisitos de sigilo e confidencialidade e têm como benefício a antecipação do fluxo de caixa futuro dos ativos desinvestidos, bem como, no caso de formação de parcerias, o compartilhamento dos riscos e dos investimentos necessários para continuidade das atividades.

6. Dados e análise dos ativos na Nigéria

O campo de Agbami foi descoberto no bloco exploratório *Oil Prospecting License* – OPL 216. No entanto, aproximadamente um terço do Campo estava localizado no OPL 217, conforme mostrado na Figura 6.1³. Em dezembro de 2004, o bloco OPL 216 foi convertido na liberação da *Oil Mining Lease* – OML 127. Em fevereiro de 2005, foi assinado um acordo de unitização, que viabilizou o desenvolvimento do campo gigante de Agbami.

³ http://www.rigzone.com/news/image_detail.asp?img_id=1443

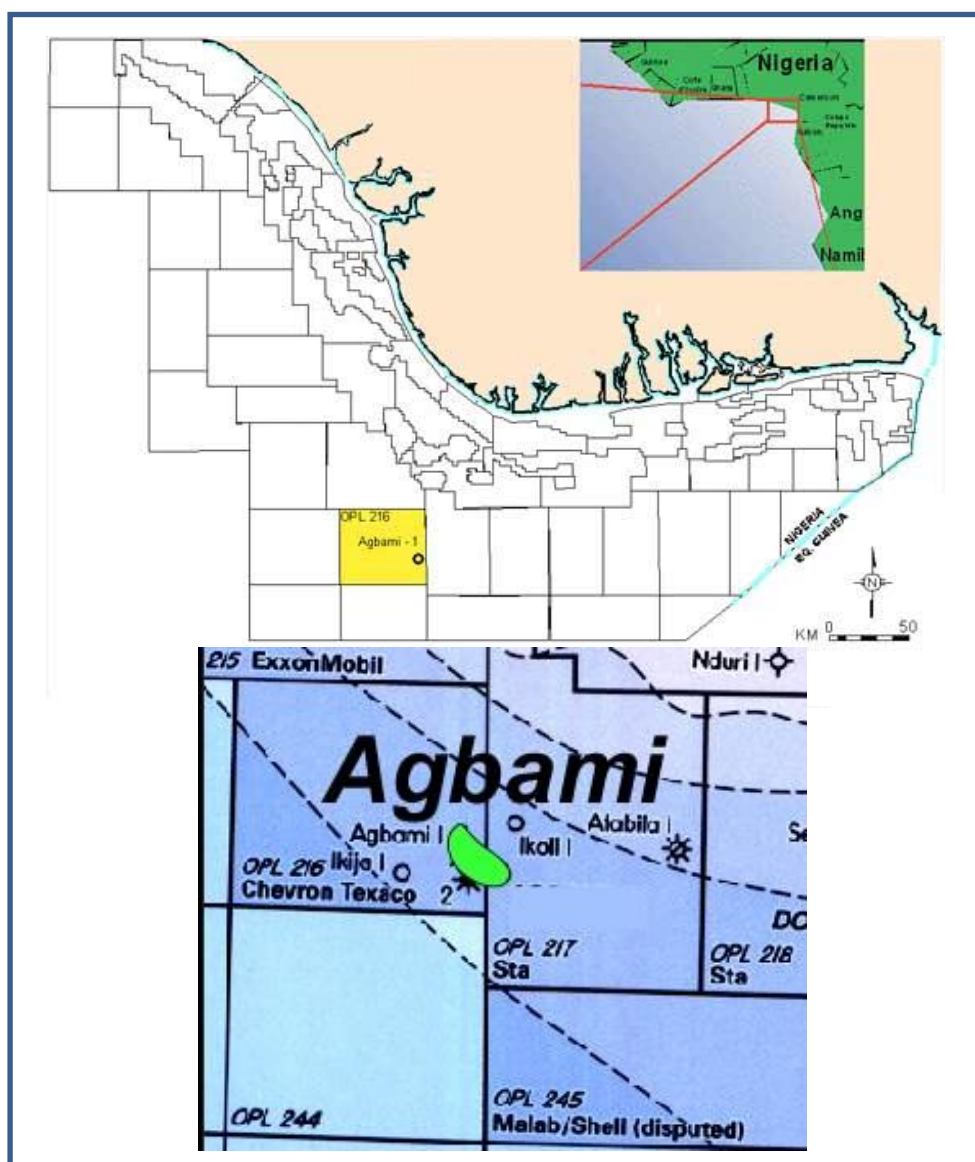


Figura 6.1 Localização do campo de Agbami

Outro campo gigante na Nigéria é o de Akpo, que começou a produzir no primeiro trimestre de 2009. Em 2015, deverá entrar em operação o campo de Egina. Depois disso, as atenções estarão voltadas para os campos de Preowei e Egina Sul, localizados no OML 130, onde também estão localizados os campos de Akpo e Egina. A Figura 6.2 mostra o OML 130 e as áreas de Akpo, Egina, Preowei e Egina Sul⁴.

⁴ http://www.sapetro.com/wp-content/uploads/2013/11/20130619_SAPETRO-EAOG- Presentation.pdf

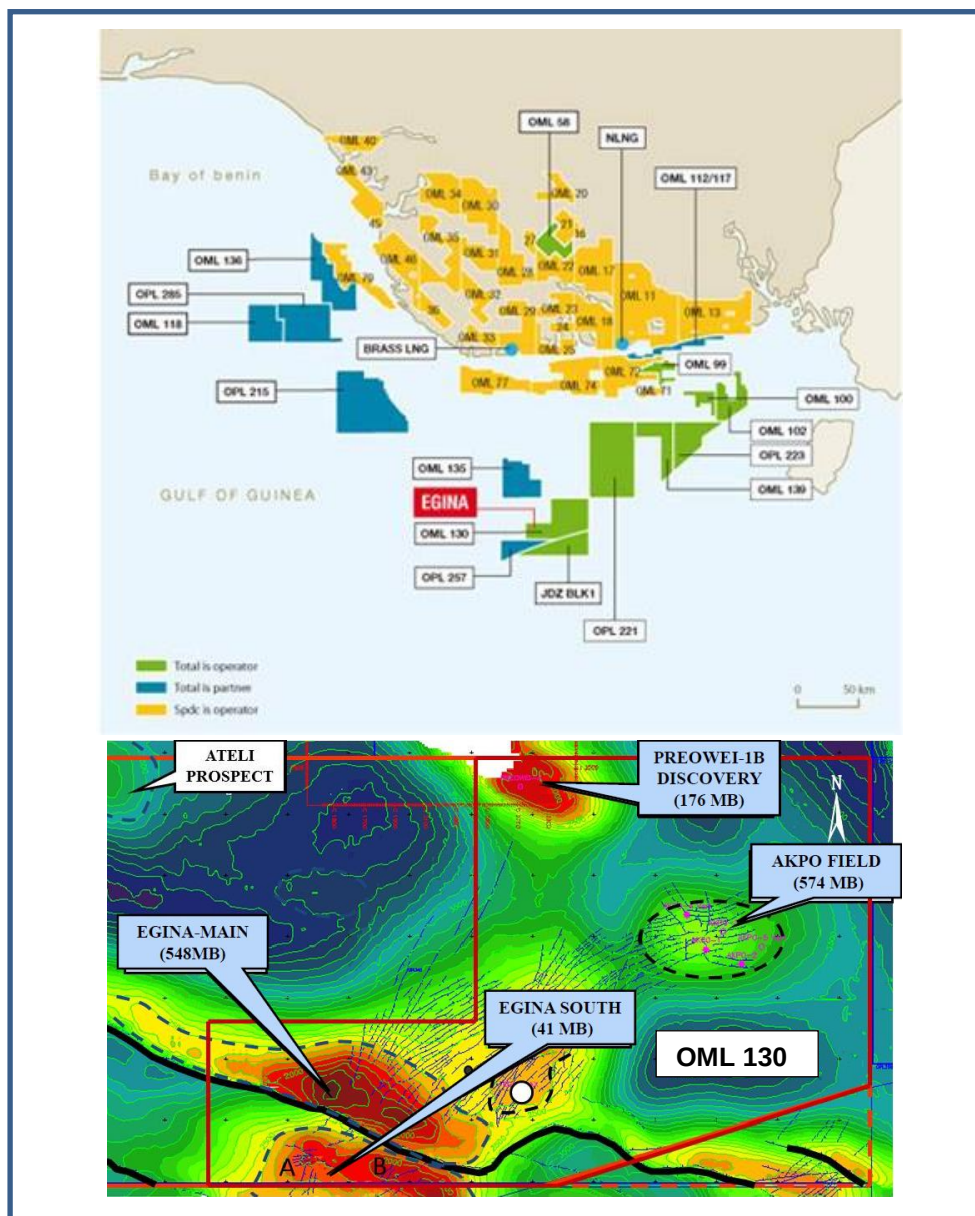


Figura 6.2 Localização de Akpo, Egina, Preowei e Egina Sul

A seguir, são detalhados os ativos da Petrobras na Nigéria.

6.1 Agbami

O projeto de Agbami é estimado em US\$ 3,5 bilhões, sendo o maior desenvolvimento em águas profundas da Nigéria⁵. O campo está localizado a cerca de 113 quilômetros da costa desse país, na parte central do Delta do Niger. O

⁵ <http://www.offshore-technology.com/projects/agbami/>

campo é explorado sob regime de partilha de produção. A Chevron é a operadora do campo de Agbami. Também têm participação nesse campo a Statoil e a PO&G.

A empresa Famfa Oil Ltd. recebeu do Governo Federal os direitos exploratórios do bloco OPL 216 em agosto de 1993⁶. Em setembro de 1996, a empresa cedeu à Star Deep Water Petroleum, subsidiária da Texaco, 40% de participação nesse bloco 216. Em 1998, quantidades comerciais de óleo leve, API 45°, foram descobertas. As reservas de Agbami podem atingir 1,56 bilhão de barris de óleo equivalente, sendo a melhor estimativa de 1 bilhão de barris.

