

MARLENE NAZARÉ RIBEIRO

COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL:
DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS DE APOIO EM LEILÕES PARA
AGENTES GERADORES

São Paulo, 2013

MARLENE NAZARÉ RIBEIRO

COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO BRASIL:
DESENVOLVIMENTO DE SISTEMAS DE APOIO EM LEILÕES PARA
AGENTES GERADORES

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Eliane Aparecida Faria Amaral Fadigas

São Paulo, 2013

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 12 de junho de 2013.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

Ribeiro, Marlene Nazaré

Comercialização de energia eólica no Brasil: Desenvolvimento de sistemas de apoio em leilões para agentes geradores / M.N. Ribeiro. -- versão corr. -- São Paulo, 2013.

145 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia eólica 2.Incertezas na geração 3.Comercialização de energia 4.Leilões 5.Leilões I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Marlene Nazaré Ribeiro

*Comercialização de Energia Eólica no Brasil: desenvolvimento de Sistemas de Apoio em
Leilões para Agentes Geradores*

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Aprovada em: 18/04/2013

Banca Examinadora:

Prof.^a Dr.^a Eliane Aparecida Faria Amaral Fadigas
Instituição: PEA-USP

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos
Instituição: PEA-USP

Prof. Dr. Afonso Henriques Moreira Santos
Instituição: UNIFEI

A Deus,
Pela vida.
E por sempre se fazer presente nela.

OFEREÇO.

À minha mãe,
Minha fonte de inspiração no dia a dia.

DEDICO.

AGRADECIMENTOS

À minha orientadora, professora Eliane Aparecida Faria Amaral Fadigas, pela atenção, pelos ensinamentos e apoio, que permitiram a execução e conclusão desse trabalho.

Ao professor Afonso Henriques Moreira Santos, participante da banca e também meu maior incentivador nesta etapa, por ter contribuído no meu crescimento profissional, pelos ensinamentos, e, sobretudo, pela confiança em mim depositada, certo do meu sucesso.

Ao professor Dorel Soares Ramos, também participante da banca, pela sensatez, direcionamento e valiosas contribuições formuladas.

À minha família que sempre me apoiou em todos os momentos. Agradeço de forma especial a minha mãe, meu exemplo de vida, pelas batalhas e esforços despendidos na minha educação, e ao meu avô Sebastião, meu valioso conselheiro de todos os momentos.

Às minhas amigas e colegas de trabalho Bárbara, Maíra e Vanessa e aos colegas Thiago e Leandro, pela amizade sincera, sobretudo nos momentos mais difíceis.

Aos colegas Camilo e Rafael, que muito me ajudaram nas simulações, o meu muito obrigada.

À minha prima Andréia e amiga Alessandra, minhas irmãs de coração, cujo apoio e carinho me fez muitas vezes mais forte e confiante do meu sucesso.

À Universidade Federal de Itajubá, onde me formei Engenheira Hídrica e aprendi que a busca pelo conhecimento não pode parar.

E por fim, à Escola Politécnica da USP, onde fui bem recebida nesta etapa de pós-graduação e onde conheci pessoas cujos ensinamentos levarei sempre.

RESUMO

Ribeiro, M. N. **Comercialização de energia eólica no Brasil - Desenvolvimento de sistemas de apoio em leilões para agentes geradores**. 2013. 145 p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

A participação da energia eólica na matriz energética brasileira tem aumentado significativamente nos últimos três anos, dada a contratação da fonte em leilões organizados pelo governo, que contabilizaram cerca de 7,0 GW contratados no final de 2012. No entanto, frente às vantagens como fonte renovável, a geração eólica possui desvantagens como fonte regular de energia devido à sazonalidade e dependência do regime de ventos. Assim, considerando o cenário de contratação da fonte via leilões, foi desenvolvido um modelo que, integrando cenários para a geração observada no parque eólico (associando as incertezas de geração) e para os preços do mercado de energia elétrica (associando a alta volatilidade dos preços), submetidos às regras de contratação pactuadas, avalia os riscos na comercialização da energia gerada por um parque eólico nos quais, o agente gerador está exposto. Tendo sido o modelo aplicado para dois parques eólicos reais no âmbito dos Leilões de Energia Nova (tipo A-3) e Leilões de Energia de Reserva, verificou-se que no Brasil o esquema de contratação de energia eólica considera a produção média ao longo dos anos, permitindo reajustes e compensações, notadamente nos leilões para a contratação de Energia de Reserva para todo o sistema brasileiro. Considerando a busca pela máxima rentabilidade associada ao menor risco, o agente gerador foi indicado a comercializar valores muito próximos ao total da energia garantida pela geração dos parques registrada nos leilões. Em termos de riscos, a variação é mais acentuada no Leilão A-3, no qual se constatou a exposição do gerador aos preços de mercado na liquidação das receitas. Tendo sido avaliados também cenários de venda da energia gerada pelo parque eólico no Ambiente de Contratação Livre, constatou-se que nesse, o risco de comercialização é assumido integralmente pelo agente gerador, cujos ganhos e perdas são valorados aos preços do mercado de curto prazo e ainda, na negociação há a dificuldade de obtenção de mecanismos de proteção (“*hedge*”) para gerenciar adequadamente as incertezas sobre a geração. Comparando com o cenário dos leilões no qual, além das regras pactuadas evidenciarem mecanismos claros de mitigação de riscos,

importante parcela do risco é assumida pelas distribuidoras, que possuem o direito de repassar à tarifa do consumidor final as suas perdas.

Palavras-chave: Energia eólica. Incertezas na geração. Comercialização de energia. Leilões. Agente gerador. Riscos.

ABSTRACT

Ribeiro, M. N. **Wind energy trade in Brazil – Development of auction support systems for generating agents**. 2013. 145 p. Dissertation (Master's degree) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2013.

The participation of wind energy in the Brazilian electric matrix has risen significantly over the past three years due to the purchase of the source in auctions held by the federal government, accounting for about 7 GW by the end of 2012. However, in spite of the advantages of being a renewable source, wind generation has disadvantages as a regular energy source due to its seasonality and dependence on wind regime. Thus, considering the purchase scenario of this source in the auctions, a model that integrates the scenarios for the generation observed in the wind farm (associating generation uncertainties) and scenario for the prices of the electric power market (associating the high volatility of the prices), submitted to the established purchase agreements, assess the risks in trading the energy generated by a wind farm, where the generating agent is exposed. Having applied this model to two real wind farms comprising New Energy Auctions (A-3 type) and Reserve Energy Actions, it was possible to observe that in Brazil the wind energy purchase arrangement considers the average production along the years, allowing adjustments and compensations, mainly in the auctions aiming at the purchase of Reserve Energy for the entire Brazilian system. Considering the search for the maximum profitability associated to the smallest risk, the generating agent was advised to trade values that are very close to the total amount of energy guaranteed by the generation of the farms that was registered in the auctions. In terms of risks, the variation is sharper in A-3 Auctions, where it was possible to observe the exposure of the generator to the market prices at the liquidation of the incomes. Also, having assessed the sales scenarios of the energy generated the wind farms in the Free Market, it was observed that here, the risk of trade is completely taken by the generating agents, whose gains and losses are equivalent to the prices of the short term market. Also, it is difficult to find protection mechanisms, “hedge”, to properly manage the uncertainties of the generation. Comparing to the auction scenario, where, besides the established show clear mechanisms to

mitigate the risks, an important part of the risk is taken by the distributors, which have the right to compensate their losses in the tariffs paid by the end-consumers.

Keywords: Wind energy. Generation uncertainties. Energy trade. Actions. Generating agents. Risks.

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Percentuais médios de custo para a instalação de um parque eólico	27
Tabela 2.2 – Os cinco países com as maiores capacidades instaladas em 2008, e a respectiva expansão em 2009, 2010 e 2011	34
Tabela 2.3 – Potenciais consumidores livres	40
Tabela 2.4 – Potencial eólico brasileiro dividido por regiões	44
Tabela 2.5 – Potencial eólico revisado para alguns estados brasileiros	46
Tabela 2.6 – Histórico de contratação da energia elétrica por geração eólica no Brasil	50
Tabela 2.7 – Histórico de geração eólica no Brasil	55
Tabela 3.1 – Classificação de rugosidade	61
Tabela 4.1 – Energia média mensal gerada	82
Tabela 4.2 – Energia média anual gerada	83
Tabela 4.3 – Perdas totais do Parque Eólico “A”	83
Tabela 4.4 – Séries de CMO estimadas (horizonte de dez anos).....	86
Tabela 4.5 – Séries de CMO estimadas (horizonte de cinco anos)	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Desenvolvimento do tamanho das turbinas eólicas	21
Figura 2.2 – Fluxo de ar na turbina eólica.....	22
Figura 2.3 – Curva de potência: Vestas V112, 3,0 MW.....	24
Figura 2.4 – Diagrama de ICG, IEG e SE Coletora	29
Figura 2.5 – Custo de capital para geração eólica	31
Figura 2.6 – Capacidade eólica global instalada a nível mundial	33
Figura 2.7 – Entidades institucionais do setor elétrico nacional	36
Figura 2.8 – Relações comerciais no mercado brasileiro de energia elétrica.....	36
Figura 2.9 – Leilões do ACR.....	38
Figura 2.10 – Revisão do potencial eólico brasileiro	45
Figura 2.11 – Comparação das vazões afluentes de Sobradinho com a média mensal da geração eólica.....	47
Figura 2.12 – Distribuição espacial no Brasil dos projetos eólicos inscritos em leilões.....	48
Figura 2.13 – Preço médio de contratação da energia elétrica por fonte eólica no Brasil (vigentes no ato da contratação)	52
Figura 2.14 – Evolução na capacidade instalada eólica no Brasil.....	53
Figura 2.15 – Efeito Portfólio Hidro-Eólico.....	56
Figura 3.1 – Estudo da correlação entre os dados médios mensais de ventos NCAR e os medidos no parque	63
Figura 3.2 – Tratamento dos dados de ventos mesoescala e dos medidos no parque no estudo	63
Figura 3.3 – Composição do histórico mensal de energia/potência média gerada para o parque eólico	65
Figura 3.4 - Parâmetros da nova usina - Arquivo HIDR.dat	68
Figura 3.5 - Composição do histórico de afluência da Usina cadastrada.....	69
Figura 3.6 - Características de afluência do parque eólico e do SIN	70

Figura 3.7 – Faixas para contabilização da receita no modelo de contratação do Leilão de Energia Nova/A-3	72
Figura 3.8 – Composição do período contratual – Leilão de Energia Nova/A-3	74
Figura 3.9 – Faixas para contabilização da receita no modelo de contratação do Leilão de Energia de Reserva.....	76
Figura 3.10 – Composição do período contratual – Leilão de Energia de Reserva	77
Figura 3.11 – Fronteira Eficiente segundo Markowitz.....	79
Figura 3.12 – Curvas de indiferença no plano xy.....	80
Figura 3.13 – Caracterização de aversão ao risco	80
Figura 4.1 – Correlação gráfica dos ventos mesoescala com os ventos medidos	84
Figura 4.2 – Série Sintética de potência média gerada para o Parque “A”	85
Figura 4.3 – Avaliação inicial da simulação do CMO – Série 1	87
Figura 4.4 – Séries de preços obtidas	88
Figura 4.5 – Combinação 1 Ventos x Preços	89
Figura 4.6 – Combinação 2 Ventos x Preços	90
Figura 4.7 – Combinação 3 Ventos x Preços	90
Figura 4.8 – Distribuição Preço x Energia	91
Figura 4.9 – Geração x preços estendidas no período contratual – Contrato (a).....	93
Figura 4.10 – Comercialização de 100% da energia garantida do parque registrada para o leilão - Contrato (a).....	93
Figura 4.11 – Comercialização de 80% da energia garantida do parque registrada para o leilão - Contrato (a).....	94
Figura 4.12 – Geração x preços estendidas no período contratual - Contrato (b).....	94
Figura 4.13 – Comercialização de 90% da energia garantida do parque registrada para o leilão - Contrato (b).....	95
Figura 4.14 – Comercialização de 70% da energia garantida do parque registrada para o leilão -Contrato (b).....	95
Figura 4.15 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/1991.....	97

Figura 4.16 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/1995.....	97
Figura 4.17 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/1998.....	98
Figura 4.18 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/2005.....	98
Figura 4.19 – Análise da percentagem de venda associada a maior rentabilidade - Leilão A-3	100
Figura 4.20 – Análise da maior rentabilidade associada ao risco - Leilão A-3.....	100
Figura 4.21 – Determinação da Fronteira de Eficiência - Leilão A-3.....	101
Figura 4.22 – Análise da percentagem de venda associada a maior rentabilidade frente a um aumento 40% nos preços do mercado <i>Spot</i> - Leilão A-3.....	102
Figura 4.23 – Análise da maior rentabilidade associada ao risco frente a um aumento 40% nos preços do mercado <i>Spot</i> - Leilão A-3.....	102
Figura 4.24 – Determinação da Fronteira de Eficiência frente a um aumento 40% nos preços do mercado <i>Spot</i> - Leilão A-3.....	103
Figura 4.25 – Regiões passíveis de escolha face ao comportamento do investidor: avesso ou propenso ao risco.....	104
Figura 4.26 – Análise da percentagem de venda associada a maior rentabilidade - Leilão de Reserva.....	105
Figura 4.27 – Análise da Rentabilidade x Risco do âmbito do Leilão de Energia Reserva..	106
Figura 4.28 – Energia Média Mensal e Anual Gerada – Parque Eólico “B”	107
Figura 4.29 – Correlação gráfica dos ventos mesoescala com os ventos medidos – Parque “B”	107
Figura 4.30 – Série Sintética de potência média gerada para o Parque “B”	108
Figura 4.31 – Geração x preços estendidas no período contratual – Contrato (a) Leilão A-3	109
Figura 4.32 – Comercialização de 100% da energia garantida do parque registrada para o Leilão A-3/Contrato (a).....	109

Figura 4.33 – Comercialização de 80% da energia garantida do parque registrada para o leilão A-3/ Contrato (a).....	110
Figura 4.34 – Geração x preços estendidas no período contratual – Contrato (b)/Leilão A-3	110
Figura 4.35 – Comercialização de 80% da energia garantida do parque registrada para o Leilão A-3/ Contrato (b)	111
Figura 4.36 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade - Leilão A-3	112
Figura 4.37 – Análise da maior rentabilidade associada ao risco - Leilão A-3.....	112
Figura 4.38 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade frente a um aumento 40% nos preços do mercado <i>Spot</i> - Leilão A-3.....	113
Figura 4.39 – Análise da maior rentabilidade associada ao risco frente a um aumento de 40% nos preços do mercado <i>Spot</i> - Leilão A-3	113
Figura 4.40 – Determinação da Fronteira de Eficiência risco frente a um aumento 40% nos preços do mercado <i>Spot</i> - Leilão A-3	114
Figura 4.41 – Regiões passíveis de escolha face ao comportamento do investidor: avesso ou propenso ao risco	114
Figura 4.42 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/1991.....	115
Figura 4.43 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/1997.....	115
Figura 4.44 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade - Leilão de Reserva.....	116
Figura 4.45 – Análise da Rentabilidade x Risco do âmbito no Leilão de Energia Reserva..	116
Figura 5.1 – Contrato simulado para uma demanda do consumidor correspondente a 100% e 90% da GF do Parque Eólico “A”	121
Figura 5.2 – Contrato simulado para uma demanda do consumidor correspondente a 100% e 90% da GF do Parque Eólico “B”	122
Figura 5.3 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade – Parque Eólico “A” contrato <i>flat</i> com consumidor livre	123

Figura 5.4 – Análise da Rentabilidade x Risco – Parque Eólico “A” contrato <i>flat</i> com consumidor livre.....	123
Figura 5.5 – Análise da percentagem de venda associada a maior rentabilidade – Parque Eólico “B” contrato <i>flat</i> com consumidor livre.....	124
Figura 5.6 – Análise da Rentabilidade x Risco – Parque Eólico “B” contrato <i>flat</i> com consumidor livre.....	124
Figura 5.7 – Contrato simulado para uma demanda do consumidor correspondente a 100% e 90% da GF do Parque Eólico “A”	126
Figura 5.8 – Contrato simulado para uma demanda do consumidor correspondente a 100% e 90% da GF do Parque Eólico “B”	127
Figura 5.9 – Análise da percentagem de venda associada a maior rentabilidade – Parque Eólico “A” contrato com consumidor parcialmente livre	128
Figura 5.10 – Análise da Rentabilidade x Risco – Parque Eólico “A” contrato com consumidor parcialmente livre.....	128
Figura 5.11 – Análise da percentagem de venda associada a maior rentabilidade – Parque Eólico “B” contrato com consumidor parcialmente livre	129
Figura 5.12 – Análise da Rentabilidade x Risco – Parque Eólico “B” contrato com consumidor parcialmente livre.....	129
Figura 5.13 – Análise Rentabilidade x Risco – Comparativo cenários contratuais Parque Eólico “A”	131
Figura 5.14 – Análise Rentabilidade x Risco – Comparativo cenários contratuais Parque Eólico “B”	132

SUMÁRIO

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO.....	16
CAPÍTULO II: REFERENCIAL TEÓRICO.....	20
2.1 ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DA GERAÇÃO EÓLICA.....	20
2.1.1 Tecnologia.....	20
2.1.2 Avaliação Energética.....	22
2.1.3 Custos.....	26
2.2 PANORAMA MUNDIAL ATUAL PARA A GERAÇÃO EÓLICA.....	31
2.2.1 Políticas e Incentivos.....	31
2.2.2 Evolução da Capacidade Instalada Mundial.....	32
2.3 O MERCADO BRASILEIRO PARA A GERAÇÃO EÓLICA.....	35
2.3.1 Comercialização de Energia Elétrica no Brasil.....	35
2.3.2 Potencial Eólico Brasileiro.....	44
2.3.3 Contratação de Energia Elétrica Proveniente de Geração Eólica.....	48
2.3.4 Requisitos para Habilitação dos Empreendimentos Eólicos em Leilões.....	57
CAPÍTULO III: COMERCIALIZAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA VIA LEILÕES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CENÁRIO BRASILEIRO.....	60
3.1 INTRODUÇÃO.....	60
3.2 AVALIAÇÃO DE RISCOS PARA O AGENTE GERADOR EÓLICO NA COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA GERADA VIA LEILÕES.....	60
CAPÍTULO IV: ESTUDOS DE CASO.....	82
4.1 CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO.....	82
4.2 COMERCIALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DO PARQUE EÓLICO “A” VIA LEILÕES.....	84
4.2.1 Estimativa da Potência Média Gerada – 20 Anos.....	84

4.2.2 Avaliação dos Custos Marginais de Operação do SIN.....	86
4.2.3 Simulação do Contrato	88
4.2.4 Análise do Ponto ótimo de Contratação	99
4.3 ESTUDO DE CASO PARQUE EÓLICO “B”	106
CAPÍTULO V: AVALIAÇÃO DE RISCOS PARA O AGENTE GERADOR EÓLICO NA COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA GERADA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL).....	117
5.1 INTRODUÇÃO.....	117
5.2 GERAÇÃO EÓLICA INSERIDA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)	117
5.2.1 Venda para Consumidor Livre – Demanda/Contrato Flat.....	120
5.2.2 Venda para Consumidor Parcialmente Livre	125
5.2.3 Comparativo entre os Cenários Contratuais	130
CAPÍTULO VI: CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES.....	133
REFERÊNCIAS	137

CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO

No cenário mundial, observa-se nos últimos anos, a crescente demanda por fontes alternativas de energia, em especial as renováveis. De modo geral, o desenvolvimento econômico e as questões ambientais são os principais motivadores para o crescente interesse pelas fontes renováveis e tentativas de mudanças no setor energético, como redução da dependência de combustíveis fósseis, redução de emissões atmosféricas, descentralização da produção e autossuficiência energética.

De acordo com projeções do Programa Ambiental da Organização das Nações Unidas (ONU), os investimentos mundiais em energias renováveis alcançaram US\$ 240 bilhões em 2011, impulsionados principalmente pelas iniciativas no Brasil, China e Índia. No ano de 2010, os investimentos oscilaram entre US\$ 180 e 200 bilhões, e em 2009, os gastos com as energias limpas foram de US\$ 162 bilhões (BRASIL ENERGY, 2011).

No primeiro semestre de 2012, a incerteza econômica e as mudanças nas políticas governamentais levaram a redução nos incentivos para energia limpa em muitos países. No entanto, os regulamentos para reduzir as emissões de carbono e atingir a segurança energética permanecem, e os governos ainda oferecem uma grande variedade de incentivos fiscais para apoiar o investimento em energia renovável, e também desencorajar as emissões de carbono por meio da aplicação de impostos e multas.

