



PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

Estudo de caso de uma usina eólica no Brasil
Análise de viabilidade econômica

Marcelo Marques Leão

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS
DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO
Graduação em Administração de Empresas

Rio de Janeiro, Junho de 2016.



Marcelo Marques Leão

Estudo de caso de uma usina eólica no Brasil

Análise de viabilidade econômica

Trabalho de Conclusão de Curso

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado ao programa de graduação em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de graduação em Administração.

Orientador: Luiz Eduardo Brandão

Rio de Janeiro,
Junho de 2016.

“O mais difícil dos conceitos pode ser explicado ao mais limitado dos homens se ele já não tiver uma ideia formada a respeito; porém a coisa mais simples não pode ser esclarecida ao mais inteligente dos homens se ele estiver persuadido de que já conhece, sem sombra de dúvida, o que está sendo colocado diante dele.”

Liev Tolstoi (1828-1910)

Agradecimentos

Aos meus pais, Ira e Cadinho, e à minha vó Mercês, pelo amor incondicional e oportunidades que sempre me deram; à Carolina Cohen, pela companhia e incentivo em todos os momentos; ao meu orientador Luiz Brandão, por todo o apoio ao longo da construção deste trabalho; aos meus amigos que, cada um à sua forma, estão sempre me ajudando a evoluir; e aos meus colegas de trabalho, que motivaram a escolha do tema.

Resumo

LEÃO, Marcelo. Estudo de caso de uma usina eólica no Brasil: análise de viabilidade econômica. Rio de Janeiro, 2016. 33 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O segmento de energia eólica vem crescendo significativamente em âmbito global – aproximadamente 22% ao ano entre 2005 e 2015. Embora represente apenas 3% da matriz energética mundial, o *Global Wind Energy Council* estima que a fonte alcance uma fatia de mercado de 19% até 2030.

No Brasil, a evolução do segmento também mostra-se relevante. Até 2010, a potência instalada no país era inferior a 1 GW, ao passo que em 2015 já ultrapassava 8,7 GW – com projeções para dobrar esse valor até o final de 2019. Atualmente, a fonte representa 7% da matriz energética brasileira e o país está entre os dez com maior potência instalada do mundo.

Frente aos dados observados, foi realizado neste trabalho um estudo de caso de uma usina eólica no Brasil, a fim de avaliar sua viabilidade econômica através do método do Fluxo de Caixa Descontado. O estudo conclui que, com uma estrutura típica de *Project Finance*, é possível arquitetar um empreendimento economicamente atrativo, reduzindo ao máximo as incertezas dos fluxos de caixa.

Palavras-chave

Project Finance, energia eólica, usina eólica, *valuation*, análise de viabilidade, Fluxo de Caixa Descontado, Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno

Sumário

1. Introdução	1
2. <i>Project Finance</i>	4
2.1. Definição	4
2.2. Comparativo: <i>Project Finance x Corporate Finance</i>	6
3. O setor de infraestrutura no Brasil	8
3.1. Panorama da geração eólica	9
4. Breve caracterização do setor elétrico brasileiro	13
5. Estudo de caso do projeto Ventos do Nordeste	16
5.1. Referencial teórico	16
5.2. Caracterização do projeto	16
5.3. Projeção do Fluxo de Caixa Livre do Projeto	18
5.4. Projeção do Fluxo de Caixa Livre para os Acionistas	22
5.5. Estimativa do custo de capital	24
5.6. Apresentação dos resultados	26
6. Conclusões	29
7. Referências bibliográficas	31
Anexo 1: Fluxos de Caixa (cenário-base)	33

Lista de figuras

Figura 1: Distribuição global da potência eólica instalada	2
Figura 2: Trajeto do Eurotúnel	6
Figura 3: Distribuição setorial dos projetos por volume de dívida	9
Figura 4: Segmentação da matriz energética brasileira por fonte	10
Figura 5: Distribuição regional dos parques já instalados	10
Figura 6: Distribuição regional dos parques em construção	11
Figura 7: Evolução da potência eólica instalada no Brasil	11
Figura 8: Fator de capacidade médio do parque eólico brasileiro (em %).	12
Figura 9: Organograma institucional do setor elétrico brasileiro	13
Figura 10: Resultados do VPL com a simulação de Monte Carlo	26

Lista de Tabelas

Tabela 1: Principais diferenças entre Corporate Finance e Project Finance	7
Tabela 2: Financiamento de projetos estruturados de longo prazo no Brasil	8
Tabela 3: Principais diferenças entre o ACL e o ACR	15
Tabela 4: Quadro de usos e fontes do projeto Ventos do Nordeste	17
Tabela 5: Informações técnicas do projeto	18
Tabela 6: Contabilização do déficit/excedente de geração 2º LER	19
Tabela 7: Custos e despesas do projeto	20
Tabela 8: Cálculo do Cash Flow to Firm	21
Tabela 9: Fluxo dos financiamentos	23
Tabela 10: Cálculo do Cash Flow to Equity	23
Tabela 11: Variação do VPL em relação ao juros do BNDES	27

1. Introdução

O setor de infraestrutura é fundamental para o desenvolvimento econômico de um país. A ampliação da malha rodoviária, por exemplo, facilita o escoamento da produção, reduzindo custos de transporte e, conseqüentemente, os preços que chegam ao consumidor final. A construção de novos portos impulsiona o comércio exterior. A ampliação da capacidade dos aeroportos intensifica o fluxo de pessoas e atrai capital externo. Os sistemas de saneamento garantem aos cidadãos condições básicas, como água e esgoto tratados, evitando muitos problemas de saúde pública. A expansão do parque energético garante o suprimento da demanda cada vez maior da sociedade moderna por energia elétrica – o que conseqüentemente estimula (ou deveria estimular) a exploração de fontes renováveis.

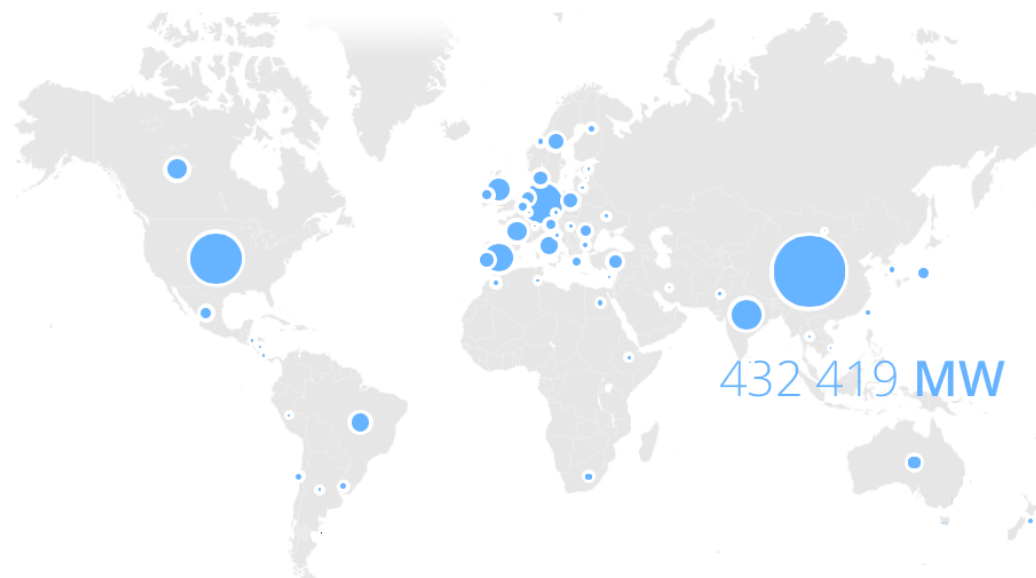
Grandes empreendimentos como usinas geradoras de energia, linhas de transmissão, rodovias e aeroportos exigem intensivo planejamento e demandam milhões (ou até mesmo bilhões) de reais. Segundo o *IJGlobal Project Finance & Infrastructure Journal*, no período de 2010 a 2015, o mercado global de financiamento de projetos movimentou, anualmente, US\$ 228 bilhões. Em 2015, o IJGlobal registrou 833 novos empreendimentos em desenvolvimento, cujos investimentos estimados para os próximos anos ultrapassam US\$ 1,04 trilhão – média de US\$ 1,29 bi por projeto.

Desses novos empreendimentos, 59% são do setor de energia – os quais, em relação ao volume de investimentos, equivalem a 33% do total projetado. O grande destaque dentro do setor elétrico é o segmento eólico, que responde por 32% do número de projetos e vem crescendo consideravelmente nos últimos seis anos – a ponto da *Bloomberg New Energy Finance* destacar a expansão do setor como um dos mais acelerados do mundo. De 2005 para 2015, a potência eólica instalada globalmente saltou de 59 GW para 433 GW, representando um crescimento de 22% ao ano. Segundo o *Global Wind Energy Council* (GWEC), a matriz eólica é responsável por 3% do suprimento global de energia, com potencial para alcançar até 19% em 2030.

Conforme *ranking* divulgado pelo GWEC, ao final de 2015 o Brasil era o décimo país com maior potência eólica instalada do mundo, com 8,7 GW. A lista

é liderada pela China (145 GW), seguida por Estados Unidos (74 GW), Alemanha (45 GW), Índia (25 GW), Espanha (23 GW), Reino Unido (13 GW), Canadá (11 GW), França (10 GW) e Itália (9 GW). A figura 1 ilustra a distribuição global da energia eólica, conforme a capacidade instalada de cada país.

Figura 1: Distribuição global da potência eólica instalada



Fonte: *Global Wind Energy Council*

Apesar de ser uma indústria notoriamente promissora, projetos eólicos ainda demandam valores bastante expressivos de despesas de capital (*capital expenditure*). Portanto, é fundamental que o investidor realize uma análise de viabilidade econômica bem detalhada do empreendimento, estabelecendo premissas embasadas e reduzindo ao máximo as incertezas.