Em maio de 1998, a Petrobras foi convidada para participar do projeto com uma parcela de 8%, ficando a Famfa com 60% e a Star Deep com 32%. Em outubro de 2000, a Texaco e suas subsidiárias foram compradas pela Chevron.

Em dezembro de 2004, a licença de exploração foi convertida no OML 127. Em fevereiro de 2005, um acordo de unitização foi assinado com os detentores da OPL 217.

Antes da unitização, as participações eram as seguintes: Nigerian National Petroleum Corporation – NNPC (50%); Star Deep (32%); Famfa (10%); Petrobras (8%). Depois da unitização, as participações mudaram para Chevron (68,15% - operador), Statoil (18,85%) e Petrobras (13%) (Durham, 2010).

O poço Agbami-1 atravessou um reservatório do tipo arenito saturado com óleo, cuja espessura varia de 134 m a 205 m. O grau API do óleo varia de 35° a 45°, com baixo teor de enxofre.

O poço Agbami-2 atravessou reservatórios de 163 m em cinco zonas portadores de óleo, uma das quais produziu 10 mil barris por dia. O óleo tinha grau API 45°, com baixo nível de contaminantes, tais como, vanádio, níquel e ferro.

Agbami foi desenvolvido com um sistema de produção submarino conectado a um navio de produção, estocagem e descarga do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*).

O campo entrou em operação em 2008 e seu pico de produção de óleo foi de 250 mil barris por dia. Um programa de dez poços aumentou a capacidade de produção para compensar o declínio do campo. O FPSO foi projetado para essa produção de óleo e para uma produção de 12,7 milhões de metros cúbicos de gás.

⁶ http://www.famfa.com/Early_History.php

O casco do FPSO de Agbami foi construído pela Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering. O custo total do FPSO foi de US\$ 1,2 bilhão. Ele está ancorado em lâmina d'água de 1.463 m e conectado a 40 poços submarinos. A Figura 6.3 mostra o FPSO de Agbami.



Figura 6.3 FPSO de Agbami

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras (Formulário 20-F) para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2012, a participação da empresa em Agbami era de 12,5%. Assim, sua parcela máxima na produção de óleo seria de 31,25 mil barris por dia.

Admitindo-se a curva de produção de óleo mostrada na Figura 6.4, uma taxa de desconto de 8,5% ao ano, que os contratados tenham uma receita líquida de 20% do valor da receita bruta e um valor do barril de US\$ 65 (de 2013 a 2029), o valor presente líquido da parcela da Petrobras era de US\$ 984 milhões em 2013.

Registre-se que, em 2013, o mercado trabalhava com preços médios do petróleo muito acima de US\$ 65 por barril. Por isso, foi admitido esse valor que, no cenário atual, parece alto.

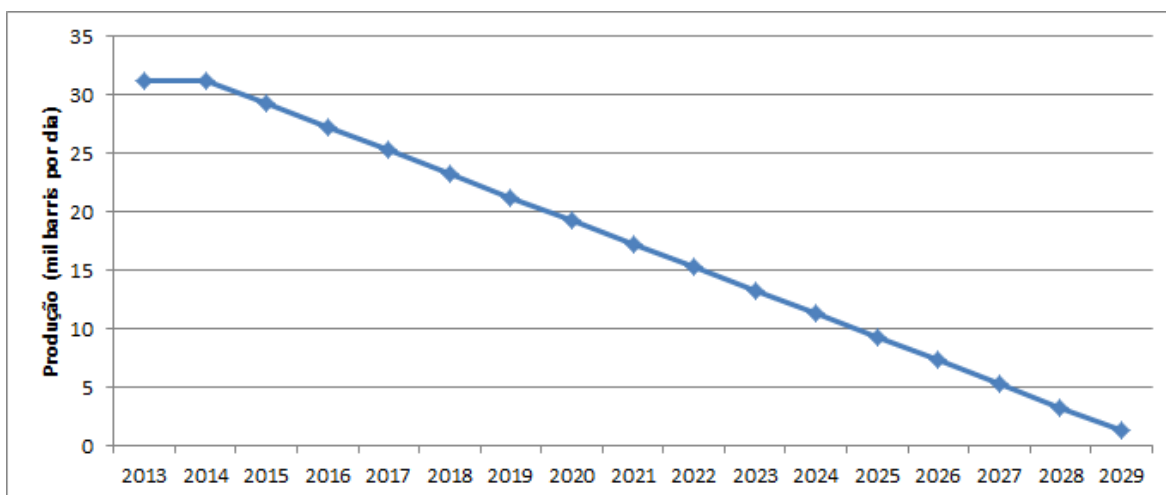


Figura 6.4 Curva de produção da Petrobras em Agbami

6.2 Akpo

O campo de Akpo, descoberto em 2000, está localizado em águas profundas da Nigéria a 200 quilômetros de Port Harcourt. Ele é operado pela Total. A China National Offshore Oil Corporation – CNOOC, a PO&G e a South Atlantic Petroleum – Sapetro também têm participação.

O governo da Nigéria concedeu a OPL 246 para a Sapetro em 1998. Em razão do sucesso da avaliação, 50% do OPL 246 foi convertido na OML 130 em 2005, onde estão localizados os campos de Akpo, Egina, Preowei e Egina Sul. Awad e Ferreira⁷ apresentam dados dos campos de Akpo, Egina e Preowei.

O campo de Akpo está localizado a 200 quilômetros da costa da Nigéria, em lâminas d'água de 1.300 m a 1.500 m. As reservas estimadas são de 620 milhões de barris de condensado e mais de 28 bilhões de metros cúbicos de gás de acordo com a Total⁸.

O sistema submarino de produção contempla 44 poços, sendo 22 produtores, 20 de injeção de água e 2 injetores de gás. Foram instalados 100

⁷ AWAD, Samir e FERREIRA, Rudy. Petrobras In Nigeria: a Success Case. 18th World Petroleum Congress - 25-29 September, 2005, Johannesburg, South Africa.

⁸ http://www.mundopositivo.com.br/noticias/20145084-petrobras_quer_vender_blocos_na_nigeria_por_us_5_bi.html

quilômetros de linhas de fluxo, 80 quilômetros de umbilicais e 14 risers para conectar a rede submarina ao FPSO⁹. A Figura 6.5 mostra o sistema de produção de Akpo.

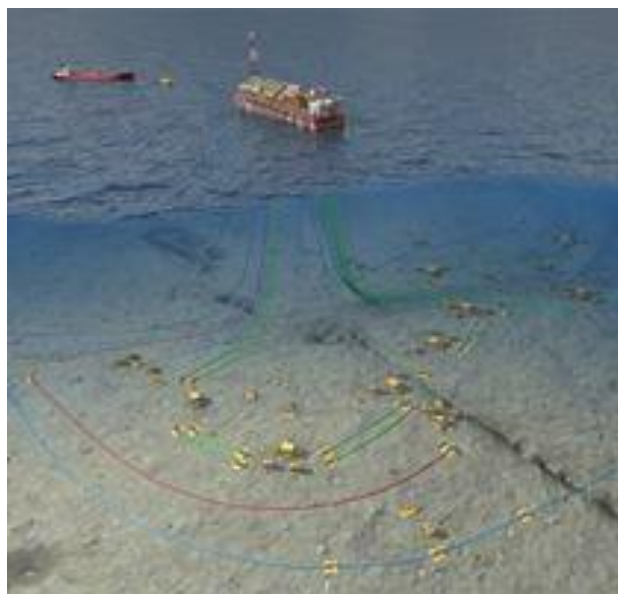


Figura 6.5 Sistema de produção de Akpo

O FPSO, ancorado por 12 linhas, foi projetado para processar 185 mil barris de condensado por dia e 15 milhões de metros cúbicos de gás por dia. A capacidade de estocagem é de 2 milhões de barris de condensado.

O gás é transportado por um gasoduto de 150 quilômetros até as plataformas do campo de Amenam Kpono. De lá, é transportado até um terminal de gás natural liquefeito – GNL.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras (Formulário 20-F) para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2012, a participação da empresa em Akpo era de 20%. Assim, sua parcela máxima na produção de óleo seria de 37 mil barris por dia.

Admitindo-se a curva de produção de óleo mostrada na Figura 6.6, uma taxa de desconto de 8,5% ao ano, que os contratados tenham uma receita líquida de 20% do valor da receita bruta e um valor do barril de US\$ 65 (de 2013 a 2029), o valor presente líquido da parcela da Petrobras era de US\$ 1,095 bilhão em 2013.

⁹ <http://abarrelfull.wikidot.com/akpo-oil-field>

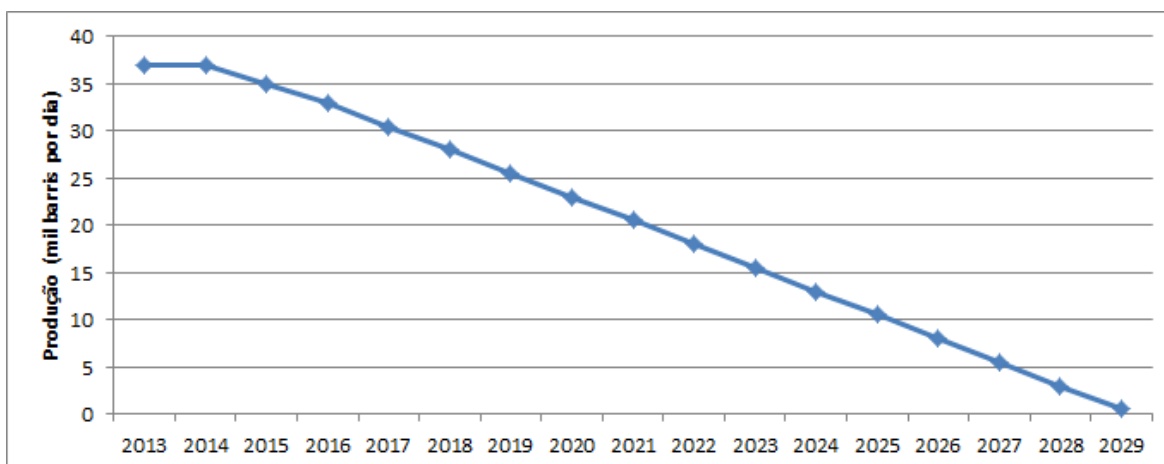


Figura 6.6 Curva de produção da Petrobras em Akpo

6.3 Egina

O campo de Egina está localizado a 150 quilômetros da costa da Nigéria. O campo está sendo desenvolvido pela Total, que é a operadora, em parceria com a CNOOC, Sapetro e PO&G¹⁰. Egina está localizado a cerca de 20 quilômetros do campo de Akpo, situado em lâmina d'água de até 1.750 m.

