

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**A ANÁLISE DA MODALIDADE PROJECT FINANCE
NO FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO: ESTUDO DE CASO DE UMA
GERADORA EÓLICA**

GABRIELA OERTEL VENTURA FONSECA
matrícula nº: 114141314

ORIENTADOR: Prof. Nivalde José de Castro
COORIENTADOR: Carlos Eduardo Cruz Lopes de Oliveira

SETEMBRO 2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**A ANÁLISE DA MODALIDADE PROJECT FINANCE
NO FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO
BRASILEIRO: ESTUDO DE CASO DE UMA
GERADORA EÓLICA**

GABRIELA OERTEL VENTURA FONSECA
matrícula nº: 114141314

ORIENTADOR: Prof. Nivalde José de Castro
COORIENTADOR: Carlos Eduardo Cruz Lopes de Oliveira

SETEMBRO 2019

As opiniões expressas neste trabalho são de exclusiva responsabilidade do autor.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, Henrique e Patrícia, que durante toda minha trajetória nunca mediram esforços para que eu realizasse todos meus sonhos. Obrigada por serem meus maiores exemplos de vida.

Agradeço também às minhas irmãs, Byanca e Camila, que apesar da distância física sempre foram presentes de cuidado e carinho.

A toda minha família, isto é, minha vó, tios e tias, primos e primas, inclusive os que não estão mais presentes em vida, mas que foram presentes em tantos outros momentos.

A todas minhas amigas que iniciaram esse ciclo de graduação comigo, Maria Clara Quintal, Mariana Hardman, Raíssa Octávio, Suelen Bastos e Tais Machado que são responsáveis pelas maiores lembranças dentro do Instituto de Economia, mas também de momentos únicos que vivemos fora. Agradeço também todas as amizades feitas ao longo do curso, principalmente por conta da Atlética do Instituto de Economia, em especial: Lucas Simões e Maria Antônia Viuge, que tiveram a incrível paciência de ouvir inúmeros desabafos durante essa reta final.

Agradeço também minhas amigas de vida e irmãs de coração, Janie Medici e Anna Carolina Carvalho, obrigada pela cumplicidade durante todos esses anos.

Por fim, agradeço ao meu orientador Nivalde que tornou esse projeto de monografia possível e, ao meu coorientador Carlos Eduardo, que foi imprescindível para a estruturação e finalização desta monografia.

RESUMO

O setor elétrico brasileiro passou por constantes alterações até chegar ao modelo utilizado nos dias atuais, baseado na contratação de energia elétrica por meio de leilões. Com os leilões de energia, a expansão da capacidade instalada proveniente da energia gerada por parques eólicos aumentou exponencialmente, assim como, o papel o financiamento neste setor. Como projetos de infraestrutura exigem um alto aporte de capital, já que grandes obras de construção são realizadas, a modalidade de financiamento *project finance* ganhou relevância justamente por ter como característica a alta contração de dívidas através de empréstimos de curto e longo prazo, deixando um percentual menor para o aporte de *equity* dos acionistas. Dessa forma, como o presente trabalho tem como foco a fonte eólica dentro do setor elétrico, será apresentado a relação do setor elétrico com a estruturação de um financiamento baseado na modalidade *project finance*, mostrando em um último capítulo, através de um estudo de caso de uma geradora eólica, como ocorre na prática tanto a relação entre o SEB e a modalidade *project finance*, quanto a dinâmica de estruturação de um projeto nesses moldes.

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	7
CAPÍTULO I – SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	10
I.1 – HISTÓRICO DO FINANCIAMENTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	10
I.1.1 – Antecedentes	10
I.1.2 – O Novo Modelo do SEB	14
I.1.3 – Representatividade das Fontes Renováveis	15
I.2 – CONTRATAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	17
I.2.1 – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)	18
I.2.2 – Leilões	19
I.3 – FINANCIAMENTO DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	23
I.3.1 – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	24
I.3.2 – Recursos Próprios	26
I.3.3 – Debêntures de Infraestrutura	27
I.3.4 – Empréstimo-Ponte (Bridge Loan)	30
CAPÍTULO II – O PROJECT FINANCE E O FINANCIAMENTO DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	31
II.1 – O PROJECT FINANCE	31
II.1.1 – Definição	31
II.1.2 – Características	32
II.1.3 – Comparativo entre o Project Finance e o Corporate Finance	33
II.2 – AGENTES DA MODALIDADE PROJECT FINANCE	34
II.3 – RISCOS DO PROJECT FINANCE	38
II.3.1 – Tipos de Risco	39
II.3.2 – Medidas Mitigadoras de Risco	41
II.4 – VANTAGENS E DESVANTAGENS DO PROJECT FINANCE	44
II.4.1 – Vantagens	44
II.4.2 – Desvantagens	46
II.5 – RELAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO E PROJECT FINANCE	46
CAPÍTULO III – ESTUDO DE CASO: PARQUE EÓLICO ALPHA	48
III.1 – DESCRIÇÃO DO PARQUE EÓLICO ALPHA	48
III.1.1 – Garantia Física	50
III.1.2 – Fator de Capacidade e Geração Anual de Energia	51
III.1.3 – Potencial Eólico no Nordeste	52
III.2 – PRINCIPAIS AGENTES E CONTRATOS	53
III.2.1 – Principais Agentes do Projeto Alpha	54
III.3 – GARANTIAS	61
III.3.1 – Penhor de Ações e Máquinas e Equipamentos do Projeto Alpha	61
III.3.2 – Contratos de Venda de Energia	61
III.3.3 – Fiança Corporativa	62
III.3.4 – Conta Reserva	62
III.4 – FINANCIAMENTO	63
III.4.1 – BNDES	63
III.4.2 – Empréstimo Ponte	65
III.4.3 – Debêntures de Infraestrutura	65
III.4.4 – Equity Injection	67
III.5 – QUADRO DE USOS E FONTES DO PROJETO EÓLICO ALPHA	68
CONCLUSÃO	70
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	72

INTRODUÇÃO

O Brasil é considerado um dos países com maior representatividade de energia renovável em sua matriz elétrica, que é composta majoritariamente pela fonte hídrica, representando 63,8% da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira (EPE, 2018). Em relação à fonte eólica, que representa 7,8% da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira segundo dados da EPE (2018), sua geração tornou-se bem interessante no território brasileiro já que a mesma atua de forma complementar à geração hídrica, ou seja, há complementariedade de ventos e aflúências das bacias hidrográficas, garantindo que uma fonte possa gerar com mais eficiência em períodos que a outra não possa (OLIVEIRA, 2019). Dessa forma, a energia eólica é a fonte alternativa que vem apresentando maiores dados de crescimento no país nos últimos anos, tendo entre 2014 e 2016, o crescimento de 79,7% da capacidade instalada (GOUVÊA e SILVA, 2018). Seu crescimento fez com que o Brasil passasse do 15º lugar do ranking mundial de capacidade instalada de energia eólica, em 2012, para a 8ª posição em 2017 (GWEC 2018). Segundo dados do Operador Nacional do Sistema (ONS), em 14 de setembro de 2017, por exemplo, as eólicas abasteceram 64% da demanda média do Nordeste. É esperado que a energia eólica continue crescendo no Brasil, segundo dados do IPEA (2019), para 2024, foi projetado que a capacidade atinja 19,042 GW, com base nos investimentos que estão sendo realizados para atender à demanda nos leilões de contratação de energia da Aneel e com as outorgas do mercado livre.

Em relação aos investimentos mundiais, foram investidos 333,5 bilhões de dólares em fontes renováveis no ano de 2017. Desse valor, 107 bilhões de dólares em energia eólica, o que representa 32% do total dos investimentos (GWEC, 2018). No caso brasileiro, os investimentos nessa fonte também vêm crescendo, ajudando o país a manter a alta participação de renováveis na matriz elétrica nacional e, dessa forma, contribuindo para que o Brasil seja reconhecido como uma das matrizes mais limpas do mundo (IEA, 2018). O aumento do investimento tem grande relação com o aumento da competitividade de preço que a energia eólica vem apresentando em relação às outras fontes. Considerando os leilões A-4 e A-6 de energia nova, que ocorreram em 2018, a energia eólica foi negociada a 0,02 dólares por kWh (taxa de câmbio de 3,82 R\$/US\$), demonstrando então o crescimento da capacidade instalada atrelada à diminuição de preço (CCEE, 2018).

Investimentos no setor de infraestrutura e, conseqüentemente na geração de energia eólica, estão relacionados com a necessidade de investimento em capital intensivo. Além disso, tais investimentos possuem longo prazo de maturação, o que requer um padrão de financiamento diferenciado de outros setores da economia, ou seja, investimentos voltados para a construção de um parque eólico necessitam uma estrutura de financiamento de longo prazo complexa. No Brasil, o financiamento do setor elétrico foi realizado principalmente pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), na *modalidade project finance* (OLIVEIRA, 2019).

Na modalidade *project finance*, os balanços do projeto são segregados do balanço dos acionistas através da criação de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE). Além disso, outra característica importante desta modalidade é o endereçamento dos riscos do projeto de maneira eficiente, ou seja, endereçar aos agentes que possuam capacidade de suportá-los (SIFFERT, 2009). Como o balanço do projeto não tem relação com o balanço dos acionistas, o financiamento é realizado através da análise do fluxo de caixa do empreendimento financiado, ou seja, da capacidade de pagamento do mesmo, delimitando então o volume de crédito a ser disponibilizado pelo banco financiador e, conseqüentemente a alavancagem financeira do projeto. Quanto maior for a alavancagem financeira do projeto, maior será a contração de dívida por meio de empréstimo e menor será a necessidade de aporte de *equity*, tornando essa estruturação mais atrativa ao acionista (OLIVEIRA, 2019).

O financiamento desses projetos pode ser de longo ou curto prazo. No caso do financiamento realizado pelo BNDES, a principal variável do seu custo financeiro é a TLP, que substituiu a TJLP em 2018, acrescido de uma taxa de remuneração básica do banco e de uma taxa de risco de crédito (BNDES, 2018). Outras fontes de financiamento também são presentes em uma estruturação *project finance*, como o *bridge loan* através de bancos comerciais, que tem a característica de um financiamento de curto prazo e as debêntures, outro financiamento de longo prazo que vem sendo utilizado como um empréstimo complementar ao do BNDES (OLIVEIRA, 2019).

Desta forma, o objetivo deste trabalho é analisar, de forma simplificada, a relação do setor elétrico brasileiro, com foco na geração eólica, com a estruturação de financiamento na modalidade *project finance*. Para isto, será realizado um Estudo de Caso de uma geradora de energia eólica. A partir daí será possível demonstrar na prática como ocorre a estruturação e a relação do setor elétrico com esta modalidade de financiamento, descrevendo ao longo do trabalho a razão pela qual a estrutura de financiamento na modalidade *project finance* é a mais

utilizada nos projetos de infraestrutura e, neste caso, em um projeto eólico. Logo, as principais vantagens da modalidade, relacionadas à maior alavancagem financeira e mitigação de riscos do projeto, através da segregação entre agentes, serão abordadas e explicadas tanto na teoria quanto na prática. Mostrando, por fim, porque o *project finance* é tão atrativo aos olhos dos acionista se comparado com uma estrutura de financiamento tradicional corporativo.

O presente trabalho está estruturado em 3 capítulos, além desta introdução e da conclusão. O capítulo 1 apresenta características do setor elétrico brasileiro, com destaque para a fonte eólica, abordando um breve histórico do financiamento do setor até o modelo utilizado atualmente por meio de leilões de energia, além da descrição das principais formas de financiamento de curto e longo prazo da fonte eólica. O capítulo 2 discorre inicialmente sobre as duas modalidades de financiamento, *corporate finance* e *project finance*, abordando, principalmente, as principais características da modalidade mais utilizada no financiamento de energia eólica, o *project finance*, apresentando no final do capítulo uma breve relação entre o setor elétrico e esta modalidade, que serão correlacionadas no terceiro capítulo. No capítulo 3, é realizado um Estudo de Caso de uma geradora eólica, relacionando toda a teoria apresentada nos dois capítulos anteriores e, conseqüentemente, demonstrando em uma explicação prática como essa estruturação ocorre. Por fim, serão sintetizadas as principais conclusões do estudo referentes à escolha da estrutura *project finance* na estruturação de projetos eólicos.

CAPÍTULO I – SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O presente capítulo busca, primeiramente, discorrer sobre o histórico do financiamento no setor elétrico brasileiro (SEB), expondo a trajetória de transição entre o investimento público e privado no desenvolvimento do setor. Após diferentes frentes junto ao mesmo, foi instaurado, em 2004, o modelo que é utilizado até hoje, chamado de Novo Modelo do SEB, considerado um dos principais marcos da abertura do investimento à iniciativa privada, impulsionando consequentemente a utilização do *project finance* na estruturação de projetos (SIFFERT, 2009). Dessa forma, será também apresentado como ocorre a dinâmica da contratação de energia elétrica, com foco na geração eólica. Por fim, serão descritas as principais formas de financiamento da Energia Eólica no Brasil, com o intuito de introduzir alguns conceitos e conhecimentos que serão essenciais para o entendimento da estrutura *project finance*, que será apresentada no capítulo seguinte.

1.1 – Histórico do Financiamento do Setor Elétrico Brasileiro

A evolução do setor elétrico brasileiro será visto neste trabalho a partir da transição do modelo estatal para o liberal e terminando na reformulação do setor, instaurado em 2004, chamado de “O Novo Modelo do SEB”. O período de análise será então entre meados do século passado e a década de 90, quando o setor elétrico brasileiro foi marcado basicamente por administração e investimento estatal, dos anos 90 até início do século XXI, com as privatizações do setor e uma administração mais liberal, até a instauração do novo modelo do SEB em 2004, que é presente até os dias de hoje (ESPOSITO, 2012). Dessa forma, esta sessão tem como objetivo apresentar brevemente o contexto em que foi dada a instauração da estrutura de financiamento que é utilizada atualmente. Por fim, apresentar também o crescimento das fontes renováveis, com foco na geração eólica, pois a mesma será objeto principal de estudo ao longo deste trabalho.

I.1.1 – Antecedentes

O setor elétrico brasileiro passou por profundas mudanças, já que a passagem de um Modelo Estatal para um Modelo Privado trás alterações em todo o cenário mundial. Tal mudança ocorreu de forma gradativa, com início no período de 1883 a 1950, anteriormente ao

modelo estatal, onde o capital estrangeiro representava a maior participação do setor elétrico. No entanto, com o período pós-guerra, houve a necessidade de maiores investimentos na geração de energia para que houvesse o equilíbrio do avanço tecnológico que estava sendo instaurado no país. O governo toma a dianteira e torna-se o principal agente do setor. (OLIVEIRA, 2000).

O setor elétrico baseado em um Modelo Estatal começa a dar seus primeiros passos de implantação com a publicação do decreto 24.643, de 10 de julho de 1934, conhecido como Código de Águas (OLIVEIRA, 2000). Segundo LORENZO (2003, p. 150), “o Código de Águas constituiu um dos principais marcos institucionais no setor de energia elétrica ao regulamentar sobre a propriedade das águas e sua utilização (...). O Código de Águas trouxe mudanças fundamentais na legislação sobre o aproveitamento de recursos hídricos”. Dessa forma, através do Código de Águas iniciou o processo de intervenção do Estado nos serviços de eletricidade, funcionando como um agente centralizador na regulação de energia elétrica no Brasil (GONÇALVES, 2014).

Durante as décadas de 1940 e 1950, surgiram várias empresas estatais que fomentaram o investimento no setor de geração de energia elétrica. No âmbito federal, foram criadas a Centrais Elétricas S.A. (FURNAS) e A Companhia Hidrelétrica do São Francisco (ACHESF). No âmbito estadual, a Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG), a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), a Companhia Paranaense de Energia (COPEL), entre outras (GONÇAVES, 2014).

O Quadro 1 aponta as principais empresas estaduais de energia elétrica criadas no Brasil entre 1943 e 1966:

Ano	Empresa
1943	Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE
1945	Empresa Fluminense de Energia Elétrica - EFE
1952	Centrais Elétricas de Minas Gerais - CEMIG
1953	Usinas Elétricas do Paranapanema - USELPA
1955	Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo - CHERP
1961	Centrais Elétricas de Urubupungá - CELUSA
1962	Bandeirantes de Eletricidade - BELGA
1964	Companhia de Melhoramentos da Paraíba - COMEPA (*)
1966	Centrais Elétricas de São Paulo - CESP (**)
1954	Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL
1955	Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC
1956	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A - ESCELSA
1955	Centrais Elétricas de Goiás - CELG
1956	Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA
1958	Centrais Elétricas do Mato Grosso - CEMAT
1959	Centrais Elétricas do Maranhão - CEMAR
1960	Cia de Eletricidade da Bahia - COELBA
1960	Empresa Distribuidora de Energia do Sergipe - ENERGIZE
1960	Companhia de Eletricidade de Alagoas - CEAL
1961	Centrais Elétricas do Piauí - CEPISA
1962	Cia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte - COSERN
1962	Companhia de Eletricidade de Pernambuco - CELPE

(*) Criada pelo Governo do Estado de São Paulo

(**) A formação da CESP se deu pela fusão das empresas USELPA, CELUSA, BELGA e CHERP

Quadro 1 – Criação das companhias de eletricidade estaduais no Brasil (1943 – 1966)

Fonte: RAMALHO (2003)

Na década de 50, o Brasil apresentava um alto crescimento econômico, que foi fator determinante para que houvesse também um elevado crescimento na demanda por energia elétrica. Neste período, o governo começava a ser introduzido como o principal agente do setor, assumindo controle da geração e transmissão de energia e, deixando como responsabilidade dos estados a distribuição (OLIVEIRA, 2000). A política econômica deste período era voltada para o modelo de substituição de importações, o que favoreceu o crescimento liderado pelo Estado no desenvolvimento econômico e, conseqüentemente o desenvolvimento do setor de infraestrutura, como o elétrico (GONÇALVES, 2014).

Com o intuito de fomentar esse desenvolvimento do setor elétrico, por meio da administração do governo, tornou-se necessário criar um planejamento do mesmo para que o Estado pudesse administrar tanto a expansão da capacidade de produção quanto da possibilidade de financiamento desse processo. Dessa forma, foi criado o primeiro Plano Nacional de Eletrificação, que tinha como objetivo agregar as regiões por meio de sistemas de transmissão eficientes, além de estimar os recursos necessários para o investimento. Foi por meio deste plano que houve a formação de um Fundo Federal de Eletrificação (FFE) e a criação da Eletrobrás, que tornou possível a implementação de uma política centralizada de expansão do setor de energia (LORENZO, 2003).

A autorização da criação da Eletrobrás ocorreu em 1961. A empresa funcionou como uma *holding* da maioria das empresas concessionárias federais de geração e transmissão de energia (GONÇALVES, 2014). O principal objetivo era participar da coordenação técnica, administrativa e financeira do setor elétrico e, foi por meio dessa forma de atuação da Eletrobrás que se tornou possível a implementação de uma política centralizada de expansão do setor de energia.

Segundo OLIVEIRA (2000), esse sistema coordenado e centralizado obteve sucesso na maior parte das duas décadas seguintes à criação da Eletrobrás, apresentando crescimento expressivo no setor elétrico brasileiro. O autor continua dizendo que fatores como disponibilidade de empréstimos a taxas reduzidas e ausência de legislação ambiental impulsionaram a construção de grandes usinas hidrelétricas, como a Chesf e Furnas, além da criação de duas grandes malhas com o intuito de configurar o sistema de transmissão brasileiro, interligando Sul/Sudeste e Norte/Nordeste.