No cenário apresentado acima, a geração eólica é a fonte de energia que mais cresce, atingindo 282,6 GW de capacidade instalada em 2012, liderados pela China (75,3 GW), EUA (60,0 GW), Alemanha (31,3 GW), Espanha (23,0 GW), e Índia (18,4 GW) (GWEC, 2013).

Em destaque, a China, dado o seu crescimento econômico e a necessidade de diminuir a emissão de CO₂ (gás de efeito estufa) e outros poluentes do ar, tem investido na geração por fontes renováveis, tornando-se assim, em 2010, a primeira no ranking mundial em capacidade instalada para a geração eólica (GWEC, 2013).

No Brasil, o desenvolvimento da geração de eletricidade de origem eólica foi iniciado em 2002 a partir do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), que deu início à política pública destinada a diversificar a matriz energética do país, a partir de novas fontes alternativas de energia (Pequenas Centrais Hidrelétricas, Centrais Eólicas e a

Biomassa). A contratação de energia proveniente de geração eólica no contexto do Proinfa permitiu ao país adquirir conhecimento e experiência quanto ao uso da fonte.

Além do Proinfa, nos últimos três anos, as atividades inerentes à geração eólica têm recebido um forte impulso por meio de mecanismos de contratação regulada, na modalidade de leilões, o que permitirá aumentar para 8.459 MW o parque eólico instalado para o horizonte de 2017 (ONS, 2012), e para 15.500 MW em 2021, segundo as projeções do Plano Decenal de Energia 2021 (EPE, 2013).

Nos cenários dos leilões, os empreendimentos com geração de energia por fonte eólica alcançaram preços médios mais baixos em relação ao preço das outras fontes de energia renovável. Como algumas das causas dos preços competitivos para os projetos eólicos, podem ser apontadas o progresso tecnológico, onde o aumento da altura e do diâmetro dos aerogeradores nos últimos anos elevou o fator de capacidade das usinas e a queda de preços dos equipamentos eólicos, principalmente dos aerogeradores.

A crise econômica internacional de 2008/2009 fez do país um mercado promissor frente aos países pioneiros, desencadeando a corrida dos fabricantes internacionais em se instalarem no país, estimulando a concorrência e parcerias entre investidores e fabricantes. Somado a isso, em 2011, com a taxa de câmbio baixa, foi permitida a importação de equipamentos a preços mais competitivos.

Outro ponto de destaque é o modelo de contrato adotado, notadamente nos Leilões de Reserva, desenvolvido para mitigar os riscos de geração de uma fonte de energia sazonal e variável, além de garantir renda fixa em longo prazo (vinte anos).

No entanto, frente às vantagens da geração eólica como fonte renovável, o grande potencial estimado para o Brasil, as políticas de incentivo empregadas e os sinais de preço, que fazem do país um mercado competitivo e atrativo para os investimentos, é importante destacar que a geração eólica possui desvantagens como fonte regular de energia, dada a intermitência do vento. Esta característica é refletida nos modelos de contratos de compra e venda da energia gerada pelos empreendimentos eólicos.

Assim, no presente trabalho objetiva-se, dado o destaque da geração eólica no cenário brasileiro, as incertezas inerentes à geração (sazonalidade e dependência do regime de ventos) e a estrutura atual de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro:

- descrever e avaliar o cenário atual da comercialização de energia elétrica proveniente

de fonte eólica no Brasil;

- desenvolver um sistema de apoio para os agentes geradores eólicos, no qual é permitido avaliar os riscos para a contratação da fonte via Leilões, dadas as incertezas inerentes à geração (regime dos ventos) e à exposição aos preços no mercado de curto prazo frente as regras pactuadas nos contratos;
- aplicar o modelo desenvolvido para dois parques eólicos reais situados no estado do Ceará, avaliando os resultados sob a visão do agente gerador no âmbito da comercialização da energia gerada pelos parques em Leilões;
- avaliar os riscos para o agente gerador eólico ao comercializar a energia gerada pelo parque no Ambiente de Contratação Livre diretamente a um Consumidor Livre;
- avaliar e identificar, a partir dos estudos de caso, os mecanismos de mitigação de riscos para o agente gerador eólico frente aos desvios de geração e exposição aos preços no mercado de curto prazo, na venda via leilões ou no mercado livre.

A dissertação está dividida em seis capítulos, conforme se explicita a seguir. O Capítulo I, Introdução, visou dar um panorama da inserção da fonte eólica no Brasil e no mundo e sua conjectura atual. Além disso, foi exposta a motivação para a elaboração deste trabalho, assim como os objetivos a serem alcançados com o mesmo.

O Capítulo II tem por objetivo apresentar os principais aspectos técnicos e econômicos para a geração eólica, bem como o panorama atual mundial e brasileiro para a fonte eólica. O cenário brasileiro é descrito considerando tópicos como o potencial eólico do país, e os principais programas de incentivo para a exploração deste potencial, dado o atual modelo do setor elétrico para a comercialização de energia elétrica. O conteúdo exposto no capítulo busca dar entendimento ao sistema de apoio desenvolvido.

O Capítulo III visa descrever o modelo desenvolvido para apoiar os agentes geradores frente aos riscos da geração observada para um parque eólico, mediante os valores a serem atendidos em contratos de compra e venda de energia elétrica, considerando a contratação via leilões. São abordadas todas as suas variáveis e o “passo a passo” que compõe sua estrutura.

O Capítulo IV apresenta a aplicação do modelo para dois parques eólicos reais, no qual são avaliados os resultados sob a visão do agente gerador quanto aos riscos a serem assumidos.

O Capítulo V aborda a comercialização no Ambiente de Contratação Livre, no qual se considera a opção de venda da energia gerada por um parque eólico a um consumidor livre. Para finalizar, são comparados os leilões e o mercado livre, quanto aos instrumentos de

mitigação de riscos aplicados, frente aos desvios de geração do parque e a exposição à alta volatilidade dos preços no mercado de curto prazo.

Por fim, o Capítulo VI expõe as análises e conclusões finais do trabalho assim como recomendações e sugestões para novos trabalhos como continuidade ao apresentado. Ao final, apresentam-se as referências utilizadas ao longo da realização deste trabalho.

CAPÍTULO II: REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 ASPECTOS TÉCNICOS E ECONÔMICOS DA GERAÇÃO EÓLICA

2.1.1 Tecnologia

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética em energia mecânica, com o emprego de turbinas eólicas, para a realização de trabalho ou conversão em energia elétrica, sendo esta última o foco deste trabalho.

A quantidade de energia contida no vento varia de acordo com as condições climáticas e topográficas locais, onde as diferenças de temperatura entre variados tipos de solos e terrenos são os principais responsáveis pelo deslocamento de ar (CUSTÓDIO, 2009).

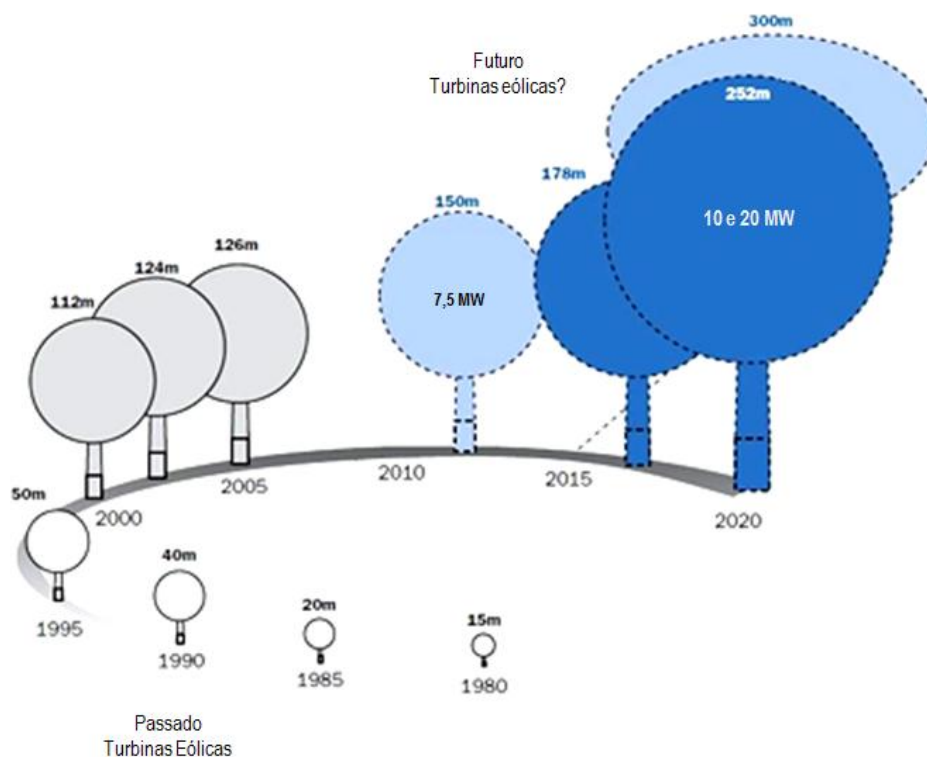
Desde a década de 1980, quando as primeiras turbinas eólicas comerciais foram desenvolvidas, a tecnologia envolvida já sofreu grandes mudanças e aperfeiçoamentos quanto à sua eficiência. As maiores inovações tecnológicas foram a utilização de acionamento direto (sem multiplicador de velocidades), com geradores síncronos e novos sistemas de controle que permitem o funcionamento das turbinas em velocidade variável, com qualquer tipo de gerador.

Quanto à aplicação, as turbinas podem ser conectadas à rede elétrica ou destinadas ao suprimento de eletricidade a comunidades ou sistemas isolados. Em relação ao local, a instalação pode ser feita em terra firme ou *offshore*.

As turbinas eólicas podem operar com diferentes velocidades de vento, indo desde aproximadamente 3 m/s até 25 m/s, e podem ser instaladas e operadas eficientemente em diferentes locais e condições climáticas, variando desde desertos até zonas árticas (GWEC, 2010).

Quanto à capacidade de geração elétrica, as primeiras turbinas eólicas desenvolvidas em escala comercial tinham potências nominais entre 10 kW e 50 kW. Atualmente, as turbinas eólicas mais usadas estão na faixa dos 2 MW a 5 MW (GWEC, 2011), instaladas a uma altura

que chega a atingir 120 metros. Na Figura 2.1, apresenta-se a evolução na capacidade e diâmetro dos aerogeradores.



Fonte: Adaptado de EWEA apud *Garrad Hassan*, 2009

Figura 2.1 – Desenvolvimento do tamanho das turbinas eólicas

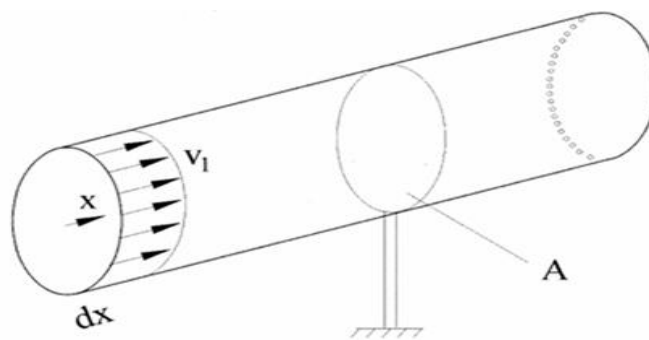
As turbinas eólicas podem ser classificadas em turbinas de eixo vertical e de eixo horizontal. Segundo Custódio (2009), a primeira não necessita de mecanismos direcionais e tem a vantagem do gerador e transmissão mecânica serem instalados no solo. Já as de eixo horizontal precisam se manter perpendiculares à direção do vento para capturarem o máximo de energia. Esse tipo de turbina é o mais usado atualmente, especialmente nas instalações de maior potência, onde o gerador é instalado no topo da torre, junto ao rotor. Podem ser fabricadas com diferentes números de pás sendo que os principais fatores, entre outros, que permeiam a escolha da quantidade de pás são a capacidade de captura de energia, custos, peso da nacelle e ruídos. O modelo mais usado no mundo é o de eixo horizontal com três pás (GWEC, 2012).

O conjunto turbina eólica, gerador, torre, nacelle, entre outros, é denominado de aerogerador.

Esses são diferenciados pelo tamanho e número de pás, formato da nacele, pela presença ou não de uma caixa de engrenagens e pelo tipo de gerador utilizado (convencional ou multipolos), características estas que diferenciam o seu custo e desempenho. Assim, a solução mais adequada para um projeto é determinada pelas características do local de instalação da turbina, incluindo o regime de ventos, custos e as preferências do comprador.

2.1.2 Avaliação Energética

Conforme já descrito, por meio das turbinas eólicas, a energia cinética contida no vento é convertida em energia mecânica pelo giro das pás do rotor e transformada em energia elétrica pelo gerador. Na Figura 2.2, ilustra-se o fluxo de ar através de uma turbina eólica de eixo horizontal.



Fonte: Custódio, 2009

Figura 2.2 – Fluxo de ar na turbina eólica

A potência P contida no vento fluindo perpendicularmente com velocidade v através de uma área A que pode representar a área de intercepção das hélices de uma turbina eólica é dada por:

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 \quad \text{Equação 2.1}$$

Sendo:

P é a potência contida no vento [W].

ρ é a massa específica do ar [kg/m^3].

A é a área varrida pelas pás do aerogerador [m^2].

v é a velocidade do vento [m/s].

Pode-se observar que, quanto maior a área varrida pelas pás, maior será a potência que o aerogerador aproveitará do vento. A potência também é função da velocidade do vento elevada ao cubo, o que implica que uma pequena alteração desta velocidade resulta em uma grande variação na potência. Ressalta-se também que a velocidade do vento aumenta com a altura, implicando uma análise da relação custo/benefício da instalação em diferentes alturas.

No entanto, a energia do vento não é totalmente extraída pelas pás da turbina. Estudos mostram que o valor máximo da potência que pode ser extraída do vento corresponde a 59,3% da potência total disponível, valor este chamado de Coeficiente de *Betz* (MARTINS *et al.*, 2008). O coeficiente da potência real é menor que o teórico (*Betz*) em função do número, dimensão e perfil aerodinâmico das pás, razão de velocidade de ponta de pá, dentre outros parâmetros de projeto definidos pelo fabricante (FADIGAS, 2011).

A estimativa da energia gerada é realizada em base anual, uma vez que essa depende do comportamento do vento e, esse, apresenta variações sazonais ao longo do ano. Tal estimativa é feita pelo cruzamento da estatística do comportamento da velocidade do vento com a curva de potência do aerogerador.

A estatística da velocidade de vento pode ser obtida pelo uso das séries de dados coletados por meio de medições diretas ou por meio do conhecimento da função densidade de probabilidade da velocidade do vento, *Weibull* ou *Rayleigh*, no local em estudo.

O método definitivo para avaliar o potencial eólico de uma região é a observação direta, onde os anemômetros devem ser instalados em torres anemométricas assentadas em locais representativos da região para obtenção de séries temporais de dados registradas para posterior análise. Atualmente, é possível reproduzir de forma confiável a dinâmica atmosférica por meio de programas de computador desenvolvidos especificamente para esse fim, denominados modelos atmosféricos.

Para o levantamento do potencial eólico, via simulação numérica, o sistema mais utilizado é a combinação de um modelo atmosférico de meso-escala com um de micro-escala. Segundo Silva, *et al.* (2010), uma combinação bastante conhecida é a KAMM/WAsP (*Karlsruhe Atmospheric Mesoscale Model/Wind Atlas Analysis and Application Program*), muito popular em estudos europeus. Também bastante utilizada é a dupla MASS/WindMap (*Mesoscale Atmospheric Simulation System*), utilizada na confecção do Atlas do Potencial Eólico do Brasil (Amarante *et al.*, 2001). Outros modelos de meso-escala muito utilizados são o RAMS

(*Regional Atmospheric Modelling System*), o MM5 (PSU/NCAR *Mesoscale Model 5*), o ETA (que deve seu nome à coordenada vertical utilizada) e o WRF (*World Regional Forecasting Model*). Dentre os modelos de micro-escala destaca-se também o MS-Micro.

As combinações mencionadas apresentam, contudo, alguns inconvenientes como o elevado custo de alguns modelos e o fato de que os modelos de micro-escala tendem a possuir uma representação física simplificada dos fenômenos atmosféricos. Face a esses problemas, têm sido usados modelos de meso-escala gratuitos, não acoplados a modelos de micro-escala e com a resolução numérica mais alta possível.

Os cálculos realizados com base em medições de vento apresentam maior precisão. A determinação com base na função de *Weibull*, obtida a partir dos dados medidos, também apresenta excelentes resultados. Já a estimativa realizada a partir da função de *Rayleigh* apresenta maior incerteza (CUSTÓDIO, 2009).

Na estimativa da energia gerada, conforme descrito acima, além da estatística do vento, utiliza-se também a curva de potência da turbina eólica, que representa a sua característica de operação $P(v)$, para a altura de cubo desejada. São levantadas por testes de operação do aerogerador em campo e geralmente fornecidas pelos fabricantes e certificadas oficialmente por um instituto credenciado. Na Figura 2.3, ilustra-se a curva de potência de uma turbina comercial *Vestas Modelo V112*, 3,0 MW, altura de cubo de 84,0 m.

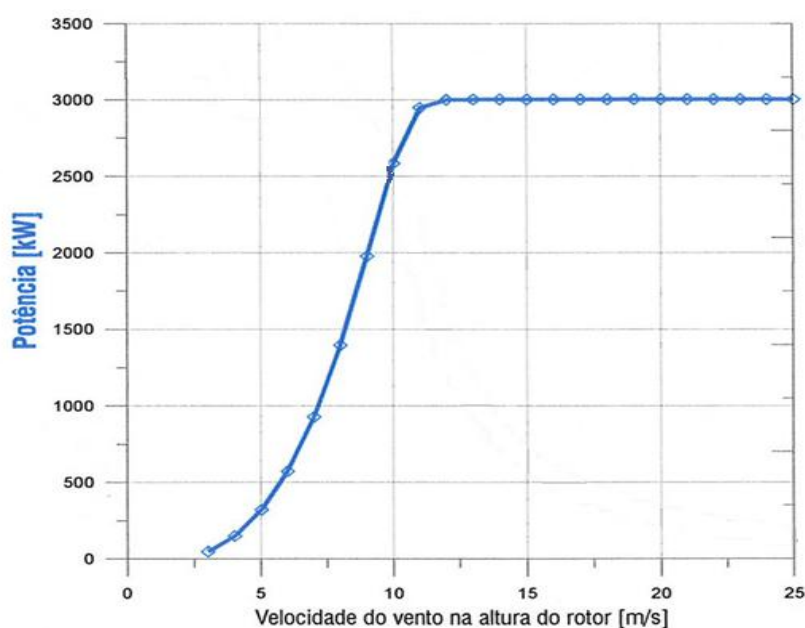


Figura 2.3 – Curva de potência: Vestas V112, 3,0 MW

A curva de potência real da turbina eólica representa seu desempenho em função da velocidade de vento, marcada por três características:

- **velocidade cut-in:** é velocidade inicial de funcionamento da turbina e está em torno de 3 a 5 m/s (LEITE *et al.*, 2006);
- **velocidade cut-out:** velocidade do vento em que o gerador é desligado para manter as cargas, a potência do gerador elétrico e a integridade física da máquina dentro dos limites de segurança ou fora dos limites de danos aos diversos componentes do aerogerador (FADIGAS, 2011);
- **velocidade nominal:** velocidade do vento a partir da qual a turbina gera energia na sua potência nominal.

Sobrepondo-se a estatística de ventos com a curva de potência da turbina, pode-se calcular quanta energia elétrica será gerada por ano e por turbina que compõe o parque eólico. Nesse cálculo estão embutidos todos os fatores de perda, tais como os por indisponibilidade da turbina (parada forçada e programada) e os englobados pelo Fator de Capacidade (FC), este último função do perfil de vento, curva de potência do aerogerador, ajustes dos sistemas de controle, perdas nos demais componentes elétricos que conectam a turbina ao sistema de distribuição interno do parque, e efeito esteira (provocado pela interceptação do vento de uma turbina pelas outras adjacentes).

Para um parque eólico, a energia realmente gerada é a soma da energia de cada turbina menos as diversas perdas que ocorrem no sistema, tais como perdas elétricas e indisponibilidades da rede elétrica interna do parque e da rede que conecta o parque até a subestação ou ponto de conexão no sistema de distribuição/transmissão da Concessionária. Assim a produção anual de energia é estimada por:

$$P_{AE\ Parque} = \left[\sum_1^{nTurbinas} \left(8760 \times P_{nominal} \times \left(\frac{FC}{100} \right) \times \left(\frac{FD}{100} \right) \right) \right] \times \left(1 - \left(\frac{Perdas_{parque}}{100} \right) \right)$$

Equação 2.2

Sendo:

P_{AE} é produção anual de energia no parque [MWh].

