



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  

---

Escola Politécnica

# AVALIAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA

## ESTUDO DE CASO: PROJETO SEROSA DE APROVEITAMENTO DE ENERGIA EÓLICA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Eduardo Assis Cunha Pedrosa de Sousa  
Rafael Serejo do Nascimento

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Produção da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador:

Prof. Regis da Rocha Motta, Ph.D.

Rio de Janeiro  
Novembro de 2012

AVALIAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA  
ESTUDO DE CASO: PROJETO SEROSA DE APROVEITAMENTO DE ENERGIA  
EÓLICA PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Eduardo Assis Cunha Pedrosa de Sousa

Rafael Serejo do Nascimento

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO.

Examinado por:

---

Prof. Regis da Rocha Motta, Ph.D.

---

Prof<sup>ª</sup>. Thereza Cristina Nogueira de Aquino, D. Sc.

---

Prof. Cesar das Neves, D.Phil.

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Novembro de 2012

Sousa, Eduardo Assis Cunha Pedrosa

Nascimneto, Rafael Serejo do

Avaliação econômica e financeira. Estudo de caso: Projeto Serosa de aproveitamento de energia eólica para geração de energia elétrica / Eduardo Assis Cunha Pedrosa de Sousa e Rafael Serejo do Nascimento. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2012.

XIII, 89 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Prof. Regis da Rocha Motta (Ph.D)

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica /

Curso de Engenharia de Produção, 2012.

Referências: p. 63-64

1. Projeto de Energia Eólica. 2. Análise de Viabilidade Econômica e Financeira. 3. Geração de Energia.

I. Motta, Regis da Rocha. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Produção. III. Avaliação econômica e financeira. Estudo de caso: Projeto Serosa de aproveitamento de energia eólica para geração de energia elétrica

## **Agradecimentos**

Gostaria de agradecer a Deus, por todo o cuidado e amor que me deu desde o meu primeiro respirar.

Aos meus pais, José Torquato Pedrosa de Sousa e Marcia Assis Cunha Pedrosa de Sousa, por todo o carinho e por todos os princípios e valores que me ensinaram.

Aos meus irmãos, Rodrigo e Vinicius, por toda a amizade e disponibilidade em me ajudar. E à família pelo apoio e amor.

Aos meus amigos da igreja, que sempre sofreram os meus problemas junto comigo e que sempre se alegraram com as minhas alegrias.

À minha turma da faculdade, que sempre foi muito unida e tivemos o privilégio de estarmos juntos nos momentos mais difíceis e os mais alegres da vida acadêmica.

E a todos os professores da faculdade, por todo o conhecimento transmitido, em especial, o meu orientador, Regis da Rocha Motta, pelo apoio e paciência durante a realização deste Projeto de Graduação.

*Eduardo Assis Cunha Pedrosa de Sousa*

## **Agradecimentos**

Gostaria de agradecer primeiramente à Deus, pois dEle vem toda a sabedoria. A toda minha família, em especial aos meus pais, Irzinaldo Alencar do Nascimento e Eduarda Gabriela Serejo do Nascimento, por toda educação, dedicação e valores passados. À minha irmã, Ana Gabriela Serejo do Nascimento, por toda sua amizade e companheirismo. Às minhas avós Francisca e Maria Irlanda. Ao meu querido avô José Maria de Miranda Serejo (*in memoriam*), por ter sido um grande exemplo e uma pessoa maravilhosa, sempre preocupada com meus estudos e com a pessoa que eu me tornaria.

À minha noiva, Rúbia Andrieli Zandoná, que me acompanhou desde o início da faculdade e sempre teve presente e disposta ajudar.

A todos os amigos que fiz em todas as cidades que morei. Aos queridos amigos da faculdade, Angelo, Arthur, Arturo, Bruno de Luca, Caio Araújo, Caio Paessano, Edgard, Eduardo (Duda), Felipe Mota, Gabriel, Júlia, Lívia, Mari, Phillipe, Thiaguinho, e todos os outros, pelos momentos inesquecíveis que me proporcionaram no decorrer desses cinco anos.

A todos os meus professores, pela paciência e por terem compartilhado os seus conhecimentos.

E ao meu professor e orientador Régis, por todo apoio e paciência dados durante as aulas e a realização desse projeto.

*Rafael Serejo do Nascimento*

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Produção.

Avaliação econômica e financeira. Estudo de caso: Projeto Serosa de aproveitamento de energia eólica para geração de energia elétrica

Eduardo Assis Cunha Pedrosa de Sousa

Rafael Serejo do Nascimento

Novembro/2012

Orientador: Regis da Rocha Motta (Ph.D)

A demanda por energia elétrica está diretamente relacionada com o crescimento de um país, pois a eletricidade é um insumo fundamental para diversos setores da economia. Com o aumento da consciência pela necessidade do desenvolvimento sustentável nos últimos anos, as fontes alternativas vêm ganhando espaço na matriz energética brasileira. Aliado a isso, a queda no preço da energia eólica no Brasil, tem feito os investimentos nessa fonte crescerem a cada ano. Para aplicar projetos que gerem valor aos investidores, se faz necessário um estudo de viabilidade econômica e financeira minucioso, que expresse com máxima precisão possível a rentabilidade do projeto. O presente texto busca apresentar as ferramentas necessárias para fazer essa análise, bem como as premissas que devem ser adotadas e qual o tratamento que se tem com elas. Um estudo de caso é aplicado, e é feita uma avaliação de viabilidade econômica para um projeto de geração de energia elétrica pelo aproveitamento de energia eólica. Os resultados obtidos são analisados e posteriormente é feita uma análise de sensibilidade para compreender outros cenários possíveis.

*Palavras-chave:* Projeto de Energia Eólica. Viabilidade Econômica. Geração de Energia.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

## Serosa Project: Eolic Energy Project Case Study

Eduardo Assis Cunha Pedrosa de Sousa

Rafael Serejo do Nascimento

September /2012

Advisor: Regis da Rocha Motta (Ph.D)

Course: Production Engineering

The demand for electricity is directly related to the economic growth of a country, because electricity is a key input for many sectors of the economy. With increasing awareness of the need for sustainable development in the last few years, renewable sources are gaining relevance in the Brazilian energy matrix. Allied to this, the falling prices of the wind power in Brazil, resulted in the growth of the investments in this energy source. To implement projects that create value for investors, it is necessary a scrutiny study of economic feasibility, which expresses, with maximum possible precision, the profitability of the project. This text aims to provide the tools needed to do this analysis, as well as the assumptions that should be adopted and what treatment you have with them. A case study is applied, studying the economic feasibility of a project of electricity generation by harnessing wind power. The results are analyzed and subsequently is made a sensitivity analysis to understand other possible scenarios.

*Key-words:* Eolic project. Economic feasibility. Energy generation.

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento
BTU	British Thermal Unit
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Salvo de Brito
CSLL	Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
DRE	Demonstrativo de Resultados do Exercício
EBITDA	<i>Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
EBT	<i>Earnings before Taxes</i>
EPC	<i>Engineering, Procurement and Construction Contracts</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCFE	<i>Free Cash Flow to Equity</i>
GEE	Gases do Efeito Estufa
GW	Gigawatt
GWEC	Global Wind Energy Council
ICG	Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada



INCC	Índice Nacional de Custo da Construção
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
IRPJ	Imposto de Renda para Pessoas Jurídica
KWE	Key World Energy Statistics
LAJIDA	Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
LTN	Letras do Tesouro Nacional
MDL	Mecanismo de Desenvolvimento Limpo
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
NTN-F	Notas do Tesouro Nacional, série F
O&M	Operação e Manutenção
PIB	Produto Interno Bruto
PIS	Programa de Integração Social
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
PPA	Power Purchase Agreement
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RCE	Reduções Certificadas de Emissões
REN21	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
SAC	Sistema de Amortização Constante
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
SPE	Sociedade de Propósito Específico

SUSEP	Superintendência de Seguros Privados
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

# Sumário

Introdução .....	1
1. Energia Eólica .....	4
1.1. Histórico da Energia Eólica .....	5
2. Caracterização do setor de geração de energia elétrica .....	6
2.1. Energia elétrica no mundo .....	6
2.2. Energias renováveis no mundo .....	9
2.2.1. Políticas e Investimentos no setor .....	10
2.3. Energia Eólica no mundo .....	12
2.4. Energia no Brasil .....	15
2.4.1. Projeção da demanda de energia no Brasil .....	17
2.5. Energias Renováveis no Brasil .....	18
2.6. Energia Eólica no Brasil .....	19
2.6.1. Investimentos no setor .....	22
2.6.2. Incentivos do Governo .....	22
2.6.3. Pontos desfavoráveis para o investimento no setor .....	23
3. Revisão Bibliográfica .....	25
3.1. Análise de valor .....	25
3.2. Critérios de Análise de Investimentos .....	26
3.2.1. Payback .....	26
3.2.2. Valor Presente Líquido .....	27
3.2.3. Taxa Interna de Retorno (TIR) .....	28
4. O Projeto Serosa .....	30
4.1. Características Gerais .....	30
4.2. Geração de energia elétrica .....	31
4.3. Investimento .....	32

4.4.	Receitas .....	33
4.4.1.	Venda de energia elétrica .....	33
4.4.2.	Venda de créditos de carbono .....	35
4.5.	Deduções .....	36
4.5.1.	PIS .....	36
4.5.2.	COFINS .....	36
4.5.3.	Taxa Aneel .....	37
4.5.4.	Taxa CCEE .....	37
4.6.	Custos e Despesas .....	38
4.6.1.	Operação e Manutenção .....	38
4.6.2.	O&M Fora da Garantia .....	38
4.6.3.	Arrendamento .....	39
4.6.4.	TUST .....	40
4.6.5.	Despesas Administrativas .....	40
4.6.6.	Seguro Operacional .....	41
4.6.7.	Depreciação .....	42
4.7.	Impostos .....	43
4.7.1.	IRPJ .....	43
4.7.2.	CSLL .....	43
4.8.	Financiamento .....	44
4.8.1.	BNDES Finem .....	44
4.8.2.	Colaterais da dívida .....	45
4.8.2.1.	Colateral na Construção .....	45
4.8.2.2.	Colateral na Operação .....	46
4.9.	Índices .....	47
4.9.1.	IPCA .....	47
4.9.2.	INCC .....	48

4.9.3. Taxa SELIC e CDI .....	48
5. Análise dos Resultados.....	49
5.1. Análise do Fluxo de Caixa.....	50
5.2. Taxa Mínima de Atratividade.....	53
5.3. Análise de Sensibilidade .....	55
5.4. Análise de Cenário: Venda de Créditos de Carbono.....	58
6. Conclusões .....	61
Referências .....	63
Apêndice 1: Demonstração de Resultados Projeto Serosa.....	65
Apêndice 2: Fluxo de Caixa Projeto Serosa.....	71

## Índice de Gráficos

Gráfico 1: Oferta mundial total de energia primária por região (1971-2010) .....	6
Gráfico 2: Estimativas de crescimento da população, PIB e demanda energética até 2030.....	7
Gráfico 3: Demanda de energia com e sem ganhos de eficiência .....	8
Gráfico 4: Participação das energias renováveis na produção global de eletricidade (2011).....	9
Gráfico 5: Capacidade de Geração por renováveis – Países Líderes (2011) ..	10
Gráfico 6: Novos investimentos em energias renováveis (2004-2011) .....	12
Gráfico 7: Capacidade total de energia eólica no mundo (1996 – 2011).....	14
Gráfico 8: Participação de mercado dos 10 principais fabricantes de turbinas eólicas (2011).....	15
Gráfico 9: Oferta interna de energia elétrica por fonte – 2011 .....	16
Gráfico 10: Capacidade instalada de geração elétrica (1974 – 2010).....	17
Gráfico 11: Projeção da demanda total de eletricidade (TWh).....	18
Gráfico 12: Evolução da geração eólica no Brasil (2005 – 2011).....	20
Gráfico 13: Histórico do preço da energia eólica.....	23
Gráfico 14: Evolução do Lucro Líquido .....	51
Gráfico 15: Evolução do Fluxo de Caixa .....	52
Gráfico 16: Curva Zero Cupom – Prefixados.....	54
Gráfico 17: Análise de Sensibilidade .....	57
Gráfico 18: Receita da venda de créditos de carbono sobre a receita total .....	59

## Índice de Figuras

Figura 1: Componentes de uma turbina eólica.....	4
Figura 2: Países com políticas para energias renováveis (2012).....	11
Figura 3: : Capacidade instalada de produção de energia eólica nos países (2012).....	13
Figura 4: Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s .....	21

## Índice de Tabelas

Tabela 1: Características Gerais Parque Eólico Serosa .....	31
Tabela 2: Projeção do IPCA .....	48
Tabela 3: Projeção SELIC e CDI.....	48
Tabela 4: Fluxo de Caixa Alavancado do Projeto.....	50
Tabela 5: Estrutura de custos do Projeto Serosa .....	53
Tabela 6: Parâmetros Curva Zero Cupom Prefixada .....	54
Tabela 7: Sensibilidade no Financiamento.....	58



## Índice de Fórmulas

Fórmula 1: Equação geral da regra do VPL .....	27
Fórmula 2: Taxa Interna de Retorno .....	29
Fórmula 3: Energia firme gerada mensalmente para venda .....	32
Fórmula 4: Receita mensal da venda de energia elétrica .....	34
Fórmula 5: Receita mensal da venda de créditos de carbono .....	35
Fórmula 6: Dedução PIS .....	36
Fórmula 7: Dedução COFINS .....	36
Fórmula 8: Dedução Taxa Aneel.....	37
Fórmula 9: Dedução Taxa CCEE .....	37
Fórmula 10: Custo de Operação e Manutenção.....	38
Fórmula 11: Custo de Arrendamento .....	39
Fórmula 12: Custo da TUST.....	40
Fórmula 13: Custo do Seguro Operacional .....	41
Fórmula 14: Depreciação .....	42
Fórmula 15: IRPJ – Lucro Real .....	43
Fórmula 16: IRPJ - Lucro Presumido .....	43
Fórmula 17: CSLL - Lucro Real.....	44
Fórmula 18: CSLL - Lucro Presumido .....	44
Fórmula 19: Custo colateral de fiança bancária na construção.....	46
Fórmula 20: Custo colateral de fiança de conta reserva na operação .....	46
Fórmula 21: Correção pela inflação .....	47
Fórmula 22: Identidade de Fisher.....	55

## Introdução

É impossível imaginar a vida sem o uso da energia elétrica. A cada ano surgem novos utensílios elétricos e eletrônicos, enquanto somem outros manuais. Viver sem eletricidade é regredir séculos na história.

A oferta de energia elétrica é essencial, pois a indisponibilidade deste recurso pode se tornar um gargalo para um país, visto que a eletricidade é um insumo fundamental para diversos setores da economia. Portanto, para crescer economicamente, e para sustentar esse crescimento, se faz necessário o aumento da oferta de energia elétrica, pois a demanda pela mesma, certamente, aumentará.

As discussões sobre desenvolvimento sustentável vêm ganhando força nas últimas décadas, e hoje, a maioria dos países compreendem a necessidade de investir em fontes renováveis para gerar energia de forma limpa e sustentável.

O Brasil é um dos países que compreende essa necessidade, e mesmo com uma matriz energética relativamente limpa, com a maior parte da geração proveniente de usinas hidrelétricas, tem incentivado o investimento em outras fontes alternativas, concedendo benefícios fiscais, realizando leilões de fontes alternativas, entre outras medidas. Isso justifica o ganho de participação na matriz energética brasileira parte das PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas), termelétricas a biomassa, usinas eólicas, e mais recentemente, usinas que geram energia elétrica com o uso de energia solar, que tem ocorrido nos últimos anos.

Parte fundamental dos investimentos em geração de energia elétrica por fontes alternativas é a avaliação desses investimentos do ponto de vista econômico e financeiro, pois o investidor racional sempre buscará retornos vantajosos em seus projetos.

O presente texto tem o objetivo de fornecer uma metodologia sistemática para análise de projetos de geração de energia elétrica através do aproveitamento de energia eólica, mostrando as premissas que devem ser adotadas e o como elas devem ser tratadas, fórmulas para os cálculos importantes da análise e a forma típica de como ocorre o financiamento de projetos do setor. Com a ajuda de ferramentas apresentadas na revisão bibliográfica do presente texto, será feito um estudo de caso relativo a um projeto de usina de energia eólica.

No capítulo 1 é apresentado o funcionamento do uso da energia eólica, mostrando como os ventos são aproveitados, sendo transformados em energia mecânica, para então, essa energia mecânica se transformar em energia elétrica. O capítulo também conta com um breve histórico sobre o surgimento da utilização da energia eólica no mundo.

O capítulo 2 discorre sobre o setor de geração de energia elétrica, caracterizando, primeiramente, a energia no mundo, depois as fontes renováveis no mundo e a energia eólica no mundo. Depois a mesma coisa é feita para o Brasil, caracterizando o setor como um todo, depois as fontes renováveis, e posteriormente, a energia eólica.

No capítulo 3 é feita uma revisão bibliográfica, onde são apresentados e caracterizados os possíveis critérios de avaliação de investimentos, como *Payback*, Taxa Interna de Retorno e Valor Presente Líquido.

No capítulo 4 é apresentado o Projeto Serosa, analisando diversos aspectos importantes na análise do projeto, apresentando as premissas consideradas para a elaboração do modelo financeiro, que foi feito com o auxílio do *software Microsoft Excel*. Também são apresentadas diversas fórmulas matemáticas que mostram como são tratadas as receitas, os custos etc.

No capítulo 4 é feita a análise dos resultados obtidos no modelo financeiro a partir das premissas adotadas. Essa análise utiliza um dos critérios apresentados na revisão bibliográfica, onde também são feitas algumas

análises de sensibilidade, analisando o possível impacto gerado com a variação das premissas do projeto.

Finalmente, no capítulo 5 são expostas as conclusões obtidas pela análise econômica e financeira do presente texto.

# 1. Energia Eólica

Como a água e outras substâncias, o ar é um fluido, com a diferença que suas partículas estão em forma gasosa ao invés de líquida. Quando o ar se move em forma de vento, essas partículas também se movem, movimento esse que gera a energia cinética. Para que seja gerada energia através do ar, contamos com a ajuda da turbina eólica. A turbina é composta basicamente por três partes: pás do rotor, eixo e gerador. As pás da turbina são projetadas para capturar a energia cinética contida no vento. Quando estas começam a se mover, elas giram um eixo que une o cubo do rotor a um gerador. Desse modo, o rotor transfere sua energia mecânica rotacional para o eixo, que está conectado a um gerador elétrico na outra extremidade. Por fim, o gerador transforma a energia rotacional em energia elétrica. A figura a seguir ilustra os principais componentes de uma turbina eólica:

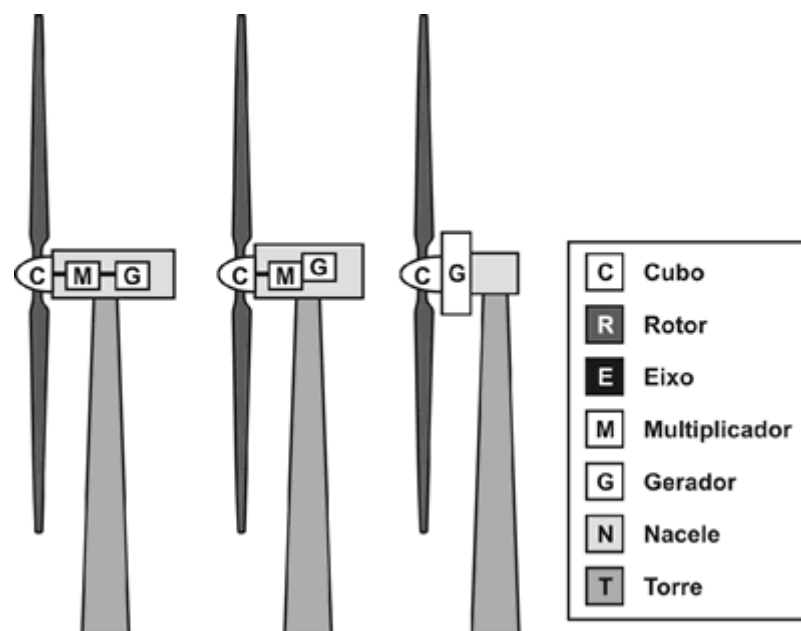


Figura 1: Componentes de uma turbina eólica

Fonte: <http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=231>

## 1.1. Histórico da Energia Eólica

A energia proveniente dos ventos vem sendo utilizada há milhares de anos para produzir trabalho. No início era utilizada principalmente no transporte marítimo, através de barcos movidos à vela. Outra forma de se aproveitar a força dos ventos, ao longo dos séculos, foi através dos moinhos de vento. Já o primeiro registro histórico da utilização da energia eólica para bombeamento de água e moagem de grãos através de cataventos é proveniente da Pérsia, por volta de 200 a.C. Porém acredita-se também que antes da invenção dos cataventos na Pérsia, a China (por volta de 2000 A.C.) e o Império Babilônico (por volta 1700 A.C) já se utilizavam de cata-ventos rústicos para irrigação.

