

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**GUSTAVO CAMILO ROSERO ZÚÑIGA**

**PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO PARA USINAS  
EÓLICAS ATRAVÉS DA SUA ENERGIA FIRME**

Porto Alegre

2015

**GUSTAVO CAMILO ROSERO ZÚÑIGA**

**Proposta de Regulamentação para usinas Eólicas Através da sua  
Energia Firme**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Energia

**ORIENTADOR: Dr. Roberto Chouhy Leborgne**

Porto Alegre

2015

**GUSTAVO CAMILO ROSERO ZÚÑIGA**

## **Proposta de Regulamentação para Usinas Eólicas através da sua Energia Firme**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology -

Gotemburgo, Suécia

Banca Examinadora:

Prof. Dra. Adriane Prisco Petry, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Prof. Dr. Felipe Hernández García, FURG

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil.

Coordenador do PPGEE: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Luís Fernando Alves Pereira

Porto Alegre, 26 de junho de 2015.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais, em especial pela dedicação e apoio em todos os momentos difíceis.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade de realização de trabalhos em minha área de pesquisa.

Aos colegas do PPGEE pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e apoio na revisão deste trabalho.

À CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

## RESUMO

Dentro das fontes renováveis de energia, a energia eólica é uma das mais estudadas e que tem uma importante participação na capacidade instalada no mundo. Porém, é uma alternativa que está concentrada em poucos países como uma verdadeira opção para cobrir a demanda de energia elétrica. As principais razões dessa concentração estão ligadas a questões climáticas, econômicas e de regulamentação. Em relação à questão econômica a principal limitação é o custo da energia em comparação com fontes tradicionais; na questão de regulamentação o limitante é a carência de métodos de cálculo e regras que incentivem a instalação de usinas. Para vencer essas limitações é proposta uma regulamentação do tipo econômica baseada na energia firme das usinas eólicas. A influência desse incentivo pode ser medida no comportamento de uma usina eólica hipotética atuando sem regulamentação no mercado elétrico e em um cenário com a regulamentação proposta. A energia firme é um conceito que existe para fontes hidráulicas e térmicas. Usando esse conceito com as características da energia eólica, é possível desenvolver uma metodologia de cálculo que incentiva a implementação de projetos em países com escassa tradição eólica. O resultado permite calcular um fator característico de energia firme para cada tipo de aerogerador e uma forma de remuneração que atua no valor presente líquido do projeto.

**Palavras-chave: Energia Eólica, Energia Firme, Regulamentação Econômica, Custo Nivelado da energia.**

## **ABSTRACT**

Among renewable energy sources, wind energy is one of the most studied and has an important stake in installed capacity in the world. However, it is an alternative concentrated in a few countries as a real option to cover the energy demand. The main reasons for this concentration are linked to climate, economic and regulatory issues. Regarding the economic issue the main limitation is the cost of energy production in comparison to other sources; the limitation of the regulatory issue is the lack of calculation methods and rules that encourage the installation of wind power plants. To overcome these limitations, it is proposed an economic regulation based on firm energy of wind farms. The influence of this incentive can be measured in the behavior of a hypothetical wind farm operating in an electricity market without regulation and in a scenario with the proposed regulation. The firm energy is a concept that exists for hydraulic and thermal sources. Using this concept with the characteristics of wind power, it is possible to develop a methodology for calculation that encourages the implementation of projects in countries with small wind power installed capacity. The result allows calculating a characteristic factor of firm energy for each type of wind turbine and a method of remuneration, which operates on the net present value of a project.

**Keywords: Wind Energy. Firm Energy. Economic Regulation. Levelized Cost of Energy**

## Sumário

<b>1 INTRODUÇÃO</b> .....	12
<b>1.1 MOTIVAÇÃO</b> .....	13
<b>1.2 OBJETIVOS</b> .....	16
<b>1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO</b> .....	16
<b>2 FORMAS DE INCENTIVOS À ENERGIA EÓLICA</b> .....	17
<b>2.1 POLÍTICAS BASEADAS NO PREÇO</b> .....	17
2.1.1 Tarifas <i>Feed-In</i> .....	17
2.1.2 Sistema de Prêmio Fixo .....	18
2.1.3 Valoração das Emissões de Carbono .....	18
2.1.4 Incentivos aos investidores.....	18
<b>2.2 POLÍTICAS BASEADAS NA QUANTIDADE</b> .....	19
2.2.1 Metas de energia Renovável .....	19
2.2.2 Sistema de Leilões .....	19
2.2.3 Sistema de Cotas/Certificados Verdes .....	20
<b>2.3 POLÍTICAS BASEADAS NA REGULAMENTAÇÃO</b> .....	20
2.3.1 Medidas Fiscais .....	20
2.3.2 Políticas da Regulamentação Interna .....	21
<b>2.4 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS</b> .....	22
2.4.1 Caso da Alemanha .....	22
2.4.2 Caso do Reino Unido .....	27
2.4.3 Caso do Brasil .....	29
<b>3. PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO</b> .....	35
3.1 CONSIDERAÇÕES .....	42
3.2 VANTAGENS DA METODOLOGIA .....	45
<b>4. ANÁLISE DA USINA EÓLICA SEM INCENTIVOS</b> .....	46
4.1 ESTUDO DE CASO .....	46
4.2 CUSTO NIVELADO DA ENERGIA .....	49
4.3 RESULTADOS .....	52
4.4 COMPARAÇÃO COM PLANTAS TERMOELÉTRICAS .....	60
<b>5. ANÁLISE DA USINA EÓLICA COM INCENTIVOS</b> .....	66
5.1 APLICAÇÃO DA REGULAMENTAÇÃO PROPOSTA .....	66
5.2 RESULTADOS .....	71
<b>6. CONCLUSÃO</b> .....	75
6.1 TRABALHOS FUTUROS .....	76
<b>REFERÊNCIAS</b> .....	77
<b>ANEXOS</b> .....	81
ANEXO 1 .....	81
ANEXO 2 .....	97



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Capacidade Instalada de Energia Eólica no Mundo.....	12
Figura 2. Países com a Maior Capacidade Instalada .....	14
Figura 3. Evolução dos preços da energia eólica na Alemanha no período da Lei <i>Feed-in</i> .....	23
Figura 4. Evolução da Capacidade Instalada.....	25
Figura 5. Projeção do Preço Médio na Tarifa de um Consumidor para Manutenção da Lei de Energia Renovável.....	26
Figura 6. Capacidade Instalada no Brasil.....	31
Figura 7. Preço médio da energia nos leilões antes de 2010.....	32
Figura 8. Média dos deságios por fonte.....	33
Figura 9. Média dos Preços Anuais das Principais Fontes Alternativas.....	33
Figura 10. Curva de potência em função da velocidade do vento de um aerogerador.....	37
Figura 11. Média da densidade de potência no mês de julho.....	46
Figura 12. Área com maior potencial eólico.....	47
Figura 13. Custo da energia com FD = 95% e Taxa de Desconto de 10%.....	53
Figura 14. Custo da energia com FD = 98% e Taxa de Desconto de 10%.....	53
Figura 15. Custo da energia com FD = 95% e Taxa de Desconto de 15%.....	54
Figura 16. Custo da energia com FD = 98% e Taxa de Desconto de 15%.....	55
Figura 17. Custos da Energia para o caso Colombiano.....	57
Figura 18. Preços Atualizados para o Mercado Spot e o Mercado Regulado.....	58
Figura 19. TIR das Termoelétricas.....	65
Figura 20. Fluxograma da metodologia de cálculo.....	66
Figura 21. Volatilidade dos preços para o Mercado Spot.....	70
Figura 22. Incremento do VPL considerando a Energia Firme dos Projetos.....	72
Figura 23. Incremento do VPL considerando a Energia Firme dos Projetos.....	73
Figura 24. Incremento do VPL considerando a Energia Firme dos Projetos.....	73
Figura 25. Incremento do VPL considerando a Energia Firme dos Projetos.....	74

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Capacidade total instalada no mundo .....	13
Tabela 2. Capacidade total instalada no América Latina .....	15
Tabela 3. Variação no Custo da Energia Eólica considerando Isenção de Impostos .....	21
Tabela 4. Taxa de Redução Anual e Tarifas Pagas na Lei de Energia Renovável .....	24
Tabela 5. Taxa de Redução Anual e Tarifas Pagas na Lei de Energia Renovável, após revisão em 2004 .....	25
Tabela 6. Resultados dos Sistemas de Incentivos para o Reino Unido .....	28
Tabela 7. Capacidade Instalada no Brasil antes da Criação do PROINFA .....	30
Tabela 8. Preços Médios de venda dos projetos impulsados pelo PROINFA .....	34
Tabela 9. Relação da velocidade do vento para cada mês do ano, medida a 50 m de altura ...	48
Tabela 10. Geração de <i>Jepirachi</i> em cada mês do ano.....	49
Tabela 11. Fatores de Capacidade Escolhidos para os Cálculos .....	51
Tabela 12. Resumo das Variáveis para o Cálculo do CNE .....	52
Tabela 13. Custos e suas equivalências dos casos extremos do custo da energia .....	56
Tabela 14. Dados para o cálculo do custo da energia na Colômbia .....	56
Tabela 15. Relação dos Projetos com os Preços de Compra de Energia.....	59
Tabela 16. Custos de Investimento Necessários para obter uma TIR de 10% .....	60
Tabela 17. Dados para o Cálculo do Custo Nivelado da Energia de Usinas Termoelétricas ...	61
Tabela 18. Custo da Energia das termoelétricas.....	62
Tabela 19. IHF para Termoelétricas .....	63
Tabela 20. Dados relacionados com a energia firme da Termoelétrica a Carvão .....	64
Tabela 21. Dados relacionados com a energia firme da Termoelétrica a Gás.....	64
Tabela 22. Parâmetros para o Cálculo da Densidade do Ar .....	67
Tabela 23. Especificações Técnicas para Diferentes Tipos de Aerogeradores WOB BEN WindPower ENERCON .....	68
Tabela 24. Resultados da Potência Mínima e Fator de Ajuste .....	68
Tabela 25. Energia Firme que pode ofertar um determinado Parque eólico .....	69
Tabela 26. Resumo dos Valores relevantes para os Cálculos Finais.....	71
Tabela 27. Parâmetros Modificáveis dos Valores Relacionados à Energia Firme.....	81
Tabela 28. Parâmetros para o Custo Nivelado da Energia .....	81
Tabela 29. Despesas do Custo Nivelado da Energia .....	82
Tabela 30. Avaliação do Projeto.....	83
Tabela 31. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 10% e FD = 90%. .....	84
Tabela 32. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 10% e FD = 95%. .....	84
Tabela 33. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 10% e FD = 98%. .....	85
Tabela 34. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 10% e FD = 100%. .....	85
Tabela 35. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 15% e FD = 90%. .....	86
Tabela 36 Custos da Energia com uma taxa de desconto de 15% e FD = 95%. .....	86
Tabela 37. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 15% e FD = 98%. .....	87
Tabela 38. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 15% e FD = 100%. .....	87
Tabela 39. Usinas Eólicas em Operação Comercial Relacionadas com o ONS.....	89

Tabela 40. Parâmetros para o cálculo da energia variando os impostos .....	90
Tabela 41. Taxa de Câmbio de Real Brasileiro a Peso Colombiano .....	93
Tabela 42. Taxa de Câmbio de Peso Colombiano a Dólar - Ano 2014.....	95
Tabela 43. Cálculo do Preço Spot .....	95
Tabela 44. Cálculo do Preço Regulado .....	96
Tabela 45. Cálculo Médio da Volatilidade dos Preços do Mercado Elétrico.....	96
Tabela 46. Parâmetros utilizados para Planta de Carvão.....	97
Tabela 47. Custos da Planta de Carvão Atualizados .....	97
Tabela 48. Parâmetros utilizados para Planta de Carvão.....	98
Tabela 49. Custos da Planta de Gás Atualizados .....	98

## LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCC: Conta de Consumo de Combustível

CNE: Custo Nivelado da Energia

CREG: *Comisión de Regulación de Energía e Gas*

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

EPM: *Empresas Públicas de Medellín*

LER: Leilão de Energia de Reserva

LFA: Leilão de Fontes Alternativas

MME: Ministério de Minas e Energia

NFFO: *Non-Fossil Fuel Obligation*

ONS: Operador Nacional do Sistema

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RO: *Renewable Obligation*

TIR: Taxa Interna de Retorno

UPME: *Unidad de Planeación Minero-Energético*

VPL: Valor Presente Líquido

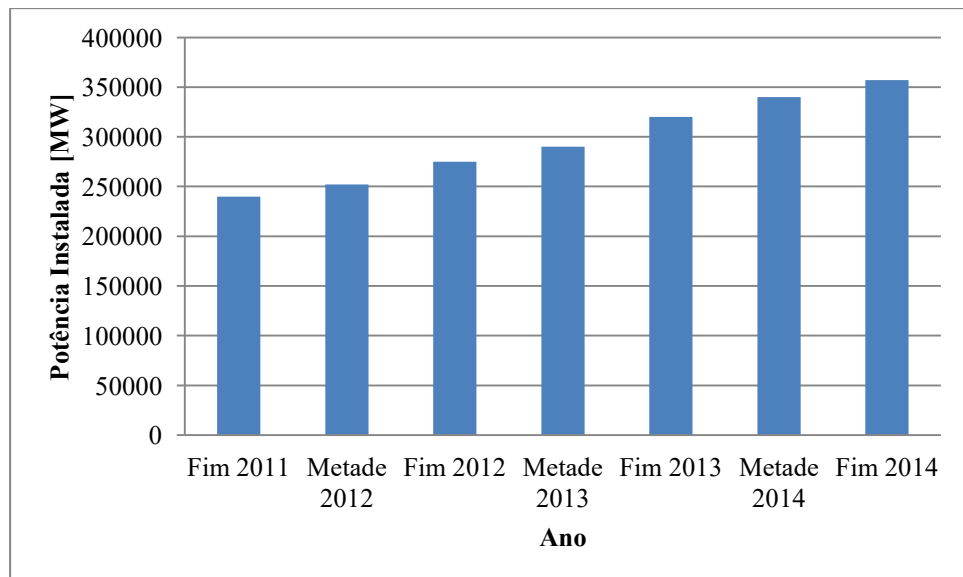
## 1 INTRODUÇÃO

A contaminação pela queima de combustíveis fósseis e as mudanças climáticas são problemas essenciais no contexto atual dos tópicos de ciência e engenharia, que estão associados diretamente com o desenvolvimento sustentável e um adequado aproveitamento dos recursos naturais.

Na engenharia elétrica, principalmente em temas relacionados com os sistemas de potência, a tendência mundial é desenvolver projetos nos quais a geração seja feita com recursos renováveis, que possam ser uma alternativa viável para substituir os métodos tradicionais e predominantes na maioria dos países, ou seja, aqueles baseados em combustíveis fósseis. Apresenta-se assim uma necessidade de encontrar fontes que forneçam energia no longo prazo.

Dentro das fontes renováveis a energia eólica tem sido uma das mais estudadas e que tem apresentado importantes avanços nas últimas décadas, de acordo com a Figura 1, a capacidade instalada até o final de 2014 foi aproximadamente de 360 GW.

Por tanto a energia eólica mostra-se como uma alternativa importante na matriz energética dos países que tenham as condições naturais necessárias para explorar este tipo de geração.



**Figura 1. Capacidade Instalada de Energia Eólica no Mundo**

Fonte: (THE WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2014)

## 1.1 Motivação

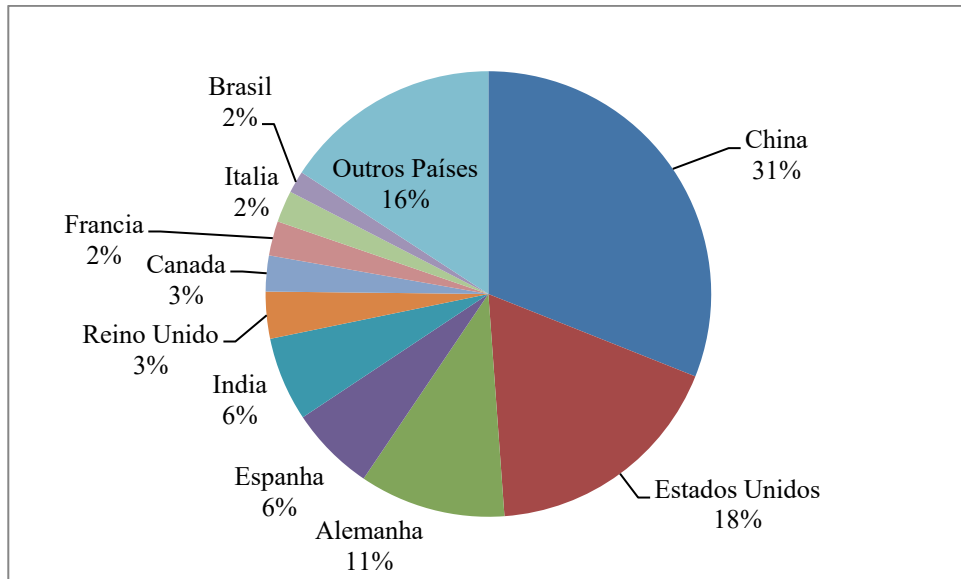
A energia eólica tem sido a tecnologia de recursos renováveis com o crescimento mais rápido desde a década de 90, em termos de porcentagem de crescimento anual da capacidade instalada por tecnologia de fonte. Porém, o crescimento é pouco uniforme no mundo. Europa e Ásia têm a maior participação como continentes. A Tabela 1 apresenta essa situação.

**Tabela 1. Capacidade total instalada no mundo**

<b>Capacidade Total Instalada (MW)</b>		
<b>Região</b>	<b>Fim de 2013</b>	<b>Fim de 2014</b>
África e Médio Oriente	1602	2535
Ásia	115968	141964
Europa	121573	13007
América Latina e Caribe	4777	8526
América do Norte	70850	78124
Região Pacífico	3874	4441
<b>Total</b>	<b>318644</b>	<b>369597</b>

Fonte: (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2014)

A Figura 2 apresenta os dez países com as maiores quantidades de potência instalada no mundo até o fim de 2014. É interessante observar que somente nesses dez países se concentra 84,8% do total no mundo, ou seja, existe uma grande concentração em torno dessa forma de geração renovável. Em países como Espanha e França as regulamentações que foram propostas no começo para expansão não estão atingindo os objetivos nos últimos anos; a nova capacidade instalada do ano 2014 diminuiu em 84% e 65%, respectivamente, em relação ao ano anterior (THE WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2014). Pelo contrário, o Brasil assegurou uma expansão exitosa com um sistema atual de leilões em fontes alternativas, caso que o levou a ser o terceiro país com a maior taxa de crescimento, ficando só atrás dos tradicionais China e Índia no final de 2013 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2013).



**Figura 2. Países com a Maior Capacidade Instalada**

Fonte: (GERMAN WIND ENERGY ASSOCIATION, 2014)

Na Europa, embora se tenha uma nova participação de países como Polônia (894 MW), Suécia (724 MW) e România (695 MW), é claro que a concentração é grande, onde a Alemanha e o Reino Unido somam 46% do total no continente (GERMAN WIND ENERGY ASSOCIATION, 2014).

Ásia é o continente líder em energia eólica, onde seu principal representante é a China com a maior capacidade instalada no nível mundial. Em 2014, adicionou 7,1 GW no seu sistema e teve uma representação de 41% das novas turbinas eólicas que se venderam no mundo. Junto com a Índia, representam 96% do total no continente (THE WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2014).

Na América Latina, o Brasil é o país mais destacado em energia eólica, o qual até o final do ano 2013 tem uma participação de 72,6% na região e é uma referência para os países vizinhos no planejamento e execução de projetos eólicos, segundo pode ser observado na Tabela 2.

**Tabela 2. Capacidade total instalada no América Latina**

<b>Potência Instalada (MW)</b>			
<b>País</b>	<b>Fim de 2012</b>	<b>Fim de 2013</b>	<b>Fim de 2014</b>
Brasil	2508	3461	5939
Chile	205	335	836
Argentina	142	218	271
Costa Rica	148	148	198
Nicarágua	146	146	186
Honduras	102	102	152
Uruguai	56	59	464
Colômbia	20	20	20
Caribe	136	136	250
Outros	34	54	63
<b>Total</b>	<b>3530</b>	<b>4764</b>	<b>8379</b>

Fonte: (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2013)

Após se observar os casos dos continentes e alguns países, a visão geral é que a energia eólica tem uma forte concentração em determinados países. Esta concentração em alguns deles como Alemanha, é devido a um aprendizado tecnológica e de conhecimento acumulado na área, em outros como no caso do Brasil deve-se a decisões no planejamento energético, investimento e adequada regulamentação.

Muitos países não deram suficiente importância à diversificação das suas matrizes elétricas e a gerar energia elétrica com fonte eólica. Isto aconteceu principalmente por:

- Elevados custos de instalação dos parques eólicos em comparação com outras fontes primárias.
- Pouca disponibilidade de dados necessários para os estudos preliminares.
- Pouca inclusão nos planejamentos energéticos.
- Regulamentação focada exclusivamente nas fontes de geração predominantes.

Cada uma destas razões pode ser afrontada de uma perspectiva de regulamentação, porque permite influir nos custos de instalação e no planejamento do setor através de incentivos ou modificações na organização do mercado elétrico.

Assim, a principal motivação deste trabalho de mestrado é pesquisar os possíveis incentivos para instalar parques eólicos em países que ainda não desenvolveram este tipo de geração, prover ferramentas de cálculo que permitam avaliar a possível implementação dos projetos e confrontar resultados em um estudo de caso detalhado.



## 1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo geral desenvolver uma proposta de regulamentação baseada na energia firme das usinas eólicas e uma metodologia de remuneração para pagar essa energia, desenvolvendo um incentivo a favor de projetos eólicos.

### Objetivos específicos:

- Encontrar o fator que determina a porcentagem de energia firme de uma usina eólica.
- Utilizar o custo nivelado da energia para obter uma comparação quantitativa da influência da regulamentação proposta.
- Aplicar a regulamentação a um país com escassa geração eólica para analisar os efeitos nas questões de preços e custos da energia.

## 1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está organizada em seis capítulos. Os temas abordados nos capítulos subsequentes a este são as seguintes:

- Capítulo 2: apresenta uma revisão sobre as políticas e os incentivos para desenvolver a energia eólica e dá exemplos aplicados para os casos de Alemanha, Reino Unido e Brasil.
- Capítulo 3: apresenta uma proposta de regulamentação para incentivar o desenvolvimento de projetos de energia eólica através do cálculo da energia firme das usinas. A regulamentação tem uma parte qualitativa e uma parte quantitativa baseada em equações de cálculo de energia firme e remuneração.
- Capítulo 4: apresenta a forma de aplicar e interpretar uma parte das equações do Capítulo 3, além disso, introduz o estudo de caso e a justificativa para aplicação do método.
- Capítulo 5: apresenta os cálculos desenvolvidos com as equações do Capítulo 3 e os resultados da sua aplicação no estudo de caso.
- Capítulo 6: apresenta as conclusões da pesquisa.
- Anexos: Apresenta as tabelas de cálculo utilizadas nas equações do Capítulo 3 e informações adicionais.

## 2 FORMAS DE INCENTIVOS À ENERGIA EÓLICA

A energia eólica é considerada uma fonte de geração alternativa, embora tenha um desenvolvimento considerável nos últimos 10 anos. É uma fonte que está concentrada em poucos países a nível mundial e que em poucos representa uma percentagem importante dentro da matriz elétrica.

Devido ao alto custo de instalação de parques eólicos em comparação com outras formas de geração, as primeiras usinas eólicas precisaram de condições econômicas especiais. Com o desenvolvimento dos aerogeradores e sua contínua redução de custos, a energia eólica atualmente é competitiva nos mercados elétricos em países como China, Brasil ou Alemanha (TOLMASQUIM, 2011). Estes países adotaram diferentes políticas de incentivo, porém existe ainda um grande número de países que começam a observar a energia eólica como uma alternativa aos seus sistemas elétricos tradicionais.

Neste capítulo descrever-se-ão as principais formas de incentivo empregadas para a energia eólica, com alguns exemplos e resultados segundo experiências internacionais.

### 2.1 Políticas Baseadas no Preço.

De acordo com seu nome, este tipo de políticas pretende influir de forma direta no preço de compra da energia, embora algumas garantam uma estabilidade financeira, podem também criar algumas distorções neste campo.

#### 2.1.1 Tarifas *Feed-In*

As Tarifas *Feed-In* constituem uma garantia financeira para os investidores de projetos eólicos porque garantem remunerações constantes ao longo de um determinado período de tempo (normalmente 10 ou 20 anos). O sistema consiste em fixar o preço ao qual a energia vai ser comprada ao longo do período de tempo. Este preço é maior que o preço com o qual se negocia o restante de energia elétrica das fontes predominantes.

A ação de fixar preços outorga um sinal claro de planejamento aos investidores, porque é possível desenvolver projeções de venda sem as incertezas típicas do funcionamento do mercado.

A forma de incentivo e o cálculo do preço que vai ser pago dependem da metodologia própria de cada país e da fonte dos recursos. A tarifa pode estar ligada com custos ambientais,

sociais, com os custos evitados em queima de combustível, ou por um bônus que é calculado de acordo com as necessidades das usinas (DUTRA, 2007).

As tarifas nem sempre tem que ter o mesmo valor em todo o período de vida dos projetos, podem ter tratamento diferenciado de acordo com os planos e objetivos internos, oferecendo flexibilidade através de ajustes, ou podem ser discriminadas pelo tipo de fonte renovável.

As tarifas *feed-in* foram as principais formas de incentivos para fontes renováveis em países como Alemanha, Dinamarca ou Espanha até o ano 2005 (DUTRA, 2007). Estas tarifas foram as responsáveis por desenvolver uma importante capacidade instalada e por consolidar o mercado eólico nestes países.

A maior vantagem das tarifas *feed-in* é que oferecem uma viabilidade financeira, a qual garante uma importante informação do comportamento futuro dos projetos eólicos para os investidores. Porém, esta política pode ter a desvantagem de superestimar os preços de pago e os usuários acabam pagando uma energia eólica muito cara, em comparação com outras fontes de geração.

### **2.1.2 Sistema de Prêmio Fixo**

O sistema consiste em adicionar um valor extra de pagamento em relação ao preço em que é vendida a energia no mercado elétrico. Desta forma o pagamento para fontes renováveis tem duas remunerações, a primeira de acordo à competição com outras fontes, e um pagamento adicional por ser uma fonte renovável. Neste sistema a remuneração não é constante, tornando-a menos previsível que no caso das tarifas *feed-in* (THE WORLD BANK, 2010).

### **2.1.3 Valoração das Emissões de Carbono**

Este sistema consiste em quantificar as emissões poluentes das usinas elétricas, de acordo com uma política de taxas, deste modo, as usinas mais poluentes deveram pagar uma quantidade determinada por suas emissões, e a receita pode ajudar como remuneração para as usinas com fontes renováveis (THE WORLD BANK, 2010).

### **2.1.4 Incentivos aos investidores**

Os subsídios podem atuar diretamente no investimento inicial, ou em forma de taxas de crédito para produção. No primeiro caso a intenção é reduzir o alto custo inicial de instalação das fontes renováveis, em países sem fabricantes de aerogeradores. Com este mecanismo garante-se um cambio nos fluxos de caixa dos projetos, resultando no custo de energia menor devido ao desconto inicial (DUTRA, 2007). No segundo caso, o fim é facilitar aos investidores créditos anuais baseados na quantidade de eletricidade gerada, para incentivar um melhor comportamento operacional (THE WORLD BANK, 2010).