O modelo estatal começa a entrar em colapso na década de 80, quando o setor elétrico passa por uma crise de financiamento, necessitando de capital privado para garantia do

suprimento de energia (GONÇALVES, 2014). Segundo LORENZO (2003), apesar do Estado ter tido sucesso por muitos anos na administração do setor, sendo o principal agente de financiamento e executor da política de infraestrutura capaz de acelerar o desenvolvimento que ficou conhecido como “milagre brasileiro”, as crises ocorridas no cenário mundial, como o primeiro e o segundo choques do petróleo, em 1973 e 1979, atrelado à posterior elevação na taxa de juros externa, no início de 1980, contribuíram para que esse crescimento econômico no Brasil se revertesse. Segundo GONÇAVES (2014), a elevação na taxa de juros externa foi um dos fatores para agravar a situação do setor elétrico na época, já que o Brasil possuía boa parte de seu endividamento em moeda estrangeira. Portanto, o aumento das taxas de juros nos Estados Unidos e a correção monetária implantada a partir de 1980, com o intuito de conter o desequilíbrio no balanço de pagamentos brasileiro, fixada em níveis muito inferiores à inflação, contribuíram para que o endividamento do setor elétrico brasileiro se tornasse insustentável. Dessa forma, uma mudança estrutural foi necessária, que ocorreu com o ingresso da iniciativa privada no setor elétrico brasileiro por conta da incapacidade de pagamento do Estado (ESPOSITO, 2012).

Nos anos 90, inicia-se então um rearranjo institucional, marcado por um período de redução do papel do Estado e início de privatizações no setor elétrico, conforme ressaltado abaixo por LORENZO (2003, p.162-163):

“Nos anos 90, diante da opção pela redução do papel do Estado, o governo brasileiro decidiu lançar um abrangente programa de desestatização que tinha como objetivo buscar recursos de caixa para o tesouro nacional. Assim, também no caso do setor elétrico, as primeiras privatizações foram efetuadas antes da regulamentação do setor. Apesar disso, foi promulgada uma reforma institucional que ampara a mudança para um novo modelo que enfatiza o papel da iniciativa privada.”

Essa redução do papel do Estado vai ser implementada principalmente com a criação do Programa Nacional de Desestatização, por meio da publicação da Lei nº 8.031/1990, que autorizava a transferência à iniciativa privada de atividades indevidamente exploradas pelo setor público (GONÇALVES, 2014).

Importante frisar que nesta fase também houve a desverticalização da cadeia produtiva do setor elétrico, separando as atividades de geração, transmissão e distribuição, já que até aquele momento a estrutura principal era verticalizada, ou seja, uma mesma empresa controlava esses três elos da cadeia de fornecimento de energia elétrica em determinada região (SILVA, 2011).

A confiabilidade do setor elétrico voltou a crescer principalmente por conta do controle da inflação com a adoção do Plano Real em 1994 (SILVA, 2011). Importantes órgãos foram também criados nesse período com o intuito de reformular a estrutura do setor elétrico brasileiro. Órgãos como a ANEEL, com a função de basicamente fiscalizar e regular o setor elétrico, e a ONS, para administrar o sistema interligado, foram imprescindíveis para essa nova estruturação (GONÇALVES, 2014). No entanto, esse período foi interrompido pela crise de energia elétrica vivida pelo país em 2001, onde foi detectado que os reservatórios hídricos do país estavam extremamente baixos devido ao período de seca. Como o Brasil é um país de geração predominantemente hídrica, a falta de energia elétrica ocorreria rapidamente. O período de seca, atrelado à falta de planejamento para uma reserva de segurança de energia elétrica, foram um dos principais fatores para que ocorresse a Crise do Racionamento em 2001 (SILVA, 2011). Dessa forma, o racionamento de energia impôs à sociedade novas formas de padrões de consumo (ESPOSITO, 2012).

A evidência de que havia uma falta de segurança no abastecimento de energia elétrica no Brasil ficou clara após a Crise do Racionamento em 2001. Dessa forma, tornou-se necessário repensar todo o modelo do SEB e, modificar a estrutura institucional do setor elétrico para que o mesmo pudesse garantir tanto uma expansão da geração quanto da transmissão do sistema (TOLMASQUIM, 2011).

Como a mudança do modelo estatal para um modelo privado não foi bem sucedida, tornou-se necessária a formação de um modelo setorial alternativo, capaz de equilibrar capitais públicos e privados em um mesmo ambiente. Dessa forma, inicia-se o “Novo Modelo do SEB” (GONÇALVES, 2014).

I.1.2 – O Novo Modelo do SEB

O Novo Modelo foi instituído como o novo marco regulatório do SEB em 2004, por meio das leis 10.847 e 10.848 e do Decreto 5.163 (ESPOSITO, 2012). Segundo SIFFERT (2009, p.12), “os principais objetivos do novo marco regulatório foram: garantir a segurança do suprimento de energia elétrica; promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente; e promover a inserção social por intermédio da universalização da energia elétrica.”

O Novo Modelo do SEB também definiu instrumentos com o objetivo de garantir a expansão de geração de energia elétrica. Dentre elas, BRITO (2009) destaca alguns instrumentos adotados, como: (a) toda demanda dos agentes deve estar contratada; (b) todo contrato deve ser respaldado por capacidade firme de geração; e (c) toda contratação das

distribuidoras deverá ser realizada por meio de leilões. Dessa forma, pode-se notar a importante volta do papel do Estado na regulação da comercialização de energia elétrica no Brasil e, principalmente no planejamento do setor, através da criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 15 de março de 2004 por meio da Lei nº 10.847 (OLIVEIRA, 2019).

Nas sessões seguintes será apresentado, de forma mais abrangente, como ocorre a relação de todos os objetivos e instrumentos citados acima nas contratações feitas por meio dos leilões de energia.

No entanto, faz-se necessário primeiramente apresentar a matriz elétrica brasileira, a representatividade da fonte hídrica no Brasil e como a evolução da geração eólica torna-se importante no contexto de geração elétrica.

I.1.3 – Representatividade das Fontes Renováveis

A matriz elétrica brasileira é composta majoritariamente por hidrelétricas. Segundo dados da EPE (2018), em relação à capacidade de energia elétrica instalada no Brasil, a fonte hídrica, em 2017, representava 63,8% do total das fontes, com uma capacidade total instalada de 100.275 MW. Atrás estão as térmicas com 41.628 MW (26,5%), a eólica com 12.283 MW (7,8%), a nuclear com 1.990 MW (1,3%) e a solar com 935 MW (0,6%) de capacidade instalada. Podemos perceber que, apesar do Brasil ter seu desenvolvimento baseado em uma fonte renovável, ainda é muito concentrado em uma só fonte, o acaba por comprometer parte da segurança energética, como aconteceu com a Crise do Racionamento explicada anteriormente.

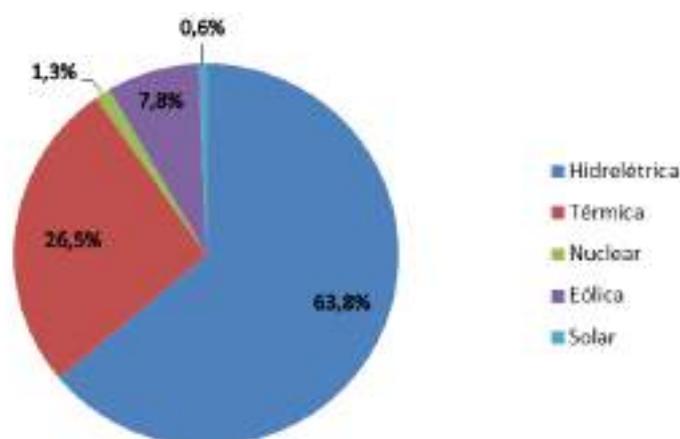


Gráfico 1 – Capacidade Instalada da Matriz Elétrica Brasileira em 2017

Fonte: Elaboração própria com dados da EPE (2018)

A predominância de hidrelétricas no Brasil é ocasionada por recursos naturais presentes no território brasileiro, conforme descrito por OLIVEIRA (2019, p.9):

“A predominância hidrelétrica na capacidade instalada e a construção de grandes usinas foram determinadas, principalmente, pelas características dos rios brasileiros e o relevo do território. A formação dos grandes reservatórios é consequência da predominância de rios de planalto que apresentam consideráveis desníveis entre a nascente e a foz. Assim, é possível a formação de reservatórios entre dois segmentos relativamente planos no curso do rio.”

Dessa forma, pode-se dizer que a matriz elétrica brasileira é composta majoritariamente por hidrelétricas, principalmente por conta de características naturais que o Brasil apresenta, o que facilita a operação de uma maior quantidade de usinas hídricas.

No Brasil, a relação entre hidrelétrica e eólica vai ser bastante interessante pela complementaridade de ventos e afluências das bacias hidrográficas que as duas fontes apresentam (OLIVEIRA, 2019). Dessa forma, o investimento em energia eólica torna-se muito interessante para firmar essa necessidade de segurança energética, além de desempenhar o papel de complementaridade com a fonte de maior representatividade de geração no Brasil, a hídrica (EPE, 2018). O Gráfico 2 abaixo reflete essa complementariedade entre a geração eólica e a energia natural afluyente na Região Nordeste:

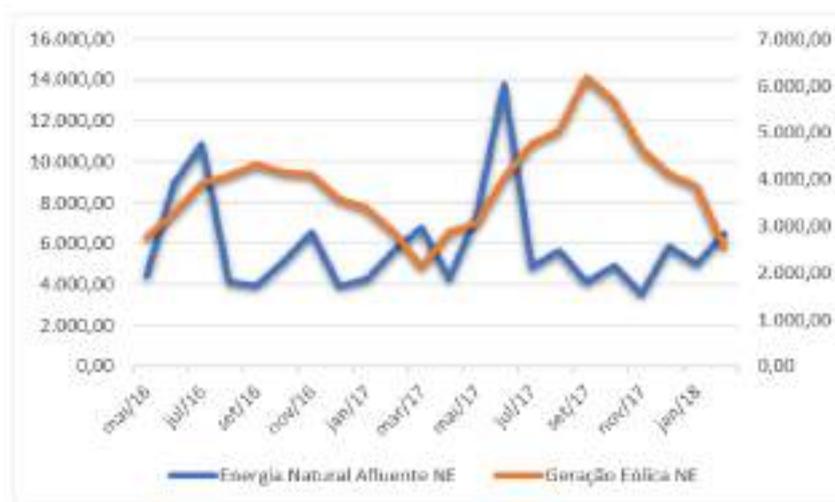


Gráfico 2 – Energia natural afluyente e geração eólica no Nordeste em MWmed (mai/16 – mar/18)

Fonte: OLIVEIRA (2019)

Os primeiros estudos sobre a complementariedade entre a energia eólica e hidrelétrica ocorreram na segunda metade da década de 90 pelas empresas CHESF e COPEL, operadores de usinas hidrelétricas nas regiões Nordeste e Sul, respectivamente (SAPORTA, 2017). Dessa forma, a região nordeste foi usada como base na comparação, pois é a região que apresenta os melhores números de produtividade na geração eólica.

Dado o exposto acima, a representatividade da fonte eólica no Brasil vem se expandindo cada vez mais e, conforme gráfico abaixo, há uma previsão de que continue crescendo, alcançando cerca de 19.000 MW de capacidade instalada até o ano de 2024.

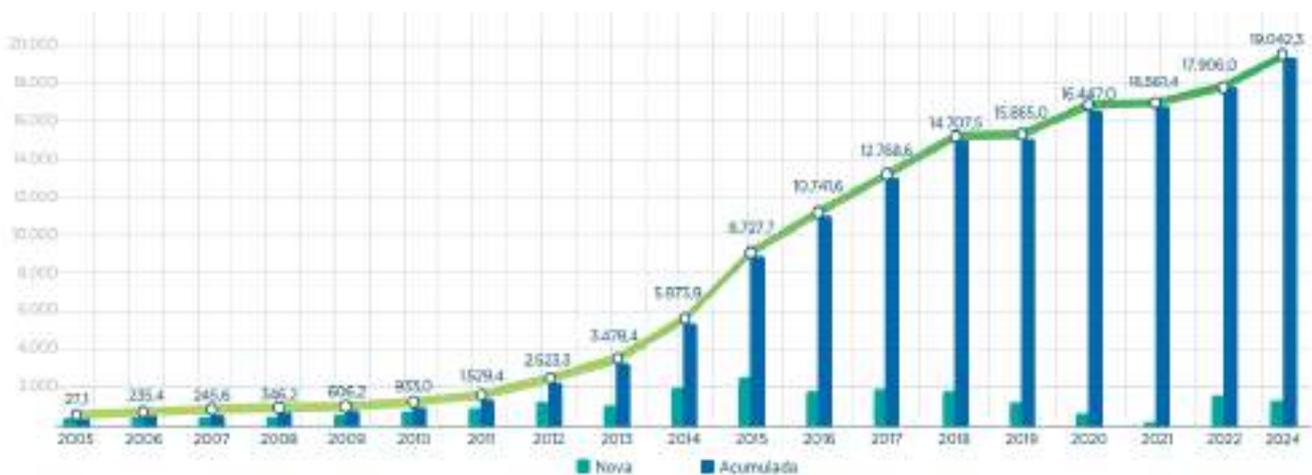


Gráfico 3 – Evolução da Capacidade Instalada da Energia Eólica

Fonte: ABEEOLICA (2018)

Dessa forma, com esse crescente aumento da geração de energia eólica, torna-se necessário pensar também nas formas de contratação que já existiram e as que são utilizadas atualmente no Brasil.

1.2 – Contratação de Energia Eólica no Brasil

O desenvolvimento da energia eólica no Brasil ocorreu, principalmente, por conta da implementação de programas de incentivo à geração elétrica como resposta à crise vivida nos anos 2000 (LEITE, 2007). A vulnerabilidade da dependência de uma só fonte (hidrelétrica) somada à pressão internacional para maior penetração de fontes renováveis com baixo impacto ambiental, fizeram com que o Brasil adotasse políticas públicas de criação de programas de incentivo às renováveis (OLIVEIRA, 2019). Dessa forma, esta sessão tem como objetivo apresentar como ocorreu o desenvolvimento das renováveis, com foco na energia eólica, por meio do PROINFA e, posteriormente, como se deu a contratação por meio de leilões de energia que são utilizados até hoje.

I.2.1 – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)

Dada a preocupação com a segurança do abastecimento elétrico nacional, o PROINFA surge como um método de incentivar a inserção de fontes alternativas na matriz elétrica nacional e, dessa forma, diversificar a mesma. Com isso, em 26 de abril de 2002, através da Lei nº 10.438, inicia-se o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), considerado o primeiro grande passo para inserção da fonte eólica no Brasil (ANEEL, 2015). Logo, o programa foi dividido em 2 fases, a primeira voltada para projetos de geração de curto prazo e a segunda para projetos de longo prazo (DUTRA e SZKLO, 2006).

A primeira fase do programa previa a contratação de 3.300 MW de capacidade instalada, igualmente dividido entre os projetos de biomassa, PCH e eólica. A contratação seria feita por meio de contratos com a ELETROBRÁS, com início após 24 meses da publicação da Lei de criação do PROINFA e, com um prazo de 15 anos a contar da data de entrada em operação dos projetos (OLIVEIRA, 2019).

Segundo previsão do MME (2010), o programa previa a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada, sendo 1.191,24 MW provenientes de 63 PCHs, 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa.

Na Tabela 1 abaixo, pode-se notar que a expectativa de 3.300 MW de capacidade instalada total foi atendida, confirmando que o programa atendeu muito bem os objetivos iniciais de expansão das fontes alternativas na matriz elétrica brasileira.

Fonte	Expectativa	Contratação Final
Biomassa	1.100 MW	685 MW
PCH	1.100 MW	1.191 MW
Eólica	1.100 MW	1.422 MW
Total	3.300 MW	3.299 MW

Tabela 1 – Potência Contratada na Primeira Fase do PROINFA

Fonte: DUTRA e SZKLO (2006)

A tarifa era então diferenciada por fonte, ou seja, cada uma possuía um valor econômico diferenciado e os custos incorridos pela Eletrobrás eram pagos por todos os consumidores finais do Sistema Interligado Nacional (SIN), com exceção dos de baixa renda. O programa ainda utilizou uma remuneração pré-definida pela venda de energia, chamada de Tarifa Feed-in (DUTRA e SZKLO, 2008).

Além do incentivo da Tarifa Feed-in, o PROINFA contava com uma linha de financiamento especial do BNDES, onde o banco poderia financiar até 70% dos itens

financiáveis na modalidade *project finance*, com uma taxa estabelecida em: TJLP + taxa base + taxa spread. O prazo de carência oferecido pelo BNDES era de 6 meses a partir da entrada de operação e o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida adotado era de 1,3 (OLIVEIRA, 2019).

Já a segunda fase do programa teve como meta que, todas as fontes alternativas presentes no programa PROINFA, fornecessem 10% do consumo de energia no Brasil em 20 anos (DUTRA e SZKLO 2006). Além disso, o PROINFA também teve como desafio a fomentação da indústria nacional, exigindo que máquinas e equipamentos necessários para a instalação de usinas eólicas, por exemplo, fossem construídas dentro do país, aumentando o grau de nacionalização dos empreendimentos (DUTRA e SZKLO 2006). No entanto, a segunda fase do PROINFA não foi implementada, pois o Governo percebeu que a melhor forma de promover o estímulo do desenvolvimento das energias renováveis seria por meio dos leilões de energia, implementado em 2004 (MELO et. al., 2012).

I.2.2 – Leilões

Após a crise de racionamento de energia em 2001, ficou evidente que um novo modelo de contratação de energia deveria ser iniciado, dessa forma, através da Lei 10.848, de 15 de março de 2004, e regulamentado pelo Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, foi criado um novo marco regulatório através dos leilões de energia (SIFFERT, 2009).

O novo modelo para o setor elétrico, segundo OLIVEIRA (2019), tinha como principais objetivos:

- i. Garantir a modicidade tarifária para os consumidores por meio da contratação regulada de longo prazo;
- ii. Garantia de suprimento e qualidade na prestação de serviço de energia elétrica;
- iii. Segurança jurídica, estabilidade regulatória e justa remuneração para atrair investimentos na expansão do sistema;
- iv. Universalização do acesso e do uso dos serviços de energia elétrica; e
- v. Retomada do planejamento setorial.

Por conta das diretrizes do novo modelo do setor elétrico, o ambiente de contratação foi essencial para garantir principalmente a modicidade tarifária e a expansão da capacidade

do sistema. Dessa forma, foram criados dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

I.2.2.1 – Ambiente de Contratação

O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é um dos ambientes característicos do novo marco regulatório, onde a expansão é feita por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da ANEEL, nos quais os vencedores são as geradoras que ofertarem a menor preço por MWh (SIFERT, 2009). O ACR será basicamente o ambiente de contratação da energia demandada pelas distribuidoras, onde as mesmas tem a obrigação de estarem 100% contratadas, permitindo então a maior previsibilidade de expansão da capacidade instalada (OLIVEIRA, 2019).

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) se baseia na contratação bilateral entre compradores e vendedores, com contratos de médio prazo, cerca de 5 anos (SIFERT, 2009). Segundo OLIVEIRA (2019), da mesma forma que acontece no ACR, os consumidores livres e especiais devem também estar 100% contratados, estando sujeitos a penalidades caso não ocorra. A grande diferença é que os contratos são negociados diretamente entre as partes, sem a existência de leilões promovidos pela CCEE. Importante ressaltar que tanto no ACR quanto no ACL, todos os contratos de compra e venda de energia devem ser registrados na CCEE (OLIVEIRA, 2019).

	Ambiente Livre	Ambiente Regulado
Participantes	Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais	Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente - (Ajuste e A-1).
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 Regulado (CCEAR)
Preço	Acordado entre comprador e vendedor	Estabelecido no leilão

Quadro 2 – Quadro comparativo (ACL x ACR)

Fonte: elaboração própria com dados da CCEE (2019)

I.2.2.2 – Tipos de Leilões da Fonte Eólica

Os tipos de leilões de energia variam de acordo com o seu objetivo e sua característica. Dessa forma, os leilões presentes no ACR são os seguintes: Leilão de Fontes Alternativas (LFA), Leilão de Energia Nova (LEN), Leilão de Energia de Reserva (LER), Leilão de Energia Existente (LENE), Leilão de Ajuste (LA) e Leilão de Projeto Estruturante (LPE).