O campo foi descoberto em dezembro de 2003, quando foi perfurado o poço Egina-1. Já foram perfurados 5 poços, que atravessaram reservatórios tipo arenito com espessura de 60 m a 80 m. As reservas de óleo estão estimadas em 550 milhões de barris. A produção prevista do poço Egina-5 era de 12 mil barris por dia.

Os estudos de engenharia básica iniciaram-se em 2008. No ano, seguinte, o plano de desenvolvimento do campo foi aprovado pelas autoridades da Nigéria.

O primeiro FEED (*front end engineering design*) foi finalizado em julho de 2010. O desenvolvimento do campo de Egina contempla um FPSO, um terminal de descarga e sistemas submarinos de produção, tais como riser, 52 quilômetros de linhas de fluxo, 12 jumpers flexíveis, 20 quilômetros de gasoduto de exportação, 80 quilômetros de umbilicais e manifolds submarinos.

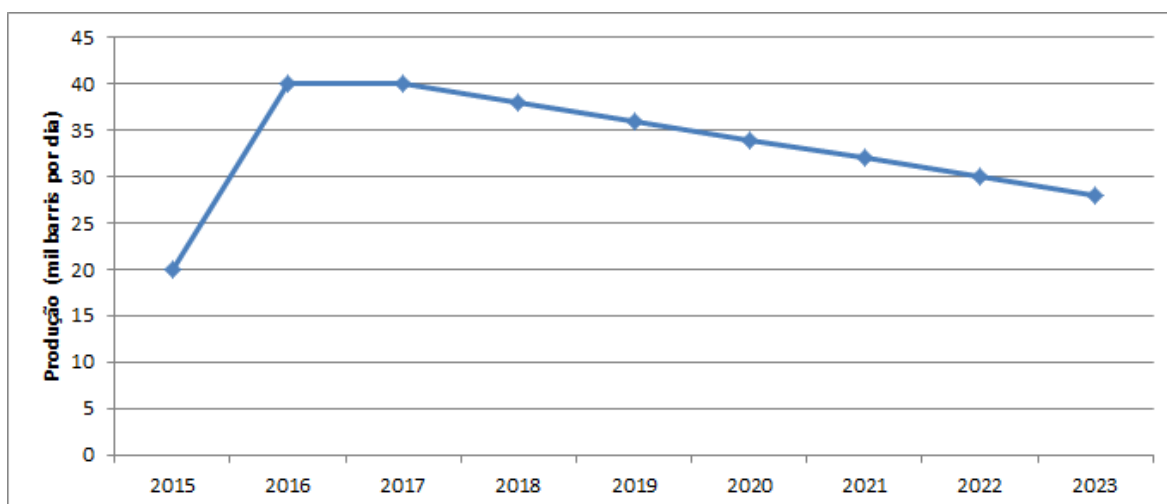
O campo de Egina deve produzir até 200 mil barris de óleo por dia e 4,5 milhões de metros cúbicos de gás por dia. Em junho de 2013, foi assinado

¹⁰ <http://www.offshore-technology.com/projects/egina-field/>

um contrato de engenharia, aquisições, fabricação, instalação e pré-comissionamento de US\$ 3,5 bilhões. Para o sistema submarino, o valor do contrato, também assinado em 2013, foi de US\$ 1,2 bilhão.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras (Formulário 20-F) para o exercício fiscal findo em 31 de dezembro de 2012, a participação da empresa em Egina era de 20%. Assim, sua parcela máxima será de 40 mil barris de óleo por dia.

Admitindo-se a curva de produção mostrada na Figura 6.7, uma taxa de desconto de 8,5% ao ano, que os contratados tenham uma receita líquida de 20% do valor da receita bruta e um valor do barril de US\$ 65 (de 2015 a 2023), o valor presente líquido da parcela da Petrobras era de US\$ 1,020 bilhão em 2013.



6.4 Preowei e Egina Sul

O campo de Preowei, com reservas de 200 milhões de barris de óleo leve, está localizado no mesmo bloco de Egina¹¹. Também apresenta óleo de 28° API. Possivelmente, um oleoduto levará a produção para o FPSO ancorado em Egina ou Akpo, para dali ser exportada. A Figura 6.8 mostra a localização dos poços Preowei-1 e Preowei-2. Também é mostrada a localização do poço Egina South-1. As reservas de Egina Sul são estimadas em 41 milhões de barris.

Estima-se que o valor presente líquido da Petrobras referente a Preowei e Egina Sul era metade do de Egina, ou seja, de US\$ 510 milhões em 2013.

¹¹

<http://www.hotsitespetrobras.com.br/petrobrasmagazine/edicoes/edicao55/pt/ResultadosnaNigeria/ResultadosnaNigeria.html#ContainerGeral>

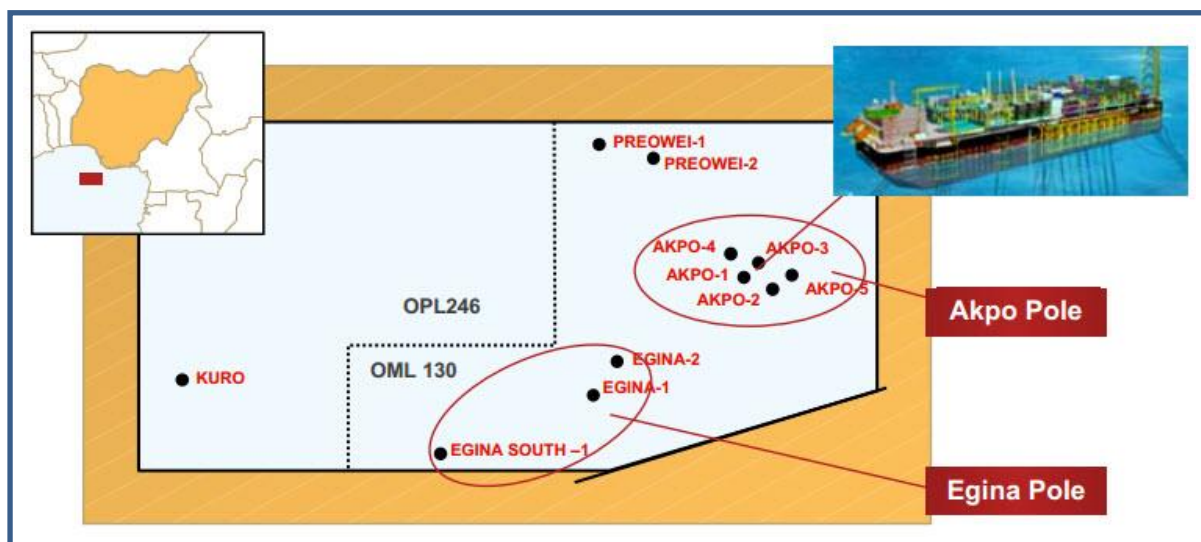


Figura 6.8 Localização dos poços de Preowei e Egina Sul¹²

6.5 Análise do valor dos ativos da Petrobras na Nigéria em 2013

A Tabela 6.1 mostra a participação da Petrobras em ativos na Nigéria, em 2013, as estimativas de reserva e do valor desses ativos.

Conforme mostrado na Tabela 6.1, o valor estimado dos ativos da Petrobras na Nigéria, em 2013, foi de US\$ 3,609 bilhões, sem computar o valor presente das receitas líquidas do gás da ordem de US\$ 370 milhões. Importar registrar que, conforme noticiado na imprensa internacional¹³, o valor dos ativos da Petrobras na África, em 2010, era de US\$ 5 bilhões.

Consta do Formulário 20-F – 2009, arquivado na *Security and Exchange Commission* – SEC, que a Petrobras realizou investimentos de cerca de US\$ 2,4 bilhões apenas nos campos de Agbami e Akpo. Até o final de 2008, já tinham sido investidos US\$ 1,8 bilhão.

¹² <http://www.2b1stconsulting.com/total-and-cnooc-to-select-samsung-for-egina-fpso/>

¹³ <http://uk.reuters.com/article/2013/03/27/uk-petrobras-nigeria-idUKBRE92Q0BB20130327>

Esse valor de US\$ 2,4 bilhões é compatível com notícia divulgada na imprensa nacional que cita investimentos da Petrobras de US\$ 2,5 bilhões apenas nos campos de Agbami e Akpo¹⁴.

Tabela 6.1 Valor estimado dos ativos da Petrobras na Nigéria em 2013

Área	Participação da Petrobras em 2013	Reservas estimadas (bilhões de barris)	Reservas estimadas da PO&G (milhões de barris de óleo)	Valor presente líquido estimado (US\$ milhões)
Agbami	12,5%	1,000	120,0	984
Akpo	20%	0,620	124,0	1.095
Egina	20%	0,550	110,0	1.020
Preowei e Egina Sul	20%	0,241	48,2	510
Total		2,411	402,2	3.609

Os valores presentes líquidos de Agbami e Akpo, de US\$ 2,079 bilhões provavelmente estão subavaliados, pois não estariam gerando retorno para a Petrobras, uma vez que o investimento foi de US\$ 2,4 bilhões. Assim sendo, o valor presente líquido estimado de todos os ativos da Petrobras apenas na Nigéria, em 2013, devia ser maior que US\$ 3,609 bilhões.

Observa-se, então, que apenas 50% dos ativos da Petrobras na Nigéria teriam um valor de, pelo menos, US\$ 1,804 bilhão. Esse valor é maior que o valor de US\$ 1,5 bilhão pago pelo BTG Pactual para adquirir 50% de todos os ativos da Petrobras na África.