## **2.2 Políticas Baseadas na Quantidade**

### **2.2.1 Metas de energia Renovável**

Este instrumento estabelece uma percentagem mínima de energia renovável, tem como base uma integração de política nacional e muitas vezes envolve acordos entre diversos setores econômicos. As concessionárias de energia elétrica são obrigadas a adquirir certa quantidade da sua energia a partir de fontes renováveis como uma percentagem do total ou de instalar certa capacidade de energia renovável. A principal vantagem deste sistema é ser parte de uma política nacional, portanto tem uma alta probabilidade de sucesso para instalar uma porcentagem importante de capacidade em pouco tempo. (THE WORLD BANK, 2010; DUTRA, 2007).

Alguns exemplos importantes foram os adotados pela União Europeia até o ano 2010, com o objetivo de ter 22% de geração com fontes renováveis na sua matriz elétrica, o Japão com 3% para o mesmo ano, e Brasil com o alvo de 3,3 GW até 2006, com uma terceira parte de energia eólica (THE WOLRD BANK, 2010; TOLMASQUIM, 2005b).

### **2.2.2 Sistema de Leilões**

O sistema de leilão é o sistema mais importante baseado na quantidade que existe até o momento. Foi desenvolvido pelo Reino Unido e o Brasil como resultado de políticas para a diversificação da matriz elétrica.

A geração renovável cresce de acordo com o crescimento do total da demanda elétrica, e assim, através de um sistema organizado, uma quantidade fixa da expansão requerida é implementada por energias renováveis.

O sistema de leilão caracteriza-se por ser competitivo, onde o regulador define as quantidades requeridas que podem ser geradas por fontes renováveis e organiza um processo

seletivo através de uma competição entre os agentes geradores (DUTRA, 2007; ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM, 2010).

As usinas com os menores preços de energia ofertados são selecionadas e as concessionárias são obrigadas a comprar essa energia com o preço do leilão. Um exemplo exitoso deste sistema acontece no Brasil, onde o primeiro e segundo leilão de fontes alternativas ocorreu nos anos 2007 e 2010 respectivamente. Devido ao sistema de leilão motivar a competição, a energia eólica participou em leilões que não eram exclusivos de fontes alternativas, esse foi o caso no terceiro leilão de energia de reserva em 2013, com a contratação de aproximadamente 1,5 GW de energia eólica (TOLMASQUIM, 2011).

### **2.2.3 Sistema de Cotas/Certificados Verdes**

O sistema consiste em criar um mercado que se encarrega de comprar certificados verdes entre as geradoras que utilizam fontes alternativas renováveis. As empresas geradoras se comprometem a cobrir com sua energia renovável determinadas cotas de geração e recebem os pagamentos através de contrato em longo prazo. Os certificados são emitidos pelos geradores de energia renovável que se beneficiam com a geração de energia através de duas possibilidades: vendendo os certificados entre os geradores a preço de mercado e pela venda no mercado específico de certificados verdes.

O sistema para determinar a cota da energia que deve ser coberta por cada agente gerador é semelhante ao sistema de leilões. Através das cotas e dos certificados verdes, o sistema de obrigatoriedade geral é compartilhado de forma mais eficiente. A vantagem deste sistema é que se cria um mercado paralelo que oferece bastantes opções no momento de atuar para os agentes que ofertam sua energia (VOOGT, *et al.*, 2000).

## **2.3 Políticas Baseadas na Regulamentação**

### **2.3.1 Medidas Fiscais**

As medidas fiscais podem atuar em diferentes modalidades e dependem da organização do mercado em cada país, porém as mais importantes são as reduções ou isenções tributárias, ou a eliminação das taxas de importação dos equipamentos.

A primeira medida exclui de pagar impostos de funcionamento das usinas, deixando esse orçamento disponível como ajuda no desenvolvimento dos projetos, a diferença com o subsídio ao investimento radica em que o benefício considera um custo evitado em uma determinada linha de tempo. A eliminação das taxas de importação dos equipamentos diminui os custos da ampliação da capacidade de geração principalmente nos países que não possuem fábricas próprias de aerogeradores (DUTRA, 2007; ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAM, 2010). Um exemplo interessante da influência que podem ter as isenções se apresentou no Brasil, antes da primeira fase do PROINFA (Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) em 2005 (TOLMASQUIM, 2005b).

Na Tabela 3 são apresentados os resultados do custo da energia e do valor do investimento tomando como variáveis unicamente os impostos do país. Na Tabela 40 do Anexo 1 são apresentados os valores que foram utilizados no estudo de (TOLMASQUIM, 2005b) para chegar até esses resultados.

**Tabela 3. Variação no Custo da Energia Eólica considerando Isenção de Impostos**

<b>Caso</b>	<b>Custo Nivelado (US\$/MWh)</b>	<b>Investimento US\$/kW</b>
Com impostos	73,57	1.100
Com Isenção Parcial	64,12	940
Com Isenção Total	50,62	895

Fonte: (TOLMASQUIM, 2005b)

A Tabela 3 mostra um exemplo importante do papel que pode desempenhar a regulamentação para o desenvolvimento da energia eólica, no caso específico do Brasil, uma isenção parcial de impostos poderia ter influenciado em 15% do custo nivelado da energia e com uma isenção total chegar até 45% de redução.

### **2.3.2 Políticas da Regulamentação Interna**

As políticas baseadas na regulamentação interna são aquelas que podem ser desenvolvidas desde a própria estrutura interna do mercado elétrico em cada país. Este tipo de regulamentação utiliza incentivos através de programas que já estão implementados no setor elétrico. A principal vantagem das políticas de regulamentação interna é que os recursos estão parcialmente ou totalmente cobertos por orçamentos existentes no mercado. Desta forma, não é preciso destinar novos recursos econômicos, basta só fazer um ajuste no destino final.

Um exemplo desta política pode ser o que aconteceu no Brasil com a Conta de Consumo de Combustível (CCC), que é um subsídio cruzado criado pelas empresas concessionárias de todo o país para manter um patamar tarifário razoavelmente homogêneo nos estados brasileiros, reduzindo as disparidades para aqueles de base predominante termelétrica.

No começo do desenvolvimento de usinas eólicas no Brasil, se tiveram várias propostas com o objetivo de encaminhar esse subsídio à fonte renovável.

Finalmente foram criadas resoluções para utilizar a CCC em projetos eólicos isolados sem conexão ao sistema interligado. Embora fossem candidatados alguns projetos de fontes alternativas após se criar as resoluções não se conseguiram subsidiar nenhum projeto eólico através da CCC (DUTRA, 2001).

## **2.4 Experiências Internacionais**

Até o momento foram apresentados alguns sistemas de incentivos para fontes alternativas, incluindo a energia eólica. É importante estabelecer que cada mecanismo depende da estrutura do mercado elétrico de cada país e o sucesso da política envolve muitas variáveis de tipo natural, técnico e econômico. Os sistemas que se apresentaram nem sempre trabalham de forma independente, em vários casos existe um complemento entre as formas de incentivar, dependendo dos objetivos locais. Nesta seção do capítulo pretende-se apresentar três casos relevantes a nível mundial de implementação de sistemas de incentivos e os seus principais resultados.

### **2.4.1 Caso da Alemanha**

Alemanha é um dos primeiros países que se preocupou em diversificar sua matriz energética com energias renováveis. Vários acontecimentos ligados com políticas energéticas na Europa e no país possibilitaram a implementação de energias renováveis.

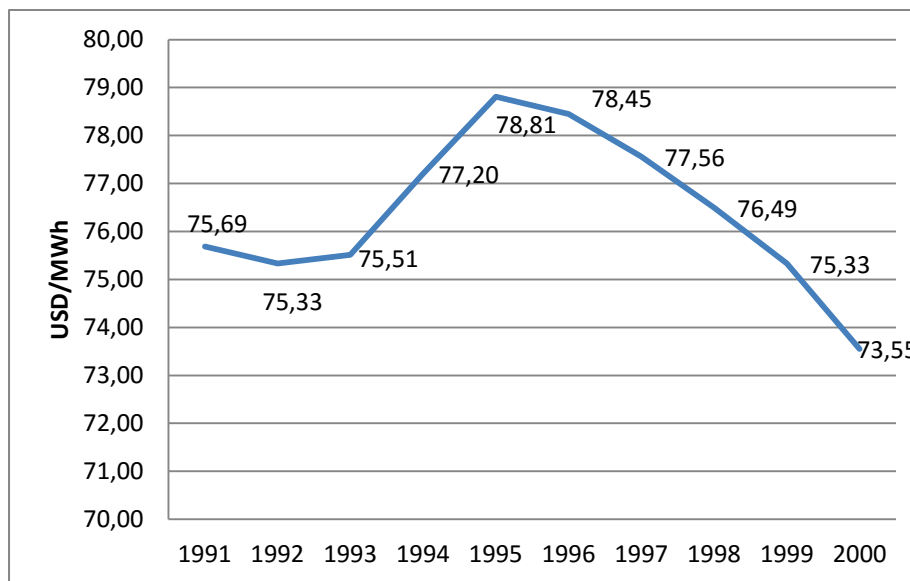
O sistema que utilizou a Alemanha para desenvolver a energia eólica foi um processo que envolveu dois dos sistemas de incentivos apresentados anteriormente. O primeiro corresponde ao sistema de tarifas *Feed-In*, através de uma lei de 1991, o segundo corresponde a um sistema de Metas de Energia Renovável do ano 2000, através da Lei de Energia Renovável (LER).

Na atualidade a Alemanha é considerada uma potência na tecnologia eólica, não só pela capacidade instalada e seu contínuo crescimento, mas também pelas empresas de energia

eólica que exportam e pelos estudos de viabilidade em outros países. O desenvolvimento da geração eólica do país começou com programas de 100 MW antes da década de 1990, nos quais os objetivos eram explorar o potencial eólico do país e inovar no setor eólico. Através de incentivos aos investidores, como subsídios para o investimento e subsídios para a energia o programa teve muito sucesso e o objetivo inicial foi estendido de 100 MW a 250 MW (DUTRA, 2007).

O processo continua com a criação da Lei *Feed-In* de eletricidade ao final de 1991. Como já foi explicado previamente, o sistema consistia em fixar preços atrativos de compra da energia produzida por fontes renováveis. Para a energia eólica, as concessionárias começaram a pagar preços adicionais entre 32,51 USD/MWh e 49,85 USD/MWh; o qual era muito significativo devido às concessionárias de distribuição comprarem a energia na faixa de 44,43 USD/MWh até 60,69 USD/MWh (DUTRA, 2007).

A Figura 3 apresenta o preço pago pela energia eólica pelas concessionárias alemãs, desde 1991 até 2000.



**Figura 3. Evolução dos preços da energia eólica na Alemanha no período da Lei *Feed-in*.**

Fonte: (FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY, 2003)

A Lei *Feed-In* possibilitou não unicamente o desenvolvimento de projetos eólicos, mas também de uma indústria de produção de turbinas e empresas que implementavam os projetos. Com uma média de crescimento de 58% ao ano desde 1993, Alemanha instalou até 1999 um total de 4400 MW, uma quantidade considerável para aquela época (DUTRA, 2007).



Embora o sistema *Feed-In* tenha consolidado o mercado eólico no país, o preço da energia eólica que pagava o sistema era muito caro em relação com a energia de fontes convencionais, além disso, esses custos eram pagos quase na totalidade pelos consumidores e alguns subsídios estaduais. Por outra parte, devido ao incentivo ser muito interessante, várias projeções de novas usinas eólicas indicavam um contínuo crescimento, podendo resultar em preços de energia demasiado elevados. É assim que no ano 2000 surge uma modificação para apoiar as fontes renováveis, é criada a Lei de Energia Renovável.

A principal característica da Lei de Energia Renovável é que constituiu em uma política de metas, a qual consistia em atingir 10% de produção de eletricidade através de fontes renováveis. A principal mudança com a Lei *Feed-In* foi estabelecer tarifas diferenciadas dependendo do tipo de fonte e fazer ajustes periódicos dependendo da evolução tecnológica e da experiência na construção das usinas (DUTRA, 2007).

A decisão de reduzir as tarifas ao longo do tempo implicava a diminuição na tarifa final da energia, mas sem deixar de incentivar as fontes renováveis para que as usinas existentes não deixassem de funcionar e para que as novas candidatas conseguissem se instalar. A Tabela 4 apresenta os valores aplicados para a fonte eólica.

**Tabela 4. Taxa de Redução Anual e Tarifas Pagas na Lei de Energia Renovável**

	<b>Redução anual</b>	<b>2000 USD/MWh</b>	<b>2001 USD/MWh</b>	<b>2002 USD/MWh</b>	<b>2003 USD/MWh</b>
Energia Eólica (primeiros 5 anos)	1,50%	73,55	72,39	71,32	70,25
Energia Eólica (após 5 anos)	1,50%	55,18	54,29	53,49	52,69

Fonte: (FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY, 2003)

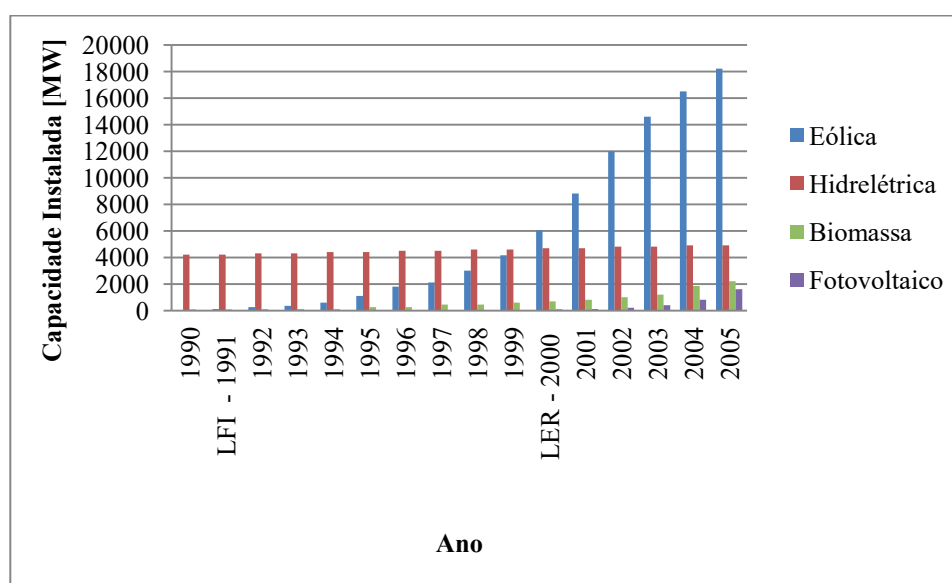
No ano 2004 a Lei de Energia Renovável passou por uma revisão nas projeções das tarifas e contínua redução, a principal finalidade era se ajustar ao contínuo crescimento do mercado eólico. A Tabela 5 apresenta esses valores de tarifa.

**Tabela 5. Taxa de Redução Anual e Tarifas Pagas na Lei de Energia Renovável, após revisão em 2004**

	Redução anual	2004 USD/MWh	2006 USD/MWh	2008 USD/MWh	2010 USD/MWh
Tarifa Máxima	2,00%	77,56	74,53	71,50	68,73
Tarifa Mínima	2,00%	49,03	47,07	45,20	43,42

Fonte: (FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY, 2003)

A Lei *Feed-in* e a Lei de Energias Renovável tiveram resultados importantes na capacidade instalada, a primeira lei ajudou a criar um mercado eólico e uma estabilidade financeira para as usinas e a segunda consolidou esse mercado, tornando-o mais eficiente através de redução das taxas. A Figura 4 apresenta a evolução da capacidade instalada no processo de implementação das duas leis, em comparação com outras fontes renováveis de geração.

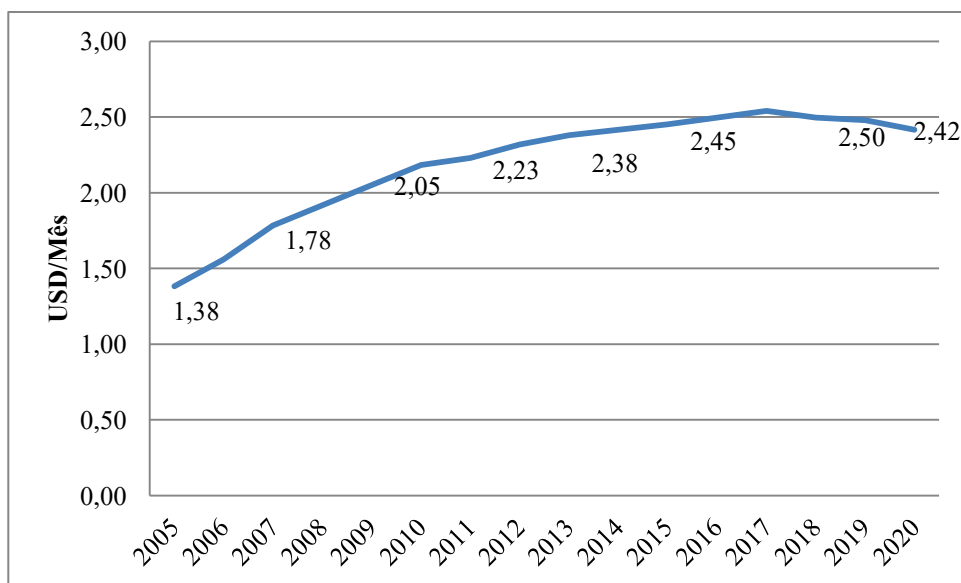


**Figura 4. Evolução da Capacidade Instalada.**

Fonte: (FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY, 2006)

Em relação com a geração de energia, em 2004 e 2005, a fonte eólica foi a principal fonte renovável da Alemanha, chegando até 27 GWh. Após da modificação da Lei de Energia Renovável, Alemanha se consolidou como uma potência e referência mundial da energia eólica, chegando em 2014 a 36,5 GW, e com um crescimento anual de aproximadamente 11% (THE WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2014).

Finalmente como conclusão do caso da Alemanha se pode dizer que tanto a Lei *Feed-In* quanto a Lei de Energia Renovável tiveram resultados exitosos na criação de um mercado eólico e na evolução da energia eólica. Embora que com a primeira Lei os preços que pagavam os clientes ficaram consideravelmente mais caros, após da modificação da Lei de Energia Renovável em 2004, a percentagem que pagavam os usuários residenciais pelas fontes renováveis foi aproximadamente 3% do total da tarifa do serviço, com um custo médio de € 1,55/mês. Com a expansão das fontes renováveis, este custo espera-se tornar aproximadamente € 2,55/mês, segundo projeções até 2017. Na Figura 5 é apresentada a evolução dos preços mensais da energia renovável nas tarifas dos consumidores.



**Figura 5. Projeção do Preço Médio na Tarifa de um Consumidor para Manutenção da Lei de Energia Renovável**

Fonte: (FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY, 2006)

Segundo a Figura 5, e considerando uma percentagem aproximadamente de 3% na tarifa que representa a manutenção da Lei de Energia Renovável, a regulamentação alemã conseguiu corrigir o impacto econômico da Lei *Feed-in*, que foi fortemente criticada porque

no período de 1991 a 1999 obteve uma redução de somente 18% dos preços, relativamente baixa em relação a países como Reino Unido, com uma redução de 68% (DUTRA, 2007). A Lei *Feed-in* também recebeu críticas ligadas à competição, devido aos elevados preços, que desestimularam a competição entre os empreendedores, deixando essa questão só entre as empresas fabricantes de turbinas. Porém, o grande resultado foi na direção da potência instalada, que serviu como base para tornar Alemanha o terceiro país com maior capacidade instalada até o ano 2014, devido ao sistema inicial, que deixava riscos nulos associados à quantidade de energia eólica produzida.

#### **2.4.2 Caso do Reino Unido**

O caso do Reino Unido é interessante de analisar, porque foi o primeiro país europeu que mudou a estrutura do seu sistema elétrico. Promoveu o desmembramento das empresas públicas e a privatização de seus ativos. O Reino Unido introduziu mecanismos de competência, tornando-se um sistema desverticalizado, o qual virou um modelo muito influente a nível mundial nos anos de 1990 (DUTRA, 2007).

Dois formas de incentivar a geração eólica foram implementadas, a primeira através de um sistema de imposto a combustíveis, chamado *Non-Fossil Fuel Obligation* (NFFO) em 1990, e o segundo chamado de *Renewables Obligation* (RO), com funcionamento desde 2002 (DUTRA, 2007).

A NFFO foi instaurada na Inglaterra e Gales através de um imposto aos combustíveis que serviria de financiamento a projetos empreendedores de energias renováveis com um sistema de leilões, onde os geradores podiam ofertar sua energia e os contratos garantiam a compra a um preço fixo.

No total foram realizadas cinco leilões, até 1998, os dois primeiros com contratos de oito anos, e os três últimos para períodos de contratação de quinze anos. Esse reajuste na duração dos contratos ajudou a que os últimos três leilões fossem mais exitosos do que os primeiros.

A meta do programa no início era atingir uma capacidade instalada de 600 MW, para depois ser modificada em 1994 para 1500 MW. A NFFO atuava através de uma legislação que obrigava às companhias regionais de energia elétrica a comprar os montantes de energia renovável requerida. Através do leilão, os geradores escolhidos, fixavam o preço de venda da sua energia e as empresas distribuidoras pagavam a energia ao preço médio do mercado, porque existiam diferenças entre esses dois preços. Os geradores eólicos recebiam um

subsídio através da NFFO proveniente do imposto aos combustíveis. O encarregado de fixar o montante de energia requerido por cada fonte renovável era o Departamento de Indústria e Comércio e no processo de licitação era informado o preço de referência do leilão para cada fonte participante.

A RO é um sistema que atua como uma política baseada na quantidade com o método de metas de energia renovável misturado com cotas/certificados verdes. A estrutura do RO envolve os geradores, as distribuidoras, um órgão regulador, um departamento de planejamento e um mercado de certificados verdes. A principal característica deste sistema radica nesse mercado de certificados verdes, o qual consiste em um intercâmbio direto entre os geradores e as distribuidoras através de certificados de obrigações de energia renovável, devido aos intercâmbios serem do tipo financeiro e de contratos, pode-se interpretar como um sistema paralelo àquele de venda de energia com fontes convencionais.

A base de cada certificado é de 1 MWh e podem ser negociados de forma bilateral ou no próprio mercado de certificados. Através destes dois mecanismos, as distribuidoras podem adquirir certificados para o cumprimento de suas obrigações (DUTRA, 2007). A RO fixa também um preço teto chamado *buy-out*, o qual define as transações no mercado, esse é o preço que devem pagar as distribuidoras por comprar no mercado quando não puderem cumprir com suas obrigações de energia renovável. Segundo este sistema, é claro que quando preços maiores são estabelecidos para os certificados, mais empreendedores ficam com interesse em gerar com fontes renováveis, motivando a competição entre os geradores e devido à existência de um preço teto o mecanismo introduz um limite na operação. Além disso, a RO tem uma vantagem adicional, implementando uma cláusula de penalidade para as distribuidoras de energia que não atingiram suas obrigações.

Na Tabela 6 são apresentados os resultados da potência de geração eólica instalada durante a vigência da NFFO, da RO até 2005, e depois de algumas modificações.

**Tabela 6. Resultados dos Sistemas de Incentivos para o Reino Unido**

<b>Sistema</b>	<b>Potência Instalada [MW]</b>
NFFO (1990-1998)	258
RO (2002-2005)	1.094
RO (2006-2014)	10.086

Fonte: (MCLEAY, HARRIS e ANNUT, 2013; THE WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2014)

No fim do ano 2014 o Reino Unido era o terceiro maior país europeu em capacidade instalada de energia eólica. Como conclusão dos sistemas implementados pode-se dizer que a

NFFO não atingiu os resultados esperados em termos de capacidade instalada nos seus oito anos de funcionamento, mas desde outra perspectiva teve sucesso considerando que os preços pagos nesse período eram próximos aos preços pagos no mercado *pool* da época. O sucesso na obtenção de menores preços é diretamente consequência do sistema tipo leilão da NFFO.

Por sua parte o sistema RO apresenta vantagens de competência ao atrair um mercado de certificados verdes, mas não dá garantias para o risco da quantidade de energia produzida, Alguns empreendedores podem não atingir as metas de venda de energia devido a flutuações do mercado de certificados, além disso, o sistema pode ser criticado desde o ponto de vista que a competência de energias renováveis em geral beneficia a aquelas fontes mais baratas, no caso do Reino Unido, embora beneficiou a energia eólica, praticamente desestimulou outros tipos de geração, como aquela de fonte fotovoltaica (DUTRA, 2007).

### 2.4.3 Caso do Brasil

O caso brasileiro é interessante de estudar porque Brasil se tornou em 2014 o terceiro mercado de compra de aerogeradores no mundo, ficando atrás somente de líderes tradicionais como China e Estados Unidos, e se consolidou como o líder latino-americano do setor (THE WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2014).

Até o momento, a matriz elétrica do Brasil esta dominada pela geração hidráulica, a qual representa o 66% da capacidade total instalada, as termoeletricas entre as quais estão as que trabalham com derivados do petróleo, carvão, gás, nuclear e outras têm uma participação do 22,9%. A fonte eólica a qual aumentou de forma considerável nos últimos dez anos representa atualmente 4% da capacidade instalada (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2014).

Os incentivos implementados para desenvolver a energia eólica foram: uma política baseada no preço, com incentivos aos investidores, e uma política baseada na quantidade através de um sistema de leilões.

Os incentivos aos investidores se fizeram através de um programa chamado PROINFA (Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) em 2001. O PROINFA é introduzido na Lei Federal nº 10.438, e embora não seja um programa exclusivo para projetos eólicos, foi de vital importância para a atualidade eólica brasileira. Dentro das principais características do programa estão: uma linha de crédito de até 80% do investimento, contratos com duração de 20 anos, entrada em operação no ano 2006 e proteção integral quanto aos riscos de exposição do mercado de curto prazo (TOLMASQUIM, 2005b).

Antes da criação do PROINFA a evolução da energia eólica era muito pequena, isto se pode ver na Tabela 7. O maior logro do PROINFA se deu em 2004, quando foram contratados projetos com capacidade de 1100 MW.

**Tabela 7. Capacidade Instalada no Brasil antes da Criação do PROINFA**

<b>Capacidade Instalada (MW)</b>					
Final 1997	Final 1998	Final 1999	Final 2000	Final 2001	Final 2002
3	17	17	22	24	24

Fonte: (TOLMASQUIM, 2005a)

Após do sucesso do programa, foi criado um mercado eólico no país e as primeiras empresas construtoras de aerogeradores se instalaram no Brasil. É assim que para dar continuidade com a instalação de usinas é criado pela primeira vez um sistema de leilões de fontes alternativas (LFA). O interessante do PROINFA e do 1º LFA é que existiam preços tetos diferenciados pelo tipo de fonte, garantindo dessa forma o desenvolvimento das diversas fontes alternativas e não apenas a eólica.