O início da adaptação dos cata-ventos para geração de energia elétrica teve início no final do século XIX. O primeiro cata-vento destinado a geração de energia elétrica foi erguido na cidade de Cleveland, em 1888, por Charles F. Brush (CEPEL, 2008). Já a primeira turbina eólica comercial ligada à rede elétrica pública foi instalada em 1976, na Dinamarca (ANEEL).

No Brasil, a primeira turbina eólica foi instalada no país no ano de 1992, no Arquipélago de Fernando de Noronha, e possuía gerador com potência de 75 kW, rotor de 17 metros de diâmetro e torre de 23 metros de altura.

## 2. Caracterização do setor de geração de energia elétrica

### 2.1. Energia elétrica no mundo

Primeiramente é importante entendermos como está a demanda por energia no mundo atual e quais as perspectivas para a demanda futura.

A demanda mundial por energia elétrica aumenta a cada ano, como era de se esperar, devido principalmente ao aumento da população mundial e do crescimento econômico de uma forma geral. Podemos observar este aumento de demanda na figura abaixo, retirada do documento “Key World Energy Statistics”, da Agência Internacional de Energia.

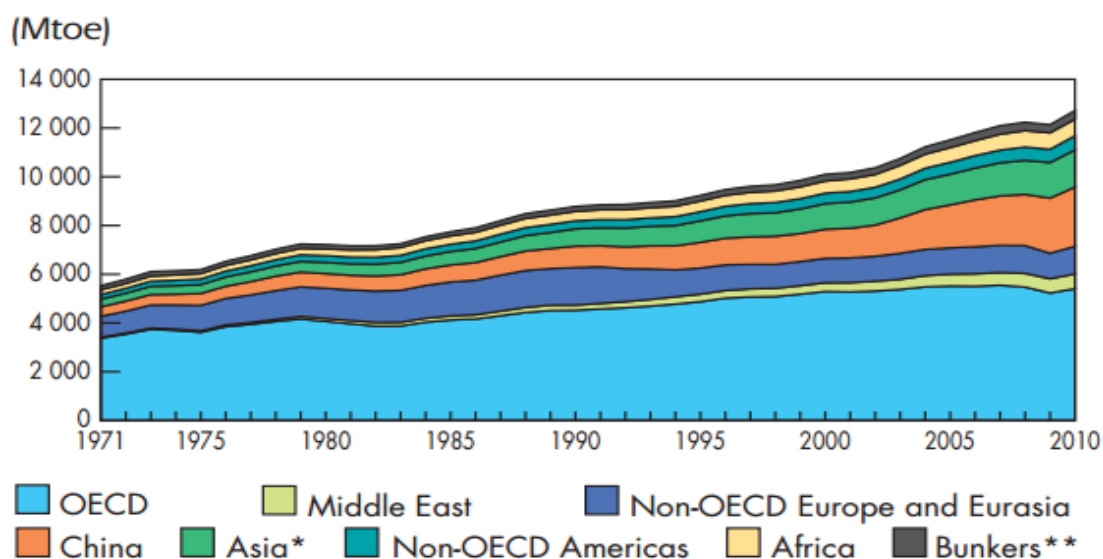


Gráfico 1: Oferta mundial total de energia primária por região (1971-2010)

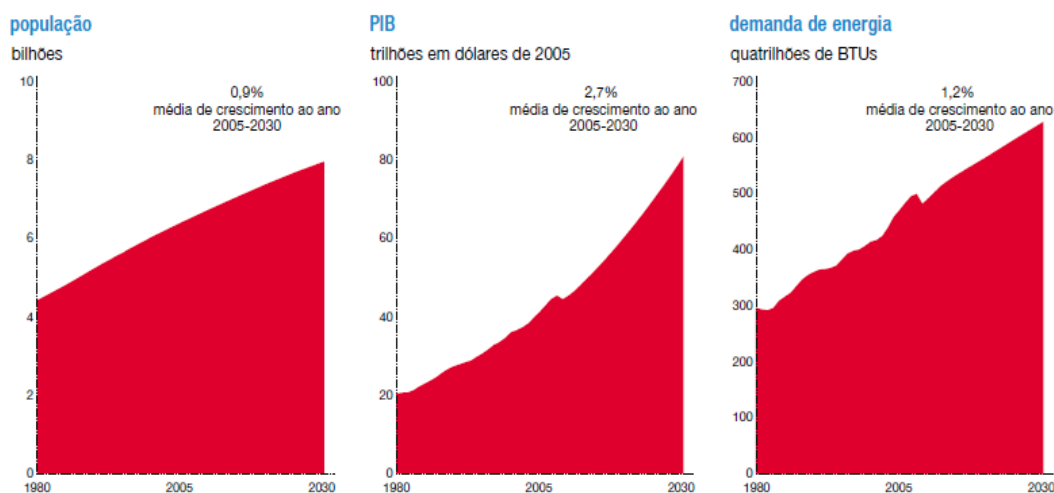
Fonte: KWE Statistics (2012)

Podemos perceber pelo gráfico que a tendência é realmente o aumento da demanda mundial. No período entre 1971 e 2010 tivemos apenas alguns anos onde houve decréscimo da demanda, devido principalmente às crises do petróleo, em 1973 e entre 1978 e 1983, e devido à crise econômica mundial em

2008/2009. Grande parte desse aumento de demanda se deve ao crescimento econômico da China e outros países emergentes, dentre eles o Brasil.

Então o que temos pela frente é o desafio de atender às necessidades dessa população crescente, ao mesmo tempo em que temos que diminuir o impacto do uso da energia sobre o planeta. A grande esperança mundial para lidar com isso é que saibamos utilizar a energia de forma mais eficiente através do uso de novas tecnologias e optemos por fontes renováveis de energia.

De acordo com o estudo “Panorama Energético 2030”, da ExxonMobil, a previsão é que o Produto Interno Bruto mundial se expanda a uma taxa média de 2,7% até 2030, mesmo com as atuais crises econômicas. Além disso, esperam que a população mundial chegue aos 8 bilhões de habitantes. Utilizando-se dessas premissas, o estudo chega a uma previsão de que o mundo estará utilizando quase 35% mais energia do que em 2005. A figura a seguir ilustra essas estimativas de crescimento:

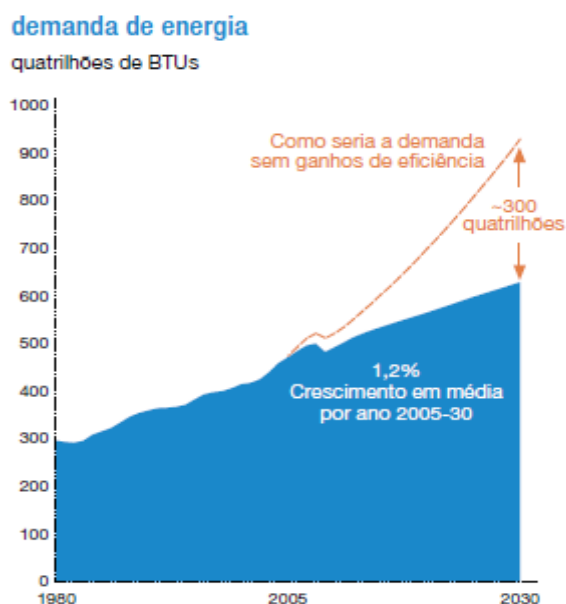


**Gráfico 2: Estimativas de crescimento da população, PIB e demanda energética até 2030**  
**Fonte: Panorama Energético 2030 – Exxon Mobil**

Para que o mundo consiga suprir essa demanda será muito importante que tenhamos um aumento da eficiência energética. A descoberta de novas tecnologias é um dos principais motivos que levam a essa eficiência, ou seja, fazem com que a energia necessária para se produzir uma unidade de PIB



diminua. O estudo Exxon Mobil prevê que o índice de energia-por-PIB caia 1,5% ao ano, entre 2005 e 2030. A figura abaixo ilustra como seria a demanda energética sem esses ganhos de eficiência:



**Gráfico 3: Demanda de energia com e sem ganhos de eficiência**

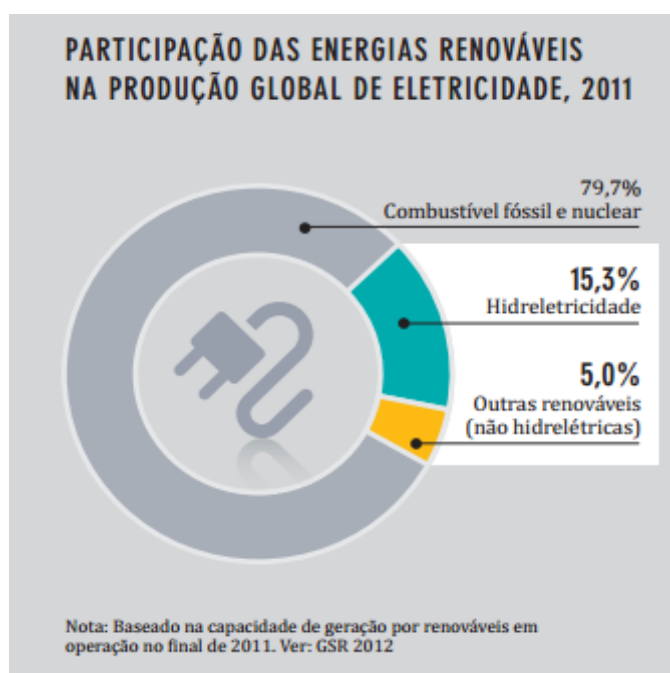
**Fonte: Panorama Energético 2030 – ExxonMobil**

Podemos observar na figura que sem a eficiência energética teríamos em torno de 300 quatrilhões de BTUs a mais de demanda de energia, cerca de 95% maior do que a demanda do ano de 2005, em vez dos 35% estimados. Buscar maneiras para se usar a energia com mais eficiência terá que ser uma das prioridades das empresas e países para poder suprir o crescimento da demanda.

Outro problema, que foi um dos nossos motivos para a escolha do assunto do projeto, é que o consumo de energia atual ainda está muito dependente de fontes de energia finitas. As atuais fontes energéticas também nos trazem o problema de serem grandes emissoras de gás carbônico o que, já sabido por todos, é bastante prejudicial ao nosso planeta. Com isso é cada vez mais importante que sejam usadas fontes limpas e renováveis de energia, como a eólica por exemplo.

## 2.2. Energias renováveis no mundo

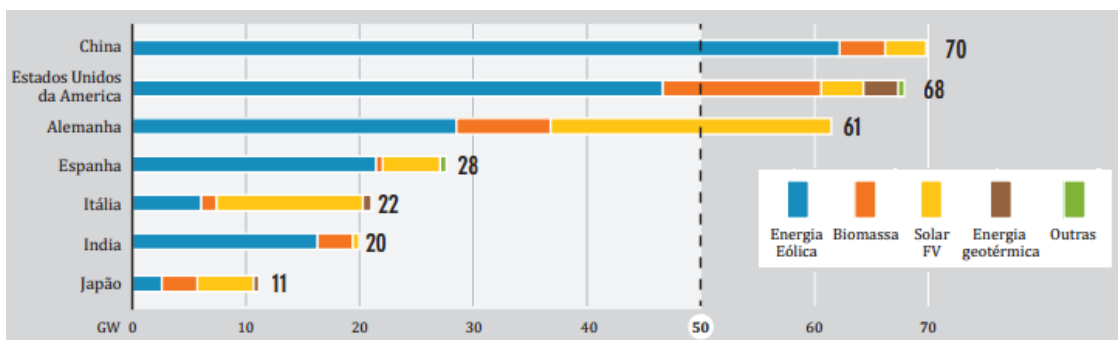
As energias renováveis são aquelas provenientes dos recursos naturais, como o vento, sol, chuva, etc. Esse tipo de energia tem crescido fortemente em todo o mundo, apesar da incerteza política em alguns países. Segundo o Relatório da Situação Global, da REN21, as fontes de energias renováveis forneceram cerca de 20,3% do total da eletricidade. A figura nos mostra a participação de cada um dos tipos de energias:



**Gráfico 4: Participação das energias renováveis na produção global de eletricidade (2011)**

**Fonte: REN21 (2012)**

Os países líderes na produção de energias renováveis (não hidrelétricas) são: China, Estados Unidos, Alemanha, Espanha, Itália, Índia e Japão (REN21). Juntos esses países representam aproximadamente 70% da capacidade mundial. Analisando ao nível per capita, a Alemanha é a líder, seguida da Espanha. A figura a seguir mostra a capacidade de geração por renováveis nos países líderes:



**Gráfico 5: Capacidade de Geração por renováveis – Países Líderes (2011)**

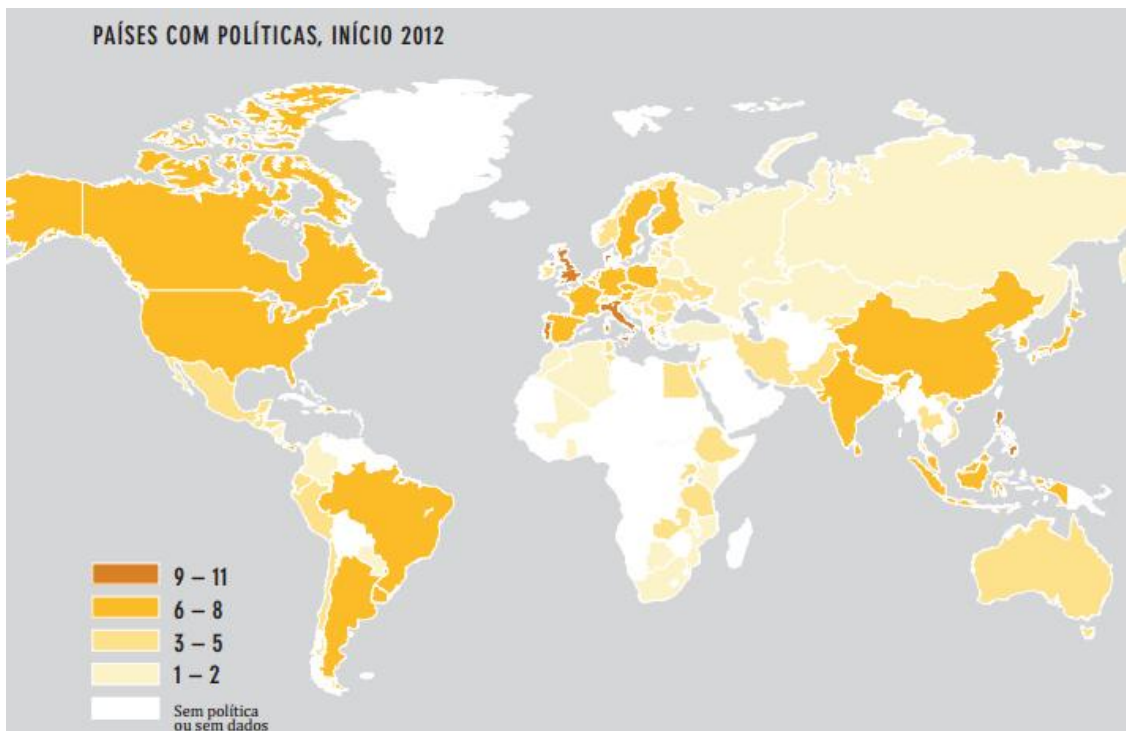
**Fonte: REN21 (2012)**

A energia eólica é responsável por grande parte da capacidade de geração por renováveis dos países líderes, passando dos 85% na China, que tem uma capacidade instalada de 62,4 GW.

As tecnologias ligadas às energias renováveis têm atingido novos mercados. No ano de 2011, 50 novos países tiveram a implementação de capacidade de produção eólica. Além disso, plantas de energia eólica tiveram uma considerável diminuição dos preços, devido principalmente à redução dos custos devido às economias de escala e desenvolvimentos tecnológicos e também pela redução de incertezas relacionadas ao apoio político dos governos (REN21, 2012).

### **2.2.1. Políticas e Investimentos no setor**

A quantidade de países com metas para energias renováveis duplicou entre 2005 e 2012, segundo o relatório da REN21. Apenas em 2011, nove novos países definiram metas para esse tipo de energia. Agora contamos com mais de 118 países com objetivos traçados para as renováveis, sendo que desses 118, mais da metade são países em desenvolvimento. O mapa abaixo nos mostra quais são esses países e o número de políticas relacionadas às energias renováveis que cada um possui.

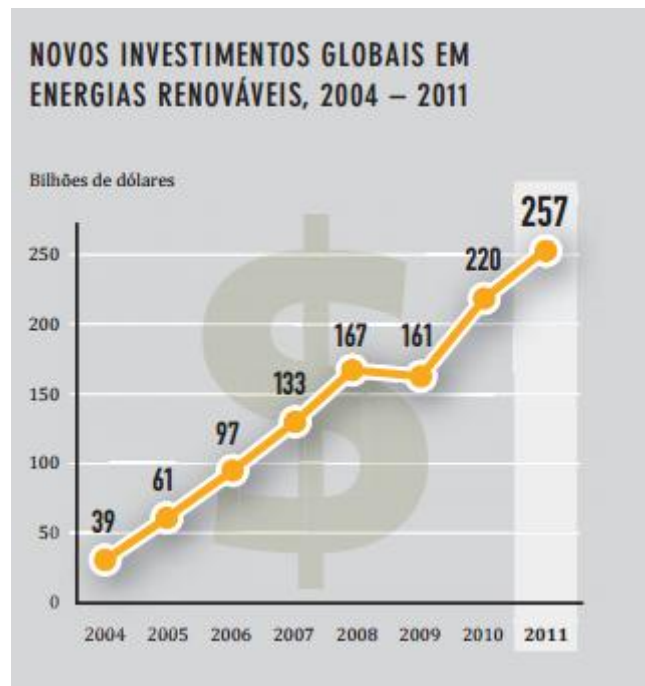


**Figura 2: Países com políticas para energias renováveis (2012)**

**Fonte: REN21 (2012)**

Esse aumento das políticas relacionadas às energias renováveis em todo mundo é resultado da maior consciência que os políticos estão tendo em relação à importância e os grandes benefícios que esse tipo de energia traz para o nosso planeta. A esperança é que essas políticas possam aumentar cada vez mais, de forma a facilitar a implantação de novas plantas de energias renováveis pelo mundo.