¹⁴ <http://www.istoedinheiro.com.br/noticias/negocios/20150119/petrobras-anuncia-aquisicao-milhao-barris-petroleo-akpo-nigeria/225423.shtml>

A melhor estratégia da Petrobras poderia ter sido a venda de Egina, Egina Sul e Akpo, que ainda não estavam em produção e exigiam investimentos, e a manutenção da participação em Agbami e Akpo onde os investimentos já haviam sido feitos e podem representar uma importante fonte de receita para a estatal.

7. Proposta de bancos para venda de ativos na África

Segundo notícia veiculada na imprensa, bancos de investimento teriam mostrado à Diretoria da Petrobras que, a partir das participações em países como Nigéria, Angola e Namíbia, a empresa poderia ter feito uma *Initial Public Offering* – IPO de uma “Petrobras África”, que teria um valor de mercado de US\$ 11 bilhões a US\$ 17 bilhões¹⁵. Admitindo-se o valor inferior de mercado de US\$ 11 bilhões, a metade dos ativos da Petrobras na África seria de US\$ 5,5 bilhões.

Em vez de fazer um IPO, a Diretoria da Petrobras teria decidido vender 100% dos ativos. Teriam sido convidados 14 potenciais interessados; nove teriam sido habilitados.

A Petrobras, contudo, teria alterado sua decisão e decidido vender 50% dos seus ativos. Assim, a empresa passaria a ter um sócio na África. Nesse cenário de parceria, apenas duas empresas teriam mostrado interesse: o BTG Pactual e uma empresa espanhola. O BTG Pactual ofereceu US\$ 1,5 bilhão e formou a parceria com a Petrobras.

Como já mencionado, esse valor de US\$ 1,5 bilhão é menor que o valor presente líquido estimado de US\$ 1,804 bilhão, que corresponde a 50% apenas dos ativos na Nigéria, que, em razão dos investimentos feitos pela Petrobras, pode ser considerado subavaliado.

8. América do Sul

A entrada da Petrobras na América do Sul ocorreu de forma mais intensa no final da década de 1990 e na primeira metade dos anos 2000. Com a expansão dos negócios internacionais a partir de 1990, a Petrobras decidiu criar a Área Internacional como uma das Diretorias da área de Negócios. A Diretoria da Área Internacional assumiu, em 2000, a gestão dos ativos e atividades fora do Brasil. Em 2002, essa Diretoria incorporou a Braspetro.

¹⁵ <http://brazilianbubble.com/petrobras-sells-african-asset-for-peanuts-to-brazils-vampire-squid-btg-pactual-who-gets-free-lunch-from-brazilian-taxpayers-again/>

O objetivo do ingresso no Cone Sul foi motivado pelas sinergias de recursos e menores custos de transporte e comunicação, graças à proximidade geográfica com o Brasil. A seguir são listadas algumas atividades da Petrobras na Argentina, Bolívia e Colômbia.

8.1 Argentina

Os principais negócios da Petrobras referentes à Argentina foram o contrato de permuta de ativos com a REPSOL YPF, em 2000, e a compra da participação da família Perez Companc na Perez Companc S.A., em 2002.

Nesse contrato de permuta, a Petrobras, em troca de 99,6% das ações do grupo Eg3 na Argentina, cedeu à REPSOL YPF uma participação de 30% na refinaria Alberto Pasqualini, o direito de comercialização de combustíveis em cerca de 230 postos de gasolina da BR Distribuidora e a participação de 10% no campo de Albacora Leste¹⁶. A Eg3 era uma empresa de refino (refinaria de Bahía Blanca) e de distribuição, com uma rede de 735 postos de serviço.

Em 2000, a Perez Companc S.A. foi reestruturada. A participação da família Perez Companc passou para 58% do capital total e 80% do capital votante e a empresa passou a ser a controladora da Pecom Energia S.A, que tinha 45 subsidiárias e participações minoritárias em 25 outras companhias.

Ainda no ano de 2000, a companhia adquiriu a parcela restante da refinaria San Lorenzo, na província de Santa Fé, e passou a ter controle sobre uma rede de 25 postos de serviço. Ela também iniciou um programa exploratório no Equador e de atividades de produção de poliestireno no Brasil.

No final de 2001, aprofundou-se a recessão econômica na Argentina e o governo não foi capaz de manter a paridade do peso com o dólar americano. Isso deixou a Perez Companc S.A. em grandes dificuldades e provocou a sua desvalorização.

Em 2002, a família Perez Companc vendeu suas ações para a Petrobras por US\$ 1,03 bilhão. As atividades não ligadas à área de energia foram vendidas por US\$ 190 milhões.

Ainda em 2002, a produtora de óleo e gás Petrolera Santa Fe S.R.L Perez Companc S.A. foi renomeada Petrobras Energia Participaciones S.A; em 2003, a subsidiária Pecom Energia S.A. foi renomeada Petrobras Energia S.A. –

¹⁶ <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/acordo-com-repsol-ypf-brasil-sa>

PESA, que incorporou, em 2004, a Eg3 e a Petrolera Santa Fe, assim como a Petrobras Argentina S.A., que já existia.

A PESA já tinha participação em 24 campos, sendo 17 produtores de óleo e gás. Tinha, também, plantas petroquímicas produtoras de estireno, poliestireno, polipropileno, fertilizante e borracha sintética na Argentina e no Brasil.

A PESA também era proprietária de duas termelétricas, detendo 70% da Enecor S.A., uma companhia de transmissão, e tinha participações na Edesur S.A., Transener S.A. e Yacylec S.A. Outras participações incluíam a Petroquímica Cuyo S.A., Refineria del Norte e Transportadora de Gas del Sur S.A.

A Transener é proprietária de rede de extra alta tensão, compreendendo perto de 8,8 mil quilômetros de linhas de transmissão. Outros 8,8 mil quilômetros pertencem à Transba S.A. A Transener opera 95% das linhas de alta tensão na Argentina e é subsidiária da Pampa Energía, o maior produtor privado de eletricidade da Argentina, que passou a ter o controle da empresa quando comprou participação da PESA em 2004¹⁷. Em 2006, entraram na sociedade a Enarsa e a Electroingeniería, por meio da aquisição de participação acionária da empresa que pertencia à National Grid do Reino Unido¹⁸. A Electroingeniería teria comprado a participação da PESA¹⁹.

É importante ressaltar que quando a PESA incorporou a Eg3, em 2004, também foi incorporada a refinaria Bahía Blanca, em Buenos Aires. Nesse ano, a PESA também abriu uma planta de etileno na refinaria de San Lorenzo.

A PESA passou a ser uma empresa integrada de energia, envolvida com exploração e produção de óleo e gás, refino, petroquímicas, geração e transmissão de energia elétrica, e transporte e comercialização de hidrocarbonetos. As operações eram principalmente na Argentina, mas também ocorriam na Bolívia, Equador, México e Venezuela.

Em 2009, foi aprovada a mudança de nome da Petrobras Energía S.A. – PESA para Petrobras Argentina S.A., que se tornou efetiva a partir de julho de 2010, mantida a sigla PESA.

¹⁷ http://broom02.revolvy.com/main/index.php?s=Transener&item_type=topic

¹⁸ <https://es.wikipedia.org/wiki/Transener>

¹⁹ <http://www.lavoz.com.ar/politica/investigan-de-vido-por-la-venta-de-transener-electroingenieria>

Com as grandes descobertas no Brasil, especialmente na província do Pré-Sal, houve uma reorientação do Conselho de Administração da Petrobras e a companhia passou a desinvestir na Argentina.

Em 2 de maio de 2011, a PESA vendeu ativos de refino e distribuição na Argentina à Oil Combustibles S.A. por US\$ 102 milhões, conforme acordo assinado em 4 de maio de 2010. A operação compreendeu a refinaria de San Lorenzo, uma planta fluvial, uma rede de comercialização de combustíveis vinculada à refinaria com aproximadamente 360 postos de serviço, bem como os estoques de petróleo e derivados.

Em 31 de março de 2015, o Conselho de Administração da PESA aprovou a alienação da totalidade de seus ativos situados na Bacia Austral, na província de Santa Cruz, para a Compañía General de Combustibles S.A. – CGC pelo valor de US\$ 101 milhões.

Os ativos que fizeram parte da transação são 26 concessões de exploração e produção em terra, com produção média de 15 mil barris de óleo equivalente por dia, e toda a infraestrutura necessária para escoamento, tratamento e armazenamento dessa produção.

Essa foi a primeira alienação de ativo no âmbito do plano de desinvestimento da Petrobras para o biênio 2015 e 2016, cuja meta de realização é de US\$ 13,7 bilhões. Essa venda foi registrada no primeiro trimestre de 2015, com resultado contábil positivo no lucro líquido de aproximadamente US\$ 65 milhões.

Em 3 de maio de 2016, a Petrobras informou a conclusão da negociação, com a Pampa Energía, dos principais termos e condições para a venda da totalidade de sua participação na PESA, detida pela Petrobras Participaciones – PPSL.

A Pampa Energía, companhia de capital aberto, é uma empresa integrada de energia da Argentina que atua nos segmentos de exploração e produção de óleo e gás, além de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

A negociação envolve a venda de 67,19% de participação na PESA, a retenção pela Petrobras de 33,6% da concessão de Rio Neuquen, com grande potencial de produção de gás natural na Bacia Neuquina, na Argentina, e de 100% do ativo de Colpa Caranda, campos de produção de gás natural na Bolívia. O

preço base da transação é de US\$ 892 milhões, equivalente a US\$ 1,327 bilhão para 100% da PESA²⁰.

O comprador passa a controlar áreas de exploração e produção, como a Petrolera Entre Lomas, a refinaria Dr. Ricardo Eliçabe (antiga refinaria Bahía Blanca), com capacidade para processar 30,5 mil barris diários de petróleo, uma rede de postos de distribuição de combustíveis e lubrificantes (Lubrax)²¹.

Entre os ativos de transporte, também estão incluídas no pacote participações de 23,10% no Oleoducto del Valle (Oldelval) e 11,42% no Oleoducto de Crudos Pesados (OCP), no Equador. Na área de gás e energia, a PESA controla a termelétrica Genelba (674 MW) e a hidrelétrica Pichi Picun Leufu (285 MW), entre outros. A Petrobras detinha participação de 6,5% na geração de energia da Argentina.