Dessa forma, o objetivo deste trabalho é realizar o *valuation* de uma usina de energia eólica no Brasil, entendendo toda sua estruturação e modelagem financeira. O projeto, apresentado ao BNDES em setembro de 2015 visando à captação de recursos, foi enquadrado pelo banco na modalidade de financiamento *Project Finance*.

Este trabalho está dividido em sete capítulos. Após esta introdução, o capítulo 2 apresenta o conceito de *Project Finance*, visto que o estudo de caso é em função de um projeto estruturado sob essa modalidade. Primeiramente, são descritas suas usuais características, para em seguida traçar um paralelo com uma estrutura de *Corporate Finance*, destacando as principais diferenças entre os dois modelos de financiamento. No capítulo 3, é elaborado um panorama do setor de infraestrutura brasileiro, onde são apresentados dados como número de

projetos, volume de investimentos e segmentos mais relevantes no período de 2010 a 2015. Adiante, é retratado um *overview* do segmento de geração eólica, com estatísticas levantadas pela Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEE). O capítulo 4 traz uma breve caracterização do setor elétrico brasileiro, com conceitos importantes para o entendimento de premissas básicas do *case*. No capítulo 5, se inicia o estudo de caso baseado no complexo eólico Ventos do Nordeste, localizado no estado da Bahia. Este capítulo se divide em: (i) referencial teórico sobre o método do Fluxo de Caixa Descontado; (ii) apresentação geral do projeto; (iii) modelagem financeira; (iv) estimativa do custo de capital; e (v) cálculo da Taxa Interna de Retorno e do Valor Presente Líquido. O capítulo 6 conclui o estudo com a interpretação de seus resultados e uma análise das variáveis que mais impactam a viabilidade do projeto. Por fim, no sétimo capítulo são apresentadas as referências bibliográficas.

2. *Project Finance*

2.1. Definição

O termo *Project Finance* refere-se a um modelo de financiamento muito utilizado em todo o mundo para estruturar grandes projetos de infraestrutura – como dos setores de energia, mineração, telecomunicações, óleo e gás, logística e saneamento.

Uma estrutura de *Project Finance*, segundo Bonomi e Malvessi (2008), é um conjunto de soluções de diversas áreas – principalmente finanças, engenharia e direito, “voltado para obtenção de recursos financeiros necessários à implementação de um empreendimento que crie valor para seus participantes.” Nevitt e Fabozzi (2000) afirmam que o termo refere-se ao “financiamento de uma entidade econômica segregada, na qual os provedores dos recursos olharão inicialmente para os fluxos de caixa do projeto como fonte de pagamento do capital, e para os ativos como garantia real do empréstimo”. Na definição do BNDES, “é uma forma de engenharia financeira suportada contratualmente pelo fluxo de caixa de um projeto, servindo como garantia os ativos e recebíveis desse mesmo projeto”.

Embora cada estrutura de *Project Finance* seja extremamente particular, pode-se identificar suas principais características, comuns à grande maioria dos projetos que se enquadram nessa modalidade.

- i. Investimentos extremamente volumosos. Os empreendimentos exigem grande aporte de capital – seja ele próprio ou de terceiros, frequentemente atingido a marca dos bilhões de dólares. Bonomi e Malvessi (2008) afirmam que os financiamentos de projetos inferiores a US\$ 100 milhões têm sido quase inexistentes em todo o mundo, devido aos altos custos de estruturação e mitigação dos riscos. De acordo com relatório de abril de 2016 da Anbima, no período de 2010 a 2015 foram estruturados no Brasil um total de 313 projetos, que somaram R\$ 177 bilhões em investimentos – média de R\$ 565,5 milhões por projeto.
- ii. Alto nível de alavancagem financeira. Segundo o mesmo relatório da Anbima, do total de R\$ 177 bilhões em investimentos, apenas R\$ 56 bi

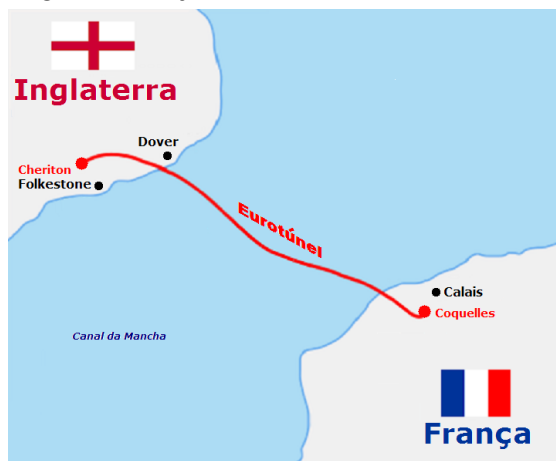
foram financiados com capital próprio (*equity*). Assim, a série histórica (2010-2015) aponta que a dívida representa, em média, 68% da estrutura de capital dos projetos no Brasil.

- iii. Longo prazo para maturação do empreendimento. A *International Project Finance Association* (IPFA) afirma que os financiamentos enquadrados como *Project Finance* possuem, necessariamente, um horizonte de tempo de longo prazo – facilmente ultrapassando 15 anos.
- iv. Constituição de uma SPE (Sociedade de Propósito Específico). Consiste em uma entidade jurídica economicamente segregada dos acionistas do projeto, com existência finita e propósito único de implementar e/ou operar o empreendimento. Uma das principais funções da SPE, do ponto de vista financeiro, é contabilizar integralmente em seu balanço patrimonial toda a dívida do projeto, uma vez que o tomador de crédito é, exclusivamente, essa nova pessoa jurídica, e não seus acionistas-controladores.
- v. Amortização da dívida através dos fluxos de caixa futuros. A fonte de pagamento da dívida são os fluxos de caixa gerados exclusivamente pelo projeto (tomador de crédito). As garantias do financiamento, por sua vez, são os ativos já existentes e/ou futuros.
- vi. Segregação e alocação de riscos entre os participantes. Bonomi e Malvessi (2008) apontam que o *Project Finance* “é, acima de tudo, uma técnica de estruturação contratual que quebra ou segmenta os diversos padrões de risco-retorno de um empreendimento entre seus participantes, possibilitando um financiamento com base nos recebíveis”.
- vii. Muitos *stakeholders*. Segundo Pyle apud Comer (1996), uma estrutura de *Project Finance* envolve ao menos oito partes diferentes: (i) a própria SPE, (ii) o Governo, (iii) os *sponsors*, (iv) o construtor, (v) o operador, (vi) os fornecedores, (vii) os consumidores e (viii) os bancos. Além desses, também podem estar envolvidos fundos de investimento, seguradoras, agências multilaterais, engenheiros independentes, assessores financeiros e jurídicos, entre outros.

Um bom exemplo de *Project Finance* é o caso do Eurotúnel, cujos investimentos até sua conclusão (que demorou oito anos) totalizaram £ 4,65 bilhões (valor não atualizado). Inaugurado em 1994, ocupou durante muito tempo a posição de maior projeto do mundo financiado pelo setor privado. O empreendimento consiste em uma linha ferroviária que cruza o Canal da Mancha, conectando o sudeste da Inglaterra ao norte da França, em um trajeto

com duração de 35 minutos. O túnel possui 50 quilômetros de extensão e, devido ao obstáculo geográfico, 38 km tiveram de ser construídos abaixo do oceano, fazendo deste o maior percurso ferroviário submerso do mundo.

Figura 2: Trajeto do Eurotúnel



Fonte: Wikipedia

Os primeiros registros da concepção de um túnel cruzando o canal datam de 1802, mas apenas em 1986 foi possível elaborar um plano factível em termos financeiros e tecnológicos. Devido à complexidade do projeto, foram necessários quinze sócios para levá-lo adiante: dez empresas de engenharia/construção e cinco bancos. Em reconhecimento à sua relevância, é considerado pela Sociedade Americana dos Engenheiros Civis uma das Sete Maravilhas do mundo moderno (GRANT, 1997)

2.2. Comparativo: *Project Finance* x *Corporate Finance*

Uma das principais diferenças entre o usual modelo de *Corporate Finance* e uma estrutura de *Project Finance*, é o fato de que “geralmente, quando uma empresa decide investir em um novo projeto, a fonte de financiamento são os fluxos de caixa das atividades existentes” – ou seja, o foco para a concessão de crédito são as demonstrações contábeis da companhia. Por outro lado, com o *Project Finance*, os ativos e fluxos de caixa associados a cada projeto são contabilizados separadamente. O financiamento do novo projeto é negociado exclusivamente a partir dessas fontes ‘externas’, e os credores têm acesso apenas aos ativos e fluxos de caixa do projeto específico (COMER, 1996).

A tabela abaixo, desenvolvida por Comer (1996), resume as principais diferenças entre as duas modalidades, sob dez perspectivas distintas.

Tabela 1: Principais diferenças entre *Corporate Finance* e *Project Finance*

Dimensão	<i>Corporate Finance</i>	<i>Project Finance</i>
Veículo de financiamento	Organização com propósito múltiplo	Organização com propósito único – SPE
Tipo de capital	Permanente – horizonte de tempo indefinido para o <i>equity</i>	Finito – horizonte de tempo em conformidade com o ciclo de vida do projeto
Política de dividendos e reinvestimento	Decisões autônomas, sem interferência de investidores e credores	Política de dividendos fixa. Não é permitido reinvestimentos
Decisões de investimento de capital	Opaco aos credores	Bastante transparente aos credores
Estrutura financeira	Comum, facilmente replicável	Extremamente personalizada, dificilmente replicada
Custos de financiamento	Baixo	Alto
Volume do financiamento	Flexível	Elevado, para cobrir os altos custos
Base para avaliação de crédito	Situação geral da empresa – foco no Balanço Patrimonial e no fluxo de caixa	Viabilidade econômica – foco nos ativos do projeto, no fluxo de caixa e na estrutura contratual
Custo de capital	Baixo	Alto
Base de investidores / emprestadores	Tipicamente vasta; mercado secundário	Tipicamente grupos pequenos; mercado secundário limitado

Fonte: Comer (1996) / elaboração própria

É importante destacar que esses dois termos referem-se a conceitos teóricos totalmente opostos. Na prática, porém, os projetos enquadram-se entre os dois, em um *Corporate-Project Finance Continuum* – ideia defendida por Jechoutek e Lamech apud Comer (1996).