$P_{nominal}$ é a potência nominal da turbina [MW].

FC é o fator de capacidade [%].

FD é o fator de disponibilidade da turbina [%].

$Perdas_{parque}$ são diversas perdas que ocorrem no sistema [%].

A incerteza da produção anual de energia resulta das incertezas na velocidade do vento (medição, extrapolação vertical/horizontal e climatologia), da incerteza na curva de potência da turbina eólica (calculada durante os ensaios de certificação), e da incerteza das perdas aerodinâmicas do parque (*micrositing*).

A geração eólica apresenta fatores de capacidades considerados baixos, quando comparados, por exemplo, com os das centrais hidrelétricas. No Brasil o fator de capacidade médio projetado para as centrais eólicas comercializadas nos leilões é na ordem de 45%, superior ao dos países Europeus, que é de 37% (SAVOIA & GRYNWALD, 2011). No entanto, Boccard (2009) aponta, no caso europeu, que há uma tendência de superestimação do fator de capacidade de parques eólicos projetados em relação ao que é observado. Os dados de geração observada nos parques eólicos brasileiros, publicados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS nos boletins mensais de geração eólica sugerem que fenômeno parecido pode ocorrer no Brasil.

Leite *et al.* (2006) ressaltam que a geração eólica possui desvantagens como fonte regular de energia, e por isso é considerada menos confiável que as fontes convencionais. A quantidade de energia diária disponível pode variar muito de uma estação do ano para outra em um mesmo local, e seu uso fica limitado a lugares de ventos fortes e relativamente constantes. A maior preocupação é com a intermitência do vento e com o que isto pode ocasionar no planejamento e na operação do sistema elétrico.

Os resultados da avaliação energética, associados aos custos previstos para toda a vida útil da central, tais como o custo de implantação (aquisição da área, levantamentos topográficos, cálculo e análise de potencial eólico, aquisição e instalação dos equipamentos, conexão com o sistema elétrico, licenciamentos, etc.), retorno financeiro do capital, custos anuais de operação e manutenção, além dos custos das revisões gerais, permitem identificar o custo da energia gerada (R\$/MWh) para uma central eólica.

2.1.3 Custos

Os custos associados à instalação de aproveitamentos eólicos dependem fundamentalmente dos subsídios e políticas específicas do governo, custos de instalação e do tipo de tecnologia usada, sendo, por isso, muito variáveis em função das fundações, acessos, transporte, ligação

à rede, número de turbinas, altura do rotor, tipo de gerador, sistema de controle (CASTRO, 2007).

No geral, na produção de eletricidade, o custo total é composto dos seguintes componentes: custo de investimento, custo com combustível, custo de operação e manutenção (O&M) e custo com as emissões de CO₂, este último para países que fazem parte de acordos de emissão.

A geração eólica, que não apresenta custos com combustível, é intensiva em capital, na qual aproximadamente 75% do custo de investimento vêm dos custos para aquisição da turbina; porém, a fundação e a conexão na rede também podem chegar a valores significativos (EWEA, 2009). Na Tabela 2.1, apresentam-se os percentuais médios de custo para a instalação de um parque eólico considerando uma típica turbina eólica de 2,0 MW.

Tabela 2.1 – Percentuais médios de custo para a instalação de um parque eólico

Aerogerador	75,6%
Conexão na rede	8,9%
Fundação	6,5%
Terreno (aluguel)	3,9%
Instalações elétricas	1,5%
Consultoria	1,2%
Custos de financiamento	1,2%
Construção de rodovias	0,9%
Sistema de Controle	0,3%

Fonte: EWEA, 2009

Os custos com operação e manutenção (O&M) ficam em torno de 20 - 25% do custo total por kWh produzido por uma turbina durante o seu período de vida. Esses custos incluem itens como manutenção regular, reparo, peças de reposição, seguro e gerência, ou seja, componentes de difícil previsão, dependendo principalmente, da idade da turbina.

O custo total para a geração de eletricidade é normalmente calculado por meio do custo de investimento com taxa de desconto, adicionados aos custos de O&M para o ciclo de vida de uma turbina eólica, que normalmente é estimada em vinte anos. Os custos de uma planta eólica também dependem se a instalação é em terra ou no mar. As instalações *offshore* são

mais complexas de serem realizadas, exigem materiais mais resistentes, resultando um custo 50% maior que as instalações em terra (EWEA, 2009).

Especificamente, o custo da energia eólica no Brasil reflete os custos logísticos de implementação dos projetos, o número de ofertantes nacionais de aerogeradores associado às restrições de importação destes equipamentos e os impostos do setor (SAVOIA & GRYNWALD, 2011).

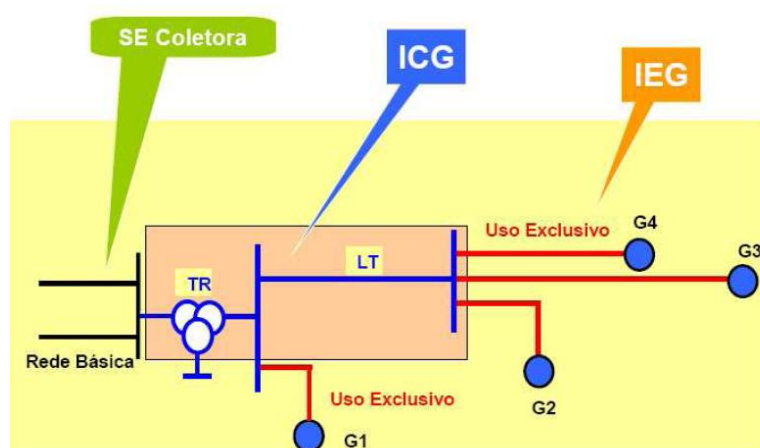
O potencial eólico brasileiro, a crise europeia e os incentivos proporcionados pelo governo à fonte despertaram o interesse de fabricantes e representantes dos principais países envolvidos com essa tecnologia, o que reduziu o custo de implantação da geração eólica no país nos últimos dois anos. Hoje, o Brasil conta com uma cadeia de fornecimento de equipamentos para atender ao mercado eólico, no qual se destacam as empresas que possuem fábricas de montagem de turbinas instaladas no país, como a Wobben (Sorocaba-SP), Impsa (Suape - PE), Gamesa (BA), General Electric - Montagem de HUBs (Campinas- SP); as fabricantes como a General Electric, Alstom, Vestas, Siemens e Suzlon; e as fábricas de pás de rotores como a Tecsis e Wobben.

Na aquisição dos equipamentos, os empreendimentos eólicos têm procurado atender a um índice de nacionalização mínimo para a obtenção de crédito junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), principal banco financiador do setor e que exige dos empreendimentos financiados a utilização de fabricantes credenciados pelo Banco, de forma que os projetos atinjam um índice de nacionalização mínimo de 60%. O estabelecimento de um índice de nacionalização de equipamentos para empreendimentos de fontes alternativas de energia existe desde a criação do Proinfa e visa estimular a indústria nacional. No Proinfa, 60% dos componentes e serviços relacionados à construção de empreendimentos eólicos deveriam ser providos por empresas brasileiras na primeira fase do programa. A segunda fase estabelecia um índice de 90%.

O transporte e distribuição de energia elétrica no Brasil têm um custo, sendo que as tarifas de transporte (Tust) são diferentes por barras e de distribuição (Tusd) são diferentes por estado. Existem incentivos para empreendimentos de geração com capacidade instalada menores/iguais a 30,0 MW, os quais dão descontos às tarifas de uso dos sistemas elétricos de

transmissão e de distribuição¹. Há também incentivos que dão a possibilidade de os parques eólicos se conectarem à chamada Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG), o que reduz muito o custo de conexão ao sistema elétrico nacional.

As ICGs são instalações que conectam centrais de geração à rede básica conforme se ilustra na Figura 2.4, sendo que a concessionária de transmissão é a proprietária da instalação (EPE, 2009). Os encargos relacionados à utilização das ICGs são rateados na proporção da máxima potência injetável atribuída a cada usuário no ponto de acesso à rede básica, considerando as instalações utilizadas por acessante, ou seja, os investimentos entre os pontos de acesso à rede básica e a conexão à ICG.



Fonte: NOGUEIRA, 2011

Figura 2.4 – Diagrama de ICG, IEG e SE Coletora

Ainda quanto aos incentivos para a redução dos custos, destaca-se também a possibilidade de enquadramento dos projetos eólicos no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi). Estabelecido por meio da Lei nº 11.488/2007,

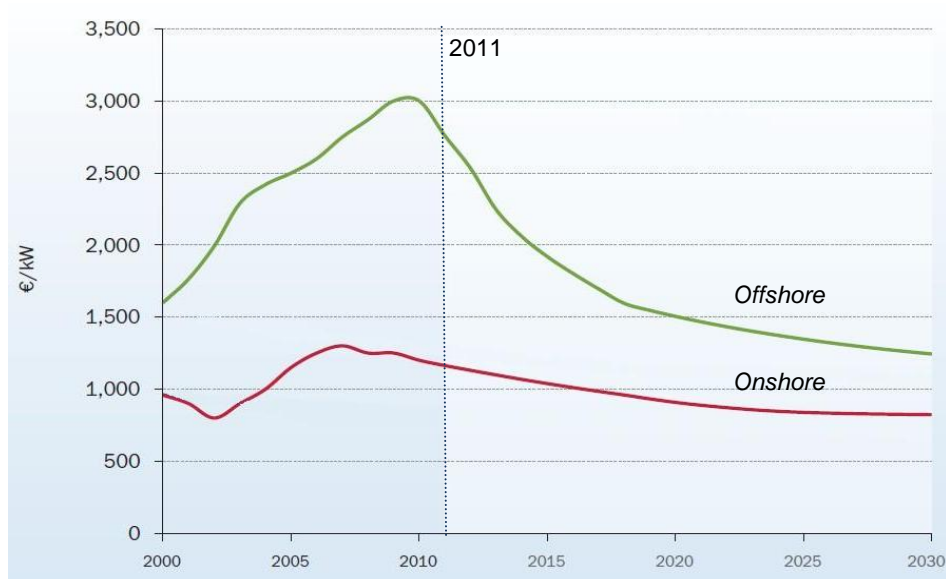
¹Resolução Normativa Aneel nº 77/2004 – Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW, aos de geração caracterizados como pequena central hidrelétrica e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada. Os percentuais de desconto são de no mínimo 50%, sendo definidos pela Aneel, dado o atendimento às condições exigidas.

suspende a exigência da contribuição para o Pis/Pasep e da Cofins nas aquisições e importações de bens e serviços vinculadas ao projeto de infraestrutura aprovado, realizadas no período de cinco anos contados da data de sua aprovação. Outro destaque também é que a fonte tem a isenção indefinida do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) e do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) para aerogeradores, torres e acessórios, esta última válida até dezembro de 2012.

No atual cenário brasileiro, os incentivos do governo, concorrência entre os fabricantes, que estão se instalando em território nacional, e o aprendizado/avanço da tecnologia, proporcionando maiores fatores de capacidade, têm tornado a geração eólica competitiva com centrais termoelétricas e hidroelétricas. Isso é refletido nos últimos leilões de energia promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) no Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

No cenário mundial, durante alguns anos tinha-se um custo praticamente fixo de instalação para geração eólica; no entanto, desde 2000 tem havido grandes variações no preço da instalação de energia eólica. De 2001 a 2004 houve um superávit de turbinas eólicas, devido ao desenvolvimento mais lento do que esperado para o mercado mundial de energia eólica, e com isso, o preço caiu. De 2005 a 2010, a geração mundial de energia eólica aumentou anualmente, aumentando a demanda por turbinas também, resultando em aumentos de preços. No entanto, desde 2010, os preços estão diminuindo, tanto para centrais *onshore* quanto para a *offshore*, como se apresenta na Figura 2.5 (EWEA, 2011).

Segundo a *European Wind Energy Association* (EWEA), os custos de implantação das usinas eólicas continuarão na mesma tendência devido a diversos fatores como: avanço tecnológico e investimentos, gerando ganhos de escala na fabricação de equipamentos, número maior de fabricantes de aerogeradores que aumentam a concorrência do setor, preocupação com o meio ambiente; pressão contrária da sociedade com relação às fontes convencionais e políticas governamentais de incentivos à geração de energia eólica e ao desenvolvimento da tecnologia. No entanto, a curva de custos apresentada pela EWEA não se aplica ao cenário brasileiro, que passa por um momento único, no qual os custos têm caído de forma muito mais acentuada devido a políticas e incentivos empregados, os quais aceleraram a curva de aprendizagem da energia eólica no Brasil.



Fonte: EWEA, 2011

Figura 2.5 – Custo de capital para geração eólica

2.2 PANORAMA MUNDIAL ATUAL PARA A GERAÇÃO EÓLICA

2.2.1 Políticas e Incentivos

Em todo o mundo, planos e incentivos fiscais e econômicos fazem parte da política pública para fomentar o desenvolvimento do mercado de energias renováveis. Tais ferramentas podem ser direcionadas para estimular tecnologias específicas e impactar o mercado da maneira desejada.

De modo geral, essas políticas são baseadas no preço da energia ou na quantidade gerada, no qual os principais instrumentos são:

- **Sistema de Leilão:** Esse processo é mais competitivo, no qual o regulador define uma quantidade de energia elétrica a ser comprada de fontes renováveis e organiza um leilão para sua venda, de modo a gerar uma competição entre os produtores. As propostas são então classificadas em ordem crescente de custo até que se alcance o montante a ser contratado. A concessionária de energia fica então obrigada, por meio de um contrato de longo prazo, a pagar aos produtores vencedores o montante previamente estipulado pelo valor resultante do leilão (DUTRA, 2007);
- **Sistema Feed-in:** Consiste em um mecanismo que garante ao produtor de energias

renováveis a venda de energia a um preço fixo garantido por contrato, por um período de tempo determinado (geralmente 5, 10, 15 ou 20 anos). A tarifa é mais vantajosa quando comparada com as convencionais, viabilizando a implantação de tais empreendimentos, que possuem custos mais elevados de produção. Cerca de 50 países possuem algum tipo de tarifa *Feed-in*;

- **Sistema de Cotas com Certificados Verdes²**: Está baseado na determinação de que uma cota de geração de energia elétrica vendida deve ser gerada por fontes alternativas de energia. Esta obrigação é imposta normalmente sobre o consumo (frequentemente por meio das empresas distribuidoras de energia), mas a obrigação também pode ser aplicada sobre a produção. Os Certificados Verdes adquiridos com esse tipo geração podem ser comercializados no mercado, promovendo assim receita adicional às vendas de energia (COSTA, 2006).

Além desses mecanismos, também são comuns outros tipos de incentivos fiscais e econômicos baseados no investimento inicial do projeto e/ou na sua vida útil, ocorrendo normalmente em conjunto com os instrumentos principais. Geralmente, essas políticas vêm a favorecer não só o gerador, mas todos os agentes do setor.

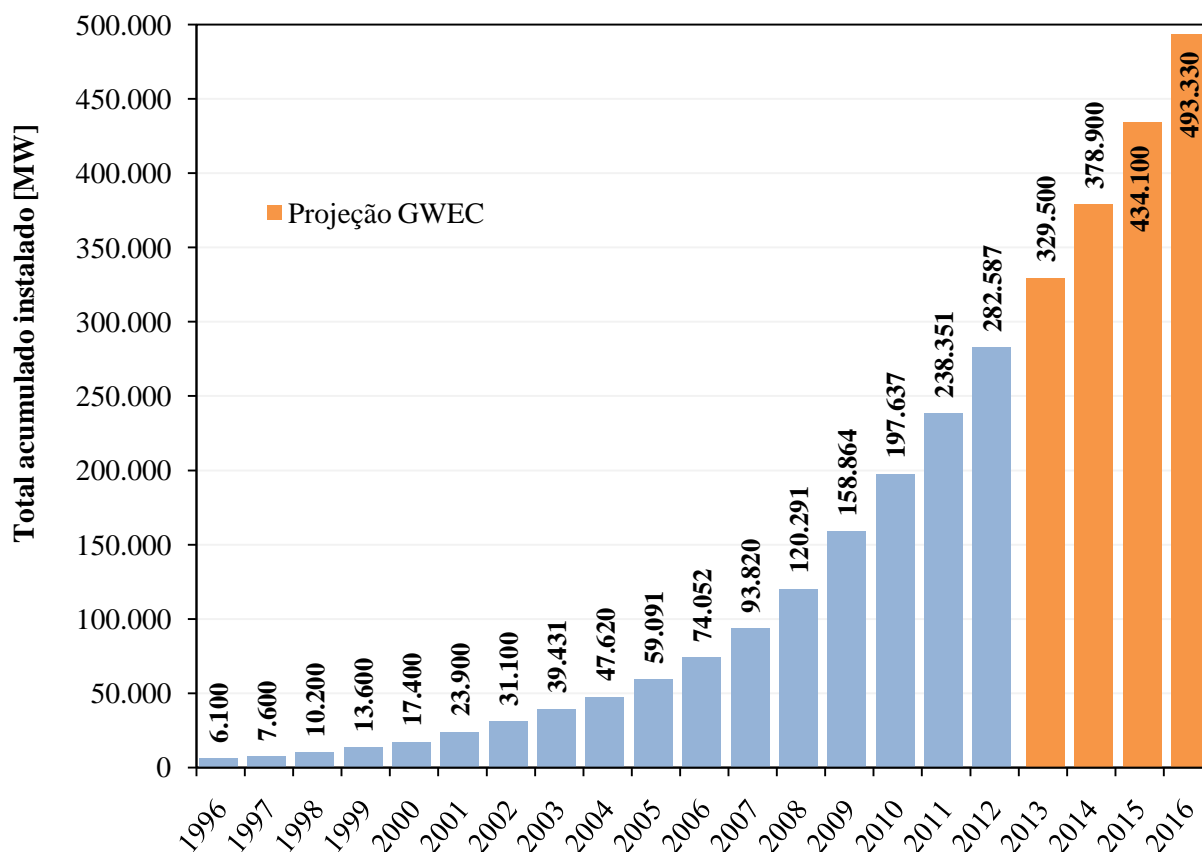
Vários países adotaram políticas e incentivos à geração eólica, o que permitiu que esses se tornassem destaque no cenário mundial, como a China, Espanha e Alemanha com tarifas *Feed-in*, os Estados Unidos com o RPS e a Índia com políticas que têm fornecido apoio tanto para investimento estrangeiro e nacional em tecnologias de energia renovável. No Brasil destacam-se, como políticas e incentivos, a implantação do sistema *Feed-in* em 2001, pelo Proinfa, e o de leilões em 2009, conforme será detalhado nas seções que seguem.

2.2.2 Evolução da Capacidade Instalada Mundial

Mundialmente, a geração eólica tem apresentado um crescimento dinâmico nos últimos anos. Segundo os números dos relatórios da *Global Wind Energy Council* (GWEC), desde 2005, as instalações eólicas vêm aumentando a uma média de 25% ao ano. Em 2009, a taxa de crescimento foi de 32%, a maior desde 2001. O setor teve um expressivo crescimento apesar da crise financeira de 2008, tendo atingindo em 2012 uma capacidade instalada global de

² Também conhecido como *Renewable Portfolio Standard* (RPS), *Renewable Energy Certificate* (REC), *Renewable Purchase Obligation* (RPO) e *Renewable Obligation Certificate* (ROC).

282.587 MW, conforme se pode observar na Figura 2.6. Segundo as projeções do GWEC, em 2016 a geração eólica atingirá a marca de 490 GW de potência instalada.



Fonte: GWEC, 2013

Figura 2.6 – Capacidade eólica global instalada a nível mundial

Com relação à capacidade instalada global, a Europa diminuiu sua participação para menos de 50% em 2009, 2010, 2011 e 2012. Entretanto, ainda é o continente com maior participação das eólicas, sendo seguida pela América do Norte e a Ásia que vem apresentando um crescimento rápido em suas participações.

Na Tabela 2.2, apresentam-se os cinco maiores produtores de energia eólica no ano de 2008 e a evolução da sua capacidade instalada em 2009, 2010, 2011 e 2012.