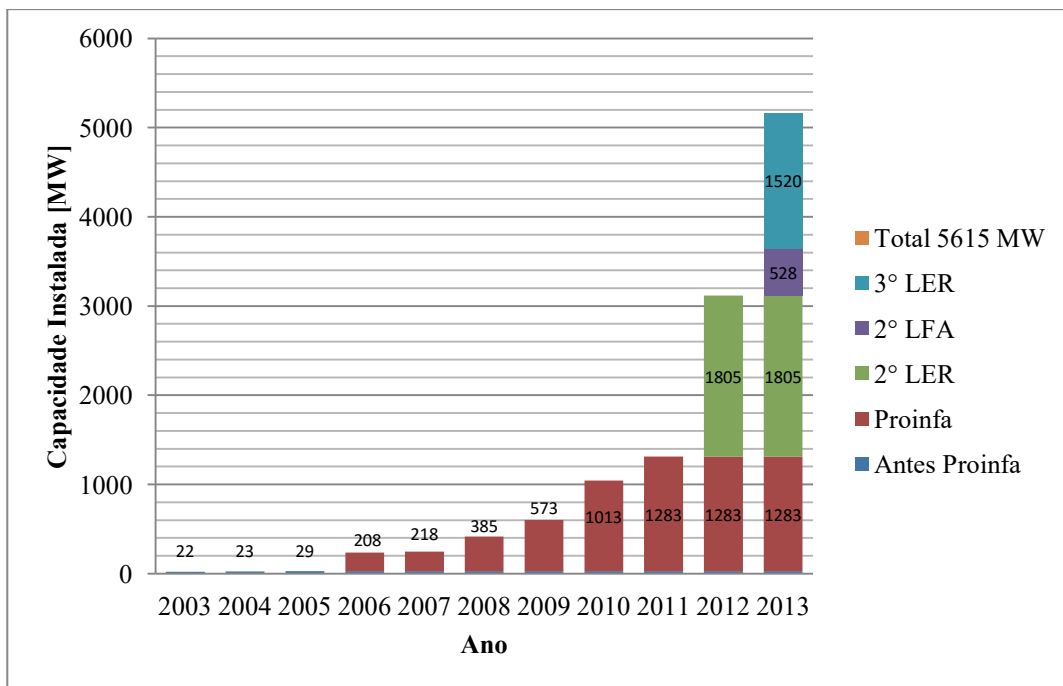
A história do uso comercial da energia eólica no Brasil, especialmente após da contratação pelo PROINFA, indicava que a energia gerada pelo vento seria bem mais cara. Após da contratação pelo programa e atraso na entrada em operação dos projetos contratados, abriu-se um longo período sem aquisição de um único MW eólico, o que criou no segmento uma forte oferta reprimida. Os agentes se inscreviam nos leilões de compra de energia, mas não conseguiam vender, por não serem competitivas frente às fontes hidro e termoeletricas (TOLMASQUIM, 2011).

Neste contexto em 2007 é realizado o 1º LFA, no qual se apresentaram seis projetos de pequenas centrais hidrelétricas e onze termelétricas a bagaço de cana e um à biomassa avícola. Embora habilitados, nove empreendimentos eólicos deixaram de ser contratados nesse leilão (TOLMASQUIM, 2011).

Embora o aspecto de preço fosse relevante, não explicava totalmente o fracasso dessa fonte no leilão. Uma análise mais profunda mostrou que o desconhecimento da variabilidade do vento, ao longo do ano e da vida útil do projeto, dificultava a obtenção de financiamento, pois ampliava a imprevisibilidade do fluxo de caixa. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizou, então, um estudo detalhado da fonte eólica, tanto sob a ótica energética quanto financeira, cujos resultados permitiram sugerir ao Ministério de Minas e Energia (MME) um novo modelo de contratação, que permitira mitigar os riscos do empreendedor sem onerar o consumidor (TOLMASQUIM, 2011).

Depois de fazer os corretivos necessários, se apresentaram um número considerável de projetos candidatos, isso ocorreu no segundo Leilão de Energia de Reserva (LER) em 2009 e no segundo LFA em 2010, nos quais se viabilizaram empreendimentos com capacidade de 1806 MW e 1520 MW respectivamente (TOLMASQUIM, 2011).

A Figura 6 apresenta a evolução da geração eólica no Brasil, com a contribuição em cada etapa, para dar um total instalado de 5165 MW até o ano 2014, representadas em 205 usinas (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2014).



**Figura 6. Capacidade Instalada no Brasil.**

Fonte: (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2014)

No final de 2014, a energia eólica passou a representar 4% da capacidade instalada da geração de energia elétrica no Brasil, e seu contínuo crescimento se deve principalmente ao fato de que a geração eólica tornou-se competitiva comparada com as demais fontes no mercado elétrico (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2014).

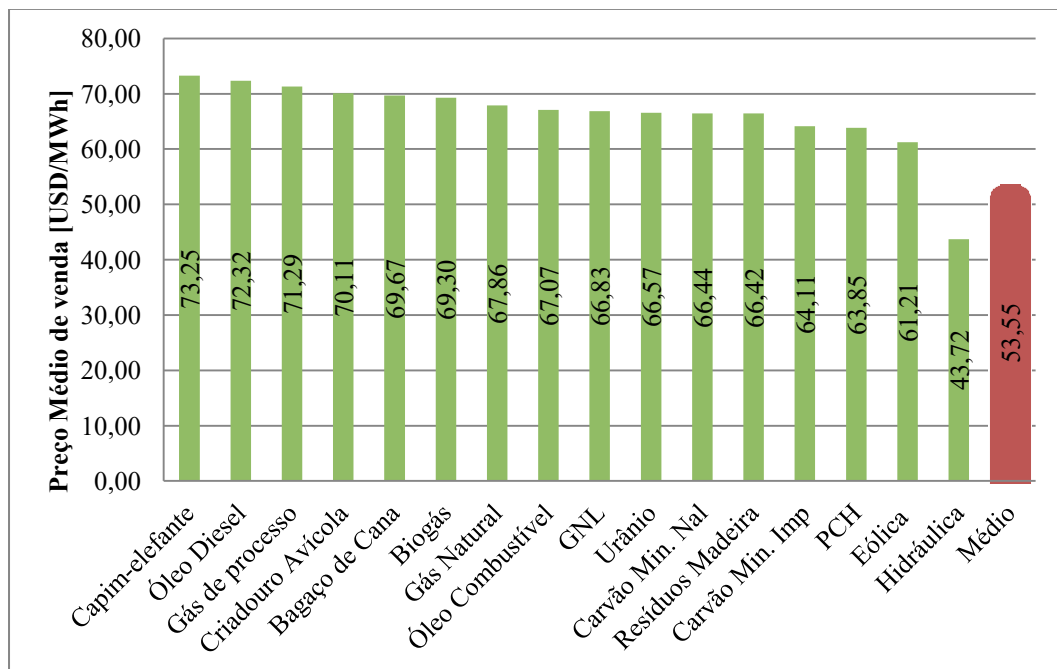
A forma mais fácil de visualizar esse fenômeno é através do custo de venda da energia. Nos começos da grande participação de energia eólica, os preços-teto eram bastante elevados. É assim como antes do segundo LER o preço teto era de 198,9 R\$/MWh, com o reclamo dos investidores que procuravam preços na faixa de 220 a 280 R\$/MWh. Após da nova proposta de contratação no ano 2007, as plantas eólicas ficaram favorecidas, influenciando no seu preço de venda da energia. A mudança foi tão notória que se passou de nenhum



empreendimento contratados no 1º LFA a 71 empreendimentos no 2º LER (TOLMASQUIM, 2011).

Além das medidas adotadas pelo governo, fatores como: valorização do real frente à moeda norte-americana; descontos fornecidos pelos fabricantes que se estavam instalando no país; e qualidade dos projetos, com alto fator de capacidade e localização geográfica adequada, ajudou para que os preços fossem mais baixos que os esperados e estabeleceu um mercado altamente competitivo (TOLMASQUIM, 2011).

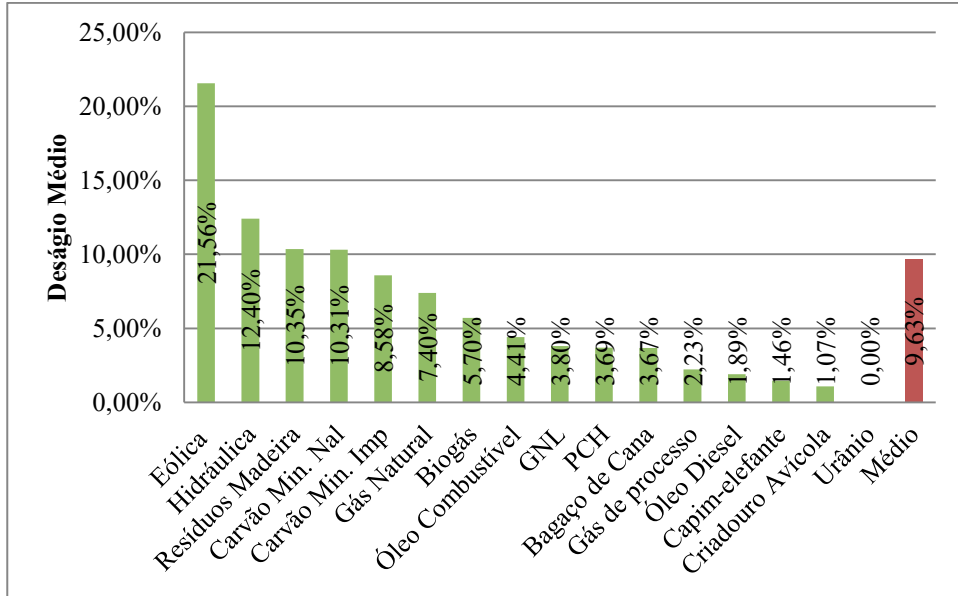
A Figura 7 apresenta o preço médio da energia das fontes que participaram nos leilões até o ano 2010.



**Figura 7. Preço médio da energia nos leilões antes de 2010.**

Fonte: (TOLMASQUIM, 2011)

Na Figura 7, observa-se que a única fonte com custos médios menores que o médio total, é a fonte hidráulica; mas o notável da figura é que a fonte eólica é a segunda mais barata, se tornando em uma verdadeira alternativa de geração com preços razoáveis no mercado elétrico. A Figura 8, apresenta os deságios médios por fonte.

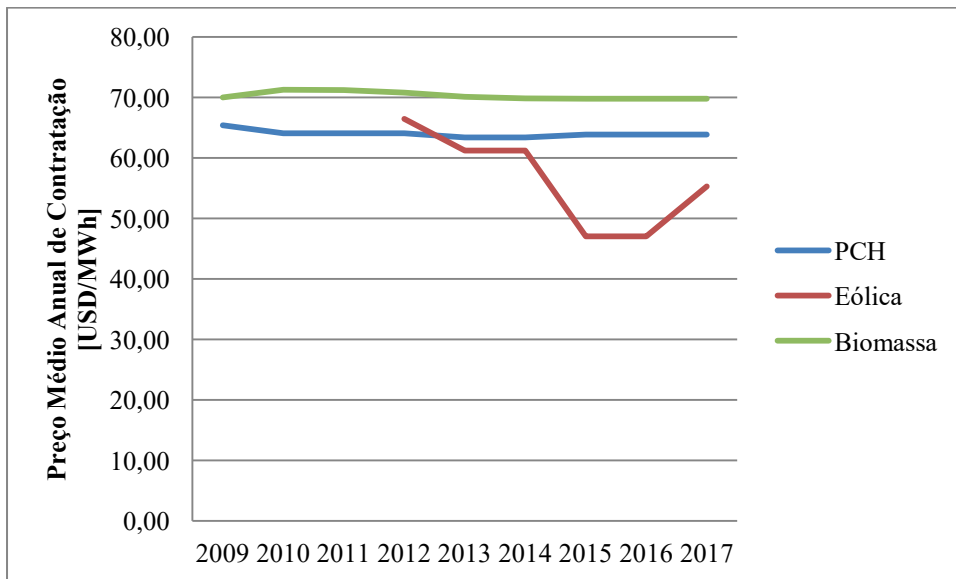


**Figura 8. Média dos deságios por fonte.**

Fonte: (TOLMASQUIM, 2011)

Conforme a Figura 8, a energia eólica é aquela que teve o maior deságio em comparação com as outras fontes de geração, entendendo o deságio como a diferença negativa entre o preço negociado em relação ao seu valor nominal, ou neste caso ao seu valor esperado de venda. A explicação deste fenômeno radica na alta competência no mercado eólico após do ano 2007.

A Figura 9 apresenta uma comparação dos preços anuais médios de contratação das principais fontes alternativas do mercado.



**Figura 9. Média dos Preços Anuais das Principais Fontes Alternativas.**

Fonte: (TOLMASQUIM, 2001; ABEEÓLICA, 2014)

A redução do preço médio da energia eólica ocorreu após do 3º LER e do 2º LFA, e sua tendência com preços competitivos continuou com o LER 2013, no qual os empreendimentos vitoriosos fornecem sua energia desde o ano 2015; e com o leilão o A-3, no qual os empreendimentos fornecerão sua energia a partir do ano 2018 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA, 2014).

Finalmente se apresenta uma tabela com os preços médios de contratação para os primeiros projetos das mesmas fontes alternativas impulsados pelo PROINFA no ano 2004.

**Tabela 8. Preços Médios de venda dos projetos impulsados pelo PROINFA**

<b>Fonte</b>	<b>Preço Médio [USD/MWh]</b>
Biomassa	59,35
PCH	72,33
Eólica	123,17

Fonte: (TOLMASQUIM, 2011)

O fato que mais se destaca na Figura 9 e na Tabela 8 é que em apenas seis anos, a tecnologia eólica passou de ser a mais cara das fontes alternativas principais, a ser a mais barata com preços de venda no ano 2010 de 61,22 USD/MWh. Além disso, continua a tendência de redução do preço médio devido ao mercado competitivo, é assim como no leilão (A-3 2014), o preço de contratação foi de 55,26 USD/MWh, menos da metade do preço dos projetos contratados pelo PROINFA.

### 3. PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO

Com base na bibliografia sobre os diversos incentivos que favoreceram às fontes alternativas de geração, neste trabalho é proposta uma forma de regulamentação que visa fornecer ferramentas para a viabilidade de projetos eólicos em mercados nos quais esta fonte de geração não se mostra desenvolvida. A proposta contempla uma visão qualitativa e quantitativa entre considerações e possíveis formas de cálculo.

A proposta que se apresenta pode-se catalogar como um incentivo desde a regulamentação interna, devido a que com ajustes de funcionamento do mercado elétrico é possível obter orçamentos destinados aos projetos eólicos. A proposta esta encaminhada para ajudar a países com baixo ou nulo desenvolvimento eólico. Devido ao fato da metodologia ser generalizada, existem valores e considerações próprias de cada mercado elétrico. Por tanto, a proposta deve ser analisada com coerência, avaliando as características do entorno regulador onde poderia ser implementada.

A proposta tem como base a energia firme que as usinas eólicas podem ofertar e uma remuneração que visa cumprir a função de incentivo para desenvolver os projetos. A energia firme é um conceito que se utiliza para medir a capacidade mínima que as plantas de geração podem ofertar para suprir a demanda. A remuneração por energia firme é um pago adicional e independente do comportamento de uma usina eólica no mercado elétrico. A definição de energia firme é a seguinte:

**Energia Firme:** É a máxima energia que pode ofertar uma unidade na pior situação de escassez, de acordo com um histórico de tempo determinado. No caso das hidroelétricas, corresponderia ao historial hidrológico, onde a escassez é medida com o histórico de vazões. Para o caso das termoelétricas, devido ao que utilizam fontes que em teoria não dependem de predições tão drasticamente variáveis como as que limitam às hidroelétricas, a energia firme corresponde a uma percentagem da capacidade instalada das usinas, considerando a segurança no fornecimento do combustível necessário e no histórico de saídas forçadas (ANEEL, 2005).

Este conceito é possível inclui-lo para uma fonte eólica, levando em consideração suas características específicas como fonte. Alguns trabalhos fornecem uma descrição qualitativa do cálculo da energia firme em usinas eólicas (THE WORLD BANK, 2010), foca-se principalmente em descrever a forma em que a energia firma de uma fonte eólica poderia incentivar o desenvolvimento de projetos.

Outros tipos de estudos tentam calcular o grau de influencia da porcentagem de energia firme para a viabilidade econômica de projetos específicos (ENERGY SECTOR MANAGMENT ASSISTANCE PROGRAM, 2010). Neste caso, a base consiste em fixar diferentes porcentagens de energia firme em relação à energia projetada, sem se focalizar nos métodos de cálculo dessas porcentagens.

O cálculo da energia firme para usinas que têm uma operação de mais de dez anos poderia ser obtido de acordo com seu registro de funcionamento, no entanto para financiar projetos novos as únicas informações disponíveis são:

- Capacidade instalada ou Potência Nominal
- Fator de Capacidade de projeto
- Fator de Disponibilidade
- Velocidade e densidade dos ventos
- Tempo de vida útil

Assim, a proposta deste trabalho é calcular um fator de ajuste da energia projetada da usina. Devido a que a energia eólica é considerada muito variável, esse fator de ajuste tem que ser bem menor que a unidade, isto para garantir que unicamente uma pequena porcentagem da energia projetada possa-se fixar como energia firme.

Por tanto, a energia firme é calculada segundo (1):

$$EF = CN \times k \times T \quad (1)$$

Onde:

$EF$  : Energia Firme da usina eólica [MWh/ano]

$CN$  : Capacidade Nominal da usina [MW]

$k$  : Fator de ajuste

$T$  : Tempo [h/ano]

O fator de ajuste é determinado segundo (2):

$$k = f(W_{in}) < FC \quad (2)$$

Onde:

$f(W_{in})$  : Função da velocidade de entrada dos aerogeradores

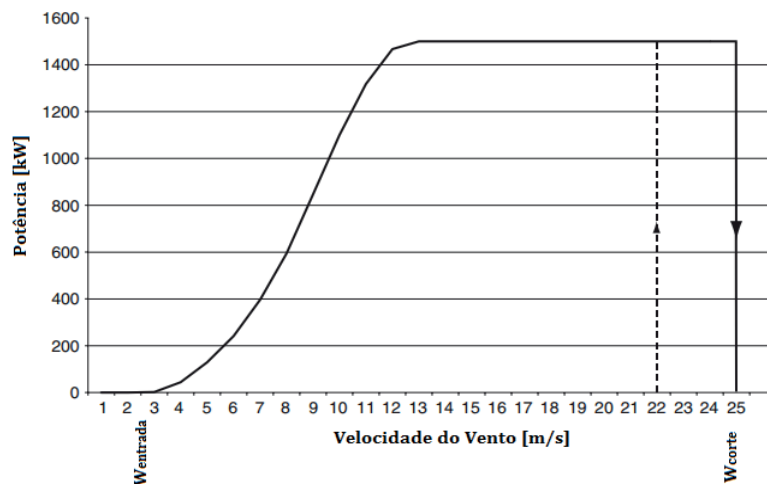
$FC$  : Fator de Capacidade

O  $FC$  (3) é a taxa entre a produção de energia real da usina e a energia que poderia ser produzida de acordo á capacidade instalada (ACKERMAN, 2005).

$$FC = \frac{E_r}{E_{CN}} \quad (3)$$

Uma parte fundamental da dissertação é encontrar um método para calcular esse fator  $k$  em função das velocidades dos ventos. De forma conceitual  $k$  expressa o mínimo de energia que a usina eólica poderia oferecer continuamente, devido a que a energia eólica considera-se intermitente, o método proposto baseia-se na velocidade de entrada da usina. A velocidade de entrada  $W_{in}$ , é a mínima velocidade para que um aerogerador inicie a operação, por tanto será a velocidade que garanta a mínima potência produzida pela turbina eólica.

Na Figura 10 se mostra uma curva de potência em função da velocidade do vento de um aerogerador, a velocidade de entrada aparece na parte esquerda com um valor aproximado de 2,5 m/s.



**Figura 10. Curva de potência em função da velocidade do vento de um aerogerador**

Fonte: (ACKERMAN, 2005)

A determinação de  $k$  proposta é a seguinte:

$$k = \frac{P_{\min}}{CR} \quad (4)$$

$$CR = CN \times FD \times FC \quad (5)$$

$$P_{\min} = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot W_{in}^3 \quad (6)$$

Onde:

$CR$  : Capacidade Real da usina

$FD$  : Fator de Disponibilidade, tempo útil de operação da usina ao longo do ano [h/ano]

$P_{\min}$  : Potência mínima da turbina eólica [MW]

$A$  : Área varrida pelas pás [ $m^2$ ]

$\rho$  : Densidade do ar [ $kg/m^3$ ]

Os parâmetros  $A$  e  $W_{in}$  são especificações técnicas dos aerogeradores, enquanto o valor de  $\rho$  depende das condições climáticas da localização do parque.

Existem trabalhos que fixam a energia firme como uma porcentagem da energia produzida à capacidade nominal, estes valores estão entre 6% e 7,3% (CREG, 2011). A principal diferença da proposta de trabalho atual é abordar o cálculo do fator de ajuste de uma forma quantitativa através da equação (4).

Para calcular  $\rho$  utiliza-se a equação (7) (PICARD, DAVIS, *et al.*, 2008):

$$\rho = \frac{p \cdot M_a}{Z \cdot R \cdot T} \left[ 1 - x_v \left( 1 - \frac{M_v}{M_a} \right) \right] \quad (7)$$

Onde:

$p$  : Pressão atmosférica [ $kg/m^3$ ]

$M_a$  : Massa molar do ar seco (0,028935kg / mol)

$R$  : Constante molar dos gases (8,31451J / K(mol))

$T$  : Temperatura (K)

$x_v$  : Fração molar adimensional do vapor de água (8)

$M_v$  : Massa molar do vapor de água (0,0180154kg / mol)

$Z$  : Fator de compressibilidade adimensional (9)

$$x_v = \frac{h}{100} (\alpha + \beta \cdot p + \gamma \cdot t^2) \frac{e^{(A \cdot T^2 + B \cdot T + C + \frac{D}{T})}}{p} \quad (8)$$

Onde:

$$\alpha = 1,0062$$

$$\beta = 3,14 \cdot 10^{-8} (Pa^{-1})$$

$$\gamma = 5,6 \cdot 10^{-7} (K^{-2})$$

$$A = 1,24 \cdot 10^{-5} (K^{-2})$$

$$B = -1,91 \cdot 10^{-2} (K^{-1})$$

$$C = 33,93711047$$

$$D = -6,34 \cdot 10^{-3} (K)$$

$t$  : Temperatura ambiente (graus K)

$h$  : Porcentagem da humidade relativa (%)

$$Z = 1 - \frac{p}{T[a_0 + a_1 \cdot t + a_2 \cdot t^2 + (b_0 + b_1 \cdot t)x_v + (c_0 + c_1 \cdot t)x_v^2]} + \frac{p^2}{T^2 \cdot (d + e \cdot x_v^2)} \quad (9)$$

Onde:

$$a_0 = 1,58123 \cdot 10^{-6} (K \cdot Pa^{-1})$$

$$a_1 = -2,9331 \cdot 10^{-8} (Pa^{-1})$$

$$a_2 = 1,1043 \cdot 10^{-10} (K^{-1} Pa^{-1})$$

$$b_0 = 5,7070 \cdot 10^{-6} (K Pa^{-1})$$

$$b_1 = -2,05 \cdot 10^{-8} (Pa^{-1})$$

$$c_0 = 1,9898 \cdot 10^{-4} (K Pa^{-1})$$

$$c_1 = -2,3760 \cdot 10^{-6} (Pa^{-1})$$

$$d = 1,83 \cdot 10^{-11} (K^2 Pa^{-2})$$

$$e = 7,65 \cdot 10^{-9} (K^2 Pa^{-2})$$



Uma vez definida a quantidade de Energia Firme que a usina eólica pode oferecer, procede-se com o cálculo da remuneração (10).

$$R = EF_t \times PE \quad (10)$$

Onde:

$R$  : Remuneração recebida por oferecer energia firme ao sistema [USD/MWh]

$EF_t$  : Energia firme no ano  $t$  [MWh]

$PE$  : Preço pago por unidade de energia ofertada. Esse valor depende dos preços de energia no mercado elétrico de cada país [USD]

A equação (10) apresenta um cálculo muito simples para obter um valor de remuneração baseado na energia firme de uma usina eólica para um período de tempo considerado, porém, os parâmetros a determinar no lado direito da equação precisam de considerações adicionais como o comportamento do mercado elétrico local, o tipo de projeto e as condições climáticas da região. Além disso, a equação (10) pode considerar o total da vida útil do projeto ou somente um determinado período, como por exemplo, um ano. Neste caso, se avaliaria o mínimo de energia registrada e o valor de  $k$ , atualizando o fator de ajuste. Por outro lado, se poderia fazer uma modificação na forma de cálculo de forma progressiva na equação (1) sem modificar o fator  $k$ , permitindo assim um reajuste anual dos valores de  $EF$  para cada ano, de acordo com:

$$EF_{t+1} = \frac{1}{2}EF_t + \frac{1}{2}G_t \quad (11)$$

Onde:

$G_t$  : Energia gerada pela usina no ano  $t$  [MWh]. Dada por

$$G_t = CR \times t \quad (12)$$

Onde:

$CR$ : Capacidade real (MW)

$t=8760$  (h)

Para determinar os efeitos das equações (1) a (12) é necessário estabelecer o custo da energia gerada através de uma usina eólica e depois comparar os resultados com e sem incentivos. O custo de gerar uma unidade de energia elétrica com uma usina eólica pode ser determinada com a equação (13).

$$CU = \frac{\sum_{k=0}^T \frac{(Inv_t + AOM_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{k=0}^T \frac{G_t}{(1+r)^t}} \quad (13)$$

Onde:

$CU$  : Custo unitário da energia [USD/MWh]

$T$  : Tempo do projeto [horas]

$Inv_t$  : Investimento inicial do projeto [USD/MW]

$AOM_t$  : Custos de Administração e Operação [USD/MW]

$r$  : taxa de desconto [%]

A partir de uma faixa de valores que podem ser obtidos com a equação (13), se estabelece a influência da remuneração da energia firme no equivalente em tempo presente da renda que pode atingir o projeto (HU e ZHENG., 2013).

$$VPL = \sum_{t=1}^T \frac{F_t}{(1+r)^t} - Inv \quad (14)$$

Onde:

(15)

$$F_t = Ren_{x_t} - AOM_t - Inv_t$$

Onde:

$VPL$  : Valor presente líquido do projeto [USD]

$F_t$  : Fluxo de caixa em cada período de tempo [USD]

$Ren_{x_t}$  : Renda no ano  $t$ , que para efeitos de comparação pode adquirir dois valores dependentes de:

1. Função do preço Spot ou do preço regulado do mercado elétrico sem incluir  $PE$

## 2. Função do preço Spot ou do preço regulado do mercado elétrico incluindo *PE*

### 3.1 Considerações

A metodologia leva em conta as seguintes considerações sobre os projetos e os cálculos:

- A metodologia de cálculo aplica-se principalmente a países com escassa ou nula experiência em desenvolvimento de projetos eólicos, ou seja, que carecem da informação necessária para conhecer a energia real que poderia gerar uma usina eólica.
- A energia firme da usina para o primeiro ano será uma porcentagem menor do que 10% da energia projetada, isto para garantir que tenha uma probabilidade maior do que 90% de ser gerada em qualquer situação ao longo do período de tempo.
- O preço *PE* depende do mercado elétrico local, seu cálculo pode-se determinar através de diferentes métodos, algumas opções são:
  - Fixar uma taxa ambiental por cada unidade de energia firme eólica em lugar de considerar energia firme termoelétrica. Esse valor depende dos orçamentos internos de cada mercado elétrico.
  - Fixar uma taxa por garantir a entrega da energia em determinados períodos durante o ano, em dependência da informação operativa e comercial do mercado elétrico. Isto se explica a continuação:

Devido a que o preço da energia pode ser muito volátil, ou seja, varia de forma significativa ao longo do tempo, a curva de demanda de energia apresenta épocas em que o preço da energia pode ser bastante maior que a média. Levando em consideração que a variação depende principalmente da diferença entre o custo da tecnologia de geração e do seu correspondente combustível, as hidroelétricas e termoelétricas têm a experiência de conhecer as épocas que têm maior probabilidade de gerar. Nos sistemas elétricos, as usinas que não têm um custo associado a seu combustível normalmente alocam-se na base da curva de oferta, portanto sem as restrições de capacidade das linhas de transmissão e os pontos de estabilidade, teoricamente as hidroelétricas e as eólicas venderiam o total de energia que possam produzir.