Os Leilões de Fontes Alternativas têm como objetivo gerar a diversificação da matriz através do aumento da introdução de fontes renováveis. Tais leilões são realizados de 1 a 4 anos antes do início do suprimento e possuem contratos com prazo entre 15 e 30 anos (OLIVEIRA, 2019).

Os Leilões de Energia Nova (LEN), normalmente conhecidos como A-4, para energia a ser vendida após 4 anos da data de realização do leilão, ou A-6, para energia a ser vendida após 6 anos da data de realização do leilão. Tais leilões são organizados de acordo com a previsão de demanda das distribuidoras e o prazo dos contratos varia de entre 15 e 30 anos (SIFFERT, 2009).

Os Leilões de Energia de Reserva (LER) visam principalmente elevar a segurança do fornecimento de energia ao SIN e, diferentemente dos outros tipos de leilões, onde os contratos são assinados entre a geradora e a distribuidora, no LER os contratos são assinados entre a geradora e a CCEE, que atua como representante de todos os consumidores usuários de Energia de Reserva (OLIVEIRA, 2019).

Os Leilões de Energia Existente (LEN) são realizados para contratação de empreendimentos de energia existente, ou seja, por usinas já construídas e que estejam em operação. São realizados de 1 a 5 anos antes do início do suprimento de energia (CCEE, 2019).

Os Leilões de Ajuste (LA) são realizados para contratações de curto prazo (mínimo 4 meses de antecedência) e funcionam com o objetivo de ajustar eventuais desvios da diferença das previsões feitas pelas distribuidoras em leilões anteriores (CCEE, 2019).

Os Leilões de Projetos Estruturantes destinam-se para a licitação de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), ou seja, são empreendimentos que tem prioridade de licitação e implantação de acordo com o caráter estratégico e interesse público (OLIVEIRA, 2019).

Em relação à energia eólica no ACR, que será foco de estudo neste trabalho posteriormente, a comercialização de energia ocorre através de LFAs, LENs e LERs (OLIVEIRA, 2019).

Os contratos de compra e venda de energia, comercializado por meio dos leilões, podem ser negociados por meio da modalidade quantidade ou disponibilidade. Nos contratos firmados na modalidade quantidade, os riscos são assumidos pelo gerador, já que a energia a ser entregue para a distribuidora é definida com o resultado do leilão. Já nos contratos da

modalidade disponibilidade, os riscos são assumidos pelo agente comprador, ou seja, pelas distribuidoras, já que o gerador recebe uma receita fixa como forma de “aluguel” pela disponibilidade da usina. A contratação realizada através do leilão, na modalidade disponibilidade, é feita então de acordo com uma estimativa de geração das usinas e, não pela quantidade de energia em que a mesma tem a obrigação de gerar, como é realizado na modalidade quantidade (CCEE, 2019).

Importante notar que até o 28º LEN, realizado em agosto de 2018, a energia eólica era sempre comercializada na modalidade disponibilidade. No entanto, a partir deste leilão, a energia eólica passou a ser comercializada na modalidade quantidade. A análise feita é de que a fonte passou a ter maior credibilidade e precisão na produção de sua energia, onde o gerador agora é capaz de arcar com os riscos de sua geração, passando a ter um preço fixo estabelecido em contrato durante todo o prazo do mesmo (OLIVEIRA, 2019).

Gradativamente, principalmente por conta da introdução de leilões na comercialização de compra e venda de energia, houve a expansão da capacidade instalada de parques eólicos e o amadurecimento nas condições de financiamento (GOUVÊA e SILVA, 2018). Em 2011, segundo Elbia Silva Gannoum, atual presidente da Associação Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica), a energia eólica chegou ao seu grau máximo de competitividade, quando se tornou a segunda energia mais barata do Brasil.

Essa nova forma de contratação fez o Brasil aumentar a quantidade de parques instalados no seu território nacional, alcançando em 2018, mais de 14 GW de capacidade instalada de eólicas. No ranking mundial, o país ocupou a oitava posição dentre os países com maior capacidade instalada dessa fonte (GWEC, 2019).

De acordo com a tabela 2 abaixo, referente a evolução da capacidade instalada por fonte no Brasil, a matriz elétrica brasileira passará por mudanças relevantes, tendo a fonte eólica como uma das energias protagonistas no crescimento esperado até 2027.

De acordo com a análise da tabela 4, as fontes renováveis detinham em 2018, 131.859 MW de capacidade instalada, enquanto as fontes não renováveis detinham 22.812 MW. Dentro desses 131.859 MW das fontes renováveis, as hidrelétricas possuem 96.625 MW, representando cerca de 73% e, a fonte eólica logo atrás com 13.624 MW, representando cerca de 10% entre as renováveis.

A previsão é que as fontes renováveis passem dos atuais 131.859 MW de capacidade instalada para 164.171 MW em 2027. Já em relação as fontes não renováveis, a previsão é de

a capacidade instalada passe dos atuais 22.812 MW para 31.980 MW. Dessa forma, é esperado que as fontes renováveis continuem desempenhando papel majoritário na matriz elétrica brasileira, tendo inclusive um aumento mais significativo de 32.312 MW contra um aumento de 9.168 MW das não renováveis.

Em relação a fonte eólica, seu aumento entre os anos de 2018 e 2027 será de cerca de 96%, passando dos atuais 13.624 MW de capacidade instalada para 26.672 MW em 2027. Além disso, a sua representatividade entre as fontes renováveis que é de 10% passará para 16% em 9 anos.

FONTE ^(M)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
RENOVÁVEIS	211.859	135.275	139.329	146.297	141.463	247.008	150.908	155.534	159.874	164.171
HIDR ^(M)	36.625	58.188	101.854	201.854	101.956	202.058	182.576	192.752	183.802	183.420
OUTRAS RENOVÁVEIS	15.235	17.088	17.474	38.443	39.547	44.943	48.823	52.803	56.383	60.752
PCH e CCH	8.245	8.380	8.553	8.713	8.751	7.168	7.518	7.968	8.418	8.868
EÓLICA	13.624	14.951	15.089	15.171	15.351	18.672	23.872	22.872	24.872	26.672
BIOMASSA ^(M) + BIOGÁS	13.598	13.581	13.595	13.724	13.806	14.463	14.993	25.513	16.953	16.583
SOLAR CENTRALIZADA	1.768	2.195	2.258	2.821	3.639	4.628	5.628	6.628	7.628	8.628
NÃO RENOVÁVEIS	22.812	23.453	25.255	26.559	26.559	26.508	30.977	30.012	31.210	31.980
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990
GÁS NATURAL ^(M)	12.538	13.699	14.454	15.759	15.759	17.898	21.351	21.870	21.870	21.021
CARVÃO	3.075	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420
ÓLEO COMBUSTÍVEL ^(M)	3.721	3.696	3.696	3.696	3.696	3.696	3.261	1.780	1.749	1.368
ÓLEO DIESEL ^(M)	1.488	1.488	1.694	1.694	1.694	1.502	951	951	776	776
UTE Ciclo Aberto + Tec.Amazonamento ^(M)					284	1.305	3.997	7.762	7.762	13.142
TOTAL DO SIN	234.671	158.728	164.583	166.856	168.022	273.516	181.879	185.546	191.084	196.151
Itaipu SCh ^(M)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
TOTAL DISPONÍVEL	241.671	165.728	171.583	173.856	175.022	280.516	188.879	192.546	198.084	203.151

Tabela 2 – Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração

Fonte: EPE (2018)

Dito isso, dado o aumento da representatividade da fonte eólica, torna-se necessário conhecer as principais formas de financiamento dessa fonte, que servirá de base para toda a estruturação e desenvolvimento deste crescimento.

1.3 – Financiamento da Energia Eólica no Brasil

Conforme foi visto ao longo do capítulo, o desenvolvimento da geração de energia eólica vem crescendo progressivamente. Dessa forma, um ponto central para a continuidade do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro são as formas de financiamento disponíveis para que todo esse crescimento seja estruturado.

Dada as características dos projetos de infraestrutura, o financiamento requer disponibilidade de crédito de longo prazo. No Brasil, a principal forma de obter tais recursos é por meio do BNDES, que atua quase que de forma exclusiva na oferta de crédito de longo prazo (OLIVEIRA, 2019).

Alguns outros instrumentos também são importantes na estruturação de um financiamento, como as Debêntures para empréstimos de longo prazo e o empréstimo-ponte para os de curto prazo, que tem como objetivo principal antecipar os recursos dos financiamentos de longo prazo, já que os mesmos exigem uma estruturação mais complexa e tendem a ter desembolsos mais demorados (BNDES, 2014).

As duas modalidades de financiamento que podem ser utilizadas no financiamento de energia eólica, são as *project finance* ou *corporate finance*. No entanto, importante frisar que os projetos de geração eólica no Brasil são financiados em sua maioria por meio de operações *project finance* (OLIVEIRA, 2019). Dessa forma, esta modalidade será abordada em mais detalhes no próximo capítulo.

I.3.1 – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

Fundado em 1952, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social é considerado o principal instrumento para realização de financiamentos de longo prazo e investimentos em diversos setores da economia. Por ser uma empresa pública, o banco avalia principalmente o impacto socioambiental e econômico que os seus empréstimos irão gerar para os projetos que solicitam financiamento (BNDES, 2019). No âmbito do setor elétrico brasileiro, o BNDES é considerado um dos maiores contribuidores, pois é o principal provedor de recursos de longo prazo nos projetos do setor, principalmente após a instauração do novo marco regulatório em 2004, onde a expansão da capacidade instalada de energia elétrica cresceu exponencialmente e, conseqüentemente, demandou maior quantidade de recursos (SIFFERT, 2009).

O setor eólico é um dos maiores demandantes de crédito do BNDES dentro do setor de energia elétrica, sendo o segmento que mais recebe financiamento em número de projetos e volume de crédito desde 2016 (BNDES, 2018).

A tabela 3 abaixo ilustra a representatividade de cada fonte do setor elétrico na contratação de financiamento junto ao BNDES. Através de sua análise, podemos perceber que o setor eólico foi o segundo maior demandante de financiamento entre o período de 2003 e o primeiro semestre de 2018. Interessante também observar que, somente neste período, o

BNDES viabilizou cerca de 12,5 GW de capacidade instalada no setor eólico, o que representa cerca de 90% da capacidade total instalada dessa fonte no Brasil, demonstrando o crescente desenvolvimento do setor eólico no país (ANEEL, 2019).

Segmento	Capacidade	Nº de Projetos	Financiamento BNDES (R\$ Mil)	Investimento Previsto (R\$ Mil)
1. Geração	57.851 MW	322	129.801.982	219.974.084
Hidrelétrica	34970 MW	51	68.327.185	110.155.814
Eólicas	12665 MW	101	36.497.733	63.836.976
Termelétricas	5161 MW	13	6.838.487	16.506.647
PCH	2752 MW	136	9.247.138	14.880.297
Nuclear	1405 MW	1	6.180.915	10.488.029
Biomassa	581 MW	17	1.598.703	2.287.057
Solar	317 MW	3	1.111.821	1.819.264
2. Transmissão	38.878 Km	129	30.159.853	60.918.319
3. Distribuição		133	31.819.847	57.753.794
4. Eficiência Energética		30	580.590	1.058.301
5. Outros		1	8.254	9.644
Total		615	192.370.526	339.714.142

Tabela 3 – Aprovações do BNDES para o setor de energia elétrica entre 2003-2018 (1º semestre)

Fonte: PRIMAVERA (2018)

No que diz respeito às condições de financiamento do BNDES, o banco utiliza sua taxa de amortização composta pela Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), utilizada pelo banco até dezembro de 2017 e posteriormente substituída pela TLP, acoplada à uma Taxa de Remuneração Básica e uma Taxa de Risco de Crédito, ou seja, a equação final será Taxa de Juros = Custo Financeiro + Remuneração Básica do BNDES + Taxa de risco de crédito (BNDES, 2018).

PARCELAS	CONDIÇÕES DO BNDES FIREM
CUSTO FINANCEIRO	TLP ou moeda IPCA a critério do cliente
REMUNERAÇÃO BÁSICA DO BNDES	0,9% a.a para Energia Solar e Energia de Resíduos 1,3% a.a para as demais fontes
TAXA DE RISCO DE CRÉDITO	Variável conforme risco do cliente/projeto e prazos do financiamento

Quadro 3 – Taxa de Juros BNDES

Fonte: BNDES (2018)

Segundo o BNDES (2018), o custo financeiro reflete o custo de captação do BNDES, onde as taxas podem sofrer variações ao longo do contrato de financiamento, gerando atualizações monetárias dos valores contratados.

A remuneração básica do BNDES reflete a remuneração das atividades que geram despesas administrativas e operacionais. Para a energia solar essa taxa é de 0,9% a.a. e, para as demais fontes classificadas na linha de financiamento BNDES FINEM, como é o caso da energia eólica, essa taxa é de 1,3% a.a. (BNDES, 2018).

Por fim, a taxa de risco de crédito representa a taxa de cobertura dos riscos do empreendimento financiado. Os riscos serão definidos de acordo com a Política de Crédito do BNDES, no entanto, a capacidade de pagamento do projeto e a classificação de risco do cliente são importantes variáveis consideradas no momento de determinação desta taxa, ou seja, basicamente tanto informações de projeto quando do Acionista serão levantadas (BNDES, 2018).

Em relação à participação do BNDES no financiamento de projetos de geração eólica, o mesmo pode financiar até 80% do valor dos itens financiáveis e, o projeto deve ter pelo menos 20% de aporte de recursos próprios. Entende-se por itens financiáveis, todos os gastos com a compra de máquinas e equipamentos de fabricação nacional, obras de construção civil, investimentos sociais entre outros (BNDES, 2018).

No que diz respeito ao prazo do financiamento, o mesmo não poderá ultrapassar 24 anos, incluindo o período de carência e amortização. O período de carência será de até 6 meses após a entrada do projeto em operação comercial, onde os juros serão capitalizados durante esses 6 meses limites (BNDES, 2018).

Caraterísticas Básicas do Financiamento com BNDES	
Participação BNDES	até 80%
Participação Recursos Próprios	pelo menos 20%
Prazo máximo financiamento	24 anos
Período de carência	6 meses

Tabela 4 – Características Básicas – Financiamento BNDES

Fonte: elaboração própria com dados do BNDES (2018)

I.3.2 – Recursos Próprios

Projetos eólicos financiados pelo BNDES possibilitam que o empreendimento possua alto grau de alavancagem financeira, já que há a possibilidade de que a maior parte dos recursos para custear os gastos do projeto venha por meio de contração de dívida, ou seja, até

80% dos itens financiáveis podem ser custeados pelo BNDES (BNDES, 2018). Essa possibilidade faz com o que o montante que sairia do caixa do acionista do projeto seja revertido em empréstimos de longo prazo, caracterizando uma das principais características da modalidade *project finance*, que será explicitada no segundo capítulo.

Dessa forma, o *equity* representa em média de 20% a 35% do total de recursos necessários. Os 20% mínimos só são alcançados caso o projeto consiga o financiamento máximo de 80% junto ao BNDES. No entanto, muitos projetos não alcançam essa alavancagem máxima, pois dependem da análise do banco sobre a capacidade de pagamento do mesmo (OLIVEIRA, 2019). Qualquer item orçamentário que tenha seu valor superior ao pré-determinado nos contratos e, apresentados ao BNDES na fase de contratação, deverá ser custeado por recursos próprios e se torna de total responsabilidade do acionista arcar com os recursos, não havendo possibilidade de montante de desembolso superior ao previamente acordado no contrato de financiamento (BNDES, 2018).

O financiamento de um parque eólico na modalidade *project finance*, permite que um montante menor de *equity* do acionista seja aportado no projeto. As características básicas dessa modalidade serão apresentadas no próximo capítulo, mas é importante frisar que quanto maior a contração de dívida por meio de empréstimo de terceiros, maior será a alavancagem financeira do projeto e menor será a quantidade de recursos próprios necessários para o desenvolvimento do projeto. Dessa forma, através do *project finance*, há a possibilidade de que o acionista utilize fontes complementares de financiamento, substituindo parte do *equity* que seria utilizado no projeto e, gerando tanto um menor risco ao acionista quanto a possibilidade de que o mesmo seja capaz de aumentar seu portfólio de projetos (OLIVEIRA, 2019).

I.3.3 – Debêntures de Infraestrutura

A Debênture de Infraestrutura, ou Debênture Incentivada, foi criada pelo governo federal por meio da Lei nº 12.431, tendo como principal objetivo a expansão do investimento de longo prazo no setor de infraestrutura (BRAGANÇA, 2015). A modalidade de Debênture a ser estudada neste trabalho será referente às debêntures emitidas por Sociedades de Propósito Específico (SPE), que captam recursos para investir em projetos considerados prioritários pelo Poder Executivo Federal na área de infraestrutura. Dessa forma, os principais atrativos dessa modalidade de investimento serão principalmente a isenção de imposto de renda para as pessoas físicas residentes e redução para alíquota de 15% sobre os rendimentos para pessoas jurídicas que adquirem estes papéis (OLIVEIRA, 2019).

Para que uma debênture seja classificada como de infraestrutura e tenha os benefícios fiscais explicitados acima, a mesma deve apresentar as seguintes características (BRASIL, 2011a):

- i. Remuneração por taxa de juros pré-fixada, atrelada à índice de preço ou à Taxa Referencial (TR);
- ii. Distribuída por oferta pública via instrução 400 ou 476;
- iii. Ser emitida nos setores de logística e transporte, mobilidade urbana, energia, telecomunicações, radiodifusão, saneamento básico e irrigação;
- iv. Prazo médio ponderado superior a quatro anos;
- v. Vedação à recompra do título por parte do emissor nos primeiros dois anos;
- vi. Vedação à liquidação antecipada do título por meio de resgate ou pré-pagamento; e
- vii. Prazo de pagamento periódico de rendimentos, se existente, com intervalos de, no mínimo, 180 dias.

Dado o amplo pipeline de projetos de infraestrutura a serem implementados no país e, a impossibilidade do BNDES de manter sua participação como quase único provedor de recursos para toda essa crescente de projetos, as debêntures acabam tornando-se uma alternativa de complemento ao financiamento de longo prazo dos empreendimentos em expansão (WAJNBERG, 2014).

Segundo OLIVEIRA (2019, p.108), “outro fator de relevância para a análise das debêntures incentivadas está relacionado ao desenvolvimento do mercado secundário para transações deste ativo. A existência de um mercado secundário com alta liquidez representa um grande atrativo para os investidores, pois permite que estes possam desmobilizar seus papéis de acordo com seus interesses.” Dessa forma, o investidor não precisa carregar o ativo por longos anos já que se trata de um investimento de longo prazo, podendo então vender seu papel no mercado secundário.

A análise das emissões de debêntures deve contemplar principalmente o prazo, remuneração, risco do papel, *timing* de emissão e participação no *funding*.

Em relação ao prazo das debêntures de infraestrutura, as emissões se encontram no intervalo de 5 a 15 anos e, embora sejam prazos menores do que o financiamento do BNDES, ainda são considerados ótimos complementos de longo prazo (OLIVEIRA, 2019).

