

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação.

Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrazil.com.br

FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO: DESAFIOS E NOVOS CAMINHOS

A geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são atividades intensivas em capital. Grandes investimentos em terrenos, instalações, máquinas, equipamentos e serviços são necessários para fornecer energia elétrica. Isso significa que a evolução do setor elétrico é fortemente condicionada pelo mercado financeiro.

O mercado financeiro afeta a prestação do serviço de energia elétrica por duas vias principais:

- (i) pelo custo da obtenção de recursos financeiros; e
- (ii) pela sua disponibilidade no tempo.

A primeira via decorre do fato de o capital ser um dos principais insumos das empresas de energia elétrica. Isso significa que a taxa de retorno exigida pelos investidores é um dos principais determinantes do custo de produção, transporte e fornecimento de energia elétrica. Historicamente, a taxa de juros no Brasil tem sido elevada em relação à taxa de outros países, o que contribui para o encarecimento da energia elétrica no país.

A segunda via está relacionada à questão da ‘financiabilidade.’ As empresas de energia precisam realizar investimentos para atender ao crescimento da demanda por energia elétrica e para prover o nível de qualidade do serviço, altamente regulado. É por essa razão que a tempestividade dos investimentos é crítica, uma vez que atrasos

podem acarretar sérias consequências (como racionamento ou deterioração da qualidade do fornecimento), e adiantamentos são custosos (requerendo a remuneração por ativos ainda desnecessários). Portanto, do lado da demanda, as empresas não dispõem de muita flexibilidade para a realização de investimentos. Por outro lado, o mercado financeiro apresenta a sua própria dinâmica: devido às condições macroeconômicas, à demanda por recursos de outros setores ou ao comportamento dos poupadores, há momentos que não são propícios para a captação de recursos, ou, pelo menos, não nas condições condizentes com as necessidades de financiamento das empresas de energia elétrica.

Logo, o desafio dos gestores das empresas de energia elétrica é conciliar as restrições advindas do lado da demanda e da oferta de financiamento buscando viabilizar a realização dos investimentos necessários da forma mais segura e módica, em benefício do consumidor. Esse *White Paper* examina os fatores que mais desafiam o financiamento de investimentos em energia elétrica, apontando caminhos para aprimorar o mercado financeiro e viabilizar financiamentos de longo prazo de forma confiável e a um menor custo.

“O trapezista morre quando pensa que voa.”

(Mario Henrique Simonsen, economista, 1935-1997)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	2	5 DEFINIÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL REGULATÓRIO.....	38
2 CAUSAS E CONSEQUÊNCIAS DO PROBLEMA DE FINANCIAMENTO NO BRASIL.....	5	5.1 Descrição da metodologia.....	38
2.1 Causas do problema.....	5	5.2 Aplicação da metodologia.....	40
2.2 Consequências.....	15	5.3 Polêmicas na definição do custo de capital	43
3 FORMAS DE FINANCIAMENTO E SUAS IMPLICAÇÕES	20	6 COMO MELHORAR O FINANCIAMENTO	47
3.1 Estrutura de capital.....	21	6.1 Promoção da estabilidade macroeconômica.....	47
3.2 Indexadores empregados.....	23	6.2 Mitigação do risco regulatório	49
4 PRINCIPAIS FONTES DE CAPITAL	27	6.3 Inovações no mercado de capitais	51
4.1 Capital próprio	27	7 CONCLUSÃO	53
4.2 Capital de terceiros.....	30	REFERÊNCIAS.....	54
4.3 Origem do capital.....	36		

1 INTRODUÇÃO

Obter recursos para financiar os investimentos de longo prazo em infraestrutura – como no setor elétrico – é desafiador em qualquer país, mas a tarefa é ainda mais complexa num país em desenvolvimento como o Brasil.

O desafio do financiamento no setor elétrico

O financiamento sempre desempenhou um papel central na evolução do setor elétrico brasileiro, tanto é que a dificuldade de financiamento foi uma das principais razões para a criação das estatais de geração, transmissão e distribuição nos meados do século passado, quando o financiamento pelo Estado como acionista era vista como forma preferencial – ou talvez única à época – para viabilizar a mobilização dos recursos necessários para a realização dos investimentos no setor.

Já num movimento oposto, algumas décadas depois, o comprometimento da capacidade financeira governamental, decorrente dos perseverantes desequilíbrios orçamentários, foi uma das principais justificativas para a privatização de muitas dessas mesmas estatais.

A reforma do setor elétrico em 2004, implementada por meio da Lei 10.848 e o Decreto 5.163, foi em grande medida pautada pelo interesse em estruturar o mercado de energia elétrica de forma a proporcionar contratos de longo prazo que viabilizassem o financiamento na modalidade *Project Financing*.¹ Assim, criou-se o sistema de leilões centralizados para contratação de energia visando ao atendimento futuro dos consumidores regulados atendidos pelas distribuidoras por prazos de 20 a 35 anos, com preços indexados à inflação.

Ainda hoje, o financiamento do setor elétrico continua complexo. Um dos principais fatores que tem corroborado para a postergação da liberalização do mercado de energia para os consumidores varejistas tem sido a preocupação com a ausência de uma massa crítica mínima de energia contratada por longos períodos, requisito para que o *Project Financing* de novos empreendimentos de geração possa ser viabilizado.

Condições de financiamento no Brasil em relação às de outros países

Quando se compara o Brasil a outros países, fica evidente que um dos aspectos que penaliza o nosso desenvolvimento é o estado de desenvolvimento do seu mercado financeiro. Embora o setor financeiro seja bastante sofisticado, há várias dimensões do mercado financeiro que são pouco desenvolvidas no país. O Índice de Competitividade Global produzido pelo *World Economic Forum* (Schwab, Sala-i-Martin e Samans, 2017) avalia a competitividade das nações, e o Brasil não tem se saído bem: o país vem caindo no *ranking* ano a ano, da 48ª posição (entre os 144 países avaliados em 2012) para 80ª posição (entre os 137 avaliados em 2017).

¹ *Project Financing* é uma modalidade de estruturação financeira em que a receita para o pagamento dos empréstimos e a remuneração do capital próprio investido no projeto advém do fluxo de caixa gerado pela própria operação.

Figura 1: Indicadores de competitividade do Brasil



Fonte: Schwab, Sala-i-Martin e Samans (2017).

Quando se examina quais dos 12 fatores considerados no estudo mais prejudicam a competitividade do país (Figura 1), verifica-se que em três dos quatro fatores em que o Brasil é pior classificado estão aqueles que impactam diretamente o custo de captação de recursos financeiros no país:

- Instituições (nota 3,4 de 7,0);
- Ambiente Macroeconômico (3,4 de 7,0); e
- Desenvolvimento do Mercado Financeiro (3,7 de 7,0).

A qualidade das instituições é essencial para conquistar a confiança aos investidores; a estabilidade macroeconômica é importante para mitigar riscos, conter a inflação e viabilizar juros mais competitivos; e o mercado de capitais bem desenvolvido é fundamental para direcionar investimentos às atividades que proporcionam o maior retorno social e para atender às necessidades dos investidores de forma eficiente e segura.

Vale destacar que a edição 2017-2018 do estudo acima também apresenta uma breve explanação das revisões metodológicas que vêm sendo desenvolvidas ao longo dos últimos três anos, as quais devem ser implementadas em avaliações futuras. Entre as inovações destacadas está a revisão completa da metodologia utilizada para o fator ‘Desenvolvimento do Mercado Financeiro’ a fim de considerar separadamente as principais formas de financiamento e avaliar a estabilidade financeira com base em indicadores ‘macroprudenciais’² desenvolvidos à luz da crise financeira global ocorrida em 2008. O fato de o estudo focar seus esforços na revisão da metodologia demonstra que os pesquisadores veem como central o papel dos mercados de capitais na determinação da competitividade das nações.

² Indicadores ‘macroprudenciais’ são aqueles que visam a avaliar a resiliência da economia como um todo, em contraste com os indicadores ‘microprudenciais’, empregados para avaliar o risco de instituições ou empresas individualmente.

Ponderação semelhante é apresentada no relatório Doing Business 2016 do Banco Mundial (World Bank Group, 2016a), que avalia o ambiente regulatório para a condução de negócios nos diversos países. O Brasil se situa na 116ª posição entre os 189 avaliados, sendo que o segundo fator que mais afeta nossa péssima classificação é a dificuldade para obtenção de crédito: o Brasil ficou com nota de 45 (no intervalo de 0 a 100). A avaliação leva em conta o sistema de informação de crédito e a legislação referente ao sistema de garantias e ao processo falimentar. O sistema de informação é essencial para a avaliação de risco e para a promoção de uma alocação eficiente do crédito. A avaliação do sistema de garantias visa a estimar até que ponto as empresas podem utilizar seus ativos como colaterais para obter financiamentos em melhores condições. Já a avaliação das leis de falência examina o grau de proteção dos direitos dos credores, fator este correlacionado à maior concessão de crédito para o setor privado.

As dimensões que mais prejudicam a avaliação do mercado de crédito no Brasil decorrem do sistema legal. Segundo o Banco Mundial, o país não dispõe de uma legislação integrada e unificada que trate da questão de forma sistemática, e a regulamentação das garantias é muito limitada, o que fragiliza os direitos dos credores e dificulta a concessão de crédito.

De forma sucinta, os estudos acima indicam a necessidade de aprimoramentos no mercado financeiro brasileiro.

Dado o papel fundamental do financiamento na evolução do setor elétrico, esse *White Paper* busca tanto identificar as causas fundamentais dos problemas que impedem que o mercado financeiro opere de forma mais eficiente quanto propor soluções para superar esses problemas.

Estrutura do White Paper

O documento está estruturado em sete seções, sendo a primeira essa introdução.

Na segunda seção apresenta-se uma descrição das principais causas e consequências dos problemas que afligem o mercado financeiro brasileiro sob a perspectiva das empresas que investem em infraestrutura.

Na terceira seção são apresentados as diferentes modalidades de financiamento e os princípios econômicos que balizam a tomada de decisão que envolve a composição do capital de uma empresa.

Na quarta seção descrevem-se as principais fontes de capital no Brasil, apontando as vantagens comparativas de cada uma.

Na quinta seção expõe-se um resumo da metodologia de definição do custo de capital regulatório empregada pela Aneel, apresenta-se um comparativo do custo de capital regulatório computado pela Aneel em relação ao de outras agências reguladoras no Brasil, e discorre-se sobre algumas das polêmicas metodológicas.

Na sexta seção são apresentadas medidas que podem ser adotadas para aprimorar o financiamento de infraestrutura no país. A discussão envolve desde medidas voltadas à promoção da estabilidade macroeconômica do país até detalhes da metodologia de definição do custo de capital regulatório adotado pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Na sétima seção resumem-se as conclusões deste *White Paper*.

2 CAUSAS E CONSEQUÊNCIAS DO PROBLEMA DE FINANCIAMENTO NO BRASIL

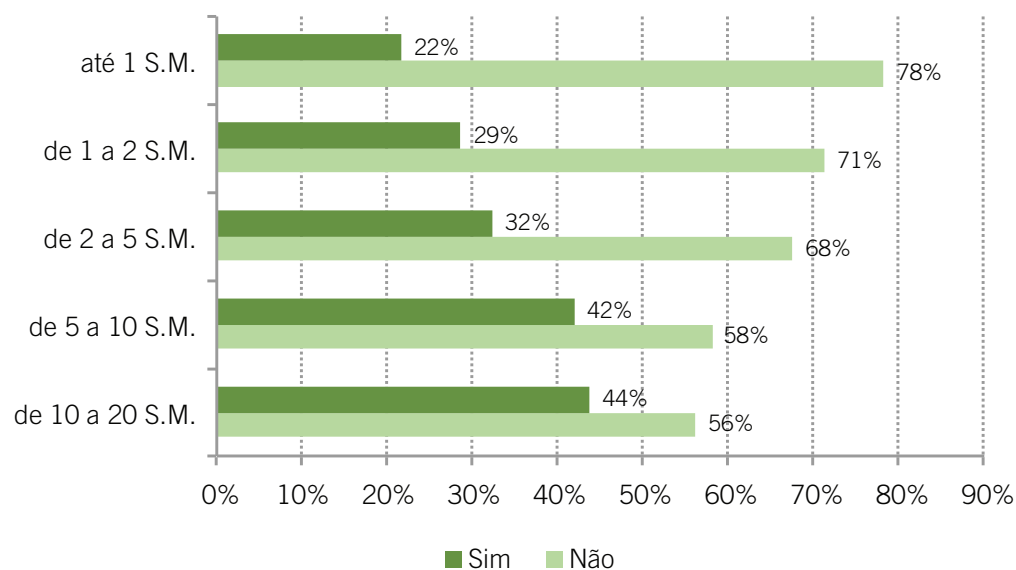
2.1 CAUSAS DO PROBLEMA

2.1.1 BAIXA TAXA DE POUPANÇA

Um dos principais fatores que explica as dificuldades para financiar investimentos em infraestrutura no país decorre do fato de que a sociedade brasileira poupa pouco.

Um levantamento do Banco Central (2017) demonstra o quão pouco disseminada é a prática de poupança no território nacional. Segundo a pesquisa, somente 31% da população poupou parte dos seus rendimentos nos últimos doze meses. Esse percentual varia conforme o nível de renda. Dos respondentes com renda de até um salário mínimo, somente 21,7% poupou parte dos seus rendimentos nos últimos doze meses (Figura 2). Mesmo entre os respondentes de renda mais alta, de 10 a 20 salários mínimos, a parcela que poupa é minoritária: apenas 43,8% poupou parte dos seus rendimentos nos últimos doze meses.

Figura 2: Propensão a poupança no país (últimos 12 meses)



Fonte: Banco Central do Brasil (2017).

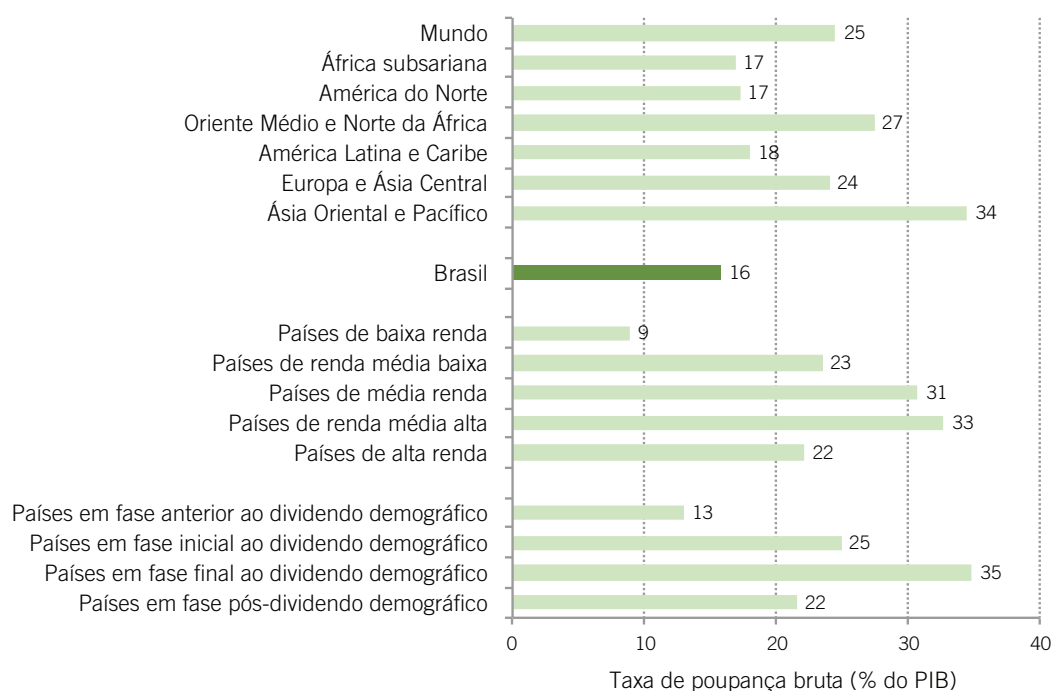
Desta minoria poupadora, a maioria (53%) poupou no máximo 10% dos seus rendimentos, sendo que a precariedade da condição financeira das famílias torna-se evidente: quando indagado “Por quanto tempo você conseguiria cobrir o seu custo de vida sem recorrer a empréstimos, caso perdesse a sua principal fonte de renda?”, apenas 27,4% dos respondentes diz que poderia suportar mais de 3 meses, 23,5% suportariam de uma semana a um mês, e 15,5% não conseguiriam suportar sequer uma semana.

Quanto ao planejamento para a aposentadoria, 48,9% dos respondentes contam apenas com o INSS para sua aposentadoria e apenas 6,4% possui um plano de previdência privada ou fundo de pensão da empresa onde trabalha.

Em termos agregados, a taxa de poupança da economia soma meros 15,8% do Produto Interno Bruto (PIB) em 2016, taxa baixa quando comparada à média mundial de 24,5%.

Segundo banco de dados do Banco Mundial (Figura 3), a taxa de poupança brasileira é inferior à média de nossos vizinhos da América Latina e Caribe (18,0%) e corresponde a menos da metade da taxa de poupança dos países da Ásia Oriental e Pacífico, região que, com 34,5%, apresenta maior taxa de poupança.

Figura 3: Taxa de poupança bruta



Fonte: Banco Mundial (2016).

A taxa de poupança do país também é baixa quando comparada a países de nível de renda compatível. O Brasil é classificado pelo Banco Mundial como um país de ‘renda média-alta’ (*‘upper-middle income’*³), para o qual a taxa média de poupança é de 32,7%.

Também é possível perceber o quão baixa é a propensão para poupar do brasileiro quando se leva em conta o perfil demográfico do país. O Banco Mundial classifica o Brasil como sendo um país em fase final do chamado ‘dividendo demográfico’ (*‘late-demographic dividend’*). Esse agrupamento é composto de países primordialmente de ‘renda média-alta’, com tendência de queda da taxa de fertilidade, mas cujas taxas de fertilidade ainda são superiores à taxa de reposição (2,1 partos por mulher). Países nessa situação deveriam apresentar as maiores taxas de poupança, pois são os países com maior proporção de pessoas ‘economicamente ativas’ (população inserida no mercado de trabalho). Esses países deveriam estar desfrutando do auge do seu dividendo demográfico. Países em fases anteriores a essa fase estariam em desvantagem devido à grande parcela grande de pessoas dependentes (*i.e.*, crianças e jovens que ainda não trabalham). Também estariam em desvantagem os países em fases posteriores devido à alta proporção de aposentados.

Os dados corroboram essa tese: a taxa de poupança média dos países em fase final do dividendo demográfico é de 34,8%, valor superior aos 24,9% dos países na fase inicial de dividendo demográfico (*‘early-demographic dividend’*); muito superior aos 13,0% dos países em fase anterior ao dividendo demográfico (*‘pre-demographic dividend’*), e também superior aos 21,6% dos países em fase posterior ao dividendo demográfico (*‘post-demographic dividend’*).

3 Há quatro categorias: *low income* (PIB per capita abaixo de US\$ 1.005); *lower-middle income* (entre US\$ 1.006 e US\$ 3.955); *upper-middle income* (entre US\$ 3.956 e US\$ 12.355) e *high income* (acima de US\$ 12.355).

Um dos principais fatores que afetam essa relação é o sistema previdenciário brasileiro, que é muito generoso em comparação com os de outros países. Os fartos benefícios previdenciários em relação ao valor das contribuições não apenas oneram a população economicamente ativa com tributos, mas também reduzem os incentivos para que os indivíduos poupem para viabilizar a sua aposentadoria.

Uma das consequências da baixa poupança é que o país precisa recorrer à poupança externa para financiar parte dos seus investimentos. Em 2016, por exemplo, a ‘formação bruta de capital fixo’ (indicador agregado da parcela do PIB direcionada para o investimento) foi de 16,8%, o que implica que um montante equivalente a 1% do PIB do investimento no país foi financiado com poupança externa. O percentual de 1% é obtido pela diferença entre a formação bruta de capital de 16,8% e a taxa de poupança doméstica de 15,8%.

2.1.2 EFEITO *CROWDING OUT*

A disponibilidade de capital para financiar a infraestrutura não é impactada somente pelo lado da oferta, mas também pelo lado da demanda. Os investimentos em infraestrutura precisam competir por recursos financeiros com um concorrente muito maior e poderoso que abocanha a maior parte da poupança doméstica: o governo. Esse fenômeno é conhecido internacionalmente como efeito ‘*crowding out*’.

Quando o governo amplia seus dispêndios, há duas formas de arcar com esses dispêndios adicionais:

- pela tributação; ou
- pela emissão de títulos públicos.

A primeira alternativa impacta as empresas por meio da elevação da carga tributária, o que tem o efeito de reduzir os lucros das empresas. A segunda impacta as empresas por meio do mercado financeiro, reduzindo a disponibilidade de crédito e elevando a taxa de juros.

Por outro lado, os dispêndios do governo também podem afetar as empresas de forma positiva. A provisão de bens públicos pelo governo pode proporcionar externalidades positivas que elevam a produtividade dos investimentos das empresas, compensando os efeitos negativos da captação de recursos pelo governo (o que seria o efeito ‘*crowding in*’).

Um dos primeiros estudos empíricos que procurou avaliar o efeito líquido dos investimentos governamentais no Brasil foi realizado por Rocha e Teixeira (1996). O estudo procurou avaliar se os investimentos públicos complementam ou substituem os investimentos privados – isto é, se os investimentos públicos tendem a ampliar ou diminuir os investimentos advindos do setor privado. O modelo econométrico adotado no estudo (modelo de correção de erros) indicou que a correlação entre a variação percentual dos investimentos privados e públicos realizados no período entre 1965 e 1990 é negativa, o que sugere que investimentos públicos substituem os privados, e não os complementam, suportando a tese de *crowding out*.

Uma análise mais recente, contemplando o comportamento dos investimentos no período entre 1995 e 2006, realizada por Sonaglio, Braga e Campos (2010), também indica a ocorrência do efeito *crowding out* no Brasil. Sua especificação econométrica é um pouco mais detalhada, incorporando não só a variação do PIB, mas também o preço de bens de capital, a carga tributária e a taxa de juros. O estudo também examina a “função impulso-resposta” para avaliar como uma variável tende a reagir a uma alteração na outra variável. A análise indicou que um choque de investimento público num primeiro momento induz um aumento no investimento privado (efeito *crowding in*), mas que após seis períodos o efeito *crowding out* acaba prevalecendo.

Oliveira, Tadeu e Silva (2012) examinaram os determinantes do investimento privado no período entre 1996 e 2011 considerando as seguintes variáveis: o investimento privado no período anterior, PIB, taxa de utilização da capacidade industrial, preços dos bens de capital, carga tributária, taxa de juros real, desembolsos do BNDES, ocorrência de crises financeiras globais, taxa de câmbio, e investimento público segmentado pelo montante destinado à infraestrutura e a outras atividades.

Os resultados indicam que o efeito *crowding out* ocorre para os investimentos públicos de forma geral, exceto para os investimentos em infraestrutura, em que se verifica a ocorrência do efeito *crowding in*. A relação do investimento privado também é positiva para os desembolsos do BNDES, o que os autores interpretam ser a confirmação de que “as empresas brasileiras enfrentam restrições de crédito.” No entanto, quando se leva em conta a correlação negativa entre o investimento privado e a carga tributária, os autores concluem que o efeito líquido dos investimentos públicos agregados é de *crowding out*:

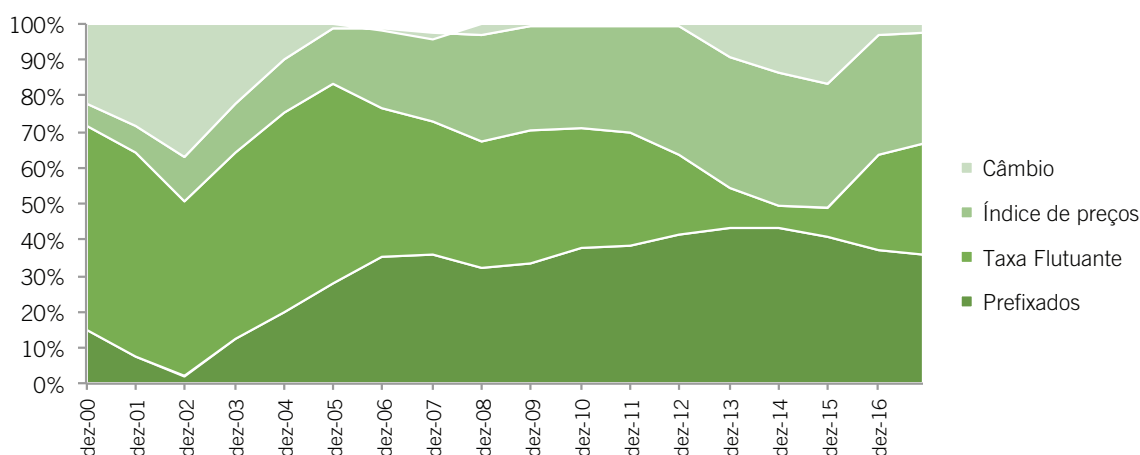
“A estimação mostra evidência de que, se houver elevação da taxa de juros e/ou acirramento da competição por recursos reais limitados, [haverá] a dominância do ‘*crowding out*’ sobre o ‘*crowding in*’.”