Em um cenário real, nem é conveniente que todas as fontes que ofertam preços mais baratos de energia gerem, então, o sistema determina que existam períodos de tempo onde o valor da energia é mais caro. Assim, se é possível estabelecer estes períodos de variação mais destacada do crescimento dos preços, essa variação pode servir como referência para determinar o valor de  $PE$ , ou seja, seria pagar por uma energia que vai ser garantida através da energia firme, pagando por ela um preço que de qualquer forma seria pago devido ao comportamento do mercado. A equação proposta para o cálculo do preço da energia firme é a seguinte:

$$PE = \frac{\sum_{t=1}^n P_t \cdot V_t}{n} \quad (16)$$

Onde:

$P_t$ : Preço médio atualizado da energia em um ano  $t$ , para um determinado mercado elétrico. Neste caso pode-se utilizar como referência o mercado spot, o mercado regulado ou mercado de contratos, dependendo da configuração interna em cada país.

$n$ : Número de anos utilizado como referência do cálculo. Devido ao que o cálculo depende do comportamento histórico de um determinado mercado elétrico, entre mais anos se utilizem como referência maior são as possibilidades de encontrar um preço estável ao nível do mercado.

$V_t$ : Volatilidade em forma percentual dos preços spot no mercado elétrico para cada ano em consideração.

Na equação (16), o preço atualizado, refere-se ao valor da energia em um tempo presente. Devido ao conhecimento de que o dinheiro tem diferente valor ao longo do tempo, e considerando que a determinação de  $PE$  depende de uma base de dados do mercado no passado, os preços anuais da energia devem ser representados pelo valor presente, assim propõe-se a seguinte equação para encontrar  $P_t$ .

$$P_t = P_0 \prod_{i=1}^T (1 + I_{i+1}) \quad (17)$$

Onde:

$P_0$ : Preço da energia segundo os dados sem atualizar [USD]

$I_{i+1}$ : Inflação considerando cada ano  $i+1$  [%]

$T$ : Número de anos precisos para atualizar os preços. Esse valor depende de cada ano referência. Por exemplo, segundo a equação (16): para o primeiro preço atualizado  $P_1$ , se  $n=10$ , então  $T=9$ . Mas para o segundo preço atualizado  $P_2$ :  $T=8$ .

O anterior faz sentido porque na medida em que os valores a serem atualizados aproximam-se ao presente, é preciso utilizar menos valores de inflação.

A equação (17) entrega  $n$  valores de  $P_t$  atualizados. Para uma análise de rentabilidade de um projeto eólico, pode-se utilizar a média destes preços para estabelecer um preço estável e prever determinados objetivos econômicos.

$$P_{med} = \frac{\sum_{t=1}^n P_t}{n} \quad (18)$$

A equação (18) utiliza ser utilizada para determinar a remuneração possível da usina eólica sem considerar incentivos.

Retomando a equação (16), tem-se:

$$V_i = \frac{\sum_{t=1}^m V_t}{m} \quad (19)$$

$$\Delta = \ln \left[ \frac{P_d}{P_{d-1}} \right] \quad (20)$$

Onde:

$V_i$ : Volatilidade com horizonte de tempo mensal dos preços do mercado spot de energia. Sua interpretação corresponde ao desvio padrão dos câmbios percentuais do preço (XM, 2014b).

$m$ : Meses do ano

$\Delta$ : Cambio percentual do preço da energia

$p$ : Preço de energia médio no dia  $d$

O objetivo das equações (19) e (20), as quais medem a volatilidade dos preços e os levam a valores médios em um período anual, é poder estabelecer um preço de referência de acordo às variações no comportamento do mercado.

As duas opções para o cálculo do  $PE$  serão descritas no estudo de caso apresentado no Capítulo 5.

- Tendo em conta a equação (13), a regulamentação pode incidir em definir os valores mínimos para que os projetos apresentem determinados custos por gerar energia eólica, porém, devido a que a maioria dos parâmetros da equação depende de considerações técnicas, a melhor forma de delimitar os custos da energia é delimitando o valor da  $r$ , como se poderá ver nos seguintes capítulos.
- O valor de  $R$  pode ser interpretado como um incentivo que atua no  $VPL$  dos projetos eólicos, através dos fluxos de caixa. Desta forma, o custo de gerar energia não diminui, mas aumenta a rentabilidade que pode lograr o projeto.

### 3.2 Vantagens da Metodologia

- Conhecer a energia firme que podem ofertar as usinas eólicas ajuda no planejamento do mercado elétrico, porque garante um mínimo de energia que será produzido em qualquer período de tempo considerado.
- Devido a que a referência de  $PE$  são os preços adicionais que se pagam durante os períodos em que a energia é mais cara, existe a possibilidade que os recursos para pagar a energia eólica sejam efetuados pelos recursos que se deixam de pagar às usinas com custos maiores de produção de energia. Neste caso, estudos de complementariedade ajudariam a determinar o grau de correlação entre épocas de velocidades maiores nos ventos e épocas de preços elevados da energia (THE WORLD BANK, 2010).
- Redução dos riscos devidos à quantidade de energia produzida, pois toda a energia firme seria vendida (DUTRA, 2001).

## 4. ANÁLISE DA USINA ÉOLICA SEM INCENTIVOS

### 4.1 Estudo de Caso

A Colômbia possui um alto potencial de geração de energia eólica estimado em 14 GW (THE WORLD BANK, 2010), o qual é aproximadamente o valor total da potência instalada no país, com 14,5 GW (XM, 2014a). O melhor aproveitamento da energia eólica pode ser desenvolvido na parte norte do país, onde se tem os ventos mais estáveis e fortes nas distintas estações do ano. Segundo a Atlas dos ventos da *Unidade de Planejamento Minero Energética* (UPME), a parte conhecida como *Cabo de la Vela* no extremo norte da Colômbia oferece um ótimo lugar para desenvolvimento de projetos eólicos, o qual apresenta elevadas densidades dos ventos ao longo do ano.

Um exemplo gráfico é apresentado na Figura 11, no qual se observa uma parte em vermelho na península norte, que indica uma elevada densidade de vento; este exemplo corresponde a uma média multianual do mês de julho. A Figura 12 faz uma abordagem da região com maior potencial eólico do país, na qual a faixa média da densidade de potência varia entre 1728 - 2197 W/m<sup>2</sup> e 2197 - 2744 W/m<sup>2</sup> (UPME, 2006a).

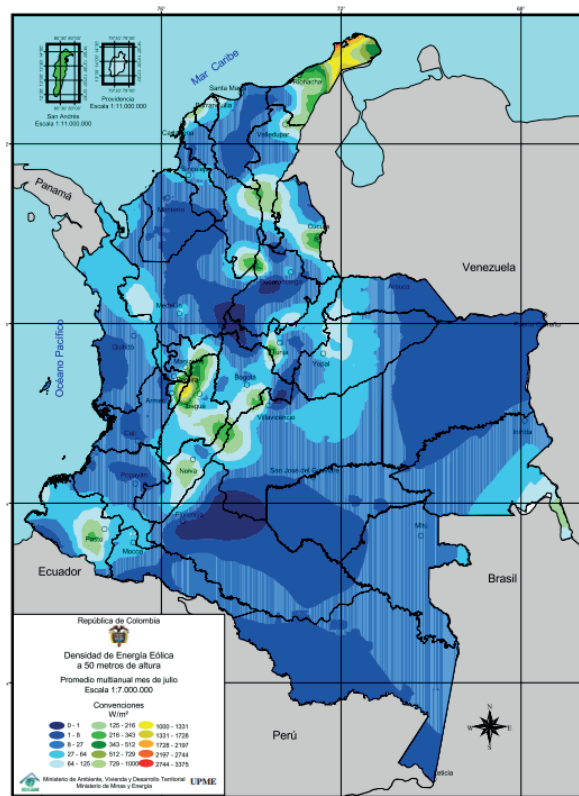
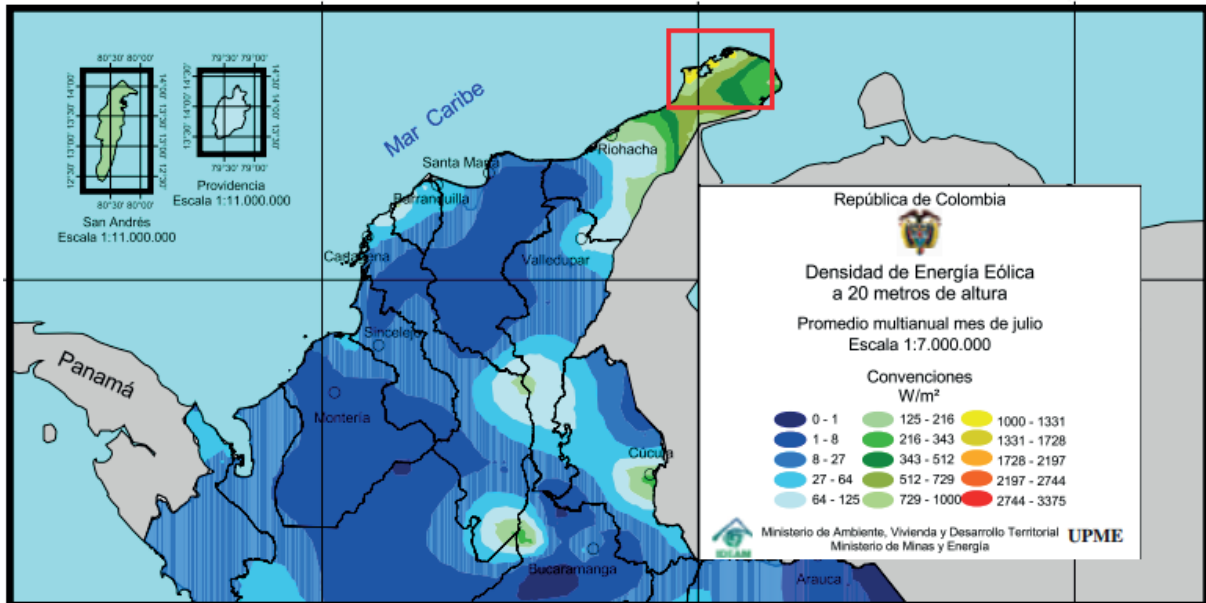


Figura 11. Média da densidade de potência no mês de julho.

Fonte: (UPME, 2006a)



**Figura 12. Área com maior potencial eólico.**

Fonte:(UPME, 2006a)

Embora o alto potencial estimado para desenvolver projetos eólicos na Colômbia, existe só uma usina eólica; o parque de *Jepirachi*. Seus 19,5 MW correspondem a 0,137% da capacidade de geração instalada no país e serve principalmente como um protótipo para a inserção deste tipo de geração e como base para possíveis investimentos (THE WORLD BANK, 2010).

Entretanto a energia eólica não tem sido considerada na tradição de geração no país, nos últimos anos existe um interesse de políticas internacionais e de iniciativas nacionais para começar a explorar possíveis métodos para que energia eólica esteja presente na matriz elétrica. Do âmbito internacional, diferentes organizações promoveram estudos e alguns incentivos econômicos para começar pesquisas, e da parte Nacional, a empresa EPM (*Empresas Públicas de Medellín*) a qual é a dona do parque *Jepirachi*.

Por outro lado, a energia eólica oferece outra vantagem na Colômbia, uma propriedade que é conhecida como complementariedade com os recursos hídricos. A complementariedade é uma característica que indica que os parques eólicos podem ofertar maior quantidade de energia trabalhando junto com hidroelétricas que a quantidade que cada tipo de geração poderia ofertar por separado.

Esta propriedade seria muito importante no sistema elétrico colombiano porque influiria positivamente em épocas de seca, onde a energia das hidroelétricas diminui na sua oferta e o preço da energia aumenta devido ao incremento da produção com termoelétricas.



Além disso, as épocas de seca foram decisivas na constituição do mercado elétrico atual na Colômbia, onde ocorreu um racionamento geral por vários meses no ano de 1991.

Em relação à possível complementariedade da energia eólica e hidroelétrica, os dados mostrados nas Tabela 9 e 10 mostram as possibilidades da complementariedade. Na Tabela 9 se apresenta a velocidade do vento em cada mês do ano, com medições multianuais registradas com o medidor do aeroporto *Almirante Padilla* em uma zona que fica perto do parque *Jepirachi* a 50 m de altura.

**Tabela 9. Relação da velocidade do vento para cada mês do ano, medida a 50 m de altura**

Velocidade do vento normalizada em função da velocidade média anual												
	Mês											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Carga											
<b>Pico</b>	1,27	1,38	1,34	1,15	1	0,88	0,96	0,88	0,61	0,69	0,81	1,04
<b>Media</b>	1,32	1,36	1,34	1,17	0,94	0,87	0,93	0,85	0,67	0,69	0,81	1,04
<b>Baixa</b>	1,36	1,39	1,26	1,13	0,99	0,81	0,9	0,81	0,69	0,75	0,88	1,04
<b>Vel. média do vento (m/s)</b>	7,78	8,05	7,77	6,8	5,6	5,01	5,42	4,94	3,95	4,15	4,86	6,13
<b>Relação media</b>	1,33	1,37	1,32	1,16	0,95	0,85	0,92	0,84	0,67	0,71	0,83	1,04

Fonte: (THE WORLD BANK, 2010)

Na Tabela 10 os meses marcados em azul correspondem aos períodos de estiagem que acontecem cada ano no país. Pode-se observar que os valores nos distintos tipos de carga são maiores que 1 em todos os casos, ou seja, nos meses de seca a velocidade do vento é maior que a média do ano.

Na Tabela 10, são ressaltados com azul os períodos de estiagem típicos na Colômbia. Na parte direita se apresenta uma relação padronizada pelo Banco Mundial, onde um valor maior que 1 indica uma quantidade de geração maior que a média anual. É possível observar que no período de seca, com exceção de dezembro o valor da energia entregue pelo parque é maior que a média anual, o qual favorece a característica de complementariedade. Os valores que formam parte da tabela correspondem às quantidades de energia entregadas por *Jepirachi* desde sua criação.

Tabela 10. Geração de *Jepirachi* em cada mês do ano

	Geração Média de <i>Jepirachi</i> (MWh)				Relação da Geração Média		
	Bloco de demanda				Bloco de demanda		
	Total	Pico	Média	Baixa	Pico	Média	Baixa
Janeiro	5098	232	4047	792	1,08	1,13	1
Fevereiro	5338	258	4269	811	1,2	1,18	1,03
Março	6414	313	5041	1060	1,46	1,4	1,34
Abril	4839	230	3737	926	1,07	1,03	1,17
Maio	4515	215	3439	861	1	0,95	1,09
Junho	4531	218	3558	755	1,01	0,99	0,96
Julho	6392	290	4768	1334	1,35	1,32	1,69
Agosto	5123	248	3939	936	1,15	1,09	1,19
Setembro	4046	194	3115	737	0,9	0,86	0,93
Outubro	2492	107	1979	406	0,5	0,55	0,51
Novembro	2830	130	2307	393	0,61	0,64	0,5
Dezembro	3722	143	3119	460	0,67	0,86	0,58
<b>Total</b>	55394	2578	43345	9471	1	1	1
<b>Período Seco</b>	25465	1176	20204	4049	1,09	1,12	1,03
<b>Período Úmido</b>	29929	1402	23105	5422	0,93	0,93	0,98

Fonte: (THE WORLD BANK, 2010)

Ainda com resultados da densidade de vento apropriada para desenvolver projetos eólicos e com a característica de complementariedade, não existe até o momento usinas de grande porte instaladas na Colômbia, de acordo com esse fato, o país torna-se interessante para analisar o que aconteceria com os possíveis custos e preços da energia eólica, e verificar se um possível ajuste na regulamentação teria efeito nos resultados para sua inserção.

## 4.2 Custo Nivelado da Energia

Um estudo econômico da usina eólica corresponde a definir a possibilidade da sua implementação, de acordo com o custo da energia que pode produzir. Conhecer o custo real da energia precisa de uma metodologia com muitas considerações e variáveis, e de forma geral os resultados que se atingem correspondem a uma faixa de valores que precisam de uma análise e interpretação.

O Custo Nivelado da Energia (CNE) permite comparar os projetos elétricos com diferentes fontes de geração e tempos de vida útil. O CNE é determinado pela equação (13) e

seus resultados são unidades monetárias por unidade de energia, o qual permite estabelecer a decisão de implementação baseada em critérios quantitativos.

Atualmente o CNE considera unicamente os custos fixos e os custos variáveis de um projeto, em uma linha de tempo igual à vida útil da usina. Existem muitas discussões modernas em torno desta forma de cálculo, principalmente para as fontes renováveis, devido aos autores e empreendedores deste tipo de projetos argumentarem que existem custos ambientais e sociais que não são considerados na metodologia, que tornariam algumas tecnologias mais competitivas (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2013).

Existem países que efetivamente incentivam as fontes renováveis com pagamentos extras devido à diminuição da emissão de gases de efeito estufa, ou com redução de taxas em alguma etapa que compõe o sistema elétrico. A metodologia aceita de forma geral até o momento é aquela que inclui dentro dos custos variáveis, o combustível, a operação e a manutenção.

Neste capítulo pretende-se unicamente obter os possíveis resultados de gerar energia com fonte eólica na Colômbia, com a metodologia tradicional do CNE. Desta forma, no capítulo seguinte será analisada a influência da regulamentação proposta nos resultados.

Para obter o CNE é preciso conhecer as seguintes variáveis:

**Fator de disponibilidade:** Representa o tempo estimado que a usina trabalha em operação contínua, em um período de tempo (neste caso 1 ano). Um fator de 100% quer dizer que a usina operou sem interrupções durante todo o ano. Os fatores de disponibilidade que se utilizarão correspondem a uma faixa de 90% até 100% (UPME, 2008).

**Fator de capacidade:** É o quociente entre a produção de energia e a energia que poderia ser produzida de acordo a capacidade instalada (ACKERMAN, 2005). Os fatores escolhidos estão entre 28% e 45%, os quais são valores característicos dos projetos eólicos instalados no mundo. Uma forma de comprovar é a faixa dos dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) sobre as plantas registradas comercialmente. Os valores da ONS se apresentam na Tabela 39 do Anexo 1. A Tabela 11 resume os valores utilizados no trabalho (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2014).

**Tabela 11. Fatores de Capacidade Escolhidos para os Cálculos**

<b>Fatores de Capacidade</b>	
28%	38%
30%	40%
32%	42%
34%	44%
36%	45%

Fonte: (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2014)

**Capacidade:** É potência nominal da usina, neste caso 300 MW.

**Investimento por MW:** Os custos de investimento no mundo variam de forma considerável, as médias da China, Europa e América ficam na faixa de 1.300.000 USD/MW – 2.200.000 USD/MW (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2012).

Para fazer uma análise de sensibilidade, decidiu-se variar essa faixa de valores a cada 100.000 USD/MW.

**Administração e Operação:** São os custos associados a manter em funcionamento o parque. O valor é considerado como uma porcentagem pequena do custo de investimento, o qual oscila entre 1% e 3% desse valor. Para o presente caso, vai se utilizar 2%.

**Tempo:** O período de tempo para os cálculos é um ano, ou seja, 8760 horas.

**Taxa de desconto:** É a taxa que se utiliza para efetuar os fluxos de caixa. As taxas que se utilizam de forma constante na maioria de estudos deste tipo variam entre 10% e 15% (TOLMASQUIM, 2005a), portanto se escolhem essas duas taxas para a análise dos resultados.

Para determinar os custos de cada unidade de energia gerada com uma usina eólica, utilizou-se a equação (13) (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2012). A aplicação da equação (13) se apresentam nas Tabelas 28, 29 e 30 do Anexo 1, no qual se fixam cifras padrões para o cálculo, na parte de parâmetro modificável é possível substituir os valores para obter os diferentes resultados.

A Tabela 12 resume os valores dos parâmetros que podem variar. Os resultados dependem das possíveis combinações desses valores.

**Tabela 12. Resumo das Variáveis para o Cálculo do CNE**

<b>Fatores de Disponibilidade (FD)</b>	<b>Fatores de Capacidade (FC)</b>		<b>Investimento (USD/MW)</b>	<b>Taxa de desconto</b>
90%	28%	38%	1.300.000	10%
95%	30%	40%	1.400.000	15%
98%	32%	42%	1.500.000	
100%	34%	44%	1.600.000	
	36%	45%	1.700.000	
			1.800.000	
			1.900.000	
		2.000.000		

Fonte: (UPME, 2008; INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2012; OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA, 2014; TOLMASQUIM, 2005a)

### 4.3 Resultados

Os resultados são apresentados de forma detalhada nas Tabelas 31 a 38 do Anexo 1, onde cada um dos valores corresponde aos custos de gerar 1 MWh dependendo das variáveis consideradas. Os resultados estão em dólares e sua equivalência se apresenta no final do capítulo para comparação em outras moedas. Para observar de forma gráfica a influência de cada variável e a modificação nos resultados se utilizam gráficas 3D.

Devido ao Anexo 1 conter resultados para todas as combinações possíveis das variáveis, decidiu-se apresentar somente 4 casos que representam os cenários com variáveis mais próximas à realidade.

O fator de disponibilidade de 90% é bastante pessimista neste tipo de projetos, a maioria das usinas instaladas garantem fatores com manutenção mínima, o que resulta em valores acima de 95% (WOBBEN WINDPOWER, 2014). De forma análoga o extremo de 100% é praticamente impossível de atingir porque representaria uma usina que nunca para de trabalhar, desta forma os resultados destes casos têm caráter informativo, mas para continuar a análise utilizam-se os fatores de 95% e 98%.

A Figura 13 e a Figura 14 apresentam a variação do custo da energia em função do investimento e do fator de capacidade do projeto.

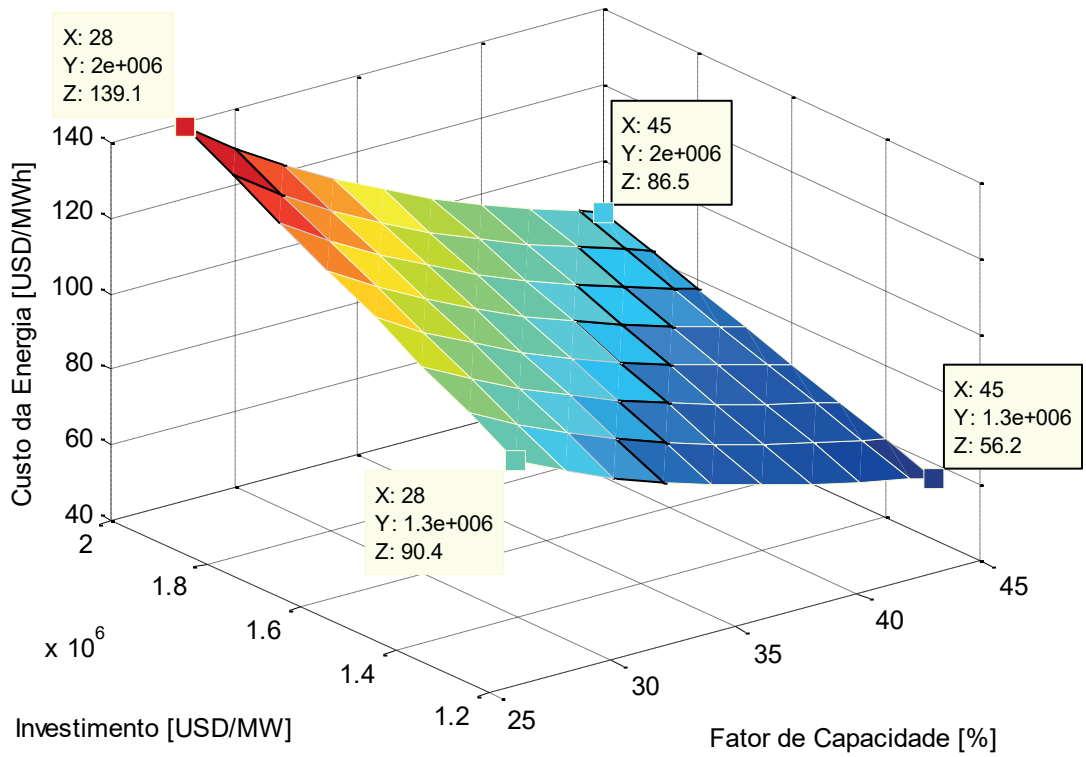


Figura 13. Custo da energia com FD = 95% e Taxa de Desconto de 10%.

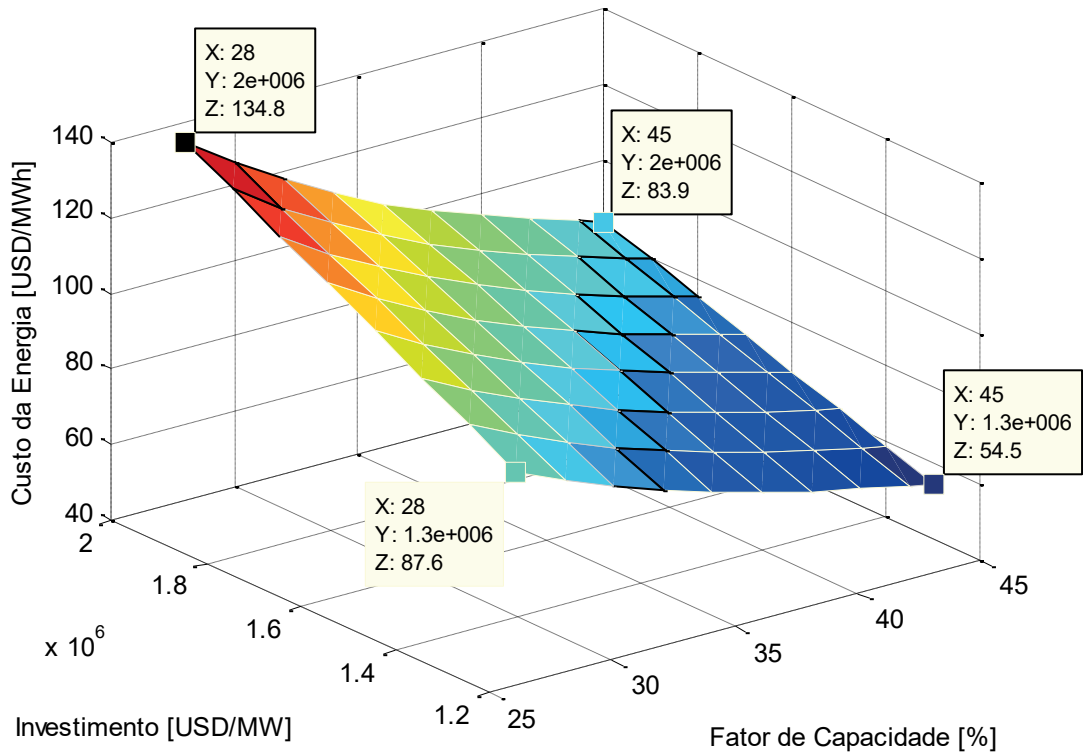


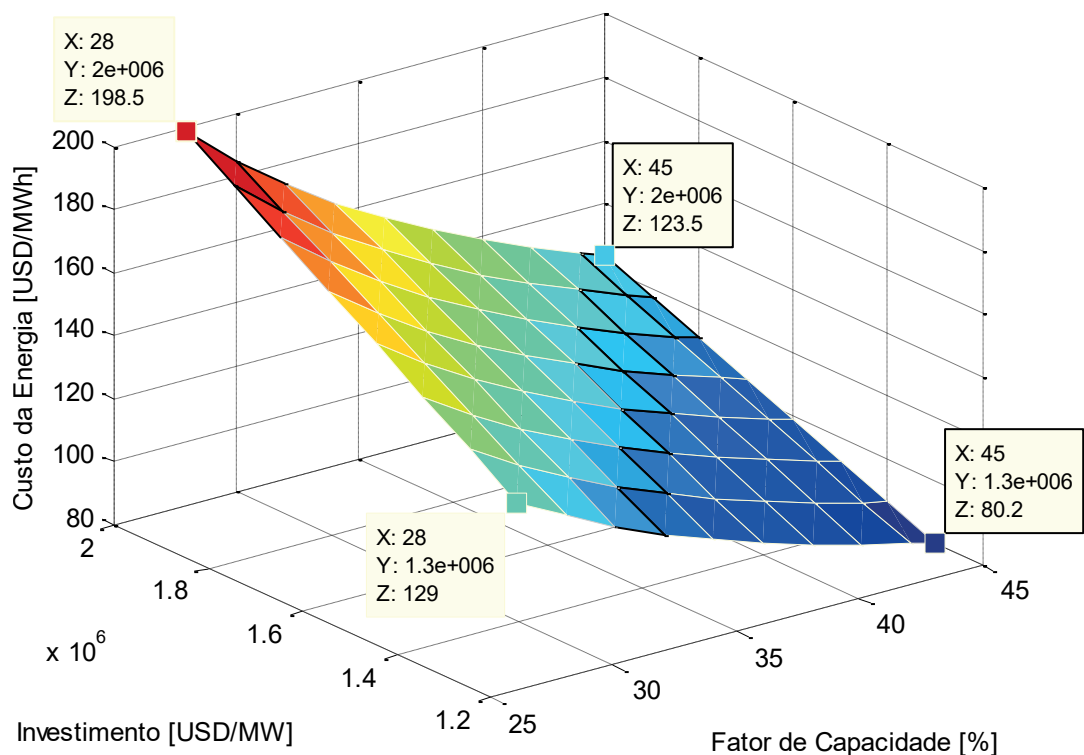
Figura 14. Custo da energia com FD = 98% e Taxa de Desconto de 10%.

