



ano 4  
número 23  
ISSN 2595-8232

Título | Economia Política do endividamento da Petrobras:  
evolução e determinantes (2006-2017)

Autor | Eduardo Costa Pinto<sup>1</sup>

Palavras-chave | Endividamento, Estrutura de Capital, Economia Política e  
Financeirização

Janeiro de 2021

---

<sup>1</sup> Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio Janeiro (UFRJ) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).



Instituto de pesquisa de natureza privada criado pela Federação Única dos Petroleiros (FUP) que fornece suporte técnico às ações da Federação e fomenta o debate público por meio da produção e divulgação de pesquisas, artigos e palestras. O espírito do Instituto tem um caráter público no sentido de prover uma compreensão das transformações e dos impactos econômicos, políticos e sociais das empresas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis para a sociedade brasileira.

## TEXTO PARA DISCUSSÃO

Publicação que divulga uma série de textos elaborada pelos pesquisadores do Instituto e também de trabalhos acadêmicos realizados por pesquisadores parceiros que tratam de temas relacionados ao setor energético, principalmente geopolítica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

### **Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Ineep**

---

Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2021.

ISSN 2595-8232

---

## 1. Introdução

Este Texto para Discussão (TD) tem como objetivo analisar a evolução da dívida da Petrobras entre 2006 e 2017, buscando (i) apresentar os principais determinantes endógenos e exógenos que influenciaram essa trajetória; e (ii) analisar a economia política do endividamento identificando os grupos de *stakeholders* que perderam e ganharam com a estratégia da empresa nesse período.

Para discutir essas questões, o TD está organizado em seis seções além dessa breve introdução. Na segunda, são apresentados pequenos apontamentos teóricos a respeito dos conceitos de estrutura de capital e endividamento – com base no debate da teoria das finanças acerca da existência de um ponto ótimo de alavancagem financeira – e de *stakeholder* que é utilizado como categoria analítica para realizar a economia política do endividamento.

Na terceira seção, é discutida a evolução da dívida da Petrobras entre 2006 e 2017, descrevendo as suas principais características (prazos, taxas, juros, moeda e tipo de credor) e a trajetória dos indicadores financeiros do endividamento. Na quarta, são analisados os principais determinantes da evolução do endividamento da Petrobras, identificando os elementos exógenos, não controlados pela estatal (taxa de câmbio, preço internacional do petróleo e de seus derivados e taxas de juros internas e externas) e endógenos que representam suas opções estratégicas (maior ou menor integração vertical, plano de investimentos, política de preços dos derivados, gestão da dívida, etc.).

Na quinta seção, após o mapeamento dos principais *stakeholders* da Petrobras, é apresentada a economia política do endividamento identificando os perdedores e ganhadores da atual estratégia da Petrobras. E, por fim, na sexta seção, procura-se alinhar algumas considerações a título de conclusão.

## 2. Estrutura de capital, endividamento, *stakeholders* e disputas de poder: pequenos apontamentos

As firmas podem financiar os seus ativos por meio do endividamento (capital de terceiros/Passivo), da emissão de ações e da utilização dos lucros gerados pelo seu processo produtivo (autofinanciamento). A maior ou menor participação dessas três formas de financiamento, que configura uma determinada estrutura de capital – proporção entre capital próprio e de terceiros –, depende dos custos e dos riscos de cada uma dessas alternativa.

A configuração da estrutura de capital, resultado das decisões de financiamento das firmas e, conseqüentemente, de seus custos de capital, é um dos

principais eixos de estudos da teoria das finanças que busca compreender os motivos que leva uma determinada empresa a escolher um perfil de endividamento ou se há nível ótimo de alavancagem financeira (MORAES, 2005; SILVA BRITO *et. al.*, 2007 e PEROBELLI; FAMÁ, 2013).

Esse debate, segundo Modigliani e Miller (1958),

incomodou pelo menos três classes de economistas: (1) o especialista em finanças corporativas que se preocupa com as técnicas de financiamento de empresas para garantir sua sobrevivência e crescimento; (2) o economista administrativo preocupado com o orçamento de capital; e (3) o teórico econômico preocupado em explicar o comportamento do investimento nos níveis micro e macro (MODIGLIANO; MILLER, 1958, p. 261).<sup>2</sup>

A maneira como as empresas utilizam o seu capital próprio – fornecido pelos sócios e acionistas (Patrimônio Líquido) – e o capital de terceiros (Passivo) – recursos obtidos através do endividamento – para financiar seus ativos é alvo de amplo debate na teoria das finanças. A questão central é se a estrutura de capital é irrelevante no que diz respeito ao valor da empresa ou se existe um valor ideal de alavancagem financeira que maximiza, ao mesmo tempo, o lucro e o valor da firma.

A partir desse debate é possível identificar duas grandes correntes. A primeira, a da teoria convencional, advoga que a estrutura de capital influencia o valor da empresa, pois a partir da decisão racional de maximização dos lucros (via escolhas entre os custos do capital de terceiros ou próprio) seria possível obter a maximização do valor da empresa, ou seja, encontrar um ponto ótimo da estrutura de capital que garanta a sobrevivência e o crescimento. Nessa perspectiva, a incerteza é descartada em prol da ideia da incorporação do risco probabilístico (fluxos conhecidos e seguros) que permite a obtenção de funções estáveis dos fluxos de caixa futuro gerados pelos investimentos e do custo de capital para os proprietários. Com isso, a função do custo do capital de terceiros teria uma trajetória estável até determinado patamar de endividamento em que o risco de falência estaria sobre controle. E, dado que o custo de capital de terceiros é menor do que o capital próprio, a firma deveria se endividar até o momento em que o seu custo de capital total (próprio e de terceiros) alcançasse um patamar mínimo, associado aos riscos de falência (MORAES, 2005 e SILVA BRITO *et. al.*, 2007).

---

<sup>2</sup> Tradução do original em inglês: “has vexed at least three classes of economists: (1) the corporation finance specialist concerned with the techniques of financing firms so as to ensure their survival and growth; (2) the managerial economist concerned with capital budgeting; and (3) the economic theorist concerned with explaining investment behavior at both the micro and macro levels.”

Em contraposição à teoria convencional, Modigliani e Miller (1958), em seu artigo seminal, criticam a suposta relação entre a o custo de capital e sua estrutura (*trade off* entre capital de terceiros e próprio) e valor da firma. Para eles, quando se levam em conta as incertezas para calcular os fluxos de receitas futuras que os novos investimentos (ativos) podem gerar, vis-à-vis os custos de capital, não há possibilidade de obtenção de um ponto ótimo da estrutura de capital que maximize o valor da firma, o que tornaria o custo de capital da empresa indiferente ao seu nível de endividamento. Portanto, o valor da empresa não seria uma função de sua estrutura de capital (forma como ela é financiada), mas sim dos fluxos de caixa gerados pelas atividades e pelos riscos inerentes as suas atividades (MODIGLIANI; MILLER, 1958 e SILVA BRITO *et. al.*, 2007).

O trabalho seminal de Modigliani e Miller (1958) abriu uma nova rodovia na teoria das finanças, pois diversas pesquisas (teóricas e empíricas) passaram a buscar explicações e identificações a respeito dos fatores que explicam a forma como as empresas se financiam, sem perder de vista a questão entre a relação estrutura de capital e valor da firma.

Posteriormente, os próprios Modigliani e Miller (1963), ao incorporarem no seu modelo teórico os impactos dos impostos sobre a estrutura de capital, flexibilizaram suas conclusões anteriores. Para eles, em determinadas situações, existe uma relação entre estrutura de capital e valor da firma, pelo menos num certo momento que seria posteriormente anulada pelos efeitos do crescimento das dívidas e seus encargos (juros e amortizações). Tais efeitos pressionam os fluxos de caixa da empresa, aumentando a maior probabilidade de falência e, por conseguinte, elevando o custo de capital de terceiros (taxas de juros). Ou seja, a partir de um patamar de endividamento os efeitos do benefício fiscal são anulados pelo aumento do risco de falência (SILVA BRITO *et. al.*, 2007).

Vários trabalhos teóricos e empíricos posteriores, no campo da teoria das finanças, passaram a incorporar diversos elementos explicativos para analisar a escolha da estrutura de capital das firmas, tais como: as imperfeições de mercado, o custo de falência, o custo de agência dada a existência de assimetria de informações entre os proprietários e os credores. Com isso, configurou-se um conjunto de novas teorias sobre estrutura de capital.

Dentre as várias destaca-se aqui uma delas. A teoria do Pecking-Order, desenvolvida por Myers (1984), argumenta que existe uma hierarquização nas fontes de financiamento escolhidas pela empresa em virtude das assimetrias de informações entre devedores e credores. Com isso, as firmas inicialmente preferem financiar seus investimentos com as fontes de recursos internos (retenção de lucros). Na situação em que o autofinanciamento seja insuficiente, escolhe a opção de financiamento via

dívida e a última opção da forma de financiamento a emissão de novas ações, dada a possibilidade de mudança na composição da estrutura de propriedade e controle que a esse tipo de emissão pode gerar (SILVA BRITO *et. al.*, 2007).

Segundo Perobelli e Famá (2003), a dificuldade em comprovar a existência de uma estrutura de capital ótima foi ganhando espaço e novas teorias buscavam analisar a estrutura de financiamento escolhida pelas firmas por meio de certos atributos, tais como: estrutura dos ativos, outros benefícios fiscais que não os gerados pelo endividamento, expectativa de crescimento da empresa, singularidade, tamanho, volatilidade e lucratividade.

Há muita dificuldade empírica de comprovar a existência de uma estrutura de capital ótima desejada pelas firmas, dadas suas especificidades/atributos e setores em que elas atuam (estrutura de mercado). Com isso, a questão da estrutura de capital (endividamento) não pode ser analisada sem levar em conta as capacidades de geração de caixa futura, fruto dos investimentos de hoje e dos riscos associados a esse processo.

Portanto, as empresas, mesmo que adotem uma teoria do tipo Pecking-Order, utilizam o endividamento como uma importante fonte de financiamento, pois, quando os custos de capital de terceiros são menores que a taxa de rentabilidade esperada dos novos investimentos, a expansão do endividamento torna-se uma estratégia importante.

No entanto, essa maior utilização de capital de terceiros (endividamento) tende a aumentar o conflito de interesses entre credores, acionistas e administradores, uma vez os credores podem assumir um papel de maior protagonismo entre os diversos atores sobre a influência direta e indireta da empresa (*stakeholder*).

O mapeamento dos *stakeholders* numa organização/firma está associado à identificação dos atores (individuais ou organizados em frentes de interesses organizados – grupos, alianças, instituições) que compõem a “teia de relacionamentos” da empresa. Nesse sentido, os *stakeholders* são atores ou uma grande diversidade de grupos – consumidores, concorrentes, fornecedores, credores, sindicatos, universidades, instituições governamentais, etc. –, com interesses desiguais e eventualmente conflitantes, que exercem pressão sobre os rumos estratégicos da organização, estabelecendo com a mesma um exercício permanente de negociação e tentativa de construção de arranjos para obtenção de benefícios (econômicos, tecnológico-científicos, simbólicos, etc.). Nesse sentido, as organizações são arenas políticas em que as estratégias refletem as diversas demandas

dos principais *stakeholders* (DONALDSON; PRESTON, 1995 e MINTZBERG, 2000).

Para um determinado grupo de *stakeholders* influenciar a configuração das estratégias das empresas, ele pode utilizar diversos recursos no âmbito da arena política da organização, tais como: o poder que está associado a determinados recursos coercitivos, utilitários (dinheiro, conhecimento etc.) e recursos simbólicos (prestígio, estima, carisma) que permitem a imposição de seus desejos sobre os demais atores do jogo social das organizações (DONALDSON; PRESTON, 1995).