Tabela 2.2 – Os cinco países com as maiores capacidades instaladas em 2008, e a respectiva expansão em 2009, 2010, 2011 e 2012

Capacidade MW	2008	2009	2010	2011	2012
Estados Unidos	25.237	35.086	40.180	46.919	60.007
Alemanha	23.903	25.777	27.214	29.060	31.308
Espanha	16.689	19.160	20.676	21.674	22.796
China	12.024	25.828	44.733	62.733	75.324
Índia	9.655	10.926	13.065	16.084	18.421
Demais países	32.773	42.131	51.171	61.881	74.731
Total	120.281	158.908	197.039	238.351	282.587

Fonte: GWEC, 2013

Em destaque, a China, dado o seu crescimento econômico e a necessidade de diminuir a emissão de CO₂ (gás de efeito estufa) e outros poluentes do ar, de 2006 a 2009, duplicou sua capacidade instalada proveniente de geração eólica. Em 2010, uma capacidade recorde de 18,9 GW foi adicionada a sua matriz, tornando-se a líder mundial em capacidade instalada com um total de 44,7 GW, atingindo a marca de 75,3 GW em 2012.

Já os EUA, em 2011 e 2010, adicionaram à sua matriz energética apenas a metade do que havia adicionado em 2009 em capacidade eólica, o que poderia indicar uma desaceleração no setor, no entanto em 2012, acrescentaram cerca de 14,0 GW (GWEC, 2013).

Segundo relatórios de instituições do setor, a perspectiva para os próximos anos é positiva para os mercados emergentes, como China, Índia e América Latina, que estão reunindo forças e continuarão a impulsionar o crescimento. O Norte da África já está firmemente no mapa de energia eólica, e há sinais de que a África subsahariana também irá em breve completar a sua primeira leva de projetos eólicos.

No entanto, segundo o estudo *Impostos e Incentivos para a Energia Renovável* (KPMG INTERNACIONAL, 2012), os investimentos em energia renovável tiveram queda no primeiro semestre de 2012 em especial na União Européia, por conta da crise econômica. Esse cenário pode impedir que sejam alcançados os números esperados para a geração eólica nos próximos anos.

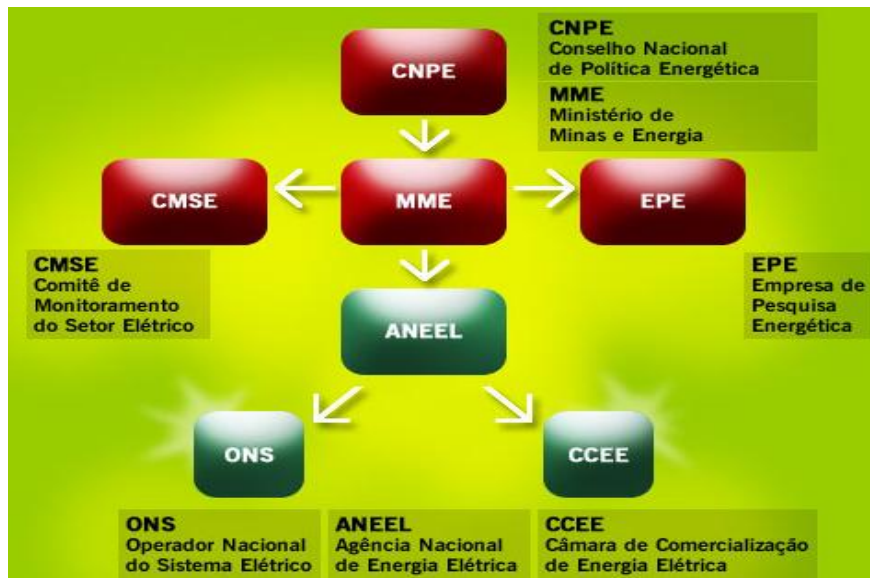
2.3 O MERCADO BRASILEIRO PARA A GERAÇÃO EÓLICA

2.3.1 Comercialização de Energia Elétrica no Brasil

As relações comerciais entre os agentes participantes do processo de comercialização de energia elétrica no Brasil são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, pactuados em dois ambientes de mercado, Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os agentes são classificados segundo as seguintes categorias:

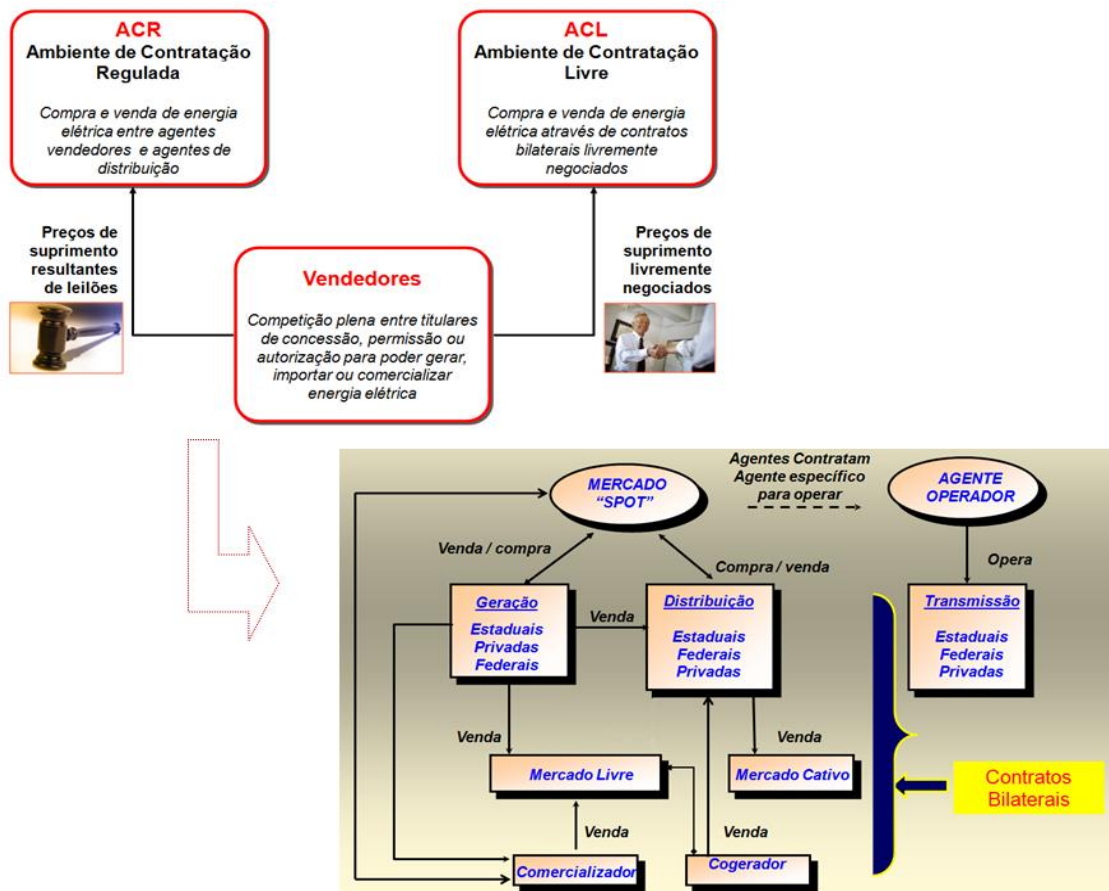
- **Geração:** Categoria dos Agentes Geradores, Produtores Independentes e Autoprodutores. Os Geradores possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica;
- **Distribuição:** Categoria dos Agentes Distribuidores. A atividade de distribuição é orientada para o serviço de rede e de venda de energia aos consumidores com tarifa e condições de fornecimento reguladas pela Aneel (Consumidores Cativos). Os distribuidores têm participação obrigatória no ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões;
- **Comercialização:** Categoria dos Agentes Importadores e Exportadores, Comercializadores (compram energia por meio de contratos bilaterais celebrados no ACL, podendo vender energia aos consumidores livres, no próprio ACL, ou aos distribuidores pelos leilões do ACR) e Consumidores Livres (podem escolher seu fornecedor de energia elétrica (geradores e comercializadores por meio de livre negociação).

Os agentes de geração, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração. Na Figura 2.7, apresentam-se as entidades que compõe o modelo institucional do setor, e na Figura 2.8, ilustram-se as relações comerciais existentes.



Fonte: ONS, 2012

Figura 2.7 – Entidades institucionais do setor elétrico nacional



Fonte: Ramos, 2010

Figura 2.8 – Relações comerciais no mercado brasileiro de energia elétrica

Uma visão geral da comercialização de energia elétrica, envolvendo os dois ambientes é apresentada na sequência, destacando as oportunidades para a geração eólica.

Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

É destinado à comercialização de energia elétrica entre geradores, importadores de energia, comercializadores e distribuidores, que adquirem energia visando atender à carga dos consumidores cativos.

No ACR são celebrados os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs). A principal forma de contratação por parte das concessionárias é por meio de licitação, na modalidade leilão, exceto a energia proveniente (i) de usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes alternativas, contratadas na primeira etapa do Proinfa, (ii) da Itaipu Binacional, e (iii) de geração distribuída conectada diretamente no sistema elétrico da distribuidora compradora (CCEE, 2011).

Para os leilões, o critério de decisão de contratação de energia é o de menor tarifa ofertada. Ocorrem com periodicidade anual e são subdivididos em duas categorias principais:

- **Leilões de energia existente:** venda de energia de empreendimentos existentes.
- **Leilões de energia nova:** venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos que, em geral, ainda não iniciaram sua etapa de construção.

Os leilões de energia nova são organizados sob a formatação do tipo “A-5” e “A-3” com objetivo de propiciar a possibilidade, por parte das distribuidoras, de contratação antecipada de energia para o atendimento pleno de sua demanda estimada cinco e três anos à frente, respectivamente, conforme se ilustra na Figura 2.9.



Fonte: Ramos, 2010

Figura 2.9 – Leilões do ACR

Se considerar “A” como o ano previsto para o início do suprimento de energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição, o cronograma para a realização dos leilões é o seguinte:

- No quinto ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 5), é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de geração;
- No terceiro ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 3), é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de geração;
- No ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 1), é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de geração existentes.
- Poderão ser promovidos Leilões de Ajuste, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga.

Quanto aos contratos de energia, os provenientes de novos empreendimentos podem ser divididos em duas modalidades:

- **Contratos de Quantidade de Energia:** São aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética integrada são assumidos totalmente pelos Geradores, cabendo a esses todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Os riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre sub-mercados são assumidos pelo comprador (SILVA *et al.*, 2007). São aplicados para empreendimento de fonte

hidroelétrica;

- **Contratos de Disponibilidade de Energia:** São aqueles nos quais tanto os riscos como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao pool e repassados aos consumidores regulados (SILVA *et al.*, 2007). São aplicados para empreendimento de fonte Termoelétrica, eólica e Biomassa.

Os contratos na modalidade por quantidade, geralmente, apresentam a duração de 30 anos, os da modalidade por disponibilidade, 20 anos, o que está associado ao período de concessão das usinas.

No modelo vigente existem ainda os Leilões de Fontes Alternativas, instituídos em 2007 por meio do Decreto nº 6.048. Esses leilões podem ocorrer entre cinco a um ano antes do início do fornecimento e tem por objetivo promover a expansão da geração eólica, hídrica (PCH) e térmica a biomassa, por meio da contratação de energia pelas concessionárias.

Ambiente de Contratação Livre (ACL)

São participantes os agentes de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia elétrica e consumidores livres. Há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações efetuadas por meio de contratos bilaterais, estando esses sujeitos ao registro na CCEE. O consumidor é quem escolhe o seu fornecedor de energia, negociando livremente o preço e as demais condições contratuais, como prazo, flexibilidade e índices de correção.

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o preço balizador dos contratos de compra e venda de energia entre os agentes no horizonte de curto prazo. Esse preço é obtido pelo Custo Marginal de Operação (CMO), resultado do processo de simulação da operação do sistema elétrico brasileiro. As simulações são realizadas por meio de um conjunto específico de pacotes computacionais que buscam realizar a operação ótima em função das incertezas futuras existentes. Como resultado desse processo, são obtidos os Custos Marginais de Operação para o período estudado, para cada patamar de carga e submercado. Já o PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigente³ para cada período de apuração e para cada submercado.

³ Os referidos limites são atualizados pela Aneel a cada ano conforme as Resoluções Aneel nº 682, de 23 de dezembro de 2003, e a nº 392, de 15 de dezembro de 2009.

Esse ambiente é marcado pelos grandes consumidores, que têm estrutura para escolher seu próprio fornecedor de energia elétrica, discutir preços e condições contratuais e com isso obter vantagens que o mercado livre oferece. Dele podem participar consumidores cuja demanda requerida seja igual ou superior a 3,0 MW e os chamados Consumidores Especiais, conforme se caracteriza na Tabela 2.3.

Consumidor potencialmente livre é aquele que possui as condições necessárias para ser cliente livre, mas por opção é atendido de forma regulada. Existe também a figura do consumidor parcialmente livre, aquele que exerce a opção de contratar parte das necessidades de energia e potência das unidades consumidoras de sua responsabilidade com a distribuidora local, nas mesmas condições reguladas aplicáveis a consumidores cativos, incluindo tarifas e prazos, conforme explicitado na Resolução Aneel 376/2009.

Tabela 2.3 – Potenciais consumidores livres

	Consumidores	Demanda	Tensão
Potencialmente Livres	Ligados antes de 08/07/1995	$\geq 3,0$ MW	≥ 69 kV
Potencialmente Livres	Ligados depois de 08/07/1995	$\geq 3,0$ MW	Qualquer
Especiais	Atendidos por PCHs, Biomassa, Solar e Eólica	$\geq 0,5$ MW	Qualquer

Fonte: CCEE, 2011.

Consumidores Especiais

A partir de 1998, os consumidores com demanda mínima de 500 kW, por carga, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, também passaram a ter o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja proveniente de PCHs ou de fontes alternativas: eólica, biomassa ou solar.

A partir da Resolução Normativa nº 247/06, esses consumidores passaram a receber a designação de Consumidores Especiais, sendo permitida a reunião de diversas cargas de modo a totalizar a exigência mínima de 500 kW. Também foi denominado que devem, obrigatoriamente, comprar energia exclusivamente de fontes incentivadas, a saber:

- Pequenas Centrais Hidrelétricas com potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW;
- Empreendimentos com potência instalada até 1.000 kW;
- Empreendimentos de fonte solar, eólica ou biomassa com potência instalada injetada

na linha de distribuição e/ou transmissão de até 30.000 kW.

A denominação Energia Incentivada faz referência aos descontos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (Tusd) e/ou de Transmissão (Tust), com valores de 50 e 100%, conforme estipulado pela Aneel. A sua comercialização envolve os agentes de geração e os agentes consumidores, tais como consumidores especiais, consumidores livres e demais compradores, entre eles os agentes comercializadores e os autoprodutores, os quais podem atuar também como vendedores de Energia Incentivada (CCEE, 2011). Os descontos na Tust/Tusd também são aplicados na contratação pelo ACR.

A partir da publicação da Resolução Aneel 247/06, foram criados os Contratos de Comercialização de Energia Incentivada (CCEIs). É um tipo de contrato igual aos Contratos Bilaterais, com as condições negociadas livremente entre as partes e certifica a energia como energia incentivada, de tal forma que seja possível verificar se um consumidor especial está efetivamente comprando energia proveniente de uma fonte incentivada, o que é um procedimento necessário, já que os incentivos às fontes renováveis são bastante significativos. A sazonalização e modulação deste contrato são negociadas livremente entre o vendedor e comprador, de maneira idêntica aos Contratos Bilaterais.

A Lei nº 11.943/09 amplia a possibilidade de compra de energia por parte dos Consumidores Especiais. Este diploma legal permite que esses agentes complementem a compra de energia por meio de contratos com empreendimentos de geração associados às fontes hidráulica, solar, eólica, biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor/igual a 50,0 MW. Visa à garantia de suas necessidades energéticas, sendo que, nesse caso específico ($>30,0$ MW e $\leq 50,0$ MW), nem o agente vendedor e nem o agente comprador têm direito aos incentivos associados às fontes incentivadas.

Conforme Decreto 5.163/04, os consumidores especiais devem garantir o fornecimento a 100% de seu consumo verificado, pela geração própria ou de contratos registrados na CCEE. Há condição especial para migração para o mercado livre, vinculada também à compra de energia elétrica de geradores a partir de fontes alternativas (eólica, PCH, biomassa e solar).

Mercado de Curto Prazo

O Mercado de Curto Prazo, também conhecido como mercado *Spot*, opera avaliando a diferença entre a energia gerada no Sistema Interligado Nacional (SIN) e a energia contratada por meio dos contratos bilaterais firmados no ACR e ACL. A medição da geração de energia do SIN, informada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), menos a energia constante dos contratos registrados na CCEE, é a diferença física de energia a ser negociada e liquidada no âmbito da CCEE (GANIM, 2009).

Essas diferenças entre o contratado e o produzido ou consumido são liquidadas, pela CCEE, pelo Preço de Liquidação de Diferenças, também chamado de Preço *Spot*. É determinado semanalmente para cada patamar de carga (pesado, médio e leve) com base no CMO, limitado por um preço máximo e um mínimo vigente no período de apuração e para cada um dos quatro Submercados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro Oeste e Sul), pelo qual é valorada a energia no Mercado de Curto Prazo.

Ao final de um período de operações, sempre em base mensal, o sistema calcula qual a posição devedora e credora de cada agente com relação ao Mercado de Curto Prazo, não sendo possível a identificação de pares de agentes individualmente. Assim, quando ocorre inadimplência, é realizado um rateio do valor total entre os agentes credores no processo.

Para que o mercado funcione com segurança, garantindo que todas as negociações realizadas serão realmente liquidadas, todos os agentes da CCEE deverão efetuar o aporte de garantias financeiras para a realização de operações de compra e venda de energia elétrica (GANIM, 2009).

O mercado *Spot* determina a competição no preço da energia no curto prazo para cada comercializador de energia. No caso das hidrelétricas, foi estabelecido o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), com o objetivo de compartilhar entre elas os riscos hidrológicos. Elas dependem do regime pluviométrico para despacharem energia, e como o sistema de transmissão é interligado, pode haver a compensação de possíveis superávits e déficits de energia, dando segurança para os geradores e proteção aos consumidores.

Para a geração eólica, o mercado *Spot* ainda não é compatível, pois essa é uma fonte de energia variável, e precisa ser lançada na rede de transmissão no momento em que é produzida, fazendo com que seja energia complementar, e não de base do sistema. As usinas eólicas, além da sazonalidade, também possuem incertezas pela dependência do regime de

ventos, e como a legislação trata exclusivamente das hidrelétricas, ainda não existe espaço para as eólicas também se beneficiarem do MRE.

Energia de Reserva (ER)

Com a introdução do Novo Modelo Institucional para o Setor Elétrico, por meio da promulgação da Lei nº 10.848/2004, foi conferida a prerrogativa de o Poder Concedente promover a contratação de reserva de capacidade de geração, regulamentada por meio do Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008. Em consonância com o propósito dessa contratação, o referido Decreto definiu Energia de Reserva como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim; novos empreendimentos de geração e de empreendimentos de geração existentes, desde que acrescentem garantia física ao SIN, ou que não tenham entrado em operação comercial até a data da publicação do Decreto (CCEE, 2011).

A ER adquirida nos leilões não poderá constituir lastro para revenda de energia. Para a realização do leilão, o Ministério de Minas e Energia (MME) definirá o montante total de ER a ser contratada, com base em estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Todos os custos decorrentes da contratação da ER, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, serão rateados entre todos os usuários finais de energia do SIN. Os custos serão pagos mensalmente, no âmbito da liquidação financeira da CCEE, por intermédio da cobrança do Encargo de Energia de Reserva (EER).

Integração Elétrica – Leilões Regionalizados e/ou Leilões por Fontes

A política de expansão do parque gerador tem procurado preservar a forte participação das energias renováveis no suprimento elétrico brasileiro, no entanto, apesar do sucesso dos certames realizados pelo governo, agentes do setor discutem possíveis mudanças para aprimorar a oferta de energia no país.

Segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), a sistemática atual de leilões solicitando oferta para atender ao mercado nacional tem provocado distorções tanto no plano da localização das novas centrais quanto na composição de seu conjunto de fontes primárias. A regra adotada nos leilões apesar de propiciar a modicidade tarifária, o menor custo que deve

ser sempre perseguido, não considera as vantagens específicas de cada fonte, sua localização e a distribuição da carga ao longo do território nacional.

Para equilibrar e corrigir estas distorções cogita-se a opção de leilões regionalizados e/ou por fontes de energia. Segundo os agentes, essa modalidade pode estimular a contratação das potencialidades de diferentes localidades do país, reduzir os investimentos em transmissão e aumentar a segurança de abastecimento, aproximando a geração dos centros de carga.

A proposta dos leilões por fonte é que se façam leilões separados para PCHs, centrais eólicas e biomassa, para evitar a competição entre elas, inibindo a contratação de uma em favor da outra, como acontece atualmente com as PCHs concorrendo diretamente com as centrais eólicas e a biomassa, que possuem incentivos momentâneos.