3. O setor de infraestrutura no Brasil

De acordo com relatório de maio de 2016 da Anbima – Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais, os investimentos em infraestrutura no Brasil totalizaram R\$ 27,2 bilhões em 2015, alocados na estruturação de 37 novos projetos. Desse volume, apenas R\$ 9,6 bilhões correspondem a utilização de capital próprio (*equity*), enquanto os R\$ 17,7 bi restantes foram financiados através de dívida – seja ela com bancos ou a mercado. A tabela 2 apresenta o histórico do financiamento de projetos no Brasil de 2010 a 2015.

Tabela 2: Financiamento de projetos estruturados de longo prazo no Brasil

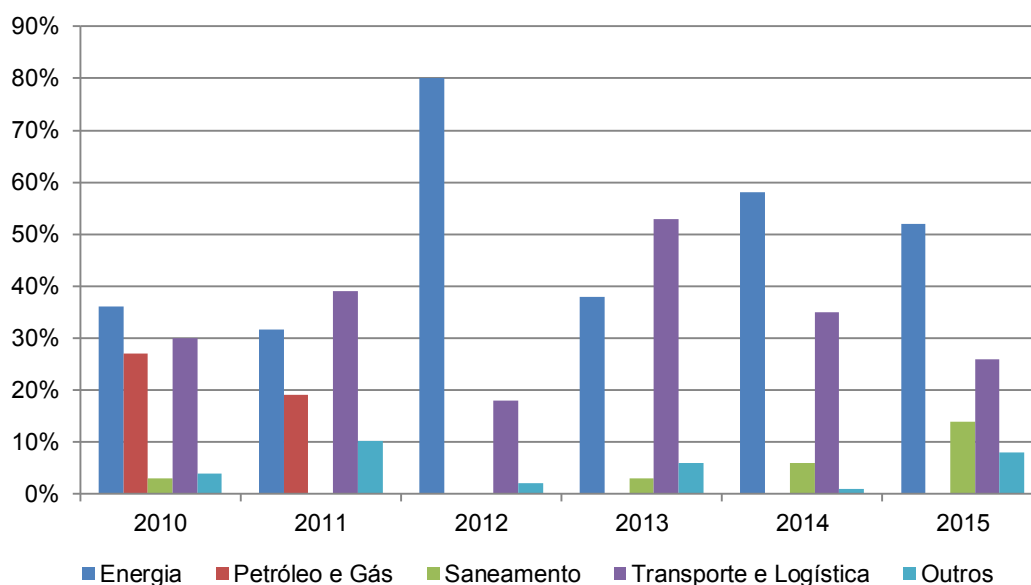
	Capital Próprio		Dívida		Total	
	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	%	R\$ bilhões	Nº
2015	9,6	35%	17,7	65%	27,2	37
2014	3,9	32%	8,4	68%	12,3	58
2013	11,4	37%	19,8	63%	31,2	51
2012	17,1	29%	41,8	71%	58,9	51
2011	8,3	29%	19,9	71%	28,2	74
2010	5,7	30%	13,5	70%	19,2	42

Fonte: Anbima / elaboração própria

No total do período, foram 313 projetos, que somaram R\$ 177 bilhões em investimentos. Pode-se concluir que, em média, os empreendimentos brasileiros exigem R\$ 565,5 milhões de Capex e que a estrutura de capital genérica se configura da seguinte forma: 32% *equity* e 68% *debt* (capital de terceiros).

O grande destaque em 2015, assim como nos anos anteriores, foi o setor de energia, que contou com 29 projetos, equivalentes a 52,4% do montante de financiamentos. A figura 3 ilustra a distribuição setorial, de 2010 a 2015, por volume de dívida dos empreendimentos.

Figura 3: Distribuição setorial dos projetos por volume de dívida



Fonte: Anbima / elaboração própria

Dentro do setor de energia, por sua vez, os financiamentos se concentraram no segmento eólico, que recebeu R\$ 7,1 bilhões em 21 projetos – contra R\$ 1,3 bi em linha de transmissão, R\$ 660 milhões em hidrelétrica e R\$ 230 milhões em PCH (Pequena Central Hidrelétrica). As usinas eólicas, portanto, representaram 40% do volume total de financiamentos em 2015 e 57% do número de projetos.

3.1. Panorama da geração eólica

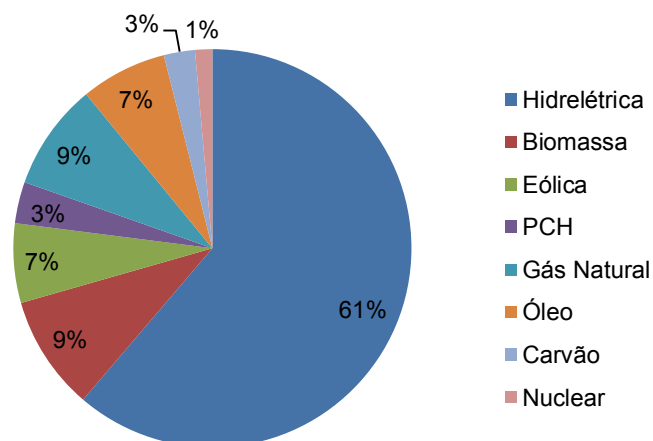
Segundo a Aneel, “denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade”.

Conforme publicação da agência, as primeiras tentativas de utilizar a força dos ventos para gerar energia elétrica surgiram no final do século XIX, mas apenas em 1970, com a crise do petróleo, é que houve real interesse para viabilizar o desenvolvimento dessa tecnologia. O primeiro aerogerador comercial conectado à rede pública foi instalado em 1976, na Dinamarca. No Brasil, a energia eólica foi introduzida apenas em 1992, como resultado de uma parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética

de Pernambuco (CELPE), financiada pelo instituto de pesquisas dinamarquês Folkecenter. O aerogerador, instalado em Fernando de Noronha, foi também o primeiro da América do Sul a entrar em operação comercial.

Em abril de 2016, o parque energético brasileiro possuía 142,7 GW de potência instalada. A fonte eólica respondia por 7% (9,2 GW) dessa matriz, como mostra a figura 4.

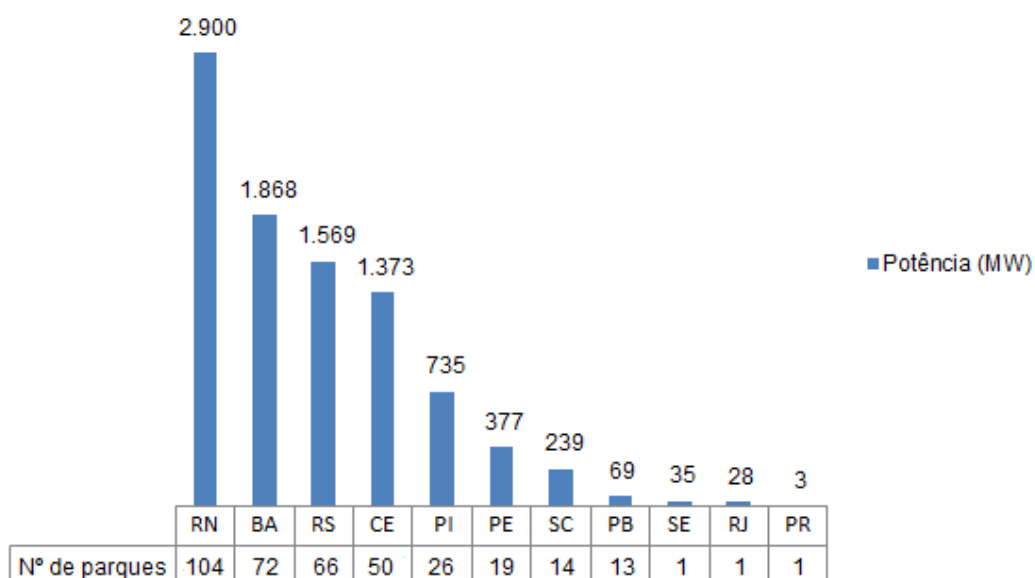
Figura 4: Segmentação da matriz energética brasileira por fonte



Fonte: ABEE / elaboração própria

Esses 9,2 GW de capacidade eólica instalada são fornecidos por um total de 367 usinas, concentradas principalmente nos estados do Rio Grande do Norte, Bahia e Rio Grande do Sul, como ilustra a figura 5.

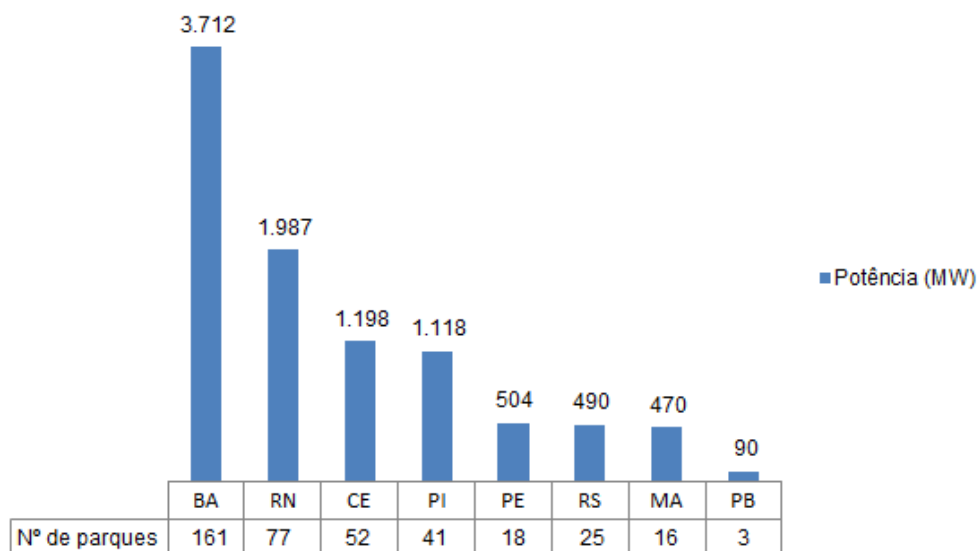
Figura 5: Distribuição regional dos parques já instalados



Fonte: ABEE / elaboração própria

Há ainda 393 parques em construção, que acrescentarão 9,6 GW de potência instalada ao sistema até o final de 2019. A figura 6 apresenta esses dados conforme a distribuição regional das plantas no território brasileiro.