Camargos, Coutinho e Xavier (2015) analisam o comportamento das captações de recursos por empresas listadas na bolsa brasileira B3 (denominada BM&FBovespa na época) por meio de um modelo econométrico com dados em painel das 23 ofertas primárias de ações e 49 emissões de debêntures realizadas entre 2005 e 2011. O estudo leva em conta diversas variáveis macroeconômicas (PIB, juros, dívida pública, inflação, câmbio, risco-país...) e variáveis microeconômicas de cada empresa (tamanho da empresa, controle privado ou estatal, governança corporativa, risco da atividade desempenhada pela empresa via parâmetro beta,⁴ grau de liquidez, grau de alavancagem...). A análise aponta que as emissões de debêntures são prejudicadas pelo grau de endividamento público e pela taxa de juros, ambos resultados que corroboram para o efeito *crowding out*.

Os diversos estudos acima apontam, portanto, que os investimentos públicos tendem a concorrer com os investimentos privados, dificultando o acesso ao crédito pelas entidades privadas, embora alguns estudos indiquem que os investimentos públicos em infraestrutura ajudem a compensar parcialmente esse efeito.

Um dos aspectos mais perniciosos do efeito do *crowding out* no Brasil é que uma parcela muito elevada da captação de recursos pelo Tesouro Nacional se faz na forma de títulos a taxas flutuantes. Tratam-se das Letras Financeiras do Tesouro, LFTs, títulos que são indexados à taxa Selic.⁵ Esses títulos são pós-fixados, com base na taxa de juros diária do mercado interbancário, o que torna muito difícil para o setor privado competir com esses ativos, já que para investimentos em infraestrutura é imprescindível a obtenção de uma parcela substancial dos financiamentos com taxas pré-fixadas com durações longas.

Figura 4: Composição da Dívida Pública Mobiliária Interna por indexador



Fonte: Secretaria do Tesouro Nacional/Ministério da Fazenda.

4 O parâmetro beta é explicado na seção 5.1, que trata do modelo CAPM – Capital Asset Pricing Model.

5 A taxa Selic é explicada na seção 3.2.

O governo vinha reduzindo substancialmente a participação das LFTs – que chegou a representar menos de 7% da dívida no final de 2014 – mas nos últimos três anos as LFTs voltaram a representar mais de 30% da dívida.

Outra manifestação do *crowding out* se dá via direcionamento do crédito, isto é, o financiamento por meio de linhas especiais de crédito previstas em lei que são administradas por bancos públicos e fundos de desenvolvimento regionais e setoriais. Entre as principais fontes de ‘crédito direcionado’ destacam-se:

- o financiamento empresarial conduzido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento – BNDES;
- o financiamento imobiliário coordenado pela Caixa Econômica Federal; e
- o financiamento rural conduzido pelo Banco do Brasil.

Nas últimas décadas, uma parcela crescente do crédito tem sido concedida por entidades do Estado, sendo que ao final de 2017 o saldo das operações de crédito direcionado representava quase metade do mercado de crédito no país: R\$ 1.511 bilhões comparado aos R\$ 1.553 bilhões de ‘crédito livre’.⁶

Uma das consequências acarretadas pela grande parcela de crédito direcionado é a redução da eficácia da política monetária, pois a taxa básica da economia passa a afetar apenas uma fração do mercado de crédito, já que o crédito direcionado não é impactado pela política monetária conduzida pelo Banco Central por meio de operações no mercado aberto. Isso significa que, para atingir um determinado nível de contração monetária, a elevação dos juros requerida é mais elevada. O crédito direcionado também concentra as concessões de crédito em instituições públicas específicas, o que resulta numa política de concessão de crédito monocrática que tende a inibir inovações no mercado de crédito.

2.1.3 INSTABILIDADE MACROECONÔMICA

A estabilidade da economia é outro elemento que exerce forte influência sobre o mercado financeiro. Essa influência ocorre por duas vias.

A primeira é pelo resultado dos empreendimentos financiados. Como o sucesso dos empreendimentos é fortemente correlacionado à evolução da macroeconomia, o retorno dos investimentos financeiros tende a ser melhor quando a economia cresce de forma estável e previsível.

A segunda via pela qual os investimentos são impactados pela macroeconomia é pela política monetária executada pelo Banco Central. A fim de manter a estabilidade da moeda e da economia como um todo, o Banco Central promove a expansão ou retração da oferta de moeda em circulação na economia. A política monetária é materializada na alteração da ‘taxa básica de juros’ da economia (a taxa Selic), que por sua vez é executada via operações no mercado secundário nas quais o Banco Central compra títulos públicos do governo federal para expandir a oferta de moeda na economia (ou vende títulos em sua posse para reduzir a oferta de moeda em circulação). A disponibilidade de moeda em circulação, por sua vez, impacta a disponibilidade de crédito na economia.

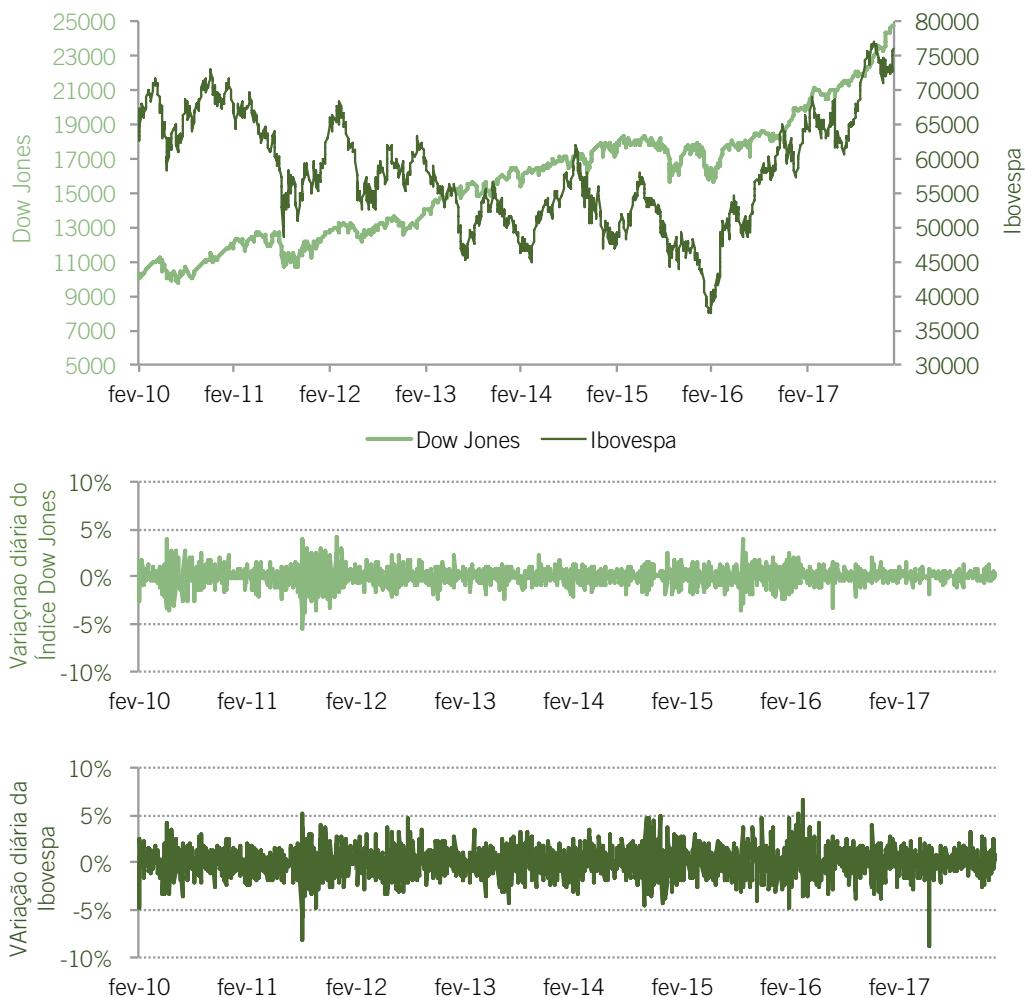
Em ambos os casos, são as mudanças repentinas e inesperadas (e menos as variações em si) que são mais danosas para o mercado financeiro, pois são essas que mais frequentemente frustram expectativas dos empreendedores, proporcionando prejuízos aos agentes.

Essa instabilidade não decorre apenas em função da política econômica adotada pelo país, mas também em função da qualidade das instituições do país. São as instituições que proporcionam estabilidade e coerência à condução de negócios de forma a promover a otimização das decisões de investimentos.

A Figura 5 mostra a evolução do índice de ações na Bolsa de São Paulo, medida pelo índice Bovespa, e da Bolsa de Nova Iorque, medida pelo índice Dow Jones Industrial Average. A volatilidade desses índices são um bom indicativo do grau de instabilidade das economias em que essas empresas operam.

⁶ Fonte: Banco Central (Política Monetária e Operações de Crédito do Sistema Financeiro, Nota para a Imprensa de 22/dez/2017).

Figura 5: Comportamento do mercado acionário no Brasil e Estados Unidos



Fontes: Ibovespa e Dow Jones.

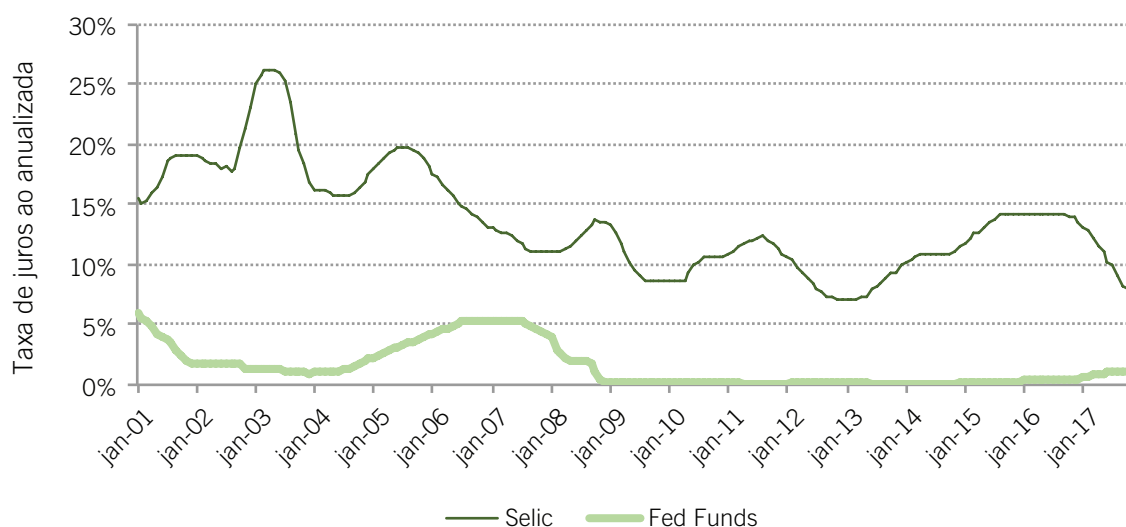
Enquanto a variação média diária (em termos absolutos) do índice Dow Jones foi da ordem de 0,59 pontos percentuais, a variação diária da Ibovespa foi da ordem de 1,05 pontos percentuais nos últimos oito anos. O desvio padrão da variação diária do Ibovespa é cerca de 65% superior ao do Dow Jones (0,014 versus 0,009, respectivamente).

Entretanto, pior do que a volatilidade diária do mercado acionário brasileiro é a inconstância da tendência de crescimento no médio prazo. Embora o índice Dow Jones também apresente variação de alta frequência, é possível enxergar uma clara tendência de crescimento no médio prazo. Já no caso do índice da Bovespa a tendência de médio prazo é mais errática, apresentando longos períodos de estagnação e declínio.

Esses longos períodos de estagnação ou declínio do iBovespa implicam que novas captações no mercado acionário no país nesses períodos são muito difíceis ou dispendiosas, o que dificulta o balanceamento da estrutura de capital ao longo do tempo.

A instabilidade do mercado financeiro no Brasil não se restringe ao mercado acionário. No mercado de empréstimos e financiamentos bancários, assim como no mercado de valores mobiliários do mercado de capitais, também há maior volatilidade do que nos Estados Unidos, como pode ser constatado na Figura 6, que compara as taxas básicas de juros no Brasil (Taxa Selic) e nos Estados Unidos (*Fed Funds Rate*).

Figura 6: Comportamento do mercado de renda fixa no Brasil e Estados Unidos



Fontes: Banco Central e Federal Reserve.

Chama atenção a discrepância entre o nível das taxas de juros básica do Brasil relativo ao dos Estados Unidos. Mesmo quando se considera a diferença de taxas de inflação que vigoram nas respectivas economias, verifica-se que a taxa de juros real (taxa nominal descontada da inflação) no Brasil se mantém sistematicamente muito acima da praticada nos Estados Unidos, o que implica um custo maior de captação de capital no país.

Também se observa que a frequência e velocidade dos ciclos de contração e expansão monetária promovida por meio da taxa básica de juros é maior no Brasil do que nos Estados Unidos. Desde 2001, os Estados Unidos passaram por dois ciclos de restrição e expansão monetária (fases de elevação seguidas de fases de redução da taxa de juros), enquanto o Brasil passou por seis ciclos.

Essas grandes e frequentes variações do mercado financeiro tornam o desafio de financiamento de infraestrutura mais complexo, pois os gestores das empresas brasileiras precisam levar em conta não apenas as suas necessidades de captação de recursos para realização dos investimentos requeridos (lado da demanda), mas também as condições para captação de recursos no mercado financeiro (lado da oferta).

Quadro 1

Evolução da TJLP: o que aconteceu com os critérios do CMN em 2015 e 2016?

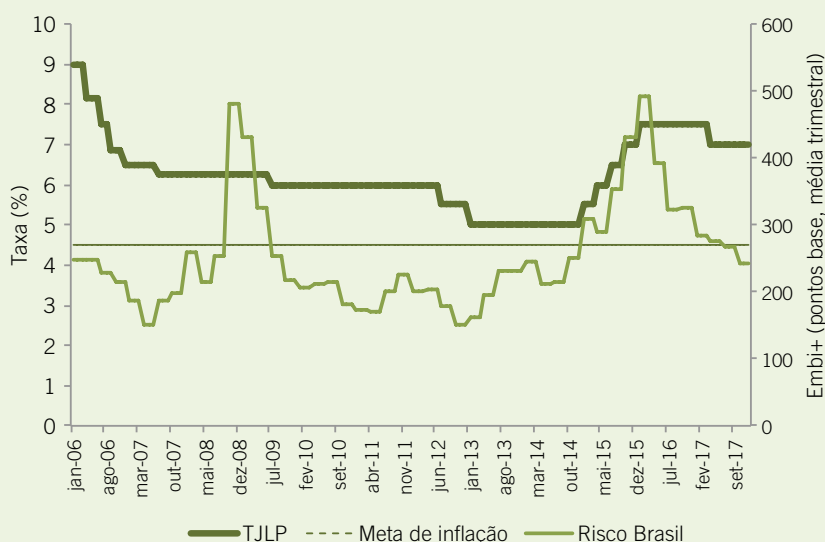
A TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) foi instituída com o objetivo de servir de referência para financiamentos de longo prazo, uma vez que não havia um referencial de mercado para esse fim no país.

A legislação delega ao Conselho Monetário Nacional (CMN) a definição da TJLP, mas a lei sempre especificou balizadores a serem considerados na sua definição.

Em 1994, quando a TJLP foi criada por meio da Medida Provisória 684, os títulos mais longos na economia brasileira eram os títulos de dívida externa do Governo Federal. Assim, a TJLP foi construída primordialmente com base na rentabilidade desses títulos. Naquele contexto, os principais balizadores da TJLP passaram a ser a taxa de câmbio e o prêmio de risco país.

Ao longo dos anos, os balizadores foram modificados diversas vezes nas várias reedições de Medidas Provisórias, e depois de sua conversão na Lei 9.365, em 1996, mas sempre com ajustes suaves em busca de certa estabilidade da taxa e de aderência às taxas de juros no mercado internacional (com os devidos ajustes para contemplar o risco Brasil e a desvalorização da moeda, que no longo prazo é atrelada à taxa de inflação). Na redação atual (estabelecida pela Lei 10.183, de 2001, após a adoção do regime de metas para a inflação), a TJLP passou a ser guiada pela meta de inflação e pelo prêmio de risco país.

Historicamente, o CMN sempre foi muito parcimonioso nas suas revisões trimestrais da TJLP, priorizando a estabilidade da taxa. No ano de 2015, no entanto, o padrão de revisões da TJLP fugiu do padrão estabelecido: a TJLP subiu continuamente ao longo de todo o ano num ritmo atípico, como pode-se ver no gráfico abaixo.



Fontes: Banco Central, BNDES e JP Morgan.

A nova “tendência” parecia emular a evolução do risco país (já que a meta de inflação se manteve constante em todo o período) a um ritmo muito mais rápido do que observado historicamente, mas em 2016, quando o risco Brasil despencou, o padrão de ajuste mudou novamente com a TJLP sendo mantida constante no nível mais alto.

Os impactos dessas seguidas quebras metodológicas sobre os investimentos em infraestrutura com financiamentos indexados à TJLP são dramáticos.

No caso dos empreendimentos do setor elétrico, as receitas são fixadas em contratos de longo prazo, geralmente resultantes de leilões públicos em que os empreendedores submetem lances com base nas expectativas do custo de financiamento que terão ao longo de todo o prazo da concessão. Logo, desvios comportamentais da TJLP impactam fortemente o equilíbrio econômico-financeiro dessas empresas.

O governo tem indicado que, nos novos financiamentos, as taxas de juros serão pré-fixadas com base na taxa vigente no momento em que o financiamento é concedido, mas para os financiamentos existentes, que foram indexados à TJLP, é importante evitar rupturas no padrão previamente estabelecido. Nesse sentido, seria importante buscar um ajuste na TJLP de volta a patamares condizentes com o padrão de ajuste histórico.

2.1.4 RISCOS REGULATÓRIOS

Os riscos para o financiamento não decorrem apenas da instabilidade macroeconômica. Há também uma parcela de riscos que emergem da regulamentação setorial.

Muitos desses riscos decorrem de falhas já herdadas na concepção dos projetos, antes mesmo destes serem outorgados às empresas reguladas. Em estudo do Banco Mundial, intitulado “De Volta ao Planejamento: Como Preencher a Lacuna de Infraestrutura no Brasil em Tempos de Austeridade”, Raiser *et al.* (2017) examinam a origem das ineficiências na provisão de infraestrutura no Brasil. O diagnóstico é que grande parte das ineficiências deriva de editais de licitação e contratos mal elaborados: falhas nos projetos básicos, estudos de viabilidade econômica e financeira deficientes, lacunas no levantamento dos riscos potenciais do projeto e das medidas a serem tomadas a fim de evitar interrupções ou atrasos durante a sua implementação. Posteriormente, essas falhas acabam acarretando uma série de problemas: a necessidade de alterar o projeto (o que pode resultar em atrasos e elevação dos custos acima dos valores orçados); questionamentos pelo Ministério Público ou de órgãos ambientais etc. Enfim, problemas que se traduzem em risco para o empreendedor.

Segundo Raiser *et al.* (2017), parte do problema surge da tradição legalista da administração pública brasileira:

“A Lei de Licitações e Contratos, ou Lei 8666, promulgada em 1993, é muito detalhada e reflete as tradições legalistas da administração pública brasileira. A lei foi aprovada após uma série de escândalos de corrupção no início dos anos 1990. Todavia, quase 25 anos de experiência demonstraram que as disposições detalhadas da lei não levam, necessariamente, a um melhor uso do dinheiro público; não impedem fraudes e corrupção; e tendem a coibir a inovação. A lei atribui mais peso à forma que à substância das aquisições públicas, frequentemente causando controvérsias que se estendem por muito tempo e, geralmente, terminam judicializadas.”

Esses riscos são considerados pelos financiadores, o que eleva o custo de captação. Além disso, aponta o relatório, no caso do *Project Finance* – em que a previsibilidade do fluxo de caixa é essencial – essas falhas na concepção podem até inviabilizar o financiamento advindo de agentes privados:

“O uso ideal do financiamento de projetos [*Project Finance*] requer um grau significativo de previsibilidade dos fluxos de caixa futuros (ou pelo menos dos fatores que afetam os fluxos de caixa). Quando os projetos são mal elaborados, essa previsibilidade se reduz e os financiadores do projeto serão mais relutantes em oferecer fundos com garantias limitadas. Na ausência de estruturas de financiamento de projetos, o Brasil financiou a maior parte de sua infraestrutura por meio de empréstimos preferenciais de longo prazo fornecidos por seu banco estatal de desenvolvimento, o BNDES.”

O relatório também aponta que, apesar de as agências reguladoras serem formalmente independentes no Brasil, sua gestão acaba sofrendo interferências políticas. A indicação de muitos diretores das agências nos últimos anos tem sido pautada por interesses políticos com pouco apreço pelas qualificações técnicas dos candidatos. Isso não só reduz a qualidade da liderança das agências, mas também compromete a independência da agência.

Em atividades reguladas as tarifas são definidas com base num retorno do custo de capital presumido: o custo de capital regulatório, também conhecido pelo acrônimo ‘*wacc – weighted average cost of capital*’. A definição do custo de capital regulatório é muito relevante para a captação de recursos das empresas, pois trata-se da variável mais influente na determinação das receitas tarifárias das empresas reguladas e, conseqüentemente, do seu retorno. Se o custo de capital regulatório for incompatível com o efetivo custo de captação de recursos enfrentado pelas empresas reguladas, as decisões de investimentos da empresa serão distorcidas, ocasionando ineficiências que no longo prazo acabarão prejudicando o consumidor.

Outra fonte de risco que emerge da regulação tarifária é o risco de não reconhecimento dos investimentos realizados pelas empresas. Na definição da ‘base de remuneração’ (i.e., os ativos a serem remunerados), a Aneel utiliza um ‘banco de preços’, construído a partir do levantamento de preços de compra de ativos coletados de todas as empresas ao longo de vários anos. Ocorre que o banco de preços nem sempre capta diferenças de qualidade relevantes e, frequentemente, reflete preços desalinhados com as condições vigentes. A agência também expurga da base de remuneração investimentos em capacidade superior à considerada necessária para atendimento da carga efetivamente observada. Embora o escrutínio da Aneel seja importante para resguardar o zelo nos dispêndios de capital das empresas reguladas, é muito importante dosar esse esforço porque o não reconhecimento de investimentos na definição das tarifas traz-se em elevação do risco de investimento, o que encarece o custo de captação para todas as empresas do segmento.

Riscos regulatórios também surgem do emprego da regulação por comparação (*‘benchmarking’*) para a definição dos custos operacionais regulatórios das empresas. Os modelos de *benchmarking* tipicamente definem os custos operacionais das empresas reguladas em função de algumas poucas variáveis que são incapazes de captar todas as características relevantes. Esses modelos acabam resultando em grandes desvios de custos em relação aos efetivamente observados, o que também se traduz em riscos para o investidor. Além disso, verifica-se que em diversas situações a Aneel não tem aplicado o sistema de *benchmarking* com base no desempenho médio e, sim, com base no desempenho próximo da ‘fronteira eficiente’. Isso cria um esquema de incentivos assimétrico, segundo o qual a penalização das empresas com desempenho inferior é maior do que a premiação das empresas com desempenho superior. O efeito dessa assimetria é o de, na média, reduzir a cobertura de custos das empresas, o que prejudica a remuneração dos investidores. Esses investidores, por sua vez, respondem deslocando recursos desse setor para outros que apresentam melhor relação risco-retorno. E, em novas captações, as empresas reguladas terão que ofertar um retorno esperado maior para atrair investidores, o que significa elevação do seu custo de captação.