A proposta de leilões regionais é identificar as regiões onde a energia pode ser produzida a um custo mais baixo. Em São Paulo, por exemplo, pode ser gerada grande quantidade de energia a partir da biomassa, porque existem muitas usinas e não há necessidade de gastos adicionais com linhas de transmissão.

2.3.2 Potencial Eólico Brasileiro

O MME e a Eletrobras em 2001, por meio do Cepel/Cresesb, lançaram o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, com informações dos ventos para auxiliar investidores na identificação de locais mais promissores (Figura 2.10a). Os estudos indicaram que existe no Brasil um potencial expressivo para geração de energia eólica, onde se destacam as regiões Nordeste, litoral e interior do Rio Grande do Sul. Esse estudo indicou também que mais de 71.000 km² do território nacional, em sua quase totalidade na costa dos estados do Nordeste, contam com velocidades de vento superiores a 7,0 m/s para uma altura de medição de 50,0 m. Nesse estudo foi identificado que a região Nordeste possui aproximadamente metade do potencial brasileiro estimado, avaliado em 143 GW, conforme se apresenta na Tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Potencial eólico brasileiro dividido por regiões

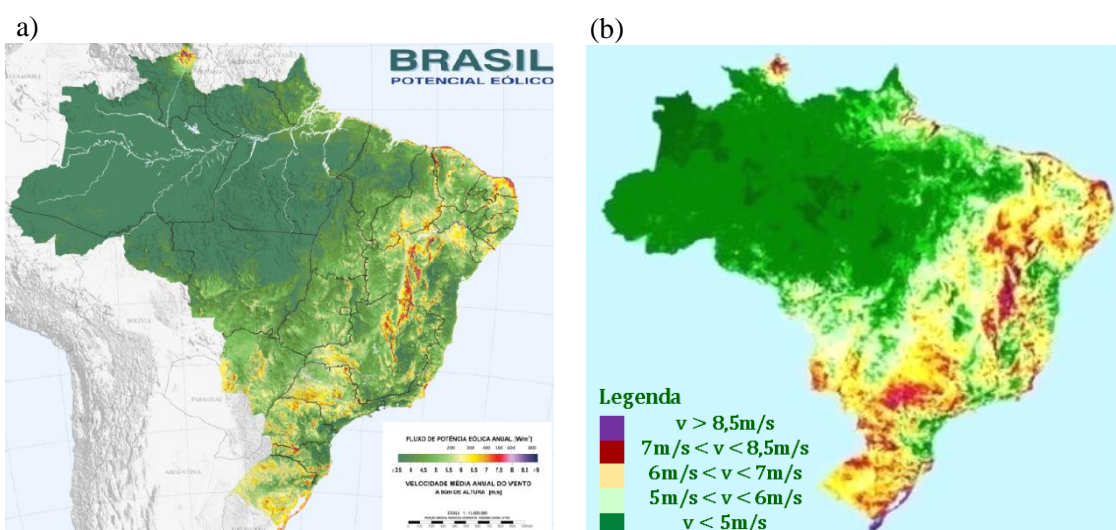
Região	Potencial Eólico [MW]	Energia Anual [TWh/Ano]
Nordeste	75.050	144,29

Região	Potencial Eólico [MW]	Energia Anual [TWh/Ano]
Sudeste	29.740	54,93
Sul	22.760	41,11
Norte	12.840	26,45
Centro Oeste	3.080	5,42
Total	143.470	272,20

Fonte: Cresesb/Cepel, 2001

No entanto, dez anos depois, estima-se que esse potencial identificado pode ser maior. Isso porque em 2001, os estudos referiram-se ao potencial bruto estimado aplicando-se aos ventos mapeados com a tecnologia da época e ventos a 50,0 metros de altura. Porém, a partir dessa época, o estado da arte da tecnologia eólica evoluiu. As turbinas possuem maiores diâmetros de pás e conseqüentemente são instaladas em torres superiores a 100,0 metros de altura, o que proporciona o aproveitamento de ventos com velocidade média maior, aumentando a capacidade disponível, em termos de energia e potência.

Estima-se que o novo mapeamento do potencial eólico brasileiro aponta uma capacidade de geração em entorno dos 350 GW (Figura 2.10b), o que converte o Brasil no maior potencial produtor de energia elétrica por fonte eólica da América.



Fonte: Cresesb/Cepel, 2001

Fonte: Cresesb/Cepel, 2011

Figura 2.10 – Revisão do potencial eólico brasileiro

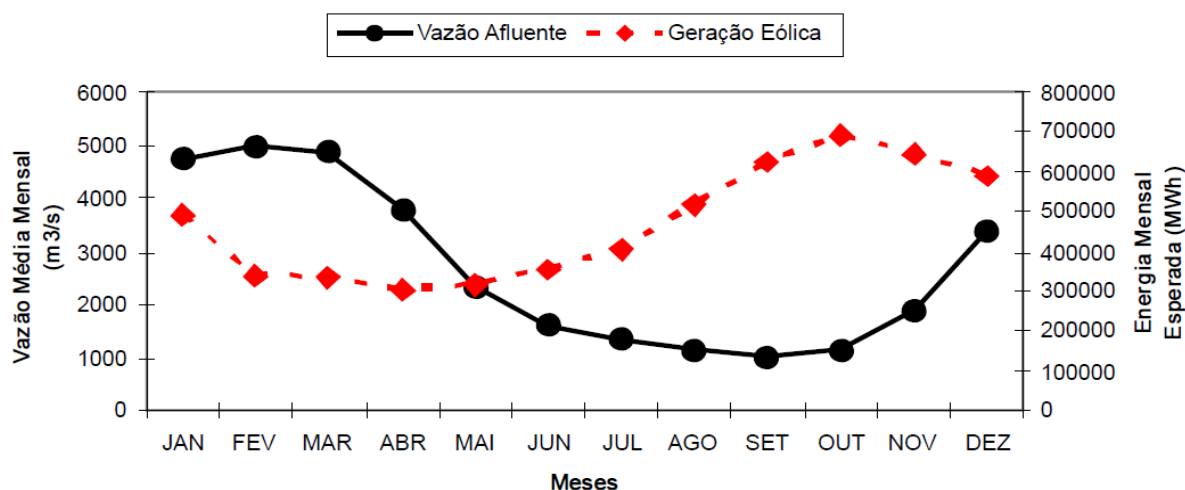
Atlas regionais, refinando os resultados do potencial eólico estimado em 2001, foram elaborados mais recentemente para alguns estados. Na Tabela 2.5, apresentam-se os potenciais estimados (*onshore*) para cada um deles, considerando as áreas de velocidade de vento maior/igual a 7,0 m/s.

Tabela 2.5 – Potencial eólico revisado para alguns estados brasileiros

Estado	Altura de Medição [m]	Potencial Eólico [MW]	Energia Anual [TWh/Ano]
Alagoas	100	649	1,34
Bahia	70	14.460	31,90
Ceará	70	24.900	51,90
Espírito Santo	100	1.143	2,40
Minas Gerais	100	24.742	92,08
Paraná	100	3.375	9,39
Rio de Janeiro	100	2.813	8,87
Rio Grande do Norte	100	27.080	69,29
Rio Grande do Sul	100	115.190	247,11
São Paulo	100	564	1,75

Fonte: Cresesb/Cepel, 2013

Com relação ao potencial eólico brasileiro há ainda um aspecto estratégico relevante em favor da energia eólica no Nordeste: os períodos de seca, quando os reservatórios das barragens estão em seu nível mais baixo, coincidem com o período de maior incidência e intensidade de ventos. Essa complementaridade foi estudada por Marinho & Aquino (2006), que se utilizando das vazões afluentes médias mensais da série histórica do posto hidrológico da usina hidrelétrica de Sobradinho e das velocidades médias mensais de ventos medidos a 10 metros de altura, de quinze estações anemométricas, abrangendo sete estados da região Nordeste do Brasil, permitiu avaliar o comportamento da geração eólica versus a hídrica para a região, conforme se ilustra na Figura 2.11.



Fonte: Marinho & Aquino, 2006

Figura 2.11 – Comparação das vazões afluentes de Sobradinho com a média mensal da geração eólica

O Brasil possui um grande potencial eólico, o que é um ponto muito positivo. No entanto, segundo Savoia & Grynwald (2011), sua utilização em larga escala precisa ser avaliada com cuidado, uma vez que pode colocar em risco a segurança de fornecimento devido ao fator de capacidade médio apresentado por esse tipo de projeto. Segundo os autores, na Europa, o número fica entre 30% e 40%, no Brasil, as plantas que estão sendo contratadas apresentam índices médios de aproveitamento na ordem de 45%. Apesar de mais altos do que os europeus, esses níveis de aproveitamento das usinas eólicas do Brasil são considerados baixos se comparados com os de outras fontes. Esse baixo valor representa um problema que pode levar à necessidade de complementaridade da fonte, pois na ausência de ventos, seria preciso produzir energia a partir de outras usinas para garantir a manutenção do fornecimento.

Na Figura 2.12, apresenta-se a distribuição espacial dos projetos eólicos no Brasil, indicando as regiões mais focadas e, portanto, consideradas mais atrativas devido ao potencial eólico, notadamente a região Nordeste e a o estado do Rio Grande do Sul.

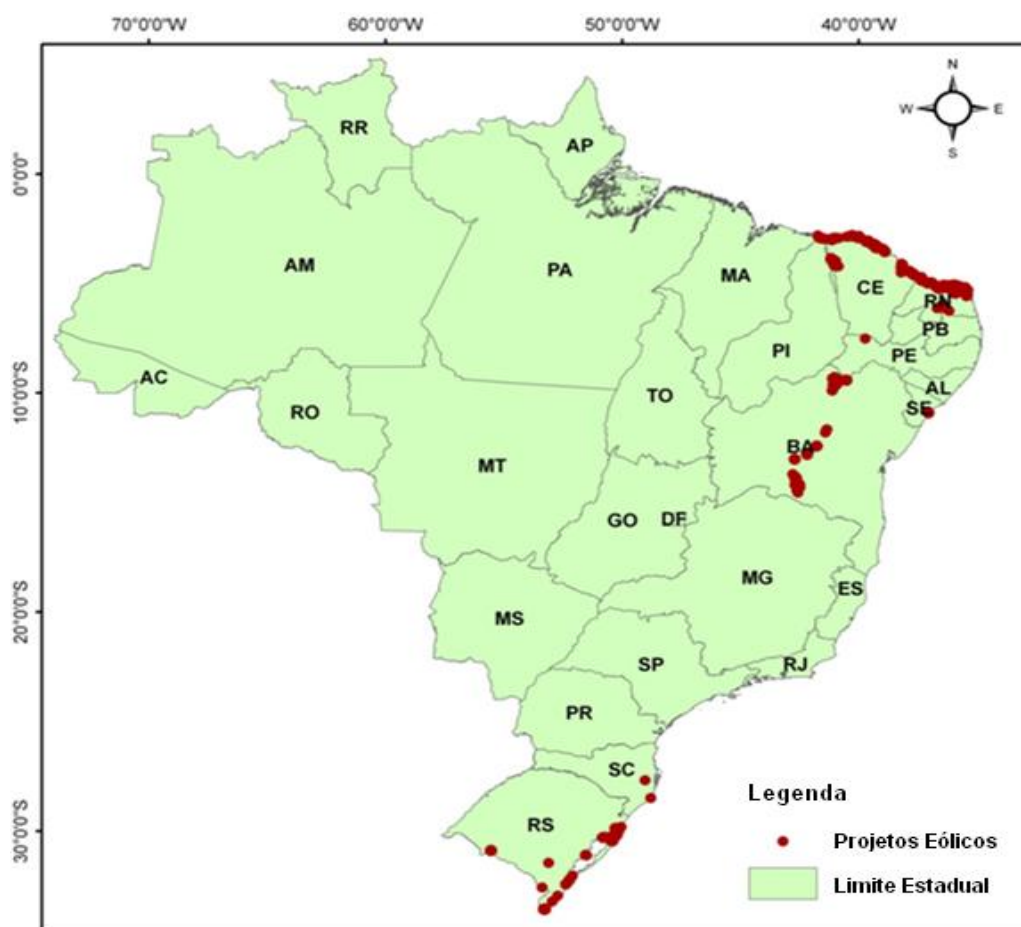


Figura 2.12 – Distribuição espacial no Brasil dos projetos eólicos inscritos em leilões

2.3.3 Contratação de Energia Elétrica Proveniente de Geração Eólica

O desenvolvimento da fonte eólica no Brasil foi marcado inicialmente pela instalação da primeira turbina eólica no país, em 1992, em Fernando de Noronha. Dez anos depois se seguiu com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica e em 2009, 2010, 2011 e 2012 com os novos leilões com participação de fontes eólicas, elevando o país a uma capacidade instalada atual de mais de 2.092 MW (ANEEL, 2013). A seguir, apresenta-se um histórico dessa contratação.

Buscando possibilitar a expansão da fonte eólica na matriz energética nacional, o governo procura estabelecer algumas ações visando desenvolver a tecnologia, como a internalização da tecnologia e consolidação da indústria eólica nacional de fornecimento de componentes e montagem; a participação da iniciativa privada; e o aprimoramento da legislação, do

conhecimento da fonte primária e de sua interação energética com um parque gerador de base hidráulica (SALINO, 2011).

Assim, exatamente no sentido de ampliar o aproveitamento e a participação das fontes alternativas de energia elétrica na matriz energética nacional, merecem destaque: o Programa Emergencial de Energia Eólica (ProEólica) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa). Ambos os programas consistiam em um incentivo ao setor eólico do tipo tarifa *Feed-in*, como o implantado em países como Espanha e Alemanha.

O ProEólica foi criado pela Resolução nº 24 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica 43 – GCE em 2001, com o objetivo de promover a implantação de 1.500 MW de energia eólica até dezembro de 2003, com a garantia de compra da energia produzida por pelo menos 15 anos por parte da Eletrobras. O preço da energia seria baseado em um valor normativo estabelecido pela Aneel, e os custos incorridos pela Eletrobras seriam repassados às empresas de distribuição da rede elétrica (ALVES, 2010). Apesar de o programa não ter sido bem sucedido na instalação de capacidade instalada dentro do período desejado, esse possibilitou a entrada de empresas estrangeiras atuantes no setor de energias renováveis, chamando a atenção para a necessidade de criação de incentivos de longo prazo para esse setor.

O Proinfa foi criado pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e revisado e ajustado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Teve por objetivo promover a diversificação da Matriz Energética Brasileira, por meio do aumento da participação das fontes eólica, biomassa e PCHs, a fim de aumentar a segurança energética e explorar as potencialidades regionais.

O programa, composto de duas fases, previa, na primeira, a instalação de 1.100 MW de cada fonte participante (eólica, biomassa e PCH) até dezembro de 2006 e posteriormente adiada para dezembro de 2008. A segunda fase possuía a meta de participação das fontes renováveis de energia equivalente a 10% do consumo anual de eletricidade no país em 20 anos.

O Proinfa foi responsável pela compra de energia de 54 projetos eólicos, que totalizaram 1.422,92 MW a serem instalados, divididos em três regiões: a região Nordeste ficou com 36 projetos totalizando 805,58 MW, a região Sul obteve 16 projetos de 454,29 MW no total, enquanto a região Sudeste ficou com dois projetos de 163,05 MW no total (MME, 2011). O prazo final de entrada em operação dos parques ficou estabelecido para final de 2010;

entretanto, até agosto de 2012, as instalações de alguns desses projetos ainda não haviam sido concluídas. Isso porque o Proinfa enfrentou algumas dificuldades referentes, segundo Alves (2010), à questão do alto grau exigido de nacionalização dos projetos, uma vez que a indústria nacional não tinha condições de suprir toda a demanda por equipamentos e máquinas para o setor eólico. Isso refletiu no atraso do início da operação dos novos projetos e no atraso do alcance da meta da 1ª fase do Programa. Outros problemas como a dificuldade de conexão das plantas eólicas com a rede elétrica, de obtenção de licenciamento ambiental e de obtenção de crédito para financiamento dos projetos, também contribuíram para esse atraso.

Dada a reestruturação do setor elétrico Brasileiro em 2004, foi criado um ambiente regulado (ACR) caracterizado por leilões e processos de licitação por menor tarifa, conforme já tratado acima. Para o atendimento da demanda futura dos consumidores foram criados os Leilões de Energia Nova, referente à contratação de longo prazo de empreendimentos futuros de geração de eletricidade, o Leilão de Fontes Alternativas, a fim de atender à demanda dos distribuidores de energia não suprida pelos demais contratos estabelecidos, e o Leilão de Energia de Reserva, realizado para a contratação de um volume de energia adicional, visando compatibilizar o desempenho do Sistema Interligado Nacional ao novo critério de garantia de suprimento (igualdade entre custos marginais de expansão e de operação), que substituiu o tradicional critério de garantia, traduzido pelo risco de 5% para qualquer déficit.

Na Tabela 2.6, apresenta-se o histórico no ACR de contratação para a geração eólica no cenário brasileiro.

Tabela 2.6 – Histórico de contratação da energia elétrica por geração eólica no Brasil

Contratação	Ofertado [MW]	Contratado [MW]	Preço Médio de Contratação [R\$/MWh]
PROINFA	---	1423,0	205,0
1ºLEN/2005	---	---	---
2ºLEN/2006	---	---	---
3ºLEN/2006	---	---	---
4ºLEN/2007	765	---	---
5ºLEN/2007	392	---	---
1ºLAF/2007	939	---	---
6ºLEN/2008	2.579	---	---
7ºLEN/2008	846	---	---
1ºLER/2008	---	---	---

Contratação	Ofertado [MW]	Contratado [MW]	Preço Médio de Contratação [R\$/MWh]
8°LEN/2009	---	---	---
2°LER/2009	10.005	1.806	148,4
9°LEN/2009		Cancelado	
2°LAF/2010	8.304	1.520	134,1
10°LEN/2010	---	---	---
3°LER/2010	8.202	528	122,7
11°LEN/2010	---	---	---
12° LEN/2011	6.052	1.068	99,6
4° LER/2011	4.984	861	99,5
13° LEN/2011	5.149	976,5	105,1
15° LEN/2012	11.879	281,9	87,9

Fonte: CCEE/EPE, 2012

Considerando a contratação pelo Proinfa e o ACR, na Figura 2.13, apresenta-se o preço médio de contratação de energia elétrica por geração eólica frente às demais fontes renováveis, em que se observa claramente ao longo dos últimos anos, o aumento da competitividade da mesma. Já na Figura 2.14, ilustra-se a evolução na capacidade instalada eólica no cenário brasileiro até 2016, considerando a contratação nos últimos leilões. Somando a potência contratada dos leilões citados acima, tem-se um total de 7.041 MW a serem instalados até 2017. Além desses novos empreendimentos contratados nos leilões, ainda há uma parcela dos projetos do Proinfa, para a qual a instalação não foi concluída. A previsão é de grande expansão do setor eólico brasileiro para os próximos três anos, mas alguns entraves podem comprometer esse cenário.