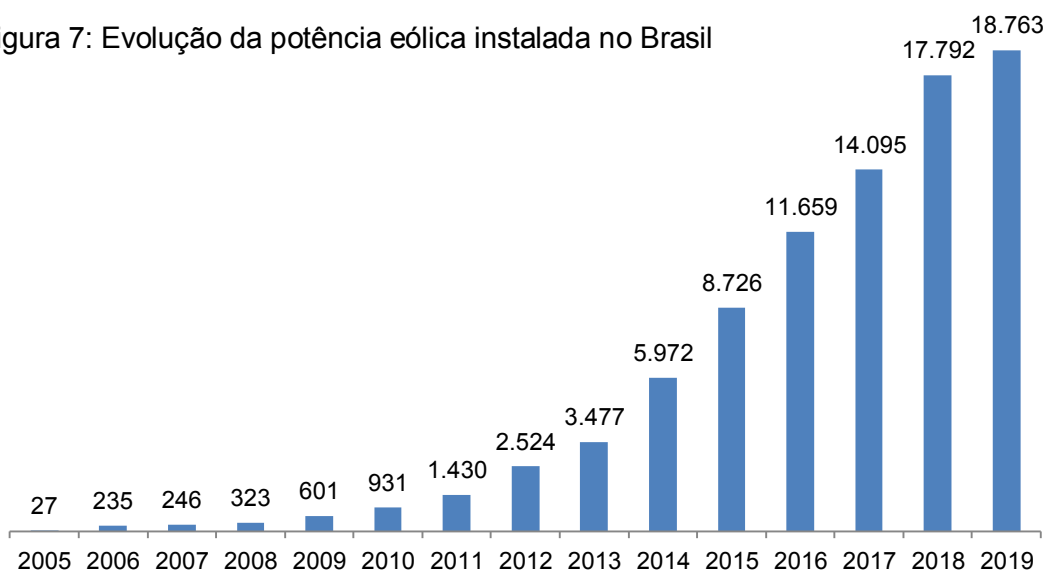
Figura 6: Distribuição regional dos parques em construção



Fonte: ABEE / elaboração própria

Desde 2005, a capacidade eólica instalada vem crescendo progressivamente, ganhando espaço como importante fonte na matriz energética brasileira. Projeções da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEE) apontam que ao final de 2019 o Brasil terá 18,7 GW de potência instalada – mais que o dobro da atual.

Figura 7: Evolução da potência eólica instalada no Brasil

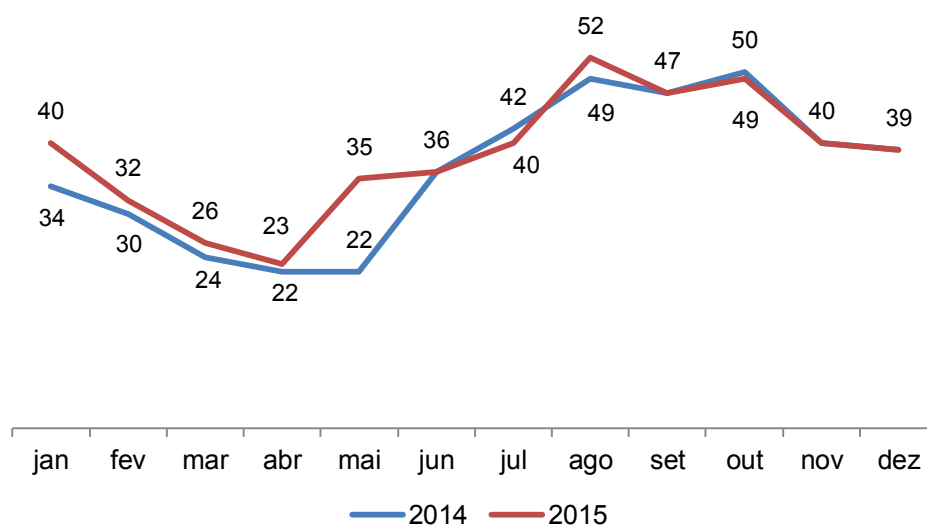


Fonte: ABEE / elaboração própria

Uma das principais vantagens da matriz eólica é o fato de não haver emissão de CO₂ no processo de geração de energia. Segundo a ABEE, em 2015 foram evitadas 9,5 milhões de toneladas de CO₂ – equivalente à emissão anual de cerca de oito milhões de automóveis (19% da frota brasileira, conforme dados do Sindicato Nacional da Indústria de Componentes para Veículos Automotores).

Por outro lado, um ponto que pode ser destacado como desvantagem da geração eólica é o baixo nível de aproveitamento da potência instalada. A figura 8 apresenta a evolução ao longo de 2014 e 2015 do fator de capacidade do parque eólico brasileiro.

Figura 8: Fator de capacidade médio do parque eólico brasileiro (em %)



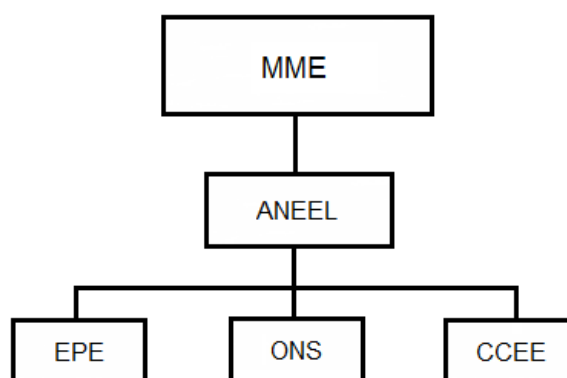
Fonte: ABEE / elaboração própria

O fator de capacidade reflete as condições de vento de determinado local, e representa a porcentagem de energia efetivamente gerada a partir da potência instalada. Ou seja, em 2015 as usinas eólicas brasileiras geraram, em média, apenas 38% da sua capacidade. No entanto, comparando com a média global, cujo fator de capacidade gira em torno de 25%, pode-se afirmar que o Brasil possui boas condições de vento para a geração de energia elétrica.

4. Breve caracterização do setor elétrico brasileiro

O organograma institucional do atual modelo do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) pode ser segmentado em três níveis. No topo, existe o Ministério de Minas e Energia (MME), responsável por definir as políticas e diretrizes do setor. Vinculado a esse Ministério, há a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – cujas atividades englobam a regulamentação e fiscalização do sistema, defendendo os interesses do consumidor. Subordinadas à autarquia, existem três diferentes entidades: o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Figura 9: Organograma institucional do setor elétrico brasileiro



Fonte: elaboração própria

O ONS é responsável por coordenar e administrar a energia que circula pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) – isto é, o conjunto de empresas de geração, transmissão e distribuição, localizadas por todo o território brasileiro. Estima-se que apenas 2% da energia do país está fora do SIN, em pequenos sistemas isolados (principalmente na região amazônica).

A função da CCEE consiste em promover os leilões de compra e venda de energia, assim como gerenciar os contratos firmados entre as partes (chamados genericamente de *Power Purchase Agreement* – *PPA*). Além disso, a entidade responde pela contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no SIN. A contabilidade envolve, basicamente, o cálculo da diferença entre a

energia medida e contratada por agente, chamada Preço de Liquidação das Diferenças. O PLD corresponde ao preço da energia no mercado de curto prazo (também chamado *spot*) e pode variar de R\$ 4 MWh a R\$ 388 MWh. A liquidação, por sua vez, é realizada mensalmente pela Câmara de forma multilateral, não havendo indicação de parte e contraparte. A CCEE explica da seguinte forma em seu site: “um agente em posição credora recebe seu crédito de todos os devedores do mercado e não de um agente devedor específico. Em contrapartida, um agente devedor efetua o pagamento a todos os credores e não especificamente a um ou outro agente credor.”

A EPE tem como atribuição realizar estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor. Os principais levantamentos a cargo da empresa são: Balanço Energético Nacional, Planos de Expansão de Energia e Inventário das Bacias Hidrográficas. Além disso, a EPE divulga periodicamente documentos com dados consolidados e análises, como por exemplo: resenhas mensais do mercado, boletim trimestral da conjuntura elétrica e anuário estatístico.

Quanto ao ramo de atuação dos *players* do setor, existem quatro categorias: geração, transmissão, distribuição e comercialização (no mercado livre). O ciclo da cadeia elétrica inicia-se nas usinas geradoras, que produzem a energia que circulará pelo SIN. A segunda etapa do ciclo corresponde ao segmento de transmissão, que é responsável por escoar em alta tensão a energia gerada nas usinas até os centros comerciais. A entrega da energia aos consumidores finais fica a cargo das empresas distribuidoras, que para isso precisam transformar a energia de alta tensão em baixa tensão. Por fim, no segmento de comercialização é onde ocorrem as livres negociações contratuais de compra e venda de energia, realizadas na plataforma de liquidação da CCEE.

A contratação de energia ocorre em dois tipos de mercado: (i) o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual estão inseridos agentes de geração, comercialização e consumidores livres; e (ii) o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam apenas agentes de geração e de distribuição de energia. É importante destacar que todos os contratos – seja do ACL ou do ACR, devem ser registrados na CCEE. A tabela 3 resume as principais diferenças entre os dois ambientes.