Esses apontamentos teóricos têm como objetivos subsidiar a análise crítica da evolução da dívida da Petrobras entre 2006 e 2017, buscando (i) explicitar as principais variáveis endógenas e exógenas que influenciaram essa trajetória e (ii) analisar a economia política da dívida da Petrobras tendo como meta identificar de forma mais direta a distribuição do valor adicionado gerado na estatal entre os *stakeholders* e de forma mais indireta os maiores ganhadores da estratégia da empresa ao longo desses onze anos.

### 3. Endividamento da Petrobras: evolução, prazos, taxas, moeda e tipo de credor e indicadores financeiros

#### 3.1. Endividamento da Petrobras: evolução entre 2006 e 2017

Entre 2006 e 2017, as dívidas bruta e líquida da Petrobras cresceram de forma acelerada, passando de R\$ 46,6 bilhões para R\$ 361,5 bilhões (variação de R\$ 316,7 bilhões) e de R\$ 18,8 bilhões para R\$ 280 bilhões, respectivamente (Gráfico 1).

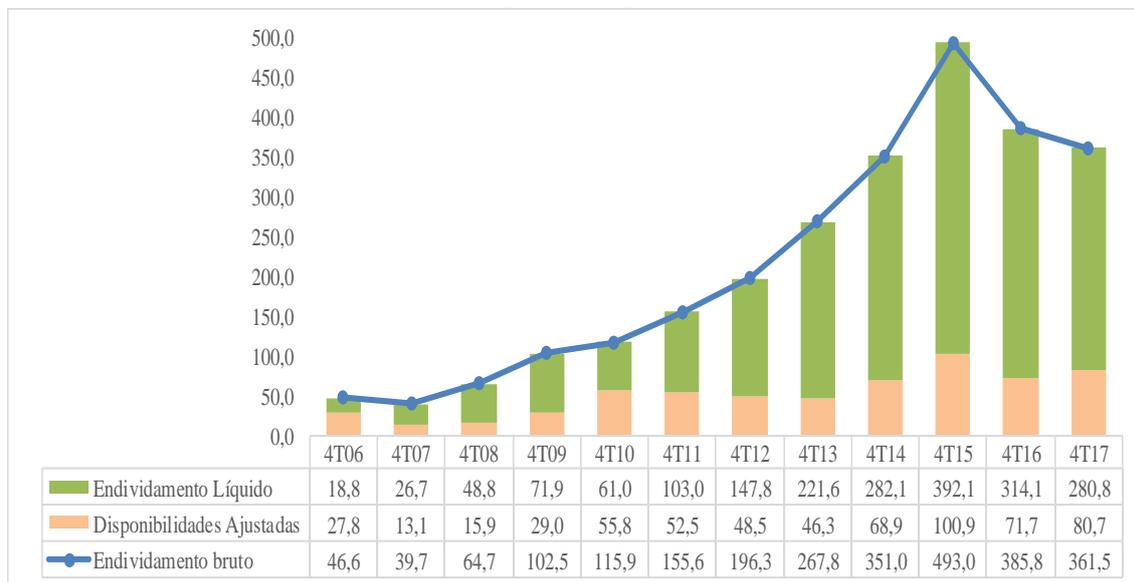
A aceleração da dívida foi mais intensa a partir de 2011, quando em termos bruto era de R\$ 155,6 bilhões. Nos quatro anos seguintes (2011-2015), o endividamento bruto mais que triplicou chegando a R\$ 493 bilhões.<sup>3</sup> Depois desse período, apesar da queda de investimentos, a redução da dívida, em reais, não

---

<sup>3</sup> Esse processo de aceleração esteve relacionado à capitalização realizada pela Petrobras para assumir a exploração da área do processo na Cessão Onerosa, como mostra Almeida (2010): “o processo de capitalização da Petrobras foi muito bem-sucedido. Esta capitalização somou um total de R\$ 120,2 bilhões. Deste total, R\$ 74,8 bilhões correspondem às ações emitidas para pagar os 5 bilhões de barris adquiridos via Cessão Onerosa. O restante de R\$ 45,2 bilhões corresponde a novos recursos para serem investidos pela empresa. A injeção de novos recursos na companhia era considerada fundamental para viabilizar o plano de investimento da mesma. O plano de negócios da companhia 2010-2014 prevê um valor de US\$ 58 bilhões em termos de captações líquidas. Este valor corresponde à soma do montante arrecadado no processo de capitalização e o aumento da dívida da empresa. Sem uma capitalização importante, a Petrobras não teria margem para aumentar seu nível de endividamento” (ALMEIDA, 2010).

avançou na mesma velocidade. No quarto trimestre de 2017, esse indicador caiu apenas 36,5%, como mostra o Gráfico 1.

**Gráfico 1 – Dívida pública, dívida líquida e disponibilidades ajustadas (1º tri. 2006-4º tri. 2017). Em R\$ bilhões correntes**



Fonte: Balanços da Petrobras. Elaboração própria.

As taxas de crescimento médio anual das dívidas bruta e líquida e da disponibilidade ajustada, entre 2007 e 2017, foram de 17%, 25% e 12%, respectivamente. Nessa mesma comparação, como mostra a Tabela 1, o endividamento de longo prazo cresceu de forma mais acelerada (19% ao ano) do que o de curto prazo (6% ao ano), estendendo assim o prazo do endividamento do período em linha com os novos projetos de investimentos, sobretudo nas áreas de exploração e produção (E&P) e abastecimento.

Em virtude do longo período de análise, das mudanças nas estratégias empresariais da Petrobras e das trajetórias de variáveis macroeconômica que afetam direta ou indiretamente o endividamento (taxa de câmbio, preço do petróleo e seus derivados, taxas de juros internas e externas etc.), optou-se por dividir em três subperíodos a evolução do endividamento da Petrobras, entre 2006 e 2017 (ver Tabela 1).

O primeiro, entre 2007 e 2011 (ciclo 1), caracterizado pela elevação do preço do petróleo e seus derivados, pela valorização do real e pela descoberta de petróleo no pré-sal<sup>4</sup>, modificou de forma expressiva as estratégias da Petrobras que

<sup>4</sup> As descobertas dos recursos do pré-sal, grande jazida de petróleo localizada abaixo do leito do mar, e a maior descoberta mundial dos últimos 50 anos da indústria de petróleo e gás natural. A partir dos anúncios divulgados, estima-se que há cerca de 100 bilhões de barris recuperáveis nos campos do pré-sal, o que colocaria

elevou os investimentos em novos projetos de E&P e refino. Durante esse subperíodo, as dívidas bruta e líquida e a disponibilidade ajustada cresceram em média anual, respectivamente, 24%, 38% e 21%.

**Tabela 1 – Endividamento consolidado (2006-2017). Em R\$ bilhões correntes**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Valores reais (em R\$ bilhões constantes de 2017, usando IPCA)												
Disponib. Ajustadas	52,3	23,5	27,0	47,3	85,9	75,9	66,2	59,6	83,5	110,4	73,8	80,7
Endivid. de CP	24,6	16,1	23,6	25,3	23,2	27,4	20,9	24,2	38,2	62,8	32,8	23,2
Endivid. de LP	63,0	55,4	86,4	141,6	155,2	197,3	247,0	320,9	386,9	476,7	364,4	338,2
Dívida Bruta	87,6	71,5	110,0	166,9	178,4	224,7	267,9	345,1	425,1	539,5	397,2	361,5
Dívida Líquido	35,3	48,0	83,0	117,1	93,9	148,8	201,7	285,5	341,6	429,1	323,4	280,8
Taxa de variação (%)												
Disponib. Ajustadas	-	-55%	15%	75%	82%	-12%	-13%	-10%	40%	32%	-33%	9%
Endivid. de CP	-	-34%	46%	8%	-8%	18%	-24%	16%	58%	64%	-48%	-29%
Endivid. de LP	-	-12%	56%	64%	10%	27%	25%	30%	21%	23%	-24%	-7%
Dívida Bruta	-	-18%	54%	52%	7%	26%	19%	29%	23%	27%	-26%	-9%
Dívida Líquido	-	36%	73%	41%	-20%	59%	36%	42%	20%	26%	-25%	-13%

Fonte: Balanços da Petrobras. Elaboração própria.

O segundo subperíodo, entre 2012 e 2015 (ciclo 2), foi marcado pela reversão do cenário de bonança com a forte queda do preço do petróleo, pela expressiva desvalorização do real, pela política de subsídio aos preços da gasolina e derivados que gerou perdas de receitas e pela continuidade do gigantesco programa de investimentos. As dívidas bruta e líquida e a disponibilidade ajustada, nesse período, cresceram em média anual, respectivamente, 25%, 31% e 12%.

O terceiro subperíodo, entre 2016 e 2017 (ciclo 3), foi caracterizado por uma profunda guinada da estratégia da Petrobras, materializada no seu Plano de Negócio e Gestão (2017-2021), que teve como eixos concentrar suas atividades em E&P e reduzir de forma acelerada o seu nível de endividamento (de alavancagem) por meio do desinvestimento e da venda de ativos; por certa elevação do preço do petróleo e pela valorização do real. Nesse subperíodo, as dívidas bruta e líquida e a disponibilidade ajustada caíram em média anual, respectivamente, 18% e 19% e 12%.

o Brasil entre os maiores detentores de reservas, tais como Venezuela e Arábia Saudita (SAUER; RODRIGUES, 2016)

### 3.2. Condições do endividamento: prazos, taxas, juros, moedas e tipo de credor

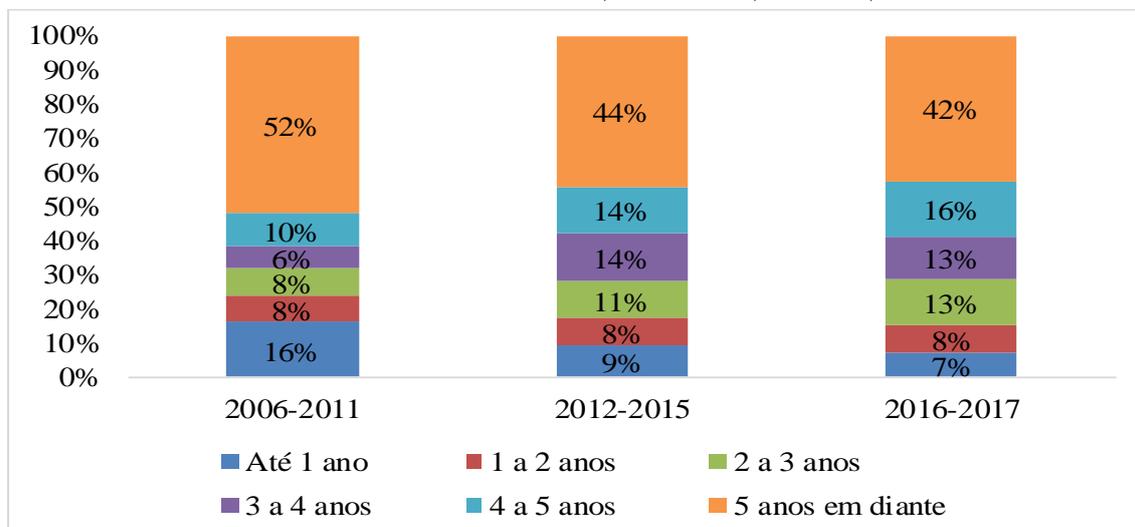
A evolução dos vencimentos do principal da dívida da Petrobras, entre 2006 e 2017, evidencia o alongamento dos prazos de quitação das amortizações do principal. Os vencimentos de até 1 ano cresceram há uma taxa real de 6%, bem menor do que o observado para a dívida como um todo (17%) e para as faixas de 3 a 4 anos (30%) e de 5 anos em diante (25%).

Esse alongamento do endividamento do período reflete o tipo de financiamento para novos projetos de E&P e de refino que geram fluxo de receitas em períodos mais a frente, por isso a necessidade de prazos mais dilatados; e a estratégia adotada no ciclo 3 de reduzir, antecipar e alongar o endividamento.