No que diz respeito à remuneração, as debêntures devem apresentar taxa pré-fixada atrelada à índice de preço ou à taxa referencial, acrescido de uma taxa fixa. No que diz respeito às emissões de projetos eólicos, todas já realizadas foram atreladas ao Índice de Preço ao Consumidor (IPCA), acrescido também de uma taxa fixa e, com pagamentos semestrais de juros. Importante ressaltar que a remuneração das debêntures é influenciada principalmente pelo risco do agente emissor do papel, que vai acabar determinando a taxa fixa mencionada. Dessa forma, no que diz respeito ao risco, quanto menor for a classificação de risco do emissor, mais baixa será a taxa de remuneração e vice versa (OLIVEIRA, 2019).

Os riscos das debêntures são classificados de acordo com a análise feita por agências de rating. Essas agências realizam uma análise técnica e de capacidade de pagamento do projeto, ou seja, analisam se não há risco de *default* (OLIVEIRA, 2019). A escala de avaliação realizada varia um pouco de agência para agência mas normalmente é expressa por AAA, sendo a melhor escala, quando o projeto tem plena capacidade de honrar com suas dívidas e, a escala D quando o projeto é inadimplente com seus compromissos. Os níveis de escala podem carregar os símbolos “+” ou “-”, neste caso, uma classificação “AA+” tem menos risco do que uma classificação “AA” (IBRI, 2013).

Outra variável importante é o *timing* para a emissão de uma debênture. Como um dos principais riscos de um parque eólico é o risco de construção, as debêntures normalmente são emitidas quando o parque já está em operação. Dessa forma, com menores riscos para a emissão das debêntures, maior será a atratividade do ativo aos potenciais investidores (OLIVEIRA, 2019).

Por fim, a última variável diz respeito à participação das debêntures no financiamento de um projeto. Conforme mencionado anteriormente, esta modalidade de investimento funciona como um complemento ao financiamento de longo prazo do BNDES. As debêntures podem ser então utilizadas para diminuir o aporte de equity do acionista, aumentando a contração de dívida e, conseqüentemente, aumentando também a alavancagem do projeto (OLIVEIRA, 2019). Dessa forma, caso o BNDES financie 70% do CAPEX de um empreendimento, ao invés do acionista aportar os 30% restantes, ele pode captar 10% dos recursos por meio de uma debênture, restando 20% para o *equity*.

I.3.4 – Empréstimo-Ponte (Bridge Loan)

Segundo BNDES (2014), o empréstimo-ponte, ou *bridge-loan*, é considerado um financiamento de curto prazo, realizado por meio de bancos comerciais, que tem como objetivo antecipar os recursos dos financiamentos de longo prazo.

A principal vantagem desse financiamento bancário é a flexibilidade e agilidade nos desembolsos. Como o tempo entre a estruturação de uma Debênture, ou de um financiamento do BNDES, e o efetivo desembolso de recursos, é demorado, há a necessidade de captação de recursos de uma forma mais ágil. É o que acontece com os empréstimos dos bancos comerciais e, como o próprio nome diz, funciona como uma “ponte” aos financiamentos de longo prazo. Enquanto ocorre a estruturação e análise dessas transações, os bancos comerciais agilizam os recursos necessários para o andamento da obra. Dessa forma, tal dinâmica é importante principalmente em projetos de geração de energia contratada em leilões, onde há um prazo pré-estabelecido em que o projeto deve entrar em operação e, conseqüentemente, vender a energia gerada (EHLERS, 2014).

No entanto, o custo de um financiamento com um banco comercial costuma ser bem mais alto do que a contratação de um financiamento por meio de bancos públicos. Isso ocorre porque os empréstimos bancários são indexados pelos juros CDI que quando comparado com a taxa de juros do BNDES, principal banco financiador do Brasil, torna os empréstimos desses bancos muito menos atrativos (OLIVEIRA, 2019). Dessa forma, tornam-se interessantes basicamente pela agilidade nos desembolsos, facilitando então o cronograma físico da obra de um projeto de infraestrutura.

CAPÍTULO II – O PROJECT FINANCE E O FINANCIAMENTO DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

II.1 – O Project Finance

As modalidades de financiamento que podem ser utilizadas em um financiamento de energia eólica podem ser do tipo *project finance* ou *corporate finance*.

No *Corporate Finance*, a concessão de crédito pelos financiadores é realizada de acordo com a capacidade de pagamento da empresa que detém o projeto, sendo diretamente atrelada às Demonstrações Financeiras e balancetes da empresa como um todo, ou seja, o projeto a ser financiado não é visto de forma individualizada, pois a amortização do principal e juros é feita pelos acionistas e não pelo fluxo de caixa do projeto. Resumindo, no *corporate finance*, os credores avaliam o potencial de retorno do acionista do projeto, levando em consideração o portfólio total de projetos do patrocinador, os riscos e garantias gerais que o balanço patrimonial da empresa pode oferecer (COMER, 1996).

Já no *Project Finance*, a concessão de crédito não se dá pela capacidade financeira da empresa como um todo, mas sim pela capacidade de pagamento gerada pelo fluxo de caixa de um projeto específico, razão pela qual há criação de uma SPE (FINNERTY, 1999).

Como, segundo OLIVEIRA (2019), os projetos eólicos no Brasil são majoritariamente financiados na modalidade *project finance*, o presente capítulo tem como objetivo fazer uma breve comparação entre essas duas operações, mas com foco em aprofundar nas principais características e em como se dá a estruturação de um financiamento nesta modalidade.

II.1.1 – Definição

A modalidade *Project Finance* é utilizada principalmente em projetos de infraestrutura, como petróleo, gás, transporte, energia elétrica, entre outros, onde há elevada soma de recursos a serem investidos. Este tipo de estruturação é relativamente nova e surge como uma solução de substituição ao modelo tradicional (*Corporate Finance*) que vem se esgotando ao longo do tempo no Brasil, conforme salientam BONOMI e MALVESSI (2004):

“O BNDES/BNDESPAR, na década de 90, reconhecendo que há muito o modelo tradicional havia se esgotado e chamado a participar ativamente no processo de privatização, cumpre seu papel de fomentador do desenvolvimento econômico social, viabilizando as primeiras operações de project finance (...).”

De acordo com FINNERTY (1999):

“O project finance pode ser definido como a captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separado, no qual os provedores de recursos veem o fluxo de caixa vindo do projeto como fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e fornecer o retorno sobre seu capital investido no projeto.”

II.1.2 – Características

Para que um projeto seja caracterizado com uma estruturação *project finance*, o mesmo deve cumprir alguns princípios essenciais da modalidade. Dessa forma, conforme citado por BORGES e FARIA (2002), os empreendimentos financiados nesta modalidade devem conter as seguintes características:

- (i) Constituição de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE), ou seja, um instrumento de investimento econômico separado dos outros projetos da empresa;
- (ii) Capital intensivo exigindo um alto grau de alavancagem;
- (iii) Previsibilidade do fluxo de caixa e a taxa de retorno;
- (iv) Segregação e alocação de riscos entre os participantes; e
- (v) Possibilidade de os credores (e/ou interessados) poderem tomar medidas efetivas para trazerem a si a execução ou operação do projeto em caso de necessidade.

Além dos elementos essenciais citados acima, a modalidade *project finance* pode se dar de duas formas, sendo do tipo *non-resource* (*project finance* puro), ou *limited resource*, modalidade que é utilizada no caso brasileiro. No caso de um *project finance non-resource*, não há garantias extra dada aos financiadores, a única garantia são os ativos do próprio projeto e os recebíveis com a venda de energia. Este tipo de financiamento é pouco utilizado no mundo, pois os custos com o mesmo seriam bem mais altos, já que o risco do financiador é maior.

Já no caso de um *project finance limited-resource*, há garantias que dão um maior conforto aos credores, com garantias bancárias e/ou corporativas, como é o caso da emissão de uma fiança por bancos comerciais, que protegem o credor na fase de construção do projeto caso ocorra alguma falha e enquanto o fluxo de caixa ainda não permite que o projeto gere receita para suas amortizações necessárias. Outro exemplo de garantia dada ao credor é o ESA (*Equity Support Agreement*), que garante que os acionistas aportem recursos no projeto em caso de insuficiência de pagamento do mesmo, por meio da *Holding* e SPE's. Segundo BONOMI e MALVESSI (2004):

“No caso do limited recourse, os credores contam com um mix de garantias, formado pelos recursos gerados pelo empreendimento, e por outras convencionais, cedidas pelos sponsor e acionistas, tais como: caução de ações, hipoteca, letter of credit, cash collateral etc., que permanecem válidas por parte do período do financiamento que, em conjunto, garantem as obrigações do tomador de recursos (...).

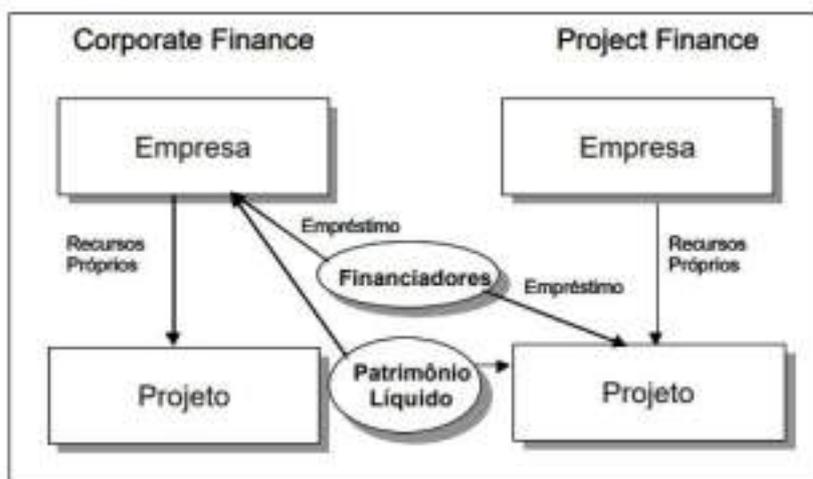
A estrutura de non-recourse é muito incomum, enquanto a estrutura com características limited recourse é a mais encontrada em operações de Project Finance no Brasil.”

A utilização dos conceitos básicos do *project finance* e, o conhecimento do tipo de modalidade utilizada no Brasil, é fundamental na estruturação dessa operação (SIFPERT e PUGA, 2016). Todos esses conceitos, assim como suas respectivas relações teóricas, serão apresentados ao longo deste capítulo. No próximo capítulo, será apresentado como esses conceitos funcionam na prática através um estudo de caso.

II.1.3 – Comparativo entre o *Project Finance* e o *Corporate Finance*

Ao estruturar a construção de um projeto, a empresa acionista deve tomar a decisão de como estruturar o seu financiamento. A primeira opção é incorporar o projeto como uma entidade jurídica separada, ou seja, com a criação de SPE's (*project finance*). A segunda opção é incorporar o projeto no crédito geral do patrocinador/acionista (*corporate finance*). No *corporate finance*, a captação de recursos é feita para a empresa acionista do projeto e as obrigações financeiras estarão no nível corporativo. Já no *project finance*, por ter a criação de uma SPE, o financiamento será elaborado para o projeto e não para as empresas-patrocinadoras (SANTIAGO, 2002).

Essas duas modalidades de financiamento estão esquematizadas no quadro abaixo:



Quadro 4 – Estruturação do *Project Finance* e do *Corporate Finance*

Fonte: OLIVEIRA (2019)

A primeira diferença entre as duas modalidades será então a estruturação, conforme descrito no quadro 4. No *corporate finance*, o novo projeto a ser financiado faz parte de um portfólio de diversos outros projetos do patrocinador, onde o montante de financiamento a ser concedido é analisado através do fluxo de caixa de todos os empreendimentos. A concessão de crédito é então realizada diretamente no balanço do acionista e não do projeto. Desta forma, as obrigações financeiras, assim como os benefícios econômicos (ou prejuízos), são voltados diretamente ao acionista. Já no *project finance*, como o projeto é independente da empresa patrocinadora, através da criação de SPE's, o financiamento é concedido diretamente ao projeto a partir das avaliações técnicas e econômicas do mesmo. A empresa patrocinadora é ainda responsável por aportar parte de seus recursos próprios, no entanto, sua responsabilidade é limitada já que na modalidade *project finance* o projeto é também de responsabilidade de diversos agentes externos que dividem o risco junto com o patrocinador (OLIVEIRA, 2019).

Dito isso, uma outra diferença entre as duas modalidades é o fato do *corporate finance* lidar com empresas já estabelecidas, dessa forma, como o financiamento é feito diretamente ao patrocinador do projeto, o risco de crédito já é conhecido pelos credores. No *project finance*, como o financiamento é feito diretamente ao empreendimento e, alguns projetos começam sua montagem do zero, a análise do mesmo tende a ser bem criteriosa pelos credores já que o risco de crédito ainda não é conhecido (SANTIAGO, 2002).

II.2 – Agentes da Modalidade *Project Finance*

Uma das características intrínsecas à modalidade *project finance* é a formulação de uma complexa rede de contratos, cujo objetivo principal é mitigar os riscos do projeto, alocando-os aos agentes que melhor possam suportá-los.

Como o *project finance* é uma operação de risco por si só, tendo como um deles a alta alavancagem financeira, ou seja, a elevada dívida constituída para a construção de um projeto, há a necessidade de divisão dos riscos e isso ocorre por meio dos contratos firmados entre as SPE's do Projeto e o fornecedor em questão. A ideia de distribuição dos riscos entre os agentes é necessária, pois cada participante nessa rede de contratos possui melhor conhecimento sobre determinado setor, fazendo com que o risco do projeto como um todo seja menor (SIFERT e PUGA, 2016). Segundo FARREL (2003), cada participante opera sobre um aspecto diferente do projeto, suportando então um risco distinto entre os agentes, tal como um risco de crédito ou até mesmo um risco operacional. Dessa forma, a alocação de riscos deve ser atribuída ao agente que possui melhores condições de suportá-lo.

A estrutura básica de um *project finance* é constituída pelos seguintes agentes: SPE, poder concedente, acionistas (sponsors); compradores (off-takers); financiadores (lenders); operadores (operators); fornecedores (suppliers); construtores (constructors); seguradores (insurance companies); assessor financeiro (financial advisor); engenheiro independente (independent engineer); agente fiduciário (trustee) e assessoria jurídica (legal advisor).

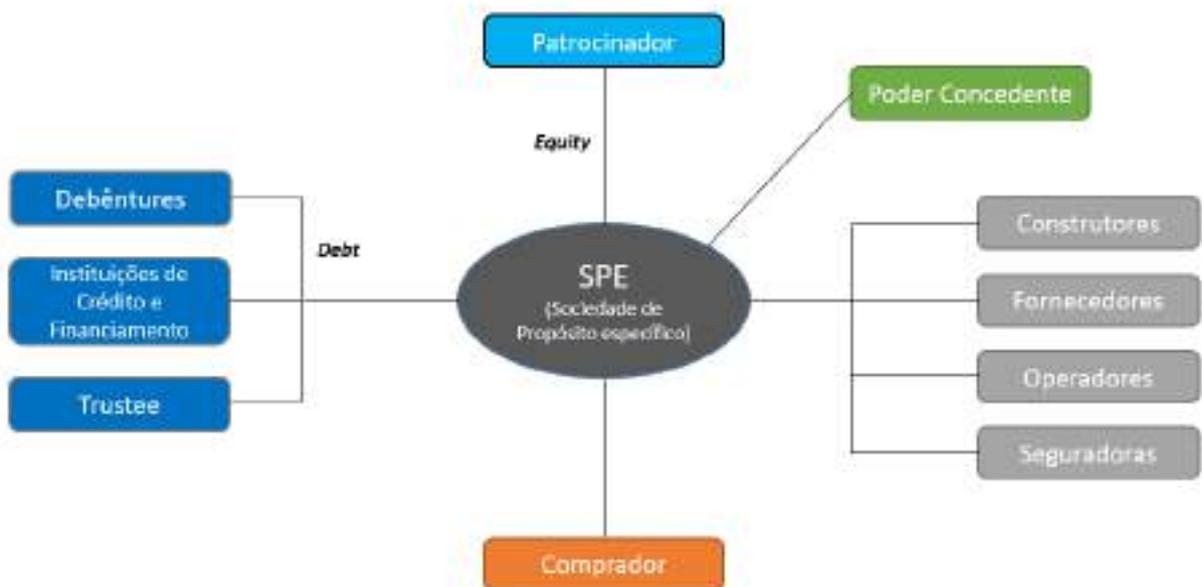


Figura 1 – Estrutura do *Project Finance*

Fonte: elaboração própria

O poder concedente é o órgão regulador capaz de autorizar que o empreendimento tenha a responsabilidade de produzir energia elétrica. Atualmente este órgão é representado pela ANEEL nos empreendimentos eólicos, que realiza a concessão em nome da União.

Os acionistas, ou patrocinadores, são os responsáveis diretos pelo projeto, financiando por meio de capital próprio (*equity*) o restante dos recursos necessários para a implantação do empreendimento.

Os compradores são os agentes que pagam pela aquisição do serviço e/ou produto final a ser gerado pela SPE. No caso do setor elétrico, os compradores são as distribuidoras, ou a CCEE nos Leilões de Energia de Reserva, que adquirem a energia fornecida pelas geradoras, através dos leilões de energia no ACR, ou nos contratos bilaterais no ACL, onde os compradores são os consumidores livres e especiais.

Os financiadores são os responsáveis pela liberação dos recursos que compõe a dívida dos projetos. Em geral eles são responsáveis pelo aporte de maior parte do capital necessário para a implementação do projeto e podem ser representados por bancos públicos e/ou privados, agências bilaterais ou multilaterais, agências de crédito, ou formento, à exportação – ECA (*Export Credit Agency*), fundos de investimentos, fundos de pensão, debenturistas etc. No caso brasileiro, os financiadores que aportam a maior parte deste capital necessário à implementação do projeto, são os bancos públicos, representados principalmente pelo BNDES e BNB, que são um dos principais financiadores dos projetos de geração de energia eólica (OLIVEIRA, 2019).

Os operadores são responsáveis pela operação do projeto, garantindo que as SPE's forneçam a quantidade de energia esperada e, conseqüentemente, gerem os fluxos de caixa esperados. Normalmente nos projetos eólicos, os operadores são as mesmas empresas que fornecem as máquinas e equipamentos.

Os fornecedores são parte essencial na estrutura de um projeto, pois são os responsáveis por fornecer matérias-primas/insumos necessários para a construção do projeto. No caso de um empreendimento eólico, os fornecedores mais importantes são aqueles que fornecem máquinas e equipamentos, já que são os custos mais relevantes na composição dos investimentos em bens de capital (*Capital Expenditure* – CAPEX).

Os contrutores normalmente atuam em conjunto com fornecedores no contrato de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), podendo ser representado pelos próprios patrocinadores do projeto ou por empresa externa capaz de administrar tal risco. Os EPCistas

tem então a responsabilidade de todo o processo de engenharia do projeto, desde a parte de fornecimento das máquinas e equipamentos até a instalação e construção do projeto. O contrato de EPC é importante para a mitigação dos riscos relacionados às etapas mencionadas, sempre atribuindo marcos, datas de entrega e preços para que o controle dos sponsors do projeto seja mais fácil e com menos riscos de contratempo.

Os seguradores são os agentes que melhor representam a mitigação de risco de um projeto estruturado na modalidade *project finance*. São responsáveis pela emissão de apólices e endossos, protegendo o empreendimento de riscos como de construção, transporte de equipamentos, operação, entre outros. Dessa forma, caso ocorra algum imprevisto no desenvolvimento desses processos, as apólices cobrem os danos às SPE's.

Os assessores financeiros desempenham função essencial no processo de desenvolvimento da análise financeira do projeto, seu papel é instruir da melhor forma seus clientes sobre os riscos financeiros da operação, estudo do fluxo de caixa, financiamento, entre outros, tendo como uma das ferramentas o uso de uma modelagem financeira que reflita a realidade do projeto no curto e longo prazo. Geralmente esses agentes são representados por bancos comerciais, como BTG, Santander, Itaú, etc.