Tabela 3: Principais diferenças entre o ACL e o ACR

Dimensão	Ambiente Livre	Ambiente Regulado
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livre e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras
Contratação	Livre negociação entre os compradores e vendedores	Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel
Tipo de contrato	Acordo livremente estabelecido entre as partes	Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulador (CCEAR)
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão
Prazo do contrato	Geralmente curto ou médio	Longo (até 30 anos)

Fonte: site da CCEE

É no ACR, portanto, que ocorrem os leilões de comercialização de energia, que possuem dois objetivos centrais: (i) garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, seja pela expansão do parque gerador ou pela retenção das usinas já existentes; e (ii) promover a modicidade tarifária – isto é, a contratação de energia pelo menor preço possível.

Os leilões são realizados através de uma plataforma virtual da CCEE e funcionam da seguinte forma: primeiramente, a Aneel divulga um edital, que dentre diversas regras, estabelece um preço-teto para a energia que será vendida. Os *bids* são realizados pelos agentes de geração de forma decrescente, e a designação dos vencedores, portanto, é feita do menor para o maior preço, até que se tenha suprido toda a demanda ou até que o volume ofertado se esgote.

5. Estudo de caso do projeto Ventos do Nordeste

5.1. Referencial teórico

A partir da década de 1960, foram criadas diversas metodologias para avaliar empresas, dentre as quais destacam-se: método contábil/patrimonial, método do fluxo de caixa descontado e método dos múltiplos EVA/MVA (MARTELANC, PASIN e PEREIRA, 2010). Uma pesquisa realizada em 2001 pela Associação dos Analistas e Profissionais de Investimento do Mercado de Capitais (Apimec) aponta que o mais utilizado pelos avaliadores é o Fluxo de Caixa Descontado, seguido pelo método dos múltiplos. Uma pesquisa posterior, empreendida por Trizi e Pacheco em 2006, confirma essa preferência pelos dois.

Como este trabalho tem por objetivo analisar a viabilidade econômica de um novo projeto – ou seja, um novo investimento – o método do Fluxo de Caixa Descontado se mostra mais adequado. Tal modelo parte do pressuposto de que somente a capacidade de gerar fluxo de caixa confere valor a uma empresa ou projeto. Portanto, o valor de um negócio deve ser medido pelo montante de recursos financeiros que será gerado no futuro, trazido a valor presente para refletir o tempo e o risco associados ao investimento (MARTELANC; PASIN; PEREIRA, 2010).

Logo, o método do FCD resume-se em três etapas: (i) projetar os fluxos de caixa futuros; (ii) estimar o custo de capital; e (iii) utilizar essa taxa para descontar os fluxos ao longo do período projetado. Dessa forma, o presente capítulo primeiramente descreve o projeto Ventos do Nordeste, passando em seguida pelas três etapas do modelo e finalizando com a apresentação dos resultados: Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL).

5.2. Caracterização do projeto

O projeto, denominado Ventos do Nordeste, envolve a construção, operação e manutenção de um complexo eólico localizado na Bahia. O *sponsor* do empreendimento é a empresa Brasil Verde, que por sua vez tem como

principal acionista um fundo de *private equity* norte-americano chamado Renewables. Para a execução, a Brasil Verde constituiu, juridicamente, a SPE Ventos do Nordeste Geração de Energia.

Composto por oito parques, o complexo eólico conta com 95 aerogeradores, totalizando 223,25 MW de capacidade instalada. A medição de ventos foi realizada ao longo de vinte anos de estudo por uma empresa especializada, com mais de trinta anos de experiência no mercado. O fator de capacidade auferido variou entre 44,9% e 51,4%, sendo o valor médio das observações 47,5%.

Ventos do Nordeste sagrou-se vencedor de um lote de 99,3 MW no 2º Leilão de Energia de Reserva (LER) da Aneel, realizado em 2015. O PPA tem prazo de 20 anos, com início em janeiro de 2019, e o preço do megawatt ofertado pela Brasil Verde no leilão foi R\$ 206,48.

O investimento necessário para o projeto (Capex) totaliza R\$ 1,35 bilhão – dos quais 72% serão financiados pelo BNDES e os R\$ 380,4 milhões restantes serão integralmente aportados até 2019 via *equity*. A tabela 4 na página seguinte detalha os usos e fontes do projeto.

Tabela 4: Quadro de usos e fontes do projeto Ventos do Nordeste

Usos (R\$ mil)	1.358.622	Financiamento		
		Ano 1	Ano 2	Ano 3
Aerogeradores	829.959	42%	48%	10%
BoP Civil	244.341	25%	70%	5%
BoP Elétrico	133.557	21%	74%	5%
Linhas de transmissão	51.723	30%	61%	9%
Desenvolvimento e ambiental	52.788	53%	43%	4%
Assessoria Financeira	8.998	-	100%	-
Garantias Pré-Operacionais	37.256	-	100%	-
Fontes (R\$ mil)	1.358.622	Liberação		
		Ano 1	Ano 2	Ano 3
BNDES	978.208	-	70%	30%
Capital Próprio	380.414	69%	24%	7%
(Empréstimo Ponte)	674.963	100%	-	-

Fonte: dados cedidos pela empresa / elaboração própria

O principal fornecedor do projeto, que representa 61% do Capex, é o fabricante de aerogeradores, cujo contrato (*Turbine Supply Agreement*) também prevê a prestação de serviços de manutenção das turbinas. A sigla BoP refere

se ao termo em inglês *Balance of Plant*, que designa todos os componentes de infraestrutura em um parque eólico, com exceção dos aerogeradores. Serão contratadas três empresas de engenharia: duas para as obras do BoP civil e uma para o elétrico. A construção das linhas de transmissão também ficarão sob responsabilidade de uma empresa terceirizada. O elemento “desenvolvimento e ambiental” refere-se aos estudos de ventos, condições de relevo, mapeamento do terreno, dentre outras atividades técnicas necessárias. O serviço de assessoria financeira será contratado junto a um banco de investimento. Por fim, as garantias pré-operacionais são aquelas exigidas pela Aneel e pelo BNDES antes do início das atividades da usina.

As fontes de recursos do projeto (financiamento do BNDES e empréstimo ponte) serão detalhadas no capítulo 5.3 – Projeção do Fluxo de Caixa para os Acionistas. Cabe ressaltar apenas que o empréstimo ponte é um recurso temporário, amortizado integralmente após o primeiro desembolso do BNDES. Portanto, o valor total de fontes indicado na tabela 4 não contabiliza essa dívida.

5.3. Projeção do Fluxo de Caixa Livre do Projeto

A primeira etapa para montar o FCL do projeto (também denominado *Cash Flow to Firm*) é determinar seu faturamento bruto. Os dados para calcular essa linha são apresentados na tabela 5.

Tabela 5: Informações técnicas do projeto

Capacidade instalada	223,25 MW
Fator de capacidade	Entre 44,9% e 51,4%
Energia contratada	99,3 MW
Preço do PPA	R\$ 206,48
Prazo da concessão	20 anos

Fonte: dados cedidos pela empresa / elaboração própria

Dentre os dados acima, o único que pode variar ao longo do tempo é o fator de capacidade – decisivo na definição da energia efetivamente produzida. A geração do parque corresponde à capacidade instalada, multiplicada pelo fator de capacidade.

Conforme edital do 2º LER, a usina possui dois tipos de receita: fixa e variável. A receita fixa equivale ao montante de energia contratado (99,3 MW) multiplicado pelo seu preço (R\$ 206,48). É importante destacar que a potência

indicada na tabela 5 corresponde ao volume de produção por hora. Um ano possui 8.760 horas; logo, a usina deve entregar, anualmente, 869.868 MW. A receita fixa anual, portanto, será de R\$ 179,6 milhões.

A receita variável, por sua vez, corresponde à quantidade de energia efetivamente gerada em relação ao montante contratado. Se a energia gerada pela usina ao final de um ano for menor que 90% do PPA, ela deverá pagar, no ano seguinte, 115% do preço contratado sobre o volume que faltou. Além disso, o déficit passa para o ano seguinte. Para elucidar o mecanismo, suponhamos que Ventos do Nordeste gere, no primeiro ano operacional, 80 MW. O mínimo aceitável, sem sofrer penalidades, é 89,37 MW (90% de 99,3 MW). Logo, a receita do projeto no ano seguinte será descontada em:

$$1,15 \times 206,48 \times (89,37 - 80) = \text{R\$ } 2.224,92$$

Ao final de cada quadriênio, há uma nova contabilização. Se o volume acumulado ao longo dos quatro anos for inferior a 100% do montante contratado, a usina é penalizada em 100% do preço do PPA sobre o déficit. Exemplo: Ventos do Nordeste deve entregar, em quatro anos, um volume total de 397,2 MW (4 x 99,3 MW). Caso a energia gerada no período seja apenas 300 MW, o projeto tem sua receita reduzida em R\$ 20.069,86 (206,48 x 97,2).

A lógica da penalidade por geração a menor também se aplica quando há excedente em relação ao volume de energia contratado. No entanto, para haver contabilização de um benefício, o volume produzido deve ser maior que 130% do previsto no PPA. Nesse caso, a usina recebe, no ano seguinte, 70% do preço do contrato pelo excedente – que também é transferido para o ano posterior. Na contabilização quadrienal, o mesmo preço do PPA é aplicado se a geração acumulada no período for maior que o volume contratado.

Tabela 6: Contabilização do déficit/excedente de geração no 2º LER

Preço em % do PPA	Penalidade		Benefício	
	Vol. abaixo de 90%	Vol. entre 90% e 100%	Vol. entre 100% e 130%	Vol. acima de 130%
Ano	115%	não há	não há	70%
Quadriênio	100%	100%	100%	100%

Fonte: Contrato de Energia de Reserva 2015 – Aneel / elaboração própria

Aplicando a regra do leilão ao projeto Ventos do Nordeste, calculam-se os seguintes limites: 89,37 MW para a geração a menor (90% de 99,3 MW) e 129,09 MW para a geração a maior (130% de 99,3 MW). Para atingir esses valores, o fator de capacidade do parque deve ser 40% e 58%, respectivamente. No entanto, todos os valores auferidos no estudo de ventos estão inseridos em uma faixa entre 44,9% e 51,4%. Logo, a probabilidade do projeto extrapolar os limites anuais de geração de energia é ínfimo. Frente a essa premissa, a modelagem assume que a receita variável somente existirá ao final dos quadriênios.