Segundo a Petrobras, essa operação faz parte do Programa de Desinvestimentos previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019. A conclusão da operação está sujeita à deliberação e aprovação de seus termos e condições finais pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração, além dos órgãos reguladores competentes.

8.2 Bolívia

As operações da Petrobras na Bolívia são agregadas em uma subsidiária da Petrobras International Braspetro BV - PIB BV, denominada Petrobras Bolívia Inversiones e Servicios - PEBIS. A PEBIS controla quatro companhias: Petrobras Bolivia, Petrogasbol, Sociedade Transportadora San Marcos e 44,5% da Transierra.

A PIB BV, com sede em Amsterdã, foi criada no fim de 2002 para agregar as operações internacionais da estatal brasileira na área de exploração e de produção de petróleo e gás. A criação dessa empresa fez parte de uma reestruturação na área internacional da companhia, com o objetivo de aproveitar facilidades tributárias e os tratados comerciais entre a Holanda e outros países onde a estatal brasileira atua.

²⁰ <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/concluimos-negociacao-para-venda-de-subsidiaria-na-argentina.htm>

²¹ http://www.sindicombustiveis.com.br/index.php?option=com_content&view=article&id=7852:-petrobras-fecha-venda-ativos-na-argentina-e-no-chile&catid=1:recentes&Itemid=28

Entre esses acordos, deve-se ressaltar a existência do Tratado de Proteção de Investimentos entre a Bolívia e a Holanda, assinado no âmbito do *International Center for Settlement of Investments Disputes* - ICSID do Banco Mundial, em Washington.

A Petrobras Bolívia é uma empresa que participa da indústria de petróleo, gás e energia em território boliviano, com sede na cidade de Santa Cruz de la Sierra. Os negócios da Petrobras Bolívia incluem a busca de novas reservas de petróleo e gás em seis dos nove estados da Bolívia: Tarija, Chuquisaca, Cochabamba, Beni, La Paz e Santa Cruz.

Essa empresa, além de desenvolver atividade de exploração em outros blocos, é a operadora da produção de hidrocarbonetos nos blocos San Alberto e San Antonio, no estado de Tarija. A Tabela 8.1 mostra os dois principais contratos subscritos pela Petrobras referentes a esses blocos.

Tabela 8.1 Principais Contratos de Risco Compartilhado da Petrobras Bolívia

Ano	Operador	Sócios	Participação	Bloco
1996	Petrobras Bolívia S.A.	Petrobras Bolívia S.A.	35%	San Alberto
		Total Exploration Production Bolívia	15%	
		Empresa Petrolera Andina S.A.	50%	
1996	Petrobras Bolívia S.A.	Petrobras Bolívia S.A.	35%	San Antonio
		Total Exploration Production Bolívia	15%	
		Empresa Petrolera Andina S.A.	50%	

A Petrobras Bolívia opera também o gasoduto Yacuiba - Río Grande (GÁSYRG) e o Gasoduto da Transportadora San Marcos em Puerto Suárez, na fronteira com o Brasil. Suas operações na Bolívia incluíam, ainda, a produção, comercialização e distribuição de derivados de petróleo produzidos nas refinarias que eram de propriedade da Petrobras Bolívia Refinación – PBR. A PBR, antes

denominada EBR, foi a única empresa do sistema Petrobras que foi nacionalizada pelo Decreto nº 28701 do governo boliviano.

Por meio da PBR, a Petrobras Bolívia comprou, em 2000, no governo de Hugo Bánzer, as refinarias "Gualberto Villarroel", na cidade de Cochabamba, e "Guillermo Elder Bell" na cidade de Santa Cruz de la Sierra, por US\$102 milhões.

A capacidade conjunta dessas refinarias é de 60 mil barris por dia. A partir dessa aquisição e da compra da Pérez Companc, a Petrobras praticamente assumiu o monopólio do refino na Bolívia. A estatal brasileira passou a ter uma fatia de 98% do mercado de refino, 25% do mercado de combustíveis e 63% do mercado de lubrificantes.

Na área de serviços, a empresa Petrobras Bolívia Inversiones Y Servicios S.A. presta serviços às demais empresas do grupo, tais como serviços de administração geral, compras, contabilidade e finanças, tributos, tecnologia da informação e telecomunicações, recursos humanos, planejamento, segurança, meio ambiente e saúde, comunicação social e assessoria legal.

Somados os dispêndios realizados em *upstream* e *downstream*, desde sua chegada à Bolívia, a Petrobras Bolívia e seus sócios investiram no país cerca de US\$1,5 bilhão. Desses investimentos, cerca de US\$1 bilhão foi feito apenas pela Petrobras Bolívia.

Bolívia e Petrobras negociaram, em maio de 2007, o valor a ser pago à Petrobras pela nacionalização das refinarias. Ficou decidido que o valor de venda seria de US\$ 112 milhões.

Em 2015, os testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, apresentados como ativos do segmento de exploração e produção da área internacional, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização, na Bolívia, de R\$ 614 milhões, em função da revisão de premissas de preço decorrente de uma queda expressiva das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional.

8.3 Colômbia

A chegada da Petrobras à Colômbia, em 1972, marcou o início do processo de internacionalização da empresa²². Foi criada a Petrobras Colombia Limited. Na década de 1990, a empresa expandiu seus negócios naquele país, adquirindo ativos de vários operadores. Em 2000, a Petrobras fez uma das maiores descobertas na Colômbia: o campo de Guando, localizado 110 quilômetros a Sudeste de Bogotá.

Em 2004, foi assinado um acordo para exploração em águas profundas na plataforma continental caribenha, tendo sido instalado um poço exploratório. Em 2010, foram retomados os trabalhos no bloco Balay, seguido pelo bloco Tiple.

Em setembro de 2013, de acordo com seu plano estratégico, foi aprovada a venda de 100% das ações da Petrobras Colombia Limited. Os ativos que foram parte desse processo incluíram participações em onze blocos terrestres e ações no duto Colômbia.

Atualmente, a Petrobras ainda conta com importantes ativos e com planos de investimento no país. A Petrobras opera nos segmentos *offshore* e *onshore* e no comércio de combustíveis e lubrificantes.

A plataforma continental é a nova fronteira exploratória da Colômbia, onde a Petrobras busca usar sua experiência para enfrentar os desafios naquele país. A Petrobras também tem participação em blocos *onshore* com potencial para hidrocarbonetos convencionais e não convencionais localizados na região de Tolima.

A Petrobras conta, ainda, com uma rede de 115 postos de serviço. Além disso, a empresa oferece uma linha de lubrificantes no país.

8.4 Chile

A Petrobras Chile Distribución – PCD operava no Chile desde 2007. Em 2008, Petrobras comprou a participação da ExxonMobil na Esso Chile Petrolera e empresas associadas²³.

Em 3 de maio de 2016, a Petrobras informou a conclusão das negociações, com a Southern Cross Group, dos principais termos e condições para a venda de 100% da PCD, detida pela Petrobras Caribe Ltd.

²² <http://www.petrobras.com/en/countries/colombia/colombia.htm>

²³ http://www.bnamericas.com/company-profile/es/Petrobras_Chile_Distribucion_Ltda.-Petrobras_Chile

A PCD possui 279 postos de serviço, além de oito terminais de distribuição de combustíveis, operações em 11 aeroportos, participação em duas empresas de logística e uma planta de lubrificantes.

A Southern Cross Group é uma companhia de *private equity* fundada em 1998, com US\$ 2,9 bilhões em ativos sob gestão e foco em investimentos na América Latina. A empresa atua nos setores industriais, de serviços, logística e de produtos de consumo.

Após os ajustes acordados entre as partes, o valor final da operação deverá ser de aproximadamente US\$ 490 milhões.

Segundo a Petrobras, essa operação faz parte do Programa de Desinvestimentos previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019. Sua aprovação final está sujeita à assinatura de um contrato definitivo; à deliberação e aprovação de seus termos e condições finais pela Diretoria Executiva; pelo Conselho de Administração; pelo Comitê Executivo da Southern Cross, bem como à obtenção das aprovações regulatórias aplicáveis.

9. Acórdão nº 107/2016 – TCU – Plenário

O Congresso Nacional, por meio de requerimento do então Presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, Deputado Rodrigo de Castro, solicitou a realização de ações de controle concernentes a negócios da Petrobras na Argentina, com indícios de irregularidades. No âmbito do processo TC 011.755/2015-6, foi votado o acórdão AC-107-2/16-P – TCU.

Nesse acórdão, consta excerto da instrução, aprovada pelos dirigentes da Secretaria de Controle Externo da Administração Indireta no Rio de Janeiro, que apresenta exame de admissibilidade, exame técnico, conclusão e proposta de encaminhamento.

Foi considerada legítima a autoridade solicitante, cabendo o conhecimento do expediente como solicitação do Congresso Nacional.

Nos termos do exame técnico, a essência da solicitação perpassou suposto acordo de venda de 50% das ações da Petrobras na Petrobras Argentina S.A. – PESA à Indalo por US\$ 900 milhões, além da venda de todas as refinarias, distribuidoras e unidades de petroquímica operadas pela Petrobras na Argentina por US\$ 238 milhões.

A Petrobras informou, por meio de resposta à diligência do TCU que houve um processo competitivo para tentativa de venda parcial de ações da Petrobras Participaciones SL – PPSL, que é a acionista majoritária da PESA.

Mencionou, ainda, que neste processo o grupo Indalo apresentou a melhor oferta de compra e prosseguiu-se com uma negociação. No entanto, a operação foi submetida à Diretoria Executiva da Petrobras, que não a aprovou.

Em documentos encaminhados pela Petrobras ao TCU, consta o DIP NN 120/2013, que trata da venda de 50% das ações da PPSL (projeto Lara), bem como a Ata da Diretoria Executiva (DE) 5.036, de 24/5/2013, em que se decide pela não aprovação da operação.