O engenheiro independente tem função similar a de um assessor financeiro, mas no âmbito da construção e engenharia do projeto. É por meio do engenheiro independente que relatórios de avaliação da obra são feitos, servindo como medida da viabilidade e condições técnicas do projeto. Normalmente bancos fiadores, para constituir uma fiança bancária, utilizam os relatórios do engenheiro independente como um dos fatores para instituírem sua taxa de risco quando forem contratados.

O agente fiduciário, ou o chamado trustee, é um agente independente responsável pela parte operacional financeira, seja a administração do fluxo de caixa, o controle dos recebíveis, ou o pagamento propriamente dito de despesas do projeto.

A assessoria jurídica, tem também função similar a de um assessor financeiro ou de um engenheiro independente, mas trabalhando em todo o âmbito jurídico/legal do empreendimento. É responsável por mitigar os riscos jurídicos e tem responsabilidade principalmente na elaboração da estrutura contratual, que conforme citada anteriormente, é ampla e complexa em uma estrutura de *project finance*.

Todos esses agentes acabam por assumir e gerenciar algum tipo de risco do projeto através de relações contratuais. Isso ocorre, pois, cada componente dessa rede de contratos possui maior experiência e *know-how* nas atividades a serem assumidas.

II.3 – Riscos do Project Finance

Uma das atividades essenciais para a implementação de um *project finance* é a identificação dos riscos iminentes ao projeto e, após isso, a estruturação de medidas cabíveis para mitigá-los. O mapeamento dos riscos da operação é essencial para o investidor avaliar a probabilidade e severidade de cada um durante toda a vida do projeto e, dessa forma, decidir se seu investimento compensa os riscos identificados (SIFFERT e PUGA, 2016).

Segundo BONOMI e MALVESSI (2004), a classificação dos riscos pode se dar de duas formas. A primeira é por meio da classificação dos riscos sistêmicos, que não dizem respeito ao projeto em si, mas sim dos riscos externos, como crises políticas e econômicas. A segunda forma diz respeito aos riscos próprios, que são aqueles intrínsecos ao empreendimento, como por exemplo, a diminuição da quantidade de energia gerada em um complexo eólico por conta do mau funcionamento de um aerogerador. Esta estruturação pode ser indicada por meio de um quadro de riscos, conforme explicitado por BONOMI e MALVESSI (2004):



Quadro 5 – Quadro de Riscos
 Fonte: BONOMI e MALVESSI (2004)

II.3.1 – Tipos de Risco

Pode-se entender que investir em infraestrutura é essencialmente uma questão de identificação dos riscos associados ao projeto e, investir em projetos de infraestrutura na modalidade *project finance* é essencialmente identificar e mitigar esses riscos aos agentes da operação que possuem maiores condições de suportá-lo. Dessa forma, cada risco deve ser analisado separadamente de acordo com suas peculiaridades e, por fim, analisar as formas adequadas para mitigar cada um deles (SIFFERT e PUGA, 2016).

Dito isso, os principais riscos iminentes ao projeto são os: riscos financeiros, riscos ambientais, riscos operacionais e os riscos de conclusão. Os riscos que não estão tanto no controle do empreendimento em si, mas sim de fatores externos, são os riscos políticos (BONOMI e MALVESSI, 2004). Dessa forma, abaixo haverá uma breve descrição dos principais riscos de um investidor.

II.3.1.1 – Riscos Financeiros

Os riscos financeiros podem ser diversos, mas todos têm como base a capacidade de pagamento do projeto, ou seja, os riscos deste item dizem respeito à possibilidade de desequilíbrio no fluxo de caixa das SPE's (BONOMI e MALVESSI, 2004).

O aumento da taxa de juros, seja pela má projeção em relação à inflação ou desajustes na taxa de câmbio, pode ser caracterizado como um dos riscos financeiros de um projeto. Isso ocorre, pois esta elevação pode colocar em perigo a capacidade de pagamento do projeto (SANTIAGO, 2002).

Alterações na receita projetada também pode ser um bom exemplo de um risco financeiro. Este risco pode se materializar através de desvios na produção dos bens, neste caso, na geração de energia, que na prática podem não ser realizados da forma em que foram previstos na estruturação do projeto (OLIVEIRA, 2019).

Dessa forma, estruturas baseadas na modalidade *project finance* devem ter uma análise minuciosa e precisa do fluxo de caixa do projeto, já que essa é a principal garantia de sucesso dada aos financiadores.

II.3.1.2 – Riscos Ambientais

Segundo SIFFERT e PUGA (2016, p.51), “a dimensão dos riscos ambientais e os seus potenciais impactos são diferenciados por projeto e pela sua inserção territorial”. Dessa forma, em empreendimentos de infraestrutura, os riscos ambientais tornam-se ainda mais recorrentes por se tratar de construções grandes e, na maioria das vezes, longe dos centros

urbanos, o que aumenta a possibilidade da existência de comunidades indígena e/ou quilombolas que podem interromper a construção do projeto (BONOMI e MALVESSI, 2004).

A preocupação ambiental é tão presente nos dias de hoje que apresentação de licenças ambientais para construção dos empreendimentos é de grande relevância. No entanto, apesar de ser um risco extremamente significativo na construção de uma usina hidrelétrica, por exemplo, dado o alto impacto na construção de reservatórios e barragens, esse risco é muito menor no caso de parques eólicos, dado o pequeno impacto ambiental dessa fonte (OLIVEIRA, 2019).

II.3.1.3 – Riscos Operacionais

Os riscos operacionais envolvem questões tecnológicas, gerenciais e de custo que são inerentes à fase operacional do projeto. Seu mau funcionamento pode alterar de forma significativa a *performance* e qualidade do mesmo (SIFERT, 2009).

Como os contratos de energia firmados no leilão possuem data pré-determinada para abastecimento de energia elétrica na rede, os riscos operacionais devem ser mitigados da melhor forma possível, já que a não entrega, ou entrega posterior à data, pode gerar multas significativas ao empreendimento.

II.3.1.4 – Riscos Políticos

Segundo SIFERT (2009, p.23), “o risco político refere-se ao ambiente institucional em que o projeto se encontra e às possibilidades de mudanças provocadas por entes políticos que possam de alguma maneira, prejudicar o projeto”. Dessa forma, como os projetos de energia eólica são de longo prazo, é imprescindível lidar com diferentes governos ao longo da vigência do contrato.

Este risco pode se materializar de diversas formas como, por exemplo, guerras, nacionalizações, mudanças de governo, crises institucionais, etc. Logo, são riscos que não estão no controle direto dos acionistas ou do projeto, pois se tratam de riscos causados por fatores externos (BONOMI e MALVESSI, 2004).

II.3.1.5 – Riscos de Conclusão

O risco de conclusão é o risco de que o projeto não venha a ser concluído. Fatores como aumento excessivo de custos ou descumprimento de prazos, gerando muitas vezes em

vencimentos antecipados de contratos, podem ser caracterizados como riscos de conclusão (OLIVEIRA, 2019).

II.3.2 – Medidas Mitigadoras de Risco

As medidas mitigadoras são adotadas após a identificação e análise de cada risco, seja ele diretamente atrelado às atividades do projeto ou não, conforme mencionado acima. Além disso, tais medidas são essenciais para estabelecer certo conforto na administração de cada risco, seja pelos acionistas do projeto, pelos fornecedores, construtores, compradores ou financiadores.

Segundo FARIAS (2003) e BORGES (2005), no que diz respeito às medidas mitigadoras de risco, existem três principais instrumentos que serão abordados com mais detalhes na sessão abaixo. São eles: Contratos, Seguros e Garantias.

II.3.2.1 – Contratos

Conforme dito anteriormente, a modalidade *project finance* conta com uma técnica de segmentação de riscos entre os participantes do empreendimento e seus fornecedores. Logo, uma das formas de alocação desses riscos é a realização de uma “rede de contratos”, onde fornecedores de diferentes especialidades ajudam na construção e desenvolvimento do projeto assumindo os riscos de cumprimento ou não de suas atividades. Essa rede de contratos é de extrema importância, tanto para a empresa acionista quanto para os outros agentes do projeto financiado, pois é por meio de contratos que a modalidade *project finance* detém que os riscos serão repassados aos fornecedores e conseqüentemente mitigados aos patrocinadores do empreendimento, conforme salientam SIFFERT e PUGA (2016, p.38):

“Os contratos entre a SPE e outras contrapartes, como os construtores, financiadores, seguradoras, fornecedores, compradores (off-takers) e entes públicos, devem ser vistos não apenas como mecanismos de suporte contratual do project finance , mas também como uma forma de transferir risco da SPE para as contrapartes. Certamente, o clausulado desses contratos, a assunção de risco por determinada parte, a reputação das partes envolvidas na contratação, implicam em precificação diferenciada na estruturação das transações.”

Importante destacar alguns dos principais contratos celebrados, segundo SIFFERT e PUGA (2016), em uma estrutura baseada na modalidade *project finance*:

- (i) **Contrato de Construção:** os contratos de construção, normalmente chamado de contratos de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*), são os que mais abrangem riscos e normalmente tem alguns seguros agregados à este contrato, como o de risco de engenharia, lucros cessantes, *performance bond* e *completion bond*. O seguro de *performance bond*, estabelecido entre as SPE's e os fornecedores/construtores, é responsável por assegurar que o equipamento terá o desempenho operacional garantido concordado anteriormente entre as partes. Já o seguro de *completion bond*, é contratado pelas SPE's e tem como segurado os financiadores, assegura o término do projeto de acordo com o cronograma físico e financeiro também anteriormente concordado entre as partes. Estes contratos são essenciais principalmente na fase de construção do projeto, já que são responsáveis por detalhar todo o cronograma de construção e conseqüentemente de operação do projeto.
- (ii) **Contrato de Financiamento:** também é considerado como um dos mais relevantes pois, é através deste contrato que há a contratação da maior parte dos recursos financeiros de um *project finance*, assim como, o conhecimento de quanto será a alavancagem do projeto. É também no contrato de financiamento que será definida a taxa para pagamento do principal e juros e o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD). Esta taxa de juros será analisada levando em conta principalmente a taxa de risco do projeto, que tem relação proporcional ao spread atribuído ao projeto. Já o montante de crédito, é definido de acordo com o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), ou seja, o montante de recursos que o financiador irá liberar ao credor, será o montante que atenda ao ICSD atribuído no contrato, usualmente de 1,3. Dessa forma, o financiador consegue garantir que o projeto sempre tenha uma capacidade de pagamento mínima para honrar com suas obrigações.
- (iii) **Contrato de Operação e Manutenção (OPEX):** entra em vigência a partir da entrada em operação do parque, sendo importante para garantir o bom funcionamento do projeto após toda a fase de implantação do mesmo.

- (iv) **Contrato de Administrador de Contas:** responsável por regular os recebíveis do projeto, atribuindo em cláusulas as prioridades de utilização dos recursos gerados pelo fluxo de caixa, ou seja, uma hierarquia de pagamentos. Gastos realizados com OPEX normalmente são uma das prioridades já que tais custos são essenciais para o bom funcionamento do projeto.

- (v) **Contrato de Suporte dos Acionistas ou *Equity Support Agreement* (ESA):** é utilizado para formalizar a obrigação de aporte de recursos, por parte dos acionistas, caso haja qualquer sobrecusto daqueles planejados anteriormente. Este contrato dá o conforto para os demais agentes de que o acionista possui capital próprio para injetar no projeto caso seja necessário em qualquer fase de implantação ou operação.

- (vi) **Contrato de Compra e Venda de Serviços:** é um dos principais instrumentos de um *project finance*, já que é por meio deste contrato que as receitas do projeto são definidas através do preço de venda e período de fornecimento do serviço.

II.3.2.2 – Seguros

Segundo FARIAS (2003) e BORGES (2005), os seguros de um *project finance* podem ser tradicionais ou funcionarem como uma espécie de seguro garantia. Nos seguros tradicionais, há a emissão de uma apólice dando segurança aos agentes em fases distintas do projeto, como no período de construção ou operação. Já os seguros garantia, embora não funcionem como uma garantia tradicional, são uma forma de assegurar o cumprimento de outros contratos como, por exemplo, obras, prestação de serviços etc.

II.3.2.3 – Garantias

FARIAS (2003) e BORGES (2005), descrevem as garantias como medidas mitigadoras que devem ser divididas entre as fases de implementação e operação do projeto, já que essas duas fases atribuem riscos muito distintos e, que as mesmas podem ser reais ou fidejussórias. Os autores continuam descrevendo que as garantias reais representam, por exemplo, os penhores de ações e ativos, como máquinas e equipamentos, do empreendimento. Já as garantias fidejussórias garantem que terceiros façam o pagamento da dívida devida aos credores. Tal garantia torna-se importante principalmente no período de construção do

projeto, onde o fluxo de caixa ainda não está gerando receita. Dessa forma, tais garantias em geral são dispensadas quando o projeto entra em operação e atinge o *completion* econômico e técnico, ou seja, quando o projeto atinge seus *covenants* contratuais, em especial o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD), e mostra que é capaz de gerar o fluxo de caixa esperado (OLIVEIRA, 2019).

Logo, pode-se afirmar que o *project finance* representa um importante instrumento para a viabilização de projetos, uma vez que estas estruturas estão diretamente relacionadas à alocação e gestão de riscos entre a diversidade e interesse das partes (Bello, B., 2009).

II.4 – Vantagens e Desvantagens do Project Finance

O *project finance* é uma modalidade que vem crescendo bastante nas últimas décadas, principalmente no setor de geração elétrica. Dessa forma, torna-se importante analisar as principais vantagens e desvantagens desta complexa estruturação.

II.4.1 – Vantagens

Com relação às vantagens, podemos destacar as seguintes:

II.4.1.1 – Substituição de Garantias

Em uma operação *corporate finance* as garantias disponibilizadas aos credores são referentes à todos os ativos do patrocinador, já que o financiamento dado não leva em conta o fluxo de caixa do projeto e sim do acionista. No entanto, na modalidade *project finance*, as garantias estão baseadas no fluxo de caixa do próprio projeto financiado. Dessa forma, os ativos do patrocinador tornam-se disponíveis caso haja a necessidade de captar financiamento adicional na operação (GATTI, 2008).

II.4.1.2 – Compartilhamento de Riscos

O compartilhamento de riscos é uma das principais características da modalidade *project finance*. Através de uma rede de contratos é possível compartilhar os riscos do projeto para os agentes que melhor podem geri-los (FARIA, 2003).

Como os riscos são diversos, talvez um único agente não fosse capaz de suportá-los. Dessa forma, a modalidade *project finance* torna-se essencial justamente por ter essa característica de não só ser capaz dividir os riscos em diversos agentes, como também dividir

os retornos alcançados. Essa característica é bastante comum já que a exposição ao risco por parte do patrocinador do projeto e, dos demais agentes, torna-se muito menor (FINNERTY, 1999).

II.4.1.3 – Capacidade de Expansão da Dívida e Alavancagem Financeira

Outra vantagem de uma estrutura com financiamento *project finance*, é a possibilidade do patrocinador financiar seu projeto através do crédito de outra instituição. As formas de expansão da dívida podem ser de longo prazo, como Debêntures de Infraestrutura e financiamento com bancos públicos, como BNDES e BNB, ou através de dívidas de curto prazo, como é o caso do *Bridge Loan*, ou empréstimo ponte, realizado normalmente por bancos privados.

Segundo FINNERTY (1999), um projeto pode receber recursos com base em compromissos contratuais quando (1) os compradores celebram contratos de longo prazo para comprar o projeto produção e quando (2) as cláusulas do contrato são firmes o suficiente para assegurar o bom funcionamento do fluxo de caixa do projeto, permitindo que o projeto atenda a amortização de suas dívidas.

Um financiamento na modalidade *project finance* é capaz de realizar uma alavancagem financeira muito maior do que se fosse em um financiamento *corporate finance*, já que a primeira modalidade permite que haja uma ampla participação do capital de terceiros. As dívidas contraídas costumam representar cerca de 70% do montante total a ser investindo e tornam-se interessantes principalmente do ponto de vista do patrocinador já que o custo do seu capital próprio (*equity*), tende a ser inferior ao custo da dívida (FINNERTY, 1999).

Dessa forma, essa maior alavancagem no *project finance* permite que o patrocinador também obtenha uma maior taxa de retorno sobre o seu *equity* enquanto puder substituir capital próprio por dívida de terceiros (OLIVEIRA, 2019).

II.4.1.4 – Liberação dos Fluxos de Caixa

A partir do momento em que o projeto atinge o seu *completion* financeiro, ou seja, a partir do momento em que o projeto possui receita para o atendimento das suas obrigações financeiras, o acionista passa a ter maior controle e previsibilidade tanto do seu fluxo de caixa, já que o projeto encontra-se bem mais estruturado financeiramente, quanto dos seus lucros. Dessa forma, após o pagamento das despesas gerais e do serviço da dívida, os fluxos

de caixa, a depender “política de dividendos” do projeto, são distribuídos aos investidores, que poderão escolher a melhor forma de gerir esses recursos (FINNERTY, 1999).

II.4.2 – Desvantagens

A complexa estrutura contratual de uma estrutura *project finance* faz com que diversos agentes estejam envolvidos nesta operação, trazendo algumas desvantagens para essa modalidade de financiamento. São elas:

II.4.2.1 – Complexidade do *Project Finance*

Empreendimentos na modalidade *project finance* giram em torno de um conjunto de contratos que são negociados por todos os agentes do projeto, tendo a necessidade de maior disponibilidade de tempo e capital para sua estruturação. Logo, o projeto como um todo tende a ser mais complexo do que um financiamento convencional (FINNERTY, 2007).

II.4.2.2 – Maiores Custos de Transação

Como projetos estruturados na modalidade *project finance* possuem uma estrutura contratual complexa, os custos de transação tendem a ser mais elevados, levando também a um maior custo de captação de terceiros (BLANK, 2008)

II.4.2.3 – Maiores Taxas de Juros no Financiamento

Como uma operação de *project finance* apresenta maiores riscos, se comparado com uma operação de financiamento convencional, as taxas de juros para o empréstimo de recursos, fornecidas pelos bancos públicos, tendem a ser maiores. A explicação para esse maior risco deve-se ao fato do pagamento da amortização de principal e juros estar atrelada ao fluxo de caixa futuro do projeto, ou seja, o fluxo de caixa no período de operação do empreendimento, onde o parque já consegue gerar receita através da venda de energia.

II.5 – Relação do Setor Elétrico e *Project Finance*

Os projetos de geração de energia renovável, neste trabalho com foco nas eólicas, são empreendimentos de infraestrutura que exigem grandiosas obras e que acabam por envolver um alto grau de aporte de capital. Dessa forma, a modalidade *project finance* tornou-se a principal modalidade de financiamento nesses projetos já que a mesma permite que haja uma elevada alavancagem financeira através do aporte de capital de terceiros, restando um percentual menor para o aporte de capital próprio dos acionistas (OLIVEIRA, 2019).

O setor elétrico brasileiro atualmente tem a maioria de sua contratação através dos leilões de energia, no chamado ACR. Como são vendas futuras, ou seja, normalmente energia a ser entregue daqui a 4 anos, no caso dos leilões A-4, ou daqui a 6 anos, nos leilões A-6, as empresas geradoras tem a possibilidade de organizar suas construções e, pensar no desenvolvimento daquele projeto, de acordo com a energia que terá a obrigação de gerar no SIN (Sistema Interligado Nacional).

A modalidade *project finance* é interessante principalmente para economias em desenvolvimento, como é o caso do Brasil, pois viabiliza que cada vez mais projetos de infraestrutura sejam implementados no país, dada a ampliação da quantidade de empresas que podem contrair empréstimos sem necessariamente possuir naquele momento recursos financeiros necessários para isso.