Após o cálculo da receita bruta, há dois impostos que incidem sobre a ela: PIS (0,65%) e COFINS (3,00%). Deduzindo-os, chega-se ao faturamento líquido. O próximo passo é projetar os custos e despesas (incluindo depreciação). O custo mais relevante do projeto é o de operação e manutenção (O&M) das turbinas, que será realizado pela própria fabricante dos aerogeradores, conforme contrato já firmado entre as partes. O custo de O&M geral cresce 1% ao ano a partir de 2024, 3% a partir de 2029 e 5% nos últimos cinco anos.

O terceiro tipo de custo são os encargos setoriais, que variam conforme a geração. Já as despesas, são de dois tipos: administrativas e com arrendamento dos terrenos nos quais os parques serão instalados.

Tabela 7: Custos e despesas do projeto

Custos	
O&M Turbinas – 2 primeiros anos operacionais	R\$ 950.000
O&M Turbinas – a partir do 3º ano operacional	R\$ 17.100.000
O&M Geral	R\$ 1.782
Encargos setoriais	R\$ 2,593 por MW
Despesas	
Administrativas	R\$ 5.291.000
Arrendamento de Terrenos	1,64% sobre Rec. Líquida

Fonte: dados cedidos pela empresa / elaboração própria

A depreciação incide sobre os aerogeradores e sobre o BoP civil e elétrico. O valor desses elementos (R\$ 1,26 bilhão), já discriminados na tabela 4, será depreciado linearmente ao longo dos 20 anos de concessão do projeto, sem valor residual. A depreciação anual, portanto, é de R\$ 62,9 milhões.

Após deduzir da Receita Líquida os custos, despesas e depreciação, chega-se à linha do EBIT (*Earnings Before Interest, Tax and Depreciation*).

Como estamos calculando o Fluxo de Caixa Livre do Projeto, deve haver uma segregação completa entre as atividades operacionais e as de financiamento (MARTELANC; PASIN; PEREIRA, 2010). Logo, os tributos incidem diretamente sobre o EBIT, sem que as despesas financeiras sejam contabilizadas. As alíquotas de Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre o Lucro (CSSL) são, respectivamente, 25% e 9%.

Descontada a tributação, encontra-se o Nopat (*Net Operating Profit After Tax*). Os últimos ajustes para calcular o FCL do projeto são: (i) somar de volta a depreciação, pois seu efeito é apenas contábil – ou seja, não há saída efetiva de caixa; (ii) deduzir o Capex, cujos valores estão discriminados na tabela 4; e (iii) descontar a variação do capital de giro. Por tratar-se de uma usina eólica, que funciona praticamente sozinha após a entrada em operação, a modelagem assume que não há necessidades adicionais de capital de giro ao longo da vida útil do projeto. Logo, sua variação é nula.

Tabela 8: Cálculo do *Cash Flow to Firm*

Receita Fixa
Receita Variável
Receita Bruta
(-) PIS
(-) COFINS
Receita Líquida
(-) Custos
(-) Despesas
(-) Depreciação
EBIT
(-) IR/CSSL
Lucro operacional (Nopat)
(+) Depreciação
(-) Investimentos (Capex)
(-) Variação do Capital de Giro
FLUXO DE CAIXA LIVRE P/ O PROJETO

Fonte: elaboração própria

5.4. Projeção do Fluxo de Caixa Livre para os Acionistas

Dado que o projeto é uma SPE, o que importa para a Brasil Verde é a geração de caixa que efetivamente lhe compete. Portanto, no cálculo do FCL para os acionistas (*Cash Flow to Equity*), deve-se acrescentar o fluxo das atividades de financiamento.

Conforme o quadro de usos e fontes na tabela 4, o projeto conta com duas modalidades de dívida. A principal é o financiamento do BNDES (Finem), com prazo de 16 anos e carência de um ano após a data de início do PPA. A taxa de juros estipulada pelo BNDES para essa linha de financiamento depende da categoria na qual o empreendimento se encaixa. Para o segmento de energia renovável, o juros do Finem é calculado através equação abaixo.

$$\text{Taxa de juros} = \text{TJLP} + \text{remuneração básica do BNDES} + \text{risco de crédito}$$

A TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo) é fixada pelo Conselho Monetário Nacional e em maio de 2016 estava em 7,5% a.a. A remuneração básica do BNDES, segundo o *site* do próprio banco, é a partir de 1,5% a.a., e a última parcela da fórmula depende do risco de crédito do empreendimento, podendo atingir no máximo 4,18% a.a. Assumiremos, em uma estimativa moderada, que a taxa de juros do Finem será de 11,50% a.a.

A segunda modalidade de dívida é o empréstimo ponte, que será contratado junto a um banco comercial, com a finalidade de garantir o capital de giro do projeto e permitir o avanço das obras enquanto o Finem não é liberado. Trata-se, portanto, de um empréstimo de curto prazo, que é liquidado logo quando ocorre o primeiro desembolso do BNDES – ou seja, em 2017. De forma conservadora, seu custo é estimado em 19,25% a.a. (CDI + 5,0% a.a.).

Cabe ressaltar que os juros indicados acima, tanto do empréstimo ponte quanto do Finem, estão expressos em taxas nominais, enquanto as projeções dos fluxos de caixa correspondem a valores não inflacionados. Portanto, é preciso calcular o juros real das dívidas, utilizando a fórmula de Fischer para deflacionar as taxas nominais.

$$\text{Juros real} = [(1 + \text{juros nominal}) / (1 + \text{inflação})] - 1$$

O Boletim Focus divulgado pelo Banco Central em 30 de maio de 2016 aponta para 2016 um IPCA de 7,0% a.a. Como o *bridge-loan* tem prazo de um

ano, essa será a inflação considerada para calcular a taxa real do empréstimo. Dessa forma, chega-se a um juro de 11,45% a.a. Para o financiamento de longo prazo do BNDES, a taxa nominal será descontada pela inflação estimada para 2017 no Focus. A projeção média dos principais analistas do mercado, segundo o boletim do Banco Central, é um IPCA de 5,50% a.a. Com esses valores, calcula-se um juro real de 5,69% a.a. para o Finem.

Após o devido cálculo das taxas de juros reais, pode-se prosseguir ao fluxo de financiamentos. Em 2016, a única movimentação referente às atividades de financiamento é a entrada dos recursos do empréstimo ponte. No ano seguinte, ocorrem três eventos: (i) desembolso de 70% do Finem por parte do BNDES; (ii) amortização integral do *bridge-loan*; e (iii) pagamento do juro de 11,45%. No terceiro ano, há apenas a liberação do restante do Finem e, a partir de então, não há mais entrada de recursos. Devido à carência de um ano após o início das operações, a amortização da dívida junto ao BNDES e o pagamento de juros se iniciam apenas em 2020. O financiamento é amortizado de forma linear ao longo de 16 anos, e o juro de 5,69% a.a. incide sempre sobre o saldo devedor do ano anterior. A tabela 9 ajuda a entender as movimentações nos primeiros cinco anos do projeto.

Tabela 9: Fluxo dos financiamentos

(R\$ mil)	2016	2017	2018	2019	2020
Saldo Inicial	0	674.963	684.745	978.208	978.208
Bridge Loan	674.963	0	0	0	0
Finem BNDES	0	684.745	293.462	0	0
Amortização	0	-674.963	0	0	-61.138
Saldo Final	674.963	684.745	978.208	978.208	917.070
Juros	0	-76.852	0	0	-55.633

Fonte: elaboração própria

O próximo passo para calcular o *Cash Flow to Equity* é considerar as entradas e saídas de recursos financeiros e somá-las ao FCL do projeto, conforme a tabela 10 na página seguinte.

Tabela 10: Cálculo do *Cash Flow to Equity*

<p>FLUXO DE CAIXA LIVRE P/ O PROJETO</p> <p>(+) Entrada de recursos</p> <p>(-) Amortização da dívida</p> <p>(-) Juros</p> <p>(+) Benefício fiscal</p> <p>FLUXO DE CAIXA LIVRE P/ OS ACIONISTAS</p>
--

Fonte: elaboração própria

A única linha ainda não calculada no fluxo de financiamentos é o benefício fiscal. Tal benefício ocorre pois as despesas financeiras, via de regra, têm efeito de redução dos impostos. Voltando à tabela 8, pode-se perceber que a tributação foi auferida diretamente sobre o lucro antes da incidência de juros, pois o objetivo era segregar as atividades operacionais das atividades de financiamento. Logo, contabilizou-se um valor de impostos maior do que efetivamente será pago. O benefício fiscal, portanto, funciona como um ajuste e corresponde à alíquota de IR/CSSL (34%) sobre as despesas financeiras.

5.5. Estimativa do custo de capital

Para a análise de um projeto sob a perspectiva dos acionistas, deve-se descontar o *Cash Flow to Equity* pela taxa de retorno sobre o capital próprio exigida pelos investidores. Essa taxa, que pode ser considerada o custo do *equity*, é estimada por um modelo denominado *Capital Asset Pricing Model*.