A forma dos gráficos das figuras, como um plano inclinado é esperada devido a apresentar os extremos dos valores que pode atingir a energia dependendo dos valores das variáveis, e sempre vai acontecer do preço ser inversamente proporcional ao fator de capacidade, e diretamente proporcional ao investimento. Portanto o resultado mais econômico é aquele localizado na parte inferior direita.

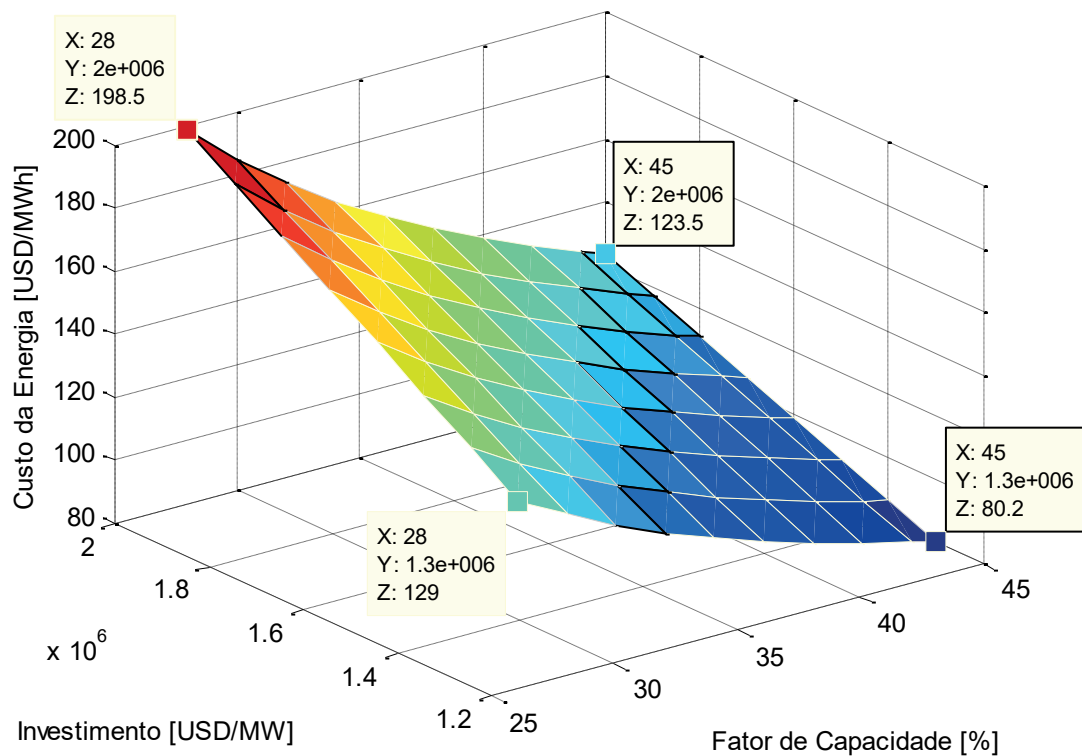
Os resultados mostram que uma variação de 1% no fator de capacidade influi em aproximadamente 2,3% no custo da energia, da mesma forma uma variação de 100.000 USD/MW no investimento resulta em um incremento de 7,6% do custo da energia.

De acordo com os cenários escolhidos, os projetos têm uma faixa bastante grande de possíveis resultados, e seus extremos representados no eixo Z apresentam uma diferença maior do que 100%.

As Figuras 15 e 16 apresentam o custo da energia para uma taxa de desconto de 15%.



**Figura 15. Custo da energia com FD = 95% e Taxa de Desconto de 15%.**



**Figura 16. Custo da energia com FD = 98% e Taxa de Desconto de 15%.**

As superfícies mostradas das Figuras 15 e 16 são iguais para os casos da taxa de desconto de 10%, é fácil perceber que quando a taxa de desconto aumenta, os resultados dos custos de energia aumentam, porque é preciso cobrir um adicional de 5%, esta variação modifica o custo da energia em aproximadamente 42%; enquanto o fator de disponibilidade é inversamente proporcional, seu aumento de 3% representa 3% de diminuição nos custos.

Segundo os resultados anteriores, o fator de maior influência entre as variáveis escolhidas é a taxa de desconto pago ao investidor, portanto uma política clara sobre a percentagem de retorno em projetos eólicos pode marcar a diferença entre implementação ou não implementação de uma usina.

Na Tabela 13 se mostra um resumo dos custos extremos da energia segundo os dados analisados e sua respectiva equivalência em reais e pesos colombianos, a escolha de pesos colombianos deve-se ao estudo de caso a ser apresentado na seção 4.3. A taxa de câmbio que se utilizou para os pesos colombianos corresponde à taxa média do ano 2014, e a taxa de câmbio para o real brasileiro corresponde à média dos últimos 6 meses do ano 2014.



**Tabela 13. Custos e suas equivalências dos casos extremos do custo da energia**

<b>Custo por cada MWh</b>						
<b>Investimento</b>	<b>FD</b>	<b>FC</b>	<b>Taxa</b>	<b>Dólar (USD)</b>	<b>Pesos (COP)</b>	<b>Real</b>
1.300.000	95%	28%	10%	90,4	177.050,00	R\$ 210,00
1.300.000	95%	28%	15%	129	252.650,00	R\$ 300,00
1.300.000	95%	45%	10%	56,2	110.070,00	R\$ 132,00
1.300.000	95%	45%	15%	80,2	157.070,00	R\$ 190,00
1.300.000	98%	28%	10%	87,6	171.570,00	R\$ 210,00
1.300.000	98%	28%	15%	125	244.820,00	R\$ 290,00
1.300.000	98%	45%	10%	54,5	106.740,00	R\$ 130,00
1.300.000	98%	45%	15%	77,8	152.370,00	R\$ 180,00
2.000.000	95%	28%	10%	139,1	272.430,00	R\$ 330,00
2.000.000	95%	28%	15%	198,5	388.770,00	R\$ 470,00
2.000.000	95%	45%	10%	86,5	169.410,00	R\$ 200,00
2.000.000	95%	45%	15%	123,5	241.880,00	R\$ 290,00
2.000.000	98%	28%	10%	134,8	264.010,00	R\$ 320,00
2.000.000	98%	28%	15%	192,4	376.820,00	R\$ 450,00
2.000.000	98%	45%	10%	83,9	164.320,00	R\$ 200,00
2.000.000	98%	45%	15%	125,0	244.820,00	R\$ 290,00

1 USD = 1958,54 COP      1 R\$ = 833,33 COP

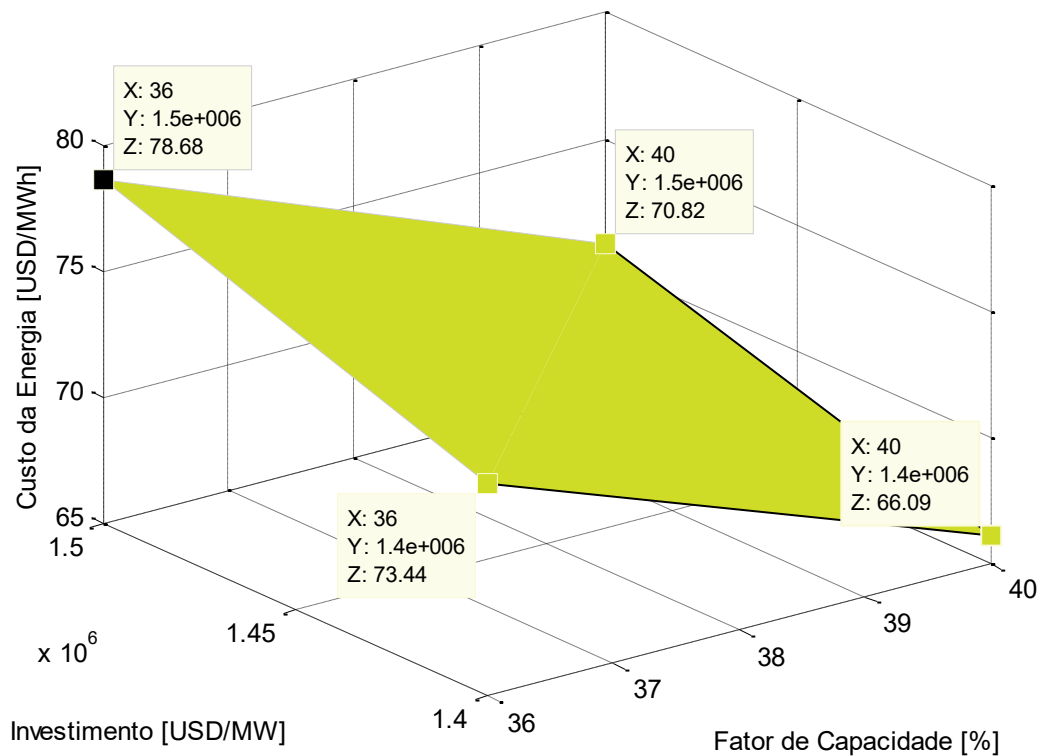
Fonte: (BANCO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA, 2014a; BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2014)

Segundo os resultados apresentados acima, o CNE pode apresentar uma variação maior do que 100%. No entanto, uma variação maior do que 100% entre os possíveis custos não permite aprofundar na análise e indica uma flutuação muito grande de possíveis preços, o qual tem como consequência a impossibilidade de saber se os projetos seriam ou não implementados. Por enquanto o trabalho foi focado em um número considerável de combinações possíveis para dar exemplos de como aplicar e interpretar o CNE, mas devido ao que o caso pontual de estudo é o cenário colombiano, vai se trabalhar com as variáveis mais próximas segundo a experiência do país, possibilitando comparar esses resultados em relação a plantas termelétricas e ao mercado elétrico em geral.

Para fazer uma análise com o caso da Colômbia, e para poder comparar a influência dos resultados com o incentivo da regulamentação do Capítulo 3, utilizam-se os seguintes dados:

**Tabela 14. Dados para o cálculo do custo da energia na Colômbia**

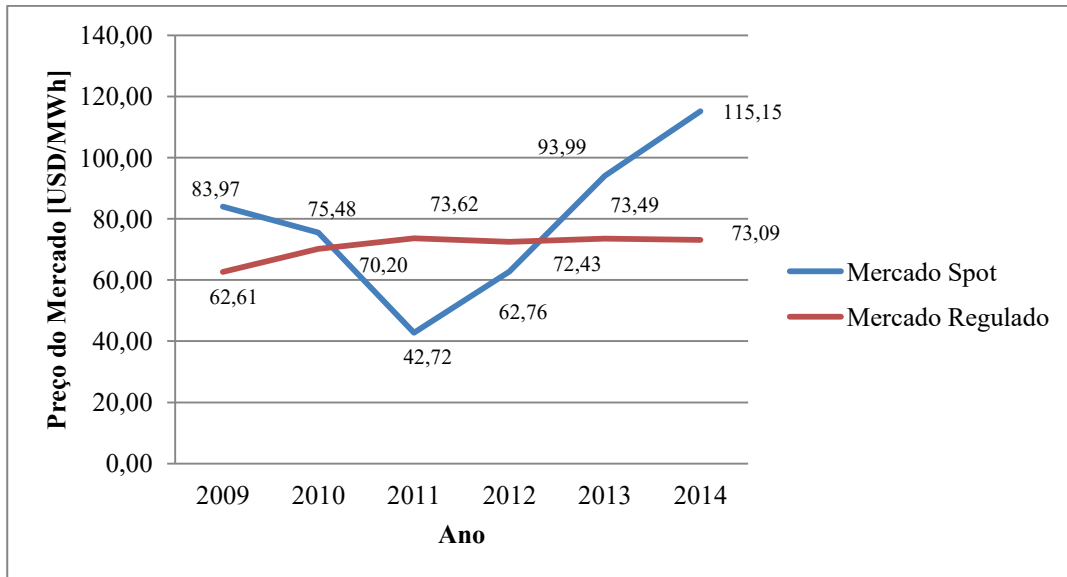
<b>Investimento USD/MW</b>	<b>FC</b>	<b>FD</b>	<b>Taxa</b>
1.400.000	36%	98%	10%
1.500.000	40%	-	-



**Figura 17. Custos da Energia para o caso Colombiano**

Os valores das variáveis que representam ao caso colombiano foram obtidos das medições do parque *Jepirachi*. Levando em conta as combinações dos dados da Tabela 14, existem quatro possíveis projetos de acordo ao custo da energia. Na Figura 17 se mostram os custos desses quatro projetos. Dependendo do investimento e do fator de capacidade o custo da energia tem uma variação de \$ 12,6 USD; variação coerente desde o ponto de vista do mercado elétrico, o qual tem a característica de representar um bem volátil. O FC de 36% foi o fator projetado em *Jepirachi* e o FC de 40% é o fator medido no parque (EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN, 2008).

Para ter uma visão maior dos resultados é preciso conhecer os valores da energia no mercado elétrico da Colômbia. Devido ao que o preço de transação da energia varia muito, decidiu-se utilizar uma média do histórico dos preços do mercado elétrico de cinco anos, aplicando a equação (17) aos preços do mercado spot e aos do mercado regulado são obtidos os resultados mostrados na Figura 18:



**Figura 18. Preços Atualizados para o Mercado Spot e o Mercado Regulado.**

Fonte: (XM, 2014b)

Utilizando os valores da Figura 18 e a equação (18) se calculam dois preços médios, um preço do mercado spot de 79 USD/MWh e um preço do mercado regulado de 70,87 USD/MWh. Desta forma assegura-se obter dois cenários com informação real das transações no mercado de energia. Os resultados correspondem a um histórico tomado desde janeiro de 2009 até dezembro de 2014 (XM, 2014b). O termo  $I_{i+1}$  que aparece na equação (17) corresponde à média anual dos valores de inflação real segundo o Banco da República Nacional (BANCO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA, 2014b).

A estes preços tem-se que descontar um cargo que todas as usinas pagam para garantir uma remuneração extra às usinas que fornecem energia firme ao sistema através da garantia em contrato de entregar determinada quantidade de energia em épocas de escassez. O cargo tem um valor de 14,72 USD/MWh (XM, 2012), portanto, os preços que seriam pagos para uma usina eólica sem considerar sua energia firme são 64,3 USD/MWh (Preço 1) e 58,19 USD/MWh (Preço 2), os dados para os cálculos dos preços atualizados dos mercados elétricos correspondem às Tabelas 43 e 44 do Anexo 1.

Na Tabela 15 é apresentado um resumo dos quatro projetos eólicos estudados e sua relação com o preço da transação de energia.

**Tabela 15. Relação dos Projetos com os Preços de Compra de Energia**

	<b>Custos \$ USD/MWh</b>	<b>Preço 1</b>	<b>Preço 2</b>	<b>TIR com Preço 1 e 2</b>
Projeto 1	66,10	Não Vende	Não Vende	-
Projeto 2	70,82	Não Vende	Não Vende	-
Projeto 3	77,44	Não Vende	Não Vende	-
Projeto 4	78,69	Não Vende	Não Vende	-

Analisando a Tabela 15 de uma forma qualitativa, as colunas 3 e 4 correspondem à possível atuação das usinas eólicas no mercado elétrico, ou seja, que de forma geral se o custo de energia tem um valor médio maior ao preço spot ou preço do mercado regulado que é pago para usinas eólicas, nenhum projeto em teoria poderia vender sua energia, devido a que o custo de geração é maior. Pode-se inferir, que projetos com menores fatores de capacidade e/ou maiores custos de investimento teriam a mesma consequência de não poder vender sua energia. Embora os valores dos custos sejam próximos aos preços nos mercados elétricos, existem considerações próprias das usinas que modificam a interpretação qualitativa. Na realidade os projetos de tipo renovável que atuam em mercados competitivos têm uma lógica de competição diferente do que as usinas que precisam pagar pelo seu combustível, devido a que o ar não tem um custo associado, a lógica diria que as usinas eólicas ofertem com o mínimo possível do preço e desta forma vender toda sua energia e em alguns casos, como nos casos das hidroelétricas, fiquem na base na curva de geração.

A coluna 5 indica a rentabilidade dos projetos, essa rentabilidade é medida através da Taxa Interna de Retorno (TIR). Assim, além de saber os possíveis custos de gerar eletricidade com usinas eólicas é preciso saber a diferença entre esses valores e os valores que se pagam pela energia.

Para esta consideração utilizam-se os preços de mercado como uma remuneração teórica que poderiam obter os projetos selecionados, os cálculos consistem em multiplicar o total de energia gerada de cada projeto pelo preço que pagaria o mercado e fazer um fluxo de caixa para obter o valor da taxa. É importante dizer que o mínimo valor possível da TIR é o valor da taxa de desconto, neste caso 10%. Ao momento de fazer os correspondentes cálculos, o resultado do *Excel* é uma taxa menor que 10% em cada caso, ou seja, menor que a Taxa de desconto. Portanto, uma análise quantitativa dá como conclusão que independentemente do comportamento dos projetos no mercado competitivo, ou seja, embora possam vender toda sua energia, não são projetos rentáveis e por consequência são pouco atrativos aos investidores.

Uma forma diferente de tirar conclusões consiste em fixar os custos de geração já estabelecidos e procurar um valor de investimento inicial que garanta uma TIR de 10% como requisito mínimo para a viabilidade dos projetos. Os resultados para os preços 1 e 2 se apresentam na Tabela 16.

**Tabela 16. Custos de Investimento Necessários para obter uma TIR de 10%**

Fator de Capacidade	Custo de Investimento USD/MW	
	Preço 1	Preço 2
36%	1.370.000	1.070.000
40%	1.230.000	1.190.000

Segundo a Tabela 16, pode-se inferir que a maioria dos custos de investimento para obter custos de energia que garantam rentabilidade ao projeto é inferior a 1.300.000 USD/MW instalado, segundo a bibliografia consultada, na atualidade os custos de investimento são maiores a este valor (INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, 2012). Por tanto a conclusão desta parte do trabalho é que embora se tenham fatores de capacidade elevados, os projetos eólicos têm barreiras econômicas e de regulamentação que impossibilitam sua implementação na Colômbia.

#### 4.4 Comparação com Plantas Termoelétricas

Para finalizar a análise deste capítulo, se faz uma comparação dos valores encontrados para as usinas eólicas, com dois tipos de termoelétricas. Pretende-se comparar o custo de geração e a rentabilidade utilizando novamente a metodologia do Custo Nivelado da Energia. A capacidade nominal fica em 300 MW para dois tipos de tecnologias, a primeira é uma usina de gás com ciclo simples e a segunda de carvão de ciclo pulverizado. Para realizar os cálculos tem-se como base o estudo da UPME, de “*Costos Indicativos de Generación*”, utilizando taxas de inflação para atualizar os valores (BANCO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA, 2014b).

Para o cálculo do custo nivelado de energia das plantas termelétricas deve-se considerar além dos custos de investimento, operação e manutenção, o custo do ciclo do combustível e o custo de manutenção maior (*overhaul*), os quais são proporcionais à energia gerada durante cada ano de operação da planta. A equação que dá o custo total é a equação (21) (UPME, 2005).

$$CU = \frac{\sum_{k=0}^T \frac{(Inv_t + AOM_t + OvCust_t + Cciclo_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{k=0}^T \frac{G_t}{(1+r)^t}} \quad (21)$$

Onde:

$OvCust_t$ : Custos de manutenção maior no ano  $t$ , em USD.

$Cciclo_t$ : Custo do ciclo do combustível no ano  $t$ . Este valor é igual a multiplicar (com iguais unidades) o *Heat Rate* da usina e o custo do combustível.

*Heat Rate*: É a eficiência com a qual a usina converte o energético em calor.

É importante dizer que o *Heat Rate* e os custos do combustível podem variar nas suas unidades e que os valores do custo do combustível dependem da zona do país, pelo tanto foram tomados dados da zona onde se pretende instalar os possíveis projetos eólicos.

Os valores para os cálculos das duas termoelétricas se apresentam na Tabela 17 (PETCHER, 2003; UPME, 2005). Os dados para os cálculos se mostram nas Tabelas 47-49 do Anexo 2.

**Tabela 17. Dados para o Cálculo do Custo Nivelado da Energia de Usinas Termoelétricas**

<b>TECNOLOGÍA</b>	<b>CARVÃO 300 MW</b>	<b>GÁS 300 MW</b>
Fator de disponibilidade	95,00%	95,00%
Fator de capacidade	80,00%	80,00%
Custo de investimento USD/MW (2005)	828.000,00	326.700,00
Custo de investimento USD/MW (2014)	1.194.475,70	471.298,00
Capacidade (MW)	300	300
Tempo (horas do ano)	8760	8760
Taxa de desconto	10%	10%
Custos AOM (USD)	13.675.881,19	3.147.000,00
Custos de Manutenção maior (Overhaul)	2.416.865,77	13.859.519,00
Custo do Combustível	43,71 USD/Ton	2,06 USD /Kpc
Heat Rate	0,361 Ton/MWh	1.0878 BTU/MWh
Custo ciclo do combustível gerado (USD/MWh)	15,78	32,36
Vida útil (anos)	30	25
Tempo de construção (anos)	3	2

1 pé cubico de gás natural dissipa em média 1000 BTU

Fonte: (PETCHERS, 2003; UPME, 2005; DONG ENERGY, 2010; ESMAP, 2010; CREG 2006b)

Os custos das usinas apresentam-se na Tabela 18.

**Tabela 18. Custo da Energia das termoeletricas**

<b>Custos da Energia</b>	
Carvão	49,17 USD/MWh
Gás	50,13 USD/MWh

Fonte: (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2014; BANCO DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA, 2014a)

Conforme a Tabela 18, os custos de gerar com uma termoeletrica são menores que os preços do mercado spot e do mercado regulado de energia, além disso, algumas usinas térmicas recebem um pagamento extra, esse pagamento, deve-se à energia firme que podem garantir, desta forma é possível comparar a influência que teria uma remuneração adicional por energia firme nas usinas eólicas de acordo a grau de influência que se apresenta nas térmicas. Para fazer o cálculo da remuneração precisa-se encontrar a energia firme que podem oferecer as usinas e os pagamentos por essa energia.

A equação que se utiliza para tal propósito está na “*Metodología de Cálculo de la Energía Firme de una planta o unidad térmica*” estabelecida em uma resolução da CREG (*Comisión de Regulación de Energía y Gas*) (CREG, 2006b).

$$EF = \frac{\sum_{i=1}^n CEN_i \times \beta_i \times h_i}{d_{ano}} \quad (22)$$

Onde:

$n$ : Número de combustíveis dos que dispõe a usina para operar. No caso de não utilizar mais de um combustível ao mesmo tempo, o valor de “ $n$ ” será 1.

$CEN_i$ : Capacidade Efetiva (MW) com o combustível  $i$  ou a combinação de combustíveis.

$\beta_i$ : Fator entre 0 e 1 para o combustível  $i$  ou a combinação de combustíveis. Corresponde ao menor entre os seguintes índices:

1. Disponibilidade da usina (1-IHF), onde IHF é o índice de Indisponibilidade Histórica de Saídas Forçadas.
2. Índice de Disponibilidade de fornecimento de combustíveis para operação contínua (IDS).
3. Índice de Disponibilidade de Transporte de gás natural para operação contínua (IDT). Este índice aplicará proporcionalmente á quantidade de gás natural que utilizará a usina e/ou unidade de geração térmica para sua operação.

$h_i$ : Horas de operação com o combustível  $i$  ou a combinação de combustíveis. A soma de  $h_i$  para os  $n$  combustíveis dos que dispõe a usina para operar. Deve ser igual ao número de horas do primeiro ano do Período de Vigência da Obrigação.

$d_{ano}$ : Dias do primeiro ano para o Período de Vigência da Obrigação.

Devido ao que neste caso contemplam-se usinas termoeletricas hipotéticas, o IDS e o IDT não são tidos em conta na hora do cálculo e pelo tanto o índice escolhido é o de Disponibilidade da usina (1-IHF) que será o que defina o valor  $\beta$ .

Para conhecer este índice é preciso conhecer o índice de Indisponibilidade Histórica de Saídas Forçadas e para fazer esse cálculo a CREG propõe a seguinte regulamentação:

“Indisponibilidade Histórica Forçada para usinas e/ou Unidades de geração com Informação Recente”.

O IHF das usinas e/ou Unidades de Geração com Informação Recente se determinará de acordo com seu tempo de operação, com base na Tabela 19 (CREG, 2006b):

**Tabela 19. IHF para Termoeletricas**

<b>Tipo de Tecnologia</b>	<b>1er Ano</b>	<b>2do Ano</b>	<b>3er Ano</b>
Gás e Combustíveis Líquidos	0,2	O menor valor entre 0,15 e o índice histórico do primeiro ano completo de operação	O índice histórico do segundo ano completo de operação
Carvão e outros combustíveis não incluídos nos casos anteriores	0,3	O menor valor entre 0,2 e o índice histórico do primeiro ano completo de operação	O índice histórico do segundo ano completo de operação
Hidráulicas	0,15	O menor valor entre 0,1 e o índice histórico do primeiro ano completo de operação	O índice histórico do segundo ano completo de operação

Fonte: (CREG, 2006b)

Na regulamentação se especifica no literal  $b$  o seguinte:

$b$ ) Se uma unidade é classificada como nova, se utilizarão os seguintes IHF:

- Para o primeiro ano de operação da unidade, o valor que aparecer na primeira coluna da Tabela 19.