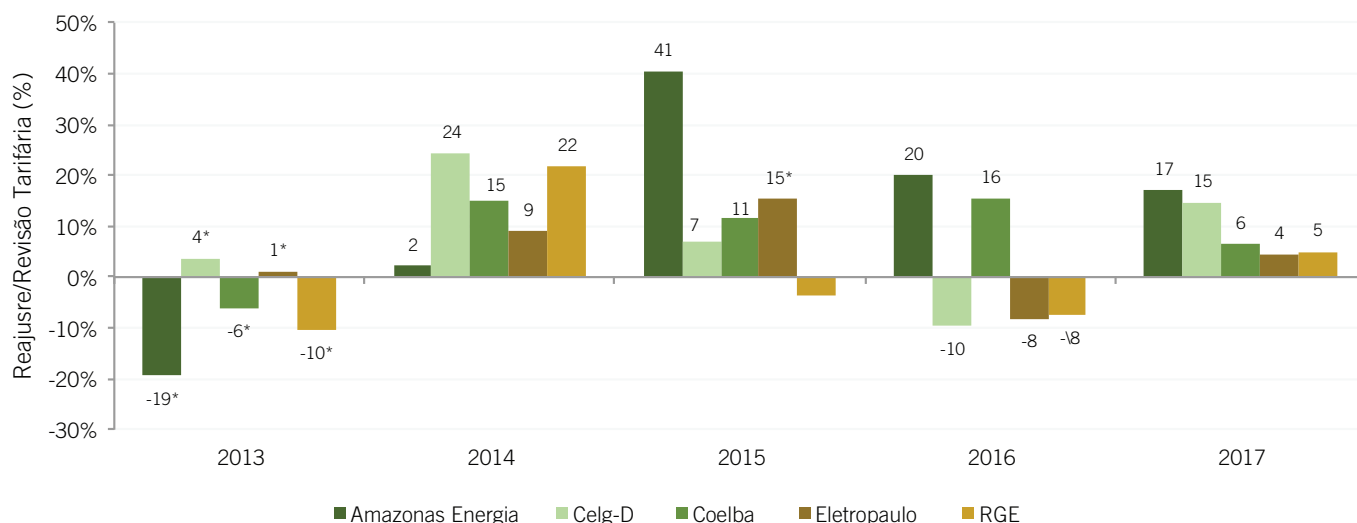
Outra fonte de risco associado ao regime de regulação tarifária decorre da mecânica atual de revisões e reajustes. As distribuidoras de energia elétrica têm suas tarifas de fornecimento revisadas, em média, a cada quatro anos pela Aneel,⁷ sendo que há um reajuste anual para incorporar a inflação, e um ajuste para o suposto ganho de produtividade definido pela Aneel, e as variações de outros componentes da tarifa não gerenciadas pelas distribuidoras. Na média, somente 18% da tarifa de fornecimento enxergada pelo consumidor destina-se à cobertura de custos da distribuidora. Os demais 82% da tarifa cobrem tributos e encargos, geração e transmissão. Os custos de geração, transmissão, tributos e encargos são denominados ‘Parcela A’ e os custos gerenciáveis pelas distribuidoras constituem a chamada ‘Parcela B’.

Como as tarifas são reajustadas somente uma vez ao ano, podem ocorrer grandes descasamentos de receitas e despesas relacionadas à Parcela A entre reajustes. Devido à magnitude da Parcela A em relação à Parcela B, e à grande variação dos custos que compõem a Parcela A, as distribuidoras frequentemente têm significativa parte de sua capacidade financeira comprometida com o “carregamento” temporal da CVA (Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A), o que prejudica o planejamento financeiro e o cronograma de investimentos das concessionárias.

Além das distribuidoras, os consumidores também são afetados. A Figura 7 apresenta a taxa de reajuste anual de uma distribuidora de cada uma das cinco regiões do país nos últimos cinco anos. Verifica-se uma grande volatilidade de reajustes, não sendo incomum a ocorrência de forte elevação das tarifas seguida de redução e vice-versa. Uma parcela significativa dessa volatilidade decorre da CVA, o que frequentemente eleva a tarifa em períodos em que o custo de aquisição de energia cai e vice-versa, gerando desacoplamento da percepção de custo real para o consumidor.

7 O prazo de Revisão Tarifária Periódica é especificado nos contratos de concessão e varia de três a cinco anos.

Figura 7: Reajustes e Revisões Tarifárias



*Obs.: As revisões tarifárias são destacadas por asterisco (as demais são reajustes).

Fonte: Aneel.

A adoção do regime de Bandeiras Tarifárias deve contribuir para a redução dessa volatilidade ao longo do tempo, já que ela proporciona melhor aderência temporal entre as tarifas de fornecimento e os custos de aquisição de energia. Não obstante, ainda é necessário explorar formas para lidar melhor com a volatilidade da Parcela A, seja prevendo uma margem adicional para as distribuidoras arcarem com a volatilidade dos seus fluxos de caixa, seja aprimorando o sistema de repasse de custos de forma a não onerar as distribuidoras.

2.2 CONSEQUÊNCIAS

2.2.1 ELEVAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

Em função da baixa taxa de poupança no Brasil, da elevada necessidade de financiamento da União e da instabilidade macroeconômica, o Brasil apresenta uma das taxas de juros mais elevadas do mundo (Figura 8).

Além da taxa de juros elevada, o *spread*⁸ exigido pelos bancos também é muito alto, o que encarece ainda mais a captação de recursos pelo setor privado.

Os *spreads* bancários tipicamente apresentam uma relação estável frente a diversas variáveis macroeconômicas (inflação, juros básicos, desemprego). Mas quando se compara o comportamento dos *spreads* praticados pelos bancos brasileiros com o de outros países, nota-se um comportamento muito diferente. Como aponta Paula e Pires (2007):

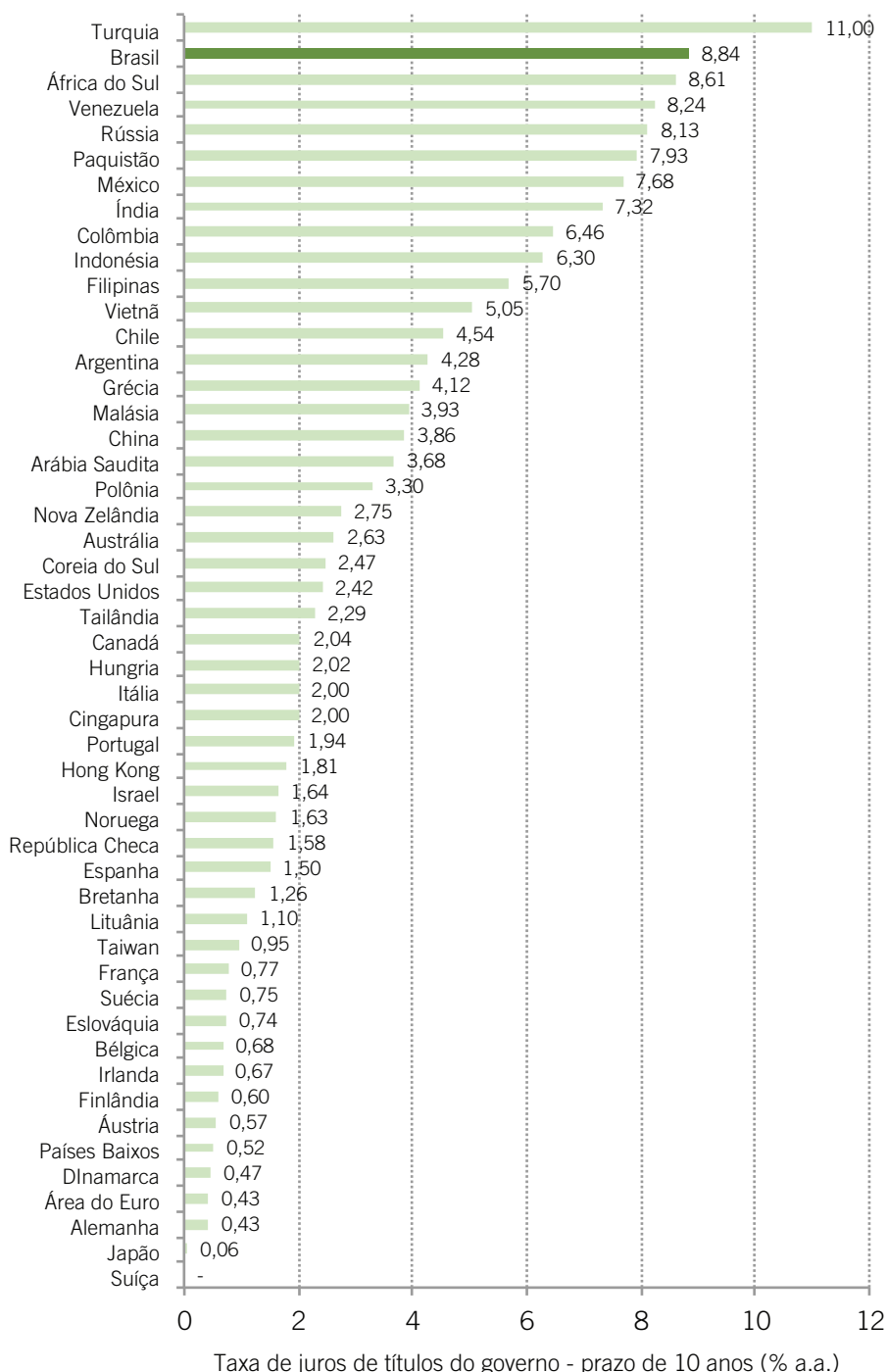
“A evolução do *spread* bancário nos países emergentes mostra que, em média, essa variável tem se comportado de forma convergente, ou seja, quando se observa a evolução do *spread* bancário nos países emergentes, é válido dizer que a amplitude das séries está se reduzindo no tempo. Em outras palavras, esses países estão caminhando para ter o *spread* bancário cada vez mais próximo um do outro.

[...]

O Brasil, contudo, é um *outlier* quando comparado com o conjunto de países emergentes ou mesmo quando comparado com os outros países latino-americanos, uma vez que o *spread* bancário é extremamente elevado quando comparado internacionalmente, sendo evidente um óbice a um crescimento econômico maior e sustentado.”

8 O *spread* bancário é a diferença entre: (i) a taxa de juros cobrada pelos bancos nos empréstimos concedidos; e (ii) a taxa básica de juros do mercado interbancário.

Figura 8: Taxa de juros de longo prazo



Fonte: *The Economist* (2017).

A questão tem suscitado muita atenção por parte dos especialistas. Um estudo do Banco Central (2001) aponta que parte do diferencial do *spread* do Brasil deve-se a custos mais elevados relacionados:

- à inadimplência (agravada pelo sistema jurídico que dificulta o exercício dos direitos do credor);
- à carga tributária resultante da aplicação de impostos diretos (IR e CSLL) e indiretos (IOF, Pis, Cofins e CPMF);

- à alíquota de contribuição para custo do Fundo Garantidor de Crédito; e
- às respectivas alíquotas do recolhimento compulsório sobre a captação dos depósitos à vista e a prazo.

Análises econométricas, como a realizada por Oreiro et al (2006), também demonstram que o *spread* bancário está correlacionado principalmente com a taxa de juros básica da economia. Na análise dos autores acima, a taxa de juros é o fator que mais impacta o *spread* bancário, sendo afetada não apenas pelo nível da taxa de juros, mas também pela sua volatilidade ao longo do tempo. Isso decorre do fato de a taxa de juros ser um importante determinante de custo para os bancos e fonte de risco para suas operações de crédito. As conclusões do estudo são análogas às obtidas por Saunders e Schumacher (2000), que, ao analisar os *spreads* bancários de um conjunto de países, conclui:

“se uma parcela significativa das margens bancárias de um país for determinada pela volatilidade da taxa de juros, e não pelo comportamento monopolístico dos bancos, a atenção das políticas públicas deveria focar-se mais nas políticas macroeconômicas do governo como uma ferramenta para reduzir o custo dos serviços de intermediação.”⁹

Divino e Kornelius (2015) empregam um modelo (modelo dinâmico estocástico de equilíbrio geral, incorporando fricções do mercado financeiro) para estudar como o mercado reage à política monetária promovida pelo Banco Central. O modelo demonstra como a intermediação financeira propaga e amplia os choques financeiros por meio da elevação dos *spreads* bancários quando há redução da oferta monetária e vice-versa, corroborando a tese segundo a qual pelo menos parte da explicação dos altos *spreads* no Brasil se deve à alta taxa de juros básica imposta pela política monetária.

O estudo também examina o efeito dos compulsórios exigidos pelo Banco Central, confirmando o seu impacto sobre a elevação dos *spreads* bancários. A análise indica, ainda, que embora a variação dos compulsórios possa ser utilizada de forma complementar à política monetária, seu uso preferencial deve ser como ferramenta de política macroprudencial. Isso implica que os compulsórios não devem ser utilizados como substitutos para a taxa de juros na execução da política monetária, pois variações nos níveis de requisitos do compulsório mostram-se mais persistentes sobre as variáveis reais da economia, exigindo maior tempo para retorno ao patamar de equilíbrio.

A política do Banco Central parece estar alinhada com os achados da academia. Recentemente, o presidente do Banco Central, Ilan Goldfajn, anunciou que a Autoridade Monetária deverá reduzir o nível do compulsório exigido dos bancos, no médio e no longo prazo, como medida estrutural para reduzir os *spreads* bancários e, conseqüentemente, o custo do crédito (G1, 13/dez/2017).

2.2.2 INDISPONIBILIDADE DE FINANCIAMENTO DE LONGO PRAZO

A conjunção dos fatores expostos nas seções anteriores explica a limitação de oferta de recursos para custear investimentos em infraestrutura. Empreendimentos que não se encaixam na política de concessão de crédito das instituições oficiais responsáveis pela liberação do crédito direcionado de longo prazo não têm para onde recorrer, pois, sem o financiamento subsidiado proveniente dessas instituições, as empresas não teriam como competir com os empreendedores que se qualificam para receber o crédito subsidiado.

O problema tem sido um dos grandes entraves para os empreendedores interessados em construir usinas de geração para venda de energia no Ambiente de Contratação Livre. Embora haja demanda por energia neste segmento, os empreendedores enfrentam dificuldades para obter financiamento de longo prazo, pois não dispõem de contratos que assegurem o fluxo de caixa além de alguns anos à frente. Agentes do setor argumentam que o problema é contornável por

9 Tradução livre de: “if a significant portion of bank margins in a given country is determined by interest-rate volatility rather than monopolistic behavior by banks, then public policy attention might be better focused on government’s macroeconomic policies as a tool for reducing the cost of intermediation services.”

meio de contratação futura, estruturada de acordo com uma janela móvel que avançaria ao longo do tempo, ou, ainda, por meio de garantias corporativas:

“Não é porque eu não tenho contrato de energia a partir do sexto ano que eu não possa tê-lo [mais à frente]. Eu tenho interesse de ter e, se eu não tiver, eventualmente pode se dar algum tipo de garantia corporativa.”

- Reginaldo Medeiros (Presidente da Abraceel)
(Reuters, 20/mai/2014)

Não obstante, apesar de anos de discussão com o BNDES, ainda não se obteve uma solução para o problema.

Apesar da persistência do problema de forma geral, o governo tem buscado uma solução estrutural pela: (i) redução do crédito direcionado; (ii) redução dos subsídios dados às instituições de concessão de crédito direcionado; e (iii) promoção do mercado de capitais.

“Não há, no mundo, nenhum banco que financie a um custo menor do que o custo de capital. Isto não existe. A TLP vai corrigir esta distorção, o que, no longo prazo, ajudará a atrair funding privado para os projetos”

- Vinicius Carrasco (diretor do BNDES)
(Anbima, 12/mai/2017)

A afirmação do diretor do BNDES refere-se a uma das principais iniciativas governamentais promovidas pela promulgação da Lei 13.483 (promulgada a partir da Medida Provisória 777), que substitui a TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo, utilizada como indexador dos empréstimos do BNDES) pela TLP (Taxa de Longo Prazo). Enquanto a TJLP era definida de forma discricionária em reuniões trimestrais do Conselho Monetário Nacional, a TLP passa a ser determinada pelo mercado, sendo estipulada com base na taxa média trimestral dos leilões de títulos públicos do governo federal. Assim, viabiliza-se uma concorrência entre instituições financeiras, o que deve corroborar para um mercado mais dinâmico.

Mas ainda há muito por fazer:

“Falar que isso tem que ser resolvido pelo sistema financeiro privado é profecia. A gente não descobriu ainda a luz no fim do túnel. A questão é como as soluções de mercado podem ser desenvolvidas.”

- Luiz Augusto Barroso (Presidente da EPE)
(O Tempo, 02/dez/2016)

“Precisamos ampliar o volume e a qualidade dos investimentos em infraestrutura, via bancos comerciais e mercado de capitais. [...] É preciso melhorar a regulação porque o prêmio de incerteza regulatória é alto, assim como adotar medidas que elevem a segurança jurídica para o tomador de papéis.”

- Claudio Frischtak (Presidente da consultoria Inter.B)
(Anbima, 12/mai/2017)

Isso traz grande ansiedade para os empreendedores no setor elétrico, que dependem de recursos para financiar seus projetos. O problema torna-se especialmente preocupante no momento atual, em que o governo vem modificando a política de financiamento do BNDES. Como pode ser visto em manifestações de lideranças do setor:

“Temos um problema mais estrutural, num momento em que o BNDES restringiu fortemente o acesso a mecanismos de financiamento de longo prazo [...] Temos que ter uma nova estrutura de *funding* para infraestrutura no Brasil, mas e a transição? [...] O acesso das empresas a financiamento hoje está bastante restrito pela elevada exposição das carteiras dos bancos.”

- Mauro Borges Lemos (Presidente da Cemig)
(O Tempo, 02/dez/2016)

“O BNDES tem sido o principal agente de financiamento da expansão do Setor Elétrico Brasileiro. Naturalmente, agregar novas fontes de crédito competitivo é muito importante para o setor. Para tanto, têm que ser aprofundadas e equacionadas questões como segurança regulatória, preço correto da energia, previsibilidade de receita e até mesmo dolarização parcial dos recebíveis.”

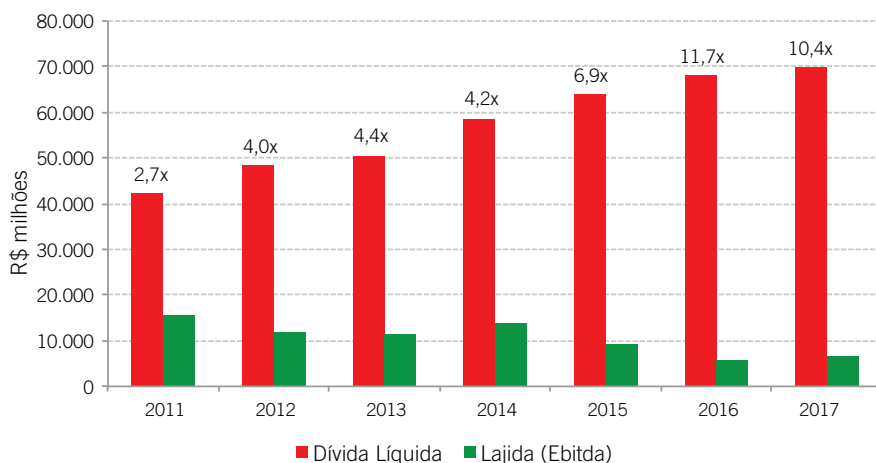
- Guilherme Velho (Presidente da Apine)
 (Canal Energia, 11/mai/2017)

Portanto, é essencial que as linhas de financiamento para o setor não sejam interrompidas nesse processo de transição que busca fomentar o mercado de crédito livre e de capitais no país.

2.2.3 FRAGILIZAÇÃO DA ESTRUTURA DE CAPITAL DAS EMPRESAS REGULADAS

Outra consequência do conjunto de fatores descrito nas seções anteriores tem sido uma crescente deterioração dos balanços de algumas empresas, das quais destacam-se as do segmento de distribuição. Nos últimos sete anos, as distribuidoras têm sofrido muito com a volatilidade dos preços e com os efeitos de uma regulamentação tarifária demasiadamente austera. O resultado tem sido a corrosão das margens das empresas (indicado pelo LAJIDA – Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) e elevação do grau de endividamento.

Figura 9: Dívida Líquida e LAJIDA das empresas de distribuição no Brasil



Fonte: SFF/Aneel. Relatório de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira

O estudo do Banco Mundial (2016b) sobre o setor de energia elétrica em países em desenvolvimento é elucidativo. A análise aponta que a definição da Receita Requerida Regulatória (utilizada para definir as tarifas de empresas reguladas) em níveis insuficientes é a maior ameaça à sustentabilidade do setor elétrico nos países em desenvolvimento:

“O estabelecimento de tarifas de energia abaixo dos custos totais de fornecimento sujeita as empresas de energia elétrica a um estado contínuo de crise financeira e de descapitalização, o que acaba prejudicando as suas capacidades de manter e expandir os serviços, especialmente em áreas mais pobres, rurais e dispersas, onde a prestação de serviços é mais dispendiosa. Melhorar a recuperação de custos requer uma abordagem integrada que inclui ajustes tarifários, melhoria na cobrança de pagamentos, redução de perdas de técnicas e comerciais, controle de gastos operacionais e de capital, e, quando necessário, transferências de subsídios suficientes e previsíveis por parte do governo.”¹⁰

- World Bank Group (2016b)

¹⁰ Tradução livre de: “Electricity prices held below full supply costs subject electricity utilities to ongoing financial distress and infrastructure decapitalization, thus impairing their ability to maintain and expand services, especially in poorer, rural, and dispersed areas where service provision is more expensive. Improving cost recovery requires an integrated approach involving tariff adjustments, improved payment collection, reduction of excessive technical and commercial network losses, control of both operational and capital expenditures, and sufficient and predictable subsidy transfers from the government when needed.”

3 FORMAS DE FINANCIAMENTO E SUAS IMPLICAÇÕES

Num mundo caracterizado pelo que os economistas denominam ‘mercados completos’ – mercados nos quais todos os agentes detêm pleno conhecimento de todas as informações relevantes para a tomada de decisões econômicas e em que os custos de transação são negligenciáveis –, seria possível precificar tudo de forma perfeita. Nesse contexto, Modigliani e Miller (1958) demonstraram que em mercados competitivos os investimentos dependeriam apenas das preferências dos consumidores, do custo relativo dos insumos e das opções tecnológicas para a produção. Nesse mundo hipotético, a forma pela qual uma empresa financia suas atividades torna-se irrelevante, pois tudo seria precificado (exceto por vantagens tributárias derivadas do fato de o pagamento de juros sobre dívida poder ser deduzido do imposto de renda).

O fato é que não vivemos neste mundo idealizado. Sabemos que há assimetrias de informações, pois alguns agentes têm melhor conhecimento de algumas questões do que outros, o que os possibilita utilizar essa vantagem de forma oportunista. É nesse contexto que a Teoria Principal-Agente se torna muito útil para obter um melhor entendimento sobre algumas questões referentes ao financiamento dos investimentos.

Bernanke (1993), em sua resenha sobre o crédito na macroeconomia, aponta alguns dos trabalhos seminais que marcaram o desenvolvimento do nosso entendimento a respeito do papel dos intermediadores e da importância da estrutura de capital das empresas. Bernanke aponta a contribuição de Akerlof (1970)¹¹ para a compreensão da relevância das instituições financeiras que atuam como intermediadores no mercado de capitais. A mesma dinâmica que aflige o mercado de carros usados analisado por Akerlof – em que compradores enfrentam a dificuldade de avaliar a qualidade dos veículos na hora da compra –, está presente na avaliação de risco do mercado financeiro. No caso dos carros usados, Akerlof argumenta que o sistema de preços pode não funcionar adequadamente, pois o comprador não sabe se a redução do preço se deu apenas porque o proprietário do veículo está ávido para fechar o negócio ou porque quer se livrar de um carro problemático. Nesse contexto, a redução do preço pode até dificultar a venda. É para superar esse problema de assimetria de informações que surgem intermediários no mercado de veículos, tais como o mecânico (que avalia veículos por uma taxa) e o revendedor de carros de reputação ilibada (que cobra sua comissão de vendas por reduzir o risco do comprador).