Os investimentos totais em energias renováveis aumentaram 17% em 2011, atingindo um recorde de U\$ 257 bilhões, sendo seis vezes maior do que os números de 2004. Esse aumento dos investimentos tem sido ajudado principalmente pela queda brusca do custo dos equipamentos. A China continua sendo o país líder em investimentos e a Índia teve a maior expansão, com um crescimento de 62% (REN21, 2012). A figura a seguir nos traz os números dos novos investimentos globais em energias renováveis.



**Gráfico 6: Novos investimentos em energias renováveis (2004-2011)**

**Fonte: REN21 (2012)**

Podemos perceber que entre os anos de 2004 e 2011, os investimentos em energias renováveis cresceram a uma taxa quase que constante, exceto entre os anos de 2008 e 2009, onde os investimentos tiveram um declínio, devido à crise mundial.

### **2.3. Energia Eólica no mundo**

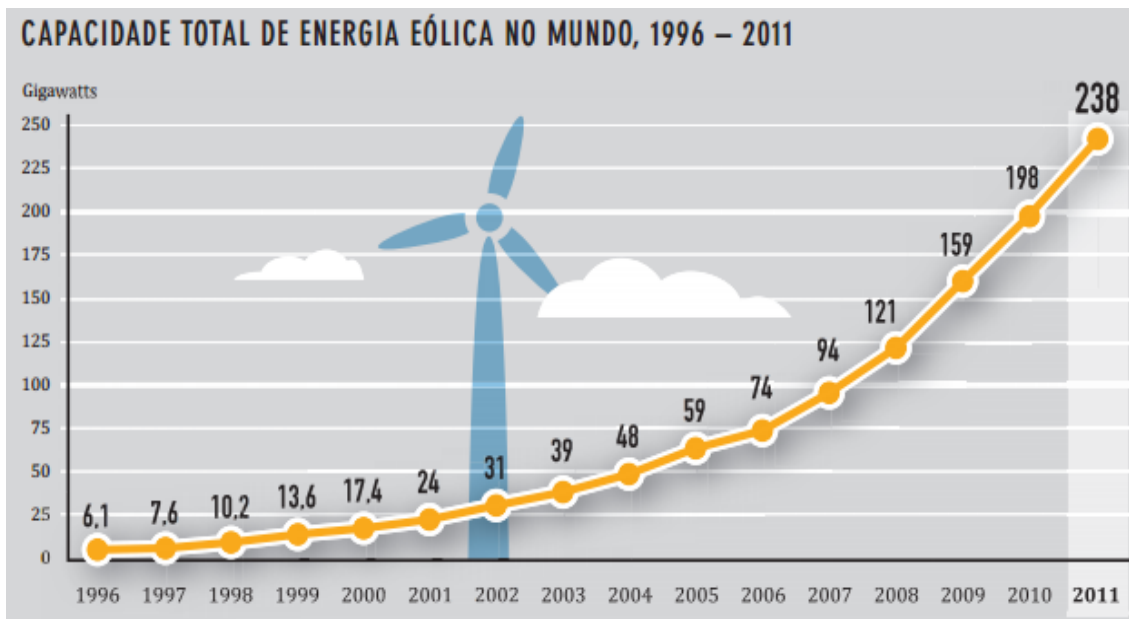
O mapa abaixo nos mostra os países que tem capacidade instalada de produção de energia eólica maior que 1 GW, menor que 1 GW, além de mostrar onde se localizam os parques eólicos *offshore*.



**Figura 3: : Capacidade instalada de produção de energia eólica nos países (2012)**

**Fonte: *Global Wind Energy Council (GWEC)***

Segundo o Conselho Mundial de Energia Eólica, esse tipo de energia está presente em mais de 75 países, e destes, 24 têm mais de 1 GW de capacidade instalada. Podemos perceber na figura que a maior parte destes países de grande capacidade se concentra na Europa. Agora vamos observar na figura abaixo a capacidade total de energia eólica no mundo:

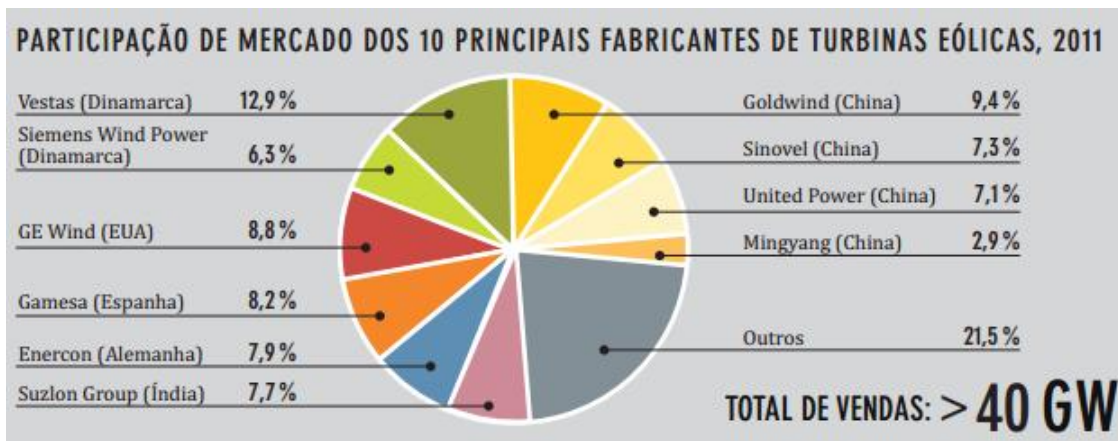


**Gráfico 7: Capacidade total de energia eólica no mundo (1996 – 2011)**

**Fonte: REN21 (2012)**

A Energia eólica teve o maior aumento de capacidade entre todas as tecnologias, aumentando cerca de 20% no ano de 2011, chegando a aproximadamente 238 GW. Os maiores responsáveis por este aumento foram os países em desenvolvimento, sendo que a China alcançou 44% do mercado global, seguida por Estados Unidos e Índia. O setor da energia eólica *offshore* continua crescendo, mas ainda representa uma parcela pequena do mercado. Os parques eólicos *offshore* têm conseguido se estabelecer em águas mais profundas e afastadas da costa, além de estarem usando turbinas maiores (REN21, 2012).

Além de deter a maior fatia do mercado global de energia eólica, a China também possui os fabricantes de turbinas eólicas, juntamente com a Dinamarca (REN21, 2012). Podemos acompanhar as principais fabricantes do mundo na figura a seguir:



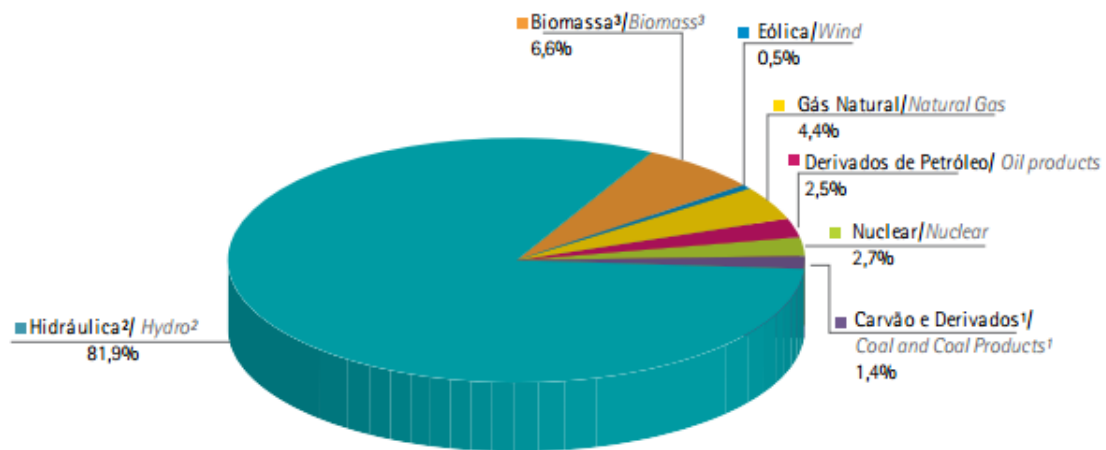
**Gráfico 8: Participação de mercado dos 10 principais fabricantes de turbinas eólicas (2011)**

**Fonte: REN21 (2012)**

## **2.4. Energia no Brasil**

A geração de energia elétrica no Brasil é proveniente principalmente de fontes renováveis, sendo que a geração interna hidráulica corresponde a 74% da oferta, segundo o Balanço Energético Nacional 2012, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Se formos levar em conta as importações, 89% da eletricidade no Brasil é originada de fontes renováveis. A figura a seguir nos mostra a oferta de energia elétrica no Brasil dividida por fonte:





Notas/ Notes:

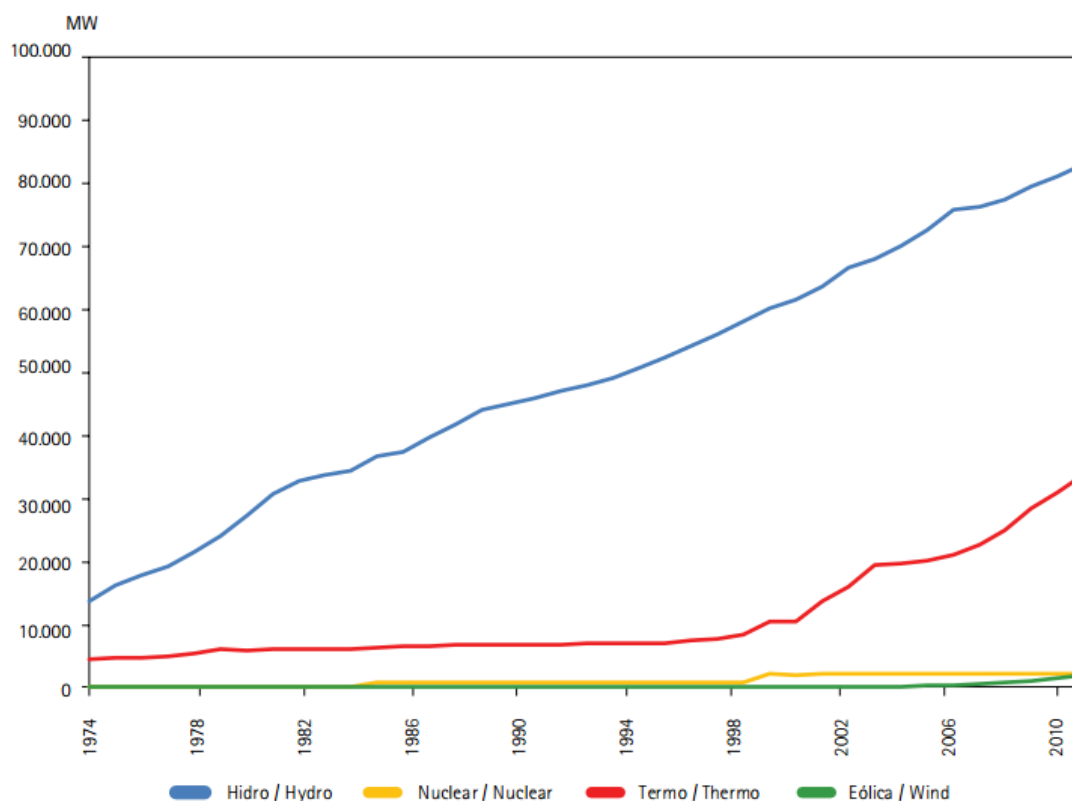
<sup>1</sup> Inclui gás de coqueria/ Includes coke oven gas

<sup>2</sup> Inclui importação de eletricidade/ Includes electricity imports

<sup>3</sup> Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações/ Includes firewood, sugarcane bagasse, black-liquor and other primary sources

**Gráfico 9: Oferta interna de energia elétrica por fonte – 2011**  
**Fonte: Balanço Energético Nacional 2012 – EPE**

Já a próxima figura nos mostra a evolução da capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil desde 1974, através das fontes de energia hidroelétrica, nuclear, termoelétrica e eólica.



**Gráfico 10: Capacidade instalada de geração elétrica (1974 – 2010)**

**Fonte: Balanço Energético Nacional 2012 – EPE**

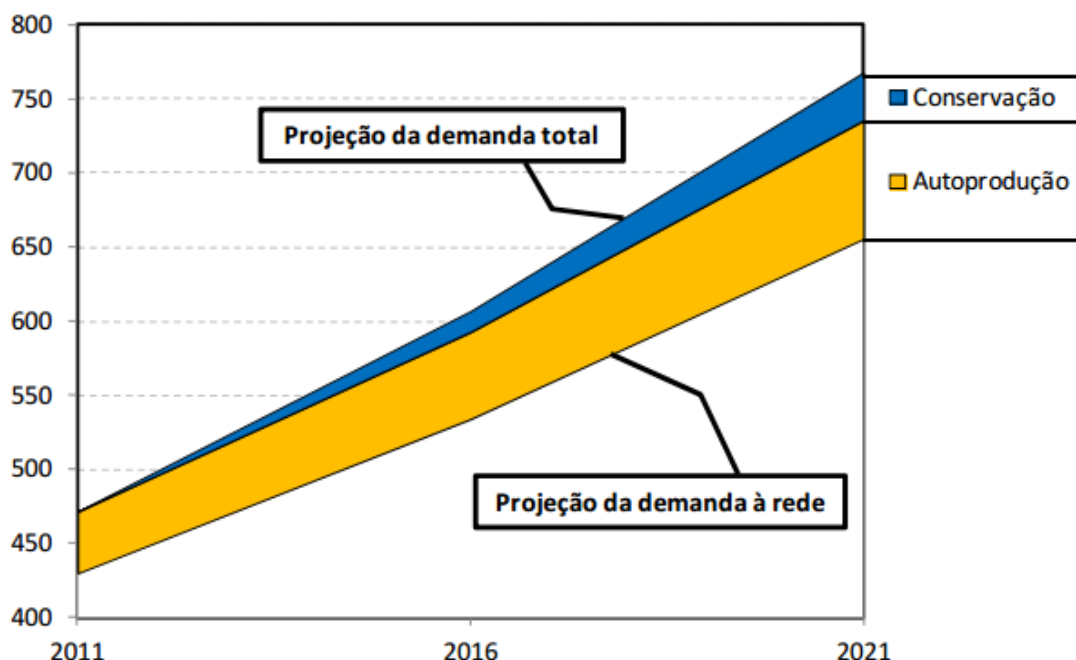
O gráfico nos deixa claro a dependência que o Brasil tem das usinas hidrelétricas. As termoelétricas têm mostrado uma taxa de crescimento parecida com as hidrelétricas desde 2000, enquanto a energia nuclear estagnou após o início do funcionamento da usina nuclear de Angra 2, nesse mesmo período. Quem tem aumentado a sua participação nos últimos anos são as fontes de energia eólica.

#### **2.4.1. Projeção da demanda de energia no Brasil**

O relatório “Projeção da Demanda de Energia Elétrica para os próximos 10 anos (2012 - 2021)”, da EPE, nos mostra uma previsão da demanda de energia elétrica através da análise prospectiva da evolução

socioeconômica e demográfica no Brasil, para o período 2012-2021, assim como estudos setoriais contemplando os principais setores da economia. Esse

estudo e suas devidas premissas nos leva ao seguinte cenário, representado na figura 14:



**Gráfico 11: Projeção da demanda total de eletricidade (TWh)**

**Fonte: Balanço Energético Nacional 2012 – EPE**

Podemos perceber na figura que a autoprodução e a eficiência energética (na figura representada por “conservação”) terão uma parcela considerável na demanda total de eletricidade. Vale ressaltar que a figura nos mostra apenas o ganho de eficiência considerado a partir do ano de 2011.

## **2.5. Energias Renováveis no Brasil**

Como já citado anteriormente, o Brasil apresenta uma matriz de geração elétrica de origem predominantemente renovável (89%), onde sua maior parte vem da energia hidráulica. Outras fontes renováveis capazes de produzir energia elétrica no Brasil são a Eólica, Solar e Biomassa. Existem projetos de geração termelétrica que utilizam o bagaço da cana como combustível

(provenientes da indústria do álcool e do açúcar) e também alguns projetos que produzem energia a partir da queima da casca do arroz e dos resíduos da indústria de papel. Também temos como opção de geração de energia o Biogás, obtido na decomposição do lixo orgânico.

Também estão sendo desenvolvidas formas de se aproveitar a energia dos oceanos, através da força das marés e das ondas. Vários sistemas para extração desse tipo de energia estão em fase de teste.

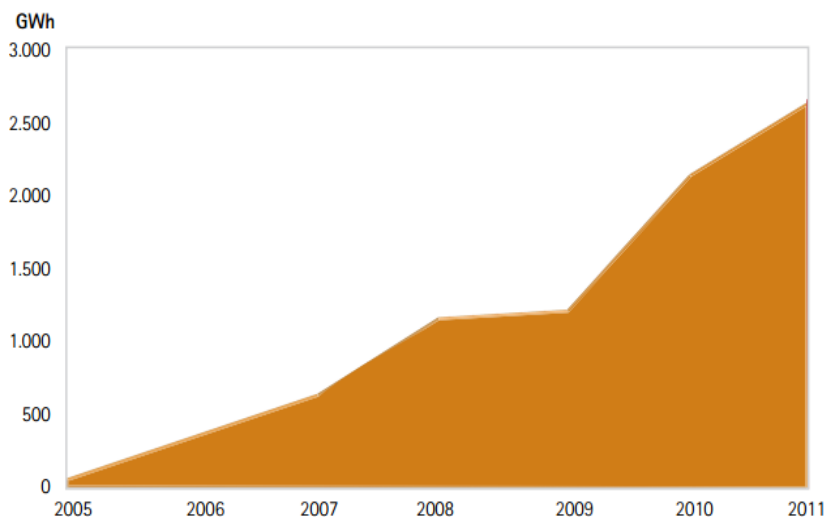
## **2.6. Energia Eólica no Brasil**

O Brasil possui um grande potencial em energia eólica. Segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, da Aneel, nosso país é favorecido em termos de ventos, que se caracterizam por uma presença duas vezes superior à média mundial e por uma volatilidade baixa, de 5% o que permite uma maior previsibilidade do volume de vento a ser produzido. Outro ponto interessante é que os ventos no Brasil possuem picos de frequência e intensidade em períodos de baixa estiagem (quando os reservatórios estão mais vazios), existindo assim uma complementaridade entre a geração hídrico-eólica bastante alta.

A energia eólica é a fonte de energia elétrica que mais cresce no país. Só no ano de 2011, segundo o BEN 2012, a geração totalizou cerca de 2,7 mil gigawatts-hora (GWh) e a expansão da produção foi de 24,3%. Tudo indica que essa taxa tende a aumentar nos próximos anos, quando novos parques (já em construção) entrarão em operação. Além disso, ela é a mais competitiva entre todas as fontes de energia elétrica, perdendo somente para as grandes usinas hidrelétricas. Porém novas hidrelétricas estão tendo problemas para serem instaladas devido a problemas sociais e ambientais no país. A figura a seguir nos mostra a evolução da geração eólica no Brasil, entre os anos de 2005 e 2011.