- Para o segundo ano de operação da unidade em adiante, o valor será de 0,05.

Pelo tanto o  $\beta$  que se utiliza na usina de Gás é de  $1-0,2=0,8$  para o primeiro ano e de  $1-0,05=0,95$  para os seguintes anos. Para a usina de carvão é de  $1-0,3=0,7$  para o primeiro ano e de  $1-0,05=0,95$  para os seguintes.

Uma vez conhecido o valor de  $\beta$  e aplicando a equação (22), obtém-se os seguintes resultados:

**Tabela 20. Dados relacionados com a energia firme da Termoelétrica a Carvão**

Energia Firme MWh/ano (Primeiro ano)	1.471.680
Energia Firme MWh/ano (Desde o segundo ano)	1.897.416
Preço por Energia Firme (USD/MWh)	14,72
Remuneração por Energia Firme (Primeiro ano)	21.664.159,78 USD
Remuneração por Energia Firme (Desde o segundo ano)	27.931,291,71 USD

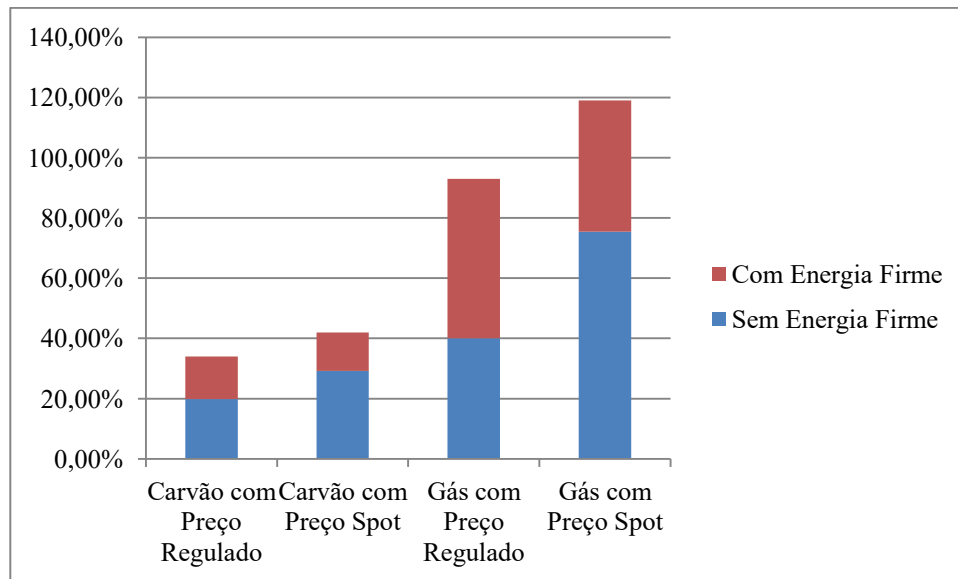
Fonte: (CREG, 2006a)

**Tabela 21. Dados relacionados com a energia firma da Termoelétrica a Gás**

Energia Firme MWh/ano (Primeiro ano)	1.681.920
Energia Firme MWh/ano (Desde o segundo ano)	1.897.416
Preço por Energia Firme (USD/MWh)	14,72
Remuneração por Energia Firme (Primeiro ano)	24.759.039,74 USD
Remuneração por Energia Firme (Desde o segundo ano)	27.931.291,71 USD

Fonte: (CREG, 2006a)

Finalmente é possível calcular a rentabilidade das usinas a partir do custo nivelado da energia e da remuneração extra da energia firme e confiabilidade oferecida ao sistema. De acordo com esta análise, a remuneração extra não afeta o custo da energia que produzem as usinas, mas influi na rentabilidade e pelo tanto é um tipo de incentivo. Para os cálculos da rentabilidade se utiliza novamente a TIR. O resultado se apresenta na Figura 19.



**Figura 19. TIR das Termoeletricas**

A Figura 19 mostra que as termoeletricas têm uma alta rentabilidade independente do mercado no qual venda sua energia e sem a remuneração por energia firme, isto se comprova, por exemplo, com o pior caso da usina a carvão, onde 19% é maior que a TIR de cada possível projeto eólico analisado previamente, os quais não atingem nem o 10% preciso para igualar a taxa de desconto. No caso de ser considerada a remuneração da energia firme, a TIR de cada projeto aumenta, ficando ainda maior a rentabilidade em cada caso.

As elevadas rentabilidades se devem a dois fatores, o primeiro é o menor custo para produção de energia e o segundo é a remuneração extra que oferece o mercado para este tipo de usinas, prova de uma regulamentação que incentiva à geração com combustíveis fósseis.

## 5. ANÁLISE DA USINA EÓLICA COM INCENTIVOS

No Capítulo 3, foi proposto um método para incentivar a geração eólica, através da energia firme que possam garantir as usinas eólicas e uma remuneração que atua no seu VPL.

Por outro lado no Capítulo 4, foi possível estabelecer que para o estudo de caso, uma usina eólica não tem a opção de competir no mercado elétrico, devido a duas causas importantes. A primeira são os custos de geração da energia, os quais são mais elevados que os preços do mercado elétrico; e a segunda é a limitada competência com fontes tradicionais que utilizam combustível fóssil, as termoelétricas obtém uma elevada rentabilidade devida a fatores utilizados no cálculo da energia e ao incentivo da regulamentação.

As equações e o enfoque da proposta estão expressos de forma geral, para a aplicação no estudo de caso, utilizam-se valores internos do mercado elétrico colombiano, de forma a exemplificar aqueles conceitos propostos.

### 5.1 Aplicação da Regulamentação Proposta

Antes de começar com os cálculos baseados nas equações do Capítulo 3, se apresenta o fluxograma com as principais variáveis a determinar.

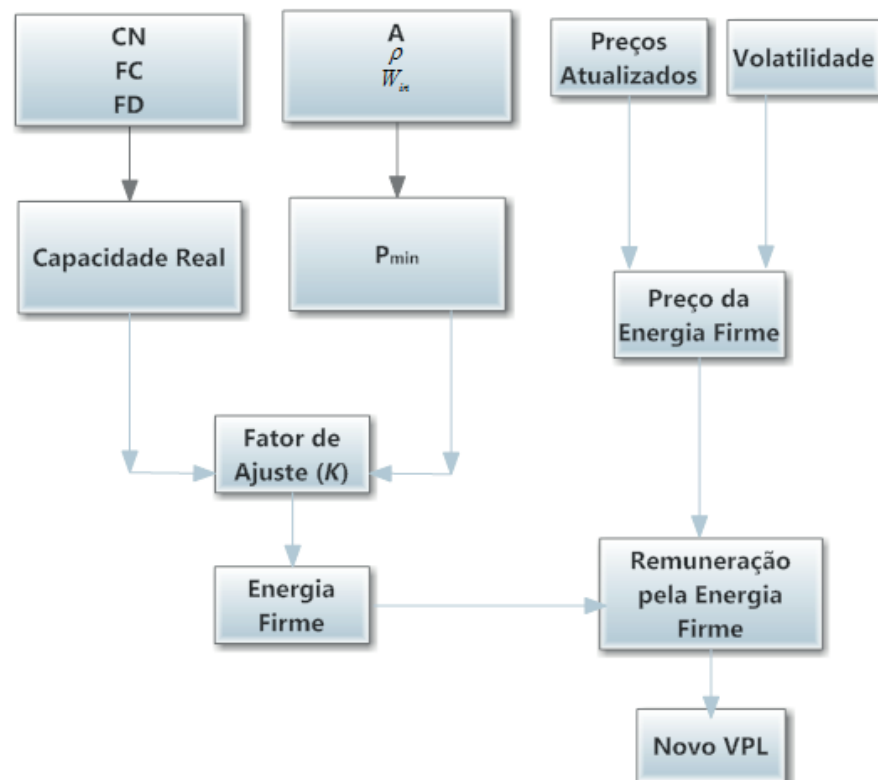


Figura 20. Fluxograma da metodologia de cálculo

Devido ao fato que o pagamento extra por energia firme não modifica o custo de gerar energia eólica, o cálculo de custo por unidade de energia produzida fica da mesma forma que foi calculado na equação (13), onde os valores dependem dos fatores de disponibilidade e capacidade utilizados. Portanto os custos da energia são os mesmos que aqueles apresentados na Tabela 15.

O próximo passo é determinar o possível valor do fator  $k$  da equação (1). Tendo em conta a equação (4), a equação (5) e os valores da Tabela 14, obtém-se a seguinte expressão:

$$k = \frac{300(0,36)(0,98)}{P_{\min}} = \frac{105,84}{P_{\min}} < 0,36 \quad (23)$$

Conforme a equação (6), o valor de  $P_{\min}$  depende de dois parâmetros fornecidos pelo fabricante do aerogerador ( $W_{in}$  e  $A$ ), e um parâmetro das condições atmosféricas ( $\rho$ ).

Portanto, o único parâmetro a determinar é a densidade do ar ( $\rho$ ).

Para calcular  $\rho$ , podem-se utilizar as equações (7), (8) e (9), onde as únicas variáveis são:

$p$  : Pressão atmosférica

$T$  : Temperatura (K)

$h$  : Porcentagem da humidade relativa

Essas três variáveis são dados de estudos meteorológicos feitos em cada país. Para o estudo de caso, utilizam-se dados da UPME, (UPME, 2006b) com seus correspondentes fatores de ajuste em temperatura, pressão e humidade relativa. Os valores utilizados se apresentam na Tabela 22:

**Tabela 22. Parâmetros para o Cálculo da Densidade do Ar**

$p$ (hPa)	$T$ (K)	$h$ (%)
1008	293	80

Fonte: (UPME, 2006b)

Considerando a Tabela 22, chega-se ao valor de:

$$\rho = 1,189 \text{ kg} / \text{m}^3$$

Após calcular a densidade do ar, os valores  $W_{in}$  e  $A$  são encontrados dependendo do tipo de aerogerador do projeto. Para avaliar os efeitos dessas variáveis, utiliza-se um catálogo de fabricante de turbinas eólicas e suas correspondentes especificações. Os dados relevantes para os cálculos do estudo de caso se apresentam na Tabela 23.

**Tabela 23. Especificações Técnicas para Diferentes Tipos de Aerogeradores WOBLEN WindPower ENERCON**

<b>Modelo</b>	<b>Potência Nominal</b>	<b>Velocidade de entrada</b>	<b>Área varrida</b>	<b>Quantidade de aerogeradores para instalar 300 MW</b>
92	2,35 MW	2,5 m/s	6648 m <sup>2</sup>	128
82	3,00 MW	2,5 m/s	5281 m <sup>2</sup>	100
70	2,30 MW	2,3 m/s	3959 m <sup>2</sup>	131
48	800 kW	2,5 m/s	1810 m <sup>2</sup>	375

Fonte: (WOBLEN WINDPOWER, 2014)

Para o estudo de caso, de acordo com a Tabela 14, o menor valor do fator de capacidade é 36%, assim, segundo a equação (5):

$$CN = 300MW$$

$$CR = 105,84MW$$

Retomando as equações (4) e (6), para cada tipo de aerogerador calculam-se os seguintes valores de  $P_{min}$  e  $k$ .

**Tabela 24. Resultados da Potência Mínima e Fator de Ajuste**

<b>Modelo</b>	<b>Potência Mínima [MW]</b>	<b>Fator de Ajuste [k]</b>
92	7,90	0,0746
82	4,90	0,0463
70	3,75	0,0354
48	6,30	0,0595

Na Tabela 24, todos os valores de fator de ajuste cumprem a restrição da equação (23). Segundo a equação (1) e com os valores da Tabela 24, finalmente é possível calcular a Energia Firme que poderia oferecer cada parque eólico por ano, de acordo com o tipo de aerogerador para o estudo de caso.

**Tabela 25. Energia Firme que pode ofertar um determinado Parque eólico**

<b>Modelo</b>	<b>Energia Firme anual [MWh]</b>
92	196.156,46
82	121.666,67
70	93.112,24
48	156.428,57

Conforme os resultados da Tabela 25, é possível desenvolver uma metodologia para o cálculo de energia firme para uma fonte de elevada variação como é o caso das eólicas. Os resultados apresentam a energia firme que um parque pode gerar ao longo de um ano, ou seja, considerando o tempo previsto de funcionamento do parque, essa energia seria o mínimo gerado.

Os resultados da Tabela 25 podem ser usados para toda a vida útil do parque ou pode ser atualizado progressivamente segundo a equação (11), onde uma atualização significará principalmente um aumento na estimativa da energia firme para o seguinte período de operação.

Até o momento, cumpriu-se a primeira etapa de cálculo, encontrar a energia firme que uma usina pode garantir. Agora se procede ao cálculo do preço que deveria ser pago por essa energia, de acordo com o mercado elétrico do estudo de caso.

Devido à ideia de utilizar orçamentos que estão sendo, ou serão gastos por outros tipos de fontes, tem que se estudar a configuração do mercado de energia e as formas de remuneração.

Para o caso colombiano procede-se a encontrar este preço através de duas opções:

### **Método 1. Taxa por unidade de energia firme eólica: Regulamentação existente no mercado**

Ao procurar informação do funcionamento do mercado elétrico colombiano, encontra-se que existe um “*cargo por confiabilidad*”, o qual é pago às usinas que ofertem uma determinada quantidade de energia firme ao sistema.

O valor que se utiliza é o mesmo que aparece na Tabela 20 e na Tabela 21, que foi usado para o cálculo de rentabilidade das termoeletricas (CREG, 2006b; UPME, 2006b).

$$PE = 14,72 \text{ [USD/MWh]}$$

## Método 2. Histórico dos preços no mercado: Informação operativa e comercial.

Neste caso se analisa o funcionamento do mercado em um período de tempo, para encontrar um preço de energia em função dos preços atualizados e da volatilidade do preço spot.

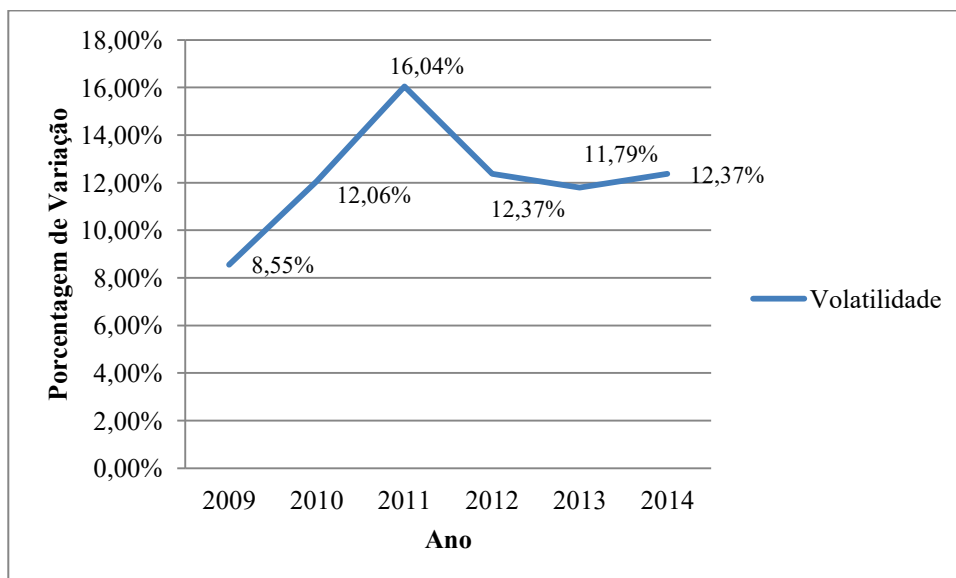
Utilizando a equação (16), com:

$P_t$ : Preços atualizados da energia no mercado Spot. Correspondem aos valores da Figura 18.

$n = 6$ : Número de anos utilizado como referência de cálculo. Corresponde ao número de anos para o cálculo dos preços atualizados da Figura 18.

$V_t$ : Volatilidade em forma percentual dos preços do mercado Spot. Os valores são encontrados de acordo a informação fornecida pelo Operador do Sistema Elétrico XM (XM, 2014b). Os valores encontrados em cada mês, utilizando a equação (19) se apresentam na Tabela 45 do Anexo 1.

Os valores médios de  $V_t$  para cada ano, se mostram na Figura 21.



**Figura 21. Volatilidade dos preços para o Mercado Spot**

Fonte: (XM, 2014b)

Utilizando os valores da Figura 18 e da Figura 21 pode-se resolver a equação (16), com o seguinte resultado:

$$PE = \frac{\sum_{t=1}^n P_t \cdot V_t}{n} = 9,37[\text{USD} / \text{MWh}]$$

O valor  $PE$  encontrado através da segunda metodologia de cálculo, corresponde a 64% do valor proposto pela regulamentação interna do mercado. A principal consequência da diminuição desse valor será um valor menor de  $R$  na equação (10).

## 5.2 Resultados

Para encontrar os resultados e aplicar a metodologia de regulamentação no estudo de caso, tem que se encontrar a influência na remuneração da energia firme para um projeto eólico. Na Tabela 26 se faz um resumo dos valores mais relevantes encontrados e os quais são a base para os cálculos futuros.

**Tabela 26. Resumo dos Valores relevantes para os Cálculos Finais**

Tipo de Projeto	Preços do Mercado [USD/MWh]		Energia Firme		Preço da Energia Firme [USD/MWh]	
	Spot	Regulado	Modelo	Fator de Ajuste	Método 1	Método 2
Projeto 1	79,01	70,87	92	0,0746	14,72	9,37
Projeto 2			82	0,0463		
Projeto 3			70	0,0354		
Projeto 4			48	0,0595		

Conforme a Tabela 26 e a equação (10), existem 8 possíveis valores de  $R$  que influenciam cada projeto para o estudo de caso.

Para analisar os resultados finais, se apresenta a variação porcentual do  $VPL$  para cada projeto utilizando os preços de mercado, de acordo com o modelo de aerogerador escolhido. O cálculo do  $VPL$  é realizado através da equação (14), na qual:

$F_t$ : É determinado pela equação (15). No Anexo 1 se apresenta a Tabela 28, na qual é possível modificar os parâmetros que determinam cada valor que adquire o  $VPL$ .

$F_t$  por sua vez depende da renda em função dos preços dos mercados elétricos para dois casos:

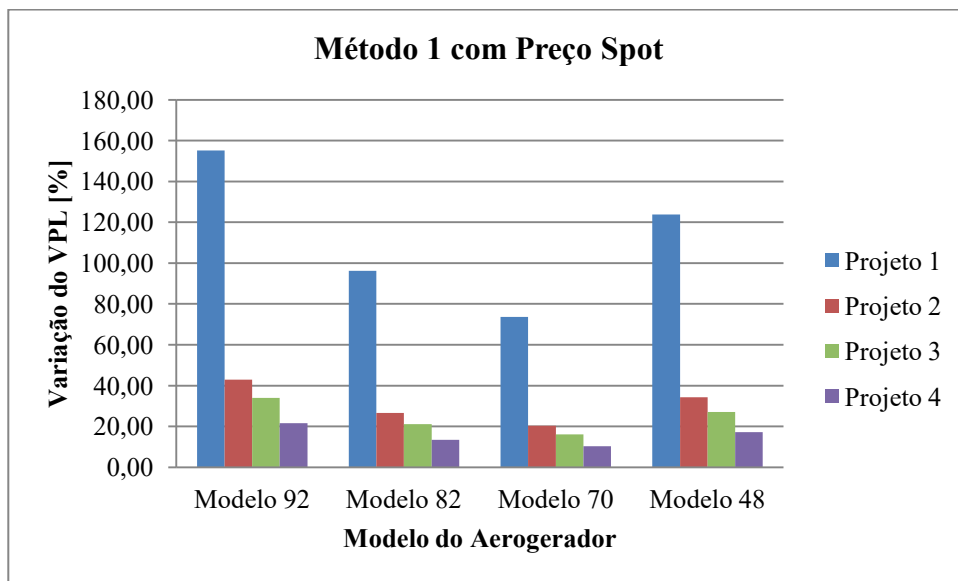
1. Função do preço *Spot* ou do preço regulado do mercado elétrico sem incluir  $PE$



## 2. Função do preço *Spot* ou do preço regulado do mercado elétrico incluindo *PE*

A solução da equação (15) utilizando os dois métodos para *PE* da Tabela 26 também é determinada para cada caso na Tabela 28 do Anexo 1.

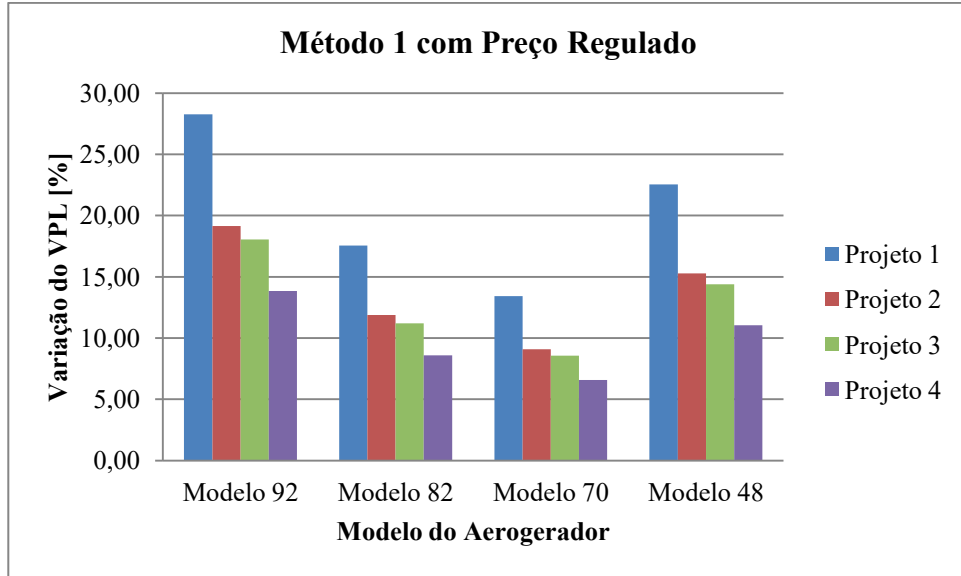
Desta forma, modificando dados de entrada das Tabelas 27 e 28 do Anexo 1 é possível determinar os valores de *VPL* para cada combinação da Tabela 26. Os resultados são os seguintes:



**Figura 22. Incremento do *VPL* considerando a Energia Firme dos Projetos**

A Figura 22 mostra os valores de incremento do *VPL* para os quatro tipos de projetos estudados, para cada modelo de aerogerador, deixando fixos o Preço Spot de mercado elétrico e o Método 1 de remuneração da energia firme.

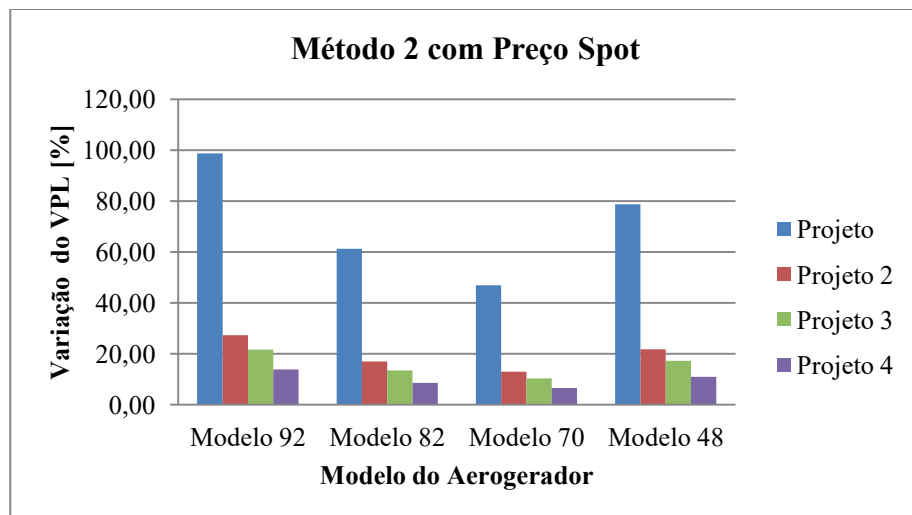
O incremento do *VPL* corresponde a um tipo de cálculo percentual, desta forma simplifica-se a forma de visualização da influência da remuneração da energia firme. Por exemplo, segundo as características do Projeto 2, se se utiliza um aerogerador Modelo 70, considerando uma remuneração de energia firme com o Método 1, e num cenário de preço *Spot*, seu *VPL* aumenta em um 20%, em relação ao projeto que não considera a energia firme da usina.



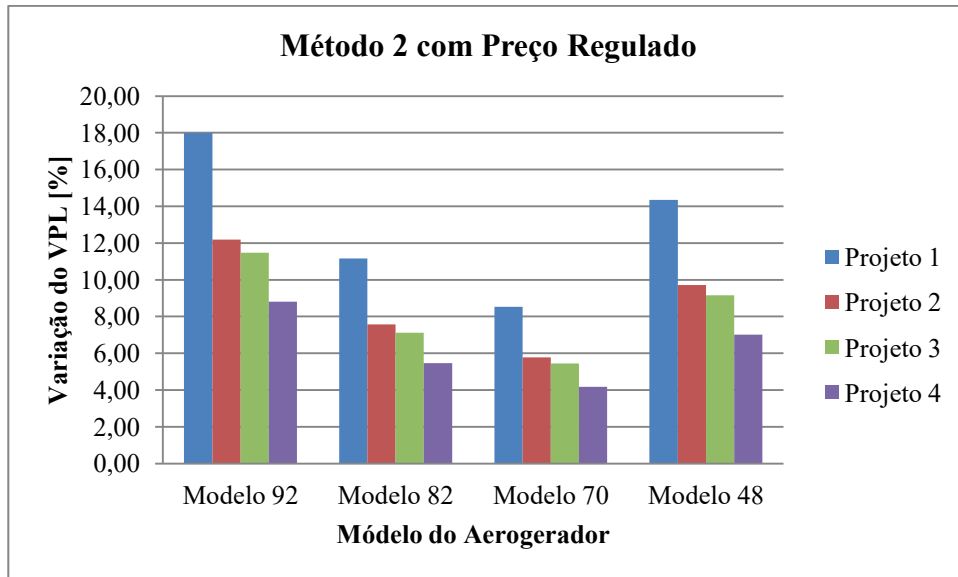
**Figura 23. Incremento do VPL considerando a Energia Firme dos Projetos**

Na Figura 23 se apresentam os resultados considerando o preço de mercado regulado. Devido ao valor do preço regulado ser menor que o preço *Spot*, o incremento porcentual do *VPL* também é menor. Além disso, se observa que a diferença entre o Projeto 1 e os demais não é tão marcada como na Figura 22.

Os resultados do *VPL* utilizando o Método 2 de Remuneração para a energia firme, se mostram na Figura 24 e na Figura 25.



**Figura 24. Incremento do VPL considerando a Energia Firme dos Projetos**



**Figura 25. Incremento do VPL considerando a Energia Firme dos Projetos**

Os valores da Figura 24 e da Figura 25 são menores que os valores calculados com o método 2. Isto é consequência de que o valor de remuneração por energia firme calculado com o método 2 corresponde a 64% do valor calculado com o método 1.