A mesma dinâmica dá origem aos diversos tipos de intermediadores do mercado financeiro, tais como:

- os bancos que mantêm relações de longo prazo com seus clientes, tanto do lado tomador de crédito, como do lado do credor (poupador);
- os fundos de investimento que gerenciam a aplicação de recursos dos seus cotistas;
- as agências de avaliação de risco de crédito de empresas e instituições; entre muitos outros.

Essas instituições especializam-se na coleta de informações, na análise de projetos, na avaliação dos tomadores de empréstimos, e no monitoramento do desempenho dos tomadores de empréstimos.

Em relação à composição do financiamento de uma empresa, Bernanke destaca a contribuição pioneira de Jensen e Meckling (1976), que examinam a questão do financiamento de uma empresa quando os investidores não conseguem monitorar perfeitamente a ação dos gestores da empresa. Neste contexto, a hipótese de irrelevância da composição do capital de Modigliani e Miller (1958) cai por terra, pois a estrutura de incentivos associada à forma de financiamento passa a ser crucial.

¹¹ O artigo de George Akerlof é intitulado “*Market for ‘Lemons’: Quality Uncertainty and the Market Mechanism*”, que poderia ser traduzido como “Mercado de ‘Abacaxis’: Qualidade Incerta e o Mecanismo de Mercado”.

Considere-se, por exemplo, que a empresa é financiada primordialmente por meio de empréstimos: 99% com endividamento e 1% de capital aportado pelos proprietários da empresa. Como a remuneração dos empréstimos é especificada em contrato e independe do retorno obtido pela empresa, os acionistas têm forte incentivo para buscar um retorno elevado, pois todo o lucro, após o pagamento das dívidas, seria revertido aos acionistas. Já se a empresa vier a enfrentar dificuldades, ao ponto de não poder honrar seus compromissos financeiros, o prejuízo recairia primordialmente sobre os credores, que representam 99% do seu capital. Logo, essa estrutura de capital tenderia a incentivar a assunção de um nível de risco excessivamente elevado.

Considere-se agora a situação oposta, em que a empresa é financiada somente com recursos dos seus acionistas, sendo 1% dessas ações detidas pelos gestores da empresa, a que referimos como 'acionistas internos' (*insiders*) e 99% por 'acionistas externos' (*outsiders*), que não participam da gestão da empresa, e que conseguem monitorar o dia-a-dia da administração da empresa. Neste contexto, os gestores teriam pouco incentivo para esforçar-se, pois os resultados (positivos ou negativos) dos seus empenhos seriam pulverizados entre os muito acionistas.

Portanto, importa, sim, a composição do financiamento, seja no que se refere às fontes do capital, seja no que se refere à forma de remuneração do capital.

3.1 ESTRUTURA DE CAPITAL

3.1.1 MODALIDADES DE CAPITAL

O mercado financeiro divide a forma de financiamento das empresas em duas categorias:

- capital próprio; e
- capital de terceiros.

O **capital próprio** refere-se ao capital aportado pelos proprietários da empresa. Como proprietários, esses investidores detêm os direitos de controle sobre a administração da empresa e sobre os resultados residuais por ela gerados, após o cumprimento de todas as suas obrigações contratuais.

O **capital de terceiros** refere-se ao capital advindo de agentes externos da empresa, em condições pactuadas no momento do aporte de capital. A data de devolução do capital e a taxa de remuneração a ser paga são pré-definidos.

Isso significa que o capital próprio assume o risco do dia-a-dia das operações da empresa, já que sua remuneração depende dos lucros auferidos após o pagamento de todas as obrigações com os demais *stakeholders* da empresa (*i.e.*, agentes que têm algum interesse na empresa), tais como funcionários, credores, fornecedores, clientes, governos e reguladores.

O capital de terceiros, por sua vez, só está exposto ao risco de insolvência (supondo um poder judiciário que seja eficaz no cumprimento dos direitos dos credores). Desde que a empresa esteja solvente, os investidores que aportaram recursos na forma de capital de terceiros devem recebê-los de volta nos prazos previamente especificados e com a remuneração acordada.

Da perspectiva do investidor, financiar na forma de capital próprio é um investimento mais arriscado, pois proporciona um fluxo de receitas futuras variável (*i.e.*, 'renda variável'). Já o capital de terceiros é um investimento que proporciona um fluxo de receitas futuras previsível (*i.e.*, 'renda fixa'). Isso significa que o investidor espera, no longo prazo, que o retorno médio de investimentos na forma de capital próprio (renda variável) proporcione um retorno superior ao obtido de investimentos na forma de capital de terceiros (renda fixa), que envolve menor risco.

Da perspectiva da empresa (e não do investidor), o capital de terceiros é, portanto mais barato, mas também é mais arriscado para ela, pois os compromissos estabelecidos no financiamento na forma de capital de terceiros impõem um rígido cronograma de pagamentos. O retorno do capital próprio, por outro lado, é condicionado ao resultado efetivamente obtido pela empresa, o que lhe proporciona mais flexibilidade.

Além disso, o custo de capital de terceiros geralmente é indexado, o que pode ser outra fonte de riscos para a empresa. Na captação de recursos é importante que o gestor considere o perfil de risco das suas obrigações em função dos seus respectivos indexadores, *vis-à-vis* o fluxo de caixa de receitas. Esse tema é tratado na seção 3.2.

Embora essa divisão entre capital próprio e de terceiros seja amplamente utilizada, há algumas modalidades de capital que cruzam a fronteira entre o capital próprio e capital de terceiros. As debêntures (descritas na seção 4.2.2), por exemplo, são classificadas como capital de terceiros, mas existem debêntures com provisões que possibilitam a sua conversão em ações, no qual transformam-se em capital próprio.

Outro exemplo é o estabelecimento de *covenants* em contratos de financiamento de capital de terceiros. Os *covenants* são condicionantes impostas pelos credores em contratos de empréstimos ou financiamentos¹² que, se descumpridas, possibilitam que o credor exija o pagamento da dívida. Dessa forma, os investidores de capital de terceiros acabam exercendo algum controle sobre a gestão da empresa, atributo mais associado ao capital próprio.

Finalmente, pode-se destacar a existência de ações preferenciais sem direito a voto. Essa modalidade de ações aproxima-se do capital de terceiros por não deter voto nas Assembleias (o que significa que o acionista não detém poder de controle sobre a gestão da empresa) e por deter prioridade sobre a distribuição de dividendos antes dos acionistas ordinários.

Essas sutilezas ampliam o leque de alternativas de financiamento, proporcionando soluções para melhor atender às necessidades das empresas.

3.1.2 A ESTRUTURA DE CAPITAL ÓTIMA

Estrutura de capital em função da volatilidade do fluxo de caixa

Dadas as características descritas acima, é de se esperar que a composição de capital próprio e de terceiros – que é conhecido como a estrutura de capital – varie entre as empresas em função do perfil do seu fluxo de caixa. Empresas que apresentam um fluxo de caixa mais estável podem recorrer a uma parcela maior de capital de terceiros do que as empresas que apresentam grande volatilidade de receitas ou custos.

Estrutura de capital em função do ciclo de vida do empreendimento

Em atividades capital intensivas que requerem grandes aportes de capital em ativos de longa duração (*i.e.*, ativos com longa vida útil), a estrutura de capital é afetada pelo ciclo de vida desses ativos. É o caso dos setores de infraestrutura, como o setor elétrico, em que é comum a empresa passar por um período de intenso dispêndio de capital, durante o qual ocorrem elevadas despesas em obras e aquisição de máquinas e equipamentos, seguido de um período operacional em que os dispêndios de capital se reduzem e a empresa passa a auferir um fluxo de caixa positivo.

Nesses casos, é comum que haja uma estrutura de capital que varia ao longo do tempo, alcançando elevado grau de alavancagem (*i.e.*, alta participação de capital de terceiros) na fase inicial do projeto, seguido de um longo período de redução do grau de alavancagem. A estruturação de financiamentos de projetos desse tipo (projetos que contam com o fluxo de caixa futuro a ser gerado pelo projeto como fonte de recursos para o pagamento e remuneração do capital financiado) é denominada *Project Finance*. Nessa modalidade de financiamento os empréstimos geralmente dispõem apenas dos ativos do projeto como garantia.

Como aponta Sorge (2004), a estrutura a termo da taxa de juros¹³ para financiamento de projetos desse tipo é distinta de outros setores. De forma geral, a estrutura a termo é positivamente incli-

¹² A diferença entre empréstimos e financiamentos é explicada na seção 4.2.1.

¹³ A estrutura a termo da taxa de juros refere-se à relação entre a taxa de juros exigida para empréstimos com diferentes prazos até o vencimento.

nada (a taxa de juros aumenta em função do prazo do empréstimo), mas em *Project Finance* de obras de infraestrutura a estrutura a termo apresenta forma de ‘u invertido’: eleva-se nos primeiros anos e, em seguida, decai gradualmente. Essa estrutura diferenciada decorre da conjunção de vários fatores:

- o perfil do fluxo de caixa, que é caracterizado por maior restrição de liquidez nas fases iniciais do projeto, em que há elevado dispêndio de capital e baixa entrada de receitas;
- o perfil de alavancagem, que implica elevação do risco de crédito nas fases iniciais, nas quais o grau de endividamento aumenta, seguida de gradual redução à medida que os empréstimos são amortizados;
- o grau de incerteza quanto à efetivação do fluxo de caixa projetado do empreendimento, que é mais elevado na fase pré-operacional do projeto, em que o projeto ainda não está gerando receitas.

Essas características demonstram que os riscos de empreendimentos de infraestrutura são mais intensos nas fases iniciais do projeto.

Estrutura de capital em função da estrutura de incentivos

O terceiro aspecto que rege a estrutura de capital envolve os incentivos que ela proporciona aos gestores da empresa quanto ao seu papel sobre a governança corporativa.

A literatura especializada sobre governança corporativa aponta que a estrutura de capital, combinada com o sistema de proteção legal aos credores e a estrutura de controle da empresa, são cruciais para o estabelecimento de uma governança corporativa saudável (Shleifer e Vishny, 1995; e Tirole, 2001).

A forma de financiamento faz parte integral do arranjo de governança da empresa. É importante que existam agentes com interesses financeiros investidos na empresa que participem ativamente do monitoramento da sua gestão.

A captação de capital em níveis demasiadamente altos de terceiros ou de capital próprio captado de forma pulverizada no mercado de capitais pode até viabilizar a obtenção de recursos para o investimento a taxas mais competitivas (além de prover o benefício de maior distribuição do risco na economia), mas pode ter efeitos nocivos ao estabelecer um grau de escrutínio fraco sobre a gestão.

Como apontado na análise de Jensen e Meckling (1976), se não houver um grupo de proprietários mais engajados no monitoramento ativo da gestão da empresa, o seu desempenho pode ser prejudicado. A crise global financeira de 2008, resultante da securitização indiscriminada de hipotecas no mercado de capitais, serviu de lição para apreender as consequências de longo prazo que a falta do “olho do dono” na condução dos negócios pode ocasionar.

3.2 INDEXADORES EMPREGADOS

A remuneração do capital captado de terceiros é tipicamente indexada a um referencial de mercado. Os principais referenciais empregados no Brasil são:

- taxa Selic;
- taxa DI;
- IPCA;
- TJLP / TLP;
- TR;
- *Libor*; e
- moedas estrangeiras (dólar, euro, yen, cesta de moedas estrangeiras etc.).

A taxa Selic é a taxa de juros praticada em financiamentos de curto prazo no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (Selic). Trata-se de taxa definida no mercado interbancário, mercado no qual instituições financeiras e o governo realizam operações de crédito lastreadas por títulos públicos. Essas transações são efetuadas por meio de ‘operações compromissadas’, nas quais o tomador dos recursos vende títulos do governo federal com compromisso de comprá-los de volta no dia útil subsequente (razão pela qual esse mercado é conhecido como ‘*overnight*’). O preço de venda dos títulos é ligeiramente inferior ao preço de recompra, proporcionando ao agente que concede o financiamento um retorno equivalente à taxa de juros Selic (Circular 2.900/1999 e Circular 3.671/2013 do Banco Central).

Por ser a operação de crédito de maior liquidez (diária) e menor risco da economia (100% lastreada por títulos do governo federal), a taxa Selic é denominada a “taxa básica” que estabelece o piso para a taxa de juros no mercado financeiro.

Esse mercado desempenha um papel central na economia, tanto para assegurar hígidez dos sistemas financeiros quanto para promover a eficácia da gestão da política monetária.

A fim de assegurar a liquidez do sistema financeiro, os bancos são obrigados a manter uma reserva mínima diária equivalente a um percentual dos seus depósitos. Diante dos milhões de transações realizadas diariamente, há sempre instituições que terminam o dia deficitárias e que precisam, portanto, recorrer ao Selic para equacionar o seu caixa, emprestando assim recursos de outras instituições financeiras ou do Banco Central.

Mas o agente dominante nesse mercado é o Banco Central, que atua comprando e vendendo títulos de forma a manter a taxa Selic dentro das metas estabelecidas pelo Comitê de Política Monetária – Copom. Este é o principal mecanismo utilizado pelo Banco Central para estabilizar a economia: o Banco Central compra títulos para ampliar a oferta de moeda em circulação na economia ou vende títulos para reduzir a quantidade de moeda em circulação.

A taxa DI é a taxa de juros média praticada nos Certificados de Depósitos Interfinanceiros (CDI). Os CDIs são títulos emitidos por uma instituição financeira para captar recursos de outras instituições financeiras. A taxa DI tende a ser muito próxima à Selic, pois resulta de transações muito parecidas: financiamentos de curto prazo entre instituições financeiras com liquidez diária, a diferença sendo que essas são transações privadas, realizadas diretamente entre as partes e não requerendo títulos públicos como garantia.

O IPCA é o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, índice de inflação oficial apurado pelo IBGE. Financiamentos utilizam esse indexador para prefixar a taxa de juros em termos reais.

A TLP é a Taxa de Longo Prazo utilizada principalmente em empréstimos do BNDES. A TLP foi instituída em 2017 pela Lei 13.483 (MP 777) para substituir a TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo), previamente utilizada pelo BNDES desde 1994 (Lei 9.365, inicialmente introduzido pela MP 684). A TJLP era definida trimestralmente considerando a meta de inflação e um prêmio de risco fixado pelo Conselho Monetário Nacional.

A TR é a Taxa Referencial utilizada para a definição da taxa de juros voltada à remuneração dos fundos depositados na Caderneta de Poupança e no FGTS (Fundo de Garantia por Tempo de Serviço) e para empréstimos do Sistema Financeiro da Habitação. A TR é calculada pelo Banco Central com base na taxa média mensal dos depósitos a prazo fixo captados pelas principais instituições financeiras do país, de acordo com metodologia aprovada pelo Conselho Monetário Nacional (Lei 8.177, de 1991).

A *Libor* é a *London Interbank Offered Rate*. Trata-se da taxa de juros interbancária praticada por algumas das principais instituições financeiras de Londres. A *Libor* especifica taxas de juros para sete maturidades (*overnight*, uma semana, um mês, dois meses, três meses, seis meses e um ano) e cinco moedas (euro, dólar, libra esterlina, yen e franco suíço).

Financiamentos também são frequentemente prefixados em termos nominais em diversas moedas estrangeiras, das quais destacam-se dólar, euro, yen e cestas de moedas, tais como o UMBNDES (Unidade Monetária BNDES), utilizado em financiamentos com recursos captados pelo BNDES no exterior. O UMBNDES reflete a média ponderada das variações cambiais das moedas existentes na Cesta de Moedas do BNDES.

Cada indexador apresenta suas vantagens comparativas. A fim de ilustrar as vantagens comparativas dos diferentes indexadores, as Figuras 10 e 11 apresentam um comparativo do custo efetivo nominal do portfólio de empréstimos e financiamentos detidos por um conjunto de empresas do setor elétrico, considerando as condições vigentes em 2017 e a variação dos respectivos indexadores ao longo dos anos anteriores.

Figura 10: Encargo de dívida privada por indexador

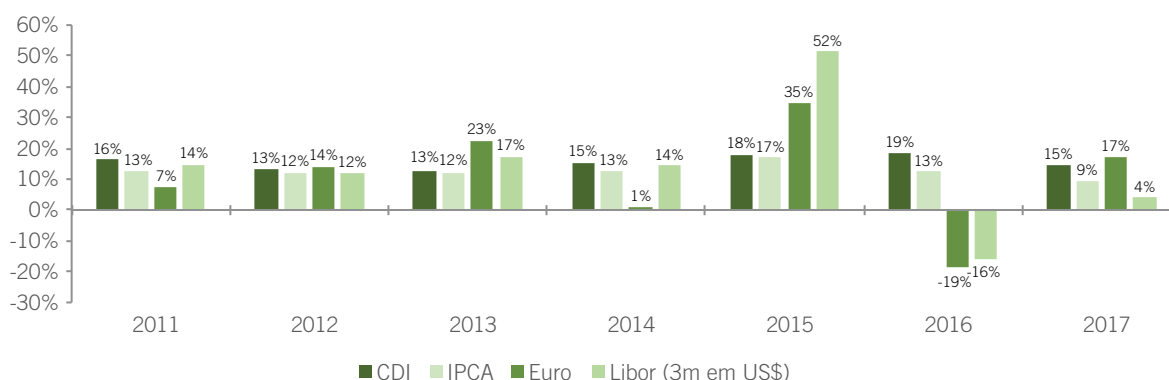
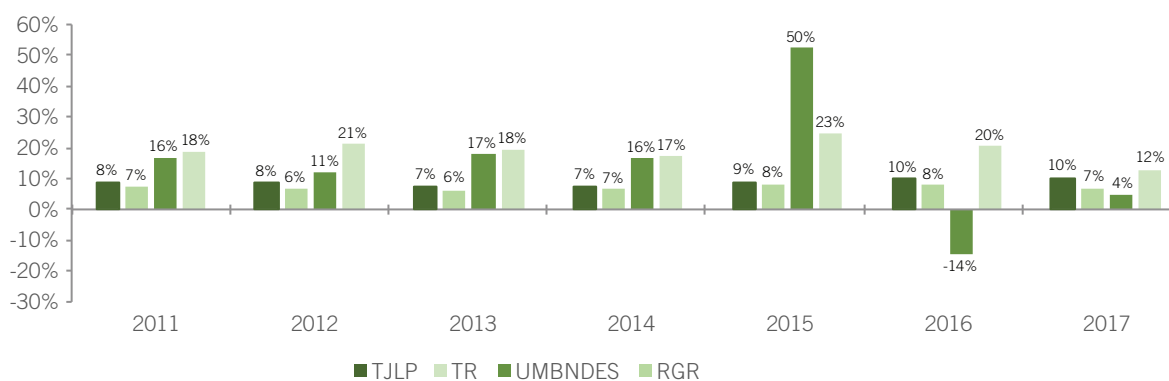


Figura 11: Encargo de dívida de fontes oficiais por indexador



Fonte: Balanços de empresas dos seguintes grupos: Cemig, Cesp, Copel, CPFL, CTEEP, Duke, Eletrobras, EDP, Energisa, Engie e Taesa.

A Figura 10 apresenta o comportamento dos principais indexadores utilizados no crédito livre e a Figura 11 apresenta os principais indexadores utilizados no crédito direcionado.

Nos financiamentos de curto prazo geralmente obtêm-se as melhores condições, com taxas variáveis indexadas à taxa Selic ou CDI. Já para prazos mais longos, o risco associado às taxas variáveis torna-se muito elevado, fazendo com que a alternativa de definição de uma taxa fixa real, por meio da indexação ao índice de inflação (IPCA), seja mais interessante.

A indexação a moedas estrangeiras facilita a captação de recursos advindos de investidores estrangeiros, que frequentemente estão dispostos a financiar a juros mais baixos e prazos mais longos. Para o tomador do empréstimo, no entanto, isso implica a assunção do risco cambial, que em determinados momentos pode ser muito impactante, como nos anos de 2015 e 2016, por exemplo.

Em resumo, a forma de financiamento é muito relevante e quando bem gerida, pode reduzir o custo da captação de recursos da empresa. Como bem colocam Chan, Forwood, Roper e Sayers (2009):

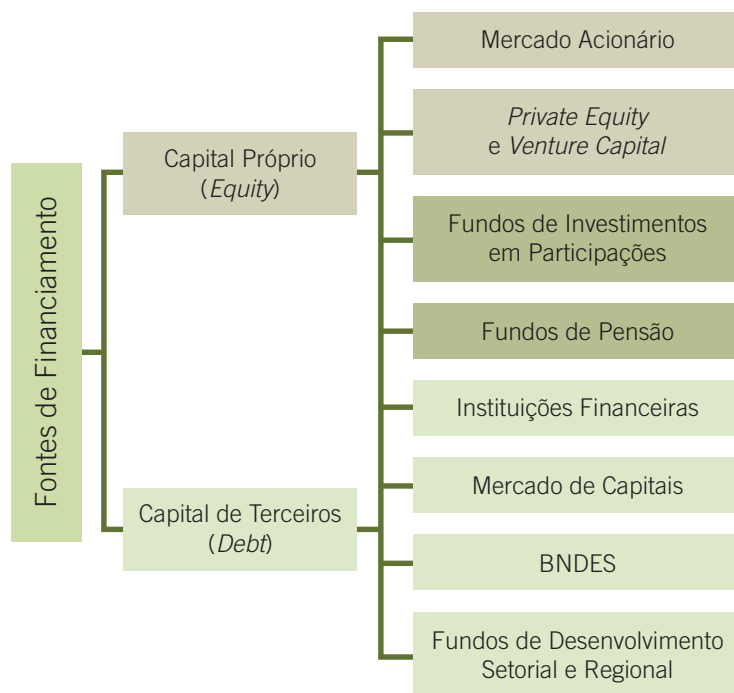
“A forma de financiamento utilizada pode reduzir o custo total de financiamento na medida em que:

- promove um melhor alinhamento dos incentivos proporcionados aos agentes mais aptos a gerenciar os riscos não-diversificáveis do projeto;*
- reduz o retorno requerido pelos investidores em função da redução do risco obtida por meio da diversificação do portfólio dos investidores; e*
- reduz os custos de transação do financiamento ou os custos de atraso ao longo de toda a vida útil do ativo.*

4 PRINCIPAIS FONTES DE CAPITAL

As duas modalidades de capital descritas na seção anterior – capital próprio e capital de terceiros – podem ser obtidas de diversas formas. A Figura 12 apresenta algumas das principais fontes de capital às quais uma empresa pode recorrer para obter recursos no mercado financeiro.

Figura 12: Principais fontes de financiamento



Fonte: Elaboração própria.

4.1 CAPITAL PRÓPRIO

Como descrito na seção 3.1.1, a grande vantagem do capital próprio é a sua flexibilidade. O investidor que aporta recursos na forma de capital próprio é aquele que acredita no negócio e está disposto a condicionar o retorno do seu capital aos resultados da empresa. Para uma empresa que deseja captar recursos na forma de capital próprio no mercado de capitais, existem quatro fontes principais: (i) o mercado acionário; (ii) *Private Equity* e *Venture Capital*; (iii) Fundos de Investimento em Participações; e (iv) Fundos de Pensão. As duas últimas também podem ser fontes de recursos para captação na forma de capital de terceiros.

4.1.1 MERCADO ACIONÁRIO

O financiamento advindo do mercado acionário ocorre na forma da emissão de ações. Essas ações são valores mobiliários, ou seja, títulos regulados pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) que são ofertados publicamente em bolsas de valores ou no mercado de balcão¹⁴. A CVM estabelece as normas, fiscaliza e disciplina os agentes que atuam no mercado de valores mobiliários para proteger os investidores.

¹⁴ A principal diferença entre a bolsa de valores e o mercado de balcão – também conhecido como OTC (*Over the Counter*) – é o grau de exigências impostas. Para ter seus papéis negociados na bolsa de valores, a empresa precisa atender a uma série de exigências regulatórias que se tornam demasiadamente onerosas para a negociação de alguns papéis. Nestes casos, o mercado de balcão, no qual os requisitos são menores, pode ser mais apropriado.

A distribuição de valores mobiliários na bolsa ou no mercado de balcão permite que as empresas captem recursos financeiros de forma massificada. Tais títulos ou “ações” representam uma fração do capital da empresa. Assim, qualquer cidadão com reserva financeira pode tornar-se coproprietário, como acionista, de uma sociedade anônima, tendo direito à participação em seus resultados.

O grande atrativo do mercado acionário é sua flexibilidade, tanto para a empresa como para o investidor. A empresa beneficia-se do fato de que a remuneração do investimento é dada em função dos resultados (lucro) da empresa. Além disso, a empresa pode definir a sua política de pagamento de dividendos de forma a reter parte dos lucros para reinvestimento. Isso possibilita à empresa captar novos recursos do mercado sem ter que recorrer à emissão de novas ações. Da perspectiva do investidor, isso é interessante desde que a aplicação dos recursos proporcione um retorno esperado compatível com o risco assumido, de forma que os lucros reinvestidos elevem o valor das ações.

O mercado de ações brasileiro é relativamente novo. Os fundamentos para a implantação de uma bolsa de valores no Brasil foram estabelecidos em 1964, com a edição de diversas leis (Lei 4.537, Lei 4.595 e Lei 4.728) que definiram as bases para o desenvolvimento do mercado de capitais, mas as bases para o mercado de ações, como o conhecemos atualmente, só foram estabelecidas na Lei das Sociedades Anônimas (Lei 6.404), em 1976.

Havia diversas bolsas de valores no país, mas a partir da década de 1980 a Bolsa de Valores de São Paulo começou a despontar como a principal. Houve, ao longo do tempo, um processo de consolidação das bolsas brasileiras que acabou resultando na atual bolsa denominada B3. Há, hoje, 58 companhias do setor elétrico com capital aberto na B3.¹⁵

A B3 não apenas viabiliza o investimento de cidadãos brasileiros nas principais empresas do país, mas também propicia o investimento de estrangeiros no país. Atualmente, quase metade do volume transacionado na B3 é feito por estrangeiros. A bolsa de valores do Brasil está entre as dez maiores do mundo, sendo que um aspecto importante na viabilização desse processo de internacionalização da bolsa brasileira foi a adoção dos padrões internacionais de contabilidade, transparência, divulgação de informações e governança corporativa.

O processo de internacionalização também foi reforçado pelas captações de empresas brasileiras no exterior por meio de instrumentos como os *American Depositary Receipts* (ADRs) transacionados na Bolsa de Nova Iorque.

4.1.2 PRIVATE EQUITY E VENTURE CAPITAL

A origem das estruturas de investimento conhecidas como *private equity* (capital privado) e *venture capital* (capital de risco) remonta à década de 1950, nos Estados Unidos, quando se pensou em organizar a forma de investir em empresas privadas. No Brasil, isto veio ocorrer somente a partir de 1980.

O *private equity* e *venture capital* geralmente são levantados na forma de fundos de investimento, mas que se distinguem pelo seu objetivo de investimento e prazo. Geralmente os fundos tomam a forma de sociedade limitada com prazo fixo (usualmente de dez anos, com a possibilidade de extensões, caso conveniente).

Esses fundos buscam investir em empresas com alto potencial de crescimento e os aportes são realizados de forma concentrada a fim de se adquirir controle significativo na gestão da empresa. Uma vez cumpridos os objetivos de crescimento da empresa, o fundo de *private equity* ou *venture capital* vende a sua participação e distribui os ganhos aos seus cotistas, momento em que a empresa inicia novo ciclo de captação de recursos para investimento em outra empresa.

¹⁵ 'B3' foi o novo nome assumido pela Bolsa de Valores de São Paulo após a fusão da BM&FBovespa com a Cetip.

Os fundos de *venture capital* geralmente investem em empresas já estabelecidas, mas de pequeno e médio portes, com grande potencial de crescimento. A injeção de recursos de *venture capital*, combinada à experiência de gestão de seus operadores, visa a financiar e orientar as primeiras expansões de forma a levar o negócio a novos patamares no mercado.

Já os fundos de *private equity* aportam recursos em empresas já consolidadas, mas que precisam de uma injeção de capital e/ou 'choque de gestão' para melhorar o seu desempenho. Isso pode incluir a preparação de empresas para a abertura de capital na bolsa de valores, a recuperação de empresas em dificuldades financeiras, e a privatização de empresas estatais.

Estima-se que mais de 300 bilhões de dólares são captados, anualmente, em fundos de *Private Equity* e *Venture Capital* no mundo (Preqin, 2017), sendo que a captação recorde foi atingida em 2007, quando foram captados 413 bilhões de dólares.

4.1.3 FUNDOS DE INVESTIMENTO EM PARTICIPAÇÕES (FIP)

Outra fonte de captação de recursos financeiros utilizada no mercado são os Fundos de Investimentos em Participações, nos quais um administrador do fundo reúne recursos de um grupo de investidores para investir em empreendimentos ou empresas (sejam elas de capital fechado, aberto ou sociedades limitadas), adquirindo assim o direito à participação no processo decisório destas empresas.

Esta modalidade de investimento tem como vantagem a possibilidade de ampliação do conjunto ('*pool*') de provedores de recursos, o que tem o efeito de diluir o risco da empresa entre uma base maior de agentes na economia, ao mesmo tempo em que preserva a concentração do poder decisório, pois todos os investidores cotistas acabam sendo representados pelo fundo. Assim, o Fundo pode atuar ativamente no monitoramento da gestão da empresa, o que colabora para mitigar os problemas de falta de monitoramento da gestão (problema que pode ocorrer quando o capital da empresa fica distribuído entre muitos investidores, como apontado na seção 3.1).

A origem desta modalidade de investimento está nos anos 1960, quando foram criados os Bancos de Investimento para desenvolver a indústria de fundos.

Os Fundos de Investimentos em Participações também podem prover recursos na forma de capital de terceiros, mediante investimentos em títulos de renda fixa, tais como debêntures e notas promissórias. Uma das atuais iniciativas do governo para fomentar a captação de recursos para setores de infraestrutura no mercado de capitais é o desenvolvimento de FIPs de Infraestrutura.

4.1.4 FUNDOS DE PENSÃO

Fundos de Pensão são fundos cujo propósito específico é gerir o patrimônio de contribuições de participantes e patrocinadora com o objetivo de proporcionar recursos complementares para a aposentadoria de seus membros.

Os Fundos de Pensão foram originalmente regulamentados pela Lei 6.435, de 1977, passando posteriormente por uma série de alterações (inclusive pela Constituição de 1988). Estes fundos são regulados pela Previc, Superintendência Nacional de Previdência Complementar, e podem ser constituídos por uma ou múltiplas entidades do setor público ou privado, com participação aberta ou fechada.

Uma característica positiva deste tipo de investimento, do ponto de vista do captador de recursos, são os prazos relativamente longos (por volta de 30 anos) para liquidação.

Atualmente há mais de 300 fundos de pensão no Brasil que administram um patrimônio total de mais de R\$ 755 bilhões, cerca de 12% do PIB, percentual baixo frente aos países desenvolvidos, nos quais a participação atinge cerca de 100% do PIB. Isso sugere que há bastante espaço para crescimento deste segmento no Brasil.

Os principais fundos de pensão no Brasil são os das grandes estatais: a Previ, patrocinada pelo Banco do Brasil; a Petros, patrocinada pela Petrobras; a Funcef, patrocinada pela Caixa; a Fundação Cesp, patrocinada por empresas de energia elétrica de São Paulo; e a Valia, patrocinada pela Vale.

Historicamente, os fundos de pensão investem cerca de dois terços dos seus recursos em investimentos de renda fixa (primordialmente em títulos públicos indexados à Selic), mas com a queda dos juros os fundos de pensão terão que recorrer a investimentos que proporcionem um prêmio de risco maior para atingir suas metas atuariais, o que deve favorecer os empreendimentos de infraestrutura.

4.2 CAPITAL DE TERCEIROS

A captação de recursos financeiros na forma de capital de terceiros pode ser obtida de intermediários do setor financeiro ou diretamente dos investidores por meio de valores mobiliários no mercado de capitais. Há ainda os recursos de crédito direcionado advindos do BNDES e de fundos de desenvolvimento setorial ou regional.

4.2.1 INSTITUIÇÕES FINANCEIRAS

Uma das formas mais comuns para a obtenção de capital de terceiros é por meio de empréstimos e financiamentos dos bancos. Financiamentos são recursos destinados a um propósito específico, em que o bem ou o serviço financiado serve de garantia para a instituição. Já os empréstimos são recursos concedidos sem destinação específica, para o qual o banco geralmente requer garantias.

O financiamento de empreendimentos de infraestrutura de grande porte, que requerem elevadas injeções de capital para sua construção, frequentemente envolvem um grau de risco muito elevado para ser assumido por um único banco. Nesses casos são comuns as 'operações de crédito sindicalizados', nas quais um grupo de bancos (e potencialmente investidores institucionais, como fundos de pensão) ofertam conjuntamente o financiamento. Evita-se, assim, a concentração do risco do empreendimento numa única instituição financeira.

Os bancos captam recursos de poupadores e emprestam parte desses recursos para empreendedores. Os bancos mantêm relações com agentes do mercado e dispõem de conhecimento do mercado, atuando não apenas como intermediadores na concessão de crédito, mas também como prestadores de serviços no mercado de capitais.

4.2.2 MERCADO DE CAPITALIS

Aqui o termo 'mercado de capitais' refere-se ao mercado em que empreendedores e credores negociam diretamente por meio de valores mobiliários representativos de dívida e regulados pela CVM, em vez de recorrer a intermediários financeiros.

Há um grande número de valores mobiliários, mas destacam-se duas modalidades principais: as notas promissórias e as debêntures.

Notas Promissórias

As notas promissórias (commercial papers) são títulos de crédito que constituem uma promessa incondicional de pagamento. A principal característica do título é o prazo de emissão: trata-se de uma captação de curto prazo, de no máximo 180 dias para empresas de capital fechado e 360 dias para as empresas de capital aberto. Como nos demais títulos de crédito, a nota promissória pode ser transferida a um terceiro por endosso.

A emissão de notas promissórias é um instrumento utilizado para lidar com descasamentos de caixa, sendo a principal vantagem deste tipo de operação a rapidez e baixo custo de sua estruturação.

A disciplina jurídica da Nota Promissória é a mesma da Letra de Câmbio, instituída na Lei 2.044, de 1908, e de forma mais detalhada no Decreto 57.663, de 1966, conhecida como a Lei Uniforme de Genebra, em função da convenção promovida pela Liga das Nações (predecessora da ONU – Organização das Nações Unidas) para a uniformização da legislação relacionada às Letras de Câmbio e Notas Promissórias, ao qual o Brasil aderiu em 1942, mas que só foi aprovada pelo Congresso Nacional em 1966 (com várias reservas).

Debêntures

A emissão de debêntures é um dos principais instrumentos de captação de recursos no mercado de capitais para financiamento de longo prazo (*i.e.*, prazos superiores a um ano).

A origem do termo debênture é o verbo ‘*debetur*’, que significa ‘dever’ em latim. O investidor que adquire debêntures (o debenturista) recebe um direito de crédito e de remuneração do capital investido, que normalmente ocorre por meio do pagamento periódico de juros pré-estabelecidos. As características de uma debênture são definidas em sua ‘escritura de emissão’. Cada emissão pode ser dividida em séries, de modo que as debêntures da mesma série têm o mesmo valor nominal e conferem os mesmos direitos aos seus titulares. Estes direitos podem ser caracterizados, por exemplo, em conversão em ações ou participação nos lucros da empresa.

As debêntures foram introduzidas no país em 1976 com a publicação da Lei das Sociedades Anônimas (Lei 6.404).

Em 2011, por meio da Lei 12.431 (MP 517), o governo criou as debêntures incentivadas a fim de estimular a captação de recursos de longo prazo no mercado de capitais para financiamento de investimentos “na área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação”. Para se qualificar como debênture incentivada, os valores mobiliários devem ser remunerados por taxa de juros pré-fixada, vinculada a um índice de preço ou à Taxa Referencial (TR), com prazo médio ponderado superior a quatro anos.

O benefício das debêntures incentivadas consiste na isenção de Imposto de Renda (IR) sobre os rendimentos auferidos para pessoas físicas ou na redução da alíquota do IR para 15% de pessoas jurídicas tributadas com base no lucro real.

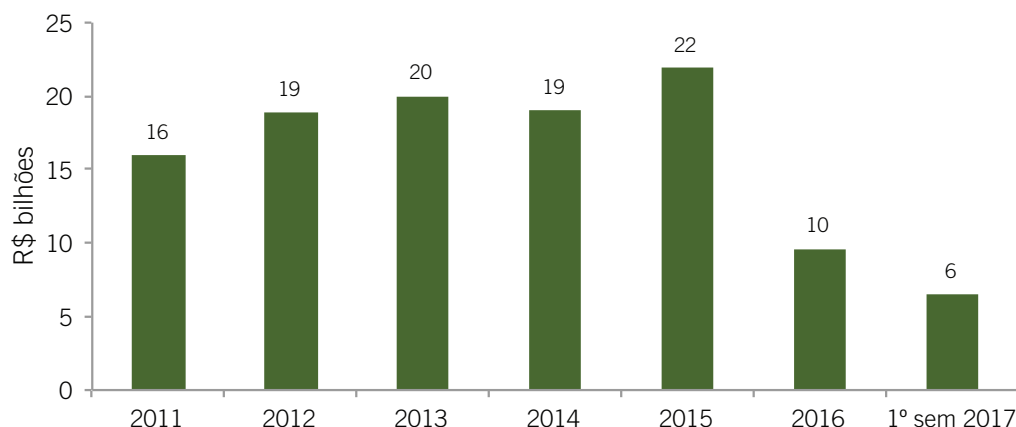
Buscando fomentar o desenvolvimento do mercado brasileiro de renda fixa corporativa, o BNDES tem se comprometido a subscrever parte das debêntures emitidas por meio do programa “BNDES Debêntures Simples em Ofertas Públicas.” Além disso, o Banco, desde 2016, comprometeu-se a subscrever até 50% das debêntures emitidas no setor de energia.

O setor elétrico é o setor que mais tem captado recursos por meio de debêntures nos últimos anos. Do conjunto das debêntures emitidas entre janeiro e setembro de 2017, 25,1% foi captado por empresas do setor elétrico (Anbima, 2017). No ano de 2016, nada menos que 30% do investimento no segmento de transmissão foi financiado por debêntures (Nota Técnica 161/2017 da Aneel).

4.2.3 BNDES – BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO

O BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento) tem sido a principal fonte de recursos para o setor elétrico nos últimos anos. O Banco tem destinado cerca de R\$ 20 bilhões por ano, exceto pelos dois últimos anos (2016 e 2017), quando a demanda por recursos caiu fortemente em função da recessão econômica, conforme mostra a Figura 13.

Figura 13: Desembolsos do BNDES no setor de energia elétrica



Fonte: Ministério da Fazenda.

O BNDES é uma autarquia, criada pelo governo brasileiro (Lei 1.628, de 1952), voltada à formulação e execução das políticas de desenvolvimento econômico nacionais. Inicialmente o Banco realizava investimentos apenas nos setores de infraestrutura, tendo seu escopo expandido na década de 1960 para investimentos na indústria de base (bens de consumo) e projetos de desenvolvimento tecnológico com foco na substituição das importações. No início dos anos 1980, quando a capacidade de captação de recursos das empresas estatais do setor se esgotou, o BNDES passou a desempenhar um papel ainda mais relevante no setor de energia.

Embora o Banco tenha entre seus objetivos o fortalecimento do mercado de capitais de forma geral e a promoção de todos os segmentos econômicos (agropecuário, indústria, comércio e serviços, infraestrutura), o setor elétrico permanece como um dos setores prioritários para o BNDES.

No entanto, em 2016 a política de atuação do BNDES passou por uma grande transformação. A política de promoção de grandes 'campeões nacionais' foi substituída por 'políticas horizontais' pautadas pelos atributos 'qualificadores' definidos como prioritários (educação; saúde; inovação; exportação; meio ambiente; infraestrutura; e micro, pequenas e médias empresas). A política de capitalização do BNDES, com recursos captados pelo Tesouro Nacional e cedidos ao Banco a taxas subsidiadas, também foi abandonada, sendo que o BNDES foi solicitado a devolver gradualmente os R\$ 500 bilhões injetados pelo Tesouro Nacional nos anos anteriores.

Em função dessas alterações, a diretoria do BNDES estabeleceu novas condições de financiamento para o setor elétrico, reduzindo o montante de financiamento destinado aos grandes empreendimentos (que dispõem de maior facilidade para acessar os mercados de capitais), e direcionando mais recursos para fomentar fontes renováveis de energia. Com isso, o Banco diz buscar estimular o aumento do financiamento privado no setor e promover a redução das emissões de gases de efeito estufa.

A nova política acima implicou um aumento no valor máximo de financiamento para fonte solar de 70% para 80% do investimento e a manutenção da participação em 70% para as fontes complementares como eólica, biomassa, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e usinas de cogeração, e de até 80% dos projetos de eficiência energética.

Já para as grandes hidrelétricas a participação máxima de financiamento do BNDES foi reduzida de 70% para 50%. E empreendimentos de geração com altos volumes de emissão de poluentes, como as termelétricas a carvão e a óleo diesel, deixaram de ser financiadas pelo Banco.

Os projetos das empresas do setor de distribuição de energia elétrica recebem até 50% de financiamento do banco, enquanto os empreendimentos de transmissão podem financiar junto ao BNDES até 80% do investimento, mas a taxas de mercado.

A fim de facilitar a captação de recursos de terceiros no mercado de capitais, o BNDES comprometeu-se a subscrever até 50% do valor das debêntures emitidas por tomadores de crédito do setor de energia. Entretanto, o valor total do apoio do BNDES, incluindo o financiamento e as debêntures, não pode ser superior a 80% do valor total dos itens financiáveis.

Para obter financiamento do BNDES, a empresa deve apresentar um Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) de 1,5 para financiamentos no segmento de transmissão e de 1,3 nos demais segmentos do setor elétrico. O ICSD é o indicador que expressa a capacidade de pagamento de dívida da empresa, e é calculado pela divisão entre a receita do caixa operacional líquida de impostos e o serviço da dívida da empresa. Em outras palavras, o requisito de um ICSD mínimo de 1,3 significa que a empresa deve apresentar uma margem líquida ao menos 30% superior aos ônus da dívida a ser paga no período.

As taxas de juros cobradas pelo BNDES nos financiamentos para o setor elétrico eram indexadas à TJLP somada a um *'spread'* básico de 1,5% e a um *'spread'* de risco específico do empreendimento de até 2,87%. Os prazos dos empreendimentos variavam de 14 anos (para empreendimentos de transmissão) a 20 anos (para empreendimentos hidrelétricos, sendo de 16 anos para empreendimentos eólicos e termelétricos e de 18 anos para empreendimentos solares).

O BNDES também passou a ser mais seletivo na sua política de concessão de empréstimos subsidiados, direcionando-os prioritariamente às atividades que proporcionam maiores externalidades positivas.

Alinhada a essa nova política, a mudança promovida pela Lei 12.431 substituiu a TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) pela TLP (Taxa de Longo Prazo), conforme apresentado nas seções 2.2.2 e 3.2.

Embora essa política deva propiciar o desenvolvimento de um mercado de capitais mais competitivo e robusto no longo prazo, há receios de que na transição o financiamento de longo prazo para grandes empreendimentos de infraestrutura possa ser comprometido, já que o BNDES tem suprido uma parcela muito significativa das necessidades de financiamentos nessa área nos últimos anos. É importante, portanto, manter a possibilidade de flexibilização da política do Banco estatal caso lacunas sejam identificadas na transição.

4.2.4 FUNDOS DE DESENVOLVIMENTO SETORIAL E REGIONAL

Muitos financiamentos no Brasil provêm de fundos governamentais estabelecidos para estimular investimentos em determinadas regiões ou determinadas atividades. Esses financiamentos geralmente são concedidos a taxas inferiores às taxas de mercado. Os principais fundos relevantes para o financiamento do setor elétrico são:

- CDE – Conta de Desenvolvimento Energético;
- RGR – Reserva Global de Reversão;
- Finame – Financiamento de Máquinas e Equipamentos;
- Finem – Financiamento a Empreendimentos;
- Finep – Financiadora de Estudos e Projetos;
- FCO – Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste;
- FNE – Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste; e
- FNO – Fundo Constitucional de Financiamento do Norte.

A CDE e a RGR são fundos setoriais do setor elétrico. O Finame, o Finem e a Finep são fundos multi-setoriais para fins específicos. E o FCO, o FNE e o FNO são fundos para a promoção do desenvolvimento regional.

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi criada pela Lei 10.438, em 2002, com o objetivo de fomentar o desenvolvimento energético de todo o território nacional. As fontes de recursos da CDE são: aportes de crédito da União, multas aplicadas pela Aneel, pagamentos do Uso do Bem Público feitos por permissionárias e autorizadas, e um encargo incluso nas tarifas TUSD (Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição) e TUST (Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão).

Os recursos arrecadados são destinados a várias finalidades, entre as quais o financiamento:

- da universalização de acesso à energia elétrica;
- de empreendimentos eólicos, PCHs, solar fotovoltaica, termossolar, termelétricas a gás natural, a carvão mineral nacional e a biomassa, e outras fontes renováveis;
- da eletrificação rural.

A previsão orçamentária do fundo para o ano de 2018, aprovada pela Aneel (Resolução Homologatória 2.358/2017), estima uma entrada de aproximadamente R\$ 18 bilhões em recursos.

A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada pelo Decreto 41.019/57 com o objetivo de prover recursos para arcar com eventuais gastos da União com indenizações em casos de reversão de concessões de serviços de energia elétrica. A fim de gerar os recursos necessários para esta reserva, em 1971 foi criado um encargo denominado “Cota da Reserva Global de Reversão” (Lei 5.655/1971), a ser pago mensalmente pelas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia, mas que foi extinto para as novas concessões afetadas pela Lei 12.783 (MP 579). Ao longo dos anos, a finalidade desta reserva foi ampliada diversas vezes (Leis 8.631/1993, 10.438/2002, 10.848/2004 e Decreto 9.022/2017), sendo hoje utilizada para financiar:

- projetos de melhoria e expansão de serviços;
- fontes complementares de geração;
- universalização de acesso à eletricidade;
- projetos de eficiência energética;
- combate às perdas não técnicas (furto e fraude de energia elétrica);
- inventários de novos aproveitamentos hidrelétricos;
- estudos de planejamento de expansão; e
- empresas controladas direta ou indiretamente pela União que tenham sido designadas à prestação de serviço de acordo com a lei de renovação das concessões de 2013 (Lei 12.783/13).

A partir de maio de 2017, a responsabilidade pela gestão da RGR foi transferida da Eletrobras para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de acordo com a Lei 13.360. A previsão orçamentaria do fundo RGR para 2018 é de R\$ 871 milhões. A taxa de juros nos empréstimos RGR é de 5% mais correção monetária.

O Financiamento de Máquinas e Equipamentos (Finame) é uma linha de financiamento do BNDES destinada a investimentos na produção, modernização ou compra de máquinas, equipamentos e bens de informática, e automação. O financiamento pode ser solicitado nas instituições financeiras credenciadas pelo BNDES, que por sua vez encaminha a proposta ao BNDES com as informações do produto ou equipamento que o agente deseja adquirir. Uma vez aprovado, o BNDES autoriza a instituição financeira a executar o pagamento de modo que a operação entre comprador e vendedor seja efetivada. Os financiamentos são concedidos a uma taxa equivalente a TJLP mais o *spread* básico de 1,5%, a taxa de intermediação financeira de 0,1%, e o *spread* negociado diretamente com a instituição financeira que concedeu o empréstimo.

O Financiamento a Empreendimentos (Finem) é outra fonte de financiamento disponível no mercado para empreendimentos de valor igual ou superior a R\$ 20 milhões. Existem exceções em que não se aplica a restrição de valor mínimo, como nos casos de operações em conjuntos de empresas ou cooperativas e de projetos e programas de investimentos sociais. O aporte de recursos é realizado diretamente pelo BNDES ou por meio de instituições financeiras credenciadas. O programa é dividido em diferentes linhas de financiamento com objetivos e condições financeiras específicos, de acordo com o porte e a atividade econômica do projeto financiado. O recurso é disponibilizado para investimentos em implantação, ampliação, recuperação e modernização de ativos fixos nos setores de indústria, comércio, prestação de serviços e agropecuária, respeitando os itens financiáveis em cada linha.

As condições financeiras dependem da linha de financiamento utilizada. A taxa de juros do fundo é formada pela soma entre a taxa do BNDES (2,1% a 6,56% ao ano) e o custo financeiro (TJLP ou custo de mercado). No caso de projetos do setor elétrico, o fundo prevê o financiamento à taxa TJLP para empreendimentos de geração de energia solar, eólica, hidrelétricas, PCHs, e térmicas a biomassa e a gás natural, assim como projetos de distribuição de energia.

A Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) é uma empresa pública vinculada ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (Decreto 1.808/1996). Seu objetivo é fomentar projetos de cadeia da inovação por meio de um leque de instrumentos, incluindo o aporte de capital de risco ou, indiretamente, via fundos de capital de risco em linha com as metas e prioridades setoriais estabelecidas nos planos do Governo Federal. O apoio da financiadora abrange dimensões de desenvolvimento científico e tecnológico tais como: desenvolvimento de produtos, serviços e processos, incubação de empresas de base tecnológica, implantação de parques tecnológicos e desenvolvimento de mercados. De modo geral, os programas da Finep abrangem três grandes linhas de ação: (i) apoio à inovação em empresas; (ii) apoio às Instituições Científicas e Tecnológicas; e (iii) apoio à cooperação entre empresas.

O financiamento é realizado em duas modalidades:

- financiamento reembolsável, realizado com recursos próprios ou provenientes de repasses de outras fontes; e
- financiamento não reembolsável, realizado com recursos do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) ou dos Fundos Setoriais de CT&I, destinados a instituições sem fins lucrativos.

O principal programa da Finep no setor elétrico é o Inova Energia, que é coordenado em conjunto com a Aneel e o BNDES, cujo objetivo é apoiar o desenvolvimento de:

- redes inteligentes (*Smart Grid*);
- tecnologias nacionais voltadas a energias renováveis complementares (solar fotovoltaica, termossolar e eólica para geração de energia elétrica); e
- componentes da produção de veículos híbridos/elétricos e a melhoria de eficiência energética de veículos automotores no país.

Três Fundos Constitucionais de desenvolvimento regionais foram criados pela Constituição Federal de 1988 (regulamentados pela Lei 7.827):

- o Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-Oeste (FCO) para fomentar o desenvolvimento na Região Centro-Oeste, administrado pelo Banco do Brasil, e voltado ao financiamento de bens e serviços necessários à implantação, ampliação e modernização de empreendimentos em diversos setores, inclusive o de energia;

- o Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE) para financiamento das atividades produtivas da Região Nordeste e do norte dos estados de Minas Gerais e Espírito Santo, administrado pelo Banco do Nordeste do Brasil (BNB)¹⁶; e
- o Fundo Constitucional de Financiamento do Norte (FNO) para o financiamento das atividades econômicas desenvolvidas na Região Norte, administrado pelo Banco da Amazônia¹⁷.

Os recursos para esses fundos são provenientes de 3% de toda a arrecadação do Imposto de Renda (IR) e Imposto Sobre Produtos Industrializados (IPI), além dos retornos das aplicações dos fundos, sendo 0,6% para o FCO, 0,6% para o FNO e 1,8% ao FNE.

A taxa de financiamento desses fundos varia entre 6,65% e 17% ao ano. Os limites de financiamento variam de 70% (para empreendimentos de grande porte e alta renda) a 100% (para microempreendedores e baixa renda e outros).

4.3 ORIGEM DO CAPITAL

O Cemec/Ibmec (2017)¹⁸ faz um acompanhamento do padrão do financiamento dos investimentos privados no Brasil com base nos fluxos anuais das principais fontes de recursos de médio e longo prazo e nas contas nacionais medidas pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Da perspectiva da estrutura de capital, verifica-se que nos últimos dez anos, em média, 70% dos recursos para investimento tem origem no capital próprio:

- emissão primária de ações (3%);
- recursos próprios (45%); e
- investimento estrangeiro (22%).

Já os recursos de terceiros responderam por 30% dos investimentos privados, representados por:

- mercado de capitais (8%);
- BNDES (12%);
- financiamento internacional (5%); e
- financiamento habitacional (6%).

Somando-se o investimento direto estrangeiro (22%) ao financiamento internacional (5%), verifica-se que, na média, o Brasil recorreu à poupança externa para financiar 27% dos seus investimentos nos últimos dez anos. No entanto, o montante de recursos efetivamente advindo do exterior é ainda maior, pois 47% das transações na Bolsa de Valores de São Paulo (B3) são realizadas por investidores estrangeiros.¹⁹ Isso significa que uma boa parcela dos recursos provenientes da emissão de ações e do reinvestimento de lucros retidos também tem origem em investidores estrangeiros.

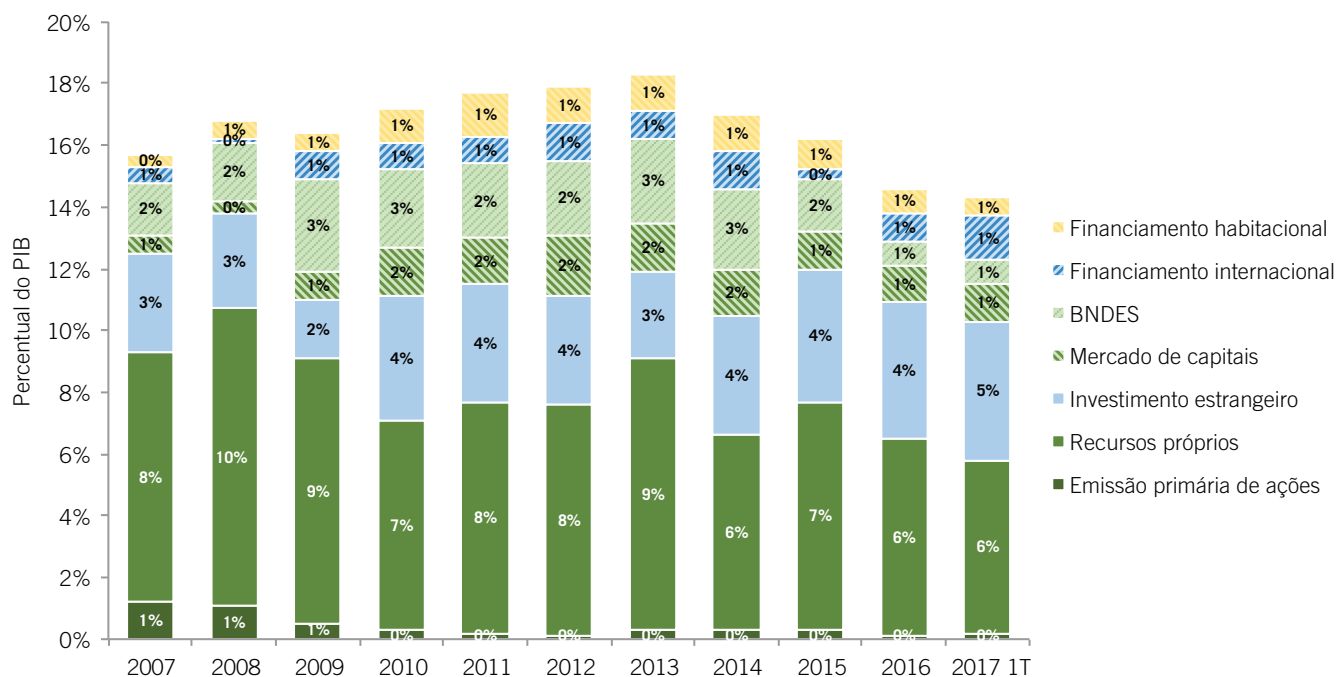
¹⁶ O FNE não permite o financiamento de projetos de geração, transmissão e distribuição de energia, exceto nos casos de geração termelétrica a biomassa, eólica, solar fotovoltaica, pequenas hidrelétricas (CGHs e PCHs), e geração própria com comercialização de até 50% da energia.

¹⁷ Os investimentos no setor elétrico fazem parte da lista de prioridades setoriais do FNO, mas o Fundo prioriza o financiamento de segmentos produtivos de menor porte.

¹⁸ A metodologia do Cemec/Ibmec considera os fluxos advindos das diversas fontes do mercado de capitais, dos investimentos diretos estrangeiros, de financiamentos internacionais e a Formação Bruta de Capital Fixo (FBCF), medida pelo IBGE, para estimar a fonte dos recursos destinados aos investimentos no país. Sua análise desconsidera os financiamentos e empréstimos bancários, pois esses são primordialmente de curto prazo (não apropriados para o financiamento de investimentos), exceto para os empréstimos do BNDES e do Sistema Brasileiro de Poupança e Empréstimos, que são contabilizados separadamente. Assume-se que os recursos obtidos dessas fontes são primordialmente direcionados ao investimento (FBCF), de forma que se pode inferir o montante advindo de recursos próprios dos agentes pela subtração dessas fontes da FBCF.

¹⁹ Depois dos investidores estrangeiros, os grupos responsáveis pela maior parcela das transações na B3 são: investidores institucionais (27%), pessoas físicas (15%), instituições financeiras (6%), empresas (5%) e 'outros' (menos de 1%).

Figura 14: Fonte de financiamento dos investimentos no Brasil



Fonte: Cemec/Ibmec (2017).

Constata-se na Figura 14 que os investimentos privados vêm caindo no país desde 2013, quando alcançou 18,3% do PIB, atingindo o patamar de 14,3% no primeiro trimestre de 2017. Grande parte da queda se deve à redução de financiamentos do BNDES, que foram reduzidos de 2,7% do PIB, em 2013, para 0,8%, em 2017. A queda só não foi pior porque o investimento direto estrangeiro aumentou de 2,8% para 4,5% nesse mesmo intervalo.

Uma das principais dúvidas que emergem ao se examinar essa tendência é se o setor bancário e o mercado de capitais serão capazes de preencher o vácuo deixado pela redução dos empréstimos do BNDES nos próximos anos. Por muitos anos, o BNDES tem sido uma fonte importante, não apenas em termos do montante dos recursos desembolsados, como também em termos da competitividade (*i.e.*, taxas de financiamento mais baixas que a maioria das outras fontes) e, ainda mais importante, por prazos mais longos, atributo crucial para os investimentos em infraestrutura.

Apesar da mudança da política econômica do governo e do BNDES, o banco estatal tem afirmado que continuará comprometido com o atendimento das necessidades dos setores de infraestrutura, preenchendo as lacunas não cobertas pelo mercado de capitais:

“A gente entende que é um papel relevante do banco continuar a dar segurança para os empreendedores [...] a gente pode financiar esses projetos de longo prazo. O BNDES entende que é uma lacuna que ele pode preencher enquanto esse mercado (privado) não se desenvolve”

- Carla Primavera (Superintendente de Energia do BNDES)
 (Reuters, 08/09/2017)

Apesar de o mercado de capitais ter se expandido nos últimos dez anos, resta ver como o mesmo evoluirá ao longo dos próximos e se efetivamente será capaz de suprir as necessidades de financiamento do setor de energia em termos de volumes de recursos, taxas e prazos que sejam compatíveis com as condições obtidas em outros países em estágio de desenvolvimento comparável ao brasileiro.

5 DEFINIÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL REGULATÓRIO

Um dos fatores que mais influenciam a capacidade de captação de recursos financeiros das empresas reguladas é a definição do custo de capital regulatório empregado pelo regulador para determinação de suas tarifas.

O custo de capital regulatório é o retorno para o capital que o regulador assume ser suficiente para captar os recursos necessários de cobertura dos dispêndios em capital (*Capex - Capital Expenditures*) da empresa regulada. Esses dispêndios incluem os investimentos em ativos necessários: (i) para repor os ativos totalmente depreciados ou obsoletos; (ii) para ampliar a capacidade instalada visando ao atendimento do crescimento do consumo; e (iii) para aprimoramento da qualidade do serviço.

A seguir descreve-se brevemente a metodologia regulatória adotada pela Aneel, apontam-se alguns dos aspectos mais problemáticos ou polêmicos da metodologia, e indicam-se algumas formas para lidar com os principais problemas.

5.1 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Empresas reguladas, como é o caso das concessionárias de distribuição, de transmissão e de geração hidrelétrica no regime de cotas²⁰, dependem da atuação do regulador na determinação do custo de capital regulatório a ser utilizado para definir a remuneração do capital investido. Esta definição é um componente essencial na determinação da tarifa.

A descrição da metodologia utilizada pela Aneel para definição do custo de capital nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica encontra-se, respectivamente, nos submódulos 12.3, 9.1 e 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) da Aneel.

A metodologia consiste no cálculo do custo médio ponderado do capital (Weighted Average Cost of Capital – WACC), que, como o nome diz, pondera os montantes de capital próprio e de terceiros e seus respectivos custos, conforme apresentado na equação:

$$WACC_{nominal} = \left(\frac{P}{P + D} \right) \cdot R_P + \left(\frac{D}{P + D} \right) \cdot R_D \cdot (1 - T)$$

em que:

P é o montante de capital próprio;

R_P é o retorno esperado para o capital próprio após impostos (tributos);

D é o montante de capital de terceiros (dívida);

R_D é o custo efetivo do capital de terceiros (dívida); e

T é a taxa efetiva consolidada dos tributos.²¹

Custo de Capital Próprio (RP)

O retorno esperado do capital próprio (RP) é estimado utilizando-se o *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. No modelo *CAPM*, o risco de investimento em um determinado ativo é definido em função da volatilidade do seu retorno em relação à média do mercado acionário, levando-se em conta a mitigação dos riscos que seria possível por meio de diversificação em ativos que apresentam correlações negativas em termos de riscos.

²⁰ As concessões hidrelétricas no regime de cotas foram introduzidas em 2012 por meio da Medida Provisória 579, posteriormente convertida na Lei 12.783. As hidrelétricas prorrogadas nesse regime prestam serviço público de geração mediante tarifas reguladas estabelecidas pela Aneel.

²¹ Como o regime tributário brasileiro permite deduzir dos impostos os pagamentos de juros sobre a dívida, o custo efetivo do capital de terceiros para o empreendedor é menor que a taxa nominal dos empréstimos.

Como o histórico de dados do mercado brasileiro é relativamente limitado, tanto em termos da extensão histórica quanto em termos da liquidez do mercado e da amplitude de empresas no mercado, a Aneel emprega o *CAPM Global*. O *CAPM Global* é a aplicação do modelo utilizando-se parâmetros estimados de outro país que dispõe de um mercado de capitais mais desenvolvido, mas acrescentando-se um prêmio de risco para refletir os riscos adicionais associados ao mercado local. A formulação empregada é dada por:

$$R_P = R_F + \beta \cdot (R_M - R_F) + R_B$$

em que:

R_F é a taxa livre de risco, que corresponde à taxa de desconto intertemporal pela qual os agentes estão dispostos a postergar o seu consumo presente em troca de um consumo futuro;

R_M é a taxa de retorno de mercado (risco do negócio e financeiro), parâmetro que indica o retorno esperado pelos investidores em um ativo com volatilidade igual à média do mercado acionário;

β o parâmetro beta representa a relação de risco do ativo em relação ao risco da média do mercado acionário (um beta maior que 1 indica um risco superior à média do mercado acionário, e um beta menor que 1 indica um risco inferior à média do mercado acionário); e

R_B é o prêmio de risco Brasil que representa o retorno adicional requerido pelos investidores para investir em ativos no Brasil em relação ao mesmo tipo de ativo no país de referência utilizado para estimar os demais parâmetros do *CAPM*.

Custo de Capital de Terceiros (R_D)

Já o custo de captação de empréstimos – o custo de – é dado pela taxa livre de risco somada ao prêmio de risco Brasil e ao prêmio de risco exigido pelos investidores para investimentos em empresas com a mesma classificação de risco:

$$R_D = R_F + R_C + R_B$$

em que:

R_F é a taxa de retorno do ativo livre de risco;

R_C é o prêmio de risco de crédito de empresas compatíveis; e

R_B é o risco país.

Como os contratos de concessão do setor elétrico estabelecem que as tarifas são indexadas à inflação, o custo de capital a ser empregado no cômputo das tarifas é o $WACC_{real}$:

$$WACC_{real} = \frac{(1 + WACC_{nominal})}{(1 + \pi)} - 1$$

em que π representa a inflação do país de referência do *CAPM Global*.

O retorno considerado no cálculo desses parâmetros é o retorno final das empresas depois dos impostos. Isso significa que para que a empresa regulada possa obter uma receita suficiente para produzir um retorno compatível ao de mercado após impostos, é preciso adicionar uma provisão para a cobertura dos tributos que incidem sobre a empresa.

Assim, para fins do cômputo da receita requerida pelas empresas reguladas, utiliza-se

o $WACC_{pré\ impostos}$:

$$WACC_{pré\ impostos} = \frac{WACC_{real}}{(1 - T)}$$

em que T é a taxa consolidada de tributos.

5.2 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

No mês de dezembro de 2017, a Aneel promoveu Audiências Públicas para definir o custo de capital regulatório a ser empregado nos segmentos de transmissão e distribuição.

Custo de capital próprio

Em ambos os casos a Aneel utiliza a metodologia de *CAPM* Global para definir o custo de capital próprio.

Para a taxa livre de risco a Aneel emprega a taxa média de retorno dos Treasury Bonds de 10 anos dos Estados Unidos, que corresponde a 4,04% no período de 1995 a 2017, no cálculo empregado para a transmissão; e a 4,94% no período de 1987 a 2017, no cálculo empregado para a distribuição.

Para a taxa de retorno de mercado a Aneel considera o retorno médio do índice Standard & Poors 500, considerando o reinvestimento de dividendos que a Aneel reporta ser de 11,52% entre 1987 e 2017. Subtraindo-se a taxa livre de risco observada no mesmo intervalo de tempo obtém-se o prêmio de risco de mercado de 6,6%.

O beta considerado para as empresas de transmissão foi obtido a partir da média dos betas desalavancados de empresas do setor elétrico nos Estados Unidos nos últimos cinco anos. No caso das 13 empresas consideradas para o cálculo da transmissão, o beta desalavancado médio foi de 0,3035, e das empresas consideradas na amostra para a distribuição foi de 0,3931.

Considerando-se: (i) que o grau de alavancagem médio das empresas é de 44,33%, no caso da transmissão, e de 56,18%, no caso da distribuição; (ii) a alíquota de tributação brasileira de 34%; e (iii) os respectivos betas desalavancados dos benchmarks utilizados, chega-se a um beta realavancado de 0,4630 para a transmissão e de 0,7258 para a distribuição.

Para o prêmio de risco país empregou-se o índice Embi+Brazil da J.P. Morgan, que reporta a diferença entre o retorno dos títulos públicos brasileiros, em dólar, e o retorno dos títulos emitidos pelo Tesouro dos Estados Unidos. Para a transmissão considerou-se a média de 1995 a 2017, que foi de 3,87%; e para a distribuição considerou-se a média de 2003 a 2017, que foi de 2,50%.

Custo de capital de terceiros

Para o cálculo do custo de capital de terceiros a Aneel adotou metodologias divergentes. No caso das transmissoras empregou-se a técnica de *benchmarking* com base nos rendimentos de debêntures no mercado secundário brasileiro, enquanto no caso das distribuidoras empregou-se o *CAPM* Global.

O *benchmarking* utilizado para computar o custo de capital de terceiros das empresas de transmissão levou em conta o rendimento médio nos últimos doze meses de debêntures de empresas do setor elétrico prefixadas em termos reais (*i.e.*, indexados ao IPCA). A amostra incluiu apenas o primeiro quartil de debêntures ordenados em ordem crescente de rendimento (*i.e.*, somente os 25% das debêntures de menor rendimento real), cuja média foi de 5,80%. Esse valor cor-

responde ao custo real em reais. A fim de expressar esse valor na mesma base de cálculo do custo médio ponderado do capital computado para os demais componentes do modelo *CAPM* Global, foi necessário converter esse valor para termos nominais em dólar, levando-se em conta a inflação dos EUA, de 2,03%, o que resultou em 7,95%.

No caso da distribuição, o custo de capital de terceiros foi obtido pela soma: da taxa livre de risco, do prêmio de risco país e do prêmio de risco de crédito corporativo. Os dois primeiros parâmetros são os mesmos utilizados no cálculo do capital próprio, enquanto o prêmio de risco de crédito corporativo foi derivado do prêmio médio das empresas com classificação de risco da Moody's equivalente ao atribuído na média para as distribuidoras que atuam no país, que corresponde a 4,44%. Somando-se os três componentes chegou-se a 11,88%, em termos nominais e em dólar.

Custo médio ponderado do capital real depois de impostos

A estrutura de capital considerada no cômputo do custo de capital das transmissoras foi a média verificada de todas as empresas de transmissão no Brasil entre 2012 e 2016: 55,67% de capital próprio e 44,33% de capital de terceiros.

Já a estrutura de capital das distribuidoras entre 2014 e 2016 correspondeu a 43,82% de capital próprio e 56,18% capital de terceiros.

Para obter o custo médio ponderado real depois de impostos é necessário considerar a inflação dos EUA (já que os parâmetros do modelo *CAPM* Global foram computados em dólar) e a alíquota consolidada de tributação inflação brasileira.

Assim, o custo médio ponderado do capital real depois de impostos para empresas de transmissão foi de 6,27%, considerando-se: (i) inflação dos EUA de 2,03%, entre 1995 e 2017; e (ii) alíquota consolidada de tributação de 34%.

Já o custo médio ponderado do capital real depois de impostos para empresas de distribuição foi de 7,71%, utilizando-se a mesma alíquota consolidada de tributação (34%), mas considerando-se a inflação dos EUA entre 2003 e 2017, que foi de 1,90%.

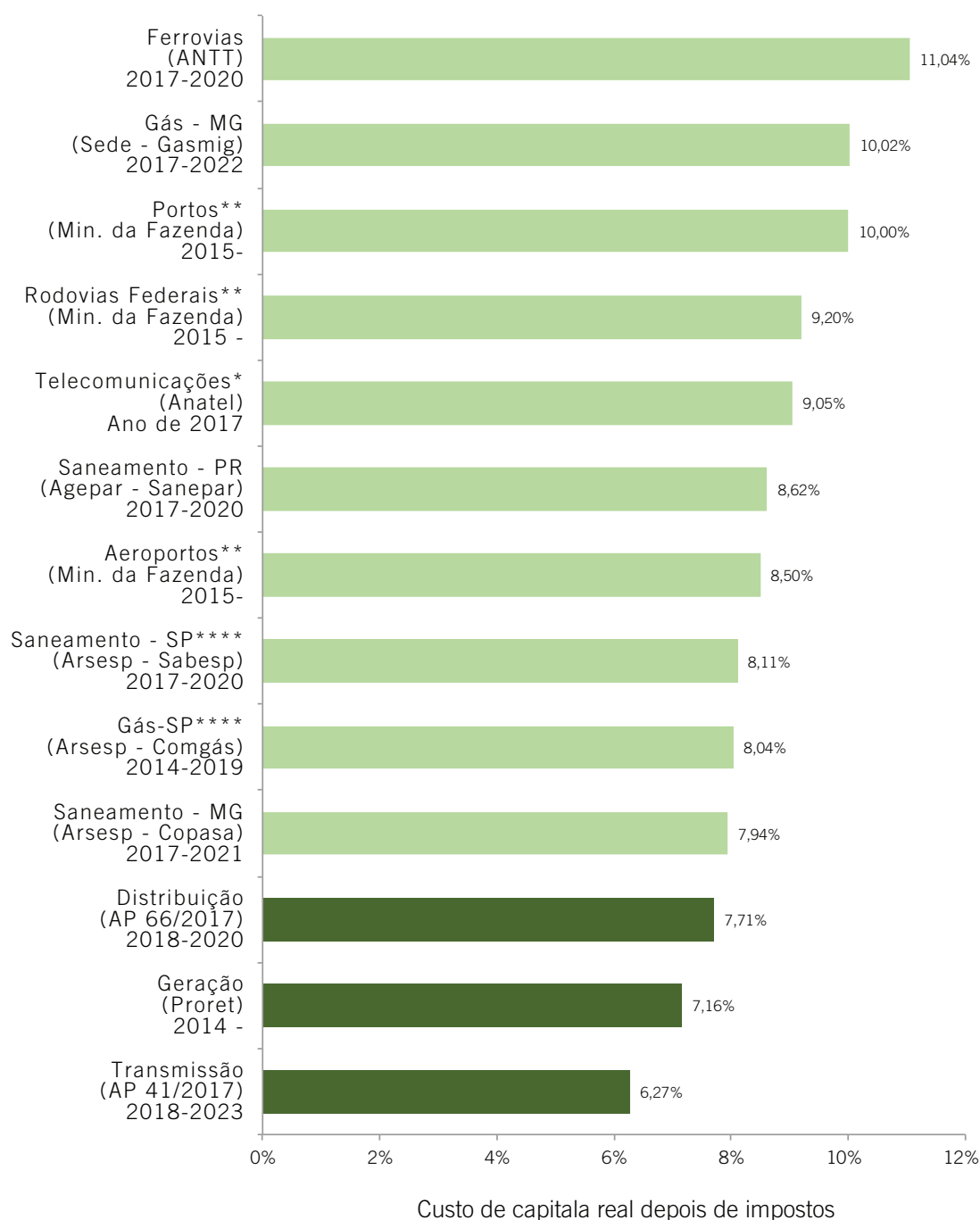
Comparando-se o custo de capital empregado pela Aneel com a de outras agências reguladoras no Brasil, verifica-se que o setor elétrico apresenta uma das taxas mais baixas. A Figura 15 lista o custo médio ponderado do capital real após impostos vigente em diversos setores de infraestrutura regulados por diferentes agências federais ou estaduais.

As metodologias empregadas pelas agências reguladoras consideradas nesta amostra são muito parecidas. Todas adotam o modelo *CAPM*, e na maioria dos casos as diferenças de resultados decorrem primordialmente das diferentes estruturas de capital e dos diferentes intervalos de dados históricos utilizados para definição dos parâmetros. Mas há algumas diferenças mais substantivas.

A ANTT, por exemplo, na definição do custo de capital para ferrovias, adota simulações de Monte Carlo e utiliza a 'função densidade' dos parâmetros do *CAPM* para obter a taxa média esperada.

Outra diferença é observada na metodologia empregada pela Anatel, que adota o *CAPM* Local em vez do *CAPM* Global. O custo de capital de terceiros é calculado considerando-se a taxa CDI como referencial da taxa livre de risco, somada a um *spread* equivalente à média ponderada dos prêmios de risco associado aos valores mobiliários com taxas pós-fixadas, emitidos no Brasil nos últimos três anos da data de cálculo. Para o custo de capital próprio, a Anatel emprega a taxa de mercado dos títulos públicos denominados em reais com vencimento mínimo de cinco anos para definir a taxa livre de risco, o prêmio de risco de mercado computado a partir do Ibovespa e betas computados para as próprias empresas no mercado Bovespa.

Figura 15: Custo de Capital Regulatório definido para diversas atividades reguladas



*Obs.: Como a Anatel divulga o custo de capital nominal depois de impostos, a taxa real foi computada considerando a meta de inflação de 4,5%.

**Obs.: Os custos de capital definidos para Portos, Rodovias Federais e Aeroportos são usados para a definição de preços limites em licitações.

***Obs.: A Deliberação 517 da Arsp que estabelece a taxa de custo de capital na revisão tarifária da Comgás foi judicializada por questões procedimentais.

****Obs.: O custo de capital proposto pela Arsp para a Sabesp ainda está em discussão na Audiência Pública 02/2017.

Fontes: **ANTT** - Resolução 5337/2017 (Nota Técnica 16/SUEXE/2015); **SEDE/MG** - Resolução SEDECTES 34/2017; **Ministério da Fazenda** - Nota 01/2017/SPP/SEP/PR (Nota Técnica 64 STN/SEAE/MF 2007); **Ministério da Fazenda** - Nota 02/2015/STN/SEAE/MF (Nota Técnica 64 STN/SEAE/MF 2007); **Anatel** - Informe 14/2017/SSEI/CPAE/SCP (Resolução 630/2014); **Agepar/PR** - Resolução Normativa 01/2017 (Nota Técnica RTP 01/2017); **Ministério da Fazenda** - Nota Técnica 05/2015/STN/SEAE/MF (Nota Técnica 64 STN/SEAE/MF 2007); **Arsesp/SP** - Deliberação 753/2017 (Nota Técnica Final 04/2017); **Arsesp/SP** - 517 (Nota Técnica RTG/02/2014); **Arsae/MG** - Resolução 96/2017 (Nota Técnica CRFEF 69/2017); **Aneel** - Nota Técnica 189/2017-SRM/ANEEL (Audiência Pública 66/2017); **Aneel** - Resolução Normativa 608/2014 (Proret - Submódulo 12.3) e **Aneel** - Nota Técnica 161/2017-SRM/ANEEL (Audiência Pública 41/2017).

5.3 POLÊMICAS NA DEFINIÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL

5.3.1 PARÂMETROS GLOBAIS OU LOCAIS

O *CAPM* Global geralmente é utilizado no Brasil, tanto por agências reguladoras para fins de regulação tarifária, quanto por instituições financeiras e empresas para a valoração de empreendimentos. No entanto, à medida que o mercado financeiro local se desenvolve, volta-se a questionar se uma mensuração direta dos prêmios efetivamente observados no país não seria mais propícia. Para alguns parâmetros, a resposta segue sendo negativa: o mercado ainda não dispõe de um histórico suficientemente longo, a envergadura, e o grau de liquidez necessários para computá-los. Mas para outros parâmetros é possível que haja disponibilidade de dados suficiente.

Por exemplo, em vez de computar a taxa livre de risco com base nos títulos do tesouro dos Estados Unidos, talvez fosse melhor utilizar a taxa de juros dos Títulos do Tesouro Nacional (NTN-Bs) do governo brasileiro. O mercado de títulos governamentais é bastante desenvolvido e as taxas de retorno pactuadas no mercado local refletem de forma mais fidedigna as condições no país.

Como indicado na seção 4.3, a maior parte dos financiamentos advindos de terceiros no setor elétrico brasileiro é captada localmente, denominada em reais e utiliza referenciais domésticos para a definição dos juros.

Tal abordagem teria a vantagem de não requerer a estimação e adição do prêmio de risco Brasil, pois a taxa de retorno desses títulos emitidos em moeda local já embute o risco Brasil.

Evitar-se-ia, assim, uma das críticas ao emprego do *CAPM Global*, que é a estimação do custo Brasil com base no indicador Embi+Brazil do JP Morgan. Esse indicador mede o prêmio dos títulos soberanos do Brasil denominados, em dólar, em relação aos títulos compatíveis com os do governo dos Estados Unidos. Sua estimação torna-se cada vez mais precária porque os títulos considerados no cômputo do indicador representam uma parcela cada vez menor da dívida brasileira. Com a redução do volume de títulos, cai também sua liquidez, o que torna a precificação de tais ativos cada vez mais precária, tornando-se suscetível a interferências espúrias ou até manipulações.

Apesar dos desafios envolvidos, essas alternativas metodológicas devem ser exploradas. Ao se avaliar qual metodologia deve ser empregada é sempre conveniente pautar-se nas práticas observadas no mercado. Qual a origem da maior parte dos recursos? Quais são os indexadores mais apropriados para remunerar os investidores? Quais são as novas tendências que estão emergindo?

Questões semelhantes surgem na definição do parâmetro beta, do prêmio de risco de crédito e da estrutura de capital. Deve-se empregar variáveis de outras empresas 'compatíveis' com as de outro mercado (do mesmo setor em outro país, ou de outro setor no mesmo país) ou se deve utilizar os valores médios observados das próprias empresas reguladas? A desvantagem da primeira opção é que ela pode se distanciar das condições prevaletentes no mercado local, enquanto a segunda abordagem está sujeita a um problema de endogeneidade, o que pode ter efeitos perversos sobre a estrutura de incentivos dos agentes. Se houver um número suficientemente grande de empresas reguladas, o uso de médias de todas as empresas deve ser suficiente para preservar uma boa estrutura de incentivos, tornando o uso de dados do mercado local mais atraente.

5.3.2 PROSPECTIVO OU RETROSPECTIVO

Idealmente, os parâmetros deveriam ser computados de forma prospectiva de forma a representar as expectativas dos agentes para novas captações de recursos. Para alguns parâmetros do *CAPM* há dados de mercado que podem ser utilizados como indicadores das expectativas dos agentes. Por exemplo, a curva a termo de juros construída a partir dos títulos públicos do governo federal com diferentes prazos proporciona um bom indicador da expectativa do mercado quanto à taxa livre de risco futura. Também pode-se recorrer às projeções de inflação do Relatório Focus do Banco Central. Mas para os outros parâmetros a abordagem prospectiva é mais difícil: (i) o beta; (ii) o prêmio de risco de mercado; (iii) o prêmio de risco de crédito; e (iv) a estrutura de capital.

A definição com base em dados passados é mais simples e incontroversa. O problema é que esse “olhar para o passado” pode desalinhar-se das condições vigentes, causando graves problemas, principalmente em períodos de elevação das taxas de retorno exigidas pelos investidores.

A Aneel tem adotado a abordagem retrospectiva. O desenvolvimento de uma metodologia prospectiva é desafiador, mas é algo que o regulador deveria explorar, pois esta é a abordagem empregada pelos investidores quando avaliam onde aplicar os seus recursos.

5.3.3 PRAZO CONTEMPLADO

Outra questão controversa envolvida, seja qual for a abordagem temporal adotada (prospectiva ou retrospectiva), é a definição do horizonte a ser contemplado na definição do custo de capital.

Por um lado, seria conveniente contemplar um prazo equivalente à vida útil média dos ativos. Afinal, a decisão do investimento deve ser pautada pelo benefício e custo marginal esperados do investimento. Por outro lado, reconhece-se que a captação dos recursos não é, necessariamente, totalmente alinhada com o prazo de maturação dos investimentos. O financiamento de alguns ativos pode envolver várias captações, enquanto outros ativos podem ser financiados por captações com prazos que superam a sua vida útil.

A Aneel tem adotado diferentes prazos para o cômputo de cada parâmetro do *CAPM* e tem optado por fixar o custo de capital regulatório pelo prazo de três a cinco anos.

Com relação ao intervalo de tempo da amostra adotada para definir os parâmetros do modelo *CAPM* na abordagem retrospectiva, o dilema aparece em relação à contemporaneidade do dado e sua robustez. Deseja-se um parâmetro que reflita as condições atuais de captação de recursos, mas que também reflita as condições de médio prazo, de forma a ser relativamente estável e não se tornar desatualizado muito rapidamente.

Quanto ao prazo pelo qual o custo de capital regulatório é fixado, sabe-se que os contratos de concessão das respectivas concessionárias estipulam os prazos de cada revisão tarifária. Portanto, na prática, o custo de capital para cada concessionária é individualmente fixado pelo menos pelo prazo de seu respectivo ciclo tarifário. Nada impede, no entanto, que a Aneel revise anualmente o custo de capital regulatório a ser empregado nas revisões tarifárias ocorridas naquele ano.

O ideal seria alinhar a revisão do custo do capital regulatório à realidade do mercado financeiro. As revisões do custo de capital regulatório devem levar em conta o prazo médio dos financiamentos das empresas que, por sua vez, também devem ser pautados pela natureza dos investimentos (*i.e.*, a vida útil média dos ativos associados aos dispêndios de capital).

A revisão do custo de capital em intervalos inferiores aos prazos dos financiamentos pode acabar ampliando os riscos das empresas. Mas o prazo de revisão do custo de capital regulatório deve levar em conta não apenas o prazo dos financiamentos, mas também a sua composição. Se os financiamentos forem primordialmente pré-fixados, seja em termos nominais ou reais, a revisão do custo de capital regulatório mais frequente será prejudicial. Já se os financiamentos forem financiados a taxas variáveis, como ao CDI, por exemplo, a realização de revisões mais frequentes pode promover maior aderência ao custo de capital efetivamente incorrido.

5.3.4 RISCO DE MERCADO DAS DISTRIBUIDORAS

Um aspecto que tem abalado fortemente as distribuidoras nos últimos anos é o risco de contratação de energia para o atendimento futuro dos seus consumidores. No Ambiente de Contratação Regulada as distribuidoras são compelidas a contratar energia para o atendimento da demanda de seus consumidores com três a cinco anos de antecedência. Há uma margem de tolerância de cinco por cento mas, fora dessa margem, o risco de erros de previsão recai sobre as distribuidoras. Portanto, se a distribuidora contratar demais e configurar-se uma conjuntura de baixos preços no mercado de curto prazo, a distribuidora amargará prejuízos. O mesmo ocorre se a distribuidora contratar um montante insuficiente para atender à carga numa conjuntura de altos preços no mercado de curto prazo.

Esse é um risco do negócio de distribuição estabelecido no regime regulatório brasileiro que precisa ser levado em conta na determinação do seu custo de capital regulatório.

Evans e Guthrie (2006) demonstram, por meio de um modelo analítico, que, no contexto de regulação por incentivos com investimentos irreversíveis (*sunk costs*), é preciso adicionar um

prêmio de risco ao custo de capital quando se adota esse regime regulatório. Esse prêmio é função da volatilidade do crescimento da carga (que no seu modelo é representado com um processo de Wiener²²).

Atualmente, a Aneel não considera nenhum prêmio de risco para a gestão da contratação pelas distribuidoras. Ademais, estabelece o parâmetro beta com base num conjunto de empresas de energia elétrica dos Estados Unidos, muitos dos quais sujeitos a regimes regulatórios bastante diferentes do adotado no Brasil. É comum o emprego do repasse (pass-through charges) dos custos de contratação de energia elétrica nos Estados Unidos. Logo, o ajuste de risco da atividade de distribuição em relação à média do mercado também tende a ser subestimado.

É imperativo que a Aneel contemple esses dois aspectos na definição do custo de capital das distribuidoras, ou alternativamente, modifique a regulamentação para proporcionar formas de repassar o risco de contratação incorrida pelas distribuidoras.

5.3.5 DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA DE CAPITAL

Um dos temas que mais tem preocupado as agências reguladoras em diversas partes do mundo é a tendência de elevação do grau de alavancagem das empresas sujeitas à regulação tarifária ao longo do tempo, como no caso das empresas de distribuição no Brasil (seção 2.1.4).

Jenkinson (2006) aponta – no capítulo dedicado ao tema da regulação do custo de capital do *International Handbook of Economic Regulation* – que a tendência de elevação do grau de alavancagem das empresas (*i.e.*, aumento da participação do capital de terceiros na estrutura de capital das empresas) é um tema de preocupação entre reguladores de vários setores e países.

Dentro de cada ciclo tarifário as empresas conseguem baixar seu custo de financiamento aumentando a participação de capital de terceiros. A economia advém do benefício tributário, já que a empresa pode deduzir os gastos em pagamentos de juros de seus impostos.

No entanto, essa vantagem é zerada na próxima revisão tarifária, quando o regulador ajusta a estrutura de capital da empresa à nova composição do capital, repassando o menor custo de capital, pós-impostos, para o consumidor. No novo ciclo tarifário os gestores das empresas dispõem da oportunidade de ganhar (até a próxima revisão tarifária) com a elevação ainda maior do grau de endividamento.

Embora a dinâmica acima, ciclo após ciclo, possa proporcionar retornos maiores no curto e médio prazo, no longo prazo esse movimento prejudica a empresa, pois fragiliza os seus balanços e, no limite, pode ameaçar a financiabilidade da empresa.

O primeiro sintoma nesse processo de elevação do grau de alavancagem é o aumento do custo de captação de capital próprio, pois a maior alavancagem resulta em incremento da volatilidade do lucro da empresa, o que implica elevação do parâmetro beta. Isso materializa-se no mercado acionário pela desvalorização das ações, de forma que a expectativa de lucro da empresa, dado o preço corrente da ação no mercado, passa a oferecer um prêmio de risco maior para compensar a maior volatilidade de lucros.

O segundo sintoma surge quando a participação de capital próprio se aproxima do ponto em que se torna insuficiente para absorver toda volatilidade do fluxo de caixa de empresa. Neste ponto, o risco de insolvência da empresa se eleva, fazendo com que o custo de financiamento por terceiros também aumente.

A elevação do grau de alavancagem eleva os ganhos tributários, mas a partir de algum ponto os ganhos advindos do benefício tributário são mais que compensados pela elevação do custo de captação, tornando a prática contraproducente.

²² O processo de Wiener (também conhecido como movimento browniano) é um processo estocástico de tempo contínuo, cuja trajetória está sujeita a incrementos (ou decrementos) aleatórios, independentes, com valor esperado igual a zero e variância constante. Recebe este nome em homenagem ao matemático Norbert Wiener, que desenvolveu a 'teoria cibernética', na qual se descreve um fenômeno pela sua forma de transmissão.

Helm (2009) também aborda a questão do “dash-for-debt” (corrida ao endividamento), indicando que esta é uma das questões mais preocupantes dos setores sujeitos à regulação tarifária no Reino Unido. Além de comprometer a viabilidade das empresas no longo prazo, o autor destaca que a redução da proporção do capital próprio enfraquece o regime de regulação por incentivos:

“Sem acionistas há pouco incentivo para buscar uma eficiência maior, pois não há ninguém para capturar os ganhos dos lucros resultantes.”²³

O que fazer diante dessa tendência de crescente alavancagem das empresas reguladas?

Segundo Helm (2009), um caminho que tem sido tentado por alguns reguladores, mas sem sucesso, é a imposição de restrições sobre a distribuição de dividendos pela empresa. Embora essa política impeça (ou reduza) a retirada de capital da empresa pelos acionistas na forma de dividendos, ela não é eficaz para reter o capital próprio quando o retorno esperado do empreendimento permanece inferior às taxas de mercado. Nestes casos, apesar da retenção dos dividendos, a participação do capital próprio cairá em função da queda do valor de mercado das ações da empresa, como constatado no caso das empresas de saneamento do Reino Unido quando a Ofwat (órgão regulador de saneamento) restringiu o pagamento de dividendos.

Um caminho mais promissor seria a tomada de medidas que procurem proporcionar um retorno ao capital compatível com o risco envolvido. Isso eleva o custo do serviço para o consumidor, no curto e médio prazos, mas no longo prazo permite a recuperação da estrutura de capital da empresa para um nível mais adequado, no qual será possível reduzir o custo de captação.

A fim de reduzir o incentivo à elevação da alavancagem, Jenkinson (2006) aponta que uma das medidas adotadas por diversos reguladores tem sido a alteração de como os custos associados à tributação são incorporados à fórmula regulatória. Em vez de incorporar esses custos ao custo de capital regulatório, por meio do $WACC_{pré\ impostos}$, pode-se utilizar o $WACC_{real}$ (observado e após impostos), permitindo-se o repasse dos custos incorridos com a tributação. Isso mitiga o problema, já que os ganhos tributários da maior alavancagem seriam imediatamente repassados aos consumidores, eliminando-se os ganhos intra-ciclo tarifário apropriados pela empresa.

Embora a alavancagem crescente seja observada no segmento de distribuição, esta não é uma tendência generalizada. Em atividades que envolvem grandes investimentos (*lumpy investments*), é comum se recorrer a um alto nível de alavancagem quando se incorre em uma grande expansão, que é então seguida de uma gradual redução do grau de alavancagem ao longo do tempo. Isso é muito comum em atividades nas quais a estrutura de custos é composta primordialmente de dispêndios de capital, como no caso da transmissão e da geração de origem hidrelétrica, nuclear, eólica e solar. Neste caso, a variação do nível de alavancagem é fruto do estágio dos empreendimentos da empresa, fator que geralmente não é causa de grande preocupação (Sorge, 2004).

Seja qual for o caso, o importante no processo de definição do custo do capital regulatório é refletir a efetiva estrutura de capital das empresas. Como afirma Jenkinson (2006):

“... talvez a questão mais fundamental é se o regulador deve procurar influenciar a estrutura de capital. Afinal, se o custo de capital for definido num nível adequado, os investidores estarão dispostos a aportar capital e a escolha quanto ao nível de alavancagem pode ser deixada aos gestores da empresa. Como foi argumentado, haverá incentivos para a otimização da estrutura do capital (considerando a tributação, questões associadas ao problema principal-agente e outros fatores) desde que o custo de capital estabelecido nas revisões periódicas seja balizado pela estrutura de capital corrente. Essa postura *laissez faire* com relação à estrutura de capital tem sido adotada pela Comissão da Concorrência ao longo dos anos. Eu argumentaria que essa é uma postura louvável, e que reguladores devem evitar ser demasiadamente prescritivos quanto à estrutura de capital.”²⁴

23 Tradução livre de: “Without equity owners there is little incentive to outperform on efficiency. There is no one to capture the resulting rents.”

24 Tradução livre de: “[...] perhaps the most fundamental question is whether regulators should attempt to influence capital structure at all. After all, if the cost of capital is set at an appropriate level, then investors should be prepared to commit capital and the choice of capital structure could be left to the management of the company. As noted above, incentives to optimize the capital structure (in respect to taxation, addressing principal-agent concerns or other factors) would exist as long as the cost of capital was based at periodic reviews of the out-turn capital structure. This *laissez faire* attitude towards capital structures broadly conforms with the Competition Commission over the years. I would argue that there is much to commend in this general stance, and that regulators should avoid being too prescriptive about appropriate capital structures.”

6 COMO MELHORAR O FINANCIAMENTO

6.1 PROMOÇÃO DA ESTABILIDADE MACROECONÔMICA

O fator mais fundamental para o estabelecimento de um ambiente benigno para o financiamento é a estabilidade macroeconômica. Num ambiente mais previsível, as decisões de financiamento tornam-se menos arriscadas e possibilitam a redução dos prêmios exigidos pelos investidores, barateando o crédito.

A estabilidade também contribui para a otimização das captações de recursos da perspectiva do lado da demanda por recursos, permitindo aos gestores pautarem suas decisões de captações considerando primordialmente as necessidades de realização de dispêndios de capital da empresa, não tendo que preocupar-se tanto com as condições externas do mercado de capitais. Isso ajuda a racionalizar os investimentos, viabilizando uma expansão mais eficiente.

A seguir apresentam-se algumas medidas que contribuiriam para a promoção da estabilidade macroeconômica.

6.1.1 CONTENÇÃO DOS GASTOS DO GOVERNO

A chave para a promoção da estabilidade macroeconômica é o equilíbrio do orçamento do governo. Embora possa se admitir déficits (e superávits) temporários em função da conjuntura, o governo deve buscar um equilíbrio estrutural entre as receitas e despesas de forma a evitar a elevação do nível de endividamento do país em relação ao seu PIB.

Esse equilíbrio requer empenho do governo e dos legisladores para que haja parcimônia na assunção de despesas obrigatórias e vinculadas. As despesas obrigatórias são aquelas previstas em lei – ou na Constituição – tais como o pagamento de aposentadorias, pensões, salários de servidores e benefícios assistenciais. Já as despesas vinculadas são aquelas definidas como percentual fixo das receitas que devem ser destinadas a áreas específicas do orçamento, tais como saúde e educação.

Atualmente, cerca de 91,8% do Orçamento da União está comprometido com despesas obrigatórias e vinculadas, o que restringe severamente a capacidade de gestão do governo. Se nada for feito, projeções do Ministério do Planejamento indicam que essas despesas continuarão a crescer até 2022, quando abocanharão 100% das receitas da União.

6.1.2 REFORMA DA PREVIDÊNCIA

Dentre as rubricas que mais crescem entre as despesas obrigatórias está o Regime Geral da Previdência Social e da Lei Orgânica de Assistência Social, que responderam por 47,6% do Orçamento da União em 2017 e consumirão 76,9% dos recursos orçamentários em 2027 se não houver mudanças (O Globo, 04/09/2017).

Torna-se evidente que alterações constitucionais são necessárias para resguardar a sustentabilidade das finanças públicas, e a Reforma da Previdência é peça central nesse esforço. Embora a reforma em discussão no Congresso Nacional ajude a conter as despesas da previdência, o ideal seria substituir o atual regime de repartição (em que custo da aposentadoria dos aposentados atuais é custeado contemporaneamente pelas contribuições dos trabalhadores na ativa) para um regime capitalizado (em que as contribuições dos trabalhadores na ativa são destinados a um fundo para custear suas próprias aposentadorias no futuro).

Isso não apenas eliminaria os problemas decorrentes das mudanças no perfil demográfico, mas também fomentaria o aumento da taxa de poupança do país.

6.1.3 PRIVATIZAÇÕES

A privatização de estatais é outra forma de contenção de gastos ou de liberação de recursos públicos (geralmente ambos efeitos são percebidos), recursos que podem passar a ser aplicados em atividades prioritárias que não podem ser atendidas por agentes privados.

Além disso, a privatização tem o benefício de blindar a gestão dessas empresas de interferências políticas, possibilitando uma melhor governança corporativa.

6.1.4 REDUÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DO CRÉDITO DIRECIONADO

A redução das despesas do governo, combinada com a redução do crédito direcionado administrado pelo governo, reduziria o efeito *crowding out* descrito na seção 2.1.2, o que permitiria que uma parcela maior do mercado financeiro fosse intermediado de forma competitiva.

Isso elevaria a potência da política monetária, viabilizando a administração da economia com menores variações nas taxas de juros. No longo prazo, isso contribuiria para a redução não só das taxas de juros básicas do país, mas também para a redução dos *spreads* bancários (descrito na seção 2.2.1), diminuindo o custo do crédito para empresas e indivíduos.

6.1.5 FUNDO DE ESTABILIZAÇÃO

Outra iniciativa que pode contribuir para o equilíbrio da economia é o estabelecimento de ‘fundos de estabilização’. Esses fundos geralmente são criados para guardar parte dos ganhos associados à exploração de recursos naturais não renováveis para gerações futuras, como os recursos de encargos (ou royalties) cobrados de atividades extrativas.

O melhor exemplo desse tipo de fundo talvez seja o Fundo Soberano da Noruega, que é financiado com recursos da indústria de petróleo e gás. Estes fundos são governados por rígidos controles. Por exemplo, pode-se restringir resgates do fundo ao montante dos rendimentos obtidos das aplicações dos recursos, ou pode-se restringir a sua aplicação para investimentos com elevados retornos sociais.

Tais fundos contribuem para a formação de uma poupança de longo prazo e ajudam a suavizar os ciclos econômicos decorrentes das variações na produção e precificação das commodities.

6.1.6 ABERTURA DA ECONOMIA

Uma das fontes de instabilidade econômica do país advém do balanço de pagamentos. Não são infrequentes súbitas e agudas variações na taxa de câmbio do Brasil, ocasionadas principalmente pelo choque de expectativas quanto às perspectivas do país, que acabam levando a grandes ingressos ou retiradas de capital. Uma forma de reduzir essa volatilidade seria aumentando o grau de abertura da economia.

A participação da balança comercial (importações e exportações) no balanço de pagamento no Brasil é baixa quando comparada à de outros países. Isso significa que a taxa de câmbio é determinada primordialmente pela conta de capital (entradas e saídas de recursos financeiros). A balança comercial exerce um importante papel estabilizador nas contas externas pela ampliação das exportações e redução das importações quando o câmbio se desvaloriza, e vice-versa.

Portanto, uma forma para se promover maior estabilidade do câmbio seria reduzir as barreiras comerciais a fim de se fomentar a ampliação do volume de transações de comércio exterior (tanto importações como exportações).

6.2 MITIGAÇÃO DO RISCO REGULATÓRIO

Como visto na seção 2, nem todos os riscos percebidos pelo setor elétrico são derivados da macroeconomia. Há uma série de riscos de natureza institucional e regulatória que emergem dos próprios setores regulados. A eliminação ou redução desses riscos também contribuiria para a melhoria das condições de financiamento. A seguir são propostas algumas medidas que contribuiriam para a mitigação dos riscos regulatórios.

6.2.1 MELHORAR A GOVERNANÇA INSTITUCIONAL

O primeiro passo para mitigação do risco regulatório é a melhora da governança institucional do setor. Quando indagados sobre formas para aprimorar a governança institucional, os formuladores de políticas públicas geralmente pensam em medidas estruturais, tais como novas leis (tal como o Projeto de Lei das Agências – PL 6.621/2016 de origem do Senado, que atualmente tramita na Câmara dos Deputados) ou a reorganização de instituições.

Esse tipo de intervenção legislativa talvez ajude, mas seu êxito depende da forma como a lei é executada. Por exemplo, a Lei 9.427, de 1996, que instituiu a Aneel, prevê “mandatos não coincidentes de quatro anos” para seus diretores.

No entanto, a intempestividade da Presidência da República na nomeação de diretores, em administrações passadas, resultou em longos períodos de vacância do cargo, situação que gerou vazios administrativos e desordenou a intercalação dos mandatos.²⁵

A questão da qualificação dos diretores é outra. A legislação prevê que os diretores indicados pelo Presidente da República devem ser previamente aprovados pelo Senado Federal “por voto secreto, após arguição pública” (art. 5º da Lei 9.427 e alínea “f” do inciso III do art. 52 da Constituição Federal). Mecanismos existem, portanto, para zelar pela qualidade dos mandatários.

É na execução que surgem os problemas, pois de tempos em tempos há tanto a nomeação de profissionais sem as qualificações adequadas (formação acadêmica, experiência, senioridade e reputação ilibada) quanto a sabatina inadequada por parte do Senado, que não cumpre seu papel de barrar maus candidatos

Como mencionado na seção 2.1.4, a Lei de Licitações (Lei 8.666, de 1993) é exemplo de nossa cultura de procurar solucionar os problemas via normatização, o que alguns chamam de “legislatite”. O regramento demasiadamente detalhado acaba criando as suas próprias ineficiências e distorções, que por sua vez dão origem a novos problemas.

A solução não está necessariamente em maior normatização, mas na qualidade da execução (execução que respeita a lei ou a regra) e na disciplina do monitoramento (detecção sobre a qualidade da execução, com penalidades e recompensas).

6.2.2 ALTERAR O REGIME REGULATÓRIO PARA A PARCELA A

Um dos aspectos que tem sido mais problemático nos últimos anos é o tratamento regulatório dado aos custos não gerenciáveis pelas distribuidoras. A volatilidade dos custos de aquisição de energia elétrica e a variabilidade da carga têm impactado fortemente as finanças das distribuidoras.

Embora várias medidas tenham sido adotadas para mitigar o problema (tais como a adoção do regime de Bandeiras Tarifárias), aprimoramentos na regulação tarifária são necessários para proporcionar uma solução mais definitiva para o problema.

²⁵ Como o prazo do mandato dos diretores é contado a partir da data de sua posse no cargo, quando ocorre vacância do cargo os mandatos acabam sendo deslocados no tempo, desordenando a intercalação inicialmente estabelecida.

Há dois caminhos possíveis:

- aumentar a neutralidade do regime tarifário, prevendo um processo de repasse mais tempestivo desses custos para o consumidor; ou
- remunerar as distribuidoras pela assunção desse risco.

6.2.3 APRIMORAR O MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA

Problema semelhante ao descrito no item 6.2.2 ocorre no segmento de geração. As usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) têm, nos últimos anos, amargado grandes exposições ao Mercado de Curto Prazo por motivos outros que o risco hidrológico (despacho fora da ordem de mérito econômico, atrasos de usinas, queda da demanda, deslocamento por usinas contratadas como 'Energia de Reserva'...), mas que acabam sendo arcados pelos geradores hidrelétricos por meio do MRE.

Alguns avanços já foram alcançados, como a regulamentação do deslocamento da geração hidrelétrica pela 'geração fora da ordem de mérito' econômico, por restrições elétricas e pela importação líquida de energia, mas ainda há outros fatores, assim como o passivo acumulado nos últimos anos.

Esse imbróglio tem dado origem a dezenas de liminares que têm impedido a plena liquidação de diferenças no Mercado de Curto Prazo, resultando em passivos crescentes da ordem de bilhões de reais. Enquanto imperar a incerteza jurídica sobre a questão, o financiamento dessas empresas continuará prejudicado.

6.2.4 ASSEGURAR UM NÍVEL DE REMUNERAÇÃO DE CAPITAL ADEQUADO

Na seção 5.3 apresentou-se uma série de questões polêmicas quanto à aplicação do modelo *CAPM* para definição do custo de capital regulatório. Independentemente das discussões técnicas sobre o assunto, é importante que o regulador sempre mantenha um olhar sobre as condições financeiras das empresas reguladas. Esse é um dos papéis fundamentais do regulador: buscar, com base nos indicadores técnicos e quantitativos, a promoção de coerência global regulatória, atividade que extrapola algoritmos e equações, embora dependa das informações reveladas por esses últimos.

Quando se identifica uma deterioração generalizada das condições financeiras – como no caso do segmento de distribuição discutido na seção 2.2.3 –, é preciso tomar medidas para recompor a higidez econômica-financeira das empresas a fim de assegurar a sustentabilidade do setor.

6.2.5 PROMOVER A FLEXIBILIZAÇÃO DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

Outro aspecto que ajudaria a mitigar o risco de comercialização de energia elétrica seria a flexibilização da comercialização de energia. Atualmente, cerca de 70% da energia é comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), sob contratos de longuíssimo prazo (20 a 35 anos).

A atuação das distribuidoras (que são as únicas empresas que podem adquirir energia no ACR) é balizada por um conjunto de regras muito restritivo. Isso limita a liquidez do mercado. A fim de que o mercado possa lidar melhor com os choques que impactam o setor (condições climáticas, custos de combustíveis, alterações no padrão da demanda...), seria desejável aumentar a flexibilidade de contratação de energia pelas distribuidoras, proporcionando mais liberdade para que as distribuidoras possam comprar e revender energia entre si e com agentes do Ambiente de Contratação Livre, permitir a contratação por prazos menores e com condições diferenciadas em relação à indexação, definição de parcelas variáveis em contratos por disponibilidade etc.

A flexibilização não significa relaxamento da regulamentação. Um bom exemplo de movimento neste sentido foi a recente revisão da regulamentação pertinente à constituição de garantias. Previamente, a Aneel exigia anuência prévia para oferta de aval ou fiança para obtenção de

capital de terceiros numa série de situações (Resolução 532/2013), mas com a promulgação da Resolução 766/2017, passou-se a permitir a oferta de 'direitos emergentes'²⁶ em garantias, desde que respeitado o fluxo de caixa da concessão. Essa mudança resguarda a higidez financeira da concessão sem burocratizar o processo de gestão financeira da concessionária.

6.3 INOVAÇÕES NO MERCADO DE CAPITALIS

6.3.1 UTILIZAR O 'CRÉDITO DIRECIONADO' PARA ALAVANCAR O FINANCIAMENTO PRIVADO

Atualmente, o crédito direcionado gerido por provedores de crédito oficiais (como o BNDES, Caixa Econômica Federal, Banco do Brasil e os bancos regionais) geralmente provê grande parte do financiamento dos empreendimentos dos quais participam.

O financiamento da infraestrutura poderia ser ampliado se os recursos dessas entidades fossem direcionados a cobrir os itens de mais difícil financiamento, permitindo que os demais itens fossem financiados pelo setor privado.

Na seção 3.1.2 discutiu-se como o risco de crédito é especialmente elevado nas fases iniciais de implantação de grandes empreendimentos, o que torna esta fase especialmente difícil para obtenção de financiamento. Uma forma de alavancar os investimentos em infraestrutura seria concentrar o crédito direcionado apenas para o financiamento das fases iniciais desses projetos de infraestrutura.

Os financiamentos continuariam sendo concedidos em contratos de longo prazo, mas, uma vez superada a fase crítica de implantação do empreendimento, esses provedores de crédito oficiais promoveriam a securitização²⁷ dos seus recebíveis. Com isso antecipariam o recebimento de seus recursos, liberando-os para financiar novos projetos.

Outra forma de alavancar a participação do financiamento privado seria pela estruturação da dívida em tranches de risco distintas:

- uma tranche sênior, que teria '*rating*' de crédito elevado; e
- uma tranche subordinada, que absorveria os riscos residuais para os quais não há seguros.

Os provedores de crédito oficiais poderiam concentrar-se na oferta da tranche subordinada, deixando o setor privado ofertar a tranche sênior.

A adoção dos arranjos acima poderia ampliar o número de empreendimentos financiados (Wagner, Bertol e Murphy, 2014).

6.3.2 FOMENTAR O DESENVOLVIMENTO DO MERCADO SECUNDÁRIO DE DEBÊNTURES DE INFRAESTRUTURA

Um dos fatores que dificulta o financiamento da infraestrutura é a baixa liquidez dos seus valores mobiliários, como as debêntures. Essa dificuldade poderia ser mitigada se houvesse um mercado com alta liquidez para as debêntures.

Há várias medidas que poderiam ser tomadas para fomentar o mercado secundário de debêntures.

Em primeiro lugar, poder-se-ia expandir os benefícios tributários das debêntures de infraestrutura, atualmente concedidos apenas aos investidores individuais (pessoas físicas), para os investidores institucionais. Isso ampliaria a participação dessas instituições – fundos de pensão, bancos e fundos de investimentos em participações no mercado de debêntures –, o que

²⁶ Os 'direitos emergentes' incluem os direitos decorrentes de autorização ou contrato de concessão ou permissão, compreendendo os creditórios e os indenizatórios.

²⁷ A securitização consiste na conversão de títulos de dívida em títulos financeiros lastreados negociáveis no mercado de capitais. A securitização caracteriza-se como uma forma para estruturar e vender investimentos negociáveis de forma que seja distribuído entre diversos investidores um risco que normalmente seria absorvido por um só credor. Como isso, é possível transformar ativos relativamente não líquidos em títulos mobiliários de maior liquidez.

ampliaria substancialmente a participação de agentes sofisticados, facilitando substancialmente o desenvolvimento de um mercado secundário.

Em segundo lugar, o governo deveria exigir que, na emissão de novas debêntures, fosse constituído um 'Formador de Mercado' para garantir a liquidez do mercado secundário. O Formador de Mercado é um agente contratado para assegurar as ofertas de compra e de venda de um determinado ativo de forma regular e contínua, provendo assim tanto liquidez quanto frequência mínima de cotações de preço do ativo para o mercado.

Em terceiro lugar, poder-se-ia permitir que debêntures de infraestrutura fossem utilizadas como garantia nas câmaras de compensação. Por exemplo, a Bolsa de Valores de São Paulo aceita que os depósitos de garantia tomem a forma de 13 tipos de títulos (títulos do governo federal negociados no Brasil, ouro, ações, Certificados de depósito em ações, ADRs, certificados de depósito bancários, Letras de Crédito Imobiliário, Letras de Crédito do Agronegócio...), mas não aceita debêntures de infraestrutura. A aceitação das debêntures aumentaria o valor das debêntures para os investidores, o que ampliaria a sua aceitação.

6.3.3 PROMOVER MECANISMOS DE APOIO PARA A CAPTAÇÃO DE RECURSOS EXTERNOS

Como uma parcela significativa dos investimentos no Brasil é de origem externa, uma maneira de melhorar as condições de financiamento das empresas seria o estabelecimento de mecanismos que proporcionassem melhores condições para lidar com o risco cambial. Neste sentido, duas medidas poderiam ser adotadas.

A primeira medida seria oferecer um fluxo contínuo de *hedge* cambial de longo prazo. Devido à grande instabilidade histórica da taxa de câmbio no Brasil, a oferta de instrumentos de *hedge* tende a ser limitada e cara. Buscando aprimorar o mercado de *hedge*, o governo poderia adotar uma política de provisão constante de contratos de *hedge* de longo prazo.

Esses contratos poderiam ser ofertados por meio de leilões periódicos. Os contratos de *hedge* poderiam tomar várias formas: contrato a termo (*i.e.*, compromisso de venda da moeda estrangeira em data futura e valor pré-especificados), contrato futuro (*i.e.*, igual ao contrato a termo, mas onde a diferença entre a taxa atual e a taxa pactuada deve ser liquidada diariamente), opções de compra (*i.e.*, compromisso de venda da moeda estrangeira em data futura e valor pré-especificados somente se o comprador da opção assim o desejar), ou *swap* (*i.e.*, troca da variação da taxa de câmbio pela variação de outro ativo – tipicamente a taxa DI).

A segunda medida seria permitir que as empresas de energia pudessem ter uma parcela de suas tarifas ou contratos indexados à taxa de câmbio. Isso proporcionaria o repasse do risco cambial para o consumidor, protegendo a empresa desse risco. Essa nova alocação de risco tem o potencial de viabilizar uma redução substantiva do custo de financiamento das empresas que resultaria, na média, em uma queda do custo para os consumidores. A desvantagem é que em períodos de forte desvalorização do câmbio os consumidores estariam expostos à elevação de suas tarifas.

7 CONCLUSÃO

O financiamento é um aspecto central para o desenvolvimento econômico de uma nação. Sem financiamento, a provisão de serviços essenciais como a energia elétrica se torna muito difícil.

A atividade de financiamento é baseada na ciência da técnica e dos cálculos, mas também envolve a arte de gerir riscos. E a chave para gerir riscos é a prudência. Como dizia o economista Mario Henrique Simonsen: “O trapezista morre quando pensa que voa.”

Portanto, o caminho mais promissor para promover a ampliação e redução do custo de financiamento no longo prazo passa pela capacidade de avaliar, mitigar e suportar riscos.

Os investimentos em infraestrutura, por sua própria natureza, estão envolvidos em múltiplos riscos. Alguns desses riscos são diretamente relacionados à atividade, de forma que podem, em alguma medida, ser administrados pelas empresas.

Outros riscos, no entanto, decorrem de fatores externos – completamente fora do controle das empresas – para os quais cabe às empresas e seus investidores apenas se prevenir.

Sejam os riscos inerentes ou não à atividade econômica, controláveis ou não, as decisões de investimento e de financiamento precisam ser tomadas com clara consciência das exposições a que os empreendimentos estão submetidos.

As empresas podem contribuir para a financiabilidade mais eficaz e eficiente pela escolha das formas que compõem as fontes e modalidades de captação dos recursos necessários para conduzir as suas atividades. As formas de captação devem ser definidas levando em conta:

- o comportamento do fluxo de caixa da empresa;
- a alocação de riscos para os agentes mais aptos a gerenciá-los;
- a estrutura de incentivos proporcionados para os gestores, assim como para a promoção do monitoramento dos gestores; e
- o comportamento do risco ao longo do ciclo de vida do empreendimento.

No entanto, o Estado é o agente que mais pode atuar para aprimorar o financiamento no Brasil, sendo o primeiro passo simplesmente o de promover um ambiente macroeconômico estável e previsível.

Contribuições adicionais podem ser obtidas pelo fortalecimento das instituições, do aprimoramento do marco regulatório e, no caso das atividades com tarifas reguladas, por meio da definição do custo de capital regulatório em níveis adequados.

Além da promoção de ambientes macroeconômico e setorial mais estáveis e previsíveis, com o devido equilíbrio entre risco e retorno, há também algumas medidas direcionadas ao desenvolvimento do mercado de capitais que podem vir a ter impacto relevante sobre o financiamento.

Arregimentar recursos financeiros para fomentar o desenvolvimento econômico e social de um país é um desafio constante, mas altamente inspirador.

Afinal, financiar o investimento é um ato de fé num futuro melhor, com mais e melhores empregos, mais renda e melhor qualidade de vida para toda a população.

REFERÊNCIAS

- Akerlof, G. (1970). The Market for “Lemons”: Quality Uncertainty and the Market Mechanism. *Quarterly Journal of Economics* 84(3): 488-500.
- Banco Central (2001). Juros e spread bancário no Brasil: avaliação de 2 anos de projeto. Brasília: Banco Central do Brasil.
- Banco Central (2017). Competências em educação financeira: descrição de resultados da pesquisa da Rede Internacional de Educação Financeira adaptada e aplicada no Brasil. Série Cidadania Financeira – Estudos sobre Educação, Proteção e Inclusão no 5. Brasília: Banco Central do Brasil.
- Bernanke, B. (1993). Credit in the Macroeconomy. *Federal Reserve Bank of New York Quarterly Review*, Spring: 50-70.
- Camargos, M.; E. Coutinho; e E. Xavier (2015). Influência de variáveis macro e microeconômicas nas emissões primárias de empresas brasileiras. *Pretexto* 16(1): 69-83.
- Cemec/Ibmec (2017). Relatório Trimestral de Financiamento dos Investimentos no Brasil (Julho/2017). São Paulo: Cemec - Centro de Estudos do Mercado de Capitais do Ibmecc.
- Chan, C.; D. Forwood; H. Roper; e C. Sayers (2009). *Public Infrastructure Financing: An International Perspective*. Productivity Commission Staff Working Paper. Melbourne: Australian Government.
- Divino, J e A. Kornelius, (2015). Política Monetária e Compulsório em um Modelo DSGE com Fricções Financeiras. *Economia Aplicada* 19(4): 579-610.
- Evans, L; e G. Guthrie (2006). Incentive Regulation of Prices when Costs are Sunk. *Journal of Regulatory Economics* 29:239-264.
- Helm, D. (2009). Infrastructure investment, the cost of capital, and regulation: an assessment. *Oxford Review of Economic Policy* 25(3): 307-326.
- Jenkinson, T. (2006). “Regulation and the Cost of Capital” em Crew, M. e D. Parker (2006). *International Handbook on Economic Regulation*. Northampton: Edward Elgar Publishing.
- Jensen, M. e W. Meckling (1976). Theory of the Firm: Managerial Behavior, Agency Costs, and Ownership Structure. *Journal of Financial Economics* 3(4): 305-60.
- Modigliani, F. e M. Miller (1958). The Cost of Capital, Corporation Finance, and the Theory of Investment. *American Economic Review* 48(3): 261-297.
- Oliveira, C.; H. Tadeu; e J. Silva (2012). Inovações Financeiras e Determinantes do Investimento Privado. Belo Horizonte: Núcleo Bradesco de Inovação - Fundação Dom Cabral.
- Oreiro, J.; L. Paula; G. Silva e F. Ono (2006). Determinantes Macroeconômicos do Spread Bancário no Brasil: Teoria e Evidência Recente. *Economia Aplicada* 10(4): 609-634.
- Paula, L. e M. Pires (2007). “Determinantes Macroeconômicos do Spread Bancário: Uma Análise Preliminar para Economias Emergentes” in: Paula, L.; J. Oreiro (2007). *Sistema financeiro, uma análise do setor bancário brasileiro*. São Paulo: Campus.
- Preqin (2017). Private Equity & Venture Capital Repots. New York: Preqin.
- Raiser, M.; R. Clarke; P. Procee; C. Brinceño-Garmendia; E. Kikoni; J. Kizito; L. Viñuela. (2017). De Volta ao Planejamento: Como Preencher a Lacuna de Infraestrutura no Brasil em Tempos de Austeridade. Washington: The World Bank Group.

- Rocha, C. e J. Teixeira (1996). Complementaridade versus substituição entre investimento público e privado na economia brasileira: 1965-90. *Revista Brasileira de Economia* 50(3): 378-84.
- Saunders, A. E L. Schuamcher (2000). The determinants of bank interest rate margins: an international study. *Journal of International Money and Finance* 19: 813-832.
- Schwab, K.; X. Sala-i-Martin e R. Samans (2017). *The Global Competitiveness Report 2017-2018*. Genebra: World Economic Forum.
- Shleifer, A. e R. Vishney (1997). A survey of corporate governance. *The Journal of Finance* 52(2): 737-783.
- Sonaglio, C.; M. Braga; e A. Campos (2010). Investimento Público e Privado no Brasil: Evidências dos Efeitos *Crowding-In* e *Crowding-Out* no Período 1995-2006. *Revista Economia* 11(2): 383-401.
- Sorge, M. (2004). The nature of credit risk in project finance. *BIS Quaterly Review* 6: 91-101.
- Tirole, J. (2001). Corporate Govenance. *Econometrica* 69(1): 1-35.
- Wagner, M; G. Bertol e A. Murphy (2014). *Ampliando Investimentos Privados em Infraestrutura no Brasil*. São Paulo: Oliver Wyman.
- World Bank Group (2016a). *Doing Business 2016: Measuring Regulatory Quality and Efficiency*. Washington: The World Bank.
- World Bank Group (2016b). *Financial Viability of the Electricity Sector in Developing Countries: Recent Trends and Effectiveness of World Bank Interventions*. IEG Learning Group. Washington: The World Bank.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2018). *Financiamento do Setor Elétrico: Desafios e Novos Caminhos*. White Paper 20, São Paulo, 56 p.

Presidente: Claudio J. D. Sales
Diretor Executivo: Eduardo Müller Monteiro
Diretor, Assuntos Econômicos e Regulatórios: Richard Lee Hochstetler
Diretor, Sustentabilidade: Alexandre Uhlig
Pesquisa e Desenvolvimento: Patrícia Guardabassi
Cursos e Eventos: Melissa Oliveira
Engenheiro: Joaci Lima Oliveira
Engenheiro: João Cho
Economista: Fabrício Lóes
Assuntos Administrativos: Eliana Marcon
Secretária: Ingrid Santos

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



IMPOSTOS E
ENCARGOS



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE



OFERTA DE
ENERGIA



RENTABILIDADE



TARIFA E
REGULAÇÃO

ENDEREÇO

Rua Joaquim Floriano, 466
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
CEP 04534-004 • São Paulo • SP
Telefone: +55 (11) 3704-7733

www.acendebrasil.com.br