## Evolução da geração eólica

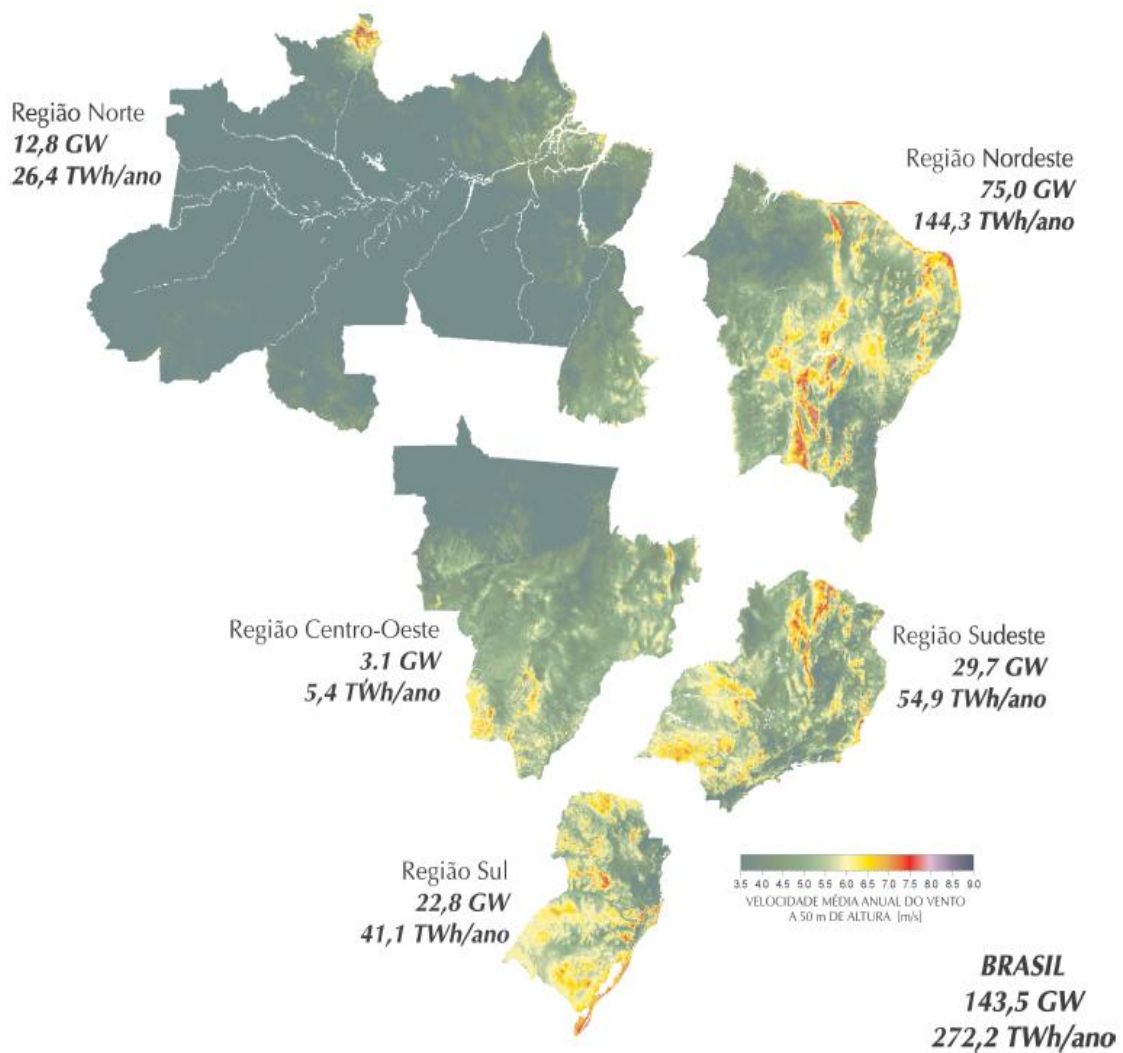
em GWh							$\Delta\%$
2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2011/2010
74	342	668	1.183	1.238	2.177	2.705	24,3%



**Gráfico 12: Evolução da geração eólica no Brasil (2005 – 2011)**

**Fonte: Balanço Energético Nacional 2012 – EPE**

Hoje o Brasil conta com 82 usinas do tipo eólica em operação, com uma potência total fiscalizada de 1.762.182,20 kW (Aneel). A usina com maior potência é a de Praia Formosa, localizada no município de Camocim, no estado do Ceará. Além de ter a usina mais potente, o estado do Nordeste é o que possui o maior potencial de energia eólica disponível, segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. A figura a seguir nos mostra o potencial eólico estimado para cada região do Brasil.



**Figura 4: Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s**

**Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001)**

O Estudo considerou a velocidade média anual de 7 m/s limiar típico de atratividade para a geração eólica. Com isso o estudo nos mostra que o Brasil tem um potencial eólico estimado em 143,5 GW e 272,2 TWh/ano, e só a região nordeste é responsável por mais de 50% desse potencial. Podemos perceber que o estado da Bahia, local escolhido para o nosso projeto, possui uma área grande onde a velocidade média anual do vento é maior do que 7 m/s.

Este Atlas do Potencial Eólico Brasileiro foi feito pelo governo brasileiro no final da década de 90, com medições de altura da turbina de 50 metros em relação ao solo. Atualmente, técnicos do Ministério de Minas e Energia já estimam o potencial eólico brasileiro em mais de 300GW, utilizando medições

entre 80 e 120 metros de altura, e também devido a à existência de novos aerogeradores mais potentes e eficientes.

### **2.6.1. Investimentos no setor**

A nova onda de investimentos em energias renováveis no país é baseada principalmente na fonte eólica. De acordo com o relatório “Tendências Globais em Energia Sustentável”, do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (Pnuma), o setor concentrou 71,4% (US\$ 5 bilhões) dos investimentos feitos em projetos de energias renováveis no ano passado. O relatório não leva em conta os investimentos feitos em hidrelétricas com capacidade instalada acima de 50 megawatts. Segundo o Pnuma, esses projetos não fazem parte do relatório devido ao questionamento sobre o impacto ambiental e social desses grandes empreendimentos.

O relatório ainda nos diz que há uma expectativa de instalação de 6,6 mil megawatts de parques eólicos no Brasil entre 2012 e 2016, fruto dos leilões de energia realizados nos últimos três anos. O leilão de energia, realizado em agosto de 2011 apresentou o menor custo para energia eólica do mundo, de US\$ 62/MWh.

### **2.6.2. Incentivos do Governo**

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), foi instituído pelo governo entre os anos de 2002 e 2010, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica proveniente de fontes alternativas. A principal medida tomada foi a realização de leilões de energia exclusivos para fontes alternativas. A média do preço da energia negociado na época nesses leilões, trazida a valor presente, é de R\$ 298,00/MWh. Já no Leilão de Energia Reserva de 2011, o valor da energia vendida ficou abaixo de R\$ 100,00/MWh. No leilão A-5, que ocorreu quatro meses depois, o valor médio a ser maior que cem reais. O maior preço pago pela energia durante o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA),

ajudou a atrair diversos investimentos que ajudaram a tornar economicamente viável a geração eólica no Brasil. A figura a seguir nos mostra o histórico do preço da energia eólica no país.

### Histórico do Preço da Energia Eólica

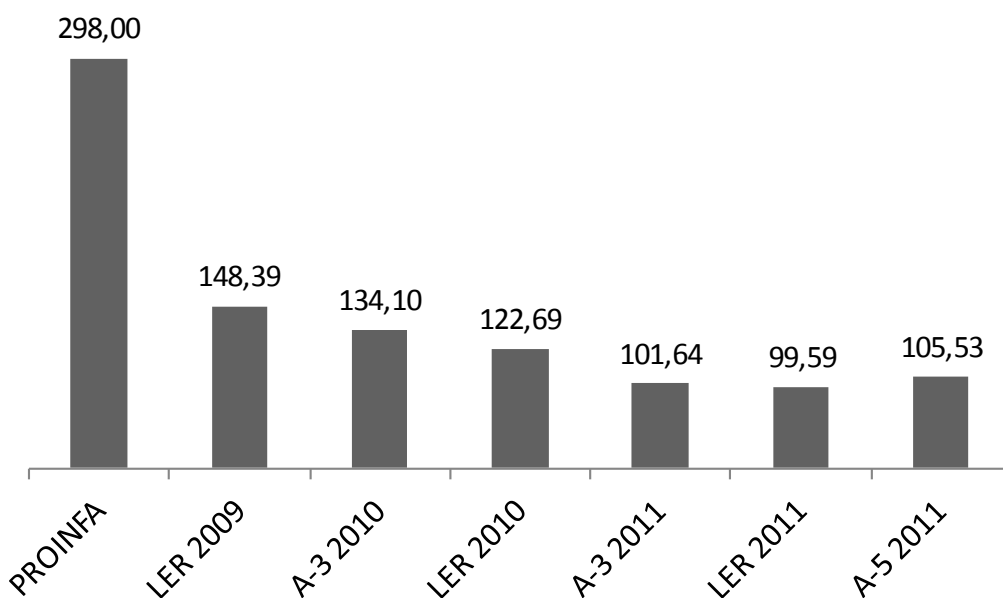


Gráfico 13: Histórico do preço da energia eólica

Fonte: Adaptado da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

#### 2.6.3. Pontos desfavoráveis para o investimento no setor

Infelizmente não temos apenas pontos favoráveis no que diz respeito à implantação de novas usinas de energia eólica. A falta de infraestrutura ainda é o maior gargalo para a implantação destes empreendimentos. Os fabricantes são quase que obrigados a instalar suas fábricas perto dos parques eólicos, já que o sistema logístico nacional ainda é precário e não possibilita o transporte dos equipamentos de forma eficiente. Além disso, temos o problema da transmissão de energia. O sistema de transmissão brasileiro foi planejado para atender, principalmente, as grandes hidrelétricas. Isso faz com que o empreendedor tenha que se preocupar com a conexão de sua energia até a linha mais próxima. A solução que os órgãos competentes encontraram para este problema são as Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de



Geração para Conexão Compartilhada (ICG), que são linhas de transmissão compartilhadas entre os geradores de uma determinada região.

## **3. Revisão Bibliográfica**

### **3.1. Análise de valor**

Por investimento, Motta e Calôba (2009) entendem como “a situação na qual ocorre inversão de capital de alguma forma, podendo ser em projeto novo, na compra de uma empresa existente etc., buscando com isso criação de valor, ou seja, recuperação de valor investido (principal), mais uma rentabilidade do investimento (taxa de juros), em determinado prazo”.

Damodaran (2002), em suas palavras, diz que todo ativo possui um valor, e assim, não se deve comprar um ativo por um valor maior do que o que ele realmente vale. Isso pode parecer óbvio, mas há quem diga que o valor está nos olhos de quem vê, de forma que qualquer preço pode ser justificado se houver outros investidores dispostos a pagar esse preço.

Segundo o mesmo autor isso é um absurdo. Percepção pode ser tudo quando o ativo é uma pintura ou uma escultura, mas a maioria dos ativos não podem ser precificados por razões estéticas ou emocionais. Os ativos devem ser precificados pelo fluxo de caixa esperado dos mesmos.

Portanto a inversão de capital pode ocorrer com o investimento em um projeto de uma usina eólica, que será precificado através de uma análise de valor baseada no fluxo de caixa esperado pelo projeto.

Esse fluxo de caixa deve reconhecer o valor do dinheiro no tempo. Segundo Damodaran (2002) “um dólar hoje vale mais do que um dólar no futuro pois podemos aplicá-lo e obter um retorno sobre esse investimento”. E para o setor de geração de energia elétrica essa consideração é ainda mais importante, visto que o horizonte de planejamento costuma ser maior do que 20 anos.

## 3.2. Critérios de Análise de Investimentos

Segundo Maxim & Cook (1972), os critérios mais comuns para avaliar investimentos, são: i) Payback, ii) Valor Presente Líquido (VPL) e iii) Taxa Interna de Retorno (TIR).

### 3.2.1. Payback

O payback é um critério bastante comum para análise de investimentos. Segundo Motta & Calôba (2009). “O *payback*, ou *payout*, é utilizado como referência para julgar a atratividade relativa das opções de investimento.”.

O payback de um projeto é uma medida da rapidez com que os fluxos de caixa gerados por esse projeto cobrem o investimento inicial. (...) Intuitivamente, projetos que cobrem seus investimentos mais cedo podem ser considerados projetos mais atraentes, visto que todos os fluxos de caixa obtidos além desse período no tempo podem ser considerados lucro sobre o projeto. Pode-se argumentar também que projetos que retornam seu investimento mais cedo são projetos menos arriscados, visto que um componente importante do risco é a possibilidade de que a empresa possa perder parte ou todo o dinheiro que investiu (DAMODARAN, 2002, p. 256).

No método do payback estipula-se um período máximo em que os fluxos de caixa devem cobrir o investimento inicial. Assim, as alternativas que tiverem um período de payback maior do que o período estipulado não devem ser aceitas.

Embora seja um critério bastante comum, o payback não tem boa aplicabilidade para projetos eólicos, caracterizados pelos grandes montantes investidos. Segundo Ross et al (2011) “o critério do payback é frequentemente utilizado por empresas grandes e sofisticadas na tomada de decisões de investimento que envolvem montantes relativamente pequenos.”

Um problema comentado por diversos autores é o fato do *payback* não levar em consideração a distribuição dos fluxos de caixa que ocorrem dentro do período de *payback*.

Para contornar o problema algumas empresas utilizam o *Payback Descontado*. “De acordo com esse enfoque, inicialmente descontamos os fluxos de caixa” (ROSS, WESTERFIELD, JAFFE, 2011).

Porém, Ross et al (2011) ainda argumenta sobre mais dois problemas com o método do *payback*. O primeiro problema decorre de não existir uma “diretriz (..) para a escolha do período de *payback*, de modo que a escolha é, até certo ponto, arbitrária.” E o último problema é “ignorar todos os fluxos de caixa que ocorrem após o momento de recuperação do investimento”. E conclui dizendo que “à primeira vista, o *payback* descontado parece ser uma alternativa atraente, mas um exame mais atento mostrará que tem as mesmas deficiências básicas do *payback*.”

### 3.2.2. Valor Presente Líquido

Como dito anteriormente, o dinheiro possui valor no tempo. É possível converter fluxos de caixa futuros em fluxos de caixa atuais. “Esse processo é chamado de desconto, e os fluxos de caixa, uma vez convertidos em fluxos de caixa atuais, resultam no valor presente (VP)” (DAMODARAN, 2002).

O critério do Valor Presente Líquido considera explicitamente o valor do dinheiro no tempo. Segundo Motta & Calôba (2009) “o Valor Presente Líquido Descontado (VPL) é a soma algébrica de todos os fluxos de caixa descontados para o instante presente ( $t = 0$ ), a uma dada taxa de juros  $i$  [ $r$ ]”.

A equação geral proposta por Damodaran (2002) para a regra do VPL é a seguinte:

$$VPL \text{ do projeto} = \sum_{t=1}^{t=N} \frac{FC_t}{(1+r)^t} - \text{Investimento inicial}$$

Fórmula 1: Equação geral da regra do VPL

Sendo:

- **FC(t)** o fluxo de caixa no período t
- **r** a taxa de desconto
- **N** a vida do projeto

“Fundamental para a noção de valor temporal do dinheiro é a ideia de que este pode ser investido em alguma aplicação financeira para obter um retorno. Esse retorno é o que chamamos de taxa de desconto” (DAMODARAN, 2002). Portanto, a taxa de desconto também pode ser entendida como a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), ou seja, a taxa de juros mínima com que o investidor pretende ser remunerado.

Pelo critério do Valor Presente Líquido, para definir se um investimento deve ou não ser realizado, utilizando a taxa mínima de atratividade, caso o VPL seja negativo o investimento destruirá valor, portanto não deverá ser realizado. Caso o VPL seja positivo, o investimento gerará valor, e assim, deverá ser realizado. Porém, se o VPL for nulo é indiferente investir.

### **3.2.3. Taxa Interna de Retorno (TIR)**

Motta & Calôba (2009) dizem que taxa interna de retorno é “o valor da taxa de desconto que anula o Valor Presente Líquido obtido pela soma algébrica de todos os fluxos de caixa”. Isto quer dizer que TIR pode ser definida como a taxa de desconto que iguala o investimento inicial em um projeto com as entradas de caixa.

O raciocínio básico por trás da TIR é o de que se procura obter uma única cifra para sintetizar os méritos de um projeto. Essa cifra não depende do que ocorre no mercado de capitais. É por esse motivo que é chamada de taxa interna de retorno; a cifra é interna ou intrínseca ao projeto e não depende de mais nada, a não ser dos fluxos de caixa do projeto (ROSS, WESTERFIELD, JAFFE, 2011, p. 131).

Gitman (2002) acredita que apesar do cálculo da TIR ser consideravelmente mais difícil que o do VPL, o critério da TIR é, possivelmente, a técnica mais utilizada para a avaliação de alternativas de investimento.

Para calcular a TIR de um projeto, a seguinte equação pode ser utilizada:

$$TIR = r, \text{ tal que } \sum_{t=0}^{t=N} \frac{FC_t}{(1+r)^t} - \text{investimento inicial} = 0$$

**Fórmula 2: Taxa Interna de Retorno**

Sendo:

- **FC(t)** o fluxo de caixa no período t.
- **r** a taxa de desconto
- **N** a vida do projeto

Se a TIR for maior do que a taxa mínima de atratividade, o investimento no projeto deverá ser realizado, pois gerará valor. Se a TIR for menor do que a taxa mínima de atratividade, o investimento no projeto não deverá ser realizado, pois destruirá valor. Se a TIR for igual à taxa mínima de atratividade, o investimento é indiferente (não gerará e não destruirá valor).

## **4. O Projeto Serosa**

Este capítulo busca caracterizar o Projeto Serosa através da apresentação das premissas adotadas na análise. No capítulo anterior foram apresentadas algumas formas de analisar projetos financeiramente. Uma das propostas do trabalho é apresentar uma metodologia sistemática de apoio para análises financeiras de projetos de usinas eólicas. Portanto, este capítulo apresentará diversas fórmulas matemáticas e premissas de projeto.

O projeto “Parque Eólico Serosa” é analisado financeiramente, aplicando os conceitos da revisão bibliográfica, as fórmulas matemáticas apresentadas e as premissas adotadas. Vale lembrar que o modelo financeiro apresentado possui valores nominais.

### **4.1. Características Gerais**

O Parque Eólico Serosa conta com sete fazendas eólicas no estado da Bahia especificamente nos municípios de Caetité e Guanambi. O nordeste brasileiro conta com uma das melhores condições de vento do mundo. Um dos melhores estados para a instalação de usinas eólicas é o estado da Bahia, onde é possível estabelecer parques com ótimos fatores de capacidade.

Cada fazenda eólica representa uma SPE diferente, e levam o nome “Serosa”, acrescido de um algarismo romano. São 101 (cento e um) aerogeradores com 1,8 MW de potência nominal, distribuídos entre os sete parques eólicos. A tabela abaixo resume as características principais de cada fazenda eólica do parque.