É importante dizer que embora houvesse um incremento do *VPL* para todas as combinações do estudo de caso, esse valor não determina a implementação de um possível projeto porque a forma de resultados apresentada considera só uma variação percentual.

Por exemplo, o Projeto 1 tem um valor negativo do seu *VPL* quando não se tem em conta a remuneração da sua energia firme; um valor negativo do *VPL* significa que o projeto não é rentável. Se o Projeto 1 recebe uma remuneração com o Método 1 de cálculo, esse valor negativo do *VPL* torna-se positivo utilizando aerogeradores Modelo 92 e Modelo 48, mas não acontece o mesmo utilizando o Modelo 70. Portanto, embora o *VPL* aumente com o Modelo 70, com as características do mercado analisado não é suficiente para que seja rentável.

## 6. CONCLUSÃO

Em alguns mercados elétricos a fonte eólica apresenta desvantagens em termos de competição com relação às fontes tradicionais de geração, sendo necessário desenvolver propostas de regulamentação que ajudem na sua implementação. Em certos mercados elétricos, o conceito de energia firme é utilizado para incentivar termelétricas e hidroelétricas, porém, definir a quantidade de energia firme das usinas eólicas sem um historial de funcionamento é um problema que tem sido abordado principalmente de forma qualitativa. Neste trabalho se fez uma abordagem quantitativa do problema, relacionando o cálculo da energia firme com um fator de ajuste.

Devido à intermitência da fonte eólica, esse fator de ajuste tem que ser um valor muito menor que a unidade, para garantir uma quantidade de energia firme fixa ao longo de um ano.

Conforme nos resultados obtidos, a remuneração por energia firme mostra-se como uma opção de incentivo viável para desenvolver projetos eólicos. Sua metodologia de cálculo esta dividida em duas partes, a primeira ligada ao cálculo do fator de ajuste  $k$  através da potência mínima da turbina eólica e da potência considerando os fatores de capacidade e disponibilidade; a segunda parte consiste em encontrar um preço de remuneração baseado na volatilidade dos preços Spot do mercado elétrico.

A forma de verificar o grau de influência da proposta de regulamentação é através do incremento do seu VPL, esse incremento aumenta a rentabilidade dos projetos.

Considerando os objetivos apresentados na introdução e com base nos resultados apresentados nos Capítulos 4 e 5 são feitas algumas considerações finais:

- O custo nivelado da energia fornece ferramentas quantitativas para analisar o custo da energia eólica em comparação com outras fontes de geração e seu comportamento econômico no mercado elétrico.
- O estudo de caso foi escolhido pelas vantagens naturais que apresenta o país para implementação de projetos eólicos, assim como pelas barreiras de regulamentação, portanto é um cenário adequado de comparação.

## 6.1 Trabalhos Futuros

Desde uma perspectiva mais técnica, o valor do fator de ajuste  $k$  poderia ser maior se é levado em consideração um estudo mais detalhado das velocidades dos ventos em uma determinada região. Relacionar essas velocidades médias com uma probabilidade de produção de energia firme poderia favorecer o incremento da quantidade econômica de remuneração a favor dos projetos eólicos.

Considerando a parte do custo nivelado da energia, uma tendência que pode seguir a metodologia clássica é envolver custos associados à poluição ou custos sociais, os quais atualmente não são considerados pelas usinas termoelétricas quando ofertam sua energia em um mercado elétrico.

Um trabalho futuro interessante adicional consiste em um estudo de complementariedade das usinas eólicas com os recursos hídricos, em determinados casos a existência de complementariedade que favorece uma oferta maior de energia firme atuando como fontes em conjunto ao invés de isoladas.

## REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. 2nd Ed. Stockholm: Thomas Ackermann, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim de Dados Setembro**. Disponível em: <<http://www.portalabeeolica.org.br/>>. Acesso em: 20 setembro 2014.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Exchange Rates**. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br/pt-br/paginas/default.aspx>>. Acesso em: 06 março 2015.

BANCO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. **Tasa de Cambio Representativa del Mercado: Série Histórica por año**. 2014. Disponível em: <<http://www.banrep.gov.co>>. Acesso em: 06 março 2015.

BANCO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. **Indicación de Inflación Básica y su Variación Anual**. Disponível em: <<http://www.banrep.gov.co>>. Acesso em: 06 março 2015.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. **Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad**. Disponível em: <<http://www.creg.gov.co/>>. Acesso em: 11 agosto 2014.

COLOMBIA. Resolución 071, de 03 de outubro de 2006. **Comisión de Regulación de Energía y Gas**, Bogotá, v. 1, p. 130, 03 de out. de 2006.

DONG ENERGY. **Capacity, Availability and Generating Efficiency**. Disponível em: <<http://www.dongenergy.com/en>>. Acesso em: 23 julho de 2014.

DUTRA, R. M. **Viabilidade Técnico-Econômica da energia Eólica face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. 2001. 300 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

DUTRA, R. M. **Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após da Primeira Fase do PROINFA**. 2007. 476 f. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético) - Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN. **Foro de Normalización y Contexto Nacional en Energía Solar y Eólica**. Disponível em: <<http://www.epm.com.co/site>>. Acesso em: 15 fevereiro 2015.

ENERGY SECTOR MANAGMENT ASSISTANCE PROGRAM. **Review of Policy Framework for Increasd Reliance on Wind Energy in Colombia: Options for Market Entry of Wind Power in Colombia's Energy Mix**. Washington D.C.: ESMAP, 2010.

ENERGY SECTOR MANAGMENT ASSISTANCE PROGRAM. **Technical and Economic Assessment of Off-grid, Mini-grid and Grid Electrification Technologies**. Washington D.C.: ESMAP, 2007.

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY. **Indicative target of the Federal Republic of Germany for the Consumption of Electricity produced from Renewable Energy Sources in 2010 and Measures to Achieve this Target.** Disponível em: < <http://www.bmub.bund.de/en>>. Acesso em: 15 Agosto 2014

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY. **Environment Policy: Renewable Energy Sources.** Disponível em: < <http://www.bmub.bund.de/en>>. Acesso em: 19 Agosto 2014.

GERMAN WIND ENERGY ASSOCIATION. **Yearbook Wind Energy 2014.** 24th ed. Berlin: BWE, 2014. Disponível em: < [https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/yearbook-wind-energy-2014/20140422\\_mue\\_jb\\_14\\_engl.pdf](https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/yearbook-wind-energy-2014/20140422_mue_jb_14_engl.pdf)>. Acesso em: 25 setembro 2014.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **The Global Status of Wind Power in 2013.** 21th ed. Brussels: GWEC, 2014. Disponível em: <[http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report\\_9-April-2014.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/04/GWEC-Global-Wind-Report_9-April-2014.pdf)>. Acesso em: 12 março 2014.

HU, Z.; ZHENG., H. Category of Electricity Economics. In: HU, Z.; ZHENG., H. **Electricity Economics Production Functions with Electricity.** 1st ed. New York: Springer, 2013. Cap. 1, p. 159-238.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Long-Term Research and Development Needs for Wind Energy.** Disponível em: < <http://www.iea.org/> >. Acesso em: 12 abril 2014.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable Energy Technologies: Costo Analysis Series.** 1st ed. Bonn: FSC, 2012.

MARCO REGULATORIO PARA LA RENTABILIDAD E INVERSIÓN. **Regulación Sector Eléctrico** Disponível em: <<https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/colombia>>. Acesso em: 12 março 2014.

MCLEAY, I.; HARRIS, K.; ANNUT, A. **Digest of united Kingdom Energy Statics.** 1st ed. London: National Statistics, 2013.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Boletim Mensal de Gerção Eólica.** Disponível em: < <http://www.ons.org.br/home/> >. Acesso em: 18 fevereiro 2015.

PETCHERS, N. Expressing Power Cycle Performance. In: PETCHERS, N. **Combined Heating, Cooling & Power Handbook: Technologies & Applications.** 1st ed. Lilburn: The Fairmont Press, 2003. Cap. 2, p. 19-32.

PICARD, A. et al. Revised formula for the density of moist air (CIPM-2007). **Metrologia.** Bristol, v 45, p 149-155, Fev. 2008.

THE WORLD BANK. **Wind Energy in Colombia. A Framework for Market Entry**, Washington D.C.: The World Bank, 2010.

THE WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION. **Half-year Report**. Disponível em: < <http://www.wwindea.org>> Acesso em: 18 Fevereiro 2014.

TOLMASQUIM, M. T. Análise de Viabilidade Econômica. In: TOLMASQUIM, M. T. **Fontes Renováveis de Energia no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2003. p. 221-237.

\_\_\_\_\_. Energia Eólica. In: \_\_\_\_\_. **Alternativas Energéticas Sustentáveis no Brasil**. Rio de Janeiro: Relume Dumará, 2005a. p. 204-266.

\_\_\_\_\_. Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica. In: \_\_\_\_\_. **Geração de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Interciência, 2005b. p. 174-181.

\_\_\_\_\_. Principais Resultados da Contratação de Energia. In: \_\_\_\_\_. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICA. **Costos Indicativos de generación Eléctrica en Colombia**. Disponível em < <http://www.upme.gov.co/> > Acesso em: 23 Maio 2014.

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICA. Densidad de Energia Eólica a 20 y 50 metros de Altura. In: ENERGÉTICA, U. D. P. M. **Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia**. Bogotá: IDEAM, 2006a. Cap. 5, p. 75-102.

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICA. Modelamiento físico del viento y la energía eólica. In: ENERGÉTICA, U. D. P. M. **Atlas de Viento y energía Eólica de Colombia**. Bogota D.C.: IDEAM, 2006b. Cap. Anexo 4, p. 160-168.

UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICA. Parque Eólico Jepirachi. **Foro Normalización. Experiencia en el Desarrollo de Proyectos de energía Eólica**. Disponível em: < <http://www.upme.gov.co/> >. Acesso em: 15 julho 2014.

VOOGT, M. et al. Renewable Electricity in a Liberalised Market: The Concept of Green Certificates. **Energy and Environment**, London. v. 11, n. 1, p. 65-79, Jan. 2000.

WOBVEN WINDPOWER. **Modelo de Aerogeradores**. Disponível em: <<http://www.wobben.com.br>>. Acesso em: 24 fevereiro 2015.

XM. **Precio Máximo del Cargo por Confiabilidad**. Disponível em: < <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx> >. Acesso em: 09 abril 2015.

XM. **Descripción del Sistema Eléctrico Colombiano**. Disponível em: < <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx> >. Acesso em: 12 março. 2014.



**XM. Informe Mensual de Análisis del Mercado.** Disponível em: <  
<http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx> >. Acesso em: 02 abril 2015.

## ANEXOS

### Anexo 1

#### Dados da Usina Eólica

Na Tabela de Cálculo de Excel é possível modificar parâmetros para obter diferentes resultados de acordo aos valores de um projeto. Essa grande Tabela é dividida em partes que se apresentam a continuação:

**Tabela 27. Parâmetros Modificáveis dos Valores Relacionados à Energia Firme**

Energia Firme MWh/ano	93.031,2	Parâmetro modificável
Preço por energia firme (USD/MWh)	9,37	Parâmetro modificável
Remuneração pela energia firme (USD)	871.702,34	

Na Tabela 27, a energia firme depende do fator  $k$ , esse fator pode ter vários valores, de acordo a forma de cálculo proposta no Capítulo 3. O preço da energia pode ser o preço de Método 1 ou Método 2 do Capítulo 4.

Na Tabela 28 se apresentam os parâmetros para o cálculo do custo nivelado da energia da usina eólica do Capítulo 4, a coluna de parâmetro modificável representa um valor que pode ser modificado dependendo do projeto.

**Tabela 28. Parâmetros para o Custo Nivelado da Energia**

Preço do mercado (USD/MWh)	70,870	Parâmetro modificável
Preço do cargo (USD/MWh)	14,72	
Fator de disponibilidade	98,00%	Parâmetro modificável
Fator de capacidade	40,00%	Parâmetro modificável
Custo de investimento (USD/MW instalado)	1400000	Parâmetro modificável
Capacidade (MW)	300	Parâmetro modificável
Horas do ano	8760	
Taxa	10,00%	
Pagamento do cargo pela confiabilidade (USD)	\$ 871.702,34	

Ano	Recurso	Investimento (USD)	AOM (USD)	Total	GERAÇÃO	CUSTO DA GERAÇÃO (USD/MWh)
Período pre-construção	0	-420000000	59102425,82	479102425,8	7248321,503	66,09839611
	1	47882126,44	0		0	
	2	47882126,44	0		0	
Período de operação	3	47882126,44	8400000		1030176	
	4	47882126,44	8400000		1030176	
	5	47882126,44	8400000		1030176	
	6	47882126,44	8400000		1030176	
	7	47882126,44	8400000		1030176	
	8	47882126,44	8400000		1030176	
	9	47882126,44	8400000		1030176	
	10	47882126,44	8400000		1030176	
	11	47882126,44	8400000		1030176	
	12	47882126,44	8400000		1030176	
	13	47882126,44	8400000		1030176	
	14	47882126,44	8400000		1030176	
	15	47882126,44	8400000		1030176	
	16	47882126,44	8400000		1030176	
	17	47882126,44	8400000		1030176	
	18	47882126,44	8400000		1030176	
	19	47882126,44	8400000		1030176	
	20	47882126,44	8400000		1030176	
	21	47882126,44	8400000		1030176	
	22	47882126,44	8400000		1030176	

**Tabela 29. Despesas do Custo Nivelado da Energia**

A Tabela 29 indica as despesas de todos os anos de operação da usina eólica e o resultado de gerar 1 MWh com os parâmetros utilizados na Tabela 28.

<b>AVALIAÇÃO</b>					
<b>Ano</b>	<b>Renda sem remuneração</b>	<b>Renda com remuneração</b>	<b>Fluxo de caixa sem remuneração</b>	<b>Fluxo de caixa com remuneração</b>	
0					\$ 0,00
1	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 47.882.126,44	-\$ 47.882.126,44	\$ 0,00
2	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 47.882.126,44	-\$ 47.882.126,44	\$ 0,00
3	\$ 57.844.382,40	\$ 58.716.084,74	\$ 1.562.255,96	\$ 2.433.958,30	\$ 0,00
4	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
5	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
6	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
7	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
8	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
9	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
10	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
11	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
12	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
13	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
14	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
15	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
16	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
17	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
18	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
19	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
20	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
21	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	
22	57844382,4	58716084,74	1562255,961	2433958,305	

**Tabela 30. Avaliação do Projeto**

A Tabela 30 apresenta os fluxos de caixa, e as rendas com e sem a remuneração da energia firme.

10%

Fator de Disponibilidade	90									
Custo Investimento/Fator capacidade	28	30	32	34	36	38	40	42	44	45
1300000	\$ 95,4	\$ 89,1	\$ 83,5	\$ 78,6	\$ 74,2	\$ 70,3	\$ 66,8	\$ 63,6	\$ 60,7	\$ 59,4
1400000	\$ 102,8	\$ 95,9	\$ 89,9	\$ 84,6	\$ 79,9	\$ 75,7	\$ 71,9	\$ 68,5	\$ 65,4	\$ 63,9
1500000	\$ 110,1	\$ 102,8	\$ 96,3	\$ 90,7	\$ 85,6	\$ 81,1	\$ 77,1	\$ 73,4	\$ 70,1	\$ 68,5
1600000	\$ 117,5	\$ 109,6	\$ 102,8	\$ 96,7	\$ 91,3	\$ 86,5	\$ 82,2	\$ 78,3	\$ 74,7	\$ 73,1
1700000	\$ 124,8	\$ 116,2	\$ 109,2	\$ 102,8	\$ 97,1	\$ 91,9	\$ 87,3	\$ 83,2	\$ 79,4	\$ 77,6
1800000	\$ 132,1	\$ 123,3	\$ 115,6	\$ 108,8	\$ 102,8	\$ 97,4	\$ 92,5	\$ 88,1	\$ 84,1	\$ 82,2
1900000	\$ 139,5	\$ 130,2	\$ 122,0	\$ 114,9	\$ 108,5	\$ 102,8	\$ 97,6	\$ 93,0	\$ 88,7	\$ 86,8
2000000	\$ 146,8	\$ 137,0	\$ 128,5	\$ 120,9	\$ 114,2	\$ 108,2	\$ 102,8	\$ 97,9	\$ 93,4	\$ 91,3

Tabela 31. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 10% e FD = 90%.

10%

Fator	95									
Custo Investimento/Fator capacidade	28	30	32	34	36	38	40	42	44	45
1300000	\$ 90,4	\$ 84,4	\$ 79,1	\$ 74,4	\$ 70,3	\$ 66,6	\$ 63,3	\$ 60,3	\$ 57,5	\$ 56,2
1400000	\$ 97,4	\$ 90,9	\$ 85,2	\$ 80,2	\$ 75,7	\$ 71,7	\$ 68,1	\$ 64,9	\$ 61,9	\$ 60,6
1500000	\$ 104,3	\$ 97,4	\$ 91,3	\$ 85,9	\$ 81,1	\$ 76,9	\$ 73,0	\$ 69,5	\$ 66,4	\$ 64,9
1600000	\$ 111,3	\$ 103,9	\$ 97,4	\$ 91,6	\$ 86,5	\$ 82,0	\$ 77,9	\$ 74,2	\$ 70,8	\$ 69,2
1700000	\$ 118,2	\$ 110,3	\$ 103,4	\$ 97,4	\$ 91,9	\$ 87,1	\$ 82,7	\$ 78,8	\$ 75,2	\$ 73,5
1800000	\$ 125,2	\$ 116,8	\$ 109,5	\$ 103,1	\$ 97,4	\$ 92,2	\$ 87,6	\$ 83,4	\$ 79,6	\$ 77,9
1900000	\$ 132,1	\$ 123,3	\$ 115,6	\$ 108,8	\$ 102,8	\$ 97,4	\$ 92,5	\$ 88,1	\$ 84,1	\$ 82,2
2000000	\$ 139,1	\$ 129,8	\$ 121,7	\$ 114,5	\$ 108,2	\$ 102,5	\$ 97,4	\$ 92,7	\$ 88,5	\$ 86,5

Tabela 32. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 10% e FD = 95%.

10%	Fator	98									
	Custo Investimento/Fator capacidade	28	30	32	34	36	38	40	42	44	45
	1300000	\$ 87,6	\$ 81,8	\$ 76,7	\$ 72,2	\$ 68,1	\$ 64,6	\$ 61,3	\$ 58,4	\$ 55,7	\$ 54,5
	1400000	\$ 94,4	\$ 88,1	\$ 82,6	\$ 77,7	\$ 73,4	\$ 69,5	\$ 66,0	\$ 62,9	\$ 60,0	\$ 58,7
	1500000	\$ 101,1	\$ 94,4	\$ 88,5	\$ 83,3	\$ 78,6	\$ 74,5	\$ 70,8	\$ 67,4	\$ 64,3	\$ 62,9
	1600000	\$ 107,9	\$ 100,7	\$ 94,4	\$ 88,8	\$ 83,9	\$ 79,5	\$ 75,5	\$ 71,9	\$ 68,6	\$ 67,1
	1700000	\$ 114,6	\$ 107,0	\$ 100,3	\$ 94,4	\$ 89,1	\$ 84,4	\$ 80,2	\$ 76,4	\$ 72,9	\$ 71,3
	1800000	\$ 121,4	\$ 113,1	\$ 106,2	\$ 99,9	\$ 94,4	\$ 89,4	\$ 84,9	\$ 80,9	\$ 77,2	\$ 75,5
	1900000	\$ 128,1	\$ 119,6	\$ 112,1	\$ 105,5	\$ 99,6	\$ 94,4	\$ 89,7	\$ 85,4	\$ 81,5	\$ 79,7
	2000000	\$ 134,8	\$ 125,9	\$ 118,0	\$ 111,0	\$ 104,1	\$ 99,3	\$ 94,4	\$ 89,9	\$ 85,8	\$ 83,9

**Tabela 33. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 10% e FD = 98%.**

10%	Fator	100									
	Custo Investimento/Fator capacidade	28	30	32	34	36	38	40	42	44	45
	1300000	\$ 85,9	\$ 80,1	\$ 75,1	\$ 70,7	\$ 66,8	\$ 63,3	\$ 60,1	\$ 57,2	\$ 54,6	\$ 53,4
	1400000	\$ 92,5	\$ 86,3	\$ 80,9	\$ 76,2	\$ 71,9	\$ 68,1	\$ 64,7	\$ 61,6	\$ 58,8	\$ 57,5
	1500000	\$ 99,1	\$ 92,5	\$ 86,7	\$ 81,6	\$ 77,1	\$ 73,0	\$ 69,4	\$ 66,0	\$ 63,0	\$ 61,6
	1600000	\$ 105,7	\$ 98,7	\$ 92,5	\$ 87,0	\$ 82,2	\$ 77,9	\$ 74,0	\$ 70,5	\$ 67,3	\$ 65,8
	1700000	\$ 112,3	\$ 104,8	\$ 98,3	\$ 92,5	\$ 87,3	\$ 82,7	\$ 78,6	\$ 74,9	\$ 71,5	\$ 69,9
	1800000	\$ 118,9	\$ 111,0	\$ 104,1	\$ 97,9	\$ 92,5	\$ 87,6	\$ 83,2	\$ 79,3	\$ 75,7	\$ 74,0
	1900000	\$ 125,5	\$ 117,2	\$ 109,8	\$ 103,4	\$ 97,6	\$ 92,5	\$ 87,9	\$ 83,7	\$ 79,9	\$ 78,1
	2000000	\$ 132,1	\$ 123,3	\$ 115,6	\$ 108,8	\$ 102,8	\$ 97,4	\$ 92,5	\$ 88,1	\$ 84,1	\$ 82,2

**Tabela 34. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 10% e FD = 100%.**

15%

Fator	90									
Custo Investimento/Fator capacidade	28	30	32	34	36	38	40	42	44	45
1300000	\$ 136,2	\$ 127,1	\$ 119,1	\$ 112,1	\$ 105,9	\$ 100,3	\$ 95,3	\$ 90,8	\$ 86,6	\$ 84,7
1400000	\$ 146,6	\$ 136,9	\$ 128,3	\$ 120,7	\$ 114,0	\$ 108,0	\$ 102,6	\$ 97,7	\$ 93,3	\$ 91,2
1500000	\$ 157,1	\$ 146,6	\$ 137,5	\$ 129,4	\$ 122,2	\$ 115,7	\$ 110,0	\$ 104,7	\$ 100,0	\$ 97,7
1600000	\$ 167,6	\$ 156,4	\$ 146,6	\$ 138,0	\$ 130,3	\$ 123,5	\$ 117,3	\$ 111,7	\$ 106,6	\$ 104,3
1700000	\$ 178,1	\$ 166,2	\$ 155,8	\$ 146,6	\$ 138,5	\$ 131,2	\$ 124,6	\$ 118,7	\$ 113,3	\$ 110,8
1800000	\$ 188,5	\$ 176,0	\$ 165,0	\$ 155,3	\$ 146,6	\$ 138,9	\$ 132,0	\$ 125,7	\$ 120,0	\$ 117,3
1900000	\$ 199,0	\$ 185,7	\$ 174,1	\$ 163,9	\$ 154,8	\$ 146,6	\$ 139,3	\$ 132,7	\$ 126,6	\$ 123,8
2000000	\$ 209,5	\$ 195,5	\$ 183,3	\$ 172,5	\$ 162,9	\$ 154,3	\$ 146,6	\$ 139,6	\$ 133,3	\$ 130,3

Tabela 35. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 15% e FD = 90%.

15%

Fator	95									
Custo Investimento/Fator capacidade	28	30	32	34	36	38	40	42	44	45
1300000	\$ 129,0	\$ 120,4	\$ 112,9	\$ 106,2	\$ 100,3	\$ 95,0	\$ 90,3	\$ 86,0	\$ 82,1	\$ 80,2
1400000	\$ 138,9	\$ 129,6	\$ 121,5	\$ 114,4	\$ 108,0	\$ 102,3	\$ 97,2	\$ 92,6	\$ 88,4	\$ 86,4
1500000	\$ 148,8	\$ 138,9	\$ 130,2	\$ 122,6	\$ 115,7	\$ 109,7	\$ 104,2	\$ 99,2	\$ 94,7	\$ 92,6
1600000	\$ 158,8	\$ 148,2	\$ 138,9	\$ 130,7	\$ 123,5	\$ 117,0	\$ 111,1	\$ 105,8	\$ 101,0	\$ 98,8
1700000	\$ 168,7	\$ 157,4	\$ 147,6	\$ 138,9	\$ 131,2	\$ 124,3	\$ 118,1	\$ 112,4	\$ 107,3	\$ 104,9
1800000	\$ 178,6	\$ 166,7	\$ 156,3	\$ 147,1	\$ 138,9	\$ 131,6	\$ 125,0	\$ 119,1	\$ 113,6	\$ 111,1
1900000	\$ 188,5	\$ 176,0	\$ 165,0	\$ 155,3	\$ 146,6	\$ 138,9	\$ 132,0	\$ 125,7	\$ 120,0	\$ 117,3
2000000	\$ 198,5	\$ 185,2	\$ 173,6	\$ 163,4	\$ 154,3	\$ 146,2	\$ 138,9	\$ 132,3	\$ 126,3	\$ 123,5

Tabela 36 Custos da Energia com uma taxa de desconto de 15% e FD = 95%.