A relação entre o setor elétrico e a estrutura de *project finance* vai se dar principalmente por meio do Estado. Como no Brasil é o Estado que regula toda a contratação de energia elétrica no país, os leilões de energia são então responsáveis por garantir o equilíbrio entre a oferta e demanda de eletricidade e, como a energia contratada não é imediata, pois se trata de contratação de energia futura, é imprescindível que haja um planejamento estratégico de qual será a demanda de energia nacional nos próximos anos. Normalmente esse trabalho é realizado pela EPE, que tem por finalidade prestar serviços ao Ministério de Minas e Energia (MME) na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, cobrindo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis (EPE, 2019).

Dessa forma, o modelo de contratação através dos leilões, incentivadas pelo Estado, atrelada a estrutura *project finance*, que permite que mais projetos de infraestrutura sejam implementados, já que a garantia do projeto basicamente se dá somente por meio de seus ativos e recebíveis, garantem que essa combinação seja capaz de incentivar cada vez mais investimentos no setor elétrico.

No próximo capítulo, através de um Estudo de Caso, toda essa relação será apresentada, assim como a demonstração, de forma prática, de como um projeto eólico é estruturado na modalidade *project finance*.

CAPÍTULO III – ESTUDO DE CASO: PARQUE EÓLICO ALPHA

Baseado nos conceitos apresentados nos dois capítulos anteriores, referentes à dinâmica do Setor Elétrico Brasileiro e da modalidade *Project Finance*, o terceiro capítulo tem como objetivo apresentar um Estudo de Caso real, apontando como as teorias analisadas nos capítulos anteriores se apresentam na prática.

Este capítulo visa então apresentar um Estudo de Caso, relacionando o setor elétrico brasileiro e a modalidade *project finance*, descrevendo, de forma prática, como ocorre a estruturação de uma das fontes complementares às hidrelétricas no Brasil, a geração de energia eólica. O empreendimento analisado neste capítulo se refere a um parque eólico, cuja energia foi comercializada no leilão de energia de reserva em 2015.

III.1 – Descrição do Parque Eólico Alpha

Nesta sessão serão apresentadas as principais características do projeto Alpha, como seu preço médio e capacidade instalada vendida no leilão em que participou. Além disso, será também apresentada uma breve análise da localização de seu parque, assim como, sua garantia física e seu fator de capacidade.

Com o objetivo de preservar o anonimato, o parque eólico deste estudo de caso será identificado como parque eólico Alpha. O acionista do parque eólico Alpha será nomeado de “Acionista X”. Neste Estudo de Caso, o Acionista X é uma renomada empresa do setor elétrico mundial e, o único patrocinador deste projeto, detendo então 100% das ações do mesmo.

O Projeto Alpha, está localizado na Região Nordeste, já em fase de operação e, teve 100% da sua energia contratada no ACR, através do Leilão de Energia Reserva (LER) de 2015. Neste leilão foram contratadas as tecnologias eólica e solar.

O preço médio de venda da energia eólica neste leilão foi de R\$ 203,30/MWh, com a contratação de uma capacidade total instalada de 548 MW. O parque eólico Alpha vendeu sua energia ao preço médio de R\$ 205/MWh, com capacidade instalada de 115 MW, segregada em mais de uma SPE, ou seja, o projeto Alpha representou cerca de 21% do total da capacidade instalada de usinas eólicas contratadas neste leilão. Já o preço médio da tecnologia solar foi de R\$ 297,37/MWh, com a contratação de 929 MW.



Figura 2 – Imagem do Parque Eólico Alpha

Fonte: elaboração própria

Conforme visto no 1º Capítulo, a contratação de energia no ambiente regulado ocorre através dos leilões de energia. Como o Projeto Alpha foi contratado em um Leilão de Energia de Reserva, isso quer dizer que a energia contratada tem como objetivo aumentar a segurança do fornecimento de energia elétrica no sistema elétrico nacional. Diferentemente dos outros tipos de leilões, o comprador direto no LER é a CCEE e não as distribuidoras. Dessa forma, os contratos são firmados entre as SPE's do empreendimento e a CCEE, que atua como representante de todos os consumidores usuários de Energia de Reserva (OLIVEIRA, 2019).

Os contratos assinados para venda de energia são chamados de PPA (*Power Purchase Agreement*). No projeto Alpha, o PPA terá duração de 20 anos, com período compreendido entre os anos de 2018 e 2038, ou seja, o projeto terá uma venda de energia garantida neste período, com um preço definido em leilão, neste caso, um preço médio de R\$ 205,00 MW/h.

A venda de energia garantida no PPA é essencial para estipular o fluxo de caixa do projeto, já que, durante os anos de 2018 e 2038, o projeto terá a possibilidade de estimar uma receita fixa, de acordo com o preço definido em leilão e com a quantidade de energia gerada. Conhecendo o preço a ser praticado durante o prazo do PPA, o fluxo de caixa durante este período torna-se mais estável, o que é fundamental para o financiamento na modalidade *project finance*, já que, conforme visto no capítulo anterior, é o mesmo dita a alavancagem financeira que o projeto pode ter.

A tabela 5 sintetiza as principais características do Projeto Alpha.

Principais Características – Projeto Alpha

Localização	Região Nordeste
Capacidade Instalada	115 MW
Energia Contratada	54 MW (ACR)
Prazo do PPA	20 anos (2018 até 2038)
Preço Médio do PPA	R\$ 205,00 MW/h

Tabela 5 – Principais Características do Projeto Alpha

Fonte: elaboração própria

Além disso, no projeto Alpha, houve a formação de um consórcio entre as SPE's, onde o único acionista é o Acionista X. Isso quer dizer que, no contrato de consórcio celebrado, as SPE's do Projeto Alpha afirmam que detém parte do escoamento da energia gerada pelo projeto através da linha de instalação em que as SPE's estão ligadas.

Esta linha de transmissão possui capacidade de escoamento de 500 MW. Como o projeto Alpha possui 115 MW, sobriariam então 385 MW de escoamento para outras instalações que possam vir a utilizar a mesma linha. Dessa forma, a capacidade do parque (115MW) e da linha de transmissão (500 MW) está dividida pelas SPE's do projeto Alpha.

III.1.1 – Garantia Física

Outro importante conceito presente nos PPAs, é a garantia física. A Garantia Física é o montante, em MW_{méd}, correspondente à quantidade máxima de energia que o gerador consegue comercializar e é calculada pela EPE (EPE, 2019). A garantia física do Projeto Alpha é de 54 MW médios e foi 100% comercializada no leilão de energia de reserva. Importante ressaltar que a garantia física é calculada, desde 2013, de acordo com a geração anual P90 e não mais de acordo com a geração P50 (EPE, 2018). Isso quer dizer que uma geração a P90 tem probabilidade de ocorrência, igual ou maior, a noventa por cento, ou seja, há uma maior previsibilidade da quantidade de energia a ser gerada pelo parque.

Como a energia do projeto Alpha foi vendida em um LER, a contabilização da mesma apresenta uma margem de tolerância percentual fixa, durante os anos do quadriênio (OLIVEIRA, 2019). Pelas regras do PPA, entre a CCEE e as SPE's do projeto Alpha, a tolerância varia entre 130% e 90%. Considerando que a energia contratada representa 100%, variações entre essas duas margens, superiores e inferiores, são contratadas ao preço pré-

determinado no PPA. No entanto, se a energia produzida for acima de 130%, o percentual extra é ressarcido ao agente vendedor a 70% do preço de venda do PPA. Se a energia produzida for abaixo dos 90%, o agente vendedor deve ressarcir o sistema a 115% do preço do contrato, conforme Figura 3 abaixo:

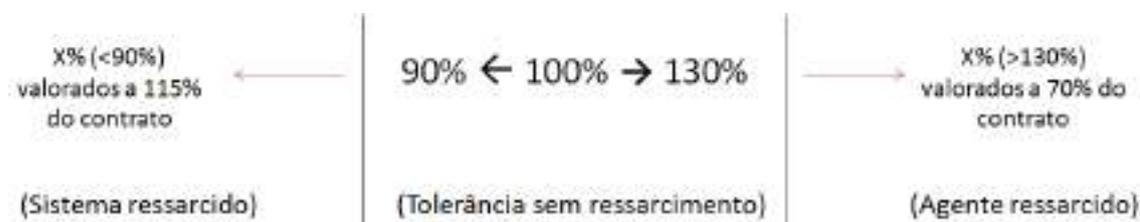


Figura 3 – Tolerância da venda de energia do Projeto Alpha

Fonte: elaboração própria

A energia gerada a mais ou a menos, que estiver dentro da margem de tolerância, será repassada ao ano seguinte. Já o percentual que ultrapassar os 130%, será ressarcido ao agente e, o percentual que for inferior aos 90%, será ressarcido ao sistema.

Dessa forma, conforme o PPA, se o gerador no quarto ano tiver superávit e, estiver dentro da margem de tolerância, o agente pode: 1) transferir esse superávit para o primeiro ano do próximo quadriênio; 2) realizar venda de cessão para outras usinas que apresentam déficit e precisam se equilibrar na margem de tolerância; ou 3) ser ressarcido pela CONER (Conta de Energia de Reserva) ao preço vigente no PPA.

Caso o contrário ocorra e, a energia total produzida apresente déficit, dentro da margem de tolerância, o agente tem 2 opções: 1) ressarcir a CONER ao preço vigente do PPA; ou 2) adquirir por cessão, através de outra usina que esteja com superávit, o percentual de energia para voltar para a margem de tolerância.

III.1.2 – Fator de Capacidade e Geração Anual de Energia

O fator de capacidade também é essencial para o estudo da geração de energia elétrica do parque, pois é definida como sendo a relação entre a energia efetivamente gerada e a máxima teórica utilizando-se toda a potência instalada (D'ARAÚJO, 2009), ou seja, é a divisão entre a energia gerada ao longo de um ano sobre a energia gerada operando de forma contínua ao longo de um ano. Dessa forma, caso o parque gerasse na sua capacidade máxima, o fator de capacidade seria igual a 1.

O fator capacidade é fácil de ser encontrado se já possuímos os valores da garantia física e da capacidade instalada do parque, pois será o percentual obtido entre a divisão dessas duas variáveis (OLIVEIRA, 2019). Dessa forma, o fator de capacidade do projeto Alpha será igual a 0,47 ou 47%.

Considerando este fator de capacidade, a geração anual do parque eólico Alpha (115 MW) é de 222.328 MW/h, por meio da equação abaixo:

$$G \text{ (MWh/ano)} = FC \times \text{Pot (MW)} \times 8.760 \text{ (h/ano)} \quad \text{(Equação 1)}$$

Onde:

G = Geração

FC = Fator de Capacidade

Pot = Potência Instalada

Importante ressaltar que a geração anual de 222.328 MW/h é baseada em P90, conforme explicado anteriormente, tendo então uma previsibilidade de geração de 90%. Dessa forma, será possível calcular a receita anual multiplicando essa geração pelo preço de venda de energia determinado no PPA.

III.1.3 – Potencial Eólico no Nordeste

A localização do projeto Alpha no Nordeste está fundamentada principalmente por conta da alta qualidade dos ventos na região, tendo por consequência um alto aproveitamento na geração de eletricidade pela fonte eólica. Conforme a Figura 4 abaixo, a região Nordeste apresenta o maior potencial eólico dentre todas as outras regiões brasileiras e, segundo o MME (2017), a região nordeste deverá representar 90% da capacidade eólica total até o ano de 2026.

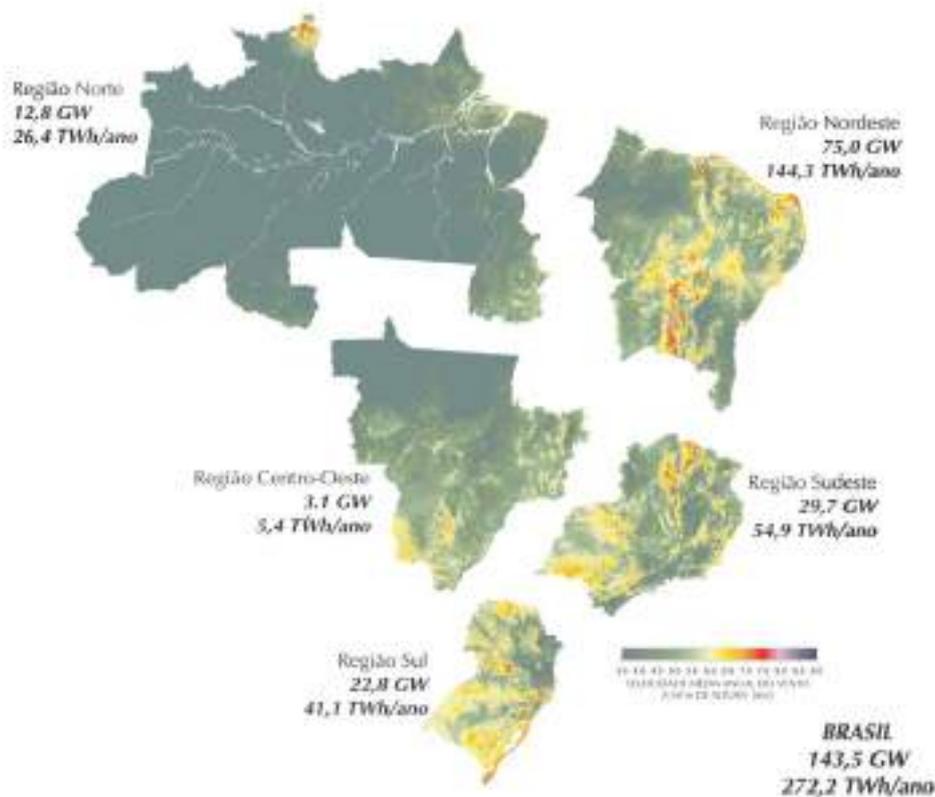


Figura 4 – Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s
 Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001)

Dito isso, como o vento é o principal “insumo” de uma usina eólica, sua qualidade é fundamental para que o aerogerador tenha uma boa *performance* e seja capaz de gerar uma maior quantidade de energia, a depender da potência da turbina, para ser vendida tanto no ambiente regulado quanto no livre. Segundo a ABEEÓLICA (2019), o Nordeste é a região que possui a maior capacidade de produção de energia eólica no Brasil, tendo 506 parques de um total de 602 já instalados. É a região que também concentra os 3 estados do ranking de maior capacidade instalada: Rio Grande do Norte, Bahia e Ceará. A região Sul aparece como a segunda maior região de capacidade de produção, com 95 parques. Nas demais regiões brasileiras, há apenas um parque localizado no Rio de Janeiro. Tal fator explica o fato de a maior parte dos parques eólicos estarem localizados na região Nordeste.

III.2 – Principais Agentes e Contratos

Conforme apresentado no Capítulo 2, a modalidade *project finance*, demanda participação de uma grande quantidade de agentes para a sua estruturação e mitigação dos riscos iminentes desta estrutura financeira. Dessa forma, serão apresentados a seguir os

principais agentes do Projeto Alpha, assim como, os principais contratos firmados entre esses agentes para a correta alocação dos riscos envolvidos em uma estruturação *project finance*.

III.2.1 – Principais Agentes do Projeto Alpha

A Figura 5 apresenta o retratado resumido dos principais agentes do Projeto Alpha.



Figura 5 – Agentes do Projeto Eólico Alpha

Fonte: elaboração própria

No âmbito da estrutura de financiamento, existem 2 (dois) financiamentos de longo prazo, o empréstimo do BNDES e a Debênture de Infraestrutura, representada pelo Contrato de Financiamento e pela Escritura de Emissão, respectivamente, como os contratos mitigadores de risco da operação. O BNDES será então a figura representativa do banco financiador, já a Debênture será representada por alguns investidores profissionais que decidiram comprar esse título de dívida no momento em que o Projeto Alpha ofertou esse papel no mercado.

A estrutura básica do *project finance* será constituída pelos seguintes outros agentes: SPE's do Projeto Alpha (SPE), Acionista X (Patrocinador), ANEEL (poder concedente), Construtor Brasileiro (EPcista), Vestas (Fornecedor e Operador), Seguradora Alemã (Seguradora) e CCEE (Comprador).

III.2.1.1 – SPE

O agente nomeado de “SPE” no Capítulo 2 será representado pelas SPE’s do Projeto Alpha que, conforme já mencionado, representam mais de uma sociedade e, juntas, possuem uma capacidade instalada de 115 MW vendida no LER de 2015.

As SPE’s são consideradas a base desta relação entre agentes na modalidade *project finance*, já que toda a rede de contratos e atividades dos demais agentes tem relação direta com essas sociedades. Isso ocorre, pois, segundo Siffert Filho, N. e Puga, F. (2016), o nível do envolvimento tanto do patrocinador quanto dos demais agentes, vai depender do nível de envolvimento das SPE’s com o projeto como um todo, ou seja, como não necessariamente cada SPE possui a mesma capacidade instalada, algumas possuem maior participação na capacidade total do projeto do que outras. Logo, normalmente existe mais de um contrato entre o projeto e o outro agente em questão, pois, as estruturas contratuais são realizadas para cada SPE.

Além disso, no projeto Alpha, houve a formação de um consórcio entre as SPE’s, onde o único acionista é uma multinacional, denominada Acionista X.

III.2.1.2 – Patrocinador

O Patrocinador é representado pela figura do Acionista X neste estudo de caso, uma renomada empresa com experiência global na implantação de projetos eólicos, possuindo cerca de 580 MW de energia eólica e 400 MW de energia solar já instaladas no território brasileiro e, que conforme explicitado anteriormente, detém 100% das SPE’s, ou seja, o Projeto Alpha possui apenas um patrocinador. Esta figura é importante, pois, é o agente responsável pela injeção de capital próprio do projeto, que normalmente varia em 20% do total do investimento.

Na modalidade *project finance* utilizada no Brasil, além das garantias usuais exigidas (recebíveis da venda de energia e ativos do projeto), os bancos financiadores exigem outras formas de garantia, como é o caso do ESA (*Equity Support Agreement*). O ESA é uma garantia corporativa dada pelo patrocinador do projeto, neste caso, o Acionista X. De acordo com OLIVEIRA (2019), O ESA funciona como um comprometimento contratual, realizado em nome dos acionistas, em que os mesmos se responsabilizam com a obrigação de aportar capital no projeto em situações de insuficiência de caixa. Dessa forma, caso o

empreendimento não possua recursos para a finalização da obra, o patrocinador tem a obrigação de aportar o capital necessário.

III.2.1.3 – Poder Concedente

O Poder Concedente é o órgão regulador capaz de autorizar que o Projeto Alpha tenha a responsabilidade de produzir energia elétrica. A concessão da geração de energia elétrica é realizada pela ANEEL, que opera essa função em nome da União.

Após a autorização da ANEEL, o Contrato de Concessão é firmado entre as SPE's e a CCEE, no caso de leilão de energia de reserva, que tem então por objetivo autorizar em suas cláusulas contratuais a exploração e o funcionamento do empreendimento.

III.2.1.4 – Construtor

O construtor do empreendimento eólico é uma renomada empresa brasileira, atuante na indústria de construção civil pesada e, será chamado de Construtor Y. Este agente é responsável por toda a fase de construção do empreendimento e, são comumente chamados de EPCistas, pois são os agentes que firmam o Contrato de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) com as SPE's do Projeto. Neste contrato, as formalizações das datas de entrega dos marcos de construção são de grande importância para que o Acionista X possa montar o cronograma tanto físico quanto financeiro do Projeto Alpha. O construtor Y é responsável tanto pelas obras civis quanto pelas obras elétricas, que juntas representam a constituição do Contrato de EPC com o projeto Alpha.

Todos os marcos de entrega, assim como o cronograma físico da construção do Projeto Alpha, estão indicados no Contrato de EPC. Dessa forma, o início das obras civis e elétricas iniciou a partir da data de assinatura do contrato, ou seja, abril de 2017 e, tiveram como data de finalização total, janeiro de 2019.