Parque	Nº de Unidades Geradoras	Potência Instalada (MW)	Fator de Capacidade (%)	Potência Firme (MW médios)
Serosa I	16	28,8	55,40%	15,96
Serosa II	13	23,4	46,10%	10,79
Serosa III	16	28,8	52,70%	15,18
Serosa IV	16	28,8	49,80%	14,34
Serosa V	15	27,0	53,20%	14,36
Serosa VI	12	21,6	47,60%	10,28
Serosa VII	13	23,4	50,10%	11,72
<b>Parque Serosa</b>	<b>101</b>	<b>181,8</b>	<b>50,95%</b>	<b>92,63</b>

**Tabela 1: Características Gerais Parque Eólico Serosa**

A tributação em todas as SPEs acontecerá no regime de lucro presumido (quando a receita mensal é inferior a 4 milhões de reais), visto que cada parque eólico pagará seus impostos separadamente, e assim, dificilmente atingirão o limite de receita mensal do lucro presumido, pois o parque com a maior potência firme do *cluster* (Serosa I) precisaria atingir um preço de R\$ 360,56 até dezembro de 2034 para chegar até esse valor de receita mensal. Isso só aconteceria em um cenário de hiperinflação, porém esse cenário não é considerado na presente análise.

## 4.2. Geração de energia elétrica

O Parque Eólico Serosa possui uma capacidade instalada total de 181,8 MW e um fator de capacidade médio de 50,95%. Multiplicando esses dois valores encontramos uma potência firme de 92,63 MW médios no parque eólico.

Também são considerados de perdas de energia na rede interna da usina e na linha de transmissão que conecta a usina à subestação de conexão. O valor adotado para essas perdas foi de 3%.



A fórmula abaixo pode ser utilizada para determinar a produção anual de energia para venda no leilão:

$$E_A = P_{instalada} * FC * (1 - Perdas) * 24 * 365$$

**Fórmula 3: Energia firme gerada anualmente para venda**

Sendo:

- $E_A$  a energia firme gerada anualmente para venda
- $P_{instalada}$  a potência instalada do parque eólico
- $Perdas$  as perdas de energia elétrica
- $FC$  o fator de capacidade do parque eólico

Assim, com o preço da energia vendida no leilão fixado em R\$ 100/MWh, é possível calcular a receita anual com a venda de energia elétrica. É importante lembrar que o modelo financeiro elaborado para apoiar esta análise, está baseado em valores mensais. Portanto, é necessário dividir a geração de energia anual igualmente entre os doze meses do ano.

A análise não considera um aumento na geração de energia nos anos bissextos e nem a diferença na geração de energia entre os meses do ano de acordo com o número de dias de cada mês. Essas considerações não possuem impacto relevante no modelo financeiro. Portanto o aumento na complexidade do modelo não seria compensatório.

### **4.3. Investimento**

Os preços das turbinas representam cerca de 70-80% do valor do investimento total. Porém, o preço das turbinas vem caindo ao longo dos últimos anos, devido ao aumento do domínio da tecnologia, mas também por causa da instalação de diversos fornecedores no Brasil.

Para obter um financiamento no BNDES é mandatório o uso de aerogeradores com potência de pelo menos 1,5 MW. Outra exigência para a obtenção do financiamento BNDES-Finame é que se tenha pelo menos 60% de conteúdo nacional.

Ambos requisitos podem ser atingidos com relativa tranquilidade. Assim, o projeto em questão deve comprar 101 aerogeradores de 1,8 MW de potência. Sendo o capex total estimado em 3,5 milhões por MW instalado (já considerando os impostos), o investimento total é de R\$ 636.600.000,00 com a compra das unidades geradoras, já considerando os impostos.

Porém, a maior parte dos contratos de EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) preveem a capitalização do capex de acordo com a inflação. Desta forma, o capex total corrigido pela inflação teria o valor de R\$ 688.186,71 mil. O IPCA serve como índice de reajuste para os gastos com os aerogeradores, montagem, integração com a rede, materiais etc. Esses gastos correspondem a cerca de 80% do investimento. Já os gastos com a construção civil, que correspondem a 20% dos investimentos, são reajustados com o Índice Nacional de Custos da Construção (INCC).

## **4.4. Receitas**

### **4.4.1. Venda de energia elétrica**

O contrato de venda de energia, também chamado de PPA (Power Purchase Agreement), possui 20 anos de duração. Como essa análise financeira é feita com valores nominais, o preço da venda de energia evolui anualmente de acordo com o IPCA, como é observado no contrato de venda.

A geração de energia do parque eólico vencedor do leilão pode ser até 30% maior ou 10% menor do que a energia contratada, sem que haja nenhuma penalização imediata. Gerando energia dentro desta faixa, o empreendimento receberá a mesma receita mensal que receberia se gerasse a energia prevista no contrato.

Ao final de cada quadriênio, caso exista um saldo positivo, o crédito pode ser recebido em 24 parcelas mensais no quadriênio seguinte pelo preço vigente do contrato. Se o saldo for negativo, o valor da energia deve ser pago em 12 parcelas no quadriênio seguinte.

Esses saldos, positivos ou negativos, também podem ser repassados para o próximo quadriênio ou negociados entre os empreendimentos vencedores do próprio leilão. Uma empresa que possua mais de um parque eólico vencedor no leilão pode repassar os créditos entre os parques, ao final de cada quadriênio.

Entretanto, se os desvios estiverem fora do limite entre -10% e 30%, o gerador pagará ou receberá em 12 parcelas mensais no ano seguinte ao desvio. Os desvios negativos deverão ser pagos pelo gerador a um preço de 115% do valor do preço vigente do contrato. Já os desvios positivos serão recebidos a 70% do preço vigente do contrato.

Para reduzir os riscos de as usinas gerarem abaixo do esperado, a Aneel exige pelo menos um ano de medições de vento certificadas. Essa regra é válida até o final de 2012, mas a partir de 2013 serão exigidos três anos de medições de vento. Como não há como prever a geração de energia elétrica ao longo dos 20 anos de PPA, o modelo considera uma geração *flat* na usina.

O preço de venda da energia elétrica no leilão considerado nesta análise é de R\$ 100,00/MWh, visto que a média do preço da energia elétrica nos últimos leilões de venda para o mercado regulado tem girado em torno desse valor.

Portanto, a fórmula abaixo pode ser utilizada para determinar a receita anual com a venda de energia:

$$R_E = \frac{E_A}{12} * Preço_t$$

**Fórmula 4: Receita mensal da venda de energia elétrica**

Sendo:

- $R_E$  a receita mensal com a venda de energia elétrica
- $E_A$  a energia firme gerada anualmente para venda
- $Preço_t$  o preço do MWh de energia elétrica no ano t

#### 4.4.2. Venda de créditos de carbono

A compra e venda de créditos de carbono surgiu após o Protocolo de Kyoto em 1998, que foi assinado por diversos países com o objetivo de reduzir a emissão de gases do efeito estufa (GEE) na atmosfera.

Assim, foram criados os Mecanismos de Desenvolvimento Limpo (MDL), onde se faz possível a compra e venda de créditos de carbono para que os países signatários do protocolo consigam atingir as suas metas de redução na emissão de gás carbônico.

A receita mensal da venda de créditos de carbono pode ser calculada com a fórmula abaixo:

$$R_C = P_C * m_C * Câmbio_{\text{€}}$$

##### Fórmula 5: Receita mensal da venda de créditos de carbono

Sendo:

- $R_C$  a receita mensal com a venda de créditos de carbono
- $P_C$  preço, em euros, da tonelada do crédito de gás carbônico
- $m_C$  a massa em toneladas de gás carbônico
- $Câmbio_{\text{€}}$  a taxa de câmbio entre euro e real

O mercado de compra e venda de créditos de carbono ainda não é fortemente estabelecido no Brasil. Isso ocorre, pois existe um processo longo para obter os RCEs (Reduções certificadas de emissões).

Devido às dificuldades para realizar a venda dos créditos de carbono, muitas empresas não consideram a venda dos mesmos no cenário base de suas análises.

Portanto, nesta análise, também não será considerada a venda de créditos de carbono, mas posteriormente, será feita uma análise deste possível cenário, onde será considerada a possibilidade da venda de créditos de carbono.

## 4.5. Deduções

### 4.5.1. PIS

Uma das deduções da receita bruta é o imposto federal do Programa de Integração Social (PIS), que possui taxas diferentes para regime de lucro real ou lucro presumido, sendo 1,65% no lucro real e 0,65% no lucro presumido.

A fórmula abaixo pode ser utilizada para calcular o valor da dedução.

$$D_{PIS} = R * taxa_{PIS}$$

#### Fórmula 6: Dedução PIS

Sendo:

- $D_{PIS}$  a dedução PIS da receita bruta no mês
- $R$  receita mensal
- $taxa_{PIS}$  o valor percentual da taxa PIS

### 4.5.2. COFINS

O imposto de Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) é semelhante ao PIS. No lucro real a taxa é de 7,60% e no lucro presumido 3,00%.

A dedução pode ser calculada pela fórmula abaixo:

$$D_{COFINS} = R * taxa_{COFINS}$$

#### Fórmula 7: Dedução COFINS

Sendo:

- $D_{COFINS}$  a dedução COFINS da receita bruta no mês
- $R$  receita mensal
- $taxa_{COFINS}$  o valor percentual da taxa COFINS

### 4.5.3. Taxa Aneel

Também conhecida como “Taxa Aneel”, a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) é um encargo pago para cobrir os custos da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) na fiscalização dos serviços dos geradores de energia elétrica, cobrado de todos os agentes do setor.

A fórmula abaixo pode ser usada para calcular a Taxa Aneel:

$$D_{TFSEE} = P_{instalada} * \frac{TR_{TFSEE}}{12} * taxa_{TFSEE}$$

#### Fórmula 8: Dedução Taxa Aneel

Sendo:

- $D_{TFSEE}$  a dedução TFSEE no mês
- $P_{instalada}$  a potência instalada do parque eólico
- $TR_{TFSEE}$  a taxa de referência TFSEE
- $taxa_{TFSEE}$  o valor percentual da taxa TFSEE

A taxa de referência é reajustada anualmente pelo IPCA, e no início de 2012 se encontrava com o valor de 418,39, onde incide uma taxa percentual de 0,5%. O modelo financeiro da análise considera a inflação do ano de 2012 para atualizar a taxa de referência.

### 4.5.4. Taxa CCEE

A Taxa CCEE é uma dedução paga para a Câmara de Comercialização de Energia pela venda de energia elétrica no mercado regulado. É uma taxa proporcional ao volume de energia vendido, que atualmente possui o valor de referência de R\$0,10 por MWh de energia vendido, sendo reajustada anualmente pelo IPCA.

A fórmula abaixo pode ser utilizada para o cálculo da dedução:

$$D_{CCEE} = E_N * TR_{CCEE}$$

#### Fórmula 9: Dedução Taxa CCEE

Sendo:

- $D_{CCEE}$  a dedução da Taxa CCEE no mês
- $E_N$  a energia negociada para venda no mês
- $TR_{CCEE}$  a taxa de referência CCEE

## 4.6. Custos e Despesas

### 4.6.1. Operação e Manutenção

Os parques eólicos geram energia durante vinte e quatro horas por dia. O seu combustível são os ventos, não havendo nenhum custo pelo uso do mesmo. Desta forma, os custos de operação e manutenção (O&M) se limitam aos custos de O&M fixo, diferentemente de outros projetos de geração de energia elétrica, onde também existem custos de O&M variável.

Uma das premissas do projeto é o custo de O&M fixo anual no valor de 50 mil reais por unidade geradora (aerogerador), com um total de 101 unidades geradoras, ajustados anualmente pelo IPCA. O custo mensal de operação e manutenção pode ser calculado utilizando a fórmula abaixo:

$$C_{O\&M} = \frac{C_{O\&M/UG} * UG}{12}$$

**Fórmula 10: Custo de Operação e Manutenção**

Sendo:

- $C_{O\&M}$  o custo mensal de O&M
- $C_{O\&M/UG}$  o custo anual de O&M por unidade geradora
- $UG$  o número total de unidades geradoras

### 4.6.2. O&M Fora da Garantia

Também conhecido como BOP (*Balance of Plant*), esse custo representa os custos dos serviços de operação e manutenção dos sistemas de distribuição de energia da planta.

A contratação desse serviço tem como possíveis benefícios o aumento a disponibilidade da planta e da vida útil dos equipamentos, redução de interrupções forçadas, minimiza o risco de desempenho, minimiza riscos de gastos inesperados com manutenção, entre outros.

Nesta análise foi considerado um gasto de R\$ 100.000,00 por mês, reajustando esse custo anualmente pelo IPCA.

#### 4.6.3. Arrendamento

Para instalar os aerogeradores não é necessário comprar terras, mas sim, arrendar terras. O arrendamento é um contrato que permite ao arrendatário o uso de parte das terras do proprietário, em troca de um pagamento anual para cada unidade geradora instalada no terreno.

O proprietário da terra pode continuar realizando suas atividades de agricultura e/ou pecuária normalmente e ainda recebe uma renda anual extra, perdendo um espaço muito pequeno para cada unidade geradora instalada. Segundo o portal de notícias “O Globo”, muitas famílias do estado da Bahia estão sendo beneficiadas com o arrendamento de terras para parques eólicos.

Para instalar os 101 aerogeradores, foi considerado um custo anual de arrendamento no valor de R\$ 5.600,00 mil reais para cada aerogerador instalado, reajustados anualmente pelo IPCA.

A fórmula abaixo pode ser utilizada para calcular o custo mensal de arrendamento:

$$C_{Arrend} = \frac{C_{Arrend/UG} * UG}{12}$$

#### Fórmula 11: Custo de Arrendamento

Sendo:

- $C_{Arrend}$  o custo mensal do arrendamento
- $C_{Arrend/UG}$  o custo anual do arrendamento por unidade geradora
- $UG$  o número total de unidades geradoras



#### 4.6.4. TUST

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão é um dos custos do projeto, que é pago para transmitir a energia elétrica gerada no parque eólico até os seus compradores.

Foi considerado como premissa uma taxa de 5 reais/kW.mês, reajustada anualmente pelo IPCA. O governo oferece um benefício de 50% de desconto na TUST para usinas eólicas com potência igual ou inferior a 30 MW. Esse é um dos motivos pelo qual os investidores dividem os parques eólicos em diversos parques de 30 MW ou menos.

A fórmula abaixo demonstra o cálculo do custo mensal da TUST em cada SPE, mas para simplificar o modelo, o custo é calculado de forma conjunta, considerando o desconto de 50%, mesmo com uma potência total maior do que 30 MW. Também é bom ressaltar que o custo de transmissão é baseado na quantidade máxima de energia elétrica que pode ser transmitida e não na energia média.

$$C_{TUST} = TUST * (1 - desconto) * P_{instalada}$$

#### Fórmula 12: Custo da TUST

Sendo:

- $C_{TUST}$  o custo mensal da TUST
- $TUST$  o custo mensal do kW transmitido
- $desconto$  o desconto oferecido pelo o governo para os parques eólicos com potência instalada menor do que 30 MW
- $P_{instalada}$  a potência instalada do parque eólico

#### 4.6.5. Despesas Administrativas

Para obter uma estrutura administrativa para os parques eólicos, é mandatório considerar despesas administrativas, tanto durante o período de construção quanto no período de operação. Essa estrutura administrativa conta com atividades financeiras, contábeis, legais etc.

A análise considerou despesas no valor de R\$ 1.800.000 anuais tanto no período de construção como no período de operação dos parques. Essas despesas são reajustadas anualmente pelo IPCA. Pela simplicidade do cálculo, não há a necessidade de demonstrar a fórmula. O valor mensal será doze vezes menor do que o valor anual.

#### 4.6.6. Seguro Operacional

Como já foi comentado, ao não gerar a energia contratada, o agente gerador pode ser obrigado a pagar uma multa no valor de 115% do preço da energia que deixou de ser gerada, podendo acarretar em custos que destruam o valor do projeto.

Atraso na construção, quebras de máquinas e equipamentos, alagamentos e inundações, são alguns riscos envolvidos no projeto de uma usina eólica. Para se proteger desses riscos, é bastante comum fazer um seguro de operação para os parques eólicos.

Normalmente, o seguro operação é um valor percentual que incide sobre o valor do investimento total (corrigido pela inflação) do parque, sendo pago mensalmente. No Parque Serosa, a taxa do seguro é de 0,15% do capex total inflacionado, pagos anualmente. A fórmula abaixo pode ser utilizada para calcular o custo mensal do seguro operacional.

$$C_{SO} = \frac{taxa_{SO} * Capex_{Infl}}{12}$$

#### Fórmula 13: Custo do Seguro Operacional

Sendo:

- $C_{SO}$  o custo mensal do seguro operacional
- $taxa_{SO}$  a taxa de seguro operacional incidente sobre o capex
- $Capex_{Infl}$  o capex total corrigido pela inflação

Os órgãos financiadores dos projetos também veem com bons olhos a contratação de seguro operacional, e por isso, podem diminuir a taxa de risco

do projeto e oferecer taxas de juros mais baratas. Isso caracteriza um outro estímulo para os empreendedores considerarem o uso do seguro operacional.

#### 4.6.7. Depreciação

A depreciação não representa uma saída de caixa no empreendimento, mas é utilizada para fins contábeis e possui influência no modelo financeiro, pois ela reduz os lucros antes de impostos, e assim, diminuem a base do imposto de renda.

A depreciação dos ativos imobilizados ocorre em 20 anos, isto é, uma taxa de depreciação de 5% ao ano. A fórmula abaixo demonstra o cálculo da depreciação em um mês:

$$Depreciação = \frac{taxa_{depreciação} * Capex_{Infl}}{12}$$

#### Fórmula 14: Depreciação

Sendo:

- **Depreciação** o valor econômico da depreciação em um mês
- **taxa<sub>Depreciação</sub>** a taxa anual de depreciação
- **Capex<sub>Infl</sub>** o capex total corrigido pela inflação

Como a tributação ocorre no regime de lucro presumido ao longo de todo o período de venda de energia, a depreciação não possui nenhum impacto no fluxo de caixa do projeto, visto que os impostos IRPJ e CSLL incidirão sobre a receita bruta e não sobre os lucros antes de impostos.

Apesar de não impactar no fluxo de caixa do projeto, a depreciação pode impactar o fluxo de caixa dos acionistas, pois ela pode dificultar a distribuição de dividendos, porém, esta análise se limita em estudar o fluxo de caixa do projeto.

## 4.7. Impostos

### 4.7.1. IRPJ

Quando em regime de lucro real, o Imposto de Renda para Pessoa Jurídica (IRPJ) incide sobre o EBT (earnings before taxes, ou seja, lucros antes de impostos) com uma taxa de 15% e mais uma taxa incremental de 10% sobre o que ultrapassar 20 mil reais de receita mensal. A fórmula abaixo demonstra o cálculo:

$$IRPJ = EBT * taxa_{IRPJ} + (EBT - 20.000) * taxa_{IRPJinc}$$

#### Fórmula 15: IRPJ – Lucro Real

Sendo:

- **IRPJ** o valor pago de IRPJ
- **EBT** o lucro antes de impostos
- **taxa<sub>IRJP</sub>** a taxa de IRPJ
- **taxa<sub>IRJPinc</sub>** a taxa incremental de IRPJ

No regime de lucro presumido, as mesmas taxas incidem sobre 8% da receita bruta, como demonstra a fórmula abaixo:

$$IRPJ = 8\% * RB * taxa_{IRPJ} + (8\% * RB - 20.000) * taxa_{IRPJinc}$$

#### Fórmula 16: IRPJ - Lucro Presumido

Sendo:

- **IRPJ** o valor pago de IRPJ
- **RB** a receita bruta
- **taxa<sub>IRJP</sub>** a taxa de IRPJ
- **taxa<sub>IRJPinc</sub>** a taxa incremental de IRPJ

### 4.7.2. CSLL

Outro imposto que deve ser pago é a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, onde uma taxa de 9%, que quando em regime de lucro real, incide sobre o EBT, como na fórmula abaixo:

$$CSLL = EBT * taxa_{CSLL}$$

#### Fórmula 17: CSLL - Lucro Real

Sendo:

- *CSLL* o valor pago de CSLL
- *EBT* o lucro antes de impostos
- *taxa<sub>CSLL</sub>* a taxa de CSLL

Em regime de lucro presumido, a taxa de CSLL incidirá sobre 12% da receita bruta, como na fórmula abaixo:

$$CSLL = 12\% * RB * taxa_{CSLL}$$

#### Fórmula 18: CSLL - Lucro Presumido

Sendo:

- *CSLL* o valor pago de CSLL
- *RB* a receita bruta
- *taxa<sub>CSLL</sub>* a taxa de CSLL

## 4.8. Financiamento

### 4.8.1. BNDES Finem

Esta análise parte da premissa que o projeto será financiado pelo BNDES, assim como a maior parte das usinas de geração de energia elétrica do Brasil. A linha de financiamento para energias alternativas do banco de fomento é o BNDES Finem. Como dito anteriormente, o BNDES exige o uso de aerogeradores com potência maior ou igual a 1,5 MW, com pelo menos 60% de conteúdo nacional.