Entre 2007 e 2011, a evolução dos vencimentos evidencia uma maior expansão da dívida de mais longo prazo (4 a 5 anos e 5 anos em diante; taxas de crescimento de 48% e 46%, respectivamente). Isso vai se reverter de forma acelerada, entre 2012 e 2015, quando ocorreu uma desaceleração do crescimento da dívida de mais longo prazo (5 anos em diante), mesmo com a manutenção dos investimentos com retornos de mais longo prazo.

Com a aceleração da dívida, a deterioração do cenário externo e os impactos da operação lava jato, a Petrobras teve dificuldades em acessar os mercados de capitais no exterior de mais longo prazo. Isso implicou numa redução da participação dos vencimentos mais longos entre os ciclos 1 (2006-2011) e 2 (2012-2015). Entre esses dois períodos, as dívidas com vencimento superior a 5 anos caíram de 52% para 44%, como mostra o Gráfico 2.

**Gráfico 2 – Endividamento consolidado (2006-2017). Em R\$ bilhões correntes**



Fonte: Balanços da Petrobras. Elaboração própria.

No subperíodo seguinte, entre 2016 e 2017, ocorreu redução dos vencimentos de até 1 ano e a expansão dos vencimentos mais longos (3 a 4 anos e 4 a 5 anos), como mostra o Gráfico 2. Cabe destacar que, em 2017, a Petrobras liquidou diversos empréstimos e financiamentos de forma antecipada, buscando melhorar o perfil da dívida (alongamento e menores taxas de juros) no valor total de R\$ 137 bilhões.

**Tabela 2 – Taxas de juros média dos financiamentos da Petrobras por vencimento (2009-2017). Em %**

	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
Até 1 ano	5,6%	6,1%	5,9%	3,9%	3,6%	-	-	-	-
1 a 2 anos	5,9%	6,0%	6,4%	6,0%	4,2%	-	-	-	-
2 a 3 anos	5,9%	5,9%	5,6%	6,4%	4,6%	-	-	-	-
3 a 4 anos	5,9%	5,9%	5,8%	5,2%	4,7%	-	-	-	-
4 a 5 anos	5,7%	5,4%	6,9%	5,3%	4,3%	-	-	-	-
5 anos em diante	6,4%	6,4%	6,7%	6,0%	5,6%	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>6,1%</b>	<b>6,2%</b>	<b>6,3%</b>	<b>5,6%</b>	<b>5,0%</b>	<b>4,5%</b>	<b>4,6%</b>	<b>4,0%</b>	<b>2,8%</b>

Fonte: Balanços da Petrobras. Elaboração própria.

Mesmo com todo esse esforço de redução da dívida, via desinvestimento e venda de ativos principalmente, as taxas de juros do financiamento da Petrobras praticamente não se alteraram entre 2016 e 2017 (de 6,2% para 6,1%) e se preservaram num patamar elevado, superando as taxas de 2013 (5,0%). Desde 2009, as taxas de juros dos financiamentos da Petrobras têm crescido de forma expressiva, alcançando o seu maior patamar em 2015, ano do pico do endividamento.

Esse aumento das taxas de juros em todas as faixas de vencimentos, associado ao crescimento do endividamento, provocou uma expansão significativa do pagamento de juros da dívida que saltou de R\$ 6,8 bilhões em 2008 (valores constantes de 2017) para R\$ 22,3 bilhões em 2017, crescimento real de 15% ao ano em média. As amortizações do principal dos financiamentos também cresceram de forma expressiva, cerca de 300% entre 2010 e 2017, como atesta a Tabela 3.

**Tabela 3 – Taxas de juros média dos financiamentos da Petrobras por vencimento (2009-2017). Em %**

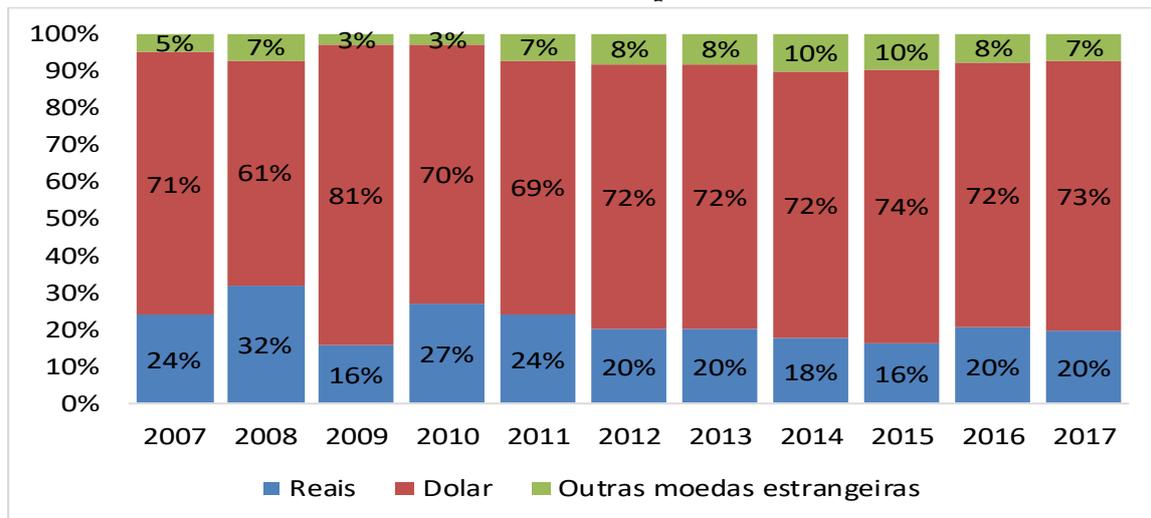
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Amortizações de Principal	-	-	28,8	21,0	30,5	30,4	28,6	54,4	109,0	115,1
Amortizações de Juros	6,8	8,8	9,6	11,0	12,7	14,1	17,1	22,8	26,3	22,3
<b>Total</b>			<b>38,3</b>	<b>32,0</b>	<b>43,1</b>	<b>44,5</b>	<b>45,7</b>	<b>77,2</b>	<b>135,3</b>	<b>137,4</b>

Fonte: Balanços da Petrobras. Elaboração própria.

Vale ressaltar que as amortizações do principal nos anos de 2016 e 2017 foram bem maiores que os valores que estavam programados para vencer. Isso ocorreu em virtude da liquidação de diversos financiamentos de forma antecipada tanto em 2016 (R\$ 34 bilhões) como em 2017 (R\$ 64 bilhões).

Outro elemento que ampliou a exposição maior ao risco do financiamento da Petrobras foi a elevação da participação da dívida em moeda estrangeira. Como mostra o Gráfico 3.

**Gráfico 3 – Endividamento da Petrobras por moeda (2007-2017). Em %**



Fonte: Balanços da Petrobras. Elaboração própria.

Em 2017, a participação da dívida Petrobras em reais era de 20%, uma queda em relação de sete pontos percentuais em relação a 2010, quando houve aumento da participação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) no financiamento da empresa para combater a crise financeira de 2008.

Segundo Barbosa (2013), o BNDES emprestou cerca de R\$ 20,9 Bilhões para a Petrobras de 2008 a 2012, sendo que desse total cerca de R\$ 10 bilhões foram emprestados nos anos de 2011 e 2012. Os principais motivos da ampliação desse crédito foram:

- (a) dar liquidez à maior empresa do país num momento de escassez de recursos;
- (b) compensar a Companhia pela política de controle de preços dos combustíveis, que limita fortemente a sua “agilidade financeira”;
- (c) garantir liquidez à maior empresa do país e promover o avanço dos demais setores a ela ligados, além do petróleo e gás propriamente dito e sua cadeia produtiva, infraestrutura, equipamentos e o resto da economia brasileira (BARBOSA, 2013, p. 29).

No subperíodo entre 2012 e 2015, a participação da dívida da Petrobras em reais passou a cair de forma sistêmica quando em 2015 chegou em seu menor patamar (16%). A partir de 2016, verificou-se uma certa recuperação nessa participação que alcançou o patamar de 20% em 2017. A contrapartida disso foi o aumento da participação da dívida em moeda estrangeira que alcançou o montante de R\$ 289 bilhões em 2017<sup>5</sup>, ampliando o aumento dos riscos de volatilidade tanto do endividamento quanto das taxas de juros em virtude de variações abruptas nas taxas de câmbio e de risco do país.

Essa evolução do endividamento e de suas condições (taxas, juros, moeda, prazo etc.) impactaram de forma expressiva nos indicadores de endividamento conforme se discute na subseção seguinte.

### 3.3. Indicadores de endividamento

Os indicadores de endividamento expressam a evolução da participação do capital terceiros na empresa (estrutura de capital), bem como a trajetória da capacidade da firma em cumprir os pagamentos tanto do montante do capital de terceiros (dívida líquida), como dos seus custos (juros).

A evolução dos dois indicadores da estrutura de capital da Petrobras (capital de terceiros líquido/passivo total líquido e endividamento líquido/capitalização líquida) mostra o aumento da participação de capital de terceiros entre 2006 e 2017.

Isso não necessariamente seria um problema para a Petrobras, como alertou Modigliane e Miller (1958), se o aumento do capital de terceiros (alavancagem) tivesse gerado fluxos de caixas (EBITDA ajustado<sup>6</sup> que é uma métrica da geração de caixa operacional) que compensassem os aumentos dos custos financeiros (juros). No entanto, isso não aconteceu e o que se verificou foi uma rápida deterioração dos indicadores entre geração de caixa presente e endividamento (dívida líquida/EBITDA ajustado e EBITDA ajustado/juros).

---

<sup>5</sup> Essa dívida total da Petrobras em 2017 em moeda estrangeira tem como principais credores institucionais estrangeiros o sistema bancário e o mercado de capitais que detinham cerca de 29% (R\$ 103,5 bilhões) e 48% (R\$ 171 bilhões). Cabe destacar o expressivo aumento da participação dos credores institucionais internacionais entre 2012 e 2015 sobre a dívida total da Petrobras, que saltou de 64% (R\$ 114 bilhões) para 80% (R\$ 288 bilhões), sendo que o segmento do mercado de capitais foi o que mais ganhou participação como credor a corporação.

<sup>6</sup> O EBITDA é definido como os recursos financeiros gerados pelas atividades operacionais antes dos pagamentos de impostos, de despesas financeiras (juros e amortizações) e da depreciação. O EBITDA ajustado, utilizado pela Petrobras, é o somatório do EBITDA, das participações em investimentos, dos *impairments*, dos ajustes acumulados de conversão/CTA, do resultado com alienação e baixa de ativos e da mensuração nas participações societárias.

Parte do aumento desse endividamento foi direcionado para projetos de exploração e produção de petróleo do pré-sal que tende a gerar maiores fluxos de caixa no futuro. Pelas características do setor (sobretudo no *offshore* em águas ultraprofundas), como afirmado por Pinto Jr. *et. al.* (2007),

(...) há um período considerável entre o investimento comprometido na exploração e desenvolvimento de novas reservas e o início efetivo da produção, cabendo ressaltar que os custos fixos têm enorme peso na estrutura de custos. Esta condição básica deriva diretamente do alto montante do investimento comprometido para iniciar a produção dos campos e do relativamente baixo nível de dispêndio operacional requerido para sustentar a atividade mineral (PINTO Jr. *et. al.*, 2007, pp. 58).

Mesmo considerando essa especificidade do setor, os indicadores mostram que houve uma aceleração do endividamento sem a contrapartida na geração de caixa. A dívida líquida/EBITIDA ajustada – que mostra em quantos períodos a empresa conseguiria pagar seus compromissos utilizando o seu fluxo de caixa operacional – saltou de 0,37 em 2006 para 3,6 em 2017. Esse indicador, em média anual, cresceu de 0,97 no ciclo 1 (2006-2011) para 4,14 no ciclo 2 (2012-2015) e, depois, decresceu para 3,6 no ciclo 3 (2016-2017). Cabe observar que a melhora desse indicador foi resultado da redução da dívida líquida, em virtude de ativos, uma vez que geração de caixa caiu nesse período – conforme se vê mais à frente.