Os marcos de construção do projeto são pré-definidos em cláusulas contratuais e, funcionam como um mitigador de riscos ao Acionista X, pois caso o não cumprimento desses marcos gere atraso na entrega do projeto, que é essencial para que o mesmo entre em operação comercial, o construtor Y tem a obrigação de realizar pagamento de juros, às SPE's do projeto Alpha, por cada dia de atraso.

As atividades a serem realizadas pelo construtor Y, através do Contrato de EPC, somam R\$ 128 milhões, levando em conta obras civis e obras elétricas. Esses R\$ 128 milhões representam 18% dos gastos totais com CAPEX, conforme será analisado na sessão seguinte com o Quadro de Usos e Fontes.

Dessa forma, pode-se notar a importância do construtor, já que o mesmo é o responsável direto para que o projeto esteja apto a operar comercialmente e, conseqüentemente, cumprir sua obrigação pré-estabelecida no PPA. Além disso, conforme foi apresentado, a definição dos marcos é essencial para que o Acionista tenha controle e conhecimento do andamento da obra, o que é informado através dos relatórios semanais e mensais realizado pelo construtor.

III.2.1.5 – Fornecedor

Neste Estudo de Caso, o fornecedor do Projeto Alpha é a empresa Vestas, uma multinacional dinamarquesa, produtora de turbinas eólicas, que está presente desde o ano 2000 no Brasil, com mais de 1,5 GW instalados ou em construção no país, o que corresponde a cerca de 750 turbinas eólicas (Vestas, 2019).

O conhecimento de qual turbina será utilizada em um parque eólico torna-se importante desde o período pré-leilão, pois, segundo a EPE (2018), os aerogeradores representam cerca de 70% do total dos gastos do parque, por isso, a escolha do equipamento torna-se tão importante no momento da elaboração do projeto. As turbinas eólicas do projeto Alpha somam um montante de cerca de R\$ 530 milhões, distribuído em um total de 53 aerogeradores instalados no projeto Alpha. Esse valor é considerado o maior gasto de CAPEX do projeto, representando 75% de todos os seus custos.

Um dos pré-requisitos para que um projeto seja financiado pelo BNDES, é que suas máquinas e equipamentos sejam fabricados no Brasil e, para isso, as mesmas devem ser credenciadas no BNDES para ter o código chamado Finame (BNDES, 2017). O incentivo BNDES Finame fez com que diversas montadoras se instalassem no Brasil e, por consequência, desenvolvessem a indústria nacional, gerando cerca de 15 empregos para cada MW instalado (ABDI, 2014). Dessa forma, os Contratos de Turbina, conhecidos como *Wind Turbine Supply Agreement*, são essenciais para fixar quais aerogeradores serão usados no empreendimento e a qual preço os mesmos serão vendidos.

Assim como é feito com o Contrato de EPC, o *Wind Turbine Supply Agreement* também possui marcos para a finalização das atividades, já que a montagem da torre eólica é

realizada no próprio parque. Dessa forma, atrasos na montagem também podem ser ressarcidos por meio de multa a ser paga pelo fornecedor dos equipamentos (neste caso a Vestas).

III.2.1.6 – Operador

O operador do parque eólico inicia suas atividades após o término do período de construção, quando o projeto já está apto a iniciar a fase de operação. Importante frisar que este período de operação não necessariamente coincide com o início da venda de sua energia através do PPA. Fato este que ocorreu no projeto Alpha, que teve sua energia vendida no mercado de curto prazo nos 2 meses anteriores ao início do seu contrato.

Nesta fase, caso o patrocinador do projeto não possua experiência para operar o parque eólico e suportar os riscos de operação e manutenção do empreendimento, é necessário contratar uma empresa que arque com a execução de tais atividades. No caso do Projeto Eólico Alpha, o agente operador também é representado pela multinacional dinamarquesa Vestas, que tem como principal responsabilidade garantir que o projeto gere a quantidade de energia suficiente para cumprir com suas obrigações pré-estabelecidas no PPA. O Contrato de Operação e Manutenção é importante justamente para formalizar a quantidade de energia esperada que o parque produza. Nesses contratos há especificado todo o cronograma de geração durante o período de operação. No caso do Projeto Alpha, esse cronograma é feito desde 2018 até 2038, período correspondente à energia a ser vendida pela contratação realizada em 2015 no Leilão de Energia de Reserva. No entanto, o operador tem diversas outras atividades além da responsabilidade de garantir que o projeto Alpha tenha determinada produção de energia, pois, para que isso ocorra, diversos outros fatores devem estar em perfeito funcionamento.

Um ponto importante diz respeito à depreciação das máquinas e equipamentos do projeto. Contratualmente, as Turbinas da Vestas possuem uma depreciação de cerca de 25 anos, no entanto, como o PPA do projeto Alpha possui prazo de 20 anos, há então a possibilidade de se realizar receita por mais 5 anos após a finalização de seu contrato, a depender da estratégia adotada pelo Acionista X. Dessa forma, continua sendo dever da Vestas, na função de agente operador do Projeto Alpha, continuar garantindo que haja produção de energia até a completa depreciação, já pré-determinada contratualmente, das máquinas e equipamentos. Além disso, também é dever do operador, possuir itens

sobressalentes, ou seja, itens em estoque caso algum apresente defeito ao longo do período de operação.

Assim como é feito no contrato de EPC e no de Turbina, pelo contrato de O&M também devem ser apresentados relatórios, neste caso, informando principalmente a produção de energia no período analisado, assim como, relatar possíveis pontos de atenção e, se de fato houver, apresentar medidas para solucionais tais percalços.

Além disso, toda a parte de manutenção do parque também está explicitada no contrato entre a Vestas e o Acionista X. Dessa forma, atividades como limpeza em geral, acompanhamentos periódicos do funcionamento de máquinas e equipamentos, também são de responsabilidade do operador.

III.2.1.7 – Seguradora

Conforme explicitado no capítulo anterior, as seguradoras são os agentes que melhor representam a mitigação de riscos do projeto. Dessa forma, a seguradora do Projeto Alpha é representada por uma renomada multinacional alemã, atuante no mercado global de seguros e, que será nomeada neste Estudo de Caso de Seguradora Z.

Os seguros mais comuns durante todo o período, de construção ou operação, de um parque eólico são os seguintes:

- I. Riscos de Engenharia
- II. Riscos de Responsabilidade Civil
- III. Riscos de Transporte de Equipamentos
- IV. Riscos Operacionais

Os seguros referentes aos riscos de engenharia, responsabilidade civil e transporte de equipamentos são contratados na fase de construção do projeto. O risco de engenharia tem como objetivo garantir os riscos ligados à obra como um todo, incluindo roubos, incêndios e até danos causados por erro de execução do projeto. O seguro de riscos de responsabilidade civil visa proteger trabalhadores diretos da empresa e terceiros contra eventuais danos. Já o seguro de transporte de equipamentos visa proteger todo o deslocamento de cargas de valor, como peças e componentes das máquinas e equipamentos.

Atualmente, como o Projeto Alpha já está em operação, os 3 seguros descritos acima, não estão mais válidos já que os mesmos só possuem relevância durante a fase de construção.

Dito isso, a apólice atualmente válida no projeto Alpha faz referência ao seguro de riscos operacionais, que se divide em limites pré-estabelecidos para danos materiais e lucros cessantes (*Business Interruption*).

A Seguradora Z conta atualmente com a administração da apólice de Riscos Operacionais, onde todas as SPE's do Projeto Alpha são seguradas. Nesta apólice, os danos materiais informados fazem referência a todos os bens móveis e imóveis, assim como, todos os estoques existentes, além de danos elétricos e quebra de máquinas e equipamentos.

Importante frisar que todos os contratos de EPC, Turbina e O&M que foram descritos anteriormente, solicitam em suas cláusulas a emissão de apólices que cubram os riscos das suas atividades. Dessa forma, o contrato de turbina, por exemplo, exige a formalização de um seguro de transporte de equipamentos para realizar sua montagem, assim como, o contrato de EPC solicita que haja um seguro de riscos de engenharia para cobrir os riscos relativos à obra e, o contrato de O&M exige a emissão da apólice de riscos operacionais para cobrir toda essa fase pós-construção do projeto.

III.2.1.8 – Comprador

No caso de um projeto eólico, os compradores são todos aqueles que compram o serviço ofertado pela geradora, ou seja, a energia elétrica. Conforme visto, como a energia do Projeto Alpha foi vendida em um Leilão de Energia de Reserva, a mesma tem como objetivo principal gerar segurança ao sistema elétrico nacional. Desta forma, os contratos não são realizados diretamente com as distribuidoras, o que seria feito caso fosse realizado um Leilão de Energia Nova, mas sim com a CCEE que atua como representante de todos os consumidores usuários de Energia de Reserva.

Os contratos do LER são então chamados de Contratos de Energia de Reserva (CER) e, são realizados diretamente entre as SPE's do projeto Alpha e a CCEE com o objetivo de elevar a segurança do sistema. Decorrente deste processo de contratação, o Encargo de Energia de Reserva (EER) é cobrado de todos os usuários do SIN, sendo destinado para cobrir os custos de contratação desta modalidade de venda de energia. Dessa forma, a CCEE será responsável tanto por recolher estes encargos quanto para administrar a conta em que os mesmos estarão depositados, chamada de Conta de Energia de Reserva (CONER) (CCEE, 2019).

III.3 – Garantias

Nesta sessão serão apresentadas as principais garantias do Projeto Eólico Alpha, que hoje já se encontra em operação, assim como, o marco para que cada uma seja liberada. Dessa forma, o projeto Alpha conta com as seguintes garantias:

- I. Penhor de Ações,
- II. Penhor de Máquinas e Equipamentos,
- III. Contratos de Venda de Energia,
- IV. Fiança Corporativa e
- V. Conta Reserva.

As três primeiras garantias são consideradas iminentes de uma estruturação *project finance* do tipo no *non-resource*. No entanto, conforme vimos, o *project finance* praticado no Brasil é do tipo *limited resource*, ou seja, há garantias extras na estruturação financeira do projeto, que será representada pela fiança corporativa do Acionista X e pela Conta Reserva.

III.3.1 – Penhor de Ações e Máquinas e Equipamentos do Projeto Alpha

Como visto, os Ativos são garantias dadas em qualquer projeto financiado na modalidade *project finance*. Dessa forma, estará presente também como garantia no projeto Alpha.

O BNDES, no papel de banco financiador, recebe, por meio de cláusula em seu Contrato de Financiamento com o Projeto Alpha, penhor tanto de ações quanto de máquinas e equipamentos. Assim, caso o Projeto Alpha não cumpra com suas obrigações, todo o empreendimento será de pertencimento do BNDES.

Tanto a cessão do penhor de ações quanto de máquinas e equipamentos é válida até o pagamento integral do financiamento, no âmbito das SPE's e da *Holding* do Projeto Alpha, ou seja, até a amortização de toda a parcela de principal e juros. Dessa forma, tais garantias devem ser liberadas após 15 de abril de 2035, data da última prestação segundo o contrato de financiamento com o BNDES.

III.3.2 – Contratos de Venda de Energia

Os contratos de venda de energia, ou seja, os recebíveis do projeto, funcionam também como garantias iminentes de uma estrutura *project finance*. Junto com os ativos do projeto, os PPAs, cumprem o atendimento das garantias para uma modalidade *non-resource* e, consequentemente também para a modalidade *limited resource*.

No momento em que o Projeto Alpha venceu o LER de 2015, suas SPE's firmaram contratos de venda de energia com a CCEE, fixando uma receita entre os anos de 2018 até 2038. Esses recebíveis da venda de energia são dados também em penhor ao BNDES em cláusula do Contrato de Financiamento.

III.3.3 – Fiança Corporativa

A Fiança Corporativa é uma garantia extra dada às estruturas de *project finance*, características na modalidade *limited resource*, como é o caso brasileiro.

No caso do Projeto Alpha, é o Acionista X que emite a Fiança Corporativa em favor do BNDES. Logo, se por qualquer razão as SPE's e/ou *Holding* do projeto não conseguirem cumprir suas obrigações de amortização de principal e juros, pré-determinadas no Contrato de Financiamento, é dever do Acionista X, por meio da Fiança Corporativa, cobrir qualquer insuficiência de pagamento ao banco financiador. A Fiança Corporativa é válida até o projeto Alpha alcançar seu *completion* financeiro, ou seja, até o momento em que o projeto seja capaz de mostrar, através de seus balanços, que está gerando o fluxo de caixa anteriormente previsto, garantindo então a capacidade de pagamento das suas obrigações. Importante frisar que a Fiança Corporativa só foi dada e, aceita pelo banco financiador, pois se trata de uma multinacional com um balanço expressivo, capaz de suportar qualquer insuficiência de caixa que o projeto venha a ter.

III.3.4 – Conta Reserva

A criação de uma Conta Reserva tem a função de cobrir um período pré-determinado de pagamento do serviço da dívida do projeto e, esta garantia pode ou não existir em uma estrutura *project finance*. No entanto, no caso do projeto Alpha, a criação de uma Conta Reserva é exigida como garantia ao banco financiador.

No Projeto Alpha, o BNDES exige que para que haja o financiamento, seja criada uma Conta Reserva com valor equivalente a 3 meses do serviço da dívida do projeto. Dessa forma, caso o empreendimento tenha algum desequilíbrio momentâneo em seu fluxo de caixa, este

montante previamente assegurado poderá cumprir com as obrigações de pagamento por pelo menos 3 meses.

Importante frisar que além da conta reserva, há a criação de uma conta centralizadora, onde os recursos são distribuídos em forma de *waterfall*, ou seja, esta conta garante que os pagamentos serão realizados de acordo com prioridades definidas em contrato. Dessa forma, a prioridade de pagamento sempre é do banco financiador e demais agentes, garantindo que os ganhos gerados pelo projeto somente sejam repassados ao acionista, na forma de dividendos, caso todas as outras obrigações de pagamento sejam cumpridas.

III.4 – Financiamento

Conforme visto no capítulo 2, uma das características iminentes de uma estrutura *project finance* é a possibilidade de realizar uma alta alavancagem financeira no projeto, através da contração de dívidas, seja de curto ou longo prazo. Dessa forma, nesta sessão será apresentado como se deu a estruturação do financiamento do Projeto Alpha.

O financiamento do Projeto Alpha é baseado em dois financiamentos de longo prazo, o empréstimo do BNDES e as Debêntures de Infraestrutura e, um de curto prazo, referente ao Empréstimo Ponte (*Bridge Loan*). No entanto, como também é necessário que parte do investimento total seja financiado por meio de injeção de Capital Próprio (*Equity Injection*), esta também será uma das formas de financiamento do projeto apresentado a seguir.

III.4.1 – BNDES

O financiamento mais relevante do Projeto Alpha é o de longo prazo com o BNDES, pois este apresenta o maior montante a ser liberado como empréstimo ao empreendimento. O banco possui uma linha de crédito voltada para projetos que visam à expansão e/ou modernização da infraestrutura de geração de energia do país. Dessa forma, a linha de financiamento está voltada para projetos com investimento acima de R\$ 20 milhões (BNDES, 2018).

Conforme o quadro abaixo, a taxa de juros total do BNDES é composta atualmente pela Taxa de Longo Prazo (TLP) + remuneração básica do BNDES + taxa de risco de crédito do agente tomador. Tanto a TLP quanto a remuneração básica são valores que independem do empreendimento e empreendedor, já que apresentam valores tabelados. Como o projeto Alpha se enquadra na geração eólica, já fica então pré-estabelecido que a remuneração básica será de 1,3. Importante frisar que todas essas condições de financiamento são divulgadas pelo

BNDES antes do leilão ocorrer. Logo, os agentes entram no leilão já sabendo como será o financiamento. Dessa forma, somente a taxa de risco de crédito dependerá da análise do projeto/patrocinador.

PARCELAS	CONDIÇÕES DO BNDES FINEM
CUSTO FINANCEIRO	TLP ou moeda IPCA a critério do cliente
REMUNERAÇÃO BÁSICA DO BNDES	0,9% a.a para Energia Solar e Energia de Resíduos 1,3% a.a para as demais fontes
TAXA DE RISCO DE CRÉDITO	Variável conforme risco do cliente/projeto e prazos do financiamento

Quadro 6 – Financiamento BNDES Finem

Fonte: BNDES (2018)

A Taxa de Juros é composta atualmente pela Taxa de Longo Prazo (TLP), somada com uma remuneração básica do BNDES e com uma taxa spread do projeto/empreendedor a ser financiado (isso é taxa de risco de crédito). No entanto, como o banco passou a utilizar a TLP apenas a partir de janeiro de 2018 e, o Projeto Alpha teve seu Contrato de Financiamento assinado em 2015, a taxa utilizada naquela época e, que permanecerá até o vencimento do contrato para contabilização da amortização de principal e juros, é a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP). A remuneração básica do BNDES, que serve basicamente para cobrir custos de estruturação e administração do financiamento, é de 1,3% para o Projeto Alpha, assim como já é pré-determinado para este tipo de geração, conforme tabela acima. Por fim, a taxa spread é calculada de acordo com o risco de pagamento analisado pelo banco, juntamente com o risco do cliente em questão e, que tem o valor de 1,23%.

Para o Projeto Alpha, conforme Tabela 10 abaixo, o financiamento realizado pelo BNDES corresponde a aproximadamente 63% do total dos investimentos necessários (CAPEX), o que é referente a um montante de R\$ 450 milhões já desembolsados e, conforme descrito no capítulo anterior, este valor a ser financiado leva em conta principalmente o ICSD, que é de 1,3. Em relação a amortização, o projeto Alpha possui 192 parcelas para quitar seu financiamento, onde a primeira parcela só é paga 6 meses depois do projeto ter entrado em operação, ou seja, possui um período de 6 meses de carência. Importante frisar que o financiamento com o BNDES deve ser totalmente quitado 3 anos antes da data final do PPA.

Financiamento BNDES	
Volume	R\$450.000.000
Taxa BNDES	TJLP + 2,53%
Amortização	16 anos
Carência	6 meses após entrada em operação
ICSD	1,3

Tabela 6 – Financiamento BNDES (Projeto Alpha)

Fonte: elaboração própria

III.4.2 – Empréstimo Ponte

O Empréstimo Ponte, ou Bridge Loan, é um financiamento de curto prazo contraído por meio de bancos comerciais. O intuito do Bridge Loan no Projeto Alpha é de antecipar recursos para atender as necessidades de construção do projeto, período o qual há maior demanda de capital, enquanto ocorre a estruturação dos financiamentos de longo prazo, que tendem a demorar mais tempo para desembolsar os recursos. Dessa forma, conforme será visto, o *Bridge Loan* terá, propositalmente, o mesmo valor das Debêntures de Infraestrutura e, terá sua amortização realizada no momento em que houver a liberação de recursos das Debêntures, ou seja, a liberação de R\$ 106 milhões será utilizada para amortizar os mesmos R\$ 106 milhões contraídos anteriormente por meio do empréstimo ponte.

III.4.3 – Debêntures de Infraestrutura

Por meio da edição da Lei 12.431, em 24 de junho de 2011, o governo criou incentivos tributários para investidores de debêntures simples e fundos de investimentos com o objetivo de incentivar o mercado privado de financiamento de longo prazo. Adicionalmente a esta Lei, através do Artigo 2º da mesma, foram criadas as Debêntures de Infraestrutura, que basicamente são as debêntures simples, mas emitidas com foco em projetos do setor de infraestrutura considerados prioritários pelo governo (WAJNBERG, 2014).

Na modalidade de Debênture de Infraestrutura, há a isenção de imposto de renda para pessoas físicas residentes e diminuição da alíquota para 15% sobre o rendimento para pessoas jurídicas que adquirem esses papéis (Artigo 2º, Lei 12.431). Além disso, há também a possibilidade de venda do papel no mercado secundário, aumentando então a liquidez deste ativo. Dessa forma, com esses incentivos, esta modalidade de financiamento ganhou força como forma de empréstimo de longo prazo (WAJNBERG, 2014).