15%	Fator	98									
	Custo Investimento/Fator capacidade	28	30	32	34	36	38	40	42	44	45
	1300000	\$ 125,0	\$ 116,7	\$ 109,4	\$ 103,0	\$ 97,2	\$ 92,1	\$ 87,5	\$ 83,3	\$ 79,5	\$ 77,8
	1400000	\$ 134,7	\$ 125,7	\$ 117,8	\$ 110,9	\$ 104,7	\$ 99,2	\$ 94,2	\$ 89,8	\$ 85,7	\$ 83,8
	1500000	\$ 144,3	\$ 134,7	\$ 126,2	\$ 118,8	\$ 112,2	\$ 106,3	\$ 101,0	\$ 96,2	\$ 91,8	\$ 89,8
	1600000	\$ 153,9	\$ 143,6	\$ 134,7	\$ 126,7	\$ 119,7	\$ 113,4	\$ 107,7	\$ 102,6	\$ 97,9	\$ 95,7
	1700000	\$ 163,5	\$ 152,6	\$ 143,1	\$ 134,7	\$ 127,2	\$ 120,5	\$ 114,4	\$ 109,0	\$ 104,0	\$ 101,7
	1800000	\$ 173,1	\$ 161,6	\$ 151,5	\$ 142,6	\$ 134,7	\$ 127,6	\$ 121,2	\$ 115,4	\$ 110,2	\$ 107,7
	1900000	\$ 182,8	\$ 170,6	\$ 159,9	\$ 150,5	\$ 142,1	\$ 134,7	\$ 127,9	\$ 121,8	\$ 116,3	\$ 113,7
	2000000	\$ 192,4	\$ 179,6	\$ 168,3	\$ 158,4	\$ 149,6	\$ 141,7	\$ 134,7	\$ 128,2	\$ 122,4	\$ 119,7

**Tabela 37. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 15% e FD = 98%.**

15%	Fator	100									
	Custo Investimento/Fator capacidade	28	30	32	34	36	38	40	42	44	45
	1300000	\$ 122,5	\$ 114,4	\$ 107,2	\$ 100,9	\$ 95,3	\$ 90,3	\$ 85,8	\$ 81,7	\$ 78,0	\$ 76,2
	1400000	\$ 132,0	\$ 123,2	\$ 115,5	\$ 108,7	\$ 102,6	\$ 97,2	\$ 92,4	\$ 88,0	\$ 84,0	\$ 82,1
	1500000	\$ 141,4	\$ 132,0	\$ 123,7	\$ 116,4	\$ 110,0	\$ 104,2	\$ 99,0	\$ 94,2	\$ 90,0	\$ 88,0
	1600000	\$ 150,8	\$ 140,8	\$ 132,0	\$ 124,2	\$ 117,3	\$ 111,1	\$ 105,6	\$ 100,5	\$ 96,0	\$ 93,8
	1700000	\$ 160,2	\$ 149,6	\$ 140,2	\$ 132,0	\$ 124,6	\$ 118,1	\$ 112,2	\$ 106,8	\$ 102,0	\$ 99,7
	1800000	\$ 169,7	\$ 158,4	\$ 148,5	\$ 139,7	\$ 132,0	\$ 125,0	\$ 118,8	\$ 113,1	\$ 108,0	\$ 105,6
	1900000	\$ 179,1	\$ 167,2	\$ 156,7	\$ 147,5	\$ 139,3	\$ 132,0	\$ 125,4	\$ 119,4	\$ 114,0	\$ 111,4
	2000000	\$ 188,5	\$ 176,0	\$ 165,0	\$ 155,3	\$ 146,6	\$ 138,9	\$ 132,0	\$ 125,7	\$ 120,0	\$ 117,3

**Tabela 38. Custos da Energia com uma taxa de desconto de 15% e FD = 100%.**



Estado	Usina	Fator de Capacidade verificado				Previsto
		2013	Últimos 12 Meses	2014	Mês atual	
BA	MACAÚBAS	36,80%	44,10%	45,90%	57,00%	38,20%
BA	NOVO HORIZONTE	45,80%	53,20%	55,00%	68,20%	68,20%
BA	PEDRA BRANCA	42,10%	47,60%	49,90%	61,20%	40,70%
BA	SÃO PEDRO DO LAGO	36,30%	42,00%	44,50%	61,20%	45,00%
BA	SEABRA	46,40%	51,30%	53,90%	65,70%	37,70%
BA	SETE GAMELEIRAS	40,90%	45,20%	47,30%	63,80%	42,00%
CE	BOCA DO CÓRREGO	-	27,60%	27,60%	27,60%	39,60%
CE	BONS VENTOS	41,30%	41,50%	35,80%	55,40%	43,84%
CE	CANOVA QUEBRADA	44,10%	44,70%	38,10%	57,90%	43,50%
CE	COLÔNIA	-	60,30%	60,30%	67,80%	43,50%
CE	EMBUACA	-	37,60%	37,60%	55,80%	40,81%
CE	ENACEL	40,70%	40,00%	34,30%	51,20%	43,54%
CE	FAÍSA I	-	16,30%	16,30%	35,00%	31,90%
CE	FAÍSA II	-	46,60%	46,60%	46,80%	34,90%
CE	FAÍSA III	-	24,20%	24,20%	53,50%	33,00%
CE	FAÍSA IV	-	21,30%	21,30%	49,90%	33,90%
CE	FLEIXEIRAS 1	-	38,20%	38,20%	74,50%	55,30%
CE	GUAJIRÚ	63,60%	45,50%	42,50%	69,30%	59,00%
CE	ICARAÍ I	-	46,60%	46,60%	79,30%	47,70%
CE	ICARAÍ II	-	41,00%	41,00%	73,60%	47,70%
CE	ICARAIZINHO	49,80%	49,40%	38,50%	70,70%	43,00%
CE	ILHA GRANDE	-	27,70%	27,70%	27,70%	40,60%
CE	MUNDAÚ	-	34,00%	34,00%	64,40%	50,70%
CE	PRAIA DO MORGADO	40,50%	40,90%	36,20%	62,30%	50,00%
CE	PRAIA FORMOSA	33,60%	34,10%	24,10%	39,60%	32,00%
CE	TAÍBA ÁGUIA	-	58,20%	58,20%	69,50%	32,00%
CE	TAÍBA ANDORINHA	-	59,80%	59,80%	67,70%	32,00%
CE	TRAIRÍ	62,40%	47,80%	45,40%	81,70%	56,70%
CE	VOLTA DO RIO	45,70%	51,60%	41,80%	71,50%	47,00%
RN	ALEGRIA I	33,50%	35,10%	29,90%	46,60%	34,00%
RN	ALEGRIA II	32,10%	32,50%	27,40%	43,90%	31,00%
RN	AREIA BRANCA	-	36,60%	36,60%	61,00%	43,00%
RN	MANGUE SECO 1	36,80%	36,20%	32,40%	49,50%	47,60%
RN	MANGUE SECO 2	38,00%	37,40%	33,30%	51,60%	46,50%
RN	MANGUE SECO 3	37,70%	36,50%	32,00%	51,10%	49,00%
RN	MANGUE SECO 5	39,10%	40,40%	35,60%	55,60%	50,00%
RN	MAR E TERRA	-	33,00%	33,00%	54,00%	36,30%
RN	MIASSABA 3	-	26,40%	26,40%	42,30%	33,40%
RN	REI DOS VENTOS 1	-	25,40%	25,40%	41,80%	37,40%

RN	REI DOS VENTOS 3	-	30,60%	30,60%	49,40%	35,00%
RN	RIO DO FOGO	26,20%	33,80%	29,20%	39,60%	34,00%
RS	CERRO CHATO I	36,40%	38,30%	37,40%	40,30%	37,80%
RS	CERRO CHATO II	37,60%	40,00%	39,40%	43,30%	37,80%
RS	CERRO CHATO III	37,10%	38,90%	38,10%	41,70%	37,80%
RS	CIDREIRA I	34,60%	37,50%	33,90%	35,00%	32,50%
RS	ÍNDIOS	25,20%	27,50%	24,30%	27,70%	30,00%
RS	OSÓRIO	25,30%	27,80%	24,70%	28,80%	28,80%
RS	OSÓRIO 2	34,30%	35,20%	32,10%	34,90%	38,30%
RS	OSÓRIO 3	34,20%	34,90%	31,80%	34,60%	40,40%
RS	SANGRADOURO	27,30%	30,00%	26,60%	31,80%	33,00%
RS	SANGRADOURO 2	28,40%	36,60%	33,20%	37,20%	38,40%
RS	SANGRADOURO 3	43,00%	34,80%	31,50%	36,20%	38,40%

**Tabela 39. Usinas Eólicas em Operação Comercial Relacionadas com o ONS**

<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor</b>
Vida Útil	anos	20
Potência Total Nominal Bruta	MW	30
Consumo Próprio	MW	0,125
Potência Total Nominal Líquida	MW	29,875
Fator de Disponibilidade	%	94
Fator de Capacidade	%	34
Potência de referência	MW médios	9,54
Energia de referência	MWh	83,641
Taxa de Câmbio	R\$/US\$	3,00
Investimento	US\$/kW	1157
Total	Milhões R\$	104,13
Depreciação	anos	20,00
Estrutura	%	100,00
Percentual de Investimento	%	70,00
Percentual de Financiamento Total	%	100,00
Montante	Milhões R\$	72,89
Taxa	% aa	8,00%
Amortização	anos	12,00
Juros	-	JDC
Sistema de Amortização	-	PRICE
O&M Varável	R\$/MWh	0,00
O&M Fixo	R\$/kW	46,00

Seguro Operacional	% Invest.	0,50
Transmissão	R\$/MWh	6,43
<b>Impostos</b>		
PIS	%	1,65
Confins	%	7,60
CPMF	%	0,38
Taxa de Fisc. Aneel	MR\$/ano	0,01
Taxa ONS	%	0,00
P&D	%	0,00
Royalties	R\$/MWh	0,00
Imposto de Renda	%	25,00
Contribuição Social	%	9,00
Imposto Sobre Importação	%	3 sobre o CIF
Imposto Sobre Produtos Industriais	%	5 sobre o CIF
Imp. Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços	%	18

**Tabela 40. Parâmetros para o cálculo da energia variando os impostos**

Date	Rate		Parity	
	Bid	Offer	Bid	Offer
01/07/2014	0,001182	0.001183	18.640.000	18.649.600
02/07/2014	0,001192	0.001193	18.557.800	18.560.100
03/07/2014	0,001208	0.001208	18.440.900	18.445.100
04/07/2014	0,0012	0.001201	18.450.000	18.460.000
07/07/2014	0,0012	0.001201	18.488.300	18.503.000
08/07/2014	0,001194	0.001194	18.545.400	18.550.100
09/07/2014	0,001189	0.00119	18.601.400	18.614.100
10/07/2014	0,001197	0.001198	18.557.400	18.567.100
11/07/2014	0,001199	0.001199	18.534.000	18.542.000
14/07/2014	0,001194	0.001195	18.564.000	18.574.500
15/07/2014	0,001186	0.001187	18.704.900	18.710.100
16/07/2014	0,001186	0.001188	18.687.500	18.701.500
17/07/2014	0,001194	0.001195	18.742.500	18.752.500
18/07/2014	0,001195	0.001196	18.703.000	18.713.000
21/07/2014	0,001195	0.001196	18.596.300	18.604.000
22/07/2014	0,001194	0.001196	18.504.000	18.524.000
23/07/2014	0,001202	0.001204	18.443.000	18.463.000
24/07/2014	0,001203	0.001203	18.457.400	18.459.500
25/07/2014	0,001205	0.001205	18.499.900	18.502.000
28/07/2014	0,001205	0.001206	18.498.600	18.507.800
29/07/2014	0,001202	0.001203	18.519.000	18.531.500
30/07/2014	0,001196	0.001197	18.750.500	18.760.000

31/07/2014	0,001207	0.001208	18.776.000	18.788.500
01/08/2014	0,001205	0.001205	18.757.400	18.758.500
04/08/2014	0,001201	0.001202	18.780.900	18.787.600
05/08/2014	0,001201	0.001202	18.926.000	18.946.000
06/08/2014	0,001206	0.001207	18.885.400	18.890.100
07/08/2014	0,001209	0.00121	18.841.000	18.851.000
08/08/2014	0,001215	0.001216	18.901.900	18.909.100
11/08/2014	0,001211	0.001212	18.796.000	18.804.000
12/08/2014	0,001212	0.001213	18.773.700	18.781.700
13/08/2014	0,001204	0.001204	18.842.400	18.845.100
14/08/2014	0,001207	0.001208	18.790.500	18.798.500
15/08/2014	0,001202	0.001202	18.870.000	18.880.100
18/08/2014	0,001198	0.001199	18.850.000	18.853.000
19/08/2014	0,00119	0.00119	18.974.900	18.980.000
20/08/2014	0,001179	0.001179	19.121.900	19.127.100
21/08/2014	0,001176	0.001177	19.185.900	19.195.600
22/08/2014	0,001183	0.001184	19.239.900	19.248.100
25/08/2014	0,00118	0.001181	19.314.000	19.325.000
26/08/2014	0,001173	0.00118	19.275.000	19.388.000
27/08/2014	0,001172	0.001172	19.270.900	19.273.100
28/08/2014	0,001163	0.001163	19.340.000	19.349.000
29/08/2014	0,001167	0.001168	19.176.400	19.184.600
01/09/2014	0,001163	0.001165	19.205.000	19.230.000
02/09/2014	0,001165	0.001166	19.320.400	19.322.100
03/09/2014	0,001158	0.001159	19.263.900	19.269.100
04/09/2014	0,001156	0.001157	19.329.900	19.336.600
05/09/2014	0,001155	0.001156	19.396.000	19.404.000
08/09/2014	0,001157	0.001157	19.437.900	19.439.600
09/09/2014	0,001161	0.001162	19.629.500	19.643.500
10/09/2014	0,001161	0.001162	19.766.000	19.786.000
11/09/2014	0,001152	0.001153	19.843.000	19.853.000
12/09/2014	0,001166	0.001167	19.921.900	19.932.100
15/09/2014	0,001175	0.001176	19.900.900	19.910.100
16/09/2014	0,001184	0.001185	19.705.000	19.715.000
17/09/2014	0,001183	0.001183	19.768.000	19.770.000
18/09/2014	0,001197	0.001198	19.757.000	19.760.000
19/09/2014	0,001203	0.001203	19.663.900	19.668.100
22/09/2014	0,001196	0.001197	19.945.000	19.960.000
23/09/2014	0,001201	0.001202	19.992.400	19.999.100
24/09/2014	0,001197	0.001198	20.088.000	20.098.000
25/09/2014	0,001192	0.001193	20.195.900	20.200.100
26/09/2014	0,001202	0.001203	20.215.400	20.220.100
29/09/2014	0,001209	0.00121	20.273.000	20.280.000
30/09/2014	0,001212	0.001213	20.208.000	20.211.000

01/10/2014	0,001215	0.001215	20.264.900	20.267.100
02/10/2014	0,001225	0.001225	20.226.000	20.236.000
03/10/2014	0,001231	0.001232	20.238.000	20.248.000
06/10/2014	0,001188	0.001189	20.269.800	20.273.000
07/10/2014	0,001186	0.001186	20.264.900	20.269.100
08/10/2014	0,001178	0.001178	20.432.000	20.437.500
09/10/2014	0,001169	0.001169	20.449.900	20.460.100
10/10/2014	0,001173	0.001174	20.533.300	20.539.900
13/10/2014	0,001167	0.001168	20.480.000	20.490.000
14/10/2014	0,00117	0.001171	20.489.900	20.495.600
15/10/2014	0,00118	0.001181	20.590.000	20.600.000
16/10/2014	0,001193	0.001193	20.760.400	20.764.600
17/10/2014	0,001187	0.001188	20.598.000	20.608.000
20/10/2014	0,001187	0.001188	20.677.000	20.687.000
21/10/2014	0,001212	0.001213	20.444.000	20.454.000
22/10/2014	0,001208	0.001209	20.494.000	20.503.000
23/10/2014	0,001218	0.001218	20.522.000	20.528.000
24/10/2014	0,0012	0.001201	20.659.000	20.669.000
27/10/2014	0,001224	0.001224	20.700.400	20.705.100
28/10/2014	0,001211	0.001212	20.521.000	20.527.000
29/10/2014	0,001192	0.001193	20.413.000	20.419.000
30/10/2014	0,001177	0.001177	20.486.000	20.496.000
31/10/2014	0,001184	0.001185	20.624.900	20.640.100
03/11/2014	0,001204	0.00121	20.528.000	20.628.000
04/11/2014	0,001212	0.001213	20.769.500	20.779.500
05/11/2014	0,001206	0.001207	20.850.000	20.858.600
06/11/2014	0,001215	0.001215	20.837.000	20.847.000
07/11/2014	0,001225	0.001226	20.985.000	20.990.000
10/11/2014	0,001206	0.001207	21.043.900	21.050.100
11/11/2014	0,001216	0.001217	21.080.000	21.090.000
12/11/2014	0,001208	0.001209	21.140.900	21.142.100
13/11/2014	0,001208	0.001209	21.280.900	21.288.600
14/11/2014	0,001207	0.001208	21.644.900	21.650.100
17/11/2014	0,0012	0.001205	21.605.000	21.685.000
18/11/2014	0,0012	0.001201	21.617.500	21.628.500
19/11/2014	0,001198	0.001199	21.555.000	21.564.000
20/11/2014	0,001179	0.001179	21.579.000	21.584.000
21/11/2014	0,001186	0.001187	21.392.000	21.402.000
24/11/2014	0,001173	0.001173	21.545.400	21.549.600
25/11/2014	0,00117	0.001171	21.550.900	21.572.100
26/11/2014	0,001158	0.001159	21.660.000	21.680.000
27/11/2014	0,001158	0.001159	21.622.000	21.632.500
28/11/2014	0,00116	0.001161	22.054.000	22.064.000
01/12/2014	0,001134	0.001135	22.570.000	22.590.000
02/12/2014	0,001118	0.001119	22.927.000	22.947.000

03/12/2014	0,001117	0.001118	22.910.000	22.919.000
04/12/2014	0,001125	0.001126	22.917.000	22.925.000
05/12/2014	0,001122	0.001123	23.059.000	23.069.000
08/12/2014	0,001118	0.001118	23.180.000	23.190.000
09/12/2014	0,001102	0.001103	23.591.000	23.611.000
10/12/2014	0,001089	0.00109	23.799.900	23.810.100
11/12/2014	0,001076	0.001077	24.399.900	24.410.100
12/12/2014	0,001107	0.001109	23.956.400	23.980.100
15/12/2014	0,00111	0.00111	24.065.000	24.075.000
16/12/2014	0,001116	0.001116	24.554.900	24.560.100
17/12/2014	0,001126	0.001127	24.180.000	24.200.000
18/12/2014	0,001145	0.001147	23.252.000	23.290.000
19/12/2014	0,001158	0.001159	22.858.400	22.870.100
22/12/2014	0,001139	0.001141	23.259.900	23.285.100
23/12/2014	0,001143	0.001143	23.419.900	23.430.000
24/12/2014	0,001142	0.001146	23.422.500	23.482.500
26/12/2014	0,001139	0.00114	23.514.900	23.528.600
29/12/2014	0,001124	0.001126	23.790.000	23.815.000
30/12/2014	0,001109	0.001111	23.910.000	23.950.000
31/12/2014	0,001112	0.001112	23.880.000	23.890.000

**Tabela 41. Taxa de Câmbio de Real Brasileiro a Peso Colombiano**

	<b>Taxa de Câmbio de Peso Colombiano (COP) a Dólar (USD)- Ano 2014</b>											
<b>Dia</b>	<b>Janeiro</b>	<b>Fevereiro</b>	<b>Março</b>	<b>Abril</b>	<b>Mai</b>	<b>Junho</b>	<b>Julho</b>	<b>Agosto</b>	<b>Setembro</b>	<b>Outubro</b>	<b>Novembro</b>	<b>Dezembro</b>
1	1926,83	2021,1	2046,75	1969,45	1933,46	1900,64	1881,19	1878,75	1918,62	2022	2061,92	2206,19
2	1926,83	2021,1	2046,75	1.966,02	1933,46	1900,64	1865,42	1873,65	1918,62	2025,75	2061,92	2252,36
3	1938,89	2021,1	2046,75	1963,51	1926,3	1900,64	1856,73	1873,65	1931,49	2021,49	2061,92	2293,47
4	1936,92	2039,85	2052,51	1966,4	1926,3	1899,74	1848,91	1873,65	1924,67	2026,2	2061,92	2286,03
5	1936,92	2041,34	2047,75	1951,85	1926,3	1897,7	1848,91	1878,68	1931,45	2026,2	2076,99	2284,24
6	1936,92	2048,75	2045,14	1951,85	1923,07	1892,08	1848,91	1892,35	1935,25	2026,2	2081,24	2304,12
7	1936,92	2049,52	2030,02	1951,85	1918,2	1886,09	1848,91	1888,51	1935,25	2028,03	2086,86	2304,12
8	1930,45	2046,06	2036,2	1937,59	1912,97	1886,09	1849,28	1888,51	1935,25	2026,9	2103,25	2304,12
9	1933,24	2046,06	2036,2	1923,95	1902,15	1886,09	1854,24	1891,59	1942,03	2040,31	2103,25	2304,12
10	1934,88	2046,06	2036,2	1931,09	1901,51	1883,76	1859,94	1891,59	1962,84	2041,71	2103,25	2350,01
11	1926,55	2048,55	2042,78	1920,93	1901,51	1884,97	1858,47	1891,59	1975,82	2052,96	2103,12	2381,96
12	1926,55	2041,61	2043,59	1927,28	1901,51	1884,63	1852,57	1881,62	1979,97	2052,96	2103,12	2423,56
13	1926,55	2031,75	2047,59	1927,28	1904,85	1877,18	1852,57	1877,4	1994,97	2052,96	2115,59	2405,31
14	1924,79	2032,99	2044,48	1927,28	1919,7	1877,37	1852,57	1883,33	1994,97	2052,96	2133,03	2405,31
15	1932,59	2022,68	2044,58	1926,47	1925,31	1877,37	1857,93	1877,77	1994,97	2049,66	2160,47	2405,31
16	1941,45	2022,68	2044,58	1932,42	1927,8	1877,37	1867,88	1884,81	1987,71	2057,7	2160,47	2414,39
17	1947,15	2022,68	2044,58	1930,62	1925,41	1886,62	1868,41	1884,81	1978,08	2074,4	2160,47	2446,35
18	1957,86	2022,68	2035,16	1930,62	1925,41	1899,9	1872,27	1884,81	1975,47	2064,43	2160,47	2412,79
19	1957,86	2028,54	2034,86	1930,62	1925,41	1895,92	1871,87	1884,81	1975,42	2064,43	2158,58	2334,98
20	1957,86	2042,22	2017,38	1930,62	1921,16	1881,34	1871,87	1894,27	1966,89	2064,43	2156,73	2297,14
21	1957,86	2052,46	1998,6	1930,62	1920,41	1884,56	1871,87	1912,43	1966,89	2065,82	2156,93	2297,14
22	1981,98	2043,96	1993,85	1921,75	1911,33	1884,56	1861,28	1919,84	1966,89	2048,44	2142,02	2297,14
23	1983,48	2043,96	1993,85	1929,66	1905,8	1884,56	1848,98	1924,4	1992,68	2049,9	2142,02	2316,93
24	1993,23	2043,96	1993,85	1936,63	1905,53	1884,56	1847,85	1924,4	1997,91	2053,39	2142,02	2342,57

25	2000,48	2042,67	1993,85	1936,07	1905,53	1886,85	1846,12	1924,4	2007,48	2065,38	2158,12	2346,9
26	2000,48	2045,45	1978,63	1942,37	1905,53	1880,37	1848,56	1932,39	2019,76	2065,38	2162,15	2346,9
27	2000,48	2053,11	1973,03	1942,37	1905,53	1886,01	1848,56	1928,67	2023,89	2065,38	2165,15	2358,46
28	1997,91	2054,9	1965,64	1942,37	1917,34	1881,19	1848,56	1926,92	2023,89	2069,72	2165,15	2358,46
29	2000,56	-	1965,32	1936,13	1910,8	1881,19	1850,61	1935,04	2023,89	2055,43	2206,19	2358,46
30	2013,17	-	1965,32	1935,14	1905,96	1881,19	1853,3	1918,62	2028,48	2044,55	2206,19	2378,56
31	2008,26	-	1965,32	-	1900,64	-	1872,43	1918,62	-	2050,52	-	2392,46

Tabela 42. Taxa de Câmbio de Peso Colombiano a Dólar - Ano 2014

Preço Spot	Pesos Colombianos (COP/kWh)						Dólar (USD/MWh)
	Inflação	3,17%	3,37%	3,66%	2,78%	2,95%	
Ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
2009	140,59	145,05	149,93	155,42	159,74	164,46	83,97
2010		130,38	134,78	139,71	143,59	147,83	75,48
2011			76,28	79,07	81,27	83,67	42,72
2012				116,16	119,39	122,91	62,76
2013					178,81	184,08	93,99
2014						225,52	115,15
						154,75	79,01

Tabela 43. Cálculo do Preço Spot



<b>Preço Mercado Regulado</b>			Pesos Colombianos (COP/kWh)				Dólar (USD/MWh)
Inflação		3,17%	3,37%	3,66%	2,78%	2,95%	
Ano	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
2009	104,83	108,15	111,80	115,89	119,11	122,63	62,61
2010		121,27	125,36	129,94	133,56	137,50	70,20
2011			131,46	136,27	140,06	144,19	73,62
2012				134,07	137,80	141,86	72,43
2013					139,80	143,92	73,49
2014						143,15	73,09
						<b>138,88</b>	<b>70,87</b>

Tabela 44. Cálculo do Preço Regulado

Ano	Volatilidade	% Preço Spot	% Preço Regulado
2009	8,55%	14,06	10,48
2010	12,06%	17,83	16,58
2011	16,04%	13,42	23,13
2012	12,37%	15,20	17,55
2013	11,79%	21,70	16,97
2014	12,37%	27,90	17,71
	<b>Média</b>	<b>18,35</b>	<b>17,07</b>

Tabela 45. Cálculo Médio da Volatilidade dos Preços do Mercado Elétrico

## Anexo 2

## Planta Termoeletrica a Carvão

<b>TERMOELÉCTRICA A CARVÃO</b>		
Preço do mercado (USD/MWh)	79,01	Parâmetro Modificável
Preço do cargo (USD/MWh)	14,72	
Fator de disponibilidade	95,00%	
Fator de capacidade	80,00%	
Custo investimento em 2005 ( USD/MW)	828000	
Custo de investimento em 2014 (USD/MW)	\$ 1.194.475,70	
Capacidade (MW)	300	
Horas do ano	8760	
Taxa	10,00%	
Pagamento do cargo pela confiabilidade	\$ 27.931.291,71	
Custo do combustível (USD/tonelada)	\$ 43,71	
Heat rate (tonelada/MWh)	0,361	
Custo do ciclo do combustível gerado (USD/MWh)	15,77962987	

Tabela 46. Parâmetros utilizados para Planta de Carvão

Ano	2005	2006	2008	2010	2012	2014
<b>Inflação</b>		4,08%	6,60%	3,17%	3,66%	2,95%
<b>Custo Investimento (USD)</b>	\$ 828.000,00	\$ 861.782,40	\$ 968.267,68	\$ 1.053.505,08	\$ 1.128.865,90	\$ 1.194.475,70
<b>Custo AOM (USD)</b>	\$ 9.480.000,00	\$ 9.866.784,00	\$ 11.085.963,30	\$ 12.061.869,74	\$ 12.924.696,53	\$ 13.675.881,19
<b>Overhaul (USD)</b>	\$ 1.675.350,00	\$ 1.743.704,28	\$ 1.959.163,36	\$ 2.131.630,11	\$ 2.284.112,90	\$ 2.416.865,77
<b>Custo do combustível (USD/Ton)</b>	\$ 30,30	\$ 31,54	\$ 35,43	\$ 38,55	\$ 41,31	\$ 43,71

Tabela 47. Custos da Planta de Carvão Atualizados

Planta Termoeletrica a Gás

Preço do mercado (USD/MWh)	79,01	Parâmetro Modificável
Preço do cargo (USD/MWh)	14,72	
Fator de disponibilidade	95,00%	
Fator de capacidade	80,00%	
Custo investimento em 2005 (USD/MW)	326700	
Custo de investimento em 2014 (USD/MW)	\$ 471.298,56	
Capacidade (MW)	300	
Horas do ano	8760	
Taxa	10,00%	
Pagamento do cargo pela confiabilidade	\$ 27.929.963,52	
Custo do combustível (Pesos/kpc)	\$ 2,97	
Heat rate (BTU/MWh)	10878	
Custo ciclo do combustível (USD/MWh)	32,36	

Tabela 48. Parâmetros utilizados para Planta de Carvão

Ano	2005	2006	2008	2010	2012	2014
<b>Inflação</b>		4,08%	6,60%	3,17%	3,66%	2,95%
<b>Custo de Investimento (USD)</b>	\$ 326.700,00	\$ 340.029,36	\$ 382.044,75	\$ 415.676,46	\$ 445.411,22	\$ 471.298,56
<b>Custo AOM (USD)</b>	\$ 3.147.000,00	\$ 3.275.397,60	\$ 3.680.118,83	\$ 4.004.082,71	\$ 4.290.508,44	\$ 4.539.873,22
<b>Overhaul (USD/MWh)</b>	\$ 4,20	\$ 4,37	\$ 4,91	\$ 5,34	\$ 5,73	\$ 6,06
<b>Custo do combustível (USD/Ton)</b>	\$ 2,062	\$ 2,146	\$ 2,411	\$ 2,624	\$ 2,811	\$ 2,975

Tabela 49. Custos da Planta de Gás Atualizados