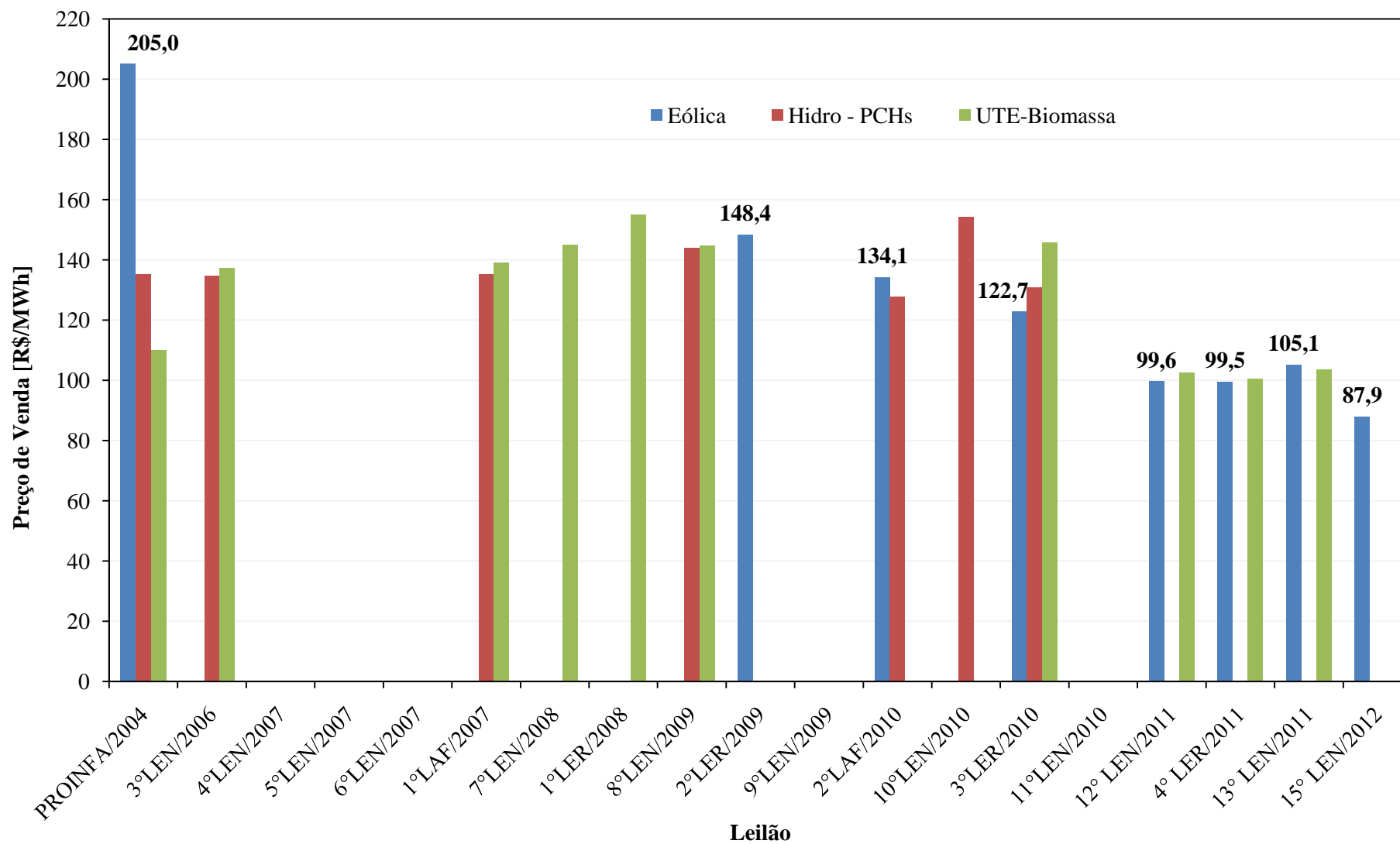
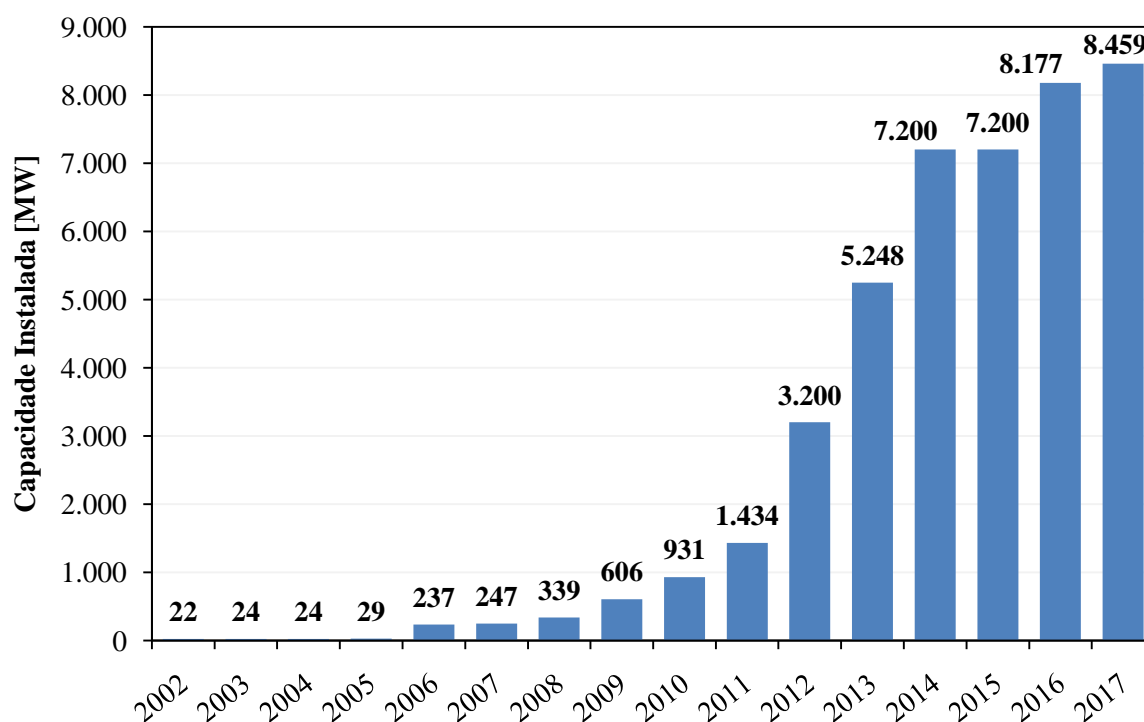


Figura 2.13 – Preço médio de contratação da energia elétrica por fonte eólica no Brasil (vigentes no ato da contratação)



Fonte: Aneel/ONS, 2012

Figura 2.14 – Evolução na capacidade instalada eólica no Brasil

Em agosto de 2012, o Brasil ultrapassou a marca de 100 parques eólicos instalados, mas apenas 79 estavam operando (ANEEL, 2013). Os demais, que venceram o leilão de energia de reserva de 2009, com data de entrega para julho de 2012, e somam 636 MW, foram concluídos, mas não podem gerar energia por falta de conexão com a rede, pois as ICGs que farão a ligação com o SIN só ficarão prontas em meados de 2013, devido aos problemas enfrentados no processo de licenciamento ambiental.

Pelas regras do leilão de energia de reserva de 2009, no qual as plantas foram contratadas, caso a impossibilidade da entrega da energia não seja de sua responsabilidade, o gerador tem a garantia da receita fixa mediante comprovação técnica perante Aneel de que está apto a operar, e que a não entrega de energia é de responsabilidade da empresa de transmissão. As perdas deverão ser ressarcidas através da Conta de Energia de Reserva.

Segundo a EPE (2012), há cerca de 600 projetos habilitados e prontos para serem implantados; no entanto, os problemas com a conexão são um dos maiores desafios atuais para a energia eólica no Brasil, devido ao rápido crescimento da fonte no país e a localização dos parques, em regiões onde a conexão é inexistente.

Outro entrave a ser destacado é a linha de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que retirou fabricantes do setor eólico do cadastro da Agência Especial de Financiamento Industrial (Finame)⁴. Isso pode prejudicar os parques eólicos que já estão em fase de construção e que possuem contratos com alguns dos fabricantes de aerogeradores descredenciados, bem como afetar a competitividade da fonte nos próximos leilões. O BNDES busca o grau de nacionalização mínimo de 60% e também um grau de manufatura no Brasil, onde um dos pontos colocados é a exigência de que algumas partes mais importantes sejam fabricadas localmente.

Outro fato a ser destacado é que os dados de geração observados nos parques eólicos brasileiros, em operação há mais de um ano, indicam que os valores de produção de energia no ano de 2011 são inferiores aos projetados, indicando a superestimação dessa produção (ONS, 2012). Para a região Nordeste, verifica-se uma média para o FC, observado em 2011, de 28% contra o estimado de 40%, para um potencial total instalado de 470 MW. No entanto, considerando os últimos doze meses de geração, verifica-se uma proximidade entre o fator de capacidade verificado e o estimado, respectivamente 40 e 42%, para um potencial total instalado de 550 MW (Tabela 2.7). Já a região Sul não apresenta grandes desvios na geração observada em relação à estimada e contratada, considerando o ano de 2011 ou os últimos doze meses de geração.

As novas usinas eólicas selecionadas por meio dos leilões que devem entrar em operação nos próximos anos, contam com estimativas de fatores de capacidade mais elevadas que as usinas que já estão operando (CCEE, 2012). Se essas usinas não alcançarem o nível de operação projetado, as condições que propiciaram a difusão da energia eólica em bases competitivas no mercado serão questionadas, já que, segundo Boccard (2009), com menores fatores de capacidade as eólicas são relativamente mais caras.

O cumprimento do cronograma de obras é outro problema que as usinas eólicas têm enfrentado no Brasil. Segundo o acompanhamento da Aneel, em outubro de 2012, do previsto para a expansão de geração eólica até 2015, apenas 24% não enfrentam qualquer problema para a entrada em operação, enquanto o restante poderá ter possíveis atrasos no andamento das obras ou na obtenção de licença.

⁴ A Finame/BNDES concede, a juros subsidiados, financiamentos, sem limite de valor, para aquisição de máquinas e equipamentos novos, de fabricação nacional, e leasing de equipamentos nacionais através de instituições financeiras credenciadas.

Tabela 2.7 – Histórico de geração eólica no Brasil⁵

Região	Usina Eólica	Geração Média [MW]		FC Verificado [%]		FC Estimado [%]	Potência Instalada [MW]	Início Operação
		2011	Últimos 12 meses	2011	Últimos 12 meses			
Sul	Índios	14,75	13,67	29,49	27,35	30,00	50,00	Dez/06
	Osório	14,96	13,49	29,92	26,97	32,00	50,00	Jun/06
	Sangradouro	16,13	15,05	32,26	30,09	33,00	50,00	Set/06
	Cidreira I	-	23,43	-	33,48	32,50	70,00	Mai/11
	Chato III	-	11,66	-	38,87	37,00	30,00	Jul/11
Nordeste	Formosa	23,90	35,80	22,89	34,29	39,00	104,40	Set/09
	Icaraízinho	20,98	29,69	38,43	54,38	43,00	54,60	Out/09
	Canoa Quebrada	13,89	27,69	32,26	48,57	43,50	57,00	Jan/10
	Ventos	15,15	23,25	30,29	46,50	43,80	50,00	Fev/10
	Enacel	9,29	14,28	29,50	45,34	43,50	31,50	Mar/10
	V. do Rio	12,34	17,37	29,39	41,35	47,00	42,00	Set/10
	P. Morgado	7,35	9,55	25,54	33,14	50,00	28,80	Mai/10
	R. Fogo	15,04	18,27	30,51	37,06	34,00	49,30	Jul/06
	Alegria I	10,35	15,98	20,29	31,33	32,00	51,00	Out/10
	Mangue Seco 3	-	9,76	-	37,55	48,80	26,00	Ago/11
	Mangue Seco 2	-	8,26	-	31,76	46,20	26,00	Set/11
	Mangue Seco 1	-	8,08	-	31,09	47,30	26,00	Set/11

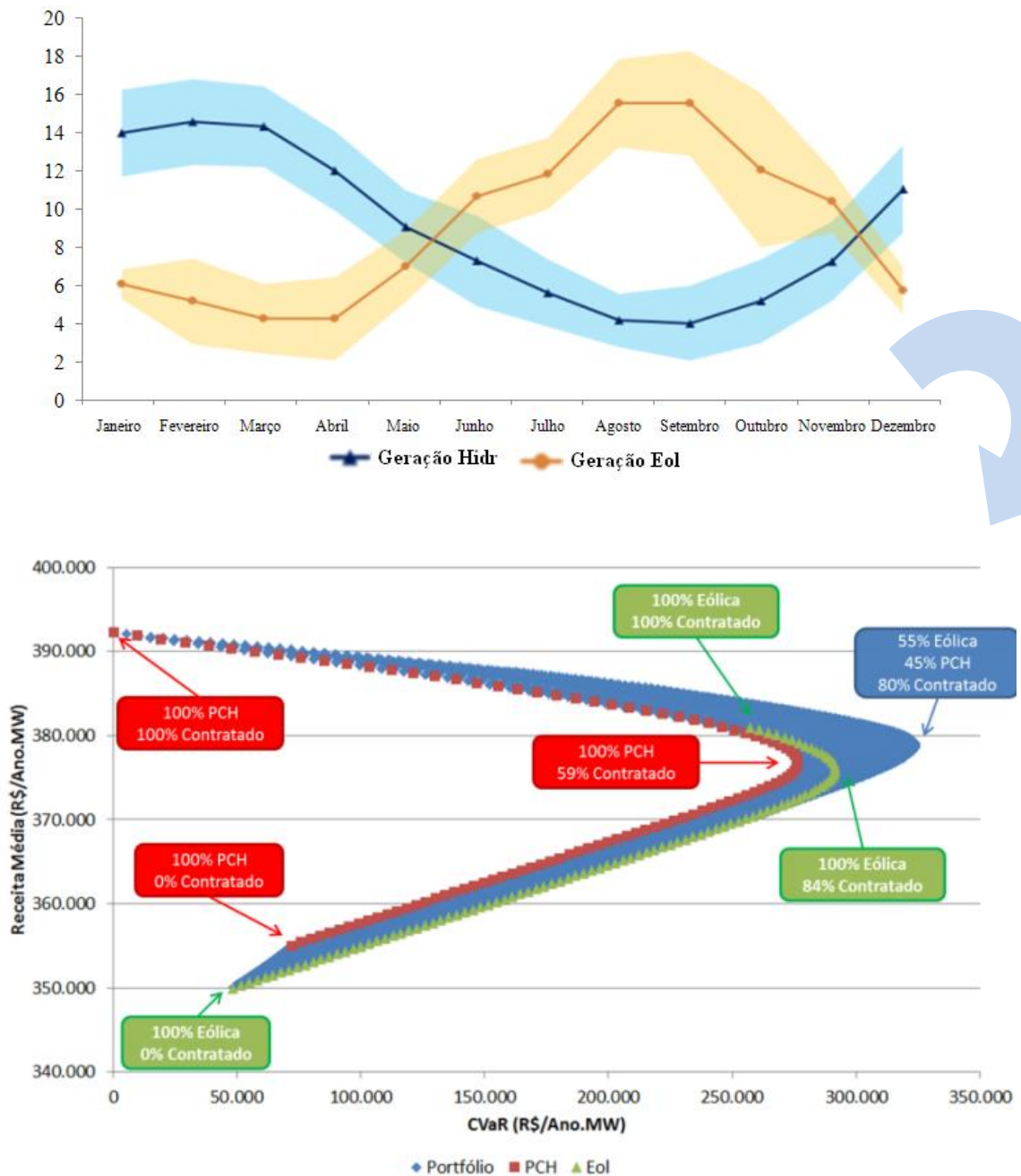
Fonte: ONS, 2012

Considerando os ambientes de contratação de energia, um ponto a se destacar é que, dados os preços alcançados pelos parques eólicos nos leilões do ACR, a fonte eólica se colocou em um patamar de tarifa abaixo do que é praticado hoje para energia incentivada no ACL. Com isso, abrem-se novas possibilidades e interesse de negociar preços mais atrativos. A dúvida de comercialização no ACL é sobre quais garantias seriam utilizadas para compensar a sazonalidade e as incertezas que envolvem a geração eólica, dependente do regime de ventos. Nesse cenário, pode-se destacar a complementaridade entre diferentes fontes, quais sejam eólica, PCH e Solar, mitigando os riscos via formação de portfólios, explorando a sinergia entre diferentes tipos de planta.

Ramos *et al.* (2012) avaliaram quantitativamente o risco de receita financeira que incide sobre um parque eólico e/ou PCH, em função da exposição ao mercado de curto prazo, quando

⁵ Parques eólicos em operação em setembro de 2012 com histórico de geração maior que doze meses.

comercializando energia no mercado livre, considerando a complementaridade energética entre fontes. Nos resultados, ficou evidenciado o ganho financeiro e de mitigação de risco quando o efeito da complementaridade hidro-eólico foi incorporado na análise, resultando em ganhos significativos de receitas e, principalmente, mitigando os riscos aos quais estariam expostas se estivessem dissociadas (Figura 2.15).



Fonte: Ramos *et al.*, 2012

Figura 2.15 – Efeito Portfólio Hidro-Eólico

Segundo Nogueira (2011), a possibilidade de inserir a energia eólica no ambiente de comercialização livre constitui uma oportunidade de aumentar a remuneração para o empreendedor, diversificando seu mercado de atuação, sendo uma possibilidade bem vista pelos empreendedores do setor eólico. No entanto, ainda é um mercado pouco explorado e, por isso, a inserção da fonte eólica deve ocorrer no longo prazo.

Um dos maiores impeditivos para a entrada efetiva da energia eólica no ambiente de contratação livre é o risco climatológico (ausência de ventos) inerente à fonte. As eólicas, por dependerem da vontade única e exclusiva da natureza para operarem, produzem riscos financeiros que o mercado livre não consegue absorver em seus contratos. Visando mitigar esse problema e viabilizar a inserção da tecnologia neste mercado, a Associação Brasileira de Energia Eólica realizou um estudo que simula a entrada da produção energética dos parques eólicos no Mecanismo de Realocação de Energia, que foi criado e é utilizado para sanar o mesmo tipo de risco financeiro atrelado às plantas hídricas. O estudo mostrou que a complementaridade entre as hidrelétricas e as eólicas é um casamento perfeito. Enquanto as hídricas têm dificuldades para gerar no período seco (maio a setembro), as eólicas atingem picos de produção. Ao mesmo passo, durante o período chuvoso (outubro a abril), quando as plantas hídricas geram a todo vapor, as eólicas sofrem com a baixa incidência de ventos. Ainda, a criação do MRE hidroeólico poderia ajudar a reduzir o uso de termelétricas para manter o nível dos reservatórios.

Assim, nesse cenário, questões como a definição da energia firme do parque, duração do contrato, garantia de fornecimento ao comprador, dada a imprevisibilidade da fonte, entre outras, precisam ser ainda discutidas, avaliadas e adaptadas à realidade da geração eólica.

2.3.4 Requisitos para Habilitação dos Empreendimentos Eólicos em Leilões

Cabe a EPE cadastrar e habilitar tecnicamente empreendimentos de geração eólica para fins de participação nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos. Os parâmetros, dados e informações fornecidas pelo empreendedor para o cadastramento e a habilitação técnica serão utilizados para cálculo das garantias físicas dos empreendimentos, para comporem o CCEAR ou CER, entre outros fins.

Vários são os requisitos a serem atendidos pelos agentes geradores para habilitarem os projetos de geração eólica no processo de comercialização de energia no ACR. Dentre estes se destacam, segundo a Portaria nº 29, de 28 de janeiro 2011 e Portaria nº 175, de 16 de abril 2009 do MME:

- Apresentar histórico de medições contínuas da velocidade e da direção dos ventos, em altura mínima de cinquenta metros, por período não inferior a vinte e quatro meses consecutivos, realizadas no local do parque eólico, integralizadas a cada dez minutos e com índice de perda de dados inferior a dez por cento e, no qual os períodos contínuos de ausência de dados não poderão superar quinze dias;
- Apresentar a certificação das medições anemométricas emitida por certificador independente;
- Apresentar a estimativa da geração média anual de longo prazo do parque eólico e a respectiva incerteza padrão, atestada por entidade certificadora independente e atuante no mercado nacional ou internacional;
- Informar a disponibilidade mensal de energia gerada em MW médios, certificando que esta é a produção garantida da central. Os valores mensais de Produção Garantida deverão ser limitados, no máximo, aos valores correspondentes de Produção Certificada, descontada da indisponibilidade esperada, do consumo interno e das perdas até a ponto de conexão com a rede. Assim, a Garantia Física (GF) do empreendimento será igual ao valor médio do “compromisso firme de entrega de energia ao SIN (ponto de conexão) declarado pelo agente”, sendo calculada pela soma da Produção Garantida mensal declarada dividida por 8.760 horas;
- Apresentar Licença Prévia - LP, a Licença de Instalação - LI ou a Licença de Operação - LO, emitida pelo órgão ambiental competente, em conformidade com a legislação, e os estudos e relatórios de impacto ambiental exigidos no processo de licenciamento;
- Comprovar o direito de usar ou dispor do local a ser destinado ao empreendimento.
- Apresentar um memorial descritivo do projeto;
- Os aerogeradores a serem instalados, independente da potência do parque eólico, devem cumprir os requisitos de desempenho estabelecidos nos procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- Os aerogeradores interligados eletricamente devem ser situados nas áreas circulares com raio de até dez quilômetros em torno das torres de medição anemométrica, no caso de terrenos de superfície plana com rugosidade homogênea, e com raio de até seis quilômetros, no caso de terrenos complexos, sujeito à validação do órgão responsável a definição do raio quanto à adequação com a topografia.

Ainda é estabelecido que os empreendedores, que negociarem energia elétrica proveniente de fonte eólica nos Leilões, deverão iniciar as medições anemométricas e climatológicas

permanentes dos ventos no local do parque de geração, na altura do eixo dos aerogeradores, em até cento e oitenta dias após a assinatura do CCEAR ou do CER, observando que:

- As medições anemométricas deverão ser realizadas com instrumentos de primeira classe, de acordo com os padrões normativos aplicáveis da *International Electrotechnical Commission* (IEC);
- Os registos das medições anemométricas deverão ser transmitidos à EPE, de acordo com relação de grandezas e protocolo de transmissão de dados a ser definido, que integrarão a base pública referencial para os estudos de geração eólica.