Das informações levantadas, percebe-se que a transação que embasou a solicitação do Congresso Nacional, no sentido de que este Tribunal realizasse ações de controle, não foi aprovada pela Diretoria da Petrobras, restando desnecessária, portanto, qualquer ação de controle nesse sentido.

Em relação a outros ativos da Petrobras na Argentina, cujas alienações foram concretizadas nos últimos anos, a estatal enviou ao TCU documentos referentes às transações, resumidas na Tabela 9.1.

Tabela 9.1 - Informações sobre alienações na Argentina enviadas ao TCU.

Projeto	Data Assinatura	Preço de alienação (US\$ MM) (quando aplicável)	Parcela alienada	Adquirente
<i>Atreu</i>	<i>04/05/2010</i>	<i>102</i>	<i>Ativos de Downstream (Refinaria San Lorenzo, 360 postos)</i>	<i>Oil Combustibles</i>
<i>Innova</i>	<i>30/03/2011</i>	<i>332</i>	<i>100% das ações da empresa Innova SA</i>	<i>Petrobras SA</i>
<i>PELSA</i>	<i>28/05/2012</i>	<i>249,4</i>	<i>Venda pela PPSL (controlada integral indireta da Petrobras SA) de 39,67% das ações da empresa Petrolera Entre Lomas SA</i>	<i>Petrobras Argentina SA</i>
<i>Gaivota</i>	<i>30/01/2013</i>	<i>35</i>	<i>100% das ações das empresas Petrobras Finance Bermuda Ltd. e Petrobras Eletricidad de Argentina S.A., subsidiárias indiretas integrais da PESA, o que representa a venda total da</i>	<i>Hidroeléctrica Piedra Del Águila S.A e La Plata Cogeneración S.A., ambas empresas do</i>

			<i>participação indireta de 27,3% da PESA na Edesur.</i>	<i>Grupo Sadesa.</i>
<i>Hermes</i>	<i>31/01/2014</i>	<i>40,7</i>	<i>Venda da participação total que a PESA detinha (38,45%) no campo de Puesto Hernández, localizado nas províncias de Neuquen e de Mendoza na Argentina.</i>	<i>YPF S.A.</i>
<i>Parva Negra</i>	<i>15/10/2014</i>	<i>-</i>	<i>42,5% da área de Parva Negra</i>	<i>Esso</i>
<i>Chirete</i>	<i>19/03/2015</i>	<i>-</i>	<i>50% do bloco exploratório Chirete (Salta, Argentina)</i>	<i>High Luck Group, Sucursal Argentina</i>
<i>Tarsila</i>	<i>31/03/2015</i>	<i>101</i>	<i>Venda das participações totais detidas pela PESA nos ativos da Bacia Austral (71% em Santa Cruz I, 50% em Santa Cruz I Oeste, 100% em Santa Cruz II, 87% em Estancia Chiripá e 87% em Glencross).</i>	<i>Compañía General de Combustibles S.A. ('CGC')</i>

De acordo com a instrução, a solicitação do Congresso Nacional não apontou indícios de irregularidades em relação às transações expostas na Tabela 9.1. Dessa forma, não se vislumbrou necessária proposição de fiscalização dessas transações.

Foi ressaltado, ainda, que o processo TC 014.720/2014-0, de relatoria do Ministro Vital do Rêgo, trata de levantamento das aquisições e alienações realizadas pela Petrobras entre 2009 e 2014.

No âmbito desse processo, foi proferido o Acórdão nº 1.914/2015–TCU–Plenário, que determinou, entre outras medidas, a elaboração de um plano de ação com o objetivo de acompanhar as transações de empresas e ativos pela Petrobras, por meio de uma metodologia específica, que incluía critérios de seleção e de avaliação de operações pretéritas e futuras.

Nesse contexto, serão vislumbrados critérios, envolvendo materialidade, risco e conhecimentos específicos desses tipos de transação, que ensejarão o acompanhamento e fiscalização daquelas mais suscetíveis a, ou com indícios de, irregularidades.

Nos termos da instrução, não se vislumbrou pertinente a eventual aplicação, ao TC 014.720/2014-0 ou ao processo de acompanhamento de transações, dos atributos definidos no art. 5º da Resolução TCU 215/2008, pelo fato de não tratarem especificamente da transação que embasou a solicitação do Congresso Nacional.

Na conclusão da instrução, consta que, após a realização de diligência junto à estatal, foi constatado que o acordo supostamente irregular não fora firmado, já que a Diretoria Executiva da Petrobras não aprovara a transação. Dessa forma, julgou-se desnecessária a realização da ação de controle demandada.

Na proposta de encaminhamento, a instrução propõe conhecer da solicitação do Congresso Nacional, por estarem preenchidos os requisitos de admissibilidade previstos nos arts. 38, inciso I, da Lei 8.443/1992, 232, inciso III, do Regimento Interno do TCU e 4º, inciso I, alínea b, da Resolução-TCU 215/2008 (itens 11-12); informar ao Ex-Presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, Exmo. Sr. Deputado Rodrigo de Castro, e ao autor da Proposta de Fiscalização 120/2013, o Deputado Fernando Jordão, que o acordo em que a Indalo pagaria US\$ 900 milhões por 50% das ações que a Petrobras detém na PESA e compraria por US\$ 238 milhões todas as refinarias, distribuidoras e unidades de petroquímica operadas pela estatal brasileira não foi aprovado pela Diretoria Executiva da Petrobras (itens 15-18); e considerar a solicitação integralmente atendida e arquivar o processo, nos termos dos arts. 169, inciso II, do Regimento Interno do TCU, e 17, inciso I, da Resolução TCU 215/2008.

O Voto do Relator, Ministro José Múcio Monteiro, foi de acatar a instrução e considerar atendida a solicitação.

Os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, diante das razões expostas pelo Relator, acordaram em conhecer da solicitação; informar ao Deputado Rodrigo de Castro, Ex-presidente da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, e ao Deputado Fernando Jordão, autor da Proposta de Fiscalização 120/2013, que o acordo em que a Indalo pagaria US\$ 900 milhões por 50% das ações que a Petrobras detém na PESA e compraria por US\$ 238 milhões todas as refinarias, distribuidoras e unidades de petroquímica operadas pela estatal brasileira não foi aprovado pela Diretoria Executiva da Petrobras; encaminhar ao solicitante, em complemento às informações acima descritas, cópia da Ata da Diretoria Executiva da Petrobras 5.036, de 24/5/2013, em que se decide pela não aprovação da operação que serviu de base para a presente solicitação; considerar a solicitação integralmente atendida; e arquivar o processo.

10. Legalidade da venda de ativos

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, determinou, em seu art. 67, que os contratos celebrados pela Petrobras para aquisição de bens e

serviços seriam precedidos de procedimento licitatório simplificado, a ser definido em Decreto do Presidente da República.

Contudo, o Decreto nº 2.745, de 24 de agosto de 1998, que regulamentou esse artigo, extrapolou sua competência, pois definiu procedimentos para venda ou alienação de ativos, nos seguintes termos:

“CAPÍTULO VIII

LICITAÇÃO PARA ALIENAÇÃO DE BENS

8.1 Observado o disposto no Estatuto Social, a alienação de bens do ativo permanente, devidamente justificada, será sempre precedida de avaliação e licitação, dispensada esta nos seguintes casos:

- a) dação em pagamento, quando o credor consentir em receber bens móveis ou imóveis em substituição à prestação que lhe é devida;*
- b) doação, exclusivamente para bens inservíveis ou na hipótese de calamidade pública;*
- c) permuta;*
- d) venda de ações, que poderão ser negociadas em bolsa, observada a legislação específica;*
- e) venda de títulos, na forma da legislação pertinente.*

8.2 A alienação será efetuada mediante leilão público, ou concorrência, quando se tratar de imóveis, segundo as condições definidas pela Diretoria Executiva, indicadas no respectivo edital, previamente publicado.”

O art. 67 da Lei nº 9.478/1997 é muito claro ao restringir o procedimento licitatório simplificado para aquisição de bens e serviços, não para alienação de bens.

Dessa forma, qualquer alienação de bens por parte da Petrobras, que compõe a administração pública indireta, teria que ser feita com base na Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993.

A Constituição Federal estabelece, ainda, os princípios da administração pública, nos seguintes termos:

“Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência...”

Importa ressaltar que o Decreto nº 2.745/1998, além de afrontar o princípio da legalidade, ofende os princípios da impessoalidade e da publicidade. Esse Decreto introduziu, sem base legal, as seguintes inovações:

- cria novas hipóteses de dispensa e inexigibilidade;
- desvincula o valor no que se refere às modalidades de licitação;
- suprime a obrigatoriedade de extensão do convite aos demais cadastrados, desobedecendo ao princípio da impessoalidade;
- redefine formas de dar publicidade aos certames licitatórios, em afronta ao princípio da publicidade;
- restringe a publicidade da carta-convite à empresa e aos seus convidados.

O poder regulamentar com o qual contam as autoridades máximas dos Poderes Executivos, nas esferas federal, estadual e municipal, é restrito ao estabelecimento de normas procedimentais para o cumprimento das leis, sendo-lhes vedado inovar em relação ao dispositivo legal. Assim, os atos do Poder Executivo que exorbitem da delegação legislativa devem ser sustados pelo Congresso Nacional.

Em suma, as vendas dos ativos da Petrobras deveriam ter ocorrido nos termos da Lei nº 8.666/1993. A ausência de publicidade e impessoalidade do processo dessas vendas indicam que isso não ocorreu.

11. Conclusões

Em 1997, a Petrobras deixou de ser a executora do monopólio estatal do petróleo no Brasil com a aprovação da Lei nº 9.478. Pretendia-se atrair novos concorrentes para o setor, trazendo como consequência a redução da participação da Petrobras no mercado nacional. Nesse cenário, a empresa decidiu aumentar sua participação em mercados internacionais.

A Petrobras passou a ter como foco a porção dos Estados Unidos no Golfo do México, devido às oportunidades exploratórias na plataforma

continental, proximidade do mercado americano e pela estabilidade regulatória do país; o Oeste da África, em razão das elevadas reservas de petróleo na área offshore e da capacidade da empresa em produção em águas profundas; e a América Latina, com oportunidades de integração regional, acordos comerciais e proximidade ao mercado brasileiro.

