



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

**Alternativas de Financiamento para Projetos
Green Field no Setor Elétrico Brasileiro**

Maurício de Oliveira Abi-Chahin

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS

DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO

**Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos
Setores Energético e Mineral**

Rio de Janeiro, março de 2017.



Maurício de Oliveira Abi-Chahin

**Alternativas de Financiamento para Projetos *Green Field*
no Setor Elétrico Brasileiro**

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentada ao programa de pós-graduação lato sensu em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral.

Orientador: Leonardo Lima Gomes

Rio de Janeiro

Maio de 2017.

Resumo

Abi-Chahin, Maurício de Oliveira. Gomes, Leonardo Lima. Alternativas de Financiamento para Projetos Green Field no Setor Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro, 2017. 78 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Este trabalho tem por objetivo apresentar alternativas de financiamento de longo prazo para projetos *green field* nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica onde a principal fonte no Brasil tem sido o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Desde 2008 o Tesouro Nacional tem tido uma participação crescente e passou a ser a principal fonte de recursos do BNDES a partir de 2010. No entanto, o Estado brasileiro vem enfrentando dificuldades fiscais e fica cada vez mais escasso contar com essa fonte de recursos com condições atrativas para financiar investimentos em infraestrutura e no setor elétrico. As debêntures de infraestrutura criadas em 2011 com finalidade de diminuir a dependência de financiamento de bancos públicos e aumentar a participação da iniciativa privada como fonte complementar de *funding* tem tido boa aceitação do mercado no setor elétrico. Outras fontes devem ser buscadas, como de recursos externos, no entanto, nesse caso, deve-se estar atento aos riscos envolvidos como eventual impacto cambial para o consumidor ou para investidor

Palavras-chave

Financiamento, Investimento, Setor Elétrico Brasileiro, Projetos *green field*, BNDES.

Abstract

Abi-Chahin, Maurício de Oliveira. Gomes, Leonardo Lima. Funding Alternatives for Green Field Projects in the Brazilian Electric Sector. Rio de Janeiro, 2017. 78 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

This paper aims to present long-term financing alternatives for green field projects in the electricity generation and transmission segments where the main source in Brazil has been the National Bank for Economic and Social Development (BNDES). Since 2008 the National Treasury has had a growing participation and has become the main source of BNDES funds as of 2010. However, the Brazilian State has been facing fiscal difficulties and it is increasingly scarce to rely on this source of resources with conditions Investments in infrastructure and in the electricity sector. Infrastructure debentures created in 2011 to reduce dependence on public bank financing and increase private sector participation as a complementary source of funding have had good market acceptance in the electricity sector. Other sources should be sought, as well as external resources, however, in this case, one should be aware of the risks involved as a possible exchange rate impact for the consumer or for investors

Key-words

Financing, Investment, Brazilian Electricity Sector, Green field projects, BNDES.

Sumário

1	O Problema	1
1.1.	Introdução	2
1.2.	Objetivo Final	3
1.3.	Delimitação do Estudo	3
1.4.	Relevância do Estudo	3
2	Referencial Teórico	5
3	Histórico de financiamento de investimentos no setor elétrico e tipo de desenvolvimento econômico do país	26
4	Perspectivas de financiamento de investimentos no setor elétrico brasileiro para projetos <i>green field</i>	43
5	Conclusões e Recomendações	71
6	Bibliografia	75

Lista de gráficos

Gráfico 1: Fonte de Financiamento do setor elétrico 1953-1966.....	31
Gráfico 2: Capacidade de autofinanciamento (Recursos setoriais – Serviço da Dívida / Investimentos).....	34
Gráfico 3: Financiamento do BNDES para geração, transmissão e distribuição (aprovações de crédito em R\$ bilhões correntes).	40
Gráfico 4: Composição das fontes de recursos do BNDES (2006-2014).	45

Lista de Tabelas

Tabela 1: Evolução das políticas operacionais do BNDES.	41
Tabela 2: Emissão de Portarias do Ministério de Minas e Energia aprovando projetos de energia elétrica como prioritários para emissão de debêntures de infraestrutura.	51
Tabela 3: Emissão de debêntures de infraestrutura de energia elétrica – 2012 a 2016.	52
Tabela 4: Emissão de debêntures de infraestrutura – 2012 a 2013.	55
Tabela 5: Diferenças entre distribuição das debêntures por esforços amplos (ICVM 400) e por esforços restritos (ICVM 476).	57
Tabela 6: Estimativa de custos para emissão de debêntures com amplos esforços de distribuição.	58
Tabela 7: Emissões de Debêntures de Infraestrutura no setor de energia elétrica – 2012 a 2016.	62
Tabela 8: Participação de Perfil de Investidores na Aquisição de Debêntures de Infraestrutura no setor de energia elétrica – 2012 a 2016.	64
Tabela 9: Exemplos de gerenciamento de risco cambial em projetos de PPP...	69

1 O Problema

Os setores de infraestrutura de uma economia, inclusive o setor elétrico, caracterizam-se pela necessidade de financiamento de grandes montantes de recursos para fazer frente a seus investimentos com retornos a longo prazo.

A economia brasileira, assim como o próprio setor elétrico, tem enfrentado grandes dificuldades nos últimos anos em virtude da queda da economia, da arrecadação de tributos dos governos federal e estaduais, aumento da inflação e dos juros básicos da economia e empresas com maiores dificuldades de se financiar.

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) durante muito tempo tem sido a principal fonte de financiamento para projetos *green field* do setor elétrico brasileiro com taxas de juros atrativas e com pagamento de juros da dívida por longo prazo. Entretanto, face às dificuldades da economia brasileira, em especial do setor elétrico, as estatais têm encontrado mais dificuldades em usar recursos próprios para financiar seus investimentos e os recursos para financiamento da fonte BNDES diminuíram e tornaram-se mais caros.

Diante dessa situação, não é prudente, portanto, ainda concentrar o financiamento nessa fonte sendo desejável buscar diversificação com alternativas de financiamento de investimentos para projetos *green field* para o setor elétrico brasileiro. Reside nesse ponto a busca dessas alternativas de financiamento que conciliem taxas adequadas e

competitivas com pagamento em longo prazo, que permitam às empresas do setor obtê-las e de forma equilibrada diminuam os riscos aos financiadores.

1.1.Introdução

O setor de infraestrutura tem fundamental importância para o crescimento de um país em desenvolvimento, com demanda crescente, como o Brasil. Os investimentos nesse setor têm um efeito multiplicador do PIB da ordem de 2,5, o que significa que se houver um investimento de 1% do PIB em infraestrutura, o PIB aumentará em 2,5% (Luzio, 2015). Para tanto é necessário viabilizar as melhores condições para os financiamentos dos necessários investimentos nesse importante setor da economia.

O setor elétrico brasileiro, como importante parte da infraestrutura do país, é caracterizado por ser intensivo em capital, apresentar tendência de longo prazo de demanda de energia elétrica crescente e maturação de investimentos de longo prazo, devendo-se buscar formas atrativas e menos custosas para financiar a sua expansão.

Em particular, para investir em projetos *green field*¹ nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, normalmente é necessário um grande volume de recursos. As fontes desses recursos variaram ao longo da história do setor, muito influenciado pelo próprio tipo de desenvolvimento econômico do país. Diante disso, faz-se importante conhecer quais foram as principais formas de financiamento de investimentos no setor elétrico ao longo de sua história no Brasil e sob quais

¹ Projetos inteiramente novos, não se tratando de ampliação ou reforma.

condições poderiam ser oferecidas fontes de financiamento que ajudem a financiar projetos *green field* para expansão do setor elétrico e em benefício do país.

O objetivo deste trabalho é apresentar alternativas de financiamento de investimentos para projetos *green field* nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica que atualmente encontram-se muito concentradas no BNDES.

1.2.Objetivo Final

O objetivo final deste trabalho é apresentar alternativas de financiamento para projetos *green field* nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica que sejam complementares à fonte oriunda do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

1.3.Delimitação do Estudo

O objetivo deste trabalho é estudar e apresentar as alternativas de financiamento de investimentos no setor elétrico brasileiro, nos segmentos de geração e transmissão de energia elétrica, em projetos *green field*, que atualmente encontram-se muito concentrados em fontes do BNDES.

1.4.Relevância do Estudo

A contribuição e relevância deste estudo está fundamentado na necessidade de se buscar alternativas de financiamento para investimentos em projetos *green field* do setor elétrico além da fonte oriunda do BNDES. Essas fontes de financiamento serão fundamentais para atender a

demanda do setor e do país e deverão ser competitivas de modo a gerar o menor impacto tarifário possível.

2 Referencial Teórico

O objetivo deste capítulo é fornecer o conhecimento teórico necessário para entendimento do trabalho nos próximos capítulos onde o tema deste trabalho será mais aprofundado.

Investimento:

Investimento é a despesa em bens que representa aumento na capacidade produtiva da economia ou da empresa. Ele é um fluxo de capital novo na economia ou empresa que é acrescido ao Estoque de Capital. São exemplos de investimentos aquisição de máquinas e equipamentos, novas edificações que permitam à empresa produzir.

Fonte de Recursos para investir:

Para realizar os investimentos produtivos para uma empresa crescer ela precisará definir qual será a fonte de recursos para essa finalidade: utilização dos excedentes de caixa gerados pelas operações da empresa; utilização de capital próprio oriundo de seus acionistas; e utilização de recursos externos em longo prazo oriundos de financiamentos e empréstimos.

A fonte de recursos básica e primária de uma empresa é o fluxo de excedentes de caixa de operações de seus ativos operacionais. Assim, na medida em que as necessidades de financiamento são geradas por

recursos de seus acionistas, os excedentes de caixa são canalizados para esse grupo na forma de remuneração pelo investimento realizado.

Porém, se a empresa é financiada todo em parte por recursos de terceiros, o fluxo de caixa gerado por seus ativos será canalizado para o pagamento desses recursos, e eventual sobra será repassada para os proprietários. Nesse momento observa-se que a parte mais segura é repassada aos credores e a mais arriscada para os proprietários que recebem depois.

Para obtenção de fontes de financiamento de longo prazo, a empresa tem duas alternativas: capital de terceiros e capital próprio.

Capital Próprio:

O capital próprio é uma fonte de recurso fornecida pelos proprietários da empresa que apresenta as seguintes características:

- recurso de longo prazo, onde se espera que permaneça por prazo indeterminado;
- capital de terceiros tem ordem de prioridade sobre o capital próprio para fins de distribuição de resultados e de ativos, em caso de falência;
- capital próprio apresenta risco maior que de terceiros, o que induz o retorno do capital próprio ser maior como forma de atrair o proprietário a aportar seus recursos na empresa.

Há três fontes possíveis de recursos de capital próprio que compõem o Patrimônio Líquido do Balanço Patrimonial de uma empresa:

- lucros acumulados:

- ações preferenciais;
- ações ordinárias.

Os Lucros acumulados são lucros retidos, mas ainda não distribuídos aos acionistas. Assim, o Lucro Acumulado deveria ser remunerado a pelo menos o Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC)². Diante disso, os projetos que a empresa for investir esse recurso deve ter remuneração maior que o CMPC.

As Ações Preferenciais têm essa denominação pelo fato de terem prioridade na distribuição de lucros, na forma de dividendos, em relação às ordinárias e sobre ativos no caso de liquidação da empresa. Por outro lado, os possuidores desse tipo de ação não têm direito a voto.

Os dividendos são definidos pelo Conselho de Administração da empresa com base nos resultados obtidos no exercício anterior. No entanto, a Lei das Sociedades Anônimas, Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, estabelece que as empresas devem distribuir pelo menos 25% do lucro líquido, apurado em cada exercício social, aos detentores de ações preferenciais. Esse valor é definido no Estatuto Social da Sociedade Anônima de capital aberto.

² Em inglês, Weighted Average Cost Of Capital (WACC) que pode ser expresso na seguinte fórmula:

$$WACC = K_e [E/(D+E)] + K_d(1-t) [D/(D+E)]$$

onde:

K_e = Custo do Capital Próprio (Patrimônio Líquido);

K_d = Custo da Dívida (Capital de Terceiros);

$[E/(D+E)]$ = participação do Patrimônio Líquido no total do ativo;

$[D/(D+E)]$ = participação da dívida no total do ativo;

t = alíquota de imposto de renda

O cálculo do Lucro Líquido para obtenção do dividendo é obtido de acordo com a seguinte fórmula:

Lucro Líquido do exercício, deduzidos de prejuízos acumulados
(-) Reserva Legal
(-) reservas para contingência
(+) Reversão de reservas de contingências de exercícios anteriores
(-) Reservas de lucros a realizar
(+) Realização de reservas de lucros a realizar
= Lucro Líquido

As Ações Ordinárias dão a seus possuidores o poder de voto nas assembleias. Os possuidores desse tipo de ação são os verdadeiros donos na empresa e assim tendem a investir seus recursos nela.

As Sociedades Anônimas podem ser caracterizadas como Companhias Abertas ou Fechadas, e assim serão classificadas conforme os valores mobiliários de sua emissão estejam ou não admitidos à negociação no mercado de valores mobiliários. Assim, a Companhia Aberta é aquela empresa na qual possui ações cotadas em bolsa de valores, enquanto que na Companhia Fechada os recursos de capital são obtidos mediante a subscrição de ações pelos proprietários, com a intervenção de instituições financeiras.

Capital de Terceiros:

Se optar por obter recursos de terceiros faz-se necessário uma primeira distinção entre empréstimos e financiamentos.

O empréstimo bancário é um contrato entre o cliente e a instituição financeira pelo qual ele recebe uma quantia que deverá ser devolvida ao banco em prazo determinado, acrescida dos juros acertados. Os recursos obtidos no empréstimo não têm destinação específica (BACEN, 2017). Os empréstimos estão caracterizados pela aquisição de recurso em uma instituição financeira na qual cobrará da empresa a devolução do principal mais juros após um período determinado. A instituição financeira, à princípio, não sabe qual o destino do recurso solicitado, não há vinculação a um projeto e o mecanismo de segurança é um contrato celebrado entre a instituição financeira e a empresa. Portanto, o uso do valor concedido de empréstimo é livre, não vinculado e pode ser usado como o contratante desejar. Os empréstimos costumam ter maiores taxas de juros que o financiamento tendo em vista que se a empresa não pagar ao final o principal e juros acordados, a instituição financeira terá que cobrir o prejuízo a acionar o devedor na justiça.

- Recurso obtido da instituição financeira pode ser usado livremente pela empresa, não precisando identificar para a instituição financeira onde será aplicado.
- Não há garantias financeiras, devendo a instituição financeira cobrir o prejuízo em caso de inadimplência da empresa na devolução do principal mais juros contratados.
- Como não há garantias, maiores são os riscos e as taxas de juros.
- Menor burocracia tendo em vista que a instituição financeira só precisará realizar a análise de crédito da empresa e definir o montante máximo que poderá liberar.

- Recurso do empréstimo é liberado para o contratante que o utilizará como quiser.

O financiamento também advém de um contrato entre o cliente e a instituição financeira, mas com uma destinação específica dos recursos tomados, como, por exemplo, a aquisição de veículo ou bem imóvel. Geralmente o financiamento possui algum tipo de garantia como, por exemplo, alienação fiduciária ou hipoteca (BACEN, 2017a). O financiamento é caracterizado pela indicação do destino do recurso, e geralmente envolverá o bem comprado como garantia de que pagará a dívida. Assim, o financiamento envolve mais garantias e menores riscos para a instituição financeira, tendo, portanto, uma taxa de juros menor que de empréstimo.