**Tabela 4 – Taxas de juros média dos financiamentos da Petrobras por vencimento (2009-2017). Em %**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CTL <sup>1</sup> /PLT <sup>2</sup>	47%	48%	50%	47%	33%	39%	47%	51%	57%	68%	66%	64%
EL <sup>3</sup> /CL <sup>4</sup>	16%	19%	26%	30%	16%	24%	31%	39%	48%	60%	55%	51%
DL <sup>5</sup> /EBITDA ajustado	0,37	0,53	0,85	1,19	1,03	1,66	2,77	3,52	4,77	5,31	3,54	3,67
Cobertura de Juros <sup>6</sup>	-	-	14,26	11,15	9,71	8,15	5,75	5,76	4,19	3,68	3,47	3,43

Fonte: Balanços da Petrobras. Elaboração própria. Notas: 1. Capital de Terceiros Líquido; 2. Passivo Total Líquido; 3. Endividamento Líquido; 4. Capitalização Líquida; 5. Dívida Líquida; 6. EBITDA ajustado/juros

A cobertura de juros (EBITIDA ajustado/juros) – que mede a capacidade de pagamento/geração de caixa operacional do custo do capital de terceiros – se deteriorou anos após ano, entre 2008 e 2017, passando de 14,26 para 3,45. Isso

significou um aumento na participação dos recursos gerados destinados ao pagamento de juros (de 7% em 2008 para 29% em 2017) (ver Tabela 4).

A evolução desse indicador, em média anual, mostrou que a participação com pagamento de juros (em relação a geração de caixa) elevou-se de 10% no período 2008-2011 para 22% no período 2012-2015, alcançando o patamar de 29% no último período.

#### 4. Endividamento da Petrobras: principais determinantes e gestão da dívida

Após a descrição detalhada (trajetória, prazos, taxas, juros, moeda, tipo de credor e indicadores) da dívida da Petrobras, entre 2016 e 2017, faz-se necessário agora analisar os principais determinantes dessa evolução.

Dada a complexidade de variáveis e dos mecanismos de transmissão do endividamento é importante separar os seus determinantes em dois grupos. O primeiro formado pelos elementos exógenos, não controlados pela empresa, associados a variáveis macroeconômica (taxa de câmbio, preço internacional do petróleo e de seus derivados e taxas de juros internas e externas). O segundo grupo com menor integração vertical, plano de investimentos, política de preços dos derivados, etc.) e operacionais (gestão da estrutura de capital, da concepção e implementação de novos projetos, etc.) da Petrobras.

##### 4.1. Variações na taxa de câmbio e endividamento

Com visto anteriormente, a maior parte da dívida da Petrobras é cotada em dólar e em outras moedas estrangeiras. Com isso, variações maiores na taxa de câmbio afetam de forma direta (ampliando ou reduzindo) o endividamento da empresa, mesmo com a utilização dos instrumentos financeiros de *hedge* que buscam mitigar os riscos das oscilações dessa variável.

Entre 2006 e 2017, a desvalorização do real frente ao dólar de cerca de 50% (variação anual acumulada) foi um dos principais elementos explicativos da rápida aceleração da dívida bruta da Petrobras que aumentou em R\$ 316,7 bilhões. Descontando o efeito da taxa de câmbio<sup>7</sup>, o aumento da dívida bruta nesse período seria da ordem de R\$ 52,1 bilhões, como aponta o Gráfico 4.

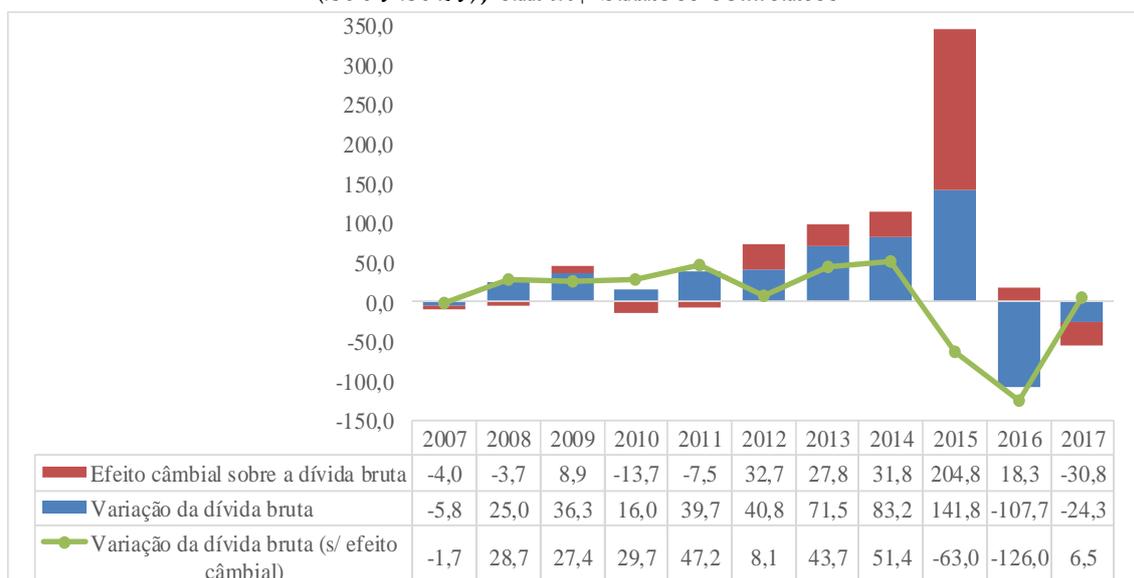
---

<sup>7</sup> Calculado levando em conta as variações anuais da taxa de câmbio (valorizações ou desvalorizações) multiplicado pela dívida em dólar ou outras moedas estrangeiras. Como a participação de outras moedas estrangeiras é relativamente pequena no total da dívida da Petrobras, adotou-se para efeito de cálculo que as variações nas taxas de câmbio dessas moedas são as mesmas variações da taxa de câmbio entre real e dólar.

No ciclo 1, entre 2007 e 2011, a valorização do real frete ao dólar de 24% (variação anual acumulada) freou o crescimento do endividamento nesse período. Mesmo assim, a dívida bruta aumentou R\$ 111,2 bilhões. Descontando o efeito cambial que foi de R\$ 20,1 bilhões, a variação da dívida bruta cresceu para aproximadamente R\$ 131,3 bilhões.

No ciclo 2, entre 2012 e 2015, ocorreu uma expressiva desvalorização do real frete ao dólar de 78% (variação anual acumulada). O endividamento, que se elevou em R\$ 337, 4 bilhões, foi influenciado fortemente pelo efeito cambial, responsável por R\$ 297,1 bilhões desse valor. Ou seja, ao descontar esse efeito cambial o aumento da dívida bruta seria de aproximadamente R\$ 40,3 bilhões.

**Gráfico 4 – Efeito de variação cambial sobre o endividamento da Petrobras (2007-2017), em R\$ bilhões correntes**



Fonte: Balanços da Petrobras. Elaboração própria.

O movimento de desvalorização se reverteu no ciclo seguinte, entre 2016 e 2017, quando o real se valorizou em 4%, impactando na redução do endividamento bruto em R\$ 12,5 bilhões. Esse efeito, associada estratégia da empresa de acelerada desalavancagem por meio do desinvestimento e da venda de ativos, geraram uma redução da dívida bruta de R\$ 131,9 bilhões. Descontando o efeito cambial, a variação da dívida bruta foi de aproximadamente R\$ 119,4 bilhões.

#### 4.2. Investimentos e lucros retidos (autofinanciamento)

A descoberta do pré-sal colocou novos desafios financeiros para a Petrobras na medida em que a exploração e produção nessa nova fronteira requer um elevado montante de investimentos no curto prazo que somente geram fluxo caixa no médio prazo, pois o maior desembolso de recursos acontece na fase de exploração. Para

arcar com esses desembolsos, a petrolífera necessita aportar um volume crescente de capital que pode ser obtido por um maior autofinanciamento (lucro retido) e/ou empréstimos (capital de terceiros).

As taxas de investimentos totais cresceram de forma acelerada entre 2006 e 2013 (12% real ao ano em média), ao passo que caíram abruptamente entre 2014 e 2017 (-22% ao ano em média). Com isso, a taxa de investimento na média anual da Petrobras, ao longo do período 2006-2017, caiu 0,4%; entretanto, os investimentos nos segmentos de E&P cresceram 4,0%, como mostra Tabela 5.

**Tabela 5 – Investimentos por área de negócio e lucros retidos (autofinanciamento) (2006-2017). Em R\$ bilhões constantes a preços de 2017**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>E&amp;P</b>	28,8	37,5	44,5	51,8	50,4	49,4	58,6	76,6	72,7	69,7	48,5	39,6
<b>Abastecimento</b>	7,9	19,0	20,4	30,4	43,8	39,0	39,3	39,6	22,5	9,2	4,2	4,1
<b>Gás &amp; Energia</b>	2,9	8,7	12,3	17,0	10,6	5,5	5,6	7,6	7,3	2,9	2,6	3,6
<b>Internacional</b>	13,5	11,8	10,4	11,1	7,3	6,4	6,9	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Distribuição</b>	1,2	3,0	0,9	1,0	1,4	1,6	1,8	1,4	1,4	0,9	0,5	0,3
<b>Outros</b>	9,1	1,6	2,1	3,8	4,1	2,5	2,4	1,9	1,6	1,3	1,2	0,5
<b>Total</b>	63,4	81,5	90,7	115,2	117,6	104,4	114,6	133,7	105,5	84,1	57,0	48,1
<b>Lucro retido (autofinanciam.)</b>	33,9	26,9	39,2	35,4	36,1	30,8	16,8	18,4	26,5	-38,1	-15,3	-0,45
<b>LR/IT (%)<sup>1</sup></b>	53%	33%	43%	31%	31%	29%	15%	14%	25%	-45%	-27%	-1%

Fonte: Balanços da Petrobras. Elaboração própria. <sup>1</sup>Lucro retido em relação ao Investimento Total

Cabe observar que a capacidade de autofinanciamento (lucros retidos) da Petrobras não acompanhou a trajetória de expansão dos investimentos, implicado numa redução na relação entre lucro retido/investimento total – que mostra a proporção do investimento autofinanciado – de 53% em 2006 para 25% em 2014. A partir de 2015, os prejuízos nos balanços tornaram negativo o autofinanciamento, ou seja, sugaram recursos que poderiam financiar investimentos.

A Tabela 5 mostra que, entre 2007 e 2011, os investimentos cresceram 11,6% na média anual, sendo que as áreas de E&P e Abastecimento expandiram-se em 12,1% e 46,2%<sup>8</sup>. Nesse período, 33% dos investimentos totais (R\$ 509,40 bilhões) foi financiado pelo lucro retido.

<sup>8</sup> A expansão dos investimentos no abastecimento, entre 2008 e 2014, implicaram na construção de novas refinarias e de complexos petroquímicos – Abreu e Lima, em Pernambuco; Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), no Rio de Janeiro; Premium I, no Maranhão; e Premium II, no Ceará –, que ampliariam a capacidade de refino (barril/dia) da Petrobras em aproximadamente 15%. Esses investimento tiveram como objetivos: (i) adequar o perfil do parque de refino nacional e à produção do óleo do pré-sal; (ii) reduzir a dependência de importações de derivados; e (iii) ampliar o papel da Petrobras no atendimento do mercado interno (CASTRO, 2013 e SZKLO *et. al.*, 2012).