Na área de exploração e produção, a Petrobras firmou parcerias com grandes empresas petrolíferas. Merecem destaque as parcerias em águas profundas no setor dos Estados Unidos no Golfo do México e na Nigéria. A empresa descobriu o campo petrolífero de Guando, uma das maiores descobertas na Colômbia, e os campos de gás natural de San Alberto e San Antonio, no sul da Bolívia.

Em 2002, ocorreu a criação da Área de Negócio Internacional e a incorporação da Braspetro à Petrobras. Com isso, a empresa ampliou suas atividades internacionais em refino, transporte e distribuição, além da exploração e produção.

Frente a mudanças no ambiente externo internacional e aos impactos advindos da descoberta da província do Pré-Sal, em 2009, um novo posicionamento estratégico foi adotado para a Área Internacional da Petrobras.

Essa descoberta passou a exigir grandes investimentos no Brasil. Foi concebido, então, o programa de desinvestimento. Foi nesse contexto que a Petrobras vendeu participações, principalmente, na Argentina e na África.

Ao final de 2015, a Petrobras tinha unidades, subsidiárias e escritórios de negócios e representação financeira nos seguintes países: Angola, Argentina, Bolívia, Brasil, Chile, China, Colômbia, Gabão, Japão, Líbia, México, Namíbia, Holanda, Nigéria, Paraguai, Singapura, Tanzânia, Turquia, Estados Unidos, Reino Unido, Uruguai e Venezuela.

Na Argentina, os principais negócios foram o contrato de permuta de ativos com a REPSOL YPF, em 2000, e a compra da participação da família Perez Companc na Perez Companc S.A., em 2002.

Nesse contrato de permuta, a Petrobras, em troca de 99,6% das ações do grupo Eg3 na Argentina, cedeu à REPSOL YPF uma participação de 30% na refinaria Alberto Pasqualini, o direito de comercialização de combustíveis em cerca de 230 postos de gasolina da BR Distribuidora e a participação de 10% no campo de Albacora Leste.

Em outubro de 2002, a família Perez Companc vendeu suas ações para a Petrobras por US\$ 1,03 bilhão. As atividades não ligadas à área de energia foram vendidas por US\$ 190 milhões.

Após a descoberta do Pré-Sal, houve uma reorientação e a companhia passou a desinvestir na Argentina. Em 2 de maio de 2011, foram vendidos ativos de refino e distribuição na Argentina à Oil Combustibles S.A. por US\$ 102 milhões. A operação compreendeu a refinaria de San Lorenzo, uma planta fluvial, uma rede de comercialização de combustíveis.

Em 31 de março de 2015, foi aprovada a alienação dos ativos situados na Bacia Austral para a Compañía General de Combustibles S.A. por US\$ 101 milhões.

Em 3 de maio de 2016, a Petrobras informou a conclusão da negociação, com a Pampa Energía, dos principais termos e condições para a venda da totalidade de sua participação na PESA, detida pela Petrobras Participaciones – PPSL.

A negociação envolve a venda de 67,19% de participação na PESA, a retenção pela Petrobras de 33,6% da concessão de Rio Neuquen, com grande potencial de produção de gás natural na Bacia Neuquina, na Argentina, e de 100% do ativo de Colpa Caranda, campos de produção de gás natural na Bolívia. O preço base da transação é de US\$ 892 milhões, equivalente a US\$ 1,327 bilhão para 100% da PESA.

O comprador passa a controlar áreas de exploração e produção, como a Petrolera Entre Lomas, a refinaria Dr. Ricardo Eliçabe (antiga refinaria Bahía Blanca). Entre os ativos de transporte, também estão incluídas no pacote participações de 23,10% no Oleoducto del Valle e 11,42% no Oleoducto de Crudos Pesados, no Equador. Na área de gás e energia, a PESA controla a termelétrica Genelba e a hidrelétrica Pichi Picun Leufu, entre outros.

Na Bolívia, os negócios da Petrobras incluem a busca de novas reservas de petróleo e gás, além de ser a operadora da produção de hidrocarbonetos nos blocos San Alberto e San Antonio. Opera também o gasoduto Yacuiba - Río Grande e o Gasoduto da Transportadora San Marcos em Puerto Suárez, na fronteira com o Brasil.

Suas operações na Bolívia incluíam, ainda, a produção, comercialização e distribuição de derivados de petróleo produzidos nas refinarias

que eram de propriedade da Petrobras. Em maio de 2007, Bolívia e Petrobras acertaram o valor de US\$ 112 milhões a ser pago à Petrobras pela nacionalização das refinarias.

Em 2015, testes de redução ao valor recuperável, dos campos de produção de óleo e gás no exterior, resultaram no reconhecimento de perda por desvalorização de R\$ 614 milhões na Bolívia.

Na Colômbia, em 2000, a Petrobras fez uma das maiores descobertas no país: o campo de Guando. Em 2004, foi assinado um acordo para exploração em águas profundas na plataforma continental caribenha, tendo sido instalado um poço exploratório. Em setembro de 2013, foi aprovada a venda de 100% das ações da Petrobras Colombia Limited. Os ativos que foram parte desse processo incluíram participações em onze blocos terrestres e ações no duto Colômbia.

Nos Estados Unidos, a Petrobras atua em exploração e produção desde 1987, quando adquiriu participações em oito blocos no setor americano do Golfo do México. No início de 2012, a Petrobras iniciou a produção do campo de Cascade.

Em 2015, foi registrada uma perda de R\$ 1,750 bilhão referente aos campos de produção de óleo e gás nos Estados Unidos, em função da revisão de premissas de preço decorrente de uma queda expressiva das projeções dos preços do petróleo no mercado internacional. Em 2014, a Petrobras registrou uma perda relacionada aos campos de produção de óleo e gás de Cascade e Chinook de R\$ 4,162 bilhões.

Desde 2008, a Petrobras atua nos Estados Unidos na área de refino e comercialização, após a aquisição de metade do complexo de Pasadena. Esse complexo está localizado no Texas e possui capacidade de processamento de 100 mil barris por dia. Em abril de 2012, a Petrobras comprou o restante do complexo.

Com relação à aquisição da refinaria de Pasadena, já foi exarado o Acórdão nº 1.927/2014 – Plenário do Tribunal de Contas da União – TCU. Nos termos desse Acórdão, em março de 2006, a Petrobras adquiriu 50% das ações de Pasadena por US\$ 360 milhões. Para a compra do restante, a Petrobras pagou US\$ 820,5 milhões.

O TCU converteu o processo em tomada de contas especial e chamou em citação e audiência diretores e administradores da Petrobras para apresentarem justificativas ou recolherem aos cofres públicos o prejuízo estimado de US\$ 792 milhões. O TCU decretou, cautelarmente, a indisponibilidade pelo período de até um ano dos bens de todos os agentes arrolados como responsáveis.

Desde a aquisição pela Petrobras em 2006, houve baixas de valor do ativo refinaria de Pasadena que totalizaram US\$ 530 milhões, sendo US\$ 160 milhões em 2008, US\$ 147 milhões em 2009 e US\$ 223 milhões em 2012.

No México, a Petrobras iniciou suas atividades em 2003 como operadora em contratos de serviço de produção e exploração de gás natural nos blocos terrestres de Cuervito e Fronterizo. Adicionalmente, a Petrobras tinha um acordo de colaboração técnica e científica com a Pemex.

Na Ásia, a Petrobras atua na China, Singapura e Japão. Em 2005, foi assinado um memorando de entendimento com a Corporação Nacional de Petróleo da China com o objetivo de desenvolver negócios conjuntos nas atividades integradas do setor, envolvendo refino, dutos e exploração e produção de recursos petrolíferos, em terra e no mar, no Brasil, na China ou em outras regiões do mundo.

O escritório da Petrobras em Singapura é responsável pelo apoio às atividades comerciais na área de petróleo e derivados para a Ásia, com exceção da China. Atua predominantemente na exportação de petróleo e óleo combustível e na importação de diesel na região. Também acompanha o mercado de petróleo e derivados de forma geral, desenvolvendo novos negócios e buscando oportunidades comerciais.

No Japão, a Petrobras está presente desde 2000, com a abertura do escritório de representação em Tóquio. Com essa representação, a empresa conseguiu importantes financiamentos para o desenvolvimento de projetos no Brasil.

Em 2005, a Petrobras iniciou uma parceria com a criação da Brazil-Japan Ethanol – BJE, uma *Joint Venture* formada entre a Petrobras e a Nippon Alcohol Hambai. Em 2008, a Petrobras entrou no setor de refino no país, adquirindo participação na Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha – NSS. Os ativos da NSS compreendem uma refinaria, um terminal de tancagem de petróleo e derivados, três píeres e uma monoboia.

Em abril de 2015, a Petrobras decidiu encerrar as operações de refino da NSS, mantendo a continuidade das atividades da NSS como terminal

marítimo. O Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis Auditadas de 2015, não registrou nenhum valor para esse ativo, tendo sido registrada uma perda por desvalorização de R\$ 343 milhões.

Na África, a Petrobras iniciou suas operações em Angola, em 1979. Os outros negócios da empresa na África ocorreram depois: Nigéria, em 1998; Tanzânia, 2004; Líbia, em 2005; Guiné Equatorial, em 2006; Namíbia, em 2009; Benin e Gabão, em 2011.

Em Angola, a história da Petrobras divide-se em duas fases. A primeira foi até novembro de 2006, época em que era sócia não operadora de apenas dois blocos; a segunda fase teve início em dezembro de 2006, quando a Petrobras passou a ter direitos de exploração e produção em mais quatro blocos no país, sendo operadora em três deles.

No fim de 2009, foi anunciada a descoberta de petróleo no poço Manganês-01, no bloco 18/06. Esse poço está localizado a 200 quilômetros de Luanda. Houve mais sete descobertas no bloco 15/05, onde a Petrobras possui 5% de participação. De acordo com Relatório Anual da Petrobras (2011), a empresa vendeu a participação de 50% no bloco 26 e toda a participação no bloco 15. Além disso, o bloco 34 foi devolvido para o governo de Angola. No Relatório Anual da Petrobras (2014), consta, em Angola, apenas o bloco 26.