A metodologia envolve três variáveis: (i) o retorno do ativo livre de risco; (ii) o retorno esperado para a carteira de mercado; e (iii) o índice Beta (β), isto é, a sensibilidade da ação de uma empresa/projeto de determinado setor em relação ao mercado como um todo. A equação do CAPM é indicada abaixo.

$$\text{CAPM} = R_f + \beta(R_m - R_f)$$

R_f : retorno do ativo livre de risco

R_m : retorno esperado para a carteira de mercado

β : beta

Martelanc, Pasin e Pereira (2010) afirmam que para calcular o CAPM em países emergentes (como o caso do Brasil), deve-se utilizar dados do mercado

norte-americano, ajustado pelo risco soberano do país em questão. Esse risco será somado ao final da equação, podendo ser considerado, portanto, a quarta variável do modelo. Logo, para estimar o custo de capital próprio do projeto Ventos do Nordeste, serão adotadas as seguintes premissas:

- i. a *proxy* mais adequada para o ativo livre de risco são os bônus emitidos pelo Tesouro dos Estados Unidos. Será utilizado o título de dez anos, conhecido como US T-Bond 10, cuja taxa de retorno (*yield*) em 21/04/2016 foi de 1,87% a.a. (fonte: Bloomberg).
- ii. o retorno esperado do mercado será considerado como o retorno médio dos últimos 30 anos do índice S&P 500, que consiste em uma carteira hipotética composta por 500 ações de companhias que a agência de *rating* Standard & Poor's considera refletirem o desempenho do mercado norte-americano como um todo. Conforme dados da Bloomberg, o *yield* médio do S&P 500 de 1985 a 2015 foi 5,71% a.a.
- iii. o Beta (β) do projeto será calculado a partir do valor auferido pelo professor PhD Aswath Damodaran. Em seu *site*, Damodaran aponta que para o setor de energias renováveis, o Beta desalavancado é 0,70. No entanto, esse valor considera uma empresa desprovida de dívida – o que não é o caso de Ventos do Nordeste. Logo, deve-se considerar a estrutura de capital do projeto (72% *debt*; 28% *equity*) e utilizar a equação na página seguinte para calcular o valor do Beta alavancado.

$$\beta_a = \beta_d \times [1 + D/E \times (1 - \alpha)]$$

β_a = beta alavancado

β_d = beta desalavancado

D = dívida

E = *equity*

α = alíquota de Imposto de Renda e CSSL

Logo,

$$\beta_a = 0,7 \times [1 + (0,716/0,284) \times (1 - 0,34)]$$

$$\beta_a = 1,86$$

- iv. o risco-Brasil será medido pelo Embi+ (*Emerging Markets Bonds Index*), índice criado pelo banco JP Morgan, que reflete o *spread* soberano dos

bônus de países emergentes em relação aos emitidos pelo Tesouro norte-americano. Ou seja, é a diferença entre o retorno diário dos títulos desse grupo de países e os títulos de dívida dos Estados Unidos (considerados livre de risco). O índice é medido em pontos base (*base points*) e dez *bps* são equivalentes a um décimo de 1%. De 03/01/2010 a 14/03/2016, a média do Embi Brasil auferido pelo Ipea (Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada) foi 240 bps – isto é: 2,4% a.a.

Agora com todas as variáveis do CAPM definidas, pode-se calcular o custo nominal do *equity* conforme abaixo.

$$\text{CAPM} = 1,87\% + 1,86 \times (5,71\% - 1,87\%) + 2,4\%$$

$$\text{CAPM} = 11,41\% \text{ a.a.}$$

Assim como foi feito com a taxa de juros do empréstimo ponte e do Finem, deve-se determinar a taxa real do CAPM. Nesse caso, porém, o custo do *equity* será deflacionado pelo CPI (*Consumer Price Index*) dos Estados Unidos, uma vez que os dados utilizados no CAPM foram coletados do mercado norte-americano. Segundo o *Bureau of Labor Statistics*, de 1985 a 2015 (mesmo período observado nos retornos do S&P 500), o CPI auferido foi 2,66% a.a. Aplicando a fórmula de Fischer, calcula-se uma taxa de juros real de 8,52% a.a., que será utilizada como o custo de capital próprio dos acionistas.

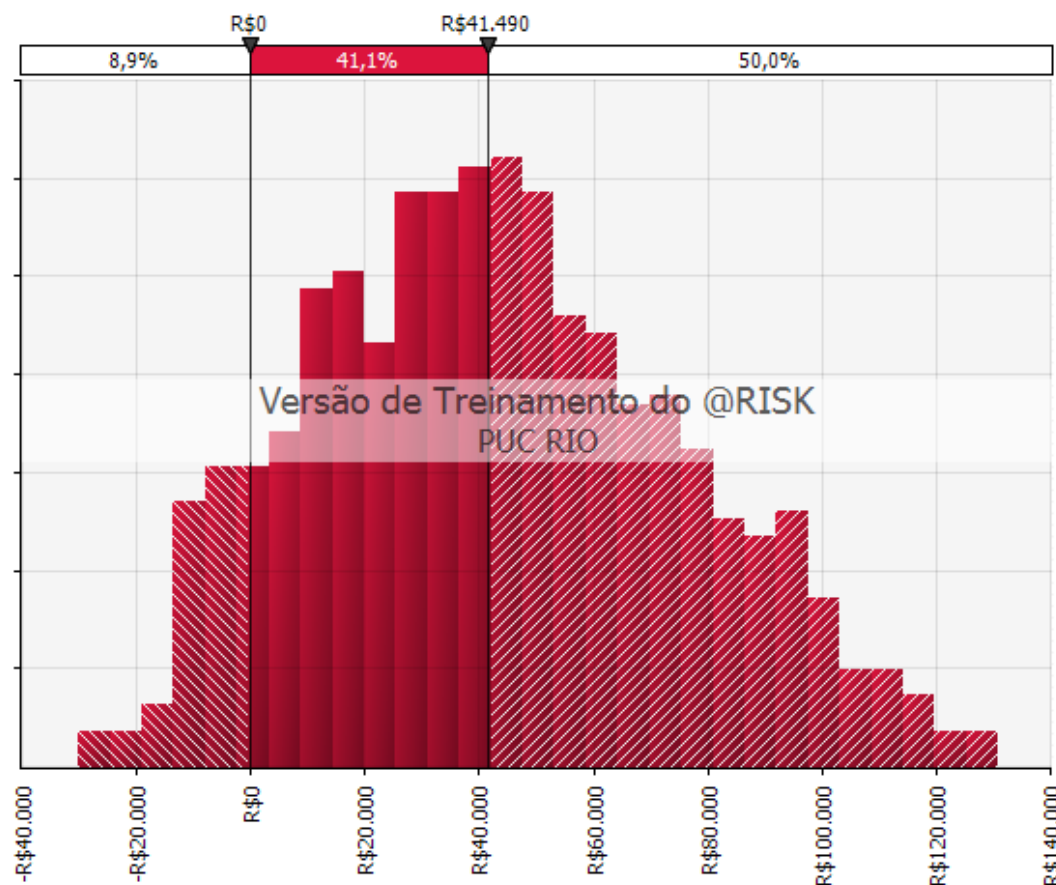
5.6. Apresentação dos resultados

Descontando o *cash flow to equity* pela taxa de 8,52% a.a., obteve-se um Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 33,6 milhões e Taxa Interna de Retorno (TIR) de 9,46% a.a. Essa simulação considera um cenário-base, onde o fator de capacidade é o mesmo ao longo de todos os anos do projeto (47,5%).

No entanto, conforme o estudo de ventos, sabe-se que tal valor não é estático. Para lidar com essa incerteza, foi realizada uma simulação de Monte Carlo, considerando um fator de capacidade oscilante entre 44,9% e 51,4%. Outra variável também sujeita a imprecisões é o CAPM. Frente a isso, foi estabelecida uma margem de erro de dois pontos percentuais para cima e para baixo. Ou seja, considerou-se a possibilidade do custo nominal do *equity* variar entre 9,41% e 13,41%.

Diante dessas novas premissas, os possíveis valores para o VPL são apresentados na figura 10.

Figura 10: Resultados do VPL com a simulação de Monte Carlo



Fonte: elaboração própria

Outro fator de incerteza, embora em menor escala, diz respeito à taxa de juros cobrada pelo BNDES. Diante disso, foram projetados diferentes possibilidades, considerando o cenário-base com fator de capacidade e CAPM estáticos. Os resultados do VPL são apresentados na tabela 11, na página seguinte.

Tabela 11: Variação do VPL x juros do BNDES

Juros BNDES (taxa nominal)	VPL (R\$ mil)
9,0%	99.214
9,5%	86.101
10,0%	72.988
10,5%	59.875
11,0%	46.762
11,5%	33.649
12,0%	20.536
12,5%	7.423
13,0%	-5.690
13,5%	-18.803
14,0%	-31.916
14,5%	-45.030
15,0%	-58.143

Fonte: elaboração própria

Vale ressaltar que embora o juros indicado na tabela acima seja uma taxa nominal, o cálculo do VPL já considerou o efeito da inflação, utilizando nas projeções a taxa real do financiamento.

É importante destacar também que os resultados apresentados até aqui baseam-se em uma modelagem que compreende apenas o período de concessão do projeto, encerrando-se, portanto, em 2038. Na prática, porém, a usina continua em operação. Considerando um fluxo com perpetuidade sem crescimento, o VPL atinge R\$ 323,9 milhões.

6. Conclusões

No estudo de caso do projeto Ventos do Nordeste, pode-se perceber todas as características típicas de um *Project Finance*: muitos *stakeholders*, investimentos extremamente volumosos, alto nível de alavancagem financeira, longo prazo para maturação do empreendimento, constituição de uma SPE, segregação e alocação de riscos e amortização da dívida através dos fluxos de caixa futuros.

A partir dos resultados obtidos no cenário-base, é possível afirmar que o projeto é economicamente viável, uma vez que apresenta VPL positivo e TIR superior à taxa de retorno exigida pelos acionistas. Para uma análise com menor grau de incerteza, a simulação de Monte Carlo se mostra uma metodologia eficaz, pois considera os diferentes cenários possíveis para as variáveis da modelagem. De acordo com a figura 10, Ventos do Nordeste apresenta uma probabilidade de apenas 8,9% de retornar um VPL negativo. A chance do projeto valer mais que R\$ 41 milhões ultrapassa 50%, podendo alcançar até R\$ 130,9 milhões.

No entanto, a estrutura de capital altamente alavancada é um fator de risco, pois as despesas com amortização de dívida e pagamento de juros representam, em média, 67% do fluxo de caixa livre do projeto. Conseqüentemente, o VPL é bastante volátil à taxa cobrada pelo BNDES, como mostra a tabela 11. No limite, o projeto suporta juros nominal de no máximo 12,5% a.a. no cenário-base. Portanto, a negociação junto ao banco de fomento é fator decisivo para levar o empreendimento adiante.