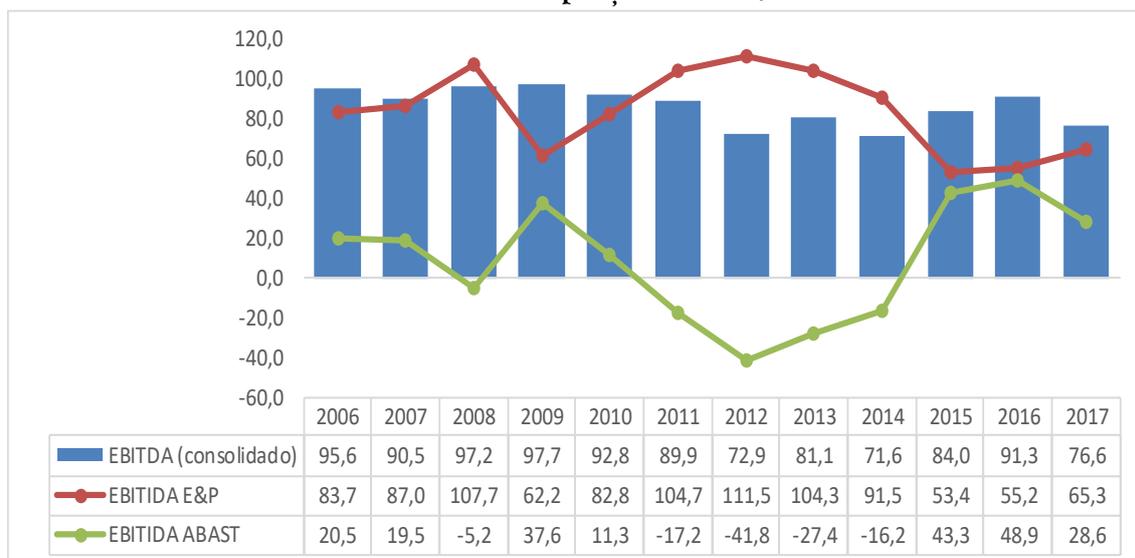
Os investimentos continuaram crescendo, sobretudo nos segmentos de E&P e Abastecimento, entre 2012 e 2014, e caíram de forma expressiva em 2015. Entre 2012 e 2014, o autofinanciamento cobriu 17,5% do total de investimento (R\$ 353 bilhões) nesse período.

No biênio 2016-2017, os investimentos caíram em média 23,9% em praticamente todas as áreas em virtude da atual estratégia de desinvestimento e desintegração vertical, concentrado suas atividades no segmento de exploração e produção. Nesse período, ocorreu prejuízo eliminando a possibilidade de autofinanciamento dos investimentos.

#### 4.3. Geração de caixa operacional (EBITDA ajustado) e autofinanciamento: preços de petróleo e de derivados e a estratégia da Petrobras

As variações na capacidade de autofinanciamento (lucros retidos) do investimento da Petrobras, conforme visto anteriormente na Tabela 5, estão fortemente relacionadas com a trajetória do EBITDA ajustado - indicador da geração de caixa operacional. Entre 2006 e 2017, a geração de caixa operacional decresceu 1% ao ano em média, ao passo que o EBITDA do E&P expandiu-se em 1% na mesma comparação. Interessante notar que, quando o EBITDA do Abastecimento cresceu o do E&P reduziu, entre 2008 e 2009, por exemplo. O oposto também se mostrou verdadeiro, como se pode observar entre os anos de 2010 e 2011 (ver Gráfico 5).

**Gráfico 5 – Evolução do EBITDA ajustado (2006-2017). Em R\$ bilhões constantes a preços de 2017**

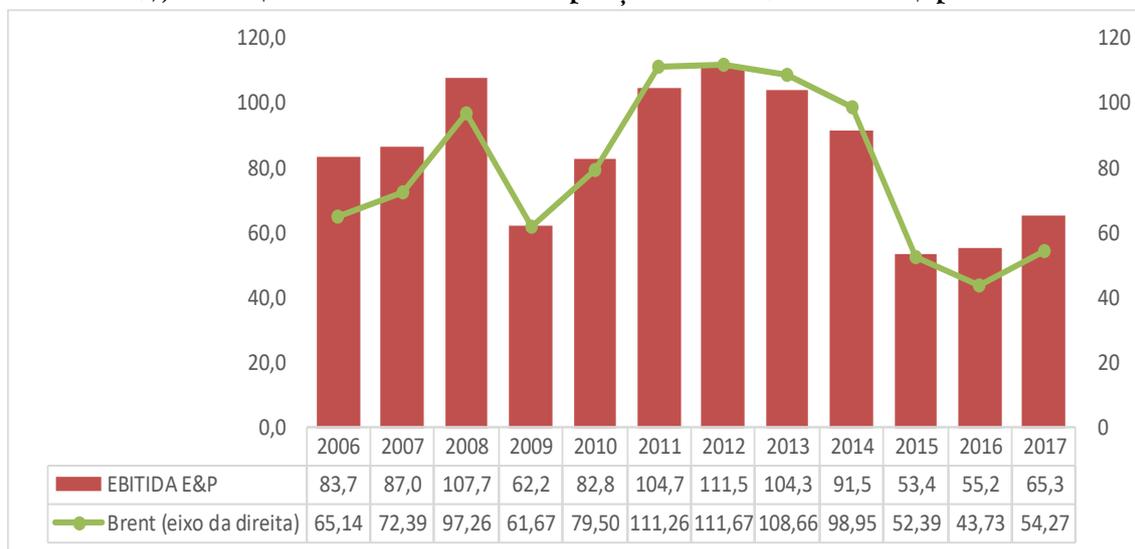


Fonte: Balanços da Petrobras. Elaboração própria.

Como mostra o Gráfico 6, esse fenômeno está fortemente atrelado à evolução do preço do barril do petróleo. Nos momentos de alta, ele favorece a expansão do EBITDA do E&P e, em fases de baixa, privilegia o Abastecimento.

No primeiro subperíodo, entre 2007 e 2011, o EBITIDA da área de E&P cresceu 9% em média anual decorrente, sobretudo, da elevação do petróleo que se expandiu 16% ao ano em média. Entre 2012 e 2014, o preço do barril Brent permaneceu num patamar superior a US\$ 90, garantindo uma geração de caixa operacional do E&P acumulada de R\$ 311 bilhões. O terceiro subperíodo, entre 2015 e 2017, foi marcado por uma expressiva redução do preço do petróleo que afetou de forma negativa a geração de caixa operacional do E&P.

**Gráfico 6 – Evolução do EBITDA ajustado do E&P e do preço do Brent (2006-2017), em R\$ bilhões constantes a preços de 2017 e em US\$ por barril**



Fonte: Balanços da Petrobras. Elaboração própria.

Outro elemento relevante que afetou de forma bastante negativa a geração de caixa operacional da Petrobras, sobretudo entre 2011 e 2014, foi a operacionalização da sua política de preços dos derivados (gasolina, diesel, gás de cozinha) que foi manejada com enorme defasagem do repasse das mudanças dos preços internacionais de derivados. Se, por um lado, a operacionalização dessa política conseguiu conter a inflação que acelerava, por outro, isso implicou tanto em renúncias de receitas com a venda de combustíveis produzidos internamente como em prejuízos decorrente das importações de derivados que foram vendidas abaixo do seu preço de compra (ALMEIDA *et. al.*, 2015).

A geração de caixa operacional da área de abastecimento, entre 2011 e 2014, apresentou um prejuízo acumulado de R\$ 77 bilhões. Estimativas de Almeida *et. al.* (2015) apontam perdas de receitas e prejuízos da ordem de R\$ 98 bilhões entre 2011 e 2014.

As perdas de receitas nos segmentos de derivados atingiram um patamar elevado, quando a empresa estava realizando enormes investimentos com maturação mais longa e que os lucros retidos (autofinanciamento) davam os primeiros sinais de queda. Essa “renúncia” de recursos ampliou o financiamento de capital de terceiros, que já vinha crescendo, para manter os projetos de investimento em curso.

As defasagens entre os preços internos e externos dos derivados foram corrigidas em 2015, proporcionando o aumento da geração de caixa da área de abastecimento (de -R\$ 13 bilhões para R\$ 40 bilhões); no entanto essa melhora teve pequeno efeito sobre a geração de caixa total, pois a Petrobras foi acometida por dois choques negativos. O primeiro foi a queda do preço do petróleo Brent (de US\$ 98,9 barril em 2014 para US\$ 52,4 barril em 2015) que afetou negativamente o EBITDA da área de E&P; e o segundo foi a desvalorização cambial de 42% que gerou um aumento da dívida bruta na ordem de R\$ 200 bilhões.

A partir de 2015, ainda sob a gestão do presidente Aldemir Bendine, a estratégia empresarial da Petrobras começou a se mover na direção pró-mercado com a aposta na venda de ativos e na redução de seu papel como indutora do crescimento. Ao assumir a presidência da Petrobras, no ano seguinte, Pedro Parente reforçou essa linha ao construir o Plano de Negócios (PNG) 2017-2021 centrado no desinvestimento e na desintegração (venda de ativos operacionais do refino e distribuição para amortizar suas dívidas), focando a Petrobras em atividades de E&P em detrimento de outras áreas e reduzindo de forma bastante acelerada o seu nível de endividamento/alavancagem financeira. Um dos instrumentos relevantes para tal fim foi a adoção de uma nova política de preços dos derivados, denominada de preços de paridade de importação (PPI).

Em outubro de 2016, a Petrobras adotou o preço de paridade de importação (PPI), no qual os reajustes dos derivados seguiriam as cotações internacionais – a empresa não chegou a especificar quais seriam os produtos –, ponderadas pela taxa de câmbio e os custos de transporte. Tais reajustes seriam realizados de forma frequente, inclusive diariamente, como forma de evitar uma possível defasagem com os preços do barril do petróleo. Associadas a essas mudanças, a Petrobras ainda reduziu o fator de utilização das suas refinarias e abriu espaço para atuação de importadores (LEÃO, 2021).

Com a divulgação dessa política, a estatal visava ampliar a transparência para o mercado e os consumidores sobre a forma de como os reajustes passariam a ser efetuados. Além disso, por conta da paridade com os preços importados e da redução do uso do parque de refino, a Petrobras começou a abrir mão do mercado de refino. Isso foi confirmado, na época, pelo diretor de Refino e Gás Natural da Petrobras, Jorge Celestino:

Outro ponto relevante [da nova política de preços] é dar sinais claros para o mercado de que queremos atrair parceiros para o negócio de *downstream*, de logística e de refino, principalmente. Para isso precisamos ter uma política consistente de preços aderente à nossa participação no mercado (PETROBRAS, 2016a).

Esses discursos dos gestores da Petrobras evidenciavam uma defesa da nova política de preços na medida em que ela traria ganhos econômicos para o mercado (estimular parcerias com novos entrantes), para os consumidores (com a maior competitividade) e, sobretudo, para as empresas (maiores lucros<sup>9</sup>), mesmo que isso significasse uma perda de mercado da estatal para o setor privado, inclusive os importadores.

O PPI não resultou nos ganhos esperados para a Petrobras (em termos de acumulação interna de capital), entre 2015 e 2017. Os aumentos nas receitas de vendas, na participação no mercado e nos lucros não apareceram – os dados do balanço de 2017 frustraram as expectativas do mercado. Isso aconteceu justamente devido à forte redução do *market share* da Petrobras no mercado, sobretudo, de derivados nacional e na sua distribuição, associado à expressiva queda no nível de utilização das refinarias da empresa que tem gerado aumento dos custos de refino.

A partir de 2017, quando houve uma pequena recuperação do consumo aparente de derivados total, de diesel e gasolina (1,2%, 0,4% e 6,3%, respectivamente), este incremento foi suprido totalmente pela expansão das importações de empresas privadas, especialmente as estrangeiras, pois a produção de derivados continuou caindo (-4,7%) e, conseqüentemente, o nível de utilização do parque de refino (patamar de 75%, muito menor do que no início dos anos 2010, quando esse percentual era superior a 90%). Com isso, a expansão das importações de derivados mais do que supriu o aumento do crescimento da demanda, pois deslocou parte do mercado que a Petrobras supria.