Em 22 de janeiro de 2011, a Petrobras adquiriu 50% de participação no Bloco 4, localizado na costa do Benin, junto à empresa Compagnie Béninoise des Hydrocarbures – CBH, que permaneceu com os 50% restantes.

Os investimentos de US\$ 34,5 milhões realizados na aquisição do bloco 4 referiam-se a bônus de assinatura e reembolso de custos passados. Adicionalmente foram realizados outros gastos na aquisição, processamento e interpretação de sísmica 3D, além de custos administrativos e impostos, totalizando cerca de US\$ 66 milhões.

Em 2012, a Shell manifestou interesse em adquirir participação no bloco. Segundo a Petrobras, o desinvestimento era benéfico à empresa, pelo compartilhamento de riscos e custos, com a consequente diminuição da exposição financeira. Em 23 de setembro de 2013, ocorreu o início da perfuração do poço Houmelan-1, cujas operações foram concluídas em 20 de abril de 2014, com poço seco.

O insucesso e as informações obtidas com a perfuração do poço Houmelan-1 aumentaram consideravelmente os riscos do prospecto. Após

negociações entre representantes da Petrobras, Shell, CBH e o do Governo do Benim, ficou acertada a saída do consórcio do bloco 4. Atualmente a Petrobras não possui nenhum negócio no Benin.

No Gabão, a Petrobras adquiriu, em 2011, 50% dos direitos de exploração de dois blocos *offshore*. Em 2012, iniciou-se estudo sísmico 3D nos blocos Ntsina Marin e Mbeli Marin, com profundidade da água de até 2.200 metros. Esses dois blocos ainda constam da carteira da empresa.

Na Namíbia, a Petrobras planejava perfurar um poço exploratório no bloco 2714A. Em 2011, a Petrobras tornou-se o operador do bloco. Em 2012, foi perfurado o primeiro poço, porém não houve descoberta. Nesse ano, estava em avaliação o potencial remanescente do bloco 2714A. No Relatório Anual da Petrobras (2014), não consta mais nenhuma participação da empresa em bloco desse país.

Na Tanzânia, a Petrobras assinou, em 2004, contrato com a Tanzanian Petroleum Development Corporation relacionado ao bloco 5. Em 2006, houve assinatura de contrato relativo ao bloco 6. Em 2012, o governo da Tanzânia assinou acordos de partilha de produção com três empresas, incluindo a Petrobras, para explorar petróleo na área *offshore* do bloco 8. Em 2011, a Petrobras passou a contar com a parceria da Shell Deepwater Tanzania BV, que adquiriu 50% dos direitos dos blocos 5 e 6. A Petrobras manteve-se como operadora desses blocos. Também nesse ano, foi realizada a perfuração de poço no bloco 5.

No Relatório Anual da Petrobras de 2014, constavam os blocos 6 e 8, e não mais o bloco 5. No relatório de 2015, não consta nenhuma informação sobre a Tanzânia.

Na Nigéria, a produção líquida da Petrobras, em 2011, foi de 55,99 mil barris de óleo equivalente por dia nos campos Agbami e Akpo. A Petrobras também tinha uma participação no projeto do campo Egina, que estava em fase de desenvolvimento; as áreas de Preowei e Egina Sul estavam em fase de avaliação. Esses campos e áreas ainda constam da carteira da Petrobras.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras de 2012, a participação da empresa em Agbami era de 12,5%. Foi estimado um valor presente líquido da parcela da Petrobras de US\$ 984 milhões em 2013.

O campo de Akpo, descoberto em 2000, está localizado em águas profundas. Ele é operado pela Total. A CNOOC, a PO&G e a Sapetro também têm participação nesse campo. As reservas estimadas são de 620 milhões de barris

de condensado e mais de 28 bilhões de metros cúbicos de gás de acordo com a Total.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras de 2012, a participação da empresa em Akpo era de 20%. Foi estimado um valor presente líquido da parcela da Petrobras de US\$ 1,095 bilhão em 2013.

O campo de Egina, está sendo desenvolvido pela Total, que é a operadora, em parceria com a CNOOC, Sapetro e PO&G. O campo de Egina deve produzir até 200 mil barris de óleo por dia e 4,5 milhões de metros cúbicos de gás por dia.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras de 2012, a participação da Petrobras em Egina era de 20%. Foi estimado um valor presente líquido da parcela da empresa de US\$ 1,020 bilhão em 2013.

O campo de Preowei, com reservas de 200 milhões de barris de óleo leve, está localizado no mesmo bloco de Egina. As reservas de Egina Sul são estimadas em 41 milhões de barris. Foi estimado um valor presente líquido da parcela da Petrobras referente a Preowei e Egina Sul de US\$ 510 milhões em 2013.

O valor estimado dos ativos da Petrobras na Nigéria, em 2013, foi de US\$ 3,609 bilhões. Esse valor é menor que o valor dos ativos da Petrobras na África de US\$ 5 bilhões divulgado no ano 2010, conforme noticiado na imprensa internacional. Assim sendo, apenas 50% dos ativos da Petrobras na Nigéria teriam um valor de, pelo menos, US\$ 1,804 bilhão.

De acordo com o Relatório Anual da Petrobras de 2014, em junho de 2013, a Petrobras estabeleceu uma *Joint Venture* (JV) com o BTG Pactual para explorar oportunidades de petróleo e gás na África. Essa JV foi formada a partir da aquisição pelo BTG Pactual de 50% das ações emitidas pela PO&G por meio de uma subsidiária integral PIB BV por US\$ 1,5 bilhão.

Esse valor é menor que a estimativa de US\$ 1,804 bilhão, referente a apenas 50% dos ativos da Petrobras na Nigéria. A melhor estratégia da Petrobras poderia ter sido a venda de blocos que ainda não estão em produção e exigem investimentos, e a manutenção da participação em Agbami e Akpo, onde os investimentos já haviam sido feitos. Agbami e Akpo representam uma importante fonte de receita.

Segundo notícia veiculada na imprensa, bancos de investimento teriam mostrado à Diretoria da Petrobras que, a partir das participações

em países como Nigéria, Angola e Namíbia, a empresa poderia ter feito uma oferta pública de US\$ 11 bilhões a US\$ 17 bilhões. Admitindo-se o valor inferior de mercado de US\$ 11 bilhões, a metade dos ativos da Petrobras na África seria de US\$ 5,5 bilhões.

Com relação à legalidade, devem ser questionadas as vendas de ativo feitas pela Petrobras nos últimos anos. A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, determinou, em seu art. 67, que os contratos celebrados pela estatal para aquisição de bens e serviços seriam precedidos de procedimento licitatório simplificado, a ser definido em Decreto do Presidente da República. Contudo, o Decreto nº 2.745/1998, que regulamentou esse artigo, extrapolou essa competência, pois definiu procedimentos também para alienação de ativos.

Dessa forma, qualquer alienação de bens por parte da Petrobras, que compõe a administração pública indireta, teria que ter sido feita com base na Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993. A ausência de publicidade e impessoalidade dos processos de venda de ativos indica que isso não ocorreu.

12. Voto do Relator

A presente Proposta de Fiscalização e Controle – PFC nº 120, que teve seu Relatório Prévio aprovado pela Comissão de Minas e Energia, devidamente fundamentada no Regimento Interno da Câmara dos Deputados e apoiada nos preceitos constitucionais, constitui-se instrumento de fiscalização das vendas de ativos pela Petrobras.

Em face das observações feitas e das análises procedidas neste Relatório, voto pelo encaminhamento deste Relatório:

- ao Ministério Público Federal, para ações e análises relativamente à legalidade das vendas de ativos, com vistas a promover a responsabilização civil ou criminal dos gestores responsáveis por atos ilegais;
- aos Ministérios de Minas e Energia; da Fazenda e do Planejamento, Orçamento e Gestão, para as providências necessárias, com vistas a eliminar as distorções hoje existentes em relação às vendas de ativos por parte da Petrobras;

- ao Tribunal de Contas da União, para dar ciência da necessidade de atos adicionais de fiscalização e controle relativos aos preços de aquisições e vendas das inúmeras vendas de ativos e às perdas por desvalorização.

Sala da Comissão, em 15 de agosto de 2016.

Deputado SIMÃO SESSIM
Relator

III - PARECER DA COMISSÃO

A Comissão de Minas e Energia, em Reunião Ordinária Deliberativa realizada hoje, opinou unanimemente pelo encaminhamento do Relatório Final da Proposta de Fiscalização e Controle nº 120/2013 ao Ministério Público Federal; aos Ministérios de Minas e Energia, da Fazenda e do Planejamento, Orçamento e Gestão; e ao Tribunal de Contas da União, para as providências que especifica, nos termos do Relatório Final do Relator, Deputado Simão Sessim.

Estiveram presentes os Senhores Deputados:

Paulo Feijó - Presidente, Edio Lopes e José Rocha - Vice-Presidentes, Abel Mesquita Jr., Aluisio Mendes, Antonio Carlos Mendes Thame, Arnaldo Jordy, Arthur Virgílio Bisneto, Beto Rosado, Beto Salame, Cabuçu Borges, Claudio Cajado, João Castelo, Joaquim Passarinho, Jose Stédile, Leônidas Cristino, Lucio Mosquini, Marcos Montes, Marcus Vicente, Rafael Motta, Rodrigo de Castro, Simão Sessim, Takayama, Vander Loubet, Altineu Côrtes, Augusto Carvalho, Cleber Verde, Edinho Bez, Evandro Roman, Ezequiel Fonseca, João Fernando Coutinho, Jones Martins, Jony Marcos, Jozi Araújo, Magda Mofatto, Mário Negromonte Jr., Missionário José Olímpio, Nelson Padovani, Paulo Magalhães, Roberto Balestra, Sergio Vidigal, Walney Rocha e Wellington Roberto.

Sala da Comissão, em 23 de agosto de 2016.

Deputado PAULO FEIJÓ
Presidente

FIM DO DOCUMENTO