- Recurso obtido da instituição financeira está vinculado à aquisição de um bem ou projeto, devendo ser definido o destino do recurso.
- Bem adquirido ou o próprio projeto vale como garantia em caso de inadimplência da empresa.
- Maiores garantias, menores riscos e taxas de juros.
- Maior burocracia na obtenção do financiamento tendo em vista necessidade de apresentação pela empresa de documentos como Balanço Patrimonial, DRE, dentre outros para análise do banco se concede ou não o crédito.
- Recurso do financiamento é entregue diretamente ao vendedor do bem desejado ou banco exige provas de que o recurso será aplicado conforme o projeto apresentado no momento da contratação.

A utilização de capital de terceiros na estrutura de capital da empresa é extremamente vantajosa, tendo em vista que:

- permite aumentar as condições da empresa se financiar além de recursos próprios, maximizando o retorno dos proprietários;
- normalmente, forma mais barata de financiamento de longo prazo que o capital próprio, devido à possibilidade de dedução dos juros na apuração do imposto de renda;
- reduz o CMPC, aumentando as alternativas de projetos para investir.

As fontes de financiamento de longo prazo de capital de terceiros:

As fontes de financiamento de longo prazo podem diferenciar quanto à origem dos recursos: internos ou externos.

Recursos de Fonte Interna:

Debêntures:

A debênture é um título emitido por uma Sociedade Anônima não-financeira de capital aberto ou fechado através de ofertas públicas registradas na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) no qual o emitente se compromete a pagar juros periodicamente e o resgate do principal ao término do prazo pactuado.

As debêntures são utilizadas para financiar projetos ou reestruturar dívidas da empresa, tendo como vantagens na captação de recursos a

diminuição do seu custo médio, o alongamento e a adequação do seu perfil e a diminuição significativa das garantias utilizadas.

Esses títulos dão aos seus detentores um direito de crédito sobre a companhia emissora e possuem características particulares de prazo e rentabilidade, sempre definidas em sua escritura de emissão. As escrituras são os documentos mais importantes das emissões de debêntures. Nelas, estão descritas todas as características do papel: valor nominal; indexador pelo qual o valor é atualizado; prazo; forma de cálculo; rentabilidade proposta pelo emissor; fluxo de pagamento; e condições que devem ser obedecidas pela companhia emissora ao longo da vida útil do ativo.

As debêntures podem variar suas características conforme a forma, à classe, à garantia e sua classificação.

As debêntures podem ser de duas formas:

- Nominativa: é aquela onde há emissão do certificado onde consta o nome do titular, e há o registro em livro próprio, sendo facultado à emissora contratar a escrituração e guarda dos livros de registro de emissão e transferências.
- Escritural: é também nominativa, mas nesse caso não há emissão de certificado e há a obrigação de contratação de instituição financeira responsável (instituição depositária). As debêntures são mantidas em contas de depósito, em nome de seus titulares.

As debêntures podem ser de três classes:

- Simples: não são conversíveis ou permutáveis em ações.
- Conversíveis: podem ser convertidas em ações de empresa emissora de acordo com regras previstas na escritura da emissão.

- Permutáveis: podem ser convertidas em ações de outra empresa, que não a companhia emissora, de acordo com regras definidas na escritura da emissão.

As debêntures podem ter quatro classificações de garantias:

- Real: garantidas por bens integrantes do ativo da companhia emissora ou de terceiros, sob a forma de hipoteca, penhor ou anticrese.
- Flutuante: assegura à debênture privilégio sobre o ativo da companhia emissora, não impedindo a negociação dos bens que compõem este ativo.
- Quirográfica: não oferecem aos títulos nenhum privilégio, concorrendo em igualdade de condições com os demais credores quirográficos da emissora.
- Subordinada: preferem somente aos acionistas da emissora no ativo remanescente, no caso de liquidação da companhia.

Por serem financiamentos de longo prazo, vendidos a vários credores, as debêntures necessitam, quando da sua emissão, do cumprimento de certos requisitos legais de forma a gerar um maior grau de proteção aos credores.

O primeiro requisito legal é a constituição de um contrato de onde são definidos todos os direitos, deveres, responsabilidades e condições das debêntures e o respectivo registro da emissão, e poderá estabelecer, inclusive, em quais projetos a companhia irá aplicar os recursos captados.

O segundo preceito legal é a constituição de um agente fiduciário. O agente fiduciário pode ser uma pessoa física ou jurídica, sendo de sua responsabilidade obter o cumprimento das cláusulas contratuais definidas no processo de emissão.

A venda de debêntures pode ser realizada através de colocações diretas junto a fundos de pensão, companhias de seguro ou grandes instituições financeiras ou através de ofertas públicas por meio de *brokers*.

A BMF&Bovespa (2017a) expôs em seu *site* as principais vantagens do produto, transcritas a seguir:

- Por se tratar de um investimento em renda fixa, o investidor tem a previsão do fluxo de caixa dos pagamentos de remuneração e amortizações do título.
- Rentabilidade atrativa quando comparada a outros produtos de renda fixa.
- Para a companhia emissora, as debêntures são uma forma de captação de recursos alternativa aos financiamentos bancários.
- É um título bastante flexível que viabiliza à empresa emissora estruturar operações de médio ou longo prazos de acordo com as suas necessidades de recursos, além de permitir o estabelecimento de diferentes características em termos de garantia, conversibilidade em ações, remuneração, repactuação ou mesmo de alteração de suas características pela denominada Assembleia Geral de Debenturistas (AGD). Repactuação é uma possibilidade de renegociar as condições acertadas com os debenturistas, de forma a adequar as características dos títulos às condições de mercado.

- Em geral, a debênture apresenta custos de captação menores para os emissores, especialmente em relação a empréstimos bancários de curto prazo.
- As empresas emissoras têm a vantagem dos pagamentos de juros serem deduzidos como despesas financeiras, ao contrário dos dividendos, que não são dedutíveis na apuração do resultado anual da empresa.
- A emissão de debêntures por uma companhia pode ser considerada um estágio preliminar a uma plena abertura de capital realizada por meio da emissão de ações, especialmente no caso de debêntures conversíveis.

Debêntures de Infraestrutura

A Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011 criou benefícios tributários para aplicações financeiras em instrumentos de mercado com objetivo de financiar investimentos em infraestrutura, importantes num cenário de necessidade de crescimento desses investimentos, como fonte alternativa e complementar ao principal oriundo do BNDES.

O incentivo tributário se dá por meio de redução do imposto de renda sobre os rendimentos dos investidores desses instrumentos de mercado, títulos privados de renda fixa, para investimentos em debêntures simples e cotas de investimentos.

Um desses instrumentos de mercado é a debênture simples de infraestrutura, cujos recursos visam financiar projetos de infraestrutura considerados prioritários pelos ministérios.

O artigo 1º da Lei nº 12.431/2011 criou incentivos tributários incluíram como alíquota zero de imposto de renda para rendimentos de debêntures simples adquiridas por investidores estrangeiros, cujos recursos tenham sido captados para serem alocados em projetos de investimento. O artigo 2º da mesma Lei criou as debêntures de infraestrutura, debêntures simples emitidas com vistas a implementar projetos em setores de infraestrutura considerados prioritários pelo governo. Para obter o benefício fiscal de que trata a referida Lei, as debêntures de infraestrutura precisam atender os seguintes requisitos:

- a. Ser objeto de oferta pública com esforços amplos (Instrução CVM 400/2003) ou restritos (Instrução CVM 476/2009) de distribuição;
- b. Ser emitida por Sociedades de Propósito Específico, Concessionárias, Permissionária, Autorizatória ou Arrendatária, constituídas sob a forma de sociedade por ações, para captar recursos com vistas em implementar projetos de investimento na área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, considerados como prioritários na forma regulamentada pelo Poder Executivo por projetos ou *holdings* controladoras de projetos dos setores de logística e transporte, mobilidade urbana, energia, telecomunicações, radiodifusão, saneamento básico e irrigação;
- c. Remuneração baseada em taxa de juros prefixada, vinculada ao índice de preços ou à taxa referencial;
- d. Prazo médio ponderado superior à quatro anos;

- e. Vedação à recompra do título por parte do emissor nos primeiros dois anos;
- f. Vedação à liquidação antecipada do título por meio de resgate ou pré-pagamento.

Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC)

Além das debêntures de infraestrutura, outros instrumentos financeiros também foram beneficiados pela Lei nº 12.431/2011 que são os Certificados de Recebíveis Imobiliários (CRI), as cotas de emissão de Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC), constituídos sob a forma de condomínio fechado, também relacionados à captação de recursos com vistas em implementar projetos de investimento na área de infraestrutura, ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, considerados como prioritários na forma regulamentada pelo Poder Executivo federal, os rendimentos auferidos por pessoas físicas ou jurídicas residentes ou domiciliadas no País. Entre esses, o que pode ter maior aplicação ao setor elétrico são as cotas de emissão de Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC).

O FIDC, segundo a BMF&Bovespa (2017b), é uma comunhão de recursos que destina parcela acima de 50% do seu respectivo patrimônio líquido para aplicações em direitos creditórios, e cabe ao administrador, uma instituição financeira específica, constituir o fundo e realizar o processo de captação de recursos junto aos investidores através da venda de cotas.

Os direitos creditórios que compõem a carteira de ativos de um FIDC são provenientes dos créditos que uma empresa tem a receber, permitindo à empresa, antecipar o recebimento destes recursos em troca de um taxa de desconto que, por outro lado, remunera os investidores do fundo. No setor elétrico, por exemplo, as geradoras no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) tem a receber das concessionárias de distribuição de energia elétrica que compraram energia em leilões regulados e assinaram contratos de compra e venda de energia elétrica.

Arrendamento Mercantil (ou Leasing)

O arrendamento mercantil (ou *leasing*) é uma operação na qual o arrendador (banco ou sociedade de arrendamento mercantil) adquire o bem escolhido pelo arrendatário (empresa). O arrendatário utiliza o bem escolhido durante o contrato mediante o pagamento de uma contraprestação

O arrendador é, portanto, o proprietário do bem, sendo que a posse e o usufruto, durante a vigência do contrato, são do arrendatário.

Tendo cumprido todas as obrigações contratuais, ao final do prazo do arrendamento o arrendatário terá o direito a três opções: comprar o bem, renovar o contrato ou devolver o bem à empresa de *leasing*.

O *leasing*, segundo o Banco Central do Brasil (2017b), não é considerado financiamento uma vez que o bem é arrendado ao arrendatário, e pode ser adquirido ou não por ele ao final do contrato. Nas operações de financiamento, o bem é sempre adquirido pela pessoa que contratou o financiamento.

Com relação à escolha do bem a responsabilidade é da arrendatária assim como a escolha do fornecedor e o preço negociado.

Há duas formas de operação de arrendamento mercantil que se diferenciam conforme as intenções da arrendatária no momento de contratar a operação:

- Arrendamento financeiro: operação na qual a arrendatária tem a intenção de ficar com o bem ao término do contrato, exercendo a opção de compra pelo valor contratualmente estabelecido. A arrendadora receberá da arrendatária a totalidade dos valores investidos no contrato de conformidade com o que foi estipulado. O risco da obsolescência e as despesas de manutenção, assistência técnica e serviços correlatos à operacionalidade do bem arrendado são de responsabilidade da arrendatária. O prazo mínimo de arrendamento é de dois anos para bens com vida útil de até cinco anos, e de três anos para os demais.
- Arrendamento operacional: operação na qual a arrendatária, a princípio, não tem a intenção de adquirir o bem ao final do contrato. Assim, após a utilização do bem pelo prazo estabelecido e cumpridas todas as suas obrigações a arrendatária poderá ao final do contrato ter as seguintes opções: devolver o bem à arrendadora, prorrogar o prazo do contrato ou exercer a opção de compra do bem pelo seu valor de mercado, à época de tal opção. A manutenção, a assistência técnica e os serviços correlatos à operacionalidade do bem arrendado podem ser de responsabilidade da arrendadora ou

da arrendatária, e conforme previsão contratual. O prazo mínimo é de 90 dias, e o máximo é de 75% da vida útil do bem arrendado.

Em ambas modalidades do *leasing*, financeiro ou operacional, elimina-se a necessidade de imobilizar recursos nos ativos, permitindo que tais recursos sejam canalizados para financiar o processo produtivo.

As três formas básicas de arrendamento financeiro são as seguintes:

- Arrendamento direto: arrendatária utiliza o bem comprado pela arrendadora especificamente sob sua encomenda.
- *Sale and leaseback*: consiste na venda pela arrendatária, de um bem de sua propriedade, a uma de *leasing* e a posterior realização de uma operação de arrendamento financeiro. É uma forma de refinanciamento de longo prazo de um bem de propriedade da arrendatária.
- *Leasing* imobiliário: operação restrita às pessoas jurídicas, uma vez que o imóvel objeto da transação, deverá destinar-se à atividade econômica da arrendatária.

A grande vantagem do arrendamento consiste na possibilidade de dedução da totalidade dos valores pagos como despesa operacional e não apenas dos juros como seria numa operação de empréstimo, fato que reduz substancialmente o valor do imposto de renda da empresa que utiliza essa operação (FGV, 2009).

De acordo com a FGV (2009), as vantagens e desvantagens do *Leasing* são as seguintes:

Vantagens

- Efeitos sobre os índices financeiros
 - Por não serem contabilizados como passivo, as obrigações de *leasing* não afetam os índices de endividamento e liquidez da empresa, mascarando dessa forma a real posição de endividamento da empresa. Com a natural evolução dos processos contábeis, esta característica de contabilização das operações de *leasing* deixou de existir.
- Depreciação efetiva de terrenos
 - A depreciação de terrenos não é permitida para efeito de imposto de renda. No entanto, ao realizar uma operação com imóveis na qual o valor do terreno está incluído, como a totalidade das prestações do arrendamento é dedutível, o efeito líquido é como se a arrendatária estivesse efetivamente depreciando o terreno.
- Maior liquidez
 - A possibilidade de utilização de operações de *leaseback* permite a empresa gerar liquidez a partir de ativos existentes em seu balanço.
- Financiamento total
 - Numa operação de *leasing* o valor do bem é integralmente utilizado no cálculo da operação, resultando na prática em um financiamento de 100% do valor do bem.
- Prazo para operação versus vida econômica do bem
 - O *leasing* permite uma melhor compatibilização do prazo da operação com o prazo do retorno do investimento do bem.

- Flexibilidade
 - Por ser a alternativa de financiamento de longo prazo com maior flexibilidade, pode moldar-se às necessidades específicas de cada empresa. Esquemas de pagamento e valor residual são totalmente flexíveis facilitando a adequação do fluxo de caixa da empresa às condições contratuais.

Desvantagem

- A taxa de juros utilizada no cálculo das contraprestações costuma ser maior que de uma operação normal de financiamento tendo em vista o maior grau de risco absorvido pela empresa de *leasing* devido ao prazo e incerteza associada ao valor futuro do bem ao término do contrato.

Recursos de Fonte Externa:

O setor de infraestrutura de qualquer economia necessita de altos montantes para financiar seus investimentos, especialmente no setor elétrico, e pode ser necessário contar alternativamente com fontes externas de financiamento.

As fontes externas de financiamento podem se vir por meio de agências internacionais provenientes de agências multilaterais.

As agências multilaterais tiveram início após a Conferência de Bretton Woods, em 1944 que resultou na criação do Fundo Monetário Internacional (FMI) e do Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), também conhecido como Banco Mundial, com missão de promover

uma cooperação econômica no período posterior à Segunda Guerra Mundial.

As agências multilaterais, compostas por diversos países membros, têm como principal missão promover o desenvolvimento econômico e social através do financiamento de projetos que julguem capazes de contribuir para a melhora da qualidade de vida da população mundial, e principalmente dos países membros. A fonte de recurso prove das contribuições dos países membros e da emissão de instrumentos de dívida de longo prazo.

As principais agências multilaterais são o BIRD, The International Development Association (IDA), The International American Development Bank (IDB), International Finance Corporation (IFC), European Investment Bank (EIB), European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), African Development Bank (ADB), Asian Development Bank (ADB), Cooperação Andina de Fomento (CAF), entre outros.