As projeções dos fluxos futuros são facilitadas pelas regras do 2º LER da Aneel, assim como pela estrutura desenhada para o projeto – com custos e despesas previamente definidos em contratos. A premissa de maior incerteza, portanto, é o fator de capacidade da usina – que impacta diretamente todo o fluxo. Apesar da modelagem em si não ser tão complexa, a grande dificuldade para o *sponsor* consiste em coordenar todos os agentes envolvidos na execução do projeto, sem que haja sobrecustos nas obras e atrasos no cronograma – fatores não considerados na análise apresentada neste trabalho.

O estudo mostra, portanto, que com estruturas contratuais bem arquitetadas, uma modelagem financeira detalhada e expertise em gerenciamento de projetos, é possível investir em usinas eólicas no Brasil e obter retorno financeiro. Apesar da necessidade de Capex ser ainda extremamente robusta, pressionando negativamente o *cash flow*, a tendência é que o preço dos equipamentos caia ao longo do tempo, tornando o investimento cada vez mais atrativo. Tal afirmação toma como parâmetro a significativa evolução da potência instalada de 2005 – quando a tecnologia era praticamente inexistente no Brasil, a 2015 – quando o país alcança o *ranking* das dez maiores capacidades instaladas do mundo.

7. Referências bibliográficas

ANBIMA. **Boletim Financiamento de Projetos**. 6. ed. São Paulo, 2016. Disponível em: <http://portal.anbima.com.br/informacoes-tecnicas/boletins/financiamento-de-projetos/Documents/BoletimFinanciamentoProjetos_201605.pdf>. Acesso em: 20 maio 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim de Dados**. São Paulo, 2016. 7 p. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/images/pdf/Boletim-de-Dados-ABEEolica-Abril-2016-Publico.pdf>>. Acesso em: 14 maio 2016.

BONOMI, Claudio; MALVESSI, Oscar. **Project Finance no Brasil: fundamentos e estudo de casos**. 3ª edição. São Paulo: Atlas, 2008. 420 p.

BORGES, Luiz; FARIA, Viviana. **Project Finance: considerações sobre a aplicação em infraestrutura no Brasil**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 9, n. 18, p. 241-280, dez/2002.

COMER, Bruce. **Project Finance Teaching Note**. 1996. 22 p. Philadelphia, 1996. Disponível em: <<http://finance.wharton.upenn.edu/~bodnarg/ml/projfinance.pdf>>. Acesso em: 07 set. 2015.

DAMODARAN, Aswath. **Damodaran Online**. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/home.htm>. Acesso em: 07 maio 2016.

EQUATOR PRINCIPLES. **Os Princípios do Equador::** Um referencial do setor financeiro para identificação, avaliação e gerenciamento de riscos socioambientais em projetos.. São Paulo, 2013. 28 p. Disponível em: <http://www.equator-principles.com/resources/equator_principles_portuguese_2013.pdf>. Acesso em: 19 out. 2015.

EXAME. Anuário Exame Infraestrutura. São Paulo, p.106-177, 14 out. 2015. Quinzenal.

FARIA, Viviana Cardoso de Sá e. **O Papel do Project Finance no Financiamento de Projetos de Energia Elétrica: Caso da UHE Cana Brava**. 2003. 180 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003. Disponível em: <<http://www.ppe.ufrj.br/ppes/production/tesis/vcsfaria.pdf>>. Acesso em: 17 set. 2015.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind 2015 Report**. Disponível em: <<http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015->

Report_April-2016_22_04.pdf>. Acesso em: 05 abr. 2016.

GRANT, Michael. Financing Eurotunnel. **Japan Railway & Transport Review**, Japan, p.46-52, Apr. 1997. Disponível em: <http://www.jrtr.net/jrtr11/pdf/f46_gra.pdf>. Acesso em: 06 out. 2015.

IJGLOBAL | INFRASTRUCTURE JOURNAL AND PROJECT FINANCE MAGAZINE. Disponível em: <<https://ijglobal.com/data/search-projects>>. Acesso em: 03 maio 2016.

MARTELANC, Roy; PASIN, Rodrigo; PEREIRA, Fernando. **Avaliação de Empresas**: Um guia para fusões & aquisições e private equity. São Paulo: Pearson, 2010. 302 p.

NEVITT, Peter K; FABBOZI, Frank J. **Project Financing**. 7. ed. London: Euromoney Books, 2000. 498 p.

Anexo 1: Fluxos de Caixa (cenário-base)

(EM MILHARES DE REAIS)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Receita Fixa	0	0	0	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610
Receita Variável	0	0	0	0	0	0	48.791	0	0	0	48.791	0
Receita Bruta	0	0	0	179.610	179.610	179.610	228.402	179.610	179.610	179.610	228.402	179.610
(-) PIS	0	0	0	-1.167	-1.167	-1.167	-1.485	-1.167	-1.167	-1.167	-1.485	-1.167
(-) COFINS	0	0	0	-5.388	-5.388	-5.388	-6.852	-5.388	-5.388	-5.388	-6.852	-5.388
Receita Líquida	0	0	0	173.055	173.055	173.055	220.065	173.055	173.055	173.055	220.065	173.055
(-) O&M Turbinas				-950	-950	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100
(-) O&M Geral				-1.655	-1.655	-1.655	-1.655	-1.655	1.672	-1.688	1.705	-1.722
(-) Encargos Setoriais				-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409
(-) Despesas Administrativas				-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291
(-) Despesas com Terrenos				-2.838	-2.838	-2.838	-3.609	-2.838	-2.838	-2.838	-3.609	-2.838
(-) Depreciação	0	0	0	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979
Ebit	0	0	0	96.933	96.933	80.783	127.022	80.783	84.109	80.749	130.382	80.716
(-) IR/CSSL	0	0	0	-32.957	-32.957	-27.466	-43.188	-27.466	-28.597	-27.455	-44.330	-27.443
Lucro operacional (Nopat)	0	0	0	63.976	63.976	53.317	83.835	53.317	55.512	53.295	86.052	53.272
(+) Depreciação	0	0	0	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979
(-) Investimentos (CapEx)	-481.210	-768.755	-108.657	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Variação do Capital de Giro												
FLUXO DE CAIXA LIVRE DO PROJETO	-481.210	-768.755	-108.657	126.955	126.955	116.296	146.814	116.296	118.491	116.274	149.031	116.251
(+) Entrada de recursos	674.963	684.745	293.462	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Amortização da dívida	0	-674.963	0	0	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138
(-) Juros	0	-77.274	0	0	-55.633	-52.156	-48.679	-45.202	-41.725	-38.247	-34.770	-31.293
(+) Benefício fiscal	0	26.273	0	0	18.915	17.733	16.551	15.369	14.186	13.004	11.822	10.640
FLUXO DE CAIXA LIVRE P/ OS ACIONISTAS	193.753	-809.973	184.805	126.955	29.099	20.735	53.548	25.325	29.815	29.892	64.945	34.460
FLUXO DO FINANCIAMENTO												
Saldo Inicial	0	674.963	684.745	978.208	978.208	917.070	855.932	794.794	733.656	672.518	611.380	550.242
Empréstimo Ponte	674.963	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Finem BNDES	0	684.745	293.462	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortização	0	-674.963	0	0	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138
Saldo Final	674.963	684.745	978.208	978.208	917.070	855.932	794.794	733.656	672.518	611.380	550.242	489.104
Juros	0	-77.274	0	0	-55.633	-52.156	-48.679	-45.202	-41.725	-38.247	-34.770	-31.293
(EM MILHARES DE REAIS)												
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
Receita Fixa	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610	179.610
Receita Variável	0	0	48.791	0	0	0	48.791	0	0	0	48.791	0
Receita Bruta	179.610	179.610	228.402	179.610	179.610	179.610	228.402	179.610	179.610	179.610	228.402	
(-) PIS	-1.167	-1.167	-1.485	-1.167	-1.167	-1.167	-1.485	-1.167	-1.167	-1.167	-1.485	
(-) COFINS	-5.388	-5.388	-6.852	-5.388	-5.388	-5.388	-6.852	-5.388	-5.388	-5.388	-6.852	
Receita Líquida	173.055	173.055	220.065	173.055	173.055	173.055	220.065	173.055	173.055	173.055	220.065	
(-) O&M Turbinas	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100	-17.100	
(-) O&M Geral	1.739	-1.792	1.845	-1.901	1.958	-2.016	2.117	-2.223	2.334	-2.451	2.574	
(-) Encargos Setoriais	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	-2.409	
(-) Despesas Administrativas	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	-5.291	
(-) Despesas com Terrenos	-2.838	-2.838	-3.609	-2.838	-2.838	-2.838	-3.609	-2.838	-2.838	-2.838	-3.609	
(-) Depreciação	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	-62.979	
Ebit	84.177	80.646	130.523	80.537	84.395	80.421	130.795	80.215	84.772	79.987	131.251	
(-) IR/CSSL	-28.620	-27.420	-44.378	-27.383	-28.694	-27.343	-44.470	-27.273	-28.822	-27.195	-44.625	
Lucro operacional (Nopat)	55.557	53.226	86.145	53.154	55.701	53.078	86.324	52.942	55.950	52.791	86.626	
(+) Depreciação	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979	62.979	
(-) Investimentos (CapEx)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(-) Variação do Capital de Giro												
FLUXO DE CAIXA LIVRE DO PROJETO	118.536	116.205	149.124	116.133	118.680	116.057	149.303	115.921	118.929	115.770	149.605	
(+) Entrada de recursos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
(-) Amortização da dívida	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	-61.138	0	0	0
(-) Juros	-27.816	-24.339	-20.862	-17.385	-13.908	-10.431	-6.954	-3.477	0	0	0	0
(+) Benefício fiscal	9.458	8.275	7.093	5.911	4.729	3.547	2.364	1.182	0	0	0	0
FLUXO DE CAIXA LIVRE P/ OS ACIONISTAS	39.039	39.004	74.217	43.521	48.363	48.034	83.576	52.488	118.929	115.770	149.605	