O BNDES Finem atende sociedades com sede e administração no país, de controle nacional ou estrangeiro, e pessoas jurídicas de direito público, que queiram aplicar projetos de usinas eólicas, alavancando os projetos em até 80% dos itens financiáveis, no caso das usinas eólicas. Nesta análise foi considerada uma alavancagem de 70% do valor total do investimento inicial.

Quando a operação é feita de forma direta com o BNDES, o custo da dívida envolve três taxas: o custo financeiro (TJLP – taxa de juros de longo prazo), a remuneração básica do BNDES e a taxa de risco de crédito. Atualmente, a TJLP está em 5,5% ao ano, enquanto a remuneração básica do BNDES é de 0,9% ao ano. Já a taxa de risco de crédito, como o próprio nome diz, depende do risco de crédito do cliente, podendo variar até 4,18%. Nesta análise, foi considerado um custo de dívida de 8% (isto é, 1,6% de risco de crédito).

O período de amortização é de 16 anos, com uma carência de 6 meses além do período de construção, sem pagamento de juros durante o período de carência. Sendo 2 anos de construção, o período de carência é de 30 meses.

Na maior parte dos leilões de geração de energia elétrica do governo, o BNDES só tem permitido o financiamento no Sistema de Amortização Constante (SAC). Motta & Calôba (2009) dizem que “como diz o nome, o SAC consiste em pagamentos de amortização de mesmo valor durante todo o financiamento. Pelo fato de a parcela de amortização ser constante, a série de pagamentos não é mais uniforme”.

#### **4.8.2. Colaterais da dívida**

Para projetos muito intensivos em capital, com financiamentos de longo prazo e com o principal da dívida muito grande, o BNDES exige alguns colaterais de dívida, como fianças bancárias no período de construção e no período de operação da usina.

##### **4.8.2.1. Colateral na Construção**

No período de construção um banco é contratado como fiador do projeto, enquanto o empreendedor paga ao banco uma porcentagem sobre o valor financiado pelo BNDES até o momento. Portanto os desembolsos para o

pagamento da fiança na construção aumentarão ao longo do tempo, pois o financiamento ocorre em *pari passu* com a construção.

A fórmula abaixo auxilia no cálculo dos desembolsos:

$$Col_{Construção; m} = \frac{Dívida Capitalizada_m * i_{Fiança}}{12}$$

**Fórmula 19: Custo colateral de fiança bancária na construção**

Sendo:

- $Col_{Construção; m}$  o desembolso para o pagamento da fiança de construção no mês “m”
- $Dívida Capitalizada_m$  o valor da dívida capitalizada até o mês “m”, isto é, o valor financiado até o momento, mais o juros embutido no período de carência
- $i_{Fiança}$  o custo da fiança bancária

Os pagamentos começam em janeiro de 2013, junto com o início da construção e vão até junho de 2015, isto é, até o fim do período de carência do financiamento. O custo da fiança considerado nesta análise é de 2%.

**4.8.2.2. Colateral na Operação**

No período de operação é exigida a criação de uma conta reserva no valor de três parcelas subsequentes de amortização e juros, mais três parcelas de O&M. O aporte na conta reserva deve ser feito pelo investidor e essa conta terá um rendimento de 75% do CDI, gerando receitas financeiras para o projeto.

A fórmula abaixo pode auxiliar no cálculo do o montante total depositado na conta reserva em um determinado mês “m”.

$$Conta Reserva_{Operação; m} = 3 * PA + \sum_{j=0}^2 (Juros_{m+j} + O\&M_{m+j})$$

**Fórmula 20: Montante necessário na conta reserva no mês “m”**

Sendo:

- **Conta Reserva**<sub>Operação; m</sub> o montante necessário na conta reserva no mês “m”
- **PA** o valor da parcela de amortização
- **Juros**<sub>m+j</sub> o valor dos juros pagos no mês “m+j”
- **O&M**<sub>m+j</sub> o valor do O&M pago no mês “m+j”

O valor das parcelas de O&M aumenta ao longo do tempo, visto que este custo é inflacionado anualmente pelo IPCA. Já a amortização é constante, pois o modelo de financiamento é o SAC. Porém, com a queda dos juros pagos ao longo do tempo, o montante total depositado na conta reserva durante o período operação tende a cair com o passar dos meses, pois a queda nos juros é mais relevante que o aumento no O&M.

## 4.9. Índices

### 4.9.1. IPCA

A maior parte dos custos é inflacionada anualmente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA. Para calcular o valor inflacionado de algum item após um ano, basta utilizar a pequena fórmula abaixo:

$$Item_{n+1} = Item_n * (1 + IPCA_n)$$

**Fórmula 21: Correção pela inflação**

Sendo:

- **Item<sub>n</sub>** o valor do item no ano “n”
- **Item<sub>n+1</sub>** o valor do item no ano “n+1”
- **IPCA<sub>n</sub>** o valor percentual do IPCA no ano “n”

A projeção do IPCA utilizada no modelo financeiro se baseou no Sistema de Expectativas de Mercado, do Banco Central do Brasil, até o ano 2016. A partir de 2017, o valor adotado para o IPCA foi 4,5%, visto que esta é a meta de inflação anual no Brasil. A tabela abaixo mostra os valores adotados para o IPCA com base nas expectativas no dia 13/11/2012:



Índice	2012	2013	2014	2015	2016	2017 em diante
<b>IPCA</b>	5,45%	5,38%	5,33%	5,08%	4,99%	4,50%

**Tabela 2: Projeção do IPCA**  
**Fonte: Banco Central do Brasil**

#### **4.9.2. INCC**

O Índice Nacional de Custo da Construção (INCC) também é utilizado no modelo para corrigir o valor dos custos civis na construção da usina. O valor adotado para o INCC foi de 5% a.a. todos os anos.

#### **4.9.3. Taxa SELIC e CDI**

A projeção da Taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) utilizada no modelo financeiro se baseou no Sistema de Expectativas de Mercado, do Banco Central do Brasil, até o ano 2016. A partir de 2017, o valor adotado para a Taxa SELIC foi de 7% ao ano.

A tabela abaixo mostra os valores adotados para a Taxa SELIC e CDI (Certificado de Depósito Interbancário) com base nas expectativas do Banco Central, no dia 13/11/2012, sendo considerada uma relação CDI/SELIC de 99,27%.

Índice	2012	2013	2014	2015	2016	2017 em diante
<b>SELIC</b>	8,47%	7,39%	8,67%	8,88%	8,69%	7,00%
<b>CDI</b>	8,41%	7,34%	8,61%	8,81%	8,63%	6,95%

**Tabela 3: Projeção SELIC e CDI**  
**Fonte: Banco Central do Brasil**

## 5. Análise dos Resultados

Esta análise possui um foco maior no critério da Taxa Interna de Retorno, para a avaliação da viabilidade financeira do projeto. Como já foi comentado anteriormente, o critério da TIR é, possivelmente, o mais utilizado para a avaliação de alternativas de investimento, mesmo sendo consideravelmente mais difícil de calcular do que o VPL (GITMAN, 2002). Para Ross et al (2011), “a TIR talvez sobreviva porque atende a uma necessidade que não é atendida pelo VPL. As pessoas parecem desejar uma regra que sintetize as informações a respeito de um projeto numa única taxa de retorno. Essa taxa única oferece às pessoas uma maneira simples de discutir projetos”.

Nas salas de reuniões onde os investidores do setor de geração de energia elétrica discutem os seus projetos, ou nos relatórios fornecidos por bancos e consultorias especializadas, é possível perceber que a técnica mais utilizada é a análise da Taxa Interna de Retorno, pois todos os projetos de geração de energia elétrica para venda no mercado regulado possuem o mesmo tempo de PPA (Power Purchase Agreement), isto é, os projetos são comparáveis entre si pela TIR, pois possuem o mesmo tempo de vigência no contrato de venda.

O método do payback também foi preterido nesta análise, visto que sua aplicação é recomendada para investimentos que envolvem montantes relativamente pequenos. Além disso, os *players* do setor entendem que os investimentos em projetos de geração de energia elétrica são investimentos de longo prazo, portanto não estão preocupados se recuperarão o capital investido no décimo quarto ano ou no décimo quinto. Eles estão preocupados com a viabilidade do projeto ao término do PPA, que no caso são 20 anos.

## 5.1. Análise do Fluxo de Caixa

Com as premissas adotadas, a TIR obtida pelo fluxo de caixa alavancado (FCFE – Free Cash Flow to Equity) do projeto foi de 13,44%. O fluxo de caixa alavancado pode ser visto na tabela abaixo (a DRE completa é apresentada no Apêndice 1):

Ano	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Lucro Líquido	(15)	(39)	(11)	0	6	12	18	24
Juros Capitalizados	10	29	20	0	0	0	0	0
Depreciação	0	0	34	34	34	34	34	34
Capital de Giro	0	0	(8)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Capex	(335)	(353)	0	0	0	0	0	0
Entradas de Financiamento	223	223	0	0	0	0	0	0
Amortização	0	0	(16)	(32)	(32)	(32)	(32)	(32)
Conta Reserva	0	0	(19)	1	1	1	1	1
Fluxo de Caixa Alavancado	(117)	(140)	1	3	9	15	21	27

Ano	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Lucro Líquido	30	37	44	50	57	65	72	80
Juros Capitalizados	0	0	0	0	0	0	0	0
Depreciação	34	34	34	34	34	34	34	34
Capital de Giro	(0)	(0)	(0)	(0)	(1)	(1)	(1)	(1)
Capex	0	0	0	0	0	0	0	0
Entradas de Financiamento	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortização	(32)	(32)	(32)	(32)	(32)	(32)	(32)	(32)
Conta Reserva	1	1	1	1	1	1	1	1
Fluxo de Caixa Alavancado	33	40	47	53	60	68	75	83

Ano	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Lucro Líquido	88	96	104	110	117	123	0
Juros Capitalizados	0	0	0	0	0	0	0
Depreciação	34	34	34	34	34	34	0
Capital de Giro	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	18
Capex	0	0	0	0	0	0	0
Entradas de Financiamento	0	0	0	0	0	0	0
Amortização	(32)	(32)	(16)	0	0	0	0
Conta Reserva	1	1	11	0	0	0	0
Fluxo de Caixa Alavancado	91	99	133	144	150	157	18

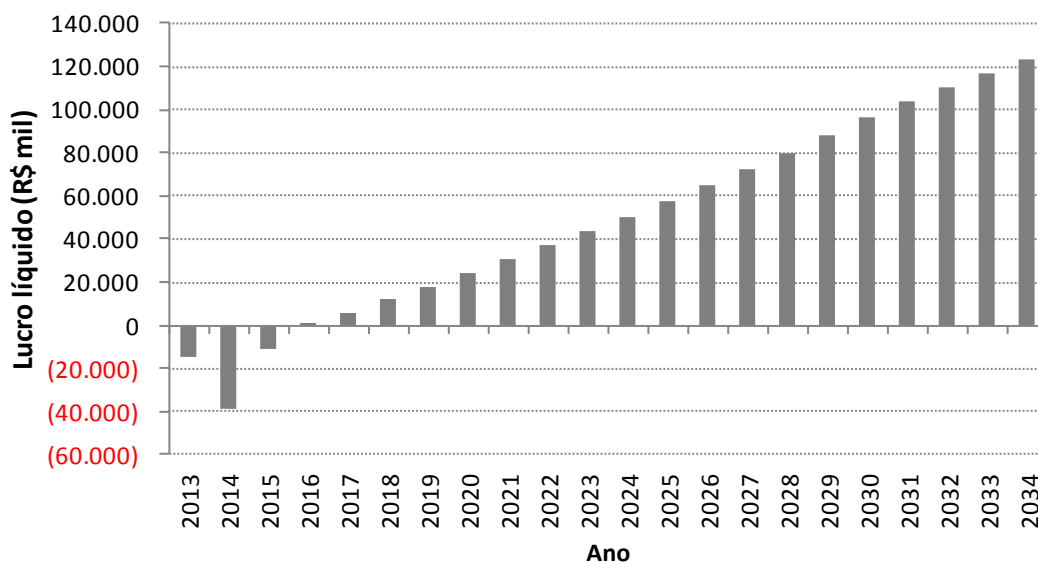
**Tabela 4: Fluxo de Caixa Alavancado do Projeto**

Fonte: Os Autores

O período de construção é caracterizado pelos gastos mais relevantes do projeto (688 milhões de reais), pois o mesmo é intensivo em capital. Por isso, já era de se esperar fluxos de caixa negativos durante o período de construção, visto que nesse período também não existem receitas. Porém, os gastos do investimento inicial são amenizados pelos aportes recebidos do BNDES para financiar o projeto de infraestrutura (445 milhões de reais).

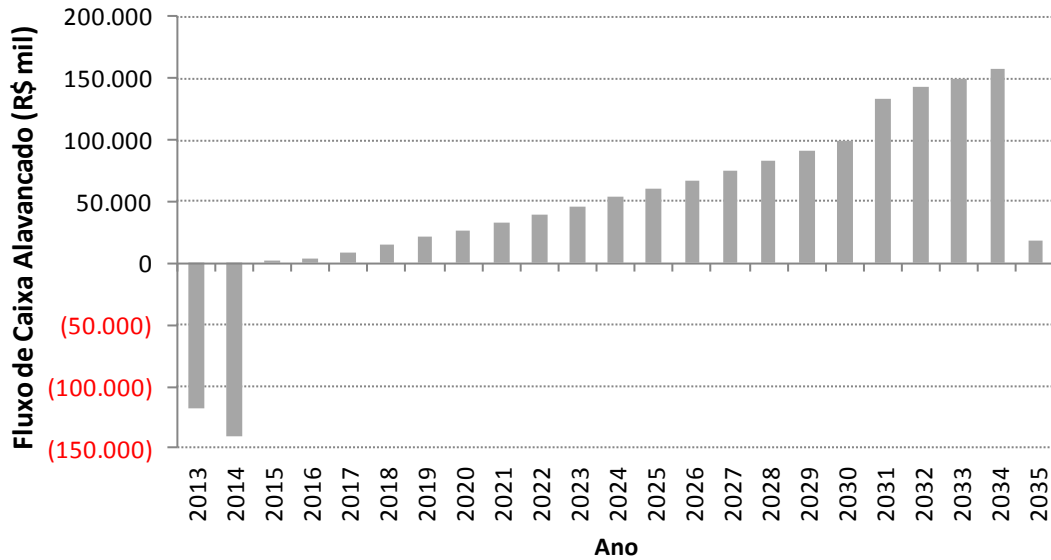
A tabela mostra que o projeto só passou a ter lucro líquido positivo a partir de 2016. Apesar disso, o fluxo de caixa se torna positivo a partir de 2015, isto é, desde o primeiro ano de operação da usina. Isso acontece devido à depreciação e aos juros capitalizados durante o período de carência do financiamento, pois ambos são considerados na DRE (Demonstração de Resultados do Exercício) como perdas econômicas, porém eles não representam saída de caixa, portanto devem ser compensados posteriormente ao lucro líquido para calcular o fluxo de caixa.

Os gráficos abaixo mostram a evolução dos lucros e do fluxo de caixa do projeto:



**Gráfico 14: Evolução do Lucro Líquido**

**Fonte: Os autores**



**Gráfico 15: Evolução do Fluxo de Caixa**

**Fonte: Os autores**

O contrato de venda de energia elétrica termina no final de 2034, porém, ainda há um fluxo de caixa positivo no ano de 2035. Esse fluxo de caixa positivo, de 17,9 milhões de reais, provém da recuperação do capital de giro no final do projeto.

O setor de geração de energia elétrica através do aproveitamento de energia eólica é caracterizado pelas altas margens EBITDA (*earning before interest, taxes, depreciation and amortization*, em português conhecido como LAJIDA, lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização). Essas altas margens representam uma forte geração de caixa, capaz de compensar os altos investimentos na implementação dos projetos. No Parque Eólico Serosa, a margem EBITDA é de 80%.

A tabela abaixo mostra uma aproximação da estrutura de custos no período de operação do parque eólico, por ordem de relevância:

<b>Estrutura de Custos</b>	
TUST	7,24%
Operação e Manutenção	6,70%
Despesas Administrativas	2,39%
O&M Fora da Garantia	1,59%
Seguro Operacional	1,37%
Arrendamento	0,76%
<b>Margem EBITDA</b>	<b>79,95%</b>

**Tabela 5: Estrutura de custos do Projeto Serosa**

**Fonte: Os autores**

## **5.2. Taxa Mínima de Atratividade**

Um relatório de *research* do Deutsche Bank, publicado em 13/11/2011, calculou um custo médio ponderado de capital (tradução de WACC, Weighted Average Cost Of Capital) de 8,5% ao ano (taxa real) para projetos da empresa Renova Energia (*player* do setor de energia eólica).

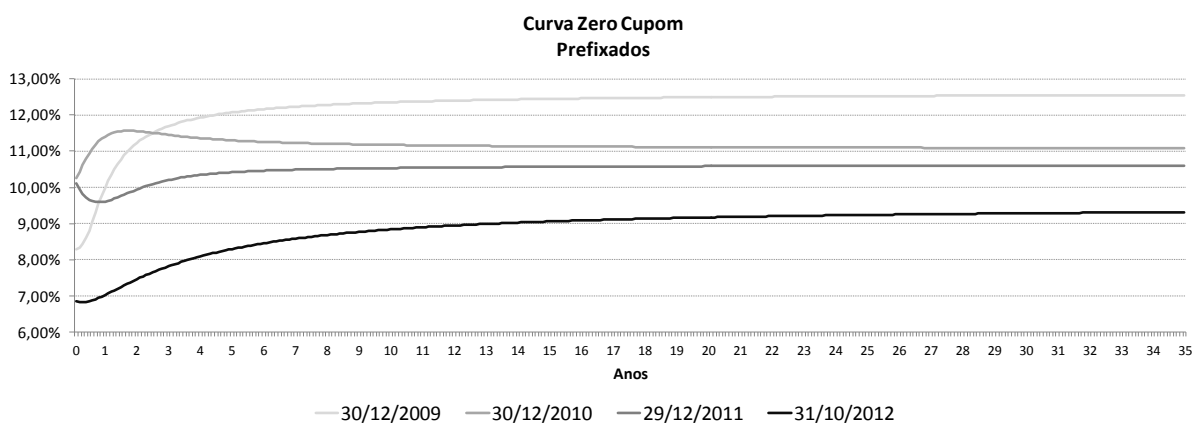
Apesar disso, como os contratos de venda de energia elétrica nos leilões do mercado regulado possuem duração de 20 anos, é normal ver *players* do setor de geração de energia elétrica compararem a Taxa Interna de Retorno dos seus projetos com a remuneração dos títulos do governo, visto que estes são investimentos de longo prazo e com baixo risco.