A estratégia deliberada da Petrobras de redução de sua participação no *downstream*, conforme estabelecido o Plano de Negócios (PNG) 2017-2021, utilizou a nova política de preços como instrumento para “atrair parceiros para o negócio de *downstream*”, nas palavras do diretor de Refino e Gás da Petrobras (ORDOÑEZ, 2016 e PETROBRAS, 2016b). O problema é que isso gerou enormes efeitos

---

<sup>9</sup> Isso fica muito explícito no primeiro Relatório da Política de Preços de Gasolina e Diesel (4º Trimestre de 2016) da Petrobras quando a empresa afirmou que: “Os preços praticados também estão alinhados ao Plano de Negócios da Companhia, que prevê uma margem acima da PPI, praticada como referência para aumento de suas receitas, buscando maximizar o seu resultado através da otimização do binômio volume de vendas e margem praticada” Petrobras. Relatório da Política de Preços - 4T2016 [http://files.investidorpetrobras.com.br/conteudo/Relatorio%20da%20Pol%C3%ADtica%20de%20Pre%C3%A7os%20-4T2016\\_0.pdf](http://files.investidorpetrobras.com.br/conteudo/Relatorio%20da%20Pol%C3%ADtica%20de%20Pre%C3%A7os%20-4T2016_0.pdf)

colaterais negativos na geração de caixa operacional (EBITDA) da Petrobras – numa escala não esperada pela atual diretoria – em decorrência da queda do seu *market share* no mercado de abastecimento, sobretudo a sua participação no consumo aparente de derivados (de 93% em 2016 para 84% em 2017).

O EBITDA, entre 2016 e 2017, caiu 16% (de R\$ 91,3 bilhões para R\$ 76,6 bilhões, em valores constantes de 2017 – Gráfico 5). Mesmo excluído as despesas do acordo *Class Action* como fez a Petrobras, ainda ocorreu uma queda de 3,8% no caixa operacional (de R\$ 91,3 bilhões para R\$ 87,8 bilhões, em valores constantes de 2017) mesmo com o aumento do preço do petróleo (Gráfico 6) e com a recuperação do consumo internos de derivados.

Com o aumento de 15% no preço do barril do petróleo Brent em reais, entre 2016 e 2017, a geração de caixa operacional do segmento de E&P cresceu R\$ 11,7 bilhões, uma vez que produção de petróleo e gás natural nesse período ficou praticamente estável; ao passo que o EBITDA da área de Abastecimento (refino, transporte e comercialização) caiu R\$ 18,9 bilhões mesmo com a expansão de 1,2% nas vendas de derivados no mercado brasileiro.

Em linhas gerais, a capacidade de expansão da geração de caixa operacional da Petrobras mostrou-se limitada (até decrescente) ao longo do período estudado (entre 2006 e 2017), mesmo com o preço do barril do petróleo Brent ficando acima de US\$ 70 entre 2007 e 2014. Essa dificuldade esteve associada aos efeitos da política preços entre 2011 e 2014, à queda dos preços internacionais do petróleo a partir de 2015 e, mais recentemente (2017), à estratégia deliberada de redução de sua participação no *downstream*, no contexto da nova política de preços de derivados (alinhamento entre preço internacional e nacional). Isso reduziu sua capacidade de autofinanciamento da empresa e elevou a pressão pelo endividamento.

#### 4.4. Gestão da dívida: desafios financeiros de curto prazo, venda de ativos e financeirização

A aceleração da alavancagem (aumento do capital de terceiros em relação ao capital próprio), sem o aumento da geração de caixa operacional, sobretudo a partir de 2012, gerou a deterioração dos indicadores do endividamento (Dívida líquida/EBITDA ajustado e EBITDA ajustado/juros), conforme evidenciado anteriormente.

Não há dúvida que a Petrobras enfrentava desafios financeiros, no período analisado, associados ao aumento do endividamento e a perda de capacidade de geração de caixa operacional, que requeria uma gestão da dívida que proporcionasse,

ao mesmo tempo, um alongamento da dívida e uma redução do nível de alavancagem.

Nesse contexto, a gestão da Petrobras, a partir do PNG (2017/2021), adotou como um dos seus eixos estratégicos a redução do endividamento, estabelecendo para 2018 uma meta de 2,5 para a relação dívida líquida/EBITDA, sendo que esse indicador fora de 5,31 em 2015. Ou seja, a opção estratégia foi realizar uma draconiana desalavancagem que implicava necessariamente cortar investimentos (em 25%) e vender ativos no valor de U\$ 19,5 bilhões até 2018.

Em entrevista concedida ao site de O Globo, o presidente da Petrobras da época, Pedro Parente, afirmou que o programa de venda de ativos não era uma escolha. Segundo o presidente, tal programa era uma necessidade, porque apesar da companhia ter feito “operações de alongamento do perfil da dívida e [de troca] da dívida velha por (...) nova, isso não muda[va] o tamanho da dívida”. Essa afirmação do presidente subjaz uma estratégia extremamente rígida para lidar com o endividamento da companhia.

É preciso ressaltar que essa meta foi escolhida de forma discricionária pelo atual presidente da Petrobras, que afirmou em entrevista à revista Executivos Valor (maio de 2017): “antecipar a meta de desalavancagem [...] de 2,5 vezes de 2020 para 2018, foi uma coisa [decisão] minha”. Ou seja, ao estabelecer essa meta, o presidente da Petrobras impôs a venda de ativos, pois essa rápida desalavancagem somente pode ser alcançada com a venda de ativos para o pagamento do principal e dos juros de sua dívida.

Apesar desses desafios financeiros de curto prazo, a Petrobras possuía uma situação positiva, em termos de médio e longo prazo, em relação às grandes empresas petroleiras do mundo, em função das novas áreas produtoras do pré-sal que poderão gerar fluxos de caixa futuros. Segundo estudo da Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ), divulgado por Nunes (2020), essa região pode alcançar de pelo menos 176 bilhões de barris de recursos não descobertos e recuperáveis de petróleo e gás na área do polígono do pré-sal (AZEVEDO, 2016 e NUNES, 2020).

Naquele cenário (queda dos preços do petróleo, situação do mercado mundial de petróleo e gás, et.), vender ativos implicava uma perda expressiva de valor desses ativos num momento de discrepância entre vendedores e compradores no mercado de petróleo.

Além dessa possível perda financeira na venda de ativos, estudo de Coutinho e Assis (2016) mostrou que caso a meta da relação dívida líquida/EBITDA fosse mudada para 3,1 em 2018, indicador razoável, não seria necessário vender ativos rentáveis para fazer caixa no curto prazo; e que a empresa

alcançaria a meta estabelecida de alavancagem de 2,5 em 2021 com os parâmetros públicos da própria Petrobras na época.

O argumento da diretoria da Petrobras era que o número “mágico” de alavancagem de 2,5 em 2018 permitiria um menor custo de capitação (taxas de juros menores) de novos financiamentos que compensaria a perda com a geração de caixa futura com a venda de ativos.

No entanto, o custo do capital de terceiros tem caído numa velocidade bem menor do que o esperado – entre 2016 e 2017, a taxa de juros média caiu de 6,2% para 6,1%. Isso se deve ao fato de que a Petrobras não possuía *status* de emissora de *investment grade*, criando dificuldades em acessar a elite do mercado de capitais que possui menores custos.

Isso porque a recuperação do status de *investment grade*, que garantia acesso ao financiamento de terceiros com menores custos, dependia muito mais de sua capacidade de geração de caixa operacional futura do que o cumprimento de suas obrigações financeiras de curto prazo (AZEVEDO, 2016).

No entanto, parecia que a Petrobras não estava levando em conta os efeitos das perdas de caixa no curto e médio prazo com a venda de ativos operacionais lucrativos e com sua estratégia de redução na participação do *downstream*. Essa gestão da dívida ficou evidente nos resultados do balanço de 2017.

Os endividamentos bruto e líquido, entre 2016 e 2017, caíram 9% e 16%, respectivamente (Tabela 1), em virtude das amortizações da dívida, financiada pela venda de ativos no valor de R\$ 14,8 bilhões<sup>10</sup> em 2017, e da apreciação cambial. Cabe destacar que a expressiva diferença entre a redução da dívida bruta e líquida deve-se ao aumento da disponibilidade de recursos, sobretudo na forma de títulos públicos federais e *time deposits* (vencimento superior a 3 meses) – expansão de cerca de R\$ 4 bilhões, o que significou um crescimento de 144%. Esse indicador, associado ao pagamento de R\$ 137 bilhões em juros e amortizações, sinalizavam o avanço da financeirização da empresa.

Mesmo com a redução do endividamento, a relação dívida líquida/EBITDA ajustado – principal métrica da atual estratégia da Petrobras – aumentou de 3,54 em 2016, para 3,67, em 2017 em virtude da queda do EBITDA que foi maior do que a redução da dívida líquida. O índice da cobertura de juros também seguiu essa tendência, ou seja, mesmo com a redução do pagamento de

---

<sup>10</sup> Em 2007, as principais receitas não recorrentes foram de R\$ 7,9 bilhões, de R\$ 1,5 bilhões e de R\$ 1,6 bilhões, respectivamente, com as vendas da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), da Petrobras Chile Distribución e de ações da BR Distribuidora (sem perda do seu controle).

juros em 2007 (Tabela 3) ocorreu um aumento na participação dos recursos gerados destinados ao pagamento de juros (de 28,8% em 2016 para 29,1% em 2017) (Tabela 4).

Isso mostra que ao invés de enfrentar o desafio financeiro de curto prazo pensando no longo prazo – articulando a desalavancagem com a manutenção de ativos que garantem geração de caixa operacional –, a diretoria da Petrobras optou por uma gestão da dívida curto prazista míope, pois apenas conseguiu reduzi-la de forma acelerada com a venda de ativos, mas criou um problema no médio prazo com o comprometimento da geração de caixa operacional no médio prazo.

Essa estratégia gera resultados rápidos no que diz respeito aos indicadores de desalavancagem (redução da participação do capital de terceiros), passando a ideia de que a gestão da dívida foi efetiva e eficiente. Todavia, tal interpretação é limitada, pois desconsidera que esse tipo de gestão ataca apenas um lado do problema, deixando para segundo plano a geração de caixa operacional da empresa que é um eixo central, como observado por Modigliani e Miller (1958).

Portanto, a gestão da dívida deveria levar em conta a questão da geração de caixa, ou seja, ela teria de considerar as possibilidades de gerar caixa por seus ativos atuais e em investimentos. Entre eles, segundo Azevedo (2016) e FUP (2016), destacavam-se: (i) a conclusão das obras paradas com maior potencial de geração do fluxo de caixa e ampliar a exploração no pré-sal; e (ii) a suspensão do programa de venda de ativos, especialmente os blocos gigantes do pré-sal, que naquela conjuntura internacional do setor seriam vendidos na “bacia das almas”. Além disso, a empresa poderia recorrer a novas bases de financiamento da dívida por meio de instituições públicas e manter o processo de alongamento do endividamento.

A Petrobras tem conseguido obter êxito nesse processo por meio da antecipação do pagamento de empréstimos e financiamento (R\$ 137 bilhões) e novas capitalizações (R\$ 86 bilhões). Em 2016, 18% da dívida total vence em 2018 e 14% em 2020; com esse manejo da dívida, as proporções do vencimento total nesses anos cariam de forma expressiva (6% em 2019 e 8% em 2020).