Project Finance

O *Project Finance* é um mecanismo de estruturação de financiamento a um projeto de investimento de capital economicamente separável (Sociedade de Propósito Específico – SPE), na qual os financiadores assumem que o fluxo de caixa a ser gerado e os ativos do projeto são as fontes primárias de pagamento e garantia do financiamento.

Os investidores devem constituir uma empresa independente para a implantação do projeto com objetivo de separar os resultados obtidos para que não haja contaminação com outros ativos, e segundo Carvalho (2013)

permitir que financiadores consigam identificar os riscos do projeto para tentar mitigá-los.

O *Project Finance* apresenta algumas diferenças em relação ao financiamento corporativo. Em um projeto convencional com financiamento corporativo:

- Os acionistas assumem todos os riscos do sucesso ou fracasso do projeto arcando com a totalidade dos lucros ou prejuízos;
- Os fornecedores, credores e compradores não têm nenhuma responsabilidade, nem comprometimento com o sucesso do projeto;
- Se o projeto não gerar fluxos de caixa suficientes para pagar suas contas eles executarão a cobrança judicial das dívidas inclusive pedindo a falência do projeto e executando as garantias fornecidas pelos acionistas.

Com relação à garantia de pagamento do financiamento, o *Project Finance* se baseia no fluxo de caixa e ativos do projeto, enquanto que no corporativo a concessão de crédito baseia-se em função do histórico do Balanço Patrimonial e reputação do tomador de crédito. No financiamento corporativo os acionistas assumem todos os riscos do sucesso ou fracasso do projeto, arcando com a totalidade dos lucros ou prejuízos. De acordo com Bonomi e Malvessi (2008) apud Carvalho (2013) a divisão de riscos para empresas privadas por meio da estrutura de financiamento de *Project Finance*, seus balanços patrimoniais não seriam onerados por esse endividamento, e cada participante teria a oportunidade de escolher a parcela de risco do empreendimento que lhe fosse mais importante.

Para Bonomi e Malvessi (2002) apud Faria (2003) o *Project Finance* representa uma evolução na forma de financiar projetos na medida em que o capital pode escolher com muita precisão a parcela de risco e o correspondente retorno que deseja assumir. Assim, o *Project Finance* exige uma engenharia financeira cuidadosa para que a distribuição dos riscos seja compatível com os retornos esperados por cada participante do projeto (patrocinadores, credores, compradores e fornecedores), e que esta divisão seja mutuamente aceitável por todos. O arranjo de garantias visa permitir a transferência de risco entre os participantes conforme a seguir:

- Os Investidores ou Patrocinadores assumem riscos operacionais e tecnológicos e uma parcela do risco econômico;
- Os fornecedores e clientes assumem riscos de mercado e os riscos tecnológicos próprios;
- Os investidores passivos geralmente são responsáveis pela maior parte do capital de um projeto, aceitam correr o risco de crédito, mas relutam em assumir riscos operacionais ou tecnológicos, ou outros que não sejam os de crédito; e
- Os credores assumem parte do risco econômico, mas geralmente não estão dispostos a assumir riscos tecnológicos.

3 Histórico de financiamento de investimentos no setor elétrico e tipo de desenvolvimento econômico do país

Esse capítulo aborda o histórico de investimentos e financiamentos no setor elétrico brasileiro. Isso se faz necessário para entender como se deu a expansão do setor, os desafios e soluções encontradas no passado para então buscar soluções diante do novo contexto e cenário atual para os novos desafios para financiamento de projetos *green field* no setor elétrico brasileiro.

O desenvolvimento do setor elétrico brasileiro foi influenciado pelas dimensões continentais do país e pelo enorme potencial hidrelétrico das bacias fluviais o que levava à construção de grandes usinas, à criação de um sistema interligado de transmissão de energia elétrica, aproveitando as economias de escala.

O grau e o perfil de investimentos no setor elétrico estão intimamente relacionados com o tipo de desenvolvimento econômico do país assim como com a conjuntura nacional e internacional como será possível observar em mais detalhes a seguir.

A implantação das primeiras usinas hidrelétricas no país, sobretudo no período entre 1879 e 1933, o governo manteve uma postura pouco intervencionista na economia e no setor elétrico, onde o poder concedente era o Estado e os concessionários, os investidores privados estrangeiros. De acordo com Esposito (2012), o setor elétrico brasileiro chegou aos anos

1930 com uma estrutura de capital predominantemente estrangeira e descentralizada o que representava cerca de 90% do setor.

Nesse período não havia legislação específica sobre a relação entre concessionários e os usuários dos serviços, ficando o poder público preocupado com a atração de capital externo e celebrar atos de concessão que preservasse os investimentos em moedas estrangeiras.

O Decreto nº 5.407, de dezembro de 1904, que regula o aproveitamento da força hidráulica para transformação em energia elétrica aplicada a serviços federais, estabeleceu regras para os contratos de concessão sem exclusividade, com prazo máximo de 90 anos, sendo todo o patrimônio constituído pelo concessionário revertido para a União ao final do período sem indenização alguma. Os contratos previam revisão de tarifas a cada cinco anos, entretanto, as concessionárias requeriam reajustes de tarifas automáticas em função das desvalorizações cambiais.

O período de 1934 a 1944 foi caracterizado pela aceleração do crescimento industrial e urbanização do país que fazia a demanda por energia elétrica crescer mais rapidamente que a capacidade de geração levando a uma situação de preocupação do Estado com a escassez de energia e pela promulgação do Código de Águas, em 1934, o primeiro grande marco do Setor Elétrico Brasileiro.

O Código de Águas procurou assegurar ao poder público a possibilidade de controlar com maior rigor as concessionárias de energia elétrica, diminuir o processo de concentração do setor elétrico pelos grupos

canadense Light e norte-americano Amforp³ ao proibir a aquisição de novas empresas de geração de eletricidade a respectivas concessões de aproveitamento de quedas d'água e aumentar a nacionalização das quedas d'água julgadas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar do país (Gomes, 2012).

No Código, dentre outras coisas, destacam-se:

- a) A distinção entre a propriedade do solo e da propriedade das quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica para efeito de exploração ou aproveitamento industrial, caracterizando as quedas como bens imóveis, distintos e não integrantes das terras em que encontram, consagrando o regime das autorizações e concessões para aproveitamentos hidrelétricos;
- b) As Concessões com prazo de 30, podendo chegar a 50 anos, em caso de realização de vultosos investimentos e obras a instalações, que ao final do prazo os aproveitamentos hidráulicos seriam revertidos ao Estado com ou sem indenização;
- c) A instituição do custo histórico na determinação da remuneração do investimento, muito criticada por alguns tendo em vista que representava prejuízo para as concessionárias brasileiras devido à inflação, e desestimulando novos investimentos.

Conforme analisa Faria (2003), o elevado grau de intervenção sobre o mercado produziu efeitos perversos inviabilizando investimentos, e a

³ A canadense Light atendia os dois principais mercados de distribuição do país, Rio de Janeiro e São Paulo, e chegou a ter 40% da capacidade instalada nacional de geração de energia. A norte-americana AMFORP era responsável pela redes de distribuição do interior de São Paulo e das cidades de Recife, Salvador, Natal, Maceió, Vitória, Niterói, Petrópolis, Belo Horizonte, Curitiba, Porto Alegre e Pelotas.

expansão do sistema elétrico, justamente no momento em que a demanda apresentava um crescimento superior ao da oferta.

O período de 1945 a 1963 foi caracterizado pela crescente atuação do Estado, como indutor do crescimento econômico, tanto pelo poder federal quanto pelos estados, principalmente investindo em setores de infraestrutura, como o setor elétrico, diminuindo as possibilidades de atuação dos investidores privados.

Ao longo da década de 50 e primeira metade da década de 60 houve uma organização institucional e financeira do setor elétrico brasileiro conforme destacou Faria (2003) para as seguintes questões:

- a) Definição de papéis e funções dos principais atores envolvidos não só na produção e distribuição de energia elétrica como também nos vultuosos negócios induzidos pelo setor elétrico;
- b) Padrão de financiamento do setor elétrico proporcionava uma baixa rentabilidade o que levava a diminuição do setor privado na atividade de geração;
- c) Criação de entidade federal responsável pelo planejamento de longo prazo do setor elétrico brasileiro com objetivo de garantir a sua expansão.

O Banco Mundial, criado em 1944, teve importante papel na concessão de crédito para financiamento de setores de infraestrutura na América Latina a partir da segunda metade da década de 50.

Em 1952, o governo brasileiro criou o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico – BNDE com a importante tarefa, dentre outras, de financiar o setor de energia elétrica caracterizado por ser

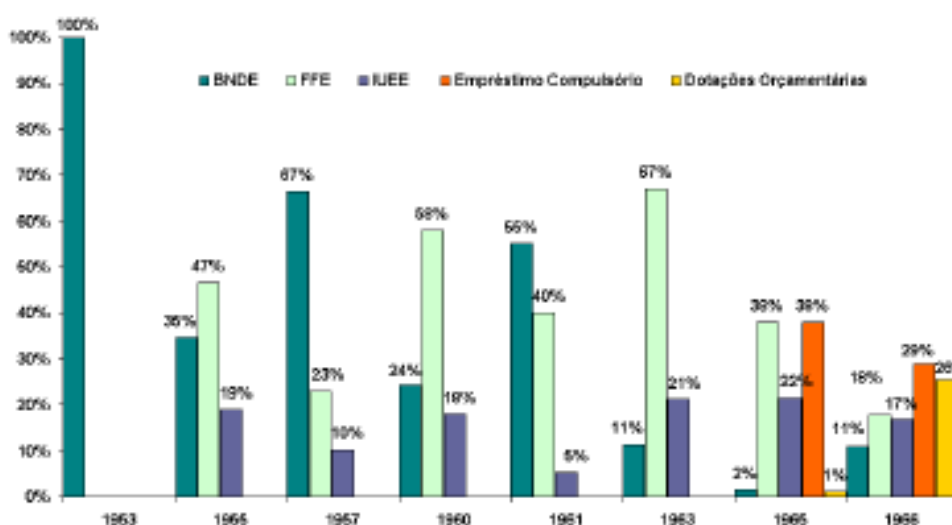
intensivo em capital, ter longa maturação e taxas de retorno limitadas. Foi também responsável pelo gerenciamento dos recursos do Fundo Federal de Eletrificação – FFE.

As fontes de financiamento de investimentos no setor elétrico brasileiro até a década de 60 eram as seguintes:

- a) Arrecadação tarifária: tarifas influenciadas por medidas intervencionistas e usadas para controle inflacionários prejudicavam essa fonte de financiamento pelas empresas para financiar novos investimentos;
- b) Aportes de capital: refere-se à disponibilidade de recursos de capital privado e do orçamento público, sendo a mais importante fonte de recursos no período;
- c) Imposto Único de Energia Elétrica – IUEE: criado em 1954, incidia a taxa de 30% sobre valores básicos das tarifas dos consumidores. Sessenta por cento do volume arrecadado era destinado para Estados e Municípios para manutenção e ampliação do fornecimento de energia elétrica, enquanto outros 40% eram destinados pelo governo federal para formação do Fundo Federal de Eletrificação – FFE;
- d) Linhas de crédito de instituições de fomento nacional (BNDE, FINAME, BNH e BNB, com destaque para os dois primeiros), privados nacionais e internacionais (BID e BIRD).

No Gráfico 1, a seguir, é possível observar a participação das fontes de financiamento no período de 1952 a 1964, com destaques para o BNDE

e o FFE. Segundo Faria (2003), o financiamento fiscal foi importante para o crescimento da capacidade de geração do setor elétrico, mesmo com estagnação dos investimentos privados, onde o setor público que respondia por cerca de 6,8% da capacidade instalada do país em 1952 passou a ter 42% em 1964, enquanto que o setor privado que representava 82,4% no início do período teve participação diminuída para 45,1%.



Fonte: Reichstul, H.P., apud Memória da Eletricidade, 2001.

Gráfico 1: Fonte de Financiamento do setor elétrico 1953-1966.

Gráfico 1: Fonte de financiamento do setor elétrico 1953-1966.

A partir da criação do Ministério das Minas e Energia, em 1960, com a função de planejar, coordenar e executar estudos hidrológicos em todo o país, assim como supervisionar, gerir e fiscalizar as concessões e gerenciar o aproveitamento de águas e dos serviços de eletricidade em todo território nacional, foi adotado um plano de ação para a questão do financiamento, com prioridade para a fonte hidráulica em detrimento das termelétricas, obtendo-se ganhos de escala e visando atender à demanda reprimida e o rápido crescimento da economia.

A criação da Eletrobras, em 1961, com a função de coordenação técnica, financeira e administrativa transformou a política financeira no setor elétrico brasileiro. A empresa ainda controlava quatro empresas federais: Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), a Furnas Centrais Elétricas S.A., Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul) e Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte).

A Eletrobras passou a administrar recursos fiscais federais vinculados anteriormente administrados pela BNDE e administrar recursos oriundos do Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, criado em 1964. Além disso, o FFE e todas as participações acionárias da União nas empresas de energia elétrica são transferidas para a Eletrobras. A Eletrobras era a principal financiadora setorial a partir dos recursos do FFE, RGR, Empréstimos Compulsórios aos consumidores e empréstimos externos.

No período entre 1964 e 1988, caracterizou-se pela forte presença do Estado, onde, de acordo com Faria (2003), cerca de metade dos recursos do setor eram oriundos de fonte fiscal e compulsória composta por dotações da União, dos Estados e Municípios, e por tributos e empréstimos vinculados ao setor como IUEE, Empréstimo Compulsório e RGR. Outras fontes relevantes de recursos nesse período eram a geração própria de recursos das empresas, e os empréstimos externos e internos.

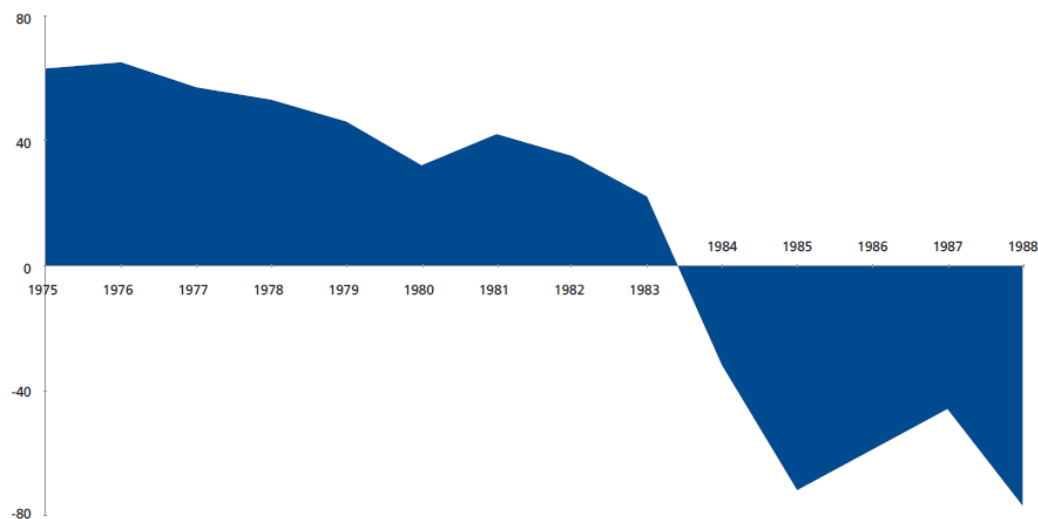
O autofinanciamento das empresas por meio da tarifa que por muito tempo foi prejudicado por políticas com objetivos políticos e sociais, tomou um novo rumo com a adoção da correção monetária (eliminação do princípio do custo histórico) e a política de realidade tarifária, aumentando

as tarifas no período de 1964 a 1967, em média, em 62,5%, enquanto a inflação era de 40%, propiciando condições às empresas para financiar seus investimentos. Em consequência disso, a base do IUEE e dos demais tributos formadores do FFE também se elevaram, aumentando as fontes de recursos para financiamento do setor elétrico brasileiro.

A fonte de recursos externos teve uma importante expansão a partir da década de 60 quando o governo implantou mecanismos com intuito de dar maior segurança aos investidores estrangeiros. Essa expansão dos investimentos com fonte de recursos externos a baixo custo de capital pode ser observada nos exemplos da construção da Usina Hidrelétrica de Itaipu e das usinas nucleares. Entretanto, a essa tendência se reverte a partir dos dois choques do petróleo de 1973 e 1979, quando os juros internacionais passam a aumentar e também as dívidas contraídas dos empréstimos tomados.

Como uma medida no sentido de conter o aumento da inflação, o governo passou a conter os reajustes das tarifas, deteriorando os balanços das concessionárias e prejudicando a capacidade de autofinanciamento delas.

Diante dessa situação o nível de investimentos sofre uma forte redução a partir de 1980 e o serviço da dívida aumenta consideravelmente como pode ser observado no Gráfico 2 a seguir.



Fonte: Araújo e Oliveira (2005).

Gráfico 2: Capacidade de autofinanciamento (Recursos setoriais – Serviço da Dívida / Investimentos).

Entre 1989 e 1996, inicia-se um novo período no setor elétrico brasileiro, caracterizado pela mudança do papel do Estado na economia, de Estado-Empresário para Estado-Regulador, e retomada dos investimentos por meio de concessões dos serviços públicos a empresas privadas, tendo em vista o esgotamento do modelo de financiamento estatal.

Esse período também teve importantes marcos legais como os seguintes:

- a) a Lei nº 8.031/1990 que cria o Programa Nacional de Desestatização – PND;
- b) a Lei nº 8.631/1993 que dá início à reestruturação do setor elétrico brasileiro ao eliminar o regime de equalização tarifária e a remuneração garantida, criando a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras de energia

elétrica, entre outras determinações que criam as bases para que as empresas fossem privatizadas;

- c) a Lei nº 8.987/1995, conhecida como a Lei Geral das Concessões, onde entre outras determinações exigiu a licitação para novas concessões e que os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro;
- d) a Lei nº 9.074/1995 que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos; e
- e) a Lei nº 9.427/1996 que institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, uma autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, para regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

Na década de 1990 o setor elétrico brasileiro encontrava-se sobrecarregado de dívidas financeiras e passivos cruzados setoriais acumulados nos balanços das concessionárias. Esposito (2012) exemplifica essa situação por meio do indicador dívida líquida/EBITDA. Ele mostrou que para uma amostra de 10 distribuidoras de energia elétrica com cotações de ações na bolsa de valores, a geração de caixa operacional anual para pagar suas dívidas seria da ordem de 25 anos, muito superior ao limite de solidez financeira de 2,5 anos considerado pelo mercado.

As privatizações de empresas federais e estaduais começaram a partir de 1995, sendo em sua maioria de distribuidoras de energia elétrica e a primeira a ser licitada foi a distribuidora de energia elétrica do Espírito

Santo, Escelsa, de controle federal. Após essa etapa do programa de privatizações, o segmento de distribuição de energia elétrica o setor privado representava 67% enquanto que nos segmentos de geração e transmissão apenas 32% e 11%, respectivamente.

O BNDES⁴, no âmbito do PND e do Programa de Reestruturação e Ajuste Fiscal de cada estado teve uma atuação como financiador no adiantamento de recursos aos estados decorrentes da privatização e financiamento aos adquirentes nos leilões de privatização.

Assim, de acordo com Esposito (2012), o papel do BNDES como financiador do setor elétrico brasileiro cresceu, sem, no entanto, diminuir o papel da Eletrobras que permanecia como gestora de alguns recursos setoriais, como a RGR, além de assumir outras atribuições, por meio da Lei nº 10.438/2002, como:

- a) o Programa de Universalização do Acesso (Programa Luz para Todos a partir de 2003), com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e pela RGR; e
- b) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), de fontes de geração à biomassa, energia eólica e pequenas centrais hidrelétricas – PCH.

Eletrobras e BNDES tornavam-se importantes agentes de fomento à expansão do setor, sendo que o primeiro se encarregava dos recursos

⁴ Passou a se chamar Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES a partir de 1982.

subvencionais, enquanto o segundo atenderia o financiamento de longo prazo para expansão da geração e transmissão.

Além das privatizações, a partir do lançamento do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB, em 1996, foi proposta uma reforma do setor que tinha os seguintes objetivos:

- a) Aumentar a eficiência do setor energético;
- b) Utilizar instrumentos de mercado e de sinais econômicos na promoção de uma melhor alocação de recursos na economia;
- c) Estimular a expansão do sistema através de uma maior participação da iniciativa privada; e
- d) Reduzir o endividamento público.

Houve uma reforma institucional com a criação de diversos órgãos e instrumentos como:

- a) O Mercado Atacadista de Energia (MAE);
- b) O Operador Nacional do Sistema (ONS);
- c) O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE);
- d) A desverticalização das empresas integradas (G/T/D);
- e) O livre acesso às instalações de transmissão e distribuição;
- f) A garantia de equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor;
- g) A negociação de grande parte da energia através de contratos bilaterais.

Em janeiro de 1999 a moeda brasileira, o Real, sofre forte desvalorização cambial, afetando o balanço, principalmente das

distribuidoras de energia elétrica pelas seguintes razões, conforme expôs Faria (2003):

- a) Descasamento da tarifa da energia adquirida de Itaipu cotada em dólar, e a tarifa de energia cobrada do consumidor, em real;
- b) Aumento dos custos de financiamento (passivo), acompanhado por uma perda de valor patrimonial no momento “ex-post”;
- c) Aumento dos custos de O&M, no caso das usinas termelétricas à gás natural.

Em janeiro de 2001, ocorreu a crise de oferta de energia elétrica, de acordo com Pires; Giambiagi e Sales apud Faria (2003), devido as seguintes causas:

- a) Esgotamento do modelo estatal, responsável pela expansão do setor desde os anos 1960;
- b) Falhas no planejamento da transição do modelo estatal para o privado;
- c) Problemas contratuais e regulatórios;
- d) Falta de coordenação entre os órgãos governamentais.

Como uma resposta do governo para a situação de escassez de energia elétrica, em maio de 2001, foi criada a Câmara de Gestão da Crise Energética – GCE que estava sob a coordenação do Ministro-Chefe da Casa Civil e contava com a participação de mais de cem técnicos de diferentes esferas do governo federal.

Após o período de racionamento e com a eleição do presidente Luiz Inácio Lula da Silva, com a edição das Leis nº 10.847/2004 e 10.848/2004

e do Decreto nº 5.163/2004, é instituído um novo modelo legal e institucional no setor elétrico, onde as principais medidas eram as seguintes:

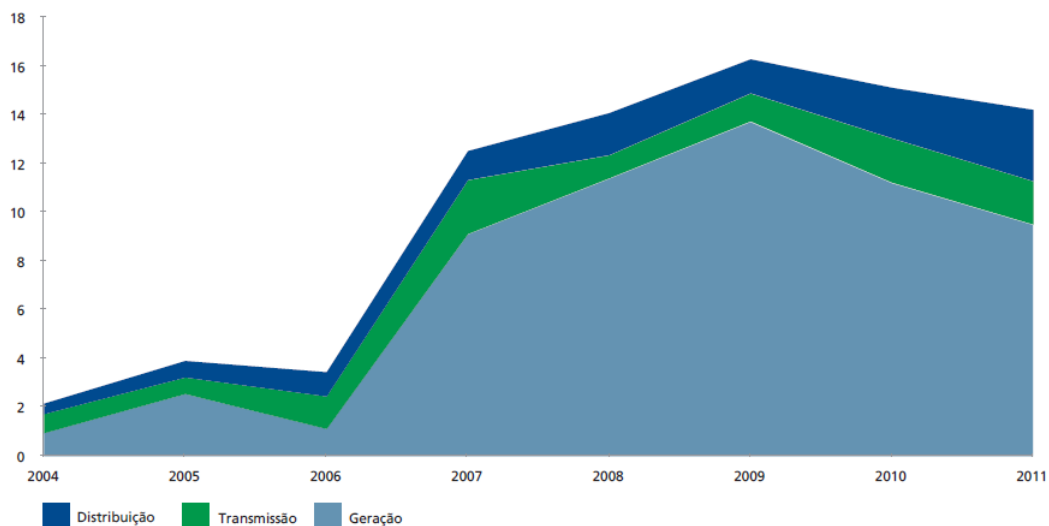
- a) Retirada do Sistema Eletrobras do PND;
- b) A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE substituiu o MAE;
- c) A criação da Empresa de Pesquisa Energética, subordinada ao Ministério de Minas e Energia;
- d) A retomada do planejamento da expansão setorial;
- e) Criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE;
- f) Criação de dois ambientes contratuais: o Ambiente de Contratação Regulado – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL.

No âmbito da comercialização de energia no ambiente regulado ocorreram mudanças significativas:

- a) Do lado da demanda, as distribuidoras seriam obrigadas a contratar energia em leilão por meio de um *pool*;
- b) Do lado da oferta, em favor da modicidade tarifária, os novos empreendimentos, principalmente os hidrelétricos, seriam selecionados por meio de leilão reverso, pela menor tarifa ao invés de ser escolhido pelo maior pagamento do Uso de Bem Público, e as usinas somente seriam licitadas após a obtenção da Licença Prévia Ambiental (LP).

Essas medidas reduziram os riscos para o investidor e criaram um ambiente favorável à expansão do segmento de geração de energia elétrica que a pouco se encontrava com racionamento.

O BNDES a partir de então passou a desempenhar importante papel na expansão do setor elétrico, como pode ser observado no Gráfico 3, a seguir:



Fonte: BNDES.

Gráfico 3: Financiamento do BNDES para geração, transmissão e distribuição (aprovações de crédito em R\$ bilhões correntes).

Para Esposito (2012), as modificações no marco regulatório foram fundamentais para a mitigação de riscos associados a projetos estruturados na modalidade *project finance* que consiste na segregação do fluxo de caixa e ativos em uma Sociedade de Propósito Específico – SPE, e especificação de riscos e arranjos contratuais que o mitiguem.

Segundo Siffert *et al* (2005) apud Esposito (2012), os riscos expostos para os novos empreendimentos de geração de energia no ACR são os seguintes:

- a) Exposição ao risco de mercado: os projetos têm garantia de fluxo de caixa ao assinar contratos de compra e venda de energia de longo prazo, com o conjunto das distribuidoras, sem sujeitar-se a variações de mercado;

- b) Exposição ao risco de crédito: o risco de crédito é pulverizado entre todas as distribuidoras compradoras do projeto de geração tendo em vista que a geradora vende para todas as distribuidoras que participaram do leilão;
- c) Exposição aos riscos institucionais: os empreendimentos de geração somente participam do leilão após obterem a Licença Prévia Ambiental, diminuindo o risco de paralisação da obra até a entrada em operação da central geradora.

Diante dessa situação de menor risco, o BNDES passou a reduzir os custos financeiros e alongamento dos prazos dos financiamentos, conforme pode ser observado na Tabela 1 a seguir, para o segmento de geração hidrelétrica.

Tabela 1: Evolução das políticas operacionais do BNDES.

Descrição	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2011	2012
PRAZO DE AMORTIZAÇÃO	Até 12 anos	Até 12 anos	Até 12 anos	Até 14 anos	Até 16 anos	Até 16 ou 20 anos	Até 16 ou 20 anos	Até 16 ou 20 anos
CUSTO FINANCEIRO	80% TJLP/ 20% cesta de moedas	80% TJLP/ 20% cesta de moedas	80% TJLP/ 20% IPCA	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP	100% TJLP
PARTICIPAÇÃO MÁXIMA DO BNDES (ITENS FINANCIÁVEIS)	70%	70%	80%	80%	85%	80%	70%	70%
ICSD MÍNIMO	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,20 ou 1,30	1,20 ou 1,30	1,20 ou 1,30
REMUNERAÇÃO BÁSICA (A)	2,5%	2,5%	2,5%	1,5%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%
RISCO DE CRÉDITO (B)	1,5%	1,5%	1,5%	0,8% a 1,8%	0,46% a 3,57%	0,46% a 3,57%	0,46% a 3,57%	0,40% a 4,18%
REMUNERAÇÃO TOTAL BNDES (A + B)	4,0%	4,0%	4,0%	2,3% a 3,3%	1,46% a 4,57%	1,36% a 4,47%	1,36% a 4,47%	1,3% a 5,08%

Fonte: Esposito (2003).

Entretanto, vale observar que o BNDES não só passou a financiar hidrelétricas, mas também outras fontes como PCH, usinas eólicas e

térmicas a biocombustível, se consolidando como o principal financiador do setor elétrico brasileiro.

O atual modelo de comercialização baseado em *project finance*, seja no segmento de geração no ACR ou no de transmissão, permite diminuir os riscos associados a implantação de novos projetos. No entanto, a captação de recursos de terceiros continua muito concentrada em fontes do BNDES.

Segundo Sobratema (2014) apud Pompemayer e Silva Filho (2016), a economia brasileira sozinha já tem uma carteira de projetos no setor de infraestrutura da ordem de mais de R\$ 1 trilhão a serem iniciados até o final da década.

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica necessitarão de cerca de R\$ 234,4 bilhões para realizar investimentos *green field*, sendo R\$ 164,9 bilhões em novas usinas e R\$ 69,4 bilhões em novas instalações de transmissão no período 2015-2024.

4 Perspectivas de financiamento de investimentos no setor elétrico brasileiro para projetos *green field*

Fonte BNDES

A maior parte do financiamento de projetos de infraestrutura no Brasil é proveniente de recursos do BNDES, com diversas vantagens em relação a outros financiamentos no mercado, como taxas de juros mais baixas, prazos e carências mais alongadas.

Entretanto, apesar da sua grande importância, o BNDES vem encontrando dificuldades para continuar atender à demanda de financiamentos de projetos de infraestrutura no Brasil por algumas razões explicadas por Silva Filho (2014), a seguir:

- a) Não há uma política de transferência gradual dos canais de financiamento dessas operações do setor público para o privado, podendo ocorrer até mesmo o contrário com o BNDES voltando o foco no financiamento de concessões e expansão dos serviços públicos;
 - b) As empresas ainda encontram maiores incentivos nas operações de crédito oferecidas pelo BNDES tendo em vista este ser capaz de concentrar os riscos de destas operações a um custo financeiro reduzido, além de outros benefícios aos tomadores de financiamento como carências estendidas e empréstimos-ponte.
- Entretanto, o BNDES enfrenta dificuldades para continuar essa política através de recursos no mercado, sendo obrigado a recorrer

- a aportes do Tesouro Nacional, e o governo brasileiro, por sua vez, continua a financiar a infraestrutura brasileira através de emissão de dívida pública que competem com vantagens superiores sobre os títulos privados pela captação de recursos nacionais e estrangeiros;
- c) A implementação das diretrizes do Acordo Basileia III que tem como objetivo reforçar o sistema financeiro após a crise financeira dos *subprimes* implicará na diminuição da oferta de crédito dos bancos privados às empresas e consequente aumento do custo financeiro;
- d) Participação do BNDES Participações S.A. em debêntures de infraestrutura e títulos securitizados aumentou, mas ainda encontra-se limitado a cerca de 20% do seu volume total de ativos. A maior parte de sua carteira está concentrada em ações onde o banco aguarda valorização para obter lucro e eventual venda de diversas dessas ações poderia afetar negativamente o mercado acionário do país. Assim, o BNDES, apesar de tentar fomentar o mercado de renda fixa, por meio do BNDESPAR, encontra dificuldades nesse sentido.

Diante do cenário de déficits primários e nominais, o governo federal teve de captar recursos no mercado financeiro a custos elevados e repassá-los ao setor privado com juros subsidiados por meio de suas instituições públicas de fomento como BNDES, Banco do Brasil e Caixa Econômica Federal, assumindo o prejuízo financeiro. O gráfico a seguir evidencia essa crescente dependência do BNDES de recursos de Tesouro Nacional.

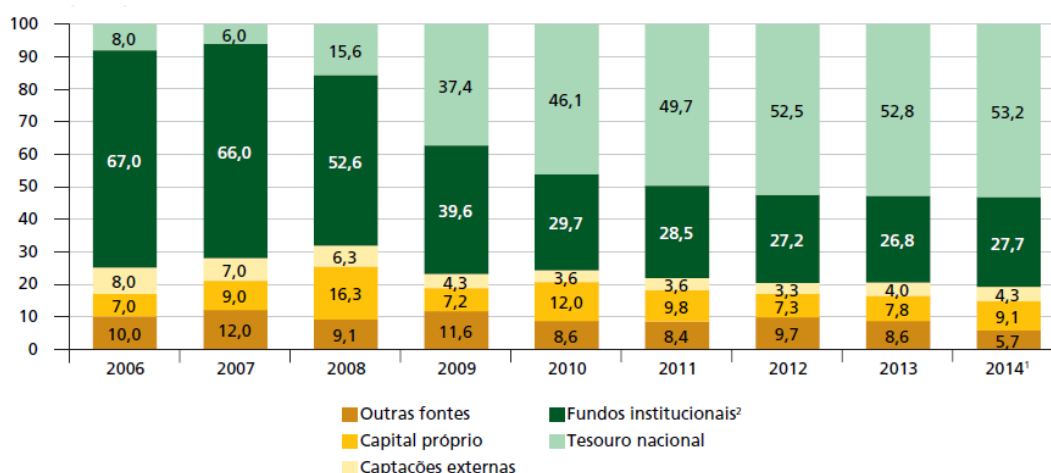


Gráfico 4: Composição das fontes de recursos do BNDES (2006-2014).

Sobre essa fonte recursos para financiamento de longo prazo para projetos de infraestrutura, Silva Filho (2014) conclui:

Portanto, ainda que se verifique no país o crescente esgotamento do atual modelo de financiamento de longo prazo baseado no crédito subsidiado do BNDES e em aportes do Tesouro nacional custeados pela emissão de dívida pública, **não há perspectivas para os próximos anos de uma mudança substancial na dependência em relação ao setor público.** (*grifos nossos*)

A partir de Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013), que dispôs sobre a prorrogação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, reduziu fortemente a capacidade de investimentos das estatais federais de geração pela redução das tarifas das concessões prorrogadas, seja pela não renovação de concessões estaduais que seriam licitadas. De acordo com Almeida (2014), “a entrada de recursos das indenizações está longe de compensar a perda de valor dos ativos do grupo

Eletrobras e a consequente redução da capacidade da empresa para se endividar para investir.”

O setor elétrico continua a depender de financiamento para expansão, entretanto, é necessário a entrada e novos atores e da capacidade do BNDES continuar a financiar a longo prazo projetos *green field* em condições favoráveis. Mas num contexto econômico de maiores dificuldades econômicas e fiscais, a capacidade do tesouro abastecer o BNDES para repassar o setor se reduzirá, e não é possível ainda contar com a capacidade de financiamento das empresas estatais ou privadas diante dessa situação.

O financiamento direto com bancos comerciais geralmente apresenta custos mais elevados que o BNDES e a capacidade de atender é limitada diante da grande demanda que existe no Brasil, segundo Edson Ogawa, chefe de *Projec Finance* em Energia do Banco Santander (Godoi, 2016).

Desde que o governo passou a enfrentar maiores dificuldades fiscais, a partir de 2009, os recursos de fonte do BNDES passaram a se tornar mais escassos, mais caros e exigentes, dificultando a financiabilidade de muitos projetos novos.

A partir de 31 de agosto de 2016 com a posse do presidente Michel Temer em lugar da presidente Dilma Rousseff que sofreu processo de *impeachment*, o novo governo passou a adotar políticas de contenção de despesas com objetivos de ajustar as contas públicas que se encontrava com déficits primários de R\$ 170 bilhões previsto no orçamento de 2016 e tentar atrair capital estrangeiro por meio de demonstração de austeridade fiscal e credibilidade. Os bancos públicos tinham menos recursos

disponíveis e as estatais passavam por dificuldades econômicas fruto de intervenções governamentais em políticas setoriais como a MP 579 que criou condições para a prorrogação das concessões de geração e de transmissão de energia elétrica que venciam entre 2012 e 2015.

Em setembro de 2016, o BNDES informou que estava revendo suas políticas operacionais como um todo, tentando atrair mais capital privado para financiar os projetos de longo prazo. A expectativa do banco é que o projeto dependa cada vez menos dos empréstimos ponte, de custos mais altos e normalmente usados nos primeiros anos de operação dos projetos, antes da liberação do financiamento do BNDES.

No mês seguinte, o BNDES divulgou as novas condições de financiamento para o setor elétrico brasileiro, com prioridade para projetos de fontes alternativas com alto retorno social e ambiental. Para projetos a energia solar, eficiência energética e iluminação pública, o banco aumentou o financiamento de 70% para 80%, à Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP. Para as demais fontes renováveis, como eólica, PCH, Biomassa e cogeração foi mantido o nível de participação de 70%. Para projetos de grandes hidrelétricas o financiamento foi reduzido de 70% para 50% à TJLP. Projetos térmicos a carvão e óleo não terão mais apoio para investimentos.

As condições gerais para todos os segmentos do setor de energia são as seguintes:

- a) Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD mínimo de 1,3 para geração e 1,5 para transmissão;

- b) Exigência de participação mínima de 20% de recursos próprios do investidor;
- c) *Spread* de 1,5% para todos os segmentos;
- d) Não haverá a concessão de empréstimos-ponte; e
- e) Possibilidade de o BNDES subscrever até 50% do valor das debêntures a serem emitidas pela tomadora do crédito.

Para projetos de leilões de transmissão de energia elétrica, o BNDES financiará a custo de mercado, ao invés de TJLP, porém com prazo mais longo (20 anos de amortização no sistema PRICE ao invés de 14 anos no sistema SAC) e participação de até 80% do financiamento total. Canazio (2016) informa que:

Segundo o BNDES, essa proposta abere espaço para emissão de debêntures de infraestrutura, cujos prazos de financiamento são de cerca de 10 anos. Nesse sentido, para estimular a emissão de debêntures, o valor do crédito do BNDES será calculado pelo Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) mínimo de 2,0 sendo que o limite de endividamento global (BNDES + outros credores) será dado pelo ICSD mínimo de 1,5.

Debêntures de Infraestrutura e demais títulos privados constantes da Lei nº 12.431/2011.

A partir de 2011, com a promulgação da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, uma nova fonte de recursos para financiamento de projetos de investimentos em infraestrutura, em especial no setor elétrico, vem sendo cada vez mais usada que são as debêntures incentivadas de infraestrutura. O art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, estabelece benefícios fiscais aos adquirentes de debêntures emitidas por Sociedade de Propósito Específico (SPE), concessionária, permissionária, autorizatória ou

arrendatária, ou por sociedades controladoras dessas pessoas jurídicas, constituída sob a forma de sociedade por ações para, entre outros fins, implementar projetos de investimentos em infraestrutura considerados como prioritários.

A Exposição de Motivos da Lei nº 12.431/2011 justificou a criação das debêntures de infraestrutura para diminuir a concentração de financiamento de longo prazo para projetos de infraestrutura sobre o BNDES e criar as bases para viabilizar o efetivo surgimento de um mercado de financiamento privado de longo prazo, conforme transcrito a seguir.

2. Tal medida faz-se necessária para viabilizar a construção de um mercado privado de financiamento de longo prazo. Importa destacar que embora seja louvável a constatação de que o Brasil apresenta boas perspectivas de crescimento econômico, é necessário reconhecer que a convalidação destas perspectivas demanda a **construção de uma nova base de financiamento para os projetos de maior maturação, o que perpassa pela maior participação da iniciativa privada como fonte complementar de *funding*.**

3. Para termos uma idéia do desafio que se apresenta, um estudo editado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, intitulado "O Brasil diante de um novo ciclo de investimento e crescimento econômico", apresenta uma perspectiva da necessidade de investimentos da ordem de R\$ 1.324,00 bilhões (um mil trezentos e vinte e quatro bilhões de reais) no período de 2010 a 2013.

4. É oportuno enfatizar que o **Governo e os bancos públicos, principalmente o BNDES, não podem continuar como promotores quase que exclusivos de tais recursos** vis-à-vis o risco de minarmos nossa capacidade de sustentação do crescimento. **Atualmente, quase noventa por cento da carteira de crédito com vencimento superior a cinco anos tem como lastro linhas oriundas de bancos públicos, sendo que só o BNDES é responsável por quase sessenta e dois por cento dessa carteira.**

5. O próprio mercado de capitais, que poderia atuar como fonte de *funding* complementar ao financiamento de tais projetos, apresenta uma captação primária não tão

expressiva, girando em torno de 2,5% (dois inteiros e cinco décimos por cento) a três por cento do Produto Interno Bruto - PIB, e com um mercado de títulos de dívida eminentemente concentrado em operações de curto e médio prazo e indexadas a índices de juros de curtíssimo prazo, como os Depósito Interbancário - DI e a taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC. Analisada uma amostra das emissões de debêntures oriundas de ofertas públicas e de letras financeiras, respectivamente, nos períodos de Janeiro de 2009 a Setembro de 2010 e de Abril de 2010 a Outubro de 2010, constata-se que apenas 6,54% (seis inteiros e cinquenta e quatro centésimos por cento) das emissões de debêntures apresentavam prazo superior a oito anos e não vinculação com o índice DI ou a taxa SELIC. No caso das letras financeiras, nenhuma das emissões analisadas apresentava prazo superior a oito anos.

6. Ou seja, urge que sejam adotadas **medidas que incentivem o efetivo surgimento de um mercado de financiamento privado de longo prazo, incentivo este que não deve estar focado apenas no barateamento ou no fomento a novas emissões, mas também no desenvolvimento do mercado secundário de negociação de tais títulos**. Pois, tão importante quanto a atratividade do mercado primário em termos de rentabilidade esperada e de segurança nas negociações é a factibilidade de eventual venda dos títulos adquiridos no mercado secundário, ou mesmo a possibilidade de acompanhamento da precificação de tais títulos; o que também requer a concretização de operações de compra e venda no mercado secundário.

7. Nesse sentido, esta Medida Provisória apresenta um conjunto de medidas que, complementadas por aquelas já adotadas ou em vias de serem adotadas pelo BNDES, pelo Conselho Monetário Nacional - CMN, pelo Banco Central do Brasil - BACEN e pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, **criará as bases para viabilizarmos o efetivo surgimento de um mercado de financiamento privado de longo prazo**.

O Decreto nº 7603, de 9 de novembro de 2011 regulamentou a Lei nº 12.431/2011 para que os Ministérios setoriais aprovassem como prioritários os projetos classificados em uma das categorias, onde encontra-se a de energia.

A partir da publicação da portaria de aprovação do projeto como prioritário, a Pessoa Jurídica titular do projeto, seja ela uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), concessionária, permissionária, autorizatória ou arrendatária, ou por sociedades controladoras dessas pessoas jurídicas, constituída sob a forma de sociedade por ações, poderá solicitar autorização da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) para emitir as debêntures de infraestrutura.

Entre 2012 e 2016 houve a publicação de 400 portarias do Ministério de Minas e Energia aprovando 378 projetos de geração, 22 de transmissão de energia elétrica como prioritários.

Tabela 2: Emissão de Portarias do Ministério de Minas e Energia aprovando projetos de energia elétrica como prioritários para emissão de debêntures de infraestrutura.

Setores	2012/2013		2014		2015		2016	
	Portarias (2012/13)	Investimento (R\$ milhões)	Portarias (2014)	Investimento (R\$ milhões)	Portarias (2015)	Investimento (R\$ milhões)	Portarias (2016)	Investimento (R\$ milhões)
Transmissão	12	5.010,90	2	592,00	4	429,50	4	418,40
Hidroelétricas	6	62.002,00	5	3.740,50	12	4.448,70	2	1.053,90
Termelétricas	5	4.123,90	1	1.111,10	3	5.075,50	2	3.246,30
PCHs	1	125,50	1	68,50	8	877,10	5	419,00
Eólica	60	5.637,30	81	7.982,50	131	11.577,10	55	4.266,30
Total	84	76.899,60	90	13.494,60	158	22.407,90	68	9.403,90

Fonte: Informativo Mensal de Infraestrutura – Dezembro/2016, da SEAE/Ministério da Fazenda.

Nesse mesmo período houve a emissão de 39 debêntures de infraestrutura, com volume de 6 bilhões de reais. A partir de 2010 houve aumento na quantidade de emissões de debêntures, apesar de uma redução contínua do valor médio desde seu início. A maior parte da distribuição das debêntures foi pela ICVM 476, representando cerca de 75% das emissões durante todo período. Das 39 emissões, a maior parte

foi para projetos de geração de energia elétrica (27), seguidos por transmissão (8), distribuição (3) e 1 para projetos de geração e transmissão. O valor médio das emissões é de cerca de R\$ 167 milhões para projetos de geração, R\$ 117 milhões para transmissão, R\$ 123 milhões para distribuição e R\$ 250 milhões para projetos de geração e transmissão.

Tabela 3: Emissão de debêntures de infraestrutura de energia elétrica – 2012 a 2016.

Ano	Quantidade	Quantidade conforme Distribuição	Valor (R\$ mil)	Quantidade por Segmento
2012	2	2-476	445,00	1G, 1T
2013	4	3-476, 1-400	889,00	2G, 2T
2014	10	8-476, 2-400	1.660,50	7G, 3T
2015	12	9-476, 3-400	1.755,15	11G, 1G/T
2016	11	7-476, 4-400	1.303,27	6G, 2T, 3D
Total	39	29-476, 10-400	6.052,92	27G, 8T, 3D, 1G/T

Nota: G=Geração; T=Transmissão; D=Distribuição.

De acordo com Pompemayer e Silva Filho (2016) o mercado de capitais no Brasil se concentra em contratos de curto prazo e indexadas à taxa de juros de curto prazo tornando a captação para empresas excessivamente onerosa e sujeita a um excessivo grau de volatilidade. Dessa forma, o financiamento por meio do mercado de capitais torne-se pouco atrativo, principalmente se comparado à alternativa oriunda de bancos públicos federais.

De acordo com Wajnberg (2014), desde a criação da Lei nº 12.431/2011 até dezembro de 2013 foram emitidas 14 debêntures de

infraestrutura (art. 2º) totalizando R\$ 5.116 bilhões de recursos para financiar projetos de investimento em infraestrutura.

Em junho de 2013, o governo brasileiro com o intuito de conter a valorização do dólar, retirou a cobrança do Imposto sobre Operações de Crédito, Câmbio e Seguros (IOF) para aplicações de investidores estrangeiros aumentando as vantagens das aplicações nos títulos públicos federais que já possuíam maior liquidez. Essa medida prejudicou atração de investidores estrangeiros para aquisição das debêntures de infraestrutura no âmbito do art. 1º da Lei nº 12.431/2011 (Wajnberg, 2014)

De acordo com Luzio (2015), desde a criação das debêntures incentivadas para infraestrutura foram emitidos somente R\$ 11 bilhões, o que é muito pouco frente às necessidades de financiamento do setor, enquanto que o BNDES desde 2008 teve aportes da ordem de R\$ 440 bilhões do Tesouro Nacional. Além disso, poucas financiavam projetos *greenfield*. Luzio (2015) continua sua argumentação identificando as dificuldades pelas quais é difícil contar com as debêntures incentivadas para financiar projetos de longo prazo:

Para piorar a perspectiva desta fonte alternativa de financiamento, poucos investidores estrangeiros quiserem comprar estes títulos. Por que? A maioria destas debêntures não tinham grau de investimento (ou seja, risco de qualidade), especialmente no tocante ao risco de implementação dos projetos. Os estrangeiros não conseguem dimensionar o risco de construção (atrasos nas obras, não performance de fornecedores,...), de obtenção das licenças apropriadas (em particular as licenças ambientais), etc. Em particular, a Operação Lava a Jato, trouxe a tona o risco de não performance de fornecedores (ex. construtoras, empresas de engenharia e fornecedores de equipamentos, os discos EPCistas).

Wajnberg (2014) avalia que, embora a Lei nº 12.431 tenha sido criada em junho de 2011, apenas com a implementação da Lei nº 12.715, de 17 de setembro de 2012 foi possível esclarecer algumas dúvidas e melhorias na lei de criação, que começaram a aumentar as emissões de debêntures de infraestrutura. Essa lei permitiu a emissão de debêntures de infraestrutura pelas *holdings* controladoras dos projetos de infraestrutura, a possibilidade de manutenção do tratamento tributário mesmo quando verificado o desenquadramento de projetos e a possibilidade de emissão de debêntures de infraestrutura por parte de concessionárias, permissionárias e autorizatárias de serviços públicos. Assim, conclui que apesar da criação há cerca 2,5 anos, só começou a ter efeito prático com maior volume de emissões de debêntures de infraestrutura há um ano e quatro meses.

Para uma avaliação mais acurada sobre o sucesso ou não do financiamento de investimentos por meio das debêntures de infraestrutura é importante analisar como foram realizadas as emissões, observando suas características, como fase dos projetos e garantias, prazos de vencimento e duração, quais foram os investidores/adquirentes, e a remuneração e spread sobre títulos públicos federais.

A fase dos projetos é um dos aspectos mais importantes para a emissão de debêntures. Há uma grande variedade na complexidade de projetos de infraestrutura, desde grandes Usinas Hidrelétricas até pequenas linhas de transmissão que pode influenciar no atraso da construção dos projetos, na entrada em operação, no fluxo de caixa a ser gerado pelo projeto e por fim, na sequência, dificulta o pagamento do

serviço da dívida dos titulares de emissões das debêntures para seus adquirentes.

Wajnberg (2014) analisou que até fim de 2013 somente cerca de 25% do volume emitido por emissões de debêntures de infraestrutura foi para projetos em construção, indo no sentido contrário ao que era proposto quando da sua criação, que fosse diminuísse a concentração de financiamento de longo prazo sobre o BNDES para projetos *green field*, portanto, em fase de construção. A partir dessa mesma base de dados, percebe-se que do setor elétrico, todos os projetos em construção eram do setor elétrico, e apenas um desse setor emitiu para projeto em operação.

Tabela 4: Emissão de debêntures de infraestrutura – 2012 a 2013.

Emissão	Data de emissão	Estágio do projeto/empresa	Data Estimada - finalização obras	Espécie	Volume (R\$ milhões)
Linhas de transmissão de Montes Claros	15/08/2012	Construção	15/06/2013	Garantia real	25
ALL Malha Norte	25/09/2012	Operação		Quirográfica	160
Autoban - quarta emissão	15/10/2012	Operação		Quirográfica	135
Cart	15/12/2012	Operação		Garantia real	380
Santo Antônio Energia	27/12/2012	Construção	15/11/2015	Garantia real	420
IE Madeira	18/03/2013	Construção	31/08/2013	Garantia real	350
Ecovias	15/04/2013	Operação		Quirográfica	881
Rodovias do Tietê	15/06/2013	Operação		Garantia real	1065
Norte Brasil Transmissora de Energia	15/09/2013	Construção	15/04/2014	Garantia real	200

Comgás	15/09/2012	Operação		Quirográfica	411,8
Autoban - quinta emissão	15/10/2013	Operação		Quirográfica	450
Jauru	15/05/2013	Operação		Garantia real	39
Odebrecht Transport S.A.	15/10/2013	Operação		Quirográfica	300
Termelétrica Pernambuco III	15/11/2013	Construção	31/11/13	Garantia real	300
Total					5.116,80
Volume emitido em projetos em construção					1.295,00
Volume emitido em projetos em operação					3.821,80
Setor elétrico					
Total					1.334,00
Volume emitido em projetos em construção					1.295,00
Volume emitido em projetos em operação					39,00

Fonte: Wajnberg (2014)

Quanto às garantias observam-se dois tipos: as emissões da espécie quirográfica e as de garantia real. No primeiro grupo, quirográfica⁵, todas se encontravam em estágio operacional, e, portanto, em estágio maduro, com estabilidade na geração de caixa e histórico comprovado de desempenho. No segundo grupo, observam-se projetos em fase de construção ou com histórico curto de desempenho, mas com garantias reais para os debenturistas. Essas garantias reais abrangem o penhor ou alienação fiduciária das ações da emissora assim como a cessão fiduciária

⁵ Não há segregação de bens da emissora para garantir os debenturistas em caso de inadimplemento das debêntures por parte da emissora.

dos direitos emergentes da concessão. Nesse sentido Wajnberg (2014) expõe:

Todas as emissões do segundo grupo contaram com compartilhamento de garantias com o BNDES, com exceção das emissões de Rodovias Tietê e Termelétrica Pernambuco III. Com o compartilhamento de garantias, em caso de inadimplemento e consequente necessidade de execução das garantias, o debenturista fica em situação de igual senioridade ao BNDES, tendo a mesma preferência de direitos sobre essas garantias que Banco.

Quanto aos prazos de vencimentos das emissões das debêntures enquadradas nos art. 2º da Lei nº 12.431/2011 observa-se prazos relativamente uniformes entre 5 e 17,52 anos, com maior concentração entre 10 e 12,5 anos e média ponderada por volume dos prazos de vencimento de 10,84 anos.

A aquisição das debêntures por investidores dependerá em parte da forma pela qual o emissor pretende realizar a oferta pública: esforços amplos de distribuição com base na Instrução Normativa da Comissão de Valores Mobiliários (ICVM) 400, de 29 de dezembro de 2003 ou esforços restritos de distribuição com base na ICVM 476, de 16 de janeiro de 2009. As principais diferenças encontram-se no quadro a seguir:

Tabela 5: Diferenças entre distribuição das debêntures por esforços amplos (ICVM 400) e por esforços restritos (ICVM 476).

	Esforços amplos de distribuição	Esforços restritos de distribuição
Instrução Normativa da CVM	ICVM 400	ICVM 476
Registro Prévio na CVM	Necessidade de Registro Prévio na CVM	Dispensa Registro Prévio na CVM
Investidores	Tratamento equitativo dos investidores. Divulgação ampla e	Somente pode ser apresentado a 50 investidores

	transparente de informações por meio de prospecto da oferta.	qualificados ⁶ , dos quais somente 20 poderão subscrever o valo ofertado.
Quanto ao emissor	Emissor deve ser de capital aberto.	Permitida emissão por empresa de capital fechado.
Estimativa de custos fixos para uma oferta de R\$ 100 milhões obtida por Wajnberg (2014) ⁷	Mais lento e mais oneroso. Custos Fixos de R\$ 606,9 mil.	Mais rápido e menos oneroso. Custos fixos de R\$ 204 mil.

Fonte: Wajnberg (2014)

O IBMEC (2017) estimou os custos totais de emissão de debêntures corporativas de companhias abertas por faixa de captação (ICVM 400), conforme quadro a seguir.

Tabela 6: Estimativa de custos para emissão de debêntures com amplos esforços de distribuição.

Faixa de captação (em R\$ milhões)	Até 50	De 50 a 100	De 100 a 200	De 200 a 500	De 500 a 1 bi	Mais de 1 bi
Frequência	6	22	34	76	22	7
Despesas	0,53%	0,34%	0,36%	0,21%	0,12%	0,06%
Comissões	0,71%	1,22%	0,78%	1,05%	0,84%	0,63%
Custos totais	1,23%	1,56%	1,14%	1,26%	0,96%	0,69%

Fonte: IBMEC (2017)

A princípio, com base nessas diferenças, houve uma preferência pela oferta com Esforços restritos de distribuição (ICVM 476). Porém, na amostra considerada por Wajnberg (2014), das 14 emissões de debêntures

⁶ São considerados investidores qualificados: (i) instituições financeiras; (ii) companhias seguradoras e sociedades de capitalização; (iii) entidades abertas e fechadas de previdência complementar; (iv) pessoas físicas ou jurídicas que subscrevam, no âmbito da oferta, valores mobiliários no montante mínimo de R\$ 1.000.000,00 e que, adicionalmente, atestem por escrito sua condição de investidor qualificado mediante termo próprio; (v) fundo de investimento, inclusive aqueles não destinados exclusivamente a investidores qualificados; (vi) administradores de carteira e consultores de valores mobiliários autorizados pela CVM, em relação a seus recursos próprios; e (viii) regimes próprios de previdência social instituídos pela União, pelos Estados, pelo Distrito Federal ou por Municípios.

⁷ Não inclusas comissões cobradas pelo banco coordenador das ofertas que costumam representar parcela relevante do custo total de uma oferta pública de debênture.

de infraestrutura, metade foi realizada com base na ICVM 400 e outra metade por meio da ICVM 476. Análise realizada por Wajnberg (2014) encontrou as seguintes explicações:

- Possível distribuição por meio de esforços restritos para Projetos em estágio de construção devido às dificuldades de análise por parte de investidores menos sofisticados;
- A distribuição por esforços restritos também foi a escolhida para emissões de menor porte tendo em vista o menor custo associado à emissão;
- Todos os emissores que adotaram a distribuição por esforços restritos eram empresas de capital fechado.

Mapeada a forma pela qual houve a distribuição, parte-se para análise de quais foram os investidores, os adquirentes dessas debêntures de infraestrutura. Assim, das informações disponíveis da amostra em estudo por Wajnberg (2014). Apenas 37,3% dos recursos captados foram comprados por pessoas físicas, e 4% por investidores estrangeiros. Wajnberg (2014) elenca algumas razões possíveis para esses números:

i. Limitações relacionadas às ofertas com esforços restritos de distribuição. Como mencionado, as ofertas com esforços restritos de colocação podem somente ser destinadas a investidores qualificados, impossibilitando a distribuição para investidores de varejo. Além disso, em ofertas de porte relevante, como Santo Antônio Energia (R\$ 420 milhões), Interligação Elétrica do Madeira (R\$ 350 milhões) ou mesmo Norte Brasil Transmissora de Energia (R\$ 200 milhões), a restrição de subscrição por apenas vinte investidores dificulta a participação de investidores pessoas físicas, tendo em vista o elevado ticket médio da oferta. No caso de Santo Antônio, por exemplo, o

investidor médio teria que investir R\$ 21 milhões no título, o que poderia ser considerado um ticket médio elevado.

ii. Investidores estrangeiros requerem remunerações superiores aos investidores domésticos. Além dos riscos do projeto precificados por todos os investidores, investidores estrangeiros que não têm exposição a títulos denominados em real também avaliam e precificam outros riscos, como o risco de uma eventual depreciação da moeda brasileira. Embora algumas ofertas tenham realizado esforço de vendas no exterior, como as ofertas de Rodovias do Tietê, Ecovias e Cart, a participação do investidor estrangeiro foi limitada, pois, para justificar a exposição a riscos superiores, esses investidores frequentemente precisam de taxas superiores aos investidores domésticos, tornando-os menos competitivos nos processos de bookbuilding.

iii. Alto apetite de investidores institucionais domésticos pelas emissões. Seja pelas remunerações atrativas das debêntures de infraestrutura, seja pela possibilidade de distribuição desses títulos por meio de fundos de investimento, investidores institucionais como bancos, gestores de recursos e fundos de pensão têm mostrado alto apetite e competitividade nos processos de bookbuilding, ganhando bastante espaço nas ofertas e, indiretamente, reduzindo a alocação final de investidores pessoas físicas.

O preço de emissão das debêntures tem como referência a diferença entre a remuneração da debênture e a taxa de um título público federal comparável. Da amostra estudada por Wajnberg (2014) observou-se que grande parte das emissões enquadra-se como grau de investimento (superior à BBB-). A variação do spread esteve entre 4,52% (emissão da Linhas de Transmissão Montes Claros) e -0,03% (Autoban – Quinta emissão). As emissões de debêntures de esforços amplos (para investidores pessoas físicas) teve menores spreads (em média 0,87%) que as emissões para esforços restritos (em média 2,24%). Vale ressaltar que o preço de oferta das debêntures depende das características do título e da oferta, do cenário econômico e da volatilidade do mercado no momento da precificação da debênture.

Wajnberg (2014) mencionou Grupo de Trabalho do BNDES que estimou necessidade de investimentos para o setor elétrico durante os anos 2014-2017 da ordem de R\$ 176 bilhões, sendo R\$ 106 bilhões para geração, R\$ 30 bilhões para transmissão e R\$ 40 bilhões para distribuição. Considerando que a participação de debêntures está entre 10% e 15% das fontes utilizadas para financiamento, estima-se valores de emissão das debêntures entre R\$ 17,60 bilhões e R\$ 26,40 bilhões.

Tendo em vista a dificuldade de se manter a política de financiamento muito concentrada sobre o BNDES, o governo federal vem buscando retirar o Banco da função exclusiva de prestador para atuar como facilitador do financiamento privado ao setor de infraestrutura. Diante disso, o governo lançou política de financiamento de projetos de infraestrutura que condiciona o acesso a um maior volume de crédito subsidiado do BNDES à emissão de debêntures de infraestrutura (Pompermayer e Silva Filho, 2016).

A tabela a seguir mostra as características das emissões das debêntures de infraestrutura no setor elétrico entre os anos de 2012 e 2016. Dessa tabela observamos o seguinte:

- 39 emissões de debêntures, sendo 27 para projetos de geração, 8 para projetos de transmissão, 3 para projetos de distribuição e 1 para projeto de geração e transmissão;
- 19 emissões para projetos de geração por meio da ICVM 476, 8 pela ICVM 400, 7 projetos de transmissão pela ICVM 476, 2

projetos de distribuição pela ICVM 400 e 1 pela ICVM 476, e 1 projeto de geração e transmissão pela ICVM 476; e

- O maior volume de emissões foi para projetos de geração maior parte da ordem de R\$ 4,5 bilhões, com valor médio de R\$ 166 milhões.

Tabela 7: Emissões de Debêntures de Infraestrutura no setor de energia elétrica – 2012 a 2016.

Titular	Data de Emissão	Distribuição	Volume Emitido (Milhões)	Prazo (anos)	Duration	Yield (%)	Sector	Rating
Linhas de Transmissão Montes Claros	15/08/2012	ICVM 476	25	17	9,4	IPCA+8,75%	T	N/D
Santo Antônio Energia	27/12/2012	ICVM 476	420	10	6,8	IPCA+6,20%	G	AA+
Interligação Elétrica do Madeira	18/03/2013	ICVM 476	350	12	6,2	IPCA+5,50%	T	N/D
Jauru Transmissora de Energia	15/06/2013	ICVM 476	39	18	8,4	IPCA+8,00%	T	AA-
Norte Brasil Energia	15/09/2013	ICVM 476	200	13	7,1	IPCA+7,15%	G	AA+
Termelétrica Pernambuco	15/11/2013	ICVM 400	300	12	5,0	IPCA+9,11%	G	AA+
Santo Antônio Energia	15/04/2014	ICVM 400	700	8	5,6	IPCA+7,05%	G	
CPFL Transmissão Piracicaba	28/04/2014	ICVM 476	70	5	4,5	IPCA+5,86%	T	N/D
Ferreira Gomes Energia S.A.	15/06/2014	ICVM 400	210,9	13	8,1	IPCA+6,47%	G	AA+
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	15/09/2014	ICVM 476	77,6	14	8,1	IPCA+6,80%	T	AA+
Santa Vitória do Palmar Holding	15/09/2014	ICVM 476	90	14	8,2	IPCA+7,94%	G	N/D
Renova Eólica Série 1	15/11/2014	ICVM 476	73	11	5,4	IPCA+7,60%	G	AA-
Renova Eólica Série 2	15/11/2014	ICVM 476	73	11	5,5	IPCA+7,87%	G	
Tractebel Energia	15/12/2014	ICVM 476	165	10	7,09	IPCA+6,30%	G	AAA
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão	15/12/2014	ICVM 476	156,5	16	4,4	IPCA+7,27%	G	AA
Linhas de Taubaté Transmissora de Energia S.A.	15/12/2014	ICVM 476	44,5	15	7,9	IPCA+7,88%	T	AA+
ALUPAR Investimentos S.A.	15/04/2015	ICVM 476	250	6	4,6	IPCA+7,33%	G/T	AA+
Geradora Eólica Bons Ventos da Serra S.A.	15/06/2015	ICVM 476	10,3	11	7,35	IPCA+9,43%	G	brBBB
Ventos de São Tomé Holding S.A.	15/07/2015	ICVM 476	89	13	6,3	IPCA+8,86%	G	AA
Chapada do Piauí I Holding S.A.	15/08/2015	ICVM 476	100	14	7,9	IPCA+9,22%	G	AA

EDP Energias do Brasil S.A.	15/09/2015	ICVM 400	179,89	6	4,1	IPCA+8,32%	G	Aa3
EDP Energias do Brasil S.A.	15/09/2015	ICVM 400	48,1	9	5,9	IPCA+8,26%	G	Aa3
Ventos de São Tito Holding S.A.	15/09/2015	ICVM 476	111	13	5,5	IPCA+9,24%	G	AA
NC Energia S.A.	01/10/2015	ICVM 476	31,6	15	5,7	IPCA+7,89%	G	A
Centrais Eólicas Caetité S.A.	15/10/2015	ICVM 476	33,5	13	6,2	IPCA+9,31%	G	AA-
AES Tietê S.A.	15/12/2015	ICVM 400	301,76	5	4,26	IPCA+8,43%	G	AA
Voltaia São Miguel do Gostoso Participações S.A.	08/03/2016	ICVM 476	57	13	5,5	IPCA+8,19%	G	A+
EDP Energias do Brasil S.A.	23/03/2016	ICVM 476	250	6	4,5	IPCA+8,34%	G	A
Engie Brasil Energia S.A.	15/07/2015	ICVM 476	246,6	7	5	IPCA+6,26%	G	AAA
Engie Brasil Energia S.A.	15/07/2015	ICVM 476	353,4	10	5	IPCA+6,25%	G	AAA
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	15/07/2016	ICVM 476	148,27	5	4,4	IPCA+6,04%	T	AA+
TP Norte Energia S.A.	15/05/2016	ICVM 476	180	13	4,4	IPCA+7,58%	T	AA+
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR	15/10/2016	ICVM 400	155	5	4,48	IPCA+5,48%	D	AA+
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR	15/10/2016	ICVM 400	115	7	5,96	IPCA+5,54%	D	AA+
CPFL Geração de Energia S.A.	17/10/2016	ICVM 476	50	5	4,48	IPCA+5,48%	G	AA+
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	15/06/2016	ICVM 400	23	12	5,32	IPCA+8,37%	G	AA-
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	15/06/2016	ICVM 400	45	14	7,74	IPCA+8,48%	G	AA-
AES Tietê S.A.	15/11/2016	ICVM 476	180	7	5,8	IPCA+6,54%	G	AA+
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	15/10/2016	ICVM 476	100	5	N/D	IPCA+6,75%	D	AA-

Fonte: Informativo Mensal de Infraestrutura – Dezembro/2016, da SEAE/Ministério da Fazenda.

Na tabela seguinte observa-se:

- Participação quase nula do investidor estrangeiro;
- Maior participação de demais investidores como Pessoa Jurídica que de Pessoa Física, apesar de ter grande participação deste em alguns projetos.

Tabela 8: Participação de Perfil de Investidores na Aquisição de Debêntures de Infraestrutura no setor de energia elétrica – 2012 a 2016.

Titular	Data de Emissão	% Alocado em PF	% Alocado em Investidores Estrangeiros	% Alocado em Demais Investidores
Linhas de Transmissão Montes Claros	15/08/2012	84,00%	0,00%	16,00%
Santo Antônio Energia	27/12/2012 15/04/2014	25,86%	0,02%	74,12%
Interligação Elétrica do Madeira	18/03/2013	10,57%	0,00%	89,43%
Jauru Transmissora de Energia	15/06/2013	23,08%	0,00%	76,92%
Norte Brasil Energia	15/09/2013	1,00%	0,00%	99%
Termelétrica Pernambuco	15/11/2013	14,50%	0,00%	85,50%
CPFL Transmissão Piracicaba	28/04/2014	0,00%	0,00%	100,00%
Ferreira Gomes Energia S.A.	15/06/2014	63,30%	0,00%	36,70%
Transmissora Sul Brasileira de Energia S.A.	15/09/2014	1,00%	0,00%	99,00%
Santa Vitória do Palmar Holding	15/09/2014	0,00%	0,00%	100,00%
Renova Eólica Série 1 e Série 2	15/11/2014	0,00%	0,00%	100,00%
Tractebel Energia	15/12/2014	66,88%	0,00%	33,12%
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão	15/12/2014	0,00%	0,00%	100,00%
Linhas de Taubaté Transmissora de Energia S.A.	15/12/2014	0,00%	0,00%	100,00%
ALUPAR Investimentos S.A.	15/04/2015	25,30%	3,86%	70,84%
Geradora Eólica Bons Ventos da Serra S.A.	15/06/2015	0,00%	0,00%	100,00%
Ventos de São Tomé Holding S.A.	15/07/2015	41,00%	0,00%	59,00%
Chapada do Piauí I Holding S.A.	15/08/2015	0,00%	0,00%	100,00%
EDP Energias do Brasil S.A.	15/09/2015	71,41%	0,00%	28,59%
Ventos de São Tito Holding S.A.	15/09/2015	0,00%	0,00%	100,00%
NC Energia S.A.	01/10/2015	0,00%	0,00%	100,00%
Centrais Eólicas Caetité S.A.	15/10/2015	0,00%	0,00%	100,00%
AES Tietê S.A.	15/12/2015	61	0,00%	39,00%
Voltalia São Miguel do Gostoso Participações S.A.	08/03/2016	0,00%	0,00%	100,00%
EDP Energias do Brasil S.A.	23/03/2016	49,00%	0,00%	51,00%
Engie Brasil Energia S.A.	15/07/2015	25,61%	0,00%	74,39%
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista S.A.	15/07/2016	50,42%	0,00%	49,58%
TP Norte Energia S.A.	15/05/2016	100,00%	0,00%	0,00%
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR	15/10/2016	91,85%	0,00%	8,15%
CPFL Geração de Energia S.A.	17/10/2016	50,00%	0,00%	50,00%
Eólica Serra das Vacas Holding S.A.	15/06/2016	15,44%	0,00%	84,56
AES Tietê S.A.	15/11/2016	0,00%	0,00%	100,00%

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA	15/10/2016	100,00%	0,00%	0,00%
---	------------	---------	-------	-------

Fonte: Informativo Mensal de Infraestrutura – Dezembro/2016, da SEAE/Ministério da Fazenda.

Fundo de Investimento em Direito Creditório – FIDC

O FIDC é um instrumento de financiamento também alcançado pela Lei nº 12.431/2011 e o BNDES também tem incentivado o lançamento desses papéis ao oferecer novas garantias e subsídios, além da possibilidade de encarteiramento temporário pela instituição para posterior securitização (Pompermayer e Silva Filho, 2016).

Pinheiro (2015) e Batista (2015) apud (Pompermayer e Silva Filho, 2016) explicaram a pretensão do BNDES quanto ao FIDC:

O BNDES pretende criar ainda em 2015 um Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC) de até R\$ 1 bilhão a partir de sua carteira de debêntures de infraestrutura. Posteriormente, as cotas desse fundo serão revendidas a outros investidores no mercado de capitais, com benefício de isenção de imposto de renda. O fundo de recebíveis do BNDES terá até quinze ativos e uma exposição máxima de 10% do seu patrimônio para cada título, restando à própria instituição 20% desse patrimônio na qualidade de cotista subordinado (sem prioridade no recebimento de créditos e responsável por assumir eventuais prejuízos antes dos demais cotistas, em caso de inadimplência na carteira). Em março de 2015, o banco anunciou a escolha dos bancos Bradesco BBI e BTG Pactual como coordenadores da oferta de cotas do fundo, que deve acontecer nos próximos meses (Pinheiro, 2015; Batista, 2015).

Entretanto, Pompermayer e Silva Filho (2016) observam obstáculos para implementação dessa política tendo em vista a ausência de um marco regulatório que efetivamente viabilize a securitização de receitas futuras e o ingresso de novas fontes de investimento privado, num contexto em que desajustes patrimoniais e limitações de exposição ao risco inibem uma

maior participação dos investidores institucionais domésticos como fundos de pensão e seguradoras.

Silva Filho (2014) apresentou experiências de securitização de ativos públicos nos países integrantes do BRICS para financiamento de projetos de infraestrutura. No Brasil, as estatais vinculadas ao governo federal como Petrobras e Furnas Centrais Elétricas S.A. lideram as operações de securitização emitindo títulos nos Estados Unidos lastreados em ativos (Asset-Backed Securities – ABS) atrelados ao seu fluxo futuro de caixa e estruturando um FIDC para captação de recursos no mercado local, respectivamente.

A securitização de ativos públicos surge no Brasil como uma oportunidade para financiamento de obras de infraestrutura. Fluxos de pagamentos futuros como de *royalties* e exportações por empresas como Vale, Petrobras e Itaipu, poderiam ser convertidos em ativos securitizados e ampliar a capacidade de investimentos (Silva Filho, 2014). Da mesma forma empresas transmissoras vencedoras em leilões de transmissão que receberão a receita Anual Permitida (RAP) pelo período da concessão de 30 anos e empresas vencedoras em leilões no Ambiente de Contratação Regulado que receberão pagamentos das distribuidoras de energia elétrica pela geração de energia para atendimento aos seus mercados regulados poderiam também emitir títulos securitizados.

Financiamento externo

O financiamento externo, principalmente no momento em que o país atravessa, com dificuldades fiscais do governo que o impedem de continuar

aportando recursos no BNDES, passa a ser alternativa importante a ser considerada.

Uma possibilidade criada pelo governo para financiamento externo foi por meio das debêntures de infraestrutura para investidores estrangeiros, art. 1º da Lei nº 12.431/2011, onde os adquirentes dessas debêntures são beneficiados com a isenção de imposto de renda sobre os seus rendimentos. No entanto, este investimento ainda está sujeito ao pagamento do Imposto sobre Operações de Crédito, Câmbio e Seguros (IOF), cuja alíquota foi alterada diversas vezes nos últimos anos com finalidade de conter a movimentos de forte apreciação ou depreciação do real. Dessa forma, o volume de recursos estrangeiros para aquisição de debêntures de infraestrutura tem sido muito pequeno. Em junho de 2013, o governo brasileiro estendeu o benefício da isenção do IOF a todos os papéis de renda fixa do país, mas ainda mantendo o pagamento para debêntures de infraestrutura alcançadas pelo art. 1º da Lei nº 12.431/2011, diminuindo assim sua atratividade.

Uma alternativa para financiar pelo menos parte da necessidade total de investimento seria obtenção de financiamento externo. Entretanto, para isso seria necessário permitir que a cobrança de parte da receita fosse em dólares de modo a atrair os recursos de mercados internacionais. Nesse sentido, argumenta Meireles, da Rio Energy (Godoi, 2016), que essa dolarização dos contratos de aquisição de energia já é feita com a usina de Itaipu, além de mencionar que “na União Europeia há *bonds* a taxas negativas ao se descontar a inflação nessa região”, observando taxas atrativas disponíveis. Segundo Ogawa (Medeiros, 2016a), tendo em vista

haver disponibilidade de recursos baratos no exterior, em torno de 5% a 6% ao ano, poderia ajudar no financiamento de projetos no Brasil, ainda que com uma operação de hedge para que o recurso venha em real, a taxa passe para 17% ao ano, o que poderia tornar o financiamento menos competitivo. Entretanto, o consumidor ficaria sujeito às variações cambiais e impactos dessa seriam repassados à tarifa.

Silva Filho (2014) expõe que os principais riscos para os investidores estrangeiros interessados em ativos de infraestrutura são a variação cambial e a insegurança jurídica devido às frequentes mudanças nos marcos regulatórios. A securitização de ativos cujos fluxos de receita são em moeda estrangeira abrem possibilidade para atrair capital estrangeiro tendo em vista diminuir o risco cambial. Assim, ativos de receitas relacionadas a commodities ou oriundas de royalties na exploração de *commodities* e de impostos de exportação são candidatos naturais a atrair recursos externos para financiar projetos de infraestrutura. Entretanto, outro importante ponto que se deva observar é a garantia e o respeito à manutenção dos contratos tendo em vista que se trata de investimento em infraestrutura de longa duração.

Pompermayer e Silva Filho (2016) abordaram a questão relativa ao tratamento do risco cambial a partir de experiências internacionais como forma de tentar dar garantias contra a volatilidade cambial em projetos de infraestrutura, contribuindo para o aumento do financiamento externo. O risco cambial deve ser de responsabilidade do parceiro privado em um projeto de infraestrutura de PPP, incorporando ao preço do serviço e o repassando ao mercado ou por meio de contratos de *hedge*. Os autores

apresentaram alguns modelos de compartilhamento do risco cambial empregado por países emergentes para projetos de PPP, conforme quadro a seguir:

Tabela 9: Exemplos de gerenciamento de risco cambial em projetos de PPP.

País	Forma de alocação do risco cambial
Chile	O governo oferece ao parceiro privado possibilidade de contratar seguro contra volatilidade cambial (<i>hedge</i>), estabelecendo uma taxa de câmbio fixa para o projeto.
Colômbia	Os contratos de PPP embutem mecanismos de <i>hedge</i> atrelados aos custos de insumos importados, que podem ser repassados aos usuários por meio de correção tarifária. O governo oferece garantia explícita contra depreciações cambiais superiores a 10%.
Índia	O governo assume integralmente o risco de financiamento incluindo o cambial, e o custo do seguro é acrescido à remuneração paga pelo parceiro privado pelo uso da infraestrutura.
Jordânia	O parceiro privado assume o risco para variações cambiais de até 10% sobre o valor contratado, o risco excedente é assumido pelo governo; contrato segue o modelo de “financiamento islâmico”.
México	O governo financia os projetos de PPP no setor de óleo e gás por meio da empresa estatal Petróleos Mexicanos (Pemex), que capta recursos no exterior a custos reduzidos por meio da securitização de exportações de <i>commodities</i> .
Nigéria	O governo divide o financiamento do projeto em tranches denominadas em diferentes moedas, garantindo câmbio fixo em parte do contrato, enquanto o parceiro privado contrata <i>hedge</i> para o restante do valor financiado.
Peru	As tarifas de serviços públicos operados por PPP possuem mecanismo automático de correlação atrelado ao câmbio, embora em escala inferior à da variação cambial.
Uruguai	O parceiro privado assume risco para variações cambiais de até 10% sobre o valor contratado, o risco excedente é assumido pelo governo.

Nota: O chamado modelo de financiamento islâmico consiste na estrutura de relações financeiras empregadas em países nos quais, devido a tradições religiosas, a cobrança de juros sobre empréstimos e a exigência de garantias contra eventos incertos são vedadas. Em virtude dessas limitações, esses países desenvolveram um arcabouço institucional peculiar, que embora formalmente distinto do modelo ocidental, na prática se aproxima dele quando se observa o funcionamento dos complexos arranjos contratuais criados pelas instituições financeiras para contornar tais impedimentos (Kammer et al, 2015).

Observa-se que o procedimento geralmente adotado é a fixação de uma banda para a variação do câmbio em torno de uma referência, onde oscilações dentro de limites estabelecidos são considerados risco do concessionário. Quando a flutuação estiver acima do limite superior (alta

desvalorização da moeda doméstica), o governo se compromete a compensar pelas perdas incorridas pelo concessionário para fins de pagamento da dívida em moeda estrangeira. Por outro lado, caso a flutuação do valor do câmbio esteja abaixo do limite inferior (ocorra valorização da moeda doméstica), o concessionário deve repassar parte de seus ganhos ao agente público concedente.

O setor elétrico nos anos 90 adotou o Índice Geral de Preços de Mercado (IGPM) como indexador das tarifas. Esse índice é muito sensível às variações cambiais o que diminuía o risco do concessionário em arcar com altas variações cambiais, uma vez que pelo menos parte dela seria capturada nesse índice de preços.

Moran (2003) apud Pompermayer e Silva Filho (2016) explicaram o modelo bem sucedido adotado pela AES Tietê em 2001 no qual por intermédio da agência financeira do governo americano Overseas Private Investment Corporation (Opic), a empresa brasileira contratou um seguro contra desvalorização cambial da que excedesse o índice de preços previsto na correção tarifária do contrato de concessão da ordem de US\$ 30 milhões, para um volume financiado de US\$ 300 milhões. Os autores concluíram que esta solução se mostrou menos custosa que um contrato financeiro de *hedge*.

5 Conclusões e Recomendações

O setor elétrico brasileiro necessita de um grande volume de financiamento para fazer frente aos investimentos conforme previsto no Plano Decenal de Energia, da ordem de R\$ 234,4 bilhões, sendo R\$ 164,9 bilhões para implantação de centrais geradoras e R\$ 69,4 bilhões para instalações de transmissão de energia elétrica no período 2015-2024.

O BNDES é o principal agente financiador de projetos de infraestrutura de energia elétrica. O governo federal, preocupado em diminuir a dependência nessa fonte de financiamento tem buscado fontes alternativas.

Diante desse cenário foi criada a Lei nº 12.431/2011 que permite a emissão de debêntures de infraestrutura e outros instrumentos financeiros como formas alternativas para financiar projetos de energia elétrica. Esse instrumento, principalmente as debêntures de infraestrutura, vem sendo crescentemente usado como forma complementar de financiamento, e até mesmo incentivado pelo próprio BNDES, uma vez que concede financiamento em melhores condições caso a titular do projeto demonstre ter emitido as debêntures de infraestrutura.

O FIDC também representa uma fonte de recursos com o mesmo benefício fiscal que a debênture de infraestrutura, porém tem sido muito menos usada para financiar os projetos de infraestrutura de energia elétrica. Apesar disso, considerando que a base dos projetos é o *Project*

Finance e os recebíveis do setor elétrico são confiáveis e de boa qualidade, a emissão dos FIDC tem um bom potencial. Entretanto, há necessidade de um marco regulatório que viabilize a securitização de receitas futuras.

Apesar de todos os esforços do governo em criar e desenvolver o mercado de capitais e formas alternativas de financiamento para projetos de infraestrutura de energia elétrica, o BNDES continuará sendo o principal financiador. No entanto, o banco encontra-se em um momento muito mais seletivo de projetos. O Banco estatal tem dado prioridade para financiar projetos de fontes alternativas com alto retorno social e ambiental, como energia solar, eficiência energética e iluminação pública, com melhores condições financeiras, até 80% à TJLP. Para projetos de grandes hidrelétricas o financiamento foi reduzido de 70% para 50% à TJLP, e para projetos térmicos a carvão e óleo não terão mais apoio para investimentos. Para projetos de transmissão de energia elétrica não haverá mais financiamento à TJLP, sendo, portanto, a taxa referencial de custo de mercado. Apesar disso, tendo em vista os ajustes promovidos pela ANEEL na remuneração dos investimentos que vão à leilão, os lotes ofertados têm sido arrematados com sucesso.

Outra fonte é o financiamento externo. Essa fonte teve importante papel na segunda metade dos anos 50. Porém, para esse tipo de financiamento há receio do impacto tarifário em caso de forte desvalorização cambial para o consumidor final ou diminuição dos lucros dos concessionários, caso o governo não permita o repasse, o que prejudicaria a condição de financiamento por parte deles. Efeitos de fortes impactos no setor como consequência de desvalorizações cambiais

ocorreram no Brasil na década de 70 e ao final da década de 90. Entretanto, conforme mostrado, há formas para tentar atenuar o efeito do risco cambial com adoção de um compartilhamento de riscos entre o investidor e o repasse da desvalorização cambial para o consumidor final via tarifa. Vale ainda lembrar que a tarifa de Itaipu está baseada em dólar tendo em vista a necessidade de pagamento dos financiamentos contraídos para sua construção e cujo serviço da dívida encontra-se ainda em vigência. A debênture de infraestrutura referente ao art. 1º da Lei nº 12.431/2011 para investidores estrangeiros não surtiu o efeito desejado em atrair capital estrangeiro tendo em vista que o governo diminuiu o IOF para aplicações de renda fixa, porém não fez o mesmo para essas debêntures. Por fim, como sugestão poder-se-ia admitir o financiamento de até 20% da necessidade de investimentos, e com regra de compartilhamento de riscos de desvalorização cambial, como forma complementar da fonte BNDES.

Por fim, o que se observa é que a fonte BNDES apesar de ter diminuído continuará a ser a principal para financiar projetos *green field* de infraestrutura de energia elétrica. Outras fontes serão complementares e os investidores não podem evitar nenhuma delas, sejam as debêntures de infraestrutura, cada vez mais acessadas, os FIDC, e os financiamentos externos, estes com a ressalva de restringir eventual impacto cambial.

Esse trabalho teve como foco apresentar as alternativas de financiamento de infraestrutura para os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica. Complementarmente ao assunto abordado neste trabalho, como sugestão para novos trabalhos, poderia ser estudada as condições em que se apresentam as principais concessionárias

estabelecidas e outros potenciais entrantes nesse mercado como forma de avaliar se as condições oferecidas estarão ajustadas às situações das empresas candidatas a investir no setor. Outra sugestão seria um aprofundamento das alternativas de financiamento, com destaque para as formas de financiamento externo, tendo em vista as dificuldades fiscais pela qual passa o governo para continuar a financiar o BNDES, e este as empresas do setor, assim como pelas suas empresas estatais que se encontram com baixa capacidade de realizar novos investimentos. Entretanto, sempre importante ressaltar a necessidade de se buscar alternativas que minimizem os impactos tarifários ao consumidor em eventuais desvalorizações cambiais e ao mesmo tempo deem o conforto e segurança necessária para atrair o investidor estrangeiro.

6 Bibliografia

ALMEIDA, Edmar de. **Financiamento do setor elétrico: novamente um gargalo para o desenvolvimento**. Publicado em 7 abril 2014. Disponível em: <<https://infopetro.wordpress.com/2014/04/07/financiamento-do-setor-eletrico-novamente-um-gargalo-para-o-desenvolvimento/>>. Acesso em: 27 jun. 2016.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **FAQ - Empréstimos e financiamentos**. Disponível em: <http://www.bcb.gov.br/pre/bc_atende/port/servicos9.asp>. Acesso em: 22 jan. 2017.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **FAQ - Arrendamento mercantil (leasing)**. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/pre/bc_atende/port/leasing.asp>. Acesso em: 18 jan. 2017.

BMF&Bovespa. **Debêntures**. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/produtos/listados-a-vista-e-derivativos/renda-fixa-privada-e-publica/debentures.htm> Acesso em: 28 jan. 2017

BMF&Bovespa. **Fundos de Investimentos em Direitos Creditórios**. Disponível em: <http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/produtos/listados-a-vista-e-derivativos/renda-fixa-privada-e-publica/fundos-de-investimentos-em-direitos-creditorios-fidc.htm> Acesso em: 28 jan. 2017

BOVESPA. **Guia de debêntures Bovespa**. 2006. Disponível em <<http://www.debentures.gov.br>>. Acesso em: 29 de agosto de 2007.

BRASIL. Ministério da Fazenda. **Boletim Informativo de debêntures incentivadas (e demais instrumentos da Lei 12.431/2011)**. Seae/Ministério da Fazenda. 32ª edição. Jul. 2016.

BRASIL. Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011. Dispõe sobre a incidência do imposto sobre a renda nas operações que especifica; altera as Leis nºs 11.478, de 29 de maio de 2007, 6.404, de 15 de dezembro de 1976, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 12.350, de 20 de dezembro de 2010, 11.196, de 21 de novembro de 2005, 8.248, de 23 de outubro de 1991, 9.648, de 27 de maio de 1998, 11.943, de 28 de maio de 2009, 9.808, de 20 de julho de 1999, 10.260, de 12 de julho de 2001, 11.096, de 13 de janeiro de 2005, 11.180, de 23 de setembro de 2005, 11.128, de 28 de junho de 2005,

11.909, de 4 de março de 2009, 11.371, de 28 de novembro de 2006, 12.249, de 11 de junho de 2010, 10.150, de 21 de dezembro de 2000, 10.312, de 27 de novembro de 2001, e 12.058, de 13 de outubro de 2009, e o Decreto-Lei nº 288, de 28 de fevereiro de 1967; institui o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Usinas Nucleares (Renuclear); dispõe sobre medidas tributárias relacionadas ao Plano Nacional de Banda Larga; altera a legislação relativa à isenção do Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM); dispõe sobre a extinção do Fundo Nacional de Desenvolvimento; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 27 jun. 2011. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/l12431.htm.

BRASIL. Decreto nº 8.874, de 11 de outubro de 2016. Regulamenta as condições para aprovação dos projetos de investimento considerados como prioritários na área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, para efeito do disposto no art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, e revoga o Decreto nº 7.603, de 9 de novembro de 2011. **Diário Oficial da União**, Brasília, 13 out. 2016. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Decreto/D8874.htm#art9

BRASIL. Decreto nº 7.603, de 9 de novembro de 2011. Regulamenta as condições para aprovação dos projetos de investimento considerados como prioritários na área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação, para efeito do art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, 10 nov. 2011. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/decreto/d7603.htm

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1432059/PDE+2024+RELATORIO+FINAL.pdf/2182125c-dbbd-4478-ac1c-ac40a2c8c38b?version=1.0>

CANAZIO, Alexandre. **Elétricas devem captar mais de R\$ 7 bilhões este ano**: liquidez do mercado financeiro torna mobiliários forma mais barata de financiamento para empresas. Publicação do Nala Energia em 29/10/2007. Disponível em <http://canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Negocios.asp?id=61761>
Acesso em: 29 de outubro de 2007.

CANAZIO, Alexandre. **BNDES altera regras de financiamento para o setor**. Banco mudou foco para energias renováveis, limitou financiamento para hidrelétricas e acabou com aportes para térmicas a carvão e óleo. Agência Canal Energia. Publicado em 3 outubro 2016.

CARVALHO, Milene Clifford. **Financiamento da geração hidrelétrica de grande porte no Brasil: Evolução e perspectivas**. 119 f. Tese (Mestrado em Ciências) – Universidade de São Paulo, São Paulo. 2013

ESPOSITO, Alexandre Siciliano. **O Setor elétrico brasileiro e o BNDES: reflexões sobre o financiamento aos investimentos e perspectivas**. Em: SOUSA, Filipe Lage de (Org.) **BNDES 60 anos: perspectivas setoriais**, v. 2. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2012.

FARIA, Viviana Cardoso de Sá e. **O papel do project finance no financiamento de projetos de energia elétrica: Caso da UHE Cana Brava**. 2003. 169 f. Tese (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2003.

GOMES, Antônio Claret S., Carlos David Albarca, Eliada S. T. Faria e Heloisa Helena Fernandes. **BNDES 50 Anos - Histórias Setoriais: O Setor Elétrico**. BNDES, dez. 2012.

Fundação Getúlio Vargas. Apostila. MBA em Gestão Financeira com ênfase em Mercado de Capitais de Pós-Graduação *lato sensu*. 2009.

GODOI, Maurício. **Setor eólico precisa de novas fontes de financiamento**. Agência Canal Energia. Publicado em 27 maio 2016. Disponível em: <http://www.udop.com.br/index.php?item=noticias&cod=1137418>. Acesso em: 25 jun. 2016.

IBMEC. **Debêntures Corporativas**. Disponível em: <http://ibmec.org.br/empresario/o-que-e-mercado-de-capitais/debentures-corporativas/> Acesso em: 22 fev. 2017

LUZIO, Eduardo. **Risco de implementação, financiamento à infraestrutura e outros pesadelos**. Publicado em 1 julho 2015. Disponível em: <https://eduardoluzio.wordpress.com/2015/07/01/risco-de-implementacao-financiamento-a-infraestrutura-e-outros-pesadelos-brasileiros/>. Acesso em: 28 jun. 2016.

MEDEIROS, Carolina. **PPA em dólar aumentaria opções de financiamento, apontam agentes**. Recursos externos são baratos e poderiam ser alocados aqui no Brasil. Agência Canal Energia. Publicado em 1 setembro 2016a. Disponível em: <http://www.b2iconsulting.com/pt/noticias/ppa-em-dolar-aumentaria-opcoes-de-financiamento-apontam-agentes/>. Acesso em: 6 set. 2016.

MEDEIROS, Carolina. **BNDES quer maior participação dos bancos comerciais nos financiamentos de longo prazo**. Custo do financiamento dos bancos privados é superior ao praticado pelo BNDES, o que

encareceria a dívida. Agência Canal Energia. Publicado em 1 setembro 2016. Publicado em 1 setembro 2016b. Disponível em: <<http://www.abrapch.org.br/noticias/1307/bndes-quer-maior-participacao-dos-bancos-comerciais-nos-financiamentos-de-longo-prazo>>. Acesso em: 6 set. 2016.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. **Informativo Mensal de Infraestrutura**. SEAE/Ministério da Fazenda. Dez. 2016.

NUNES, Fernanda. **BNDES define nova política de financiamento para o setor elétrico**. Publicado em 3 outubro 2016. Disponível em: <http://www.em.com.br/app/noticia/economia/2016/10/03/internas_economia,810458/bndes-define-nova-politica-de-financiamento-para-o-setor-eletrico.shtml Estadão. 3 Out. 2016>. Acesso em: 4 out. 2016

PINHEIRO, A. C. **Estrangeiros rejeitam as debêntures de infraestrutura**. Valor Econômico, São Paulo, 15 ago. 2013. Disponível em: <http://www.valor.com.br/financas/3234038/estrangeirosrejeitam-debentures-de-infraestrutura>.

SILVA FILHO, Edison Benedito da & POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. **Concessões no setor de infraestrutura: Propostas para um novo modelo de financiamento e compartilhamento de riscos**. Texto para Discussão, n. 2177. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Rio de Janeiro: IPEA, 2016.

SILVA FILHO, E. B.. Financiamento da infraestrutura no Brasil: limites dos mecanismos convencionais e alternativas a partir do investimento estrangeiro e do mercado de capitais. *In*: MONASTERIO, L. M.; NERI, M. C.; SOARES, S. S. D. (Ed.). **Brasil em desenvolvimento 2014**: Estado, planejamento e políticas públicas. Brasília: Ipea, 2014. v. 1. p. 169-196.

SUSSEKIND, Claudia Sardenberg et al. **O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de *project finance***. *In*: **BNDES Setorial**, n. 29, p. 3-36, Rio de Janeiro, 2009.

WAJNBERG, D. Debêntures de infraestrutura: emissões realizadas e perspectivas. **Revista do BNDES**, v. 41, p. 332-377, jun. 2014.