Portanto, esses *players* buscam em seus projetos uma remuneração superior aos títulos do governo, já que o risco envolvido nos projetos de energia eólica são maiores. Apesar de serem mais arriscados que o dos títulos do governo, os projetos de energia eólica também possuem um risco consideravelmente baixo.

Os principais motivos desse baixo risco são: receitas independentes da demanda; o contrato de venda já possui um preço definido desde o início do projeto, permitindo a previsibilidade das receitas; a forte geração de caixa; o BNDES tem interesse em financiar projetos infraestruturais.

Desta forma, existe um *spread* (diferença) entre a taxa mínima de atratividade para um projeto de usina eólica e a remuneração dos títulos do governo. Mas em grande parte dos casos, esse *spread* é definido intuitivamente pelos *players do setor*.

Usando o modelo de Svensson para interpolação e extrapolação das curvas de juros, é possível traçar uma curva zero cupom para as taxas DI no Brasil. O gráfico abaixo foi elaborado com o uso dos parâmetros da Superintendência de Seguros Privados (SUSEP), uma autarquia vinculada ao Ministério da Fazenda.



**Gráfico 16: Curva Zero Cupom – Prefixados**  
Fonte: Os autores

Os parâmetros da curva do gráfico estão apresentados na tabela abaixo:

Data	$\beta_0$	$\beta_1$	$\beta_2$	$\beta_3$	$\lambda_1$	$\lambda_2$
<b>30/12/2009</b>	0,12634	-0,04389	-0,71073	0,64180	5,00219	5,23251
<b>30/12/2010</b>	0,11050	-0,00970	-0,66460	0,68620	2,34467	2,28624
<b>29/12/2011</b>	0,10639	-0,00283	0,11114	-0,13761	1,24130	1,41015
<b>31/10/2012</b>	0,09514	-0,02621	0,00054	-0,01183	0,41690	1,81873

**Tabela 6: Parâmetros Curva Zero Cupom Prefixada**  
Fonte: Superintendência de Seguros Privados (SUSEP)

O gráfico acima mostra a queda na remuneração dos títulos prefixados (LTN e NTN-F). A curva do dia 31/10/2012, no longo prazo, se estabiliza em torno dos 9,3% ao ano. Sendo assim, o Projeto Serosa se mostra mais vantajoso, com uma TIR de 13,44%.

Para comparar a TIR do projeto com o custo médio ponderado de capital do Deutsche Bank, podemos usar a identidade de Fisher, segundo a fórmula abaixo:

A fórmula abaixo pode ser utilizada para o cálculo da dedução:

$$\pi = \frac{1 + r}{1 + i} - 1$$

**Fórmula 22: Identidade de Fisher**

Sendo:

- $\pi$  a inflação implícita
- $r$  a taxa de juros nominal
- $i$  a taxa de juros real

Utilizando a taxa de inflação de 4,5% (meta do IPCA) e a taxa de juros nominal de 13,44% (TIR do Projeto Serosa), encontramos uma taxa interna de retorno real de 8,56%, que é maior que o custo médio ponderado de capita do Deutsche Bank (8,5%).

Portanto, a TIR do Parque Eólico Serosa se mostra atrativa.

### **5.3. Análise de Sensibilidade**

A previsibilidade das receitas, o longo período de contrato de venda de energia, a forte geração de caixa e as boas condições de financiamentos, são características o setor de geração de energia elétrica como um setor com um baixo risco.

Apesar disso, os riscos existem, e para compreendê-los melhor, foi feita uma análise de sensibilidade, sob a condição *ceteris paribus*, com as variáveis mais importantes do projeto. Consideramos como variáveis mais importantes (i) o preço de venda da energia elétrica no leilão; (ii) o fator de capacidade; (iii) o capex; (iv) o custo de operação e manutenção; (v) a TUST; e (vi) o custo da dívida. Todas essas variáveis podem fugir do controle do investidor.



O preço de venda da energia elétrica no leilão dependerá da disposição dos empreendimentos concorrentes em dar lances mais baixos para se consagrarem vencedores no leilão. Outro fator que influi no preço é a demanda que o governo estipular para o leilão, assim, quanto maior a demanda por energia, mais empreendimentos poderão vencer o leilão, e com isso, mais rápido começará a rodada definitiva (rodada discriminatória) do preço no leilão.

Outra variável é o fator de capacidade. Esta variável é determinada pela empresa certificadora das medições de vento. Porém, com apenas um ou dois anos de medições de vento, ainda existem muitas incertezas sobre o comportamento dos ventos na região, fazendo com que a empresa certificadora encontre um fator de capacidade maior ou menor do que o fator de capacidade médio do parque eólico ao longo dos 20 anos de contrato de venda de energia.

O capex foi estimado com base na experiência pessoal dos autores e também em *cases* de empresas do setor. Porém, na hora de entrar em um acordo com o EPCista, o investidor pode encontrar variações no valor da premissa adotada. Esse mesmo argumento é válido para os custos de O&M, visto que a operação e manutenção do parque eólico também é feita pelo EPCista.

A TUST é determinada pela Aneel, portanto o investidor não tem como controlar esta variável. A premissa adotada tomou como base a TUST de outros projetos de geração.

O custo da dívida é determinado pelo BNDES e envolve três taxas: a TJLP (5,5%), a remuneração básica do BNDES (0,9%) e a taxa de risco de crédito, esta última, é a única componente variável, que pode variar até 4,18%. O BNDES avalia o projeto como um todo e determina a sua taxa de risco de crédito. Portanto, o custo da dívida também não está no controle do investidor.

O gráfico abaixo mostra a TIR para cada parâmetro quando eles variam entre -30% e +30% das premissas adotadas:

## Análise de Sensibilidade

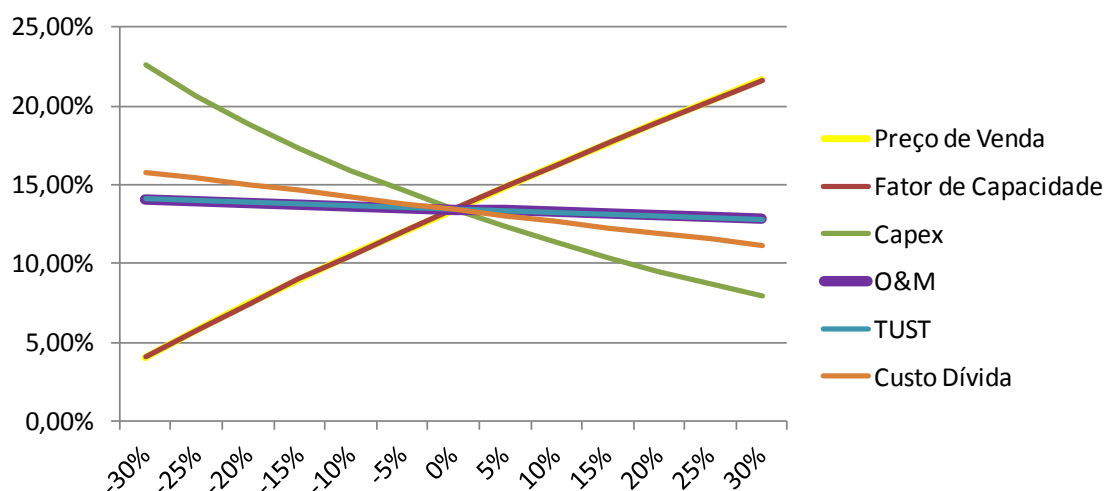


Gráfico 17: Análise de Sensibilidade

Fonte: Os Autores

O gráfico mostra que o modelo financeiro é muito sensível ao valor do preço de venda, o fator de capacidade e o capex.

A curva do capex possui um coeficiente angular maior para variações negativas do capex do que para as variações positivas. Isso mostra que o aumento na TIR causada pela redução do capex é maior do que a redução da TIR pelo aumento do capex, isto é, a TIR é mais sensível aos descontos do que aos aumentos no valor do capex.

O preço de venda da energia elétrica e o fator de capacidade possuem um impacto quase idêntico no modelo financeiro, quando eles variam na mesma proporção. Além disso, esse impacto é muito relevante. Isso mostra forte dependência do investidor na confiabilidade das medições de vento e nas análises das empresas certificadoras. Por ser muito sensível ao preço de venda, o projeto pode ser inviabilizado por pequenas reduções no preço durante a realização do leilão de energia, obrigando o investidor a desistir da licitação.

O custo da dívida também possui um impacto relevante na rentabilidade do projeto, e por isso, o fluxo de caixa desalavancado do projeto deve ser bom

o suficiente para superar o custo da dívida, possuindo baixos riscos para que o BNDES não imponha uma alta taxa de risco de crédito.

Como o financiamento representa uma parte muito importante do projeto, uma outra análise de sensibilidade foi elaborada para estudá-lo. Na tabela abaixo, foi calculada uma TIR para cada par de valores para a alavancagem e para o custo da dívida.

Financiamento		Custo da Dívida (% a.a.)						
		6,50%	7,00%	7,50%	8,00%	8,50%	9,00%	9,50%
Alavancagem (%)	60,0%	14,04%	13,86%	13,68%	13,50%	13,32%	13,14%	12,96%
	62,5%	14,24%	14,04%	13,85%	13,65%	13,45%	13,26%	13,06%
	65,0%	14,44%	14,23%	14,02%	13,81%	13,60%	13,39%	13,18%
	67,5%	14,66%	14,44%	14,21%	13,98%	13,76%	13,53%	13,30%
	70,0%	14,90%	14,66%	14,41%	14,17%	13,92%	13,68%	13,44%
	72,5%	15,16%	14,89%	14,63%	14,36%	14,10%	13,84%	13,58%
	75,0%	15,44%	15,15%	14,86%	14,58%	14,29%	14,01%	13,73%
	77,5%	15,74%	15,43%	15,12%	14,81%	14,50%	14,20%	13,89%
	80,0%	16,08%	15,74%	15,40%	15,06%	14,73%	14,40%	14,07%

**Tabela 7: Sensibilidade no Financiamento**

**Fonte: Os Autores**

A TIR de projeto desalavancado (11,46%) é maior do que o custo da dívida máximo da tabela acima, mesmo considerando os colaterais da dívida (fiança bancária na construção e na operação). Portanto, o financiamento sempre será vantajoso, mesmo com o custo da dívida em 9,5% ao ano.

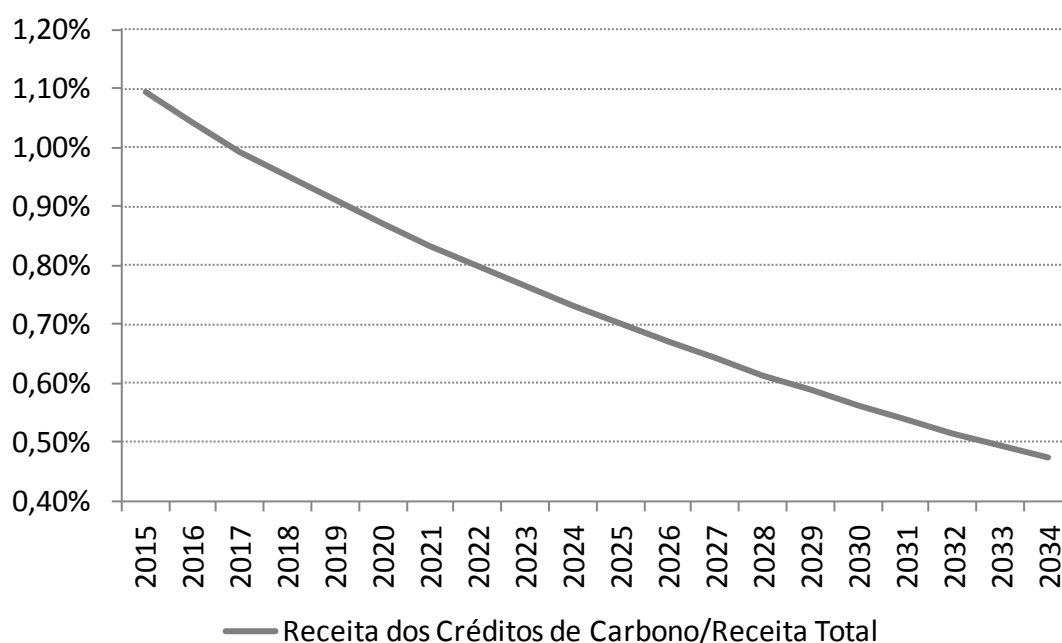
#### **5.4. Análise de Cenário: Venda de Créditos de Carbono**

A venda de créditos de carbono pode gerar um aumento nas receitas do Projeto Serosa, gerando valor para o projeto.

Com uma redução de 0,15 toneladas de dióxido de carbono emitidos para cada MWh gerado, obtém-se uma quantidade de 118.066 de toneladas de dióxido de carbono negociadas por ano.

Considerando o preço de venda fixado em 3,60 euros por tonelada de dióxido de carbono e uma taxa de câmbio média de 2,40 reais por euro, obtemos uma receita anual de R\$ 1.020.094,06 por ano, que no primeiro ano de operação representaria 1,10% da receita total e no último ano 0,47%.

A participação da receita proveniente da venda de créditos de carbono seria reduzida a cada ano, pois a receita da venda de energia elétrica é reajustada a cada ano pelo IPCA, já a receita pela venda de créditos de carbono não sofre nenhum reajuste. O gráfico abaixo mostra a queda da participação da receita da venda de créditos de carbono na receita total do projeto.



**Gráfico 18: Receita da venda de créditos de carbono sobre a receita total**

A Taxa Interna de Retorno para esse cenário seria de 13,67%, ou seja, um aumento de 0,23% com relação ao cenário base, onde a TIR encontrada foi 13,44%. O aumento é relativamente baixo, mas se não houver risco, o investidor racional certamente realizará a venda dos créditos de carbono.

Porém, não foi considerado nenhum custo para obtenção dessa receita. Esse custo poderia ser, por exemplo, uma taxa cobrada pelo intermediador entre o Projeto Serosa e o comprador dos créditos de carbono.

Também não foi considerado nenhum tipo de investimento necessário para iniciar a venda dos créditos de carbono, como por exemplo, a contratação de uma consultoria para certificar a quantidade das emissões reduzidas pelo Parque Eólico Serosa.

Também foi considerado um preço fixo para os créditos de carbono, porém esse preço certamente sofreria variações, assim como a taxa de câmbio entre o euro e o real. Se o real se valorizasse com relação ao euro, a receita da venda de créditos de carbono seria reduzida.

E por fim, foi considerado um contrato de venda de créditos de carbono por todo o período de operação dos parques eólicos, ou seja, 20 anos. Porém, os contratos que são vistos no mercado de compra e venda de créditos de carbono costumam possuir um prazo mais curto de duração. Sendo assim, foram consideradas renovações sucessivas no contrato de venda de créditos de carbono, mas essa premissa pode ter sido muito otimista.

## 6. Conclusões

O preço da energia eólica no Brasil mostrou uma forte queda nos últimos anos, fazendo com que a fonte se tornasse competitiva, e com isso, a energia eólica começou a conquistar o seu espaço dentro da matriz energética brasileira.

A avaliação da viabilidade econômica dos projetos eólicos é de suma importância para que os investidores selecionem os melhores projetos, visto que os seus recursos são finitos. No caso do setor de geração de energia elétrica, os melhores critérios de avaliação são o Valor Presente Líquido e a Taxa Interna de Retorno, porém, a segunda é ainda mais utilizada.

A previsibilidade das receitas, a forte geração de caixa e as boas condições de financiamentos, são características que contribuem para que o setor de energia eólica seja visto com bons olhos pelos investidores.

Por ser um investimento de longo prazo e de risco relativamente baixo, os projetos de geração de energia elétrica costumam ser comparados com as taxas de juros de longo prazo. O cenário de queda nos juros do Brasil tem contribuído para que os investidores busquem outras alternativas de investimentos de longo prazo mais rentáveis, mas que tenham um risco razoavelmente baixo.

Todo projeto tem riscos inerentes à sua execução, portanto, para compreender as consequências desses riscos, a análise de sensibilidade se torna uma ferramenta útil. Mas também é muito importante compreender o funcionamento do setor e adotar premissas suficientemente conservadoras e tão precisas quanto possível.

A modelagem financeira realizada com as premissas adotadas mostra que o Projeto Serosa é economicamente viável, com uma TIR de 13,44%. Porém, a análise de sensibilidade mostra que erros na estimação de algumas premissas podem significar uma destruição de valor para os investidores, isto é, uma rentabilidade menor do que a taxa mínima de atratividade.

Fica a sugestão para futuros trabalhos a elaboração de simulações de Monte Carlo, para entender melhor a variabilidade na Taxa Interna de Retorno dos projetos de energia eólica. Isso forneceria uma análise de risco mais apurada, porém esse estudo necessitaria o conhecimento da variabilidade das premissas do projeto e a distribuição probabilística com a qual elas variam.

## Referências

DAMODARAN, Aswath. **Investment Valuation**. 2ª Ed. Wiley 2002

DAMODARAN, Aswath. **Finanças Corporativas Aplicadas**. Porto Alegre: Bookman. 2002.

MOTTA, Regis da Rocha; CALÔBA, Guilherme Marques. **Análise de Investimentos: tomada de decisão em projetos industriais**. São Paulo. 2009.

SECURATO, José Roberto. **Cálculo financeiro das tesourarias**. 2ª ed., São Paulo: Saint Paul, 1999.

MAXIM, L. D. & COOK, F. X. **Financial Risks Analysis**. American Management Association, 1972.

ROSS, Stephen; WESTERFIELD, Randolph; JAFFE, Jeffrey. **Administração Financeira: Corporate Finance**. 2 ed. São Paulo: Atlas, 2011.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios de Administração Financeira**. 7ª edição, São Paulo: editora Harbra, 2002.

ANBIMA. **Estrutura a Termo das Taxas de Juros Estimada e Inflação Implícita Metodologia**. 2010. Disponível em <[http://portal.anbima.com.br/informacoes-tecnicas/precos/ettj/Documents/est-termo\\_metodologia.pdf](http://portal.anbima.com.br/informacoes-tecnicas/precos/ettj/Documents/est-termo_metodologia.pdf)>. Acesso em: 02 nov. 2012.

ORDOÑEZ, Ramona. **Na Bahia, famílias vivem de vento**. O Globo, Caetité, 07 jul. 2012. Disponível em <<http://oglobo.globo.com/economia/na-bahia-familias-vivem-de-vento-5420145>>. Acesso em: 24 out. 2012.

[http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/GSR%202012/KeyFindings\\_portug\\_03.pdf](http://www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/GSR%202012/KeyFindings_portug_03.pdf), acessado em 12/10/2102

<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/kwes.pdf> , acessado em 03/10/2012.