##### 5. A economia política da dívida da Petrobras: a distribuição da riqueza da Petrobras

Como destacado anteriormente, a evolução do endividamento da Petrobras é determinada por um conjunto de múltiplos determinantes exógenos, não controlados pela firma, e endógenos que são resultantes das ações estratégicas e operacionais (gestão da dívida, da concepção e implementação de novos projetos

etc.) que afetam o financiamento (capital de terceiros, autofinanciamento e emissão de ações) da Petrobras.

Essas ações estratégicas da Petrobras, implementadas no plano operacional e que podem sofrer ajustes – em virtude do aparecimento de eventos não probabilísticos (variações abruptas nas taxas de câmbio ou nos preços internacionais de petróleo, crises etc.) ou de formulações equivocadas do planejamento –, são as resultantes das diversas pressões exercidas pelos principais *stakeholders* que atuam pela “teia de relacionamentos” da corporação.

Essas opções da empresa geram resultados (valor adicionado; maior ou menor integração vertical, maiores ou menores preços para os consumidores; simbólicos) distribuídos de forma diferenciada entre os seus *stakeholders* (consumidores, concorrentes, fornecedores, credores, trabalhadores, instituições governamentais etc.), a depender de sua maior capacidade de exercer o seu poder e recursos simbólicos – conforme definido anteriormente.

Esta seção tem como objetivo identificar os efeitos da evolução do endividamento da Petrobras, dada as escolhas estratégias e as variações exógenas sobre os seus principais *stakeholders*<sup>11</sup>, especialmente a partir da mudança estratégica da Petrobras explicitada no PNG (2017-2022). Ou seja, pretende-se identificar como os ganhos ou perdas são distribuídos entre os atores estratégicos. Nesse sentido, faz-se necessário identificar os principais atores estratégicos que atuam e sofrem as influências das decisões da Petrobras.

A partir da teia complexa de interesses que permeiam as escolhas estratégicas e operacionais da Petrobras, identificam-se setes grupos de atores estratégicos (ver Quadro 1):

---

<sup>11</sup> “(...) a definição de *stakeholder* proposta por Freeman, o qual define o termo como grupos ou indivíduos que podem afetar ou ser afetados por uma organização ao buscar seus objetivos. Embora a definição de *stakeholder* de Freeman seja uma das mais utilizadas, outras definições também são encontradas na literatura. Clarkson, por exemplo, define *stakeholders* como pessoas ou grupos que possuem direitos de propriedade ou interesses em uma empresa e em suas atividades. Donaldson e Preston por sua vez, definem *stakeholders* como pessoas ou grupos com interesses legítimos em aspectos processuais e substantivos da atividade empresarial. Existem, ainda, classificações para os *stakeholders*. Clarkson divide os *stakeholders* em dois grupos: *stakeholders* primários e secundários. Os *stakeholders* primários são aqueles cruciais para a sobrevivência e rentabilidade da empresa, como empregados, fornecedores, acionistas, clientes, governos e comunidade. Os *stakeholders* secundários são aqueles que influenciam ou afetam a empresa, ou são influenciados ou afetados pela empresa, porém não são essenciais para sua sobrevivência. Um exemplo de *stakeholder* secundário é a mídia, que possui a capacidade de mobilizar a opinião pública, a favor ou contra a empresa; porém a sobrevivência da empresa não depende da relação com esse *stakeholder*” (SARTURI; SERAVALLI; BOAVENTURA, 2015, pp. 94-95).

- (i) **Instituições financeiras** (credores) que se dividem em mercado bancário (nacional e estrangeiro) e mercado de capital (nacional e estrangeiro);
- (ii) **Acionistas** divididos entre o controlador, o Governo Federal, e os não controladores (nacionais e estrangeiros). Vale observar que o controlador da Petrobras guia seus interesses a partir de duas funções/faces: a estatal e a empresarial que vive uma tensão latente buscando conciliar essas faces<sup>12</sup>;
- (iii) **Fornecedores** que é formado por um conjunto complexo de empresas nacionais e estrangeiras que fornecem diversos bens e serviços (Afretamento; Construção e montagem; Máquinas e equipamentos);
- (iv) **Trabalhadores** constituídos de funcionários (operacionais, administrativo e diretoria) da Petrobras e de empresas terceirizados que prestam serviços para a estatal;
- (v) **Estado** (municípios, governos estaduais e federais) que recebem os mais diversos tributos, tais como: Imposto sobre Serviços, Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços etc.;
- (vi) **Concorrentes** nacionais e, sobretudo, os estrangeiros que atuam nas áreas de E&P, do mercado de derivados (refino, importação e exportação) e da distribuição. Cabe observar que as grandes petrolíferas mundiais (BP; Chevron; Exxon Mobil; Repsol Sinopec; Shell; Statoil; Total; CNODC), integradas verticalmente, disputam mercado (*market share*) com a Petrobras, principalmente no E&P e na distribuição;
- (vii) **Consumidores de derivados** (gasolina, nafta, diesel, óleo combustível, gás de cozinha, querosene para aviação/QAV, etc.) que se dividem em pessoas física e jurídica. Os primeiros que são impactados pelos efeitos das variações de preços, especialmente da gasolina e do gás de cozinha e pressionam (de forma simbólica) por

<sup>12</sup> Alveal (1994) explica a dimensão dessas das faces. “Por um lado, uma “face estatal – orientada para a realização de objetivos políticos [projeto nacional] e de ordem macroeconômico [inflação, balança comercial, etc.]” e, por outro, uma “face empresarial – orientada para a realização de objetivos de natureza estritamente microeconômica [acumulação de capital, endividamento, fluxo de caixa, etc.]” (ALVEAL, 1994, pp. 3). Cabe observar que essas duas faces estão sempre em tensão latente em virtude das dificuldades de conciliação entre os interesses estatal/público – já que proprietário majoritário dessa empresa é o Estado que representa os interesses da população brasileira – e empresarial/privado dessa empresa que necessita acumular capital para desenvolver seus projetos e investimentos.

preços menores. Os segundo que tem os combustíveis como importante insumo dos seus custos de produção, especialmente no componente dos transportes.

**Quadro 1 – Mapeamento dos principais atores estratégicos/*stakeholders* da Petrobras**

Atores	Segmentos de atuação	Escala	Principais Interlocutores
Instituições Financeiras (credores)	Mercado Bancário	Nacional	BNDES, Caixa, Banco do Brasil
		Exterior	China Development Bank (CDB); Citibank; JPMorgan Chase & Co.; The Bank of Tokyo-Mitsubishi; Morgan Stanley; Export Development Canada (EDC); Santander; HSBC e Japan Bank for International Cooperation (JBIC)
	Mercado de Capitais	Nacional	Fundos de investimentos e fundos de pensão detentores títulos e debêntures
		Exterior	Fundos de investimentos e fundos de pensão detentores títulos e debêntures
Acionistas	Controlador	Nacional	Governo Federal
	Não controladores	Exterior/Nacional	Detentores nacionais e estrangeiros de ações
Fornecedores	Afretamento; Construção e montagem; Máquinas e equipamentos (Plataformas e Sondas, FPSO (unidade flutuante); Serviços; etc.)	Nacional	Odebrecht Óleo e Gás, Queiroz Galvão; OAS; Engevix; Sete Brasil; Andrade Gutierrez; UTC
		Exterior	Weatherford; ENSCO/Pride; Halliburton; Seadrill/Seawell; Transocean; Schlumberger; Commodore Marine ; Transocean; Eiffel Ridge Group C.V.; Aban International Norway; Golar Winter; Sealion Shipping
Funcionários	Administrativos	Nacional	Sindicatos e associações de funcionários
	Operacionais		
	Diretoria		
Estado	Tributos	Nacional	Prefeituras, governos estaduais e federal
Concorrentes	Concessionários de exploração e produção	Exterior	BP; Chevron; Exxon Mobil; Repsol Sinopec; Shell; Statoil; Total; CNOOC
	Mercado de derivados (importadores)	Exterior	Petronas, Castrol, Shell, Total; Shell; Castrol; Cevron; YPF; Airbp; Total
		Nacional	Ale; Cosan; Ipiranga
	Distribuidores	Exterior	Shell; Castrol; Cevron; YPF; Airbp; Total
Nacional		Ale; Cosan; Ipiranga	
Consumidores	Derivados (gasolina, nafta, diesel, óleo combustível, GLP, querosene para aviação/QAV, etc.)	Nacional	Indivíduos e empresas
		Exterior	Consumidores externos
	Petróleo	Exterior	Consumidores externos

Fonte: Elaboração própria.

A Demonstração do Valor Adicionado (VA) é um importante instrumento contábil, uma vez que possibilita identificar a riqueza gerada e a distribuição entre importantes atores estratégicos (*stakeholders*: funcionários/empregados;

Estado/tributos; Instituições Financeiras; Fornecedores e Acionistas) (ALMEIDA, *et. al.*, 2009).

O VA<sup>13</sup> que a Petrobras gerou cresceu 0,2% ao ano em média, entre 2007 e 2017, alcançando um patamar de R\$ 216 bilhões em 2017. No primeiro subperíodo, entre 2007 e 2011, o VA cresceu 3,1%, em média ao ano, para no subperíodo seguinte (2012 e 2015) cair 7,2% e voltar a se recuperar entre 2016 e 2017 (crescimento médio anual de 7,8%).

**Tabela 6 – Demonstração do Valor Adicionado (2007-2017, anos selecionados), m R\$ bilhões constantes a preços de 2017**

	2007	2009	2011	2013	2015	2017
<b>Valor adicionado a distribuir</b>	216,2	226,8	261,6	248,9	185,9	216,0
<b>Distribuição do valor adicionado</b>						
<b>Funcionários</b>	23,1	25,5	29,6	35,5	32,5	28,9
<b>Tributos</b>	127,1	129,9	150,2	136,7	120,1	117,3
<b>Instituições financeiras e fornecedores</b>	24,2	17,1	34,0	47,0	71,8	69,5
Juros, variações cambiais e monetárias	11,6	7,3	19,9	24,0	42,4	41,2
Despesas de aluguéis e afretamento	12,6	9,8	14,1	23,1	29,3	28,2
<b>Acionistas</b>	41,9	54,3	47,8	29,6	-38,5	0,4
Resultado dos acionistas não controladores	15,0	18,9	17,0	11,3	-0,4	0,8
Lucros Retidos (Prejuízos absorvidos)	26,9	35,4	30,8	18,4	-38,1	-0,4

Fonte: Petrobras (vários anos)

A Tabela 6 aponta como se deu a distribuição desse valor adicionado entre os *stakeholders* da Petrobras ao longo do período:

- (i) **Fornecedores:** o VA destinado a esse segmento cresceu 9,3%, entre 2007 e 2017, bem acima da expansão total. Entre 2007 e 2015, esse grupo de atores estratégicos obteve um crescimento de 12,3%. Isso se deveu à trajetória de expansão dos investimentos da Petrobras até 2014 que requereu uma elevada contratação de prestadores de serviços nacionais e estrangeiros, sobretudo no segmento de afretamento, de construção e montagem, de máquinas e equipamentos e de plataformas e sondas. Com a desaceleração dos

<sup>13</sup> Quanto a empresa agrega de valor aos insumos adquiridos obtido pela diferença entre as vendas e o total dos insumos adquiridos de terceiros (ALMEIDA *et.al.*, 2019).

investimentos, a partir de 2015, ocorre uma queda no VA desse *stakeholder* entre 2006 e 2017;

- (ii) **Funcionários:** o valor adicionado obtido por esse grupo de *stakeholder* expandiu-se em 4,2%, entre 2007 e 2017. Entre 2007 e 2015, ocorreu expansão dos ganhos desse segmento; ao passo que, a partir de 2015, verificou-se uma redução de sua participação no VA total em virtudes das estratégias adotadas Petrobras;
- (iii) **Estado**<sup>14</sup>: entre 2007 e 2017, o VA distribuído pela Petrobras, na forma de tributos, ao Estado decresceu 1% a.a. em média. No período 2017-2011 ocorreu crescimento, ao passo que nos períodos seguintes verificou-se decrescimentos reais;
- (iv) **Acionistas** (controlador e não controladores): divididos entre o controlador, o Governo Federal, e os não controladores (nacionais e estrangeiros). Entre 2007 e 2011, esse *stakeholder* teve seu VA sempre acima de R\$ 40 bilhões, anos em que a Petrobras teve lucros elevados. Nos anos seguintes, eles viram seu VA cair até ficar negativo a partir de 2014;
- (v) **Instituições financeiras** (credores): entre 2007 e 2017, o VA distribuído pela Petrobras, na forma de juros e amortizações, para os seus credores cresceu 33% ao ano em média. No período 2007-2015, ocorreu crescimento do VA obtido por esse grupo de *stakeholder*, ao passo que no período 2016 e 2017 verificou-se pequena queda. Essa trajetória implicou em participações crescentes do total do VA (gerado pela Petrobras) obtido por esse seguimento (4% entre 2007 e 2011; 14% entre 2012 e 2015; e 19% entre 2016 e 2017) (Tabela 7). Dado que mais de 70% da dívida da Petrobras está nas mãos de credores internacionais (mercados de capitais e bancário), fica evidente que a maior parte dos ganhos crescente desse segmento foi auferida por atores internacionais.