Já a Nota Técnica DEA⁶ de março de 2012, apresenta as instruções gerais para o cumprimento das determinações legais e infralegais estabelecidas pela Portaria MME nº 29, referentes às medições anemométricas e climatológicas para os parques eólicos vencedores dos leilões de energia promovidos pelo MME a partir de março de 2012.

⁶ NT DEA 04/12 - Leilões de Energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos.

CAPÍTULO III: COMERCIALIZAÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA VIA LEILÕES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CENÁRIO BRASILEIRO

3.1 INTRODUÇÃO

Conforme explicitado no Capítulo II, a participação da energia eólica na matriz energética brasileira tem aumentado significativamente nos últimos três anos, dada a contratação da fonte em leilões organizados pelo governo; três Leilões de Energia de Reserva, um Leilão de Fontes Alternativas e três Leilões de Energia Nova (A-3 e A-5), contabilizando cerca de 7,0 GW contratados.

Tendo em vista o considerável montante contratado de capacidade eólica via leilões, neste capítulo propõe-se um modelo de sistema de apoio aos agentes geradores, com o objetivo de avaliar os riscos quanto às incertezas associadas à geração observada mediante o montante contratado.

São abordadas todas as variáveis do modelo, assim como o “passo a passo” que compõe a sua estrutura.

3.2 AVALIAÇÃO DE RISCOS PARA O AGENTE GERADOR EÓLICO NA COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA GERADA VIA LEILÕES

Passo 1: Estimativa da Potência Média Gerada

Os estudos de *micrositing* determinam a produção de energia do parque para um determinado *layout*. Entre os resultados apresentados pelas empresas especializadas está a energia gerada média mensal e anual de longo termo, porém não é disponibilizado o histórico, mês a mês, de geração. Assim, para avaliar os riscos da contratação frente aos desvios de geração, é necessário sintetizar uma série de longo termo de energia/potência média gerada mensal. Para isso, utiliza-se a série histórica de velocidade de ventos de mesoescala, representada para o lugar mais próximo, e as energias médias de longo termo obtidas nos estudos de *micrositing*.

A série histórica de ventos de mesoescala é obtida no banco de dados climáticos de reanálise do *National Centers for Environmental Prediction* (NCEP) e *National Center for Atmospheric Research* (NCAR), sendo uma matriz numérica de dados globais. Os dados disponíveis são para intervalos de seis horas para uma altura de dez metros. Esses são transpostos para a altura de medição de ventos da torre instalada no parque ou próxima a esse, segundo a Equação 3.1.

$$v = \frac{v^*}{K} \times \ln \left(\frac{h}{z_0} \right) \quad \text{Equação 3.1}$$

Sendo:

v é a velocidade do vento NCAR transposta para a mesma altura de medição da torre instalada no parque [m/s].

v^* é a velocidade de atrito calculada para o vento NCAR a 10 m de altura [m/s].

K é a constante de Von Karman [$K=0,4$].

h é a altura acima do solo [m].

Z_0 é o comprimento de rugosidade do solo (m).

A variável v^* representa a força de atrito oferecida pela rugosidade do solo e é dada pela Equação 3.2, considerando o vento NCAR a 10 m de altura.

$$v^* = \frac{v \times K}{\ln \left(\frac{h}{z_0} \right)} \quad \text{Equação 3.2}$$

O valor de comprimento de rugosidade do terreno é dado pela classificação de rugosidade, segundo a Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Classificação de rugosidade

Classe	Valor de z_0	Descrição do terreno
Classe 0	$z_0 = 0,0002$ m	Áreas alagadas, e oceanos.
Classe 1	$z_0 = 0,03$ m	Áreas abertas com alguns quebra vento. Esse terreno aparenta ser bem aberto com suaves ondulações, formas únicas, e ainda a presença de algumas árvores e arbustos.
Classe 2	$z_0 = 0,10$ m	Terrenos com quebra ventos distantes entre si mais que 1.000 m e algumas construções espalhadas.
Classe 3	$z_0 = 0,40$ m	Distritos urbanos e florestas. Terreno caracterizado pela presença de muitos quebra ventos separados entre si poucas centenas de metros.

Assim, calcula-se v^* para cada valor de velocidade de vento de mesoescala a 10 m de altura. Aplicando o resultado obtido na Equação 3.1, determina-se a velocidade de vento para a mesma altura de medição da torre instalada no parque ou próxima a esse.

Os dados medidos na torre de parque eólico usualmente apresentam intervalos de dez minutos e são coletados na altura de instalação do cubo. Para avaliar se os dados NCEP são representativos ao local do parque, esses são então correlacionados com os dados medidos dado o período coincidente de dados. Uma limitação dos dados NCAR é que esses, para intervalos horários e diários, apresentam baixas correlações com dados medidos. No entanto, a correlação de dados mensais é representativa; assim, essa é utilizada para a composição do histórico de energia/potência média gerada mês a mês.

Para o cálculo das velocidades médias mensais, utiliza-se a Equação 3.3 para os dados de ventos de mesoescala, e a Equação 3.4, para os dados de ventos medidos na torre.

$$\bar{v}_{Mês} = \frac{\sum_{i=1}^n v_{6horas}}{n} \quad \text{Equação 3.3}$$

$$\bar{v}_{Mês} = \frac{\sum_{i=1}^m v_{10min}}{m} \quad \text{Equação 3.4}$$

Sendo:

$\bar{v}_{Mês}$ é a velocidade do vento média para o mês avaliado (m/s).

v_{6horas} é a velocidade do vento NCAR a cada intervalo de 6 horas transposta para a mesma altura da torre de medição instalada no parque (m/s).

v_{10min} é a velocidade do vento medida na torre instalada no parque a cada intervalo de 10 minutos (m/s).

m, n número de dados registrados no mês.

A correlação entre os dados mensais NCAR e medidos é avaliada segundo o modelo Regressão Linear Simples, dado o coeficiente de correlação simples R^2 , conforme se ilustra na Figura 3.1.

Na Figura 3.2, ilustra-se o tratamento dos dados ventos de mesoescala e dos medidos no parque.

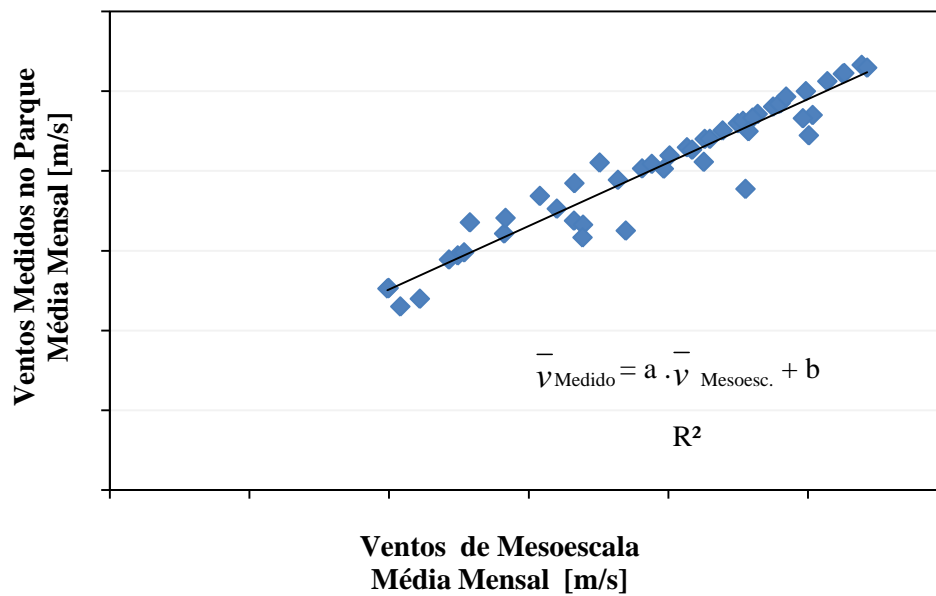


Figura 3.1 – Estudo da correlação entre os dados médios mensais de ventos NCAR e os medidos no parque

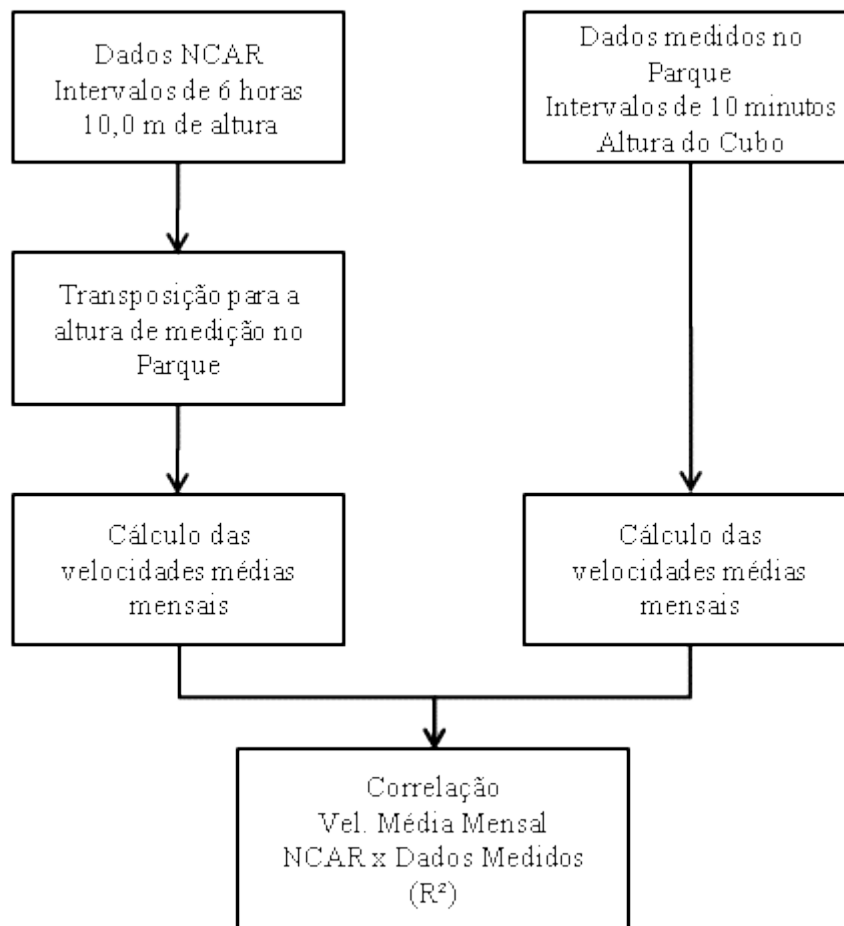


Figura 3.2 – Tratamento dos dados de ventos mesoescala e dos medidos no parque no estudo

Para compor o histórico da energia/potência média gerada assume-se que essa é proporcional ao cubo da velocidade do vento (Equação 3.5).

$$\bar{P}_{Mês\ Sintética} = a \times v^3 \quad \text{Equação 3.5}$$

Sendo:

$\bar{P}_{Mês\ Sintética}$ é a energia/potência média mensal gerada (MW médios).

a é um parâmetro a se determinar de forma a ajustar o histórico de vento de mesoescala com a série de valores de produção de energia/potência média gerada dos estudos de *micrositing*, compatibilizando as unidades.

v é a velocidade média mensal do vento de mesoescala transposta para altura de medição da torre (m/s).

O parâmetro a é determinado por programação não linear, na qual se utiliza a otimização do mínimo erro quadrático entre as médias da série sintética e as obtidas nos estudos de *micrositing*, conforme apresentado na sequência. A solução do problema se dá por métodos iterativos utilizando-se de ferramentas computacionais.

Função Objetivo:

$$\text{Minimizar } Erro_{Ano} = \sum_{Jan}^{Dez} \sqrt{\left(\frac{\bar{P}_{MLT\ Mês\ Micrositing}}{\bar{P}_{MLT\ Micrositing}} - \frac{\bar{P}_{Mês\ Sintética}}{\bar{P}_{Ano\ Sintética}} \right)^2}$$

Sujeito a:


$$\left(\bar{P}_{Ano\ Micrositing} - \bar{P}_{Ano\ Sintética} \right)^2 = 0$$

Onde:

$$a > 0$$

Onde:

Pelo exposto acima, a série sintética de energia/potência gerada, definida em MW médios, é representada de forma a acompanhar o comportamento do regime de ventos em consonância com os valores anuais e as médias mensais de energia, conforme se ilustra na Figura 3.3.

		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
Histórico de Ventos	Ano 1	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v		
	Ano 2	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v		
		
	Ano n	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v		
$axv^3 = \bar{P}_{MÉS\ SINTÉTICA}$													Média Anual Sintética	Média Anual Micrositing	
Histórico de Energia/Potência Média Gerada	Ano 1	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	\bar{P}_{ANO_1}	\bar{P}_{ANO_1}
	Ano 2	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	\bar{P}_{ANO_2}	\bar{P}_{ANO_2}
	$\bar{P}_{ANO...}$	$\bar{P}_{ANO...}$
	Ano n	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	axv^3	\bar{P}_{ANO_n}	\bar{P}_{ANO_n}
	Média Mensal Sintética	$\bar{P}_{MLT\ JAN}$	$\bar{P}_{MLT\ FEV}$	$\bar{P}_{MLT\ MAR}$	$\bar{P}_{MLT\ ABR}$	$\bar{P}_{MLT\ MAIO}$	$\bar{P}_{MLT\ JUN}$	$\bar{P}_{MLT\ JUL}$	$\bar{P}_{MLT\ AGO}$	$\bar{P}_{MLT\ SET}$	$\bar{P}_{MLT\ OUT}$	$\bar{P}_{MLT\ NOV}$	$\bar{P}_{MLT\ DEZ}$		
Media Mensal Micrositing	$\bar{P}_{MLT\ JAN}$	$\bar{P}_{MLT\ FEV}$	$\bar{P}_{MLT\ MAR}$	$\bar{P}_{MLT\ ABR}$	$\bar{P}_{MLT\ MAIO}$	$\bar{P}_{MLT\ JUN}$	$\bar{P}_{MLT\ JUL}$	$\bar{P}_{MLT\ AGO}$	$\bar{P}_{MLT\ SET}$	$\bar{P}_{MLT\ OUT}$	$\bar{P}_{MLT\ NOV}$	$\bar{P}_{MLT\ DEZ}$	$\bar{P}_{MLT\ Micrositing}$		

Ajuste do parâmetro a garantido mínimo erro quadrático entre as médias da série gerada e a dos estudos de *micrositing*.

Figura 3.3 – Composição do histórico mensal de energia/potência média gerada para o parque eólico

Passo 2: Avaliação dos Custos Marginais de Operação do SIN e Estimativa do PLD

Conforme já tratado no Capítulo II, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é o preço balizador dos contratos de compra e venda de energia entre os agentes no horizonte de curto prazo. Esse preço é obtido a partir do Custo Marginal de Operação (CMO), resultado do processo de simulação da operação do sistema brasileiro. As simulações são realizadas por meio de um conjunto específico de pacotes computacionais que buscam realizar a operação ótima em função das incertezas futuras existentes.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho de geração ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultados, são obtidos os Custos Marginais de Operação para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado. Já o PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigente para cada período de apuração e para cada submercado.

Os modelos matemáticos utilizados para a precificação têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia dos combustíveis das usinas termelétricas e minimização do custo de déficit.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais Newave e Decomp, desenvolvidos pelo Cepel e aprovados pela Aneel, os quais produzem resultado, respectivamente, em base mensal e semanal.

O Newave consiste em um modelo de otimização para o planejamento de Médio Prazo (até cinco anos no âmbito do ONS e até dez anos no âmbito da EPE), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes, considerando-se todas as usinas hidrelétricas de um submercado agregadas em um único reservatório. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada mês dentro do período de estudo, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais Curto Prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

O Decomp é processado semanalmente e consiste em um modelo de otimização para o horizonte de Curto Prazo (até 12 meses), representando o primeiro mês em base semanal e considerando as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por submercado). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana).

Como o presente estudo considera um horizonte de médio/longo prazo (os contratos pactuados possuem duração de vinte anos), os valores dos preços são determinados utilizando somente os resultados dos CMOs obtidos na simulação do Newave. Como não é possível incorporar usinas eólicas nos arquivos de entrada do programa, os geradores eólicos são modelados como usinas hidroelétricas a fio d'água. A ideia básica aqui é transformar todo vento que chega à fazenda eólica em energia elétrica, não havendo dessa forma a possibilidade de armazenamento de energia para utilização em estágios futuros.

Na Figura 3.4, apresentam-se os principais parâmetros a serem utilizados para o cadastro de uma nova usina no deck do Newave.

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico **3 - EDLICA** Data: 25/08/20
EOLICA Obs.: Version 4.0

Cadastro
 Sistema: 3 - Nordeste
 Empresa: 3 - Nordeste
 Posto: 53
 Posto BDH: 999953
 Jusante: 0 - NÃO HÁ
 Desvio: 0 - NÃO HÁ

Reservatório
 Regulação: D - Diária
 Volume de Referência: 1.00 hm³
 Volume Máximo: 1.00 hm³ Cota Máxima: 2.00 m
 Volume Mínimo: 1.00 hm³ Cota Mínima: 2.00 m
 Volume Vertedouro: 1.00 hm³
 Volume Desvio: 0.00 hm³

Polinômios	A0	A1	A2	A3	A4
Cota x Volume	2.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
Área x Cota	1.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00

Evaporação Mensal (mm/mês):	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Usina
 Produt. Específica: 1.000000 MW/m³/s/m Fator de Carga Máximo: 100.00 % Vazão Min. Histórico: 9 m³/s
 Canal de Fuga Médio: 1.00 m Tipo de Turbina: 2 - Kaplan/Propeller Fator de Carga Mínimo: 0.00 % Núm. de Unid. de Base: 1
 TEIF: 1.000 % Conjuntos de Máq.: 1 Tipo: 1 - % Influência do Vertimento no Canal de Fuga: 0 - No
 IP: 2.000 % Num. Polinômios de Jusante: 1 Perdas Valor 4.50 Representação do Conjunto: 2 - Simpl.

CONJUNTOS DE MÁQUINAS

#	#Maq	PotEf (MW)	QEf (m ³ /s)	HEf (m)	#	RL	A0	A1	A2	A3	A4
1	11	2.0	1	1.00	1	QHT	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
					1	QHG	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00
					1	PH	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00

Polinômios de Jusante	#	A0	A1	A2	A3	A4	Refer (m):
	1	9.908980E-01	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.000000E+00	0.00

Figura 3.4 - Parâmetros da nova usina - Arquivo HIDR.dat

Conforme os parâmetros definidos nos campos de *Cadastro* e *Reservatório* indicado na Figura 3.4, está caracterizada uma usina localizada no subsistema Nordeste e que não possui capacidade de acumulação em seu reservatório. No campo *Usina*, além das características das máquinas, outra característica importante definida é que a usina possui uma produtividade específica igual a 1,0 MW/m³/s/m, que permite que as séries de vazões do posto associado à usina sejam iguais às séries de potências históricas do parque eólico.

No estudo, para os dados de afluência da usina modelada, é utilizada a série histórica da velocidade do vento convertida em energia para um período de N anos, sintetizada de forma a acompanhar o comportamento do regime de ventos em consonância com resultados energéticos médios anuais e mensais dos estudos de *micrositing*, conforme descrito no Passo 1. Para as simulações, a série de afluência, correspondente a série de longo termo sintetizada, foi repetida de forma a preencher o histórico do ano de 1931 até o final, conforme se apresenta na Figura 3.5.