[http://www.exxonmobil.com.br/BrazilPortuguese/PA/Files/Panorama\\_Energetico\\_Perspectivas2040.pdf](http://www.exxonmobil.com.br/BrazilPortuguese/PA/Files/Panorama_Energetico_Perspectivas2040.pdf) , acessado em 03/10/2012

<http://pt.wikipedia.org>, acessado em 03/10/2012

[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2012.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2012.pdf), acessado em 12/10/2012

<http://www.abeeolica.org.br>, acessado em 20/10/2012

[http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20120104\\_1.pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/S%C3%A9rie%20Estudos%20de%20Energia/20120104_1.pdf), acessado em 20/10/2012

<http://www.cepel.br/> , acessado em 20/10/2012

<http://www.eletobras.com/elb/natrilhadaenergia/meio-ambienteenergia/main.asp?View=%7B45B85458-35B3-40FE-BDDD-A6516025D40B%7D>, acessado em 23/10/2012

*<http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php?q=3#3>*, acessado em 27/10/2012

[http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas\\_par2\\_cap5.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas_par2_cap5.pdf), acessado em 27/10/2012

<http://brazilenergy.com.br/portfolio/brazil-wind/perfil-do-setor/>, acessado em 27/10/2012

## Apêndice 1: Demonstração de Resultados Projeto Serosa

Projeto Eólico Serosa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Receita Bruta</b>	0	0	92.128	96.808	101.639	106.213	110.992	115.987
<b>Deduções</b>	0	0	(3.900)	(4.098)	(4.303)	(4.496)	(4.699)	(4.910)
PIS/COFINS	0	0	(3.363)	(3.533)	(3.710)	(3.877)	(4.051)	(4.234)
Taxa ANEEL	0	0	(445)	(468)	(491)	(513)	(536)	(560)
Taxa CCEE	0	0	(92)	(97)	(102)	(106)	(111)	(116)
<b>Receita Líquida</b>	0	0	88.228	92.710	97.336	101.717	106.294	111.077
<b>Custos Operacionais</b>	(607)	(640)	(12.967)	(13.628)	(14.301)	(14.953)	(15.626)	(16.329)
<b>Custos Fixos</b>	(607)	(640)	(12.967)	(13.628)	(14.301)	(14.953)	(15.626)	(16.329)
O&M Fixo	0	0	(5.911)	(6.211)	(6.521)	(6.814)	(7.121)	(7.442)
Arrendamento	(607)	(640)	(674)	(708)	(743)	(777)	(812)	(848)
TUST	0	0	(6.382)	(6.709)	(7.036)	(7.361)	(7.693)	(8.039)
<b>Lucro Bruto</b>	(607)	(640)	75.262	79.082	83.036	86.764	90.668	94.748
<b>Despesas Operacionais</b>	(1.898)	(2.000)	(4.720)	(4.959)	(5.207)	(5.441)	(5.686)	(5.942)
<b>Despesas Administrativas</b>	(1.898)	(2.000)	(2.107)	(2.214)	(2.324)	(2.429)	(2.538)	(2.652)
Fase Pré-Operacional	(1.898)	(2.000)	0	0	0	0	0	0
Fase Operacional	0	0	(2.107)	(2.214)	(2.324)	(2.429)	(2.538)	(2.652)
<b>Seguro Operacional</b>	0	0	(1.208)	(1.270)	(1.333)	(1.393)	(1.456)	(1.521)
<b>O&amp;M Fora da Garantia</b>	0	0	(1.405)	(1.476)	(1.550)	(1.619)	(1.692)	(1.768)

Projeto Eólico Serosa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>EBITDA</b>	<b>(2.505)</b>	<b>(2.640)</b>	<b>70.542</b>	<b>74.123</b>	<b>77.829</b>	<b>81.323</b>	<b>84.982</b>	<b>88.806</b>
<i>Margem EBITDA</i>			80%	80%	80%	80%	80%	80%
<b>Depreciação</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>
<b>EBIT</b>	<b>(2.505)</b>	<b>(2.640)</b>	<b>36.133</b>	<b>39.714</b>	<b>43.419</b>	<b>46.913</b>	<b>50.573</b>	<b>54.397</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(12.380)</b>	<b>(36.543)</b>	<b>(43.957)</b>	<b>(36.743)</b>	<b>(34.256)</b>	<b>(31.770)</b>	<b>(29.283)</b>	<b>(26.796)</b>
Receitas Financeiras	0	0	614	1.178	1.143	1.109	1.074	1.040
Despesas Financeiras	(9.890)	(29.196)	(39.611)	(37.920)	(35.399)	(32.878)	(30.357)	(27.836)
Fiança Bancária	(2.489)	(7.348)	(4.959)	0	0	0	0	0
<b>EBT</b>	<b>(14.885)</b>	<b>(39.183)</b>	<b>(7.824)</b>	<b>2.971</b>	<b>9.163</b>	<b>15.144</b>	<b>21.290</b>	<b>27.601</b>
<b>Impostos</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(2.814)</b>	<b>(2.958)</b>	<b>(3.106)</b>	<b>(3.247)</b>	<b>(3.395)</b>	<b>(3.548)</b>
IRPJ	0	0	(1.106)	(1.162)	(1.220)	(1.275)	(1.332)	(1.392)
IRPJ incremental	0	0	(713)	(750)	(789)	(826)	(864)	(904)
CSLL	0	0	(995)	(1.046)	(1.098)	(1.147)	(1.199)	(1.253)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>(14.885)</b>	<b>(39.183)</b>	<b>(10.638)</b>	<b>13</b>	<b>6.057</b>	<b>11.896</b>	<b>17.895</b>	<b>24.052</b>

<b>Projeto Eólico Serosa</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
<b>Receita Bruta</b>	<b>121.206</b>	<b>126.661</b>	<b>132.360</b>	<b>138.317</b>	<b>144.541</b>	<b>151.045</b>	<b>157.842</b>	<b>164.945</b>
<b>Deduções</b>	<b>(5.131)</b>	<b>(5.362)</b>	<b>(5.603)</b>	<b>(5.855)</b>	<b>(6.119)</b>	<b>(6.394)</b>	<b>(6.682)</b>	<b>(6.982)</b>
<b>PIS/COFINS</b>	<b>(4.424)</b>	<b>(4.623)</b>	<b>(4.831)</b>	<b>(5.049)</b>	<b>(5.276)</b>	<b>(5.513)</b>	<b>(5.761)</b>	<b>(6.020)</b>
<b>Taxa ANEEL</b>	<b>(586)</b>	<b>(612)</b>	<b>(640)</b>	<b>(668)</b>	<b>(698)</b>	<b>(730)</b>	<b>(763)</b>	<b>(797)</b>
<b>Taxa CCEE</b>	<b>(121)</b>	<b>(127)</b>	<b>(132)</b>	<b>(138)</b>	<b>(145)</b>	<b>(151)</b>	<b>(158)</b>	<b>(165)</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>116.075</b>	<b>121.299</b>	<b>126.757</b>	<b>132.461</b>	<b>138.422</b>	<b>144.651</b>	<b>151.160</b>	<b>157.963</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(17.064)</b>	<b>(17.831)</b>	<b>(18.634)</b>	<b>(19.472)</b>	<b>(20.349)</b>	<b>(21.264)</b>	<b>(22.221)</b>	<b>(23.221)</b>
<b>Custos Fixos</b>	<b>(17.064)</b>	<b>(17.831)</b>	<b>(18.634)</b>	<b>(19.472)</b>	<b>(20.349)</b>	<b>(21.264)</b>	<b>(22.221)</b>	<b>(23.221)</b>
O&M Fixo	<i>(7.776)</i>	<i>(8.126)</i>	<i>(8.492)</i>	<i>(8.874)</i>	<i>(9.274)</i>	<i>(9.691)</i>	<i>(10.127)</i>	<i>(10.583)</i>
Arrendamento	<i>(887)</i>	<i>(926)</i>	<i>(968)</i>	<i>(1.012)</i>	<i>(1.057)</i>	<i>(1.105)</i>	<i>(1.154)</i>	<i>(1.206)</i>
TUST	<i>(8.401)</i>	<i>(8.779)</i>	<i>(9.174)</i>	<i>(9.586)</i>	<i>(10.018)</i>	<i>(10.469)</i>	<i>(10.940)</i>	<i>(11.432)</i>
<b>Lucro Bruto</b>	<b>99.012</b>	<b>103.467</b>	<b>108.123</b>	<b>112.989</b>	<b>118.073</b>	<b>123.387</b>	<b>128.939</b>	<b>134.741</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(6.209)</b>	<b>(6.489)</b>	<b>(6.781)</b>	<b>(7.086)</b>	<b>(7.405)</b>	<b>(7.738)</b>	<b>(8.086)</b>	<b>(8.450)</b>
<b>Despesas Administrativas</b>	<b>(2.772)</b>	<b>(2.897)</b>	<b>(3.027)</b>	<b>(3.163)</b>	<b>(3.305)</b>	<b>(3.454)</b>	<b>(3.610)</b>	<b>(3.772)</b>
Fase Pré-Operacional	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Fase Operacional	<i>(2.772)</i>	<i>(2.897)</i>	<i>(3.027)</i>	<i>(3.163)</i>	<i>(3.305)</i>	<i>(3.454)</i>	<i>(3.610)</i>	<i>(3.772)</i>
<b>Seguro Operacional</b>	<b>(1.590)</b>	<b>(1.661)</b>	<b>(1.736)</b>	<b>(1.814)</b>	<b>(1.896)</b>	<b>(1.981)</b>	<b>(2.070)</b>	<b>(2.163)</b>
<b>O&amp;M Fora da Garantia</b>	<b>(1.848)</b>	<b>(1.931)</b>	<b>(2.018)</b>	<b>(2.109)</b>	<b>(2.204)</b>	<b>(2.303)</b>	<b>(2.406)</b>	<b>(2.515)</b>

<b>Projeto Eólico Serosa</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>
<b>EBITDA</b>	<b>92.803</b>	<b>96.979</b>	<b>101.343</b>	<b>105.903</b>	<b>110.669</b>	<b>115.649</b>	<b>120.853</b>	<b>126.292</b>
<i>Margem EBITDA</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>
<b>Depreciação</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>
<b>EBIT</b>	<b>58.393</b>	<b>62.569</b>	<b>66.933</b>	<b>71.494</b>	<b>76.260</b>	<b>81.240</b>	<b>86.444</b>	<b>91.882</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(24.309)</b>	<b>(21.822)</b>	<b>(19.335)</b>	<b>(16.847)</b>	<b>(14.359)</b>	<b>(11.871)</b>	<b>(9.382)</b>	<b>(6.893)</b>
Receitas Financeiras	1.006	972	938	905	872	839	807	775
Despesas Financeiras	(25.315)	(22.794)	(20.273)	(17.752)	(15.231)	(12.710)	(10.189)	(7.668)
Fiança Bancária	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>EBT</b>	<b>34.084</b>	<b>40.747</b>	<b>47.599</b>	<b>54.647</b>	<b>61.901</b>	<b>69.369</b>	<b>77.062</b>	<b>84.989</b>
<b>Impostos</b>	<b>(3.709)</b>	<b>(3.877)</b>	<b>(4.053)</b>	<b>(4.236)</b>	<b>(4.428)</b>	<b>(4.628)</b>	<b>(4.838)</b>	<b>(5.056)</b>
IRPJ	(1.454)	(1.520)	(1.588)	(1.660)	(1.734)	(1.813)	(1.894)	(1.979)
IRPJ incremental	(946)	(989)	(1.035)	(1.083)	(1.132)	(1.184)	(1.239)	(1.296)
CSLL	(1.309)	(1.368)	(1.429)	(1.494)	(1.561)	(1.631)	(1.705)	(1.781)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>30.375</b>	<b>36.870</b>	<b>43.546</b>	<b>50.411</b>	<b>57.473</b>	<b>64.741</b>	<b>72.224</b>	<b>79.933</b>

<b>Projeto Eólico Serosa</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>
<b>Receita Bruta</b>	<b>172.368</b>	<b>180.124</b>	<b>188.230</b>	<b>196.700</b>	<b>205.552</b>	<b>214.801</b>
<b>Deduções</b>	<b>(7.297)</b>	<b>(7.625)</b>	<b>(7.968)</b>	<b>(8.327)</b>	<b>(8.701)</b>	<b>(9.093)</b>
<b>PIS/COFINS</b>	<b>(6.291)</b>	<b>(6.575)</b>	<b>(6.870)</b>	<b>(7.180)</b>	<b>(7.503)</b>	<b>(7.840)</b>
<b>Taxa ANEEL</b>	<b>(833)</b>	<b>(870)</b>	<b>(909)</b>	<b>(950)</b>	<b>(993)</b>	<b>(1.038)</b>
<b>Taxa CCEE</b>	<b>(172)</b>	<b>(180)</b>	<b>(188)</b>	<b>(197)</b>	<b>(206)</b>	<b>(215)</b>
<b>Receita Líquida</b>	<b>165.071</b>	<b>172.499</b>	<b>180.262</b>	<b>188.373</b>	<b>196.850</b>	<b>205.708</b>
<b>Custos Operacionais</b>	<b>(24.266)</b>	<b>(25.358)</b>	<b>(26.499)</b>	<b>(27.692)</b>	<b>(28.938)</b>	<b>(30.240)</b>
<b>Custos Fixos</b>	<b>(24.266)</b>	<b>(25.358)</b>	<b>(26.499)</b>	<b>(27.692)</b>	<b>(28.938)</b>	<b>(30.240)</b>
O&M Fixo	<i>(11.059)</i>	<i>(11.557)</i>	<i>(12.077)</i>	<i>(12.620)</i>	<i>(13.188)</i>	<i>(13.781)</i>
Arrendamento	<i>(1.261)</i>	<i>(1.317)</i>	<i>(1.377)</i>	<i>(1.439)</i>	<i>(1.503)</i>	<i>(1.571)</i>
TUST	<i>(11.946)</i>	<i>(12.484)</i>	<i>(13.046)</i>	<i>(13.633)</i>	<i>(14.246)</i>	<i>(14.888)</i>
<b>Lucro Bruto</b>	<b>140.805</b>	<b>147.141</b>	<b>153.762</b>	<b>160.682</b>	<b>167.912</b>	<b>175.468</b>
<b>Despesas Operacionais</b>	<b>(8.830)</b>	<b>(9.228)</b>	<b>(9.643)</b>	<b>(10.077)</b>	<b>(10.530)</b>	<b>(11.004)</b>
<b>Despesas Administrativas</b>	<b>(3.942)</b>	<b>(4.119)</b>	<b>(4.305)</b>	<b>(4.498)</b>	<b>(4.701)</b>	<b>(4.912)</b>
Fase Pré-Operacional	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
Fase Operacional	<i>(3.942)</i>	<i>(4.119)</i>	<i>(4.305)</i>	<i>(4.498)</i>	<i>(4.701)</i>	<i>(4.912)</i>
<b>Seguro Operacional</b>	<b>(2.261)</b>	<b>(2.362)</b>	<b>(2.469)</b>	<b>(2.580)</b>	<b>(2.696)</b>	<b>(2.817)</b>
<b>O&amp;M Fora da Garantia</b>	<b>(2.628)</b>	<b>(2.746)</b>	<b>(2.870)</b>	<b>(2.999)</b>	<b>(3.134)</b>	<b>(3.275)</b>

<b>Projeto Eólico Serosa</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>
<b>EBITDA</b>	<b>131.975</b>	<b>137.913</b>	<b>144.120</b>	<b>150.605</b>	<b>157.382</b>	<b>164.464</b>
<i>Margem EBITDA</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>	<i>80%</i>
<b>Depreciação</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>	<b>(34.409)</b>
<b>EBIT</b>	<b>97.565</b>	<b>103.504</b>	<b>109.710</b>	<b>116.196</b>	<b>122.973</b>	<b>130.055</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(4.404)</b>	<b>(1.915)</b>	<b>(36)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Receitas Financeiras	743	711	331	0	0	0
Despesas Financeiras	(5.147)	(2.626)	(368)	0	0	0
Fiança Bancária	0	0	0	0	0	0
<b>EBT</b>	<b>93.161</b>	<b>101.590</b>	<b>109.674</b>	<b>116.196</b>	<b>122.973</b>	<b>130.055</b>
<b>Impostos</b>	<b>(5.285)</b>	<b>(5.524)</b>	<b>(5.773)</b>	<b>(6.034)</b>	<b>(6.307)</b>	<b>(6.592)</b>
IRPJ	(2.068)	(2.161)	(2.259)	(2.360)	(2.467)	(2.578)
IRPJ incremental	(1.355)	(1.417)	(1.482)	(1.550)	(1.620)	(1.694)
CSLL	(1.862)	(1.945)	(2.033)	(2.124)	(2.220)	(2.320)
<b>Lucro Líquido</b>	<b>87.876</b>	<b>96.066</b>	<b>103.900</b>	<b>110.161</b>	<b>116.666</b>	<b>123.463</b>

## Apêndice 2: Fluxo de Caixa Projeto Serosa

Projeto Eólico Serosa	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Lucro Líquido	(14.885)	(39.183)	(10.638)	13	6.057	11.896	17.895	24.052
(+) Juros Capitalizados	9.890	29.196	19.706	0	0	0	0	0
D&A	0	0	34.409	34.409	34.409	34.409	34.409	34.409
Capital de Giro	0	0	(7.677)	(390)	(403)	(381)	(398)	(416)
Capex	(335.203)	(352.983)	0	0	0	0	0	0
Financiamento	222.705	222.705	(34.931)	(30.959)	(30.957)	(30.958)	(30.961)	(30.965)
<i>Entrada de Financiamento</i>	222.705	222.705	0	0	0	0	0	0
<i>Amortização</i>	0	0	(15.756)	(31.513)	(31.513)	(31.513)	(31.513)	(31.513)
<i>Conta Reserva</i>	0	0	(19.175)	554	556	555	551	548
<b>Fluxo de Caixa Alavancado</b>	<b>(117.492)</b>	<b>(140.265)</b>	<b>869</b>	<b>3.074</b>	<b>9.107</b>	<b>14.967</b>	<b>20.945</b>	<b>27.080</b>

Projeto Eólico Serosa	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Lucro Líquido	30.375	36.870	43.546	50.411	57.473	64.741	72.224	79.933
(+) Juros Capitalizados	0	0	0	0	0	0	0	0
D&A	34.409	34.409	34.409	34.409	34.409	34.409	34.409	34.409
Capital de Giro	(435)	(455)	(475)	(496)	(519)	(542)	(566)	(592)
Capex	0	0	0	0	0	0	0	0
Financiamento	(30.969)	(30.972)	(30.977)	(30.981)	(30.985)	(30.990)	(30.995)	(31.000)
<i>Entrada de Financiamento</i>	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Amortização</i>	(31.513)	(31.513)	(31.513)	(31.513)	(31.513)	(31.513)	(31.513)	(31.513)
<i>Conta Reserva</i>	544	540	536	532	527	523	518	513
<b>Fluxo de Caixa Alavancado</b>	<b>33.381</b>	<b>39.852</b>	<b>46.504</b>	<b>53.343</b>	<b>60.378</b>	<b>67.618</b>	<b>75.072</b>	<b>82.750</b>



<b>Projeto Eólico Serosa</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>
Lucro Líquido	87.876	96.066	103.900	110.161	116.666	123.463	0
(+) Juros Capitalizados	0	0	0	0	0	0	0
D&A	34.409	34.409	34.409	34.409	34.409	34.409	0
Capital de Giro	(619)	(646)	(675)	(706)	(738)	(771)	17.900
Capex	0	0	0	0	0	0	0
Financiamento	(31.005)	(31.011)	(4.587)	0	0	0	0
<i>Entrada de Financiamento</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Amortização</i>	<i>(31.513)</i>	<i>(31.513)</i>	<i>(15.756)</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>Conta Reserva</i>	<i>508</i>	<i>502</i>	<i>11.169</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<b>Fluxo de Caixa Alavancado</b>	<b>90.662</b>	<b>98.818</b>	<b>133.047</b>	<b>143.865</b>	<b>150.338</b>	<b>157.102</b>	<b>17.900</b>