Em linhas gerais, a evolução da distribuição do VA gerado pela Petrobras evidência um expressivo aumento da parcela obtida pelas instituições financeira do VA total. Isso se deveu à aceleração do endividamento (dado os efeitos exógenos e

---

<sup>14</sup> Apesar de não ser um fator direto de produção, o Estado participa de forma indireta na criação de riqueza por meio de seus investimentos em infraestrutura, incentivos fiscais e subvenções que afetam positivamente as empresas. Com isso, os tributos pagos pela empresa expressam, na distribuição do valor adicionado, a contrapartida do Estado por seu apoio aos segmentos empresariais (ALMEIDA *et. al.*, 2009).

as perdas com a política de preço), entre 2012 e 2015, e a atual forma de gestão da dívida, entre 2016 e 2017.

É preciso observar que existe a possibilidade de interesses cruzados entre os bancos internacionais credores da Petrobras e as grandes petrolíferas internacionais. JPMorgan Chase & Co. e a ExxonMobil podem ser um exemplo disso, uma vez que essas duas empresas têm as mesmas três instituições (Vanguard Group, Inc., Blackrock Inc., State Street Corporation) como seus principais acionistas que detêm cerca de 18% de suas ações.

No caso da China, há uma articulação explícita e coordenada pelo Estado entre as estratégias financeiras de seus bancos e a busca pela obtenção de reservas e produção de petróleo por parte de suas petroleiras. Esse tipo de articulação explícita, no exemplo da China, e implícita, no caso dos Estados Unidos, aumenta a pressão externa tanto para a financeirização da Petrobras como para a redução de sua atuação na exploração do pré-sal e nas áreas de refino e distribuição.

## 6. Considerações finais

Em linhas gerais, pode-se afirmar que ocorreu uma aceleração do endividamento sem que isso aumentasse a geração de caixa operacional da Petrobras, sobretudo a partir de 2012, criando um desafio financeiro. Esse crescimento foi o resultado de um conjunto de variáveis, com destaque para os efeitos da desvalorização cambial sobre a dívida; os impactos negativos da política de preços sobre a geração de caixa, entre 2011 e 2014, que reduziu o autofinanciamento; e o atraso da conclusão de investimentos que poderiam gerar caixa.

Para resolver esse desafio financeiro, a atual administração da Petrobras optou por uma gestão da dívida curto prazista míope que reduziu a dívida de forma acelerada com a venda de ativos, mas criou problemas na sua capacidade de geração de caixa operacional com a estratégia de reduzir sua participação no *downstream*. Os resultados pífios do balanço da Petrobras em 2017, mesmo com aumento do petróleo e a recuperação do mercado de derivados, mostraram os equívocos da estratégia daquela diretoria.

Quem ganhou com aquela estratégia (financeirização e desintegração vertical) foram, por um lado, os segmentos financeiros nacionais e, sobretudo, os internacionais; e, por outro, as grandes empresas petrolíferas integradas (Shell, BP, ExxonMobil, Total, CNOOC, CNODC, etc.) com a exploração do pré-sal e a abertura de novos mercados no refino/importações de derivados e da distribuição coma redução do papel da Petrobras.

Quem perdeu, com isso, foi a própria Petrobras que reduziu sua capacidade de acumular em termo empresariais em decorrência de sua desintegração vertical. Alveal (1994, p. 89) deixa isso muito claro ao afirmar que: “Razões de ordem econômica mais do que técnica exigem a integração vertical para realizar o elevado potencial de acumulação da indústria petrolífera, dado os riscos e custos financeiros associados a cada segmento da cadeia produtiva são diferentes”.

Perdeu ainda a sociedade quando a Petrobras deixou de exercer a sua face estatal reduzindo a capacidade de estimular a geração de renda, emprego e desenvolvimento tecnológico, aumentando, assim, os seus custos sociais.

Em linhas gerais, como visto, as estratégias da Petrobras, desde 2016, somente propiciaram ganhos para os segmentos financeiros, os importadores/refinadores internacionais, as grandes empresas petrolíferas integradas que ampliam sua atuação no pré-sal. Os trabalhadores e a sociedade brasileira, por sua vez, foram os que mais perderam.

## 7. Referências bibliográficas

ALMEIDA, E. A reestruturação da Petrobras: o tempo importa. **Blog Infopetro/UFRJ**, 21 mar. 2018.

ALMEIDA, E. Capitalização da Petrobras: as razões do sucesso. **Blog Infopetro/UFRJ**, 04 out. 2010.

ALMEIDA, E.; OLIVEIRA, P.; LOSEKANN, L. Impactos da contenção dos preços de combustíveis no Brasil e opções de mecanismos de precificação. **Revista de Economia Política**, vol. 35, n. 3: 531-556, 2015.

ALMEIDA, N. *et al.* A utilização da Demonstração do Valor Adicionado na análise da produção e distribuição de riqueza entre os stakeholders: um estudo de caso da Petrobras. **RIC-Revista de Informação Contábil**, vol. 3, n. 1: 134-148, 2009.

ALVEAL, C. **Os desbravadores: a Petrobrás e a construção do Brasil**. Rio de Janeiro: ANPOCS, 1994.

AZEVEDO, J. S. G. Dívida da Petrobras: venda de ativos não é a única solução. **Brasil Debate**, 18 fev. 2016.

BARBOSA, P. **O endividamento da Petrobras com o BNDES no período pós-2008 e impactos contábeis e econômico-financeiros**. Texto de Discussão, n. 36. Rio de Janeiro: Ibre/Fundação Getúlio Vargas (FGV), nov. 2013.

COUTINHO, F.; ASSIS, J. Existe alternativa para reduzir a dívida da Petrobrás sem vender seus ativos. **Aepet**, 2016.

DONALDSON, T.; PRESTON, L. The stakeholder theory of the corporation: Concepts, evidence, and implications. **Academy of management Review**, vol. 20, n. 1: 65-91, 1995.

FEDERAÇÃO ÚNICA DOS PETROLEIROS (FUP). Pauta pelo Brasil – Relatório Final. Rio de Janeiro: FUP, 10 de maio de 2016. Disponível em: <http://fup.org.br/revista-pauta-pelo-brasil/#p=1>

LEÃO, R. P. F. Petrobras trata igualmente combustíveis de diferentes pesos socioeconômicos. **Broadcast/Estadão**, São Paulo, 28 jan. 2021.

MORAES, E. G. **Determinantes da estrutura de capitais das empresas brasileiras com ações negociadas em bolsas de valores**. 2005. 88 f. Dissertação (Mestrado em Administração) – Escola de Administração, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2005.

MENDONÇA, E. Petrobras estreia política de preço da gasolina para enviar mensagem a investidores. **El País**, 14 jun. 2016. Disponível em: [https://brasil.elpais.com/brasil/2016/10/14/economia/1476468359\\_522611.html](https://brasil.elpais.com/brasil/2016/10/14/economia/1476468359_522611.html)

MINTZBERG, H. *et al.* **Safári de Estratégia**. Porto Alegre: Bookman, 2000.

MODIGLIANI, F.; MILLER, M. The cost of capital, corporation finance and the theory of investment. **The American economic review**, vol. 48, n. 3: 261-297, 1958.

MODIGLIANI, F.; MILLER, M. Corporate income taxes and the cost of capital: a correction. **American Economic Review**, Nashville, vol. 53, n.3, jun.1963.

MYERS, S. The capital structure puzzle. **Journal of Finance**, Chicago, vol. 39, n.3, jul. 1984.

NOZAKI, W. A festa das importadoras estrangeiras no mercado de derivados de óleo e gás. **Revista Forum**, 8 set. 2017.

NUNES, F. Reservas provadas de petróleo e gás da Petrobrás são as mais baixas do século. **O Estado de São Paulo**, Rio de Janeiro, 18 nov. 2020.

ORDOÑEZ, R. Reajuste de combustível agora pode ser até diário, diz Petrobras. **O globo**, 30 jun. 2017.

PEROBELLI, F. F. C., & FAMÁ, R. (2002). Determinantes da estrutura de capital: aplicação a empresas de capital aberto brasileiras. **Revista de Administração da Universidade de São Paulo**, vol. 37, n. 3, 2002.

PETROBRAS. Agência Petrobras. Rio de Janeiro: Petrobras, 14 out. 2016a. Disponível em: [http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=978837](http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=978837)

PETROBRAS. Plano de Negócios e Gestão 2017-2021. Rio de Janeiro: Petrobras, 2016b.

PETROBRAS. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF (vários anos: 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2013, 2014, 2015, 2015, 2016, 2017). Rio de Janeiro: Petrobras, vários anos. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>.

PETROBRAS. Demonstração Financeira – DF (vários anos: 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2013, 2014, 2015, 2015, 2016, 2017). Rio de Janeiro: Petrobras, vários anos. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>

PETROBRAS: NOVA POLÍTICA de preços prevê revisões ao menos uma vez por mês. **Uol**, São Paulo, 14 out. 2016.

PINTO JR., H; ALMEIDA, E.; BOMTEMPO, J.; IOOTTY, M.; BICALHO, R. **Economia da energia**: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Elsevier: Rio de Janeiro, 2007.

PINTO, E. O balanço financeiro reflete o desmonte da Petrobras. **Carta Capital**, 21 mar. 2018. Disponível em: <https://www.cartacapital.com.br/economia/o-balanco-financeiro-reflete-o-desmonte-da-petrobras>.

SAITO, R.; SILVEIRA, A. Governança corporativa: custos de agência e estrutura de propriedade. **Revista de Administração de Empresas**, v. 48, n. 2: 79-86, 2008.

SARTURI, G.; SERAVALLI, C.; BOAVENTURA, J. M. G. Afinal o que é distribuir valor para os stakeholders? Uma análise bibliográfica sobre o tema. **Revista Adm. UFSM**, Santa Maria, vol. 8, ed. Especial XVI Engema; 92-113, 2015.

SAUER, L.; RODRIGUES, L. Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. **Estud. Avançados**, vol. 30, n.88: 185-229, 2016. ISSN 0103-4014. <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-40142016.30880014>

SILVA BRITO, G.; CORRAR, L.; BATISTELLA, F. Fatores determinantes da estrutura de capital das maiores empresas que atuam no Brasil. **Revista Contabilidade & Finanças**, vol. 18, n. 43, 2007.

SZKLO, A.; ULLER, V.; BONFÁ, H. P. **Fundamentos do Refino de Petróleo-Tecnologia e Economia**. Interciência: Rio de Janeiro, 2012.

YERGIN, D. **O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder**. São Paulo: Scritta, p. 397-612, 1992.