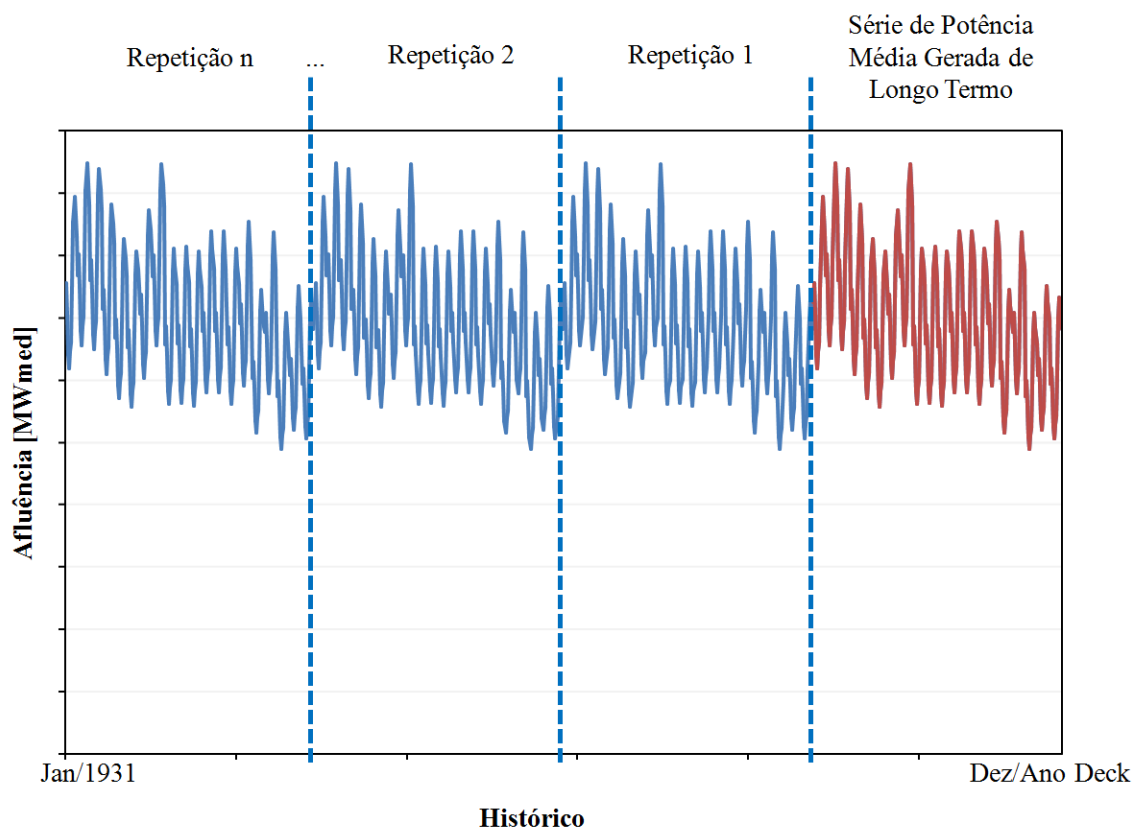


Figura 3.5 - Composição do histórico de afluência da Usina cadastrada

Usualmente, as simulações realizadas para avaliação dos CMOs consideram a geração de 2000 séries sintéticas, baseadas nas séries históricas de vazões naturais afluentes desde 1931. O CMO por sua vez, pode também, ser determinado considerando as séries históricas de afluência. Para o presente estudo é considerada a última alternativa.

As séries históricas utilizadas no cálculo do CMO são definidas pela janela móvel de dez anos sobre o período de N anos da série histórica mensal de energia gerada do parque, isto porque as simulações são realizadas tendo como referência o deck do Plano Decenal de Energia, que possui um horizonte de estudo de 10 anos. Essa janela móvel origina um número k de séries de afluência, constituindo, dessa forma, os diferentes cenários a serem avaliados para a composição do CMO.

Na Figura 3.6, ilustra-se o processo de janela móvel descrito, assim como as séries históricas de afluência do parque eólico e do SIN (ao longo do período da série histórica sintetizada para o parque) consideradas na avaliação do CMO.

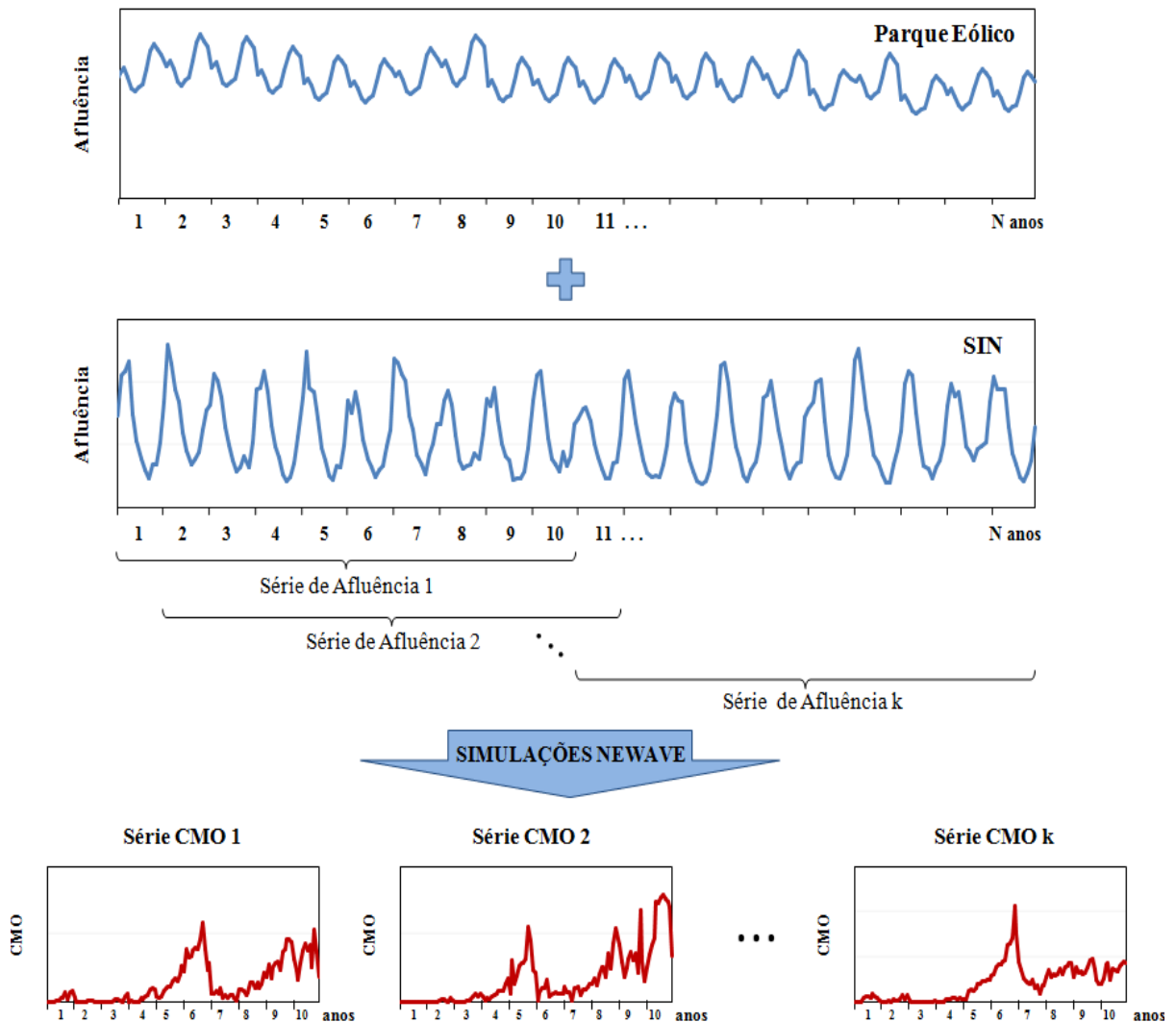


Figura 3.6 - Características de afluência do parque eólico e do SIN

Conforme ilustrado na Figura 3.6, nas simulações no Newave são obtidos valores de CMO para os diferentes cenários, definidos pela janela móvel de dez anos sobre o período da série mensal de energia gerada para o parque. Como os resultados de CMO são dados para cada patamar de carga (pesada, média e leve), os valores finais são obtidos a partir da ponderação dos custos, considerando a duração de cada patamar. Para a aproximação dos valores do PLD são considerados os valores do CMO, porém respeitando os limites, máximo e mínimo, vigentes para o PLD.

Passo 3: Simulação do Contrato

A compra e venda de energia elétrica proveniente da geração eólica têm se destacado nos Leilões de Energia Nova, realizados no âmbito do ACR, e nos leilões para a contratação de energia de reserva, denominados Leilões de Energia de Reserva. Assim, nessa etapa do sistema de apoio desenvolvido são considerados os modelos de contratos formalizados nesses dois leilões.

A comercialização de energia no ACR é formalizada por meio de contratos bilaterais, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), nos quais, para cada tipo de leilão, há regras e prazos específicos de duração. Já para a contratação de energia de reserva são celebrados os Contratos de Energia de Reserva (CERs).

Na simulação do contrato é prevista para o futuro a repetição da série de longo termo de energia gerada estimada para o parque eólico no Passo 1. Para uma quantidade de energia a ser comercializada, são projetados no período contratual, considerando o início de operação do parque (definido pelo Leilão), os dados mensais estimados para a energia gerada, submetidos às regras dos contratos pactuados.

Quanto ao detalhamento da contratação da energia, conforme se apresenta a seguir, o Leilão de Energia Nova e o Leilão de Energia de Reserva diferem entre si quanto às regras, o que proporciona diferenças nas simulações.

Leilão de Energia Nova (tipo A-3)

No que tange a contratação de energia elétrica proveniente da geração eólica em Leilões de Energia Nova, as obrigações consideradas no modelo são as definidas na Minuta do CCEAR disponibilizado pela Aneel (2011), referente ao Leilão de Energia Nova (tipo A-3) de agosto de 2011. Nesse leilão, foi definida a compra de energia proveniente de Novos Empreendimentos de Geração, que tinham como fontes biomassa, eólica, gás natural e hidroeletricidade, destinada ao SIN, sendo que para a fonte eólica, os contratos celebrados na modalidade disponibilidade possuem duração de vinte anos. As principais obrigações definidas na minuta do referido contrato, e ilustradas na Figura 3.7, são:

- O parque deve apresentar uma média mínima anual de produção de energia de noventa por cento do contratado;

- Deve apresentar cem por cento de atendimento do contratado por quadriênio, considerando os limites máximos de acumulação de trinta por cento do primeiro para o segundo ano do quadriênio, de vinte por cento do segundo para o terceiro e de dez por cento do terceiro para quarto;
- O vendedor deve ressarcir ao comprador o valor correspondente à energia elétrica não suprida, caso a energia gerada no período de apuração (anual ou quadrienal) seja inferior aos limites acima estabelecidos, em doze parcelas no ano subsequente;
- Os ressarcimentos serão liquidados no âmbito do contrato com exposição aos preços do mercado. Isso porque o PLD é usado para a liquidação dos ressarcimentos quando sua média no período de apuração (anual ou quadrienal) é maior que o preço de venda vigente no contrato;
- Há possibilidade de venda do excedente no mercado *Spot*, liquidadas ao PLD.

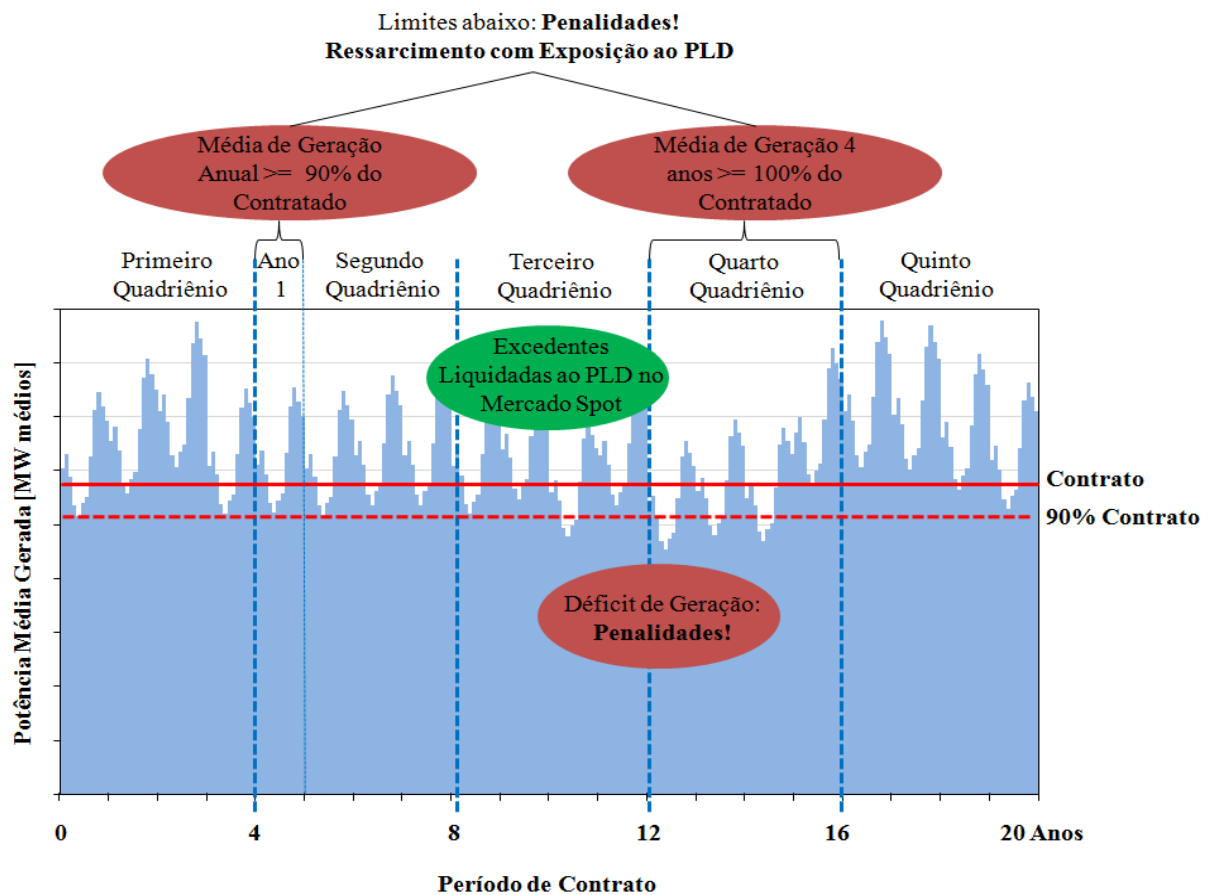


Figura 3.7 – Faixas para contabilização da receita no modelo de contratação do Leilão de Energia

Nova/A-3

No âmbito do sistema de apoio para a simulação do contrato são consideradas as seguintes variáveis de entrada:

- Preço de venda de energia no leilão (R\$/MWh);
- Regras de contratação pactuadas;
- Quantidade de energia máxima disponível para comercialização no leilão, definida pela Garantia Física do parque (MW médios);
- Perdas no sistema;
- Série de longo termo mensal para a potência média gerada em MW médios;
- Série mensal do PLD (R\$/MWh).

O preço de venda da energia (R\$/MWh) a ser utilizado na liquidação das receitas nas simulações é obtido dado o comportamento dos preços para a energia eólica no âmbito do ACR para os últimos leilões de energia realizados.

As regras e obrigações consideradas na simulação são as definidas na Minuta do CCEAR disponibilizada pela Aneel (2011), referente ao Leilão de Energia Nova/A-3 de agosto de 2011, conforme já explicitado.

As perdas são referentes à Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP), à Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF), às perdas elétricas e consumo interno e às perdas até o centro de gravidade. Essas perdas devem ser consideradas na simulação do contrato, pois não foram ainda contabilizadas nos resultados dos estudos de *micrositing*.

A série de longo termo mensal para a potência média gerada em MW médios e a série mensal de preços do mercado são as obtidas nos Passos 1 e 2, já descritos anteriormente.

Para a projeção futura da série de longo termo de potência média gerada para compor o período contratual, no referido leilão caracterizado de vinte anos, deve ser considerada a combinação da mesma com a sua respectiva série de preço obtida no Passo 2, como se ilustra na Figura 3.8. Essa combinação busca alocar à simulação do contrato as incertezas da geração e o risco do preço alto no mercado.

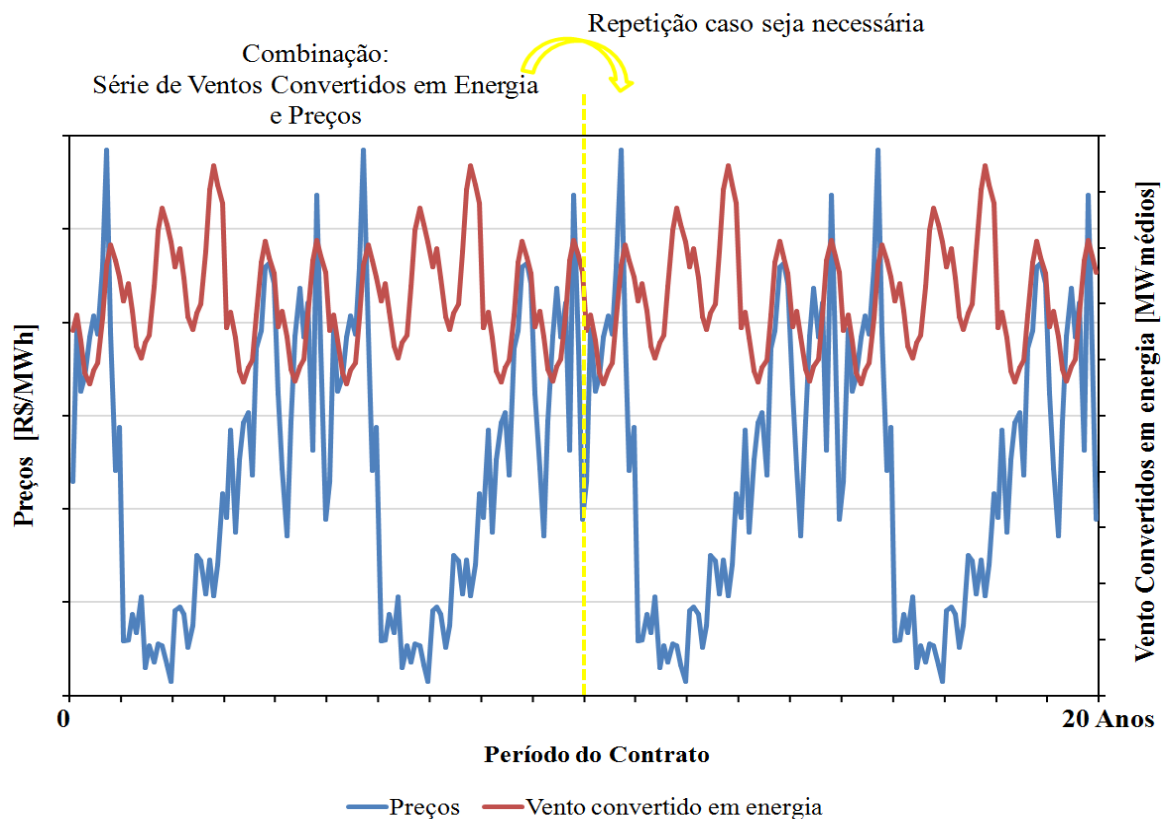


Figura 3.8 – Composição do período contratual – Leilão de Energia Nova/A-3

No modelo proposto o contrato é simulado para cada combinação potência média gerada/preço obtida, no qual diferentes cenários de venda são avaliados. Tais cenários são definidos pela variação do montante a ser comercializado no leilão, no qual a quantidade máxima disponível é definida pela Energia Garantida registrada para o parque em MW médios. A variação do montante a ser comercializado busca encontrar o ponto ótimo de venda no leilão.

Leilão de Energia Reserva

No que tange a contratação de energia elétrica proveniente da geração eólica em Leilões de Energia de Reserva, as obrigações consideradas no modelo são as definidas na Minuta do CER disponibilizada pela Aneel (2011), referente ao 3º Leilão de Energia de Reserva de agosto de 2011. Nesse leilão foi definida a contratação de Energia de Reserva proveniente de empreendimentos de geração a partir das fontes biomassa ou eólica, destinada ao SIN, no qual para a fonte eólica, os contratos celebrados na modalidade quantidade possuem duração de

vinte anos. As principais regras e obrigações definidas na minuta do referido contrato, e ilustradas na Figura 3.7, são:

- O parque deve apresentar uma média mínima anual de produção de energia de noventa por cento do contratado;
- Os desvios anuais negativos da geração efetiva de energia elétrica em relação ao limite da margem inferior de noventa por cento deverão ser valorados pelo preço do contrato acrescido de penalidade de quinze por cento, sendo o pagamento feito em doze parcelas mensais uniformes no ano contratual subsequente;
- Os desvios anuais positivos da produção efetiva de energia elétrica que ultrapassem a margem superior de trinta por cento da produção deverão ser reembolsados ao gerador, pelo valor de setenta por cento do preço do contrato, em doze parcelas mensais uniformes no ano contratual subsequente;
- No início de cada quadriênio, a partir do segundo, o montante contratado será revisado para o valor médio anual efetivamente produzido, desde o início do suprimento até o último mês do ano do quadriênio anterior, tendo como limite máximo o montante originalmente contratado;
- Os desvios quadrienais negativos da produção efetiva de energia elétrica no quadriênio em relação ao limite da margem inferior de noventa por cento deverão ser valorados pelo preço do contrato acrescido de penalidade de quinze por cento, sendo que o pagamento deve ser feito em doze parcelas mensais uniformes no ano contratual subsequente;
- Não há possibilidade de venda do excedente no mercado *Spot* e as receitas