O gráfico 4 demonstra o crescimento das emissões nos últimos anos, mostrando o aumento da competitividade e força dessa modalidade de financiamento no setor de infraestrutura no Brasil. Pode-se observar que há uma predominância no volume de títulos no setor de energia, que foi responsável pela emissão de R\$ 43.337,9 milhões (71%), seguido pelos setores de transporte com R\$ 15.530,6 milhões (26%), telecomunicações com R\$ 948,5 milhões (2%) e saneamento com R\$ 713,0 milhões (1%) no período entre 2012 e junho de 2019.

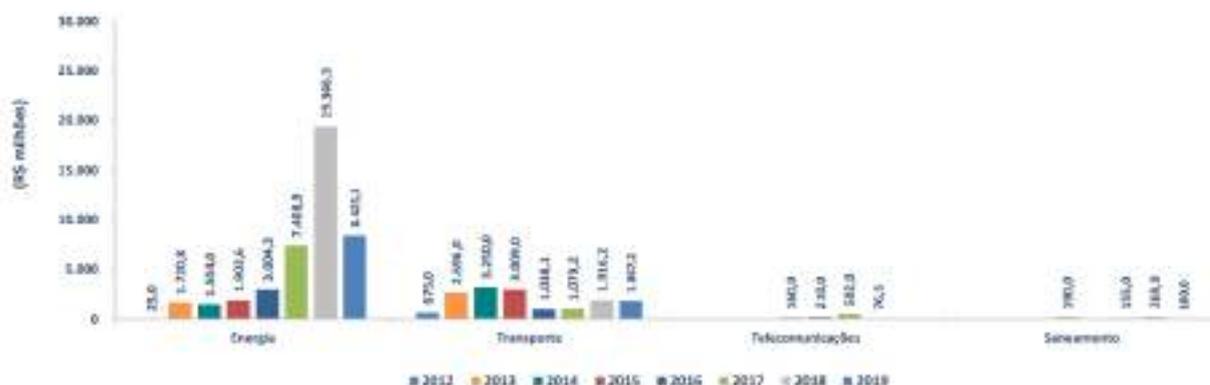


Gráfico 4 – Debêntures de Infraestrutura emitidas por setor 2012-Jun2019

Fonte: BRASIL (2019)

A Debênture de Infraestrutura pode ser regida através da Instrução 400 da CVM (ICVM 400) ou através da Instrução 476 da CVM (ICVM 476). A ICVM 400 não possui limite de investidores, ou seja, é caracterizada como uma oferta pública, e pode ser destinada aos investidores de varejo, já a ICVM 476 é permitida somente para empresas de capital fechado, ou seja, é caracterizada como uma oferta restrita, e o título só pode ser apresentado para, no máximo, 50 investidores qualificados (WAJNBERG, 2014). No caso do Projeto Alpha, a emissão de suas debêntures foi regida pela Instrução 476 da CVM (ICVM 476), ou seja, o título foi apresentado para um total de cinquenta investidores qualificados, dos quais somente vinte puderam comprar de fato o título, através de um processo nomeado *BookBuilding*.

Por se tratar de uma oferta restrita, a debênture de infraestrutura do projeto Alpha foi apresentada somente para 50 investidores qualificados. No entanto, é no processo de *bookbuilding* em que ocorrem as propostas de compra, onde cada debenturista interessado no papel informa o limite de quantidade e preço que deseja comprar do ativo ofertado (ALMEIDA, 2010). Como o projeto Alpha ofertou uma debênture de infraestrutura no

montante de R\$ 106 milhões, as propostas de compra definiram então o prêmio final do ativo, de acordo com a oferta e demanda dos debenturistas.

A Escritura de Emissão das Debêntures é o documento que formaliza o lançamento do papel no mercado. Neste caso, conforme informado acima, primeiramente o papel é apresentado à no máximo 50 investidores, tendo então a Escritura a função de informar as características básicas do ativo, como montante, data de desembolso, data de vencimento e prêmio (ANBIMA, 2015). Dessa forma, assim que o processo de *bookbuilding* é realizado e, há a definição do prêmio do ativo, há também a emissão de um aditivo à Escritura de Emissão informando a mudança do prêmio-teto, que foi informada no momento de apresentação do papel, para o prêmio final a ser praticada após a definição de quais serão os debenturistas.

No Projeto Alpha, as informações presentes na Escritura de Emissão encontram-se na Tabela 7 abaixo:

Debêntures de Infraestrutura	
Volume	R\$106.000.000
Prêmio Inicial (taxa-teto)	CDI + 2,05%
Amortização	14 anos

Tabela 7 – Debêntures Infraestrutura (Projeto Alpha)

Fonte: elaboração própria

Conforme descrito, após a assinatura da Escritura de Emissão e a seleção dos investidores interessados, ocorreu o processo de *Bookbuilding* em nome da *Holding* do projeto, que foi a emissora das Debêntures. Como o montante demandado pelos investidores interessados era maior que os R\$ 106 milhões ofertados através das debêntures, houve uma diminuição do prêmio no processo de *bookbuilding* para que a oferta se igualasse a demanda e, os debenturistas pudessem ser selecionados. Logo, o prêmio final foi de CDI + um spread abaixo de 2,05%.

Com o desembolso dos R\$ 106 milhões, foi amortizado por inteiro o empréstimo ponte realizado anteriormente.

III.4.4 – Equity Injection

A Injeção de Capital Próprio, ou *Equity Injection*, é também imprescindível para uma estruturação *project finance*, pois, mesmo que o maior volume de contração da dívida não seja

do acionista do projeto, ela é obrigatória para que o financiamento com o BNDES ocorra. Dessa forma, é formalizada, em cláusula no Contrato de Financiamento, que até 80% do valor do CAPEX pode ser financiado com recursos do BNDES. No entanto, o projeto terá que aportar, por meio de recursos próprios, pelo menos 20% dos recursos restantes (BNDES, 2018).

No Projeto Alpha, este percentual é de cerca de 23%, representado por um valor de R\$ 170 milhões. Além desses gastos obrigatórios, existe ainda o ESA que garante que o Acionista X injete capital próprio no projeto caso haja insuficiência de recursos, conforme explicitado anteriormente.

III.5 – Quadro de Usos e Fontes do Projeto Eólico Alpha

O Quadro de Usos e Fontes do Projeto Alpha tem como objetivo resumir todos os financiamentos apresentados anteriormente, mostrando que para toda saída de caixa há uma entrada, ou seja, para toda fonte há um uso, razão a qual há igualdade dos valores totais.

Usos	BRL '000	%	Fontes	BRL '000	%
Investimentos (CAPEX)	710.000	96%	Equity	170.000	23%
Aerogeradores	530.000	72%			
EPC (CIVIL + Elétrica)	128.000	17%			
Outros	52.000	7%			
Despesas Financeiras	21.000	3%	Financiamento	556.000	76%
			BNDES	450.000	61%
			Debêntures	106.000	14%
IR & CSLL	5.000	1%	FC Operacional e Receita Financeira	10.000	1%
Total	736.000	100%	Total	736.000	100%

Quadro 7 – Quadro de Usos e Fontes (Projeto Alpha)

Fonte: elaboração própria

No Quadro de Usos, o valor referente a “Investimentos” apresenta todo o CAPEX do Projeto Alpha. Dessa forma, valores gastos com turbinas, construção civil, construção elétrica, seguros, entre outros, estão inseridos nessa classificação e, é por meio dela que há a segregação do percentual a ser financiado pelo BNDES, que representa aproximadamente 63% dos Investimentos em CAPEX, ou seja, dos R\$ 710 milhões de gastos com CAPEX, R\$ 450 milhões são financiados com recursos advindos do BNDES. Importante notar também a proporção dos gastos com aerogeradores que, conforme foi mencionado anteriormente, representa a maior parte dos gastos do projeto, sendo responsável por 75% dos gastos com CAPEX e 72% dos gastos totais da tabela de Usos.

As Debêntures funcionam como um complemento do financiamento de longo prazo realizado pelo BNDES, representando um percentual de aproximadamente 15% dos gastos

com Investimento em CAPEX. Logo, caso todos os recursos das Debêntures que, conforme visto, foi antecipado por meio de um *bridge loan*, fossem alocados por inteiro em gastos de CAPEX, o mesmo teria sido financiado em 78% apenas com contração de dívida, ou seja, com recursos advindos do BNDES e das Debêntures de Infraestrutura, demonstrando uma típica característica de estruturação *project finance*.

Como o Quadro de Usos não é feito somente de Investimentos, outros gastos como despesas financeiras e impostos também necessitam ser pagos através de uma ou mais fontes. O *Equity*, além de também ajudar nos gastos com Investimentos, é utilizado para cobrir esses demais custos do Projeto Alpha.

Por fim, conforme apresentado durante este trabalho, a partir do momento em que o Projeto Alpha entrou em operação, suas SPE's passaram a ter uma receita através da venda de energia. Dessa forma, a receita desta atividade passou também a constituir os valores presentes na tabela de fontes e que podem ser utilizadas tanto para reinvestimento no projeto quanto para distribuição de dividendos ao Acionista X. Contudo, importante ressaltar que esses ganhos com a venda de energia somente serão repassados ao acionista caso todas as outras obrigações de pagamento forem cumpridas e conforme atendimento de cláusulas presentes no Contrato de Financiamento.

CONCLUSÃO

Esta monografia teve como objetivo central apresentar a dinâmica da estrutura de financiamento *project finance* no setor elétrico brasileiro, com foco na geração eólica. Além da análise da estrutura de financiamento, foi também apresentado o motivo ao qual o *corporate finance* não é a modalidade mais utilizada atualmente no financiamento das eólicas.

Para alcançar estes objetivos, foi realizada uma revisão bibliográfica das principais características e da evolução do setor elétrico brasileiro, assim como, do aumento da representatividade da fonte eólica em termos de capacidade instalada. Conforme apresentado durante o trabalho, a fonte eólica representou no ano de 2018, cerca de 10% da capacidade instalada das fontes renováveis no Brasil e, em apenas 9 anos, é esperado que a mesma passe representar 16% entre as renováveis (EPE, 2018).

A primeira fase dessa expansão foi resultado de uma política bem estruturada de fomento ao crescimento das fontes renováveis, o PROINFA, que foi essencial para o aumento da contratação de energia eólica. Posteriormente, a expansão eólica passou a ser feita através dos leilões de energia, que são utilizados até hoje e já foram responsáveis pela contratação de quase 18.000 MW de energia eólica (CCEE, 2018).

Dessa forma, dado o aumento da contratação e, conseqüentemente, o desenvolvimento da fonte eólica, uma questão central passou a ser o financiamento utilizado para estruturar todo esse crescimento. Para entender este ponto, foi realizada uma revisão bibliográfica a respeito da modalidade *project finance* no financiamento de energia eólica. Como visto, dada as características apresentadas, o *project finance* apresenta diversas vantagens sobre o *corporate finance*, com destaque para a alta alavancagem financeira do projeto. Logo, o segundo capítulo teve como objetivo apresentar as características essenciais dessa modalidade, que atualmente é a principal na estruturação de financiamento de projetos eólicos.

Após a revisão bibliográfica, foi realizado um estudo de caso com o objetivo de apresentar na prática como ocorre a estruturação do financiamento de um projeto eólico, discorrendo desde a sua contratação no leilão até como foi realizada sua estrutura de financiamento na modalidade *project finance*, dada as características do projeto. Dessa forma, todo o conceito teórico do setor elétrico brasileiro e da modalidade *project finance*, apresentado nos dois primeiros capítulos, serviram como base para relacionar os dois assuntos em um estudo de caso de um parque eólico.

O estudo de caso buscou conectar todos os conceitos apresentados ao longo do trabalho, onde foi concluído que projetos financiados na modalidade *project finance*, apesar de possuírem uma complexa estruturação, dada principalmente ao envolvimento de diversos agentes, mostraram ser a melhor modalidade de financiamento, apresentando ser muito mais vantajoso ao acionista do que a utilização de uma modalidade *corporate finance*.

Conforme visto, a modalidade *project finance* permite que o acionista do projeto aporte um percentual de *equity* muito menor do que se fosse realizado um financiamento tradicional corporativo. Isso ocorre, pois esta modalidade permite que a alavancagem financeira seja em torno de 80%, ou seja, a contração de dívida do projeto como um todo é feita basicamente por meio de empréstimo de terceiros, no caso do estudo de caso apresentado, por meio do empréstimo de longo prazo do BNDES e das Debêntures de Infraestrutura. Além disso, a modalidade possui diversos agentes que são capazes de mitigar os riscos junto ao patrocinador, já que cada agente possui melhor *know how* para a execução das atividades que lhes foram propostas. Assim, quando o projeto passa a receber sua receita através da venda de energia, o mesmo passa a pagar os empréstimos contraídos através do seu próprio fluxo de caixa. Logo, o acionista no final da operação contrai um percentual somente de cerca de 20% e torna-se capaz de realizar o pagamento dos empréstimos de terceiros através da receita gerada pelo próprio empreendimento e, com um risco muito menor já que os mesmos são repartidos entre os demais agentes.

Pode-se concluir então que projetos financiamento na modalidade *project finance* apresentam ser de fato muito mais vantajosos aos acionistas do que um financiamento na modalidade *corporate finance*, razão a qual a maioria dos projetos eólicos são financiados desta forma.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDI, Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, 2018. Atualização do mapeamento da cadeia produtiva da indústria eólica no Brasil. Disponível em: http://inteligencia.abdi.com.br/wp-content/uploads/2017/08/2018-08-07_ABDI_relatorio_6-1_atualizacao-do-mapeamento-da-cadeia-produtiva-da-industria-eolica-no-brasil-WEB.pdf. Acesso em: agosto de 2019.

ABEEOLICA. Boletim Anual de Geração Eólica. 2018.

ALMEIDA, Vinicio de Souza. Apreçamento em aberturas de capital: uma análise experimental do leilão, bookbuilding e IPO competitivo. XXXIV EnANPAD, 2010.

AMARANTE, O. A. C. . ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO. CEPEL - ELETROBRÁS, 2001.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/proinfa>. Acesso em: agosto de 2019

BEKEIERMAN, S. O project finance como estrutura de investimento : análise de caso de uma pequena central hidrelétrica. São Paulo, 2008.

BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Social, 2017. BNDES Finame – financiamento de máquinas e equipamentos. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/finame/como-obter-inanciamento-finame/bndes-finame-principal>. Acesso em: agosto de 2019

BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Social, 2018. Leilões de geração de energia de 2018. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/leiloes-infraestrutura/leilao-geracao-2018/>. Acesso em: agosto de 2019

BRAGANÇA, G. G. F. ; PESSOA, M. S. ; SOUZA, G. M. . Evolução Recente do Mercado de Debêntures no Brasil: as debêntures incentivadas. Texto para Discussão (IPEA. Brasília) , v. 2158, p. 1-28, 2015.

BRASIL, 2011a. Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011. Brasília, DF. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/112431.htm. Acesso em: janeiro de 2019

SILVA, Bruno Gonçalves da. Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo; 2011; Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2018. Garantia Física. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/garantia-fisica>. Acesso em: agosto de 2019

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019. Ambiente de Contratação Regulada. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao. Acesso em: agosto de 2019

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019. Ambiente Livre e Ambiente Regulado. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado. Acesso em: agosto de 2019

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019. Energia de Reserva. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/energia_reserva. Acesso em: agosto de 2019

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019. Tipos de Leilões. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/tipos_leiloes_n_logado. Acesso em agosto de 2019

DUTRA, R. M.; SZKLO, A. S., 2006. A energia eólica no Brasil: Proinfa e o Novo Modelo do Setor Elétrico. In: XI Congresso Brasileiro de Energia, 2006, Rio de Janeiro. Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro: Chivas, p. 855-868. 2006.

DUTRA, R. M.; SKLO, A. S., 2008. Incentive policies for promoting wind Power production in Brazil: scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the new Brazilian electric power sector regulation. Renewable Energy, 2008

D'ARAÚJO, R. P., 2009. Setor Elétrico Brasileiro: Uma Aventura Mercantil. Brasília, Confea/Crea.

EHLERS, L., 2014. Understanding the challenges for infrastructure finance. BIS working papers No 454. Disponível em: <https://www.bis.org/publ/work454.htm>. Acesso em: janeiro de 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Participação de Empreendimentos Eólicos nos Leilões de Energia no Brasil. 2018

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027). Brasília: EPE/MME, 2018.

ESPOSITO, A. O Setor Elétrico Brasileiro e o BNDES: Reflexões sobre o financiamento aos investimentos e perspectivas. BNDES, 2012

FINNERTY, J. D. Project financing: asset-based financial engineering. New York, 2007.

GATTI, S. Project Finance in Theory and in Practice: Designing, Structuring, and Financing Private and Public Projects. 2008

GONÇALVES, B. S. Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional: uma análise histórica e econométrica de longo prazo; 2011; Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo

GONCALVES, E. D. L.;SARAIVA, J. C. D.; OLIVEIRA, R. G.. Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia. 2014. Dissertação (Mestrado em Economia Empresarial) - Fundação Getúlio Vargas EPGE.

GOUVÊA, R. L. P.; SILVA, P. A., 2018. Desenvolvimento do setor eólico no Brasil. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v. 25, n. 49, p. 81-118, jun. 2018

IPEA, Instituto de Pesquisa Aplicada, 2019. Em dois anos, a capacidade de energia solar no Brasil avança mais de 10 vezes. Disponível em: http://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=34723&catid=9&Itemid=8. Acesso em: agosto de 2019

LEITE, A. D., 2007. A Energia do Brasil. 2ª ed., Rio de Janeiro, Elsevier

LORENZO, H. C. . O Setor elétrico Brasileiro: Passado e Futuro. Perspectivas: Revista de Ciências Sociais (UNESP. Araraquara. Impresso) , São Paulo, 2003.

MELO, E.; SANTOS, R.; YAMAMOTO, S., 2012. The energy policies and legal framework regulation of Brazilian market for renewable energy. ESTUDOS E PESQUISAS, 2012.

NUNES, H. R. A. ; ABREU, T. M. ; ANTUNES, F. M. . A expansão da geração e os leilões de energia no atual modelo do setor elétrico. REVISTA BRASILEIRA DE ENERGIA , v. 11, p. 5-8, 2005.

OLIVEIRA, A. F. Setor Elétrico Brasileiro: perspectivas e desafios para contabilidade de custos. 2000. (Congresso).

OLIVEIRA, C. E. C. L. Avaliação do Impacto da Alteração das condições de Financiamento Sobre a Energia Eólica no Brasil: Evolução e Perspectivas. Rio de Janeiro, 2019.

RAMALHO, Edna Lopes. Abrangência e eficácia da descentralização das atividades de regulação e fiscalização no setor de energia elétrica –Estudo de caso da CSPE. 2003. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica)-Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas. Campinas-SP, 2003.

SANTIAGO, P. S. Project Finance: análise comparativa de financiamento de projetos. 2002

SIFFERT FILHO, N. F. ; PUGA, F. Infraestrutura e Project Finance: uma abordagem sob a ótica da Teoria dos Contratos. 2016

SIFFERT FILHO, N. F. ; ALONSO, L. A. ; CHAGAS, E. B. ; SZUSTER, F. R. ; SUSSEKIND, C. S. . O papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance. Bndes Setorial , v. 29, p. 3-36, 2009.

SAPORTA, L. A. C., 2017. O Papel dos Reservatórios de Hidroelétricas na Integração da Geração Eólica no Sistema Interligado Nacional. Tese de doutorado. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ.

TINSLEY, R. Advanced Project Financing: Structuring Risks. London, 2014.

TOLMASQUIM, M. T., 2011. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. Synergia.

WAJNBERG, D. . Debêntures de infraestrutura: emissões realizadas e perspectivas. Revista do BNDES , v. 1, p. 331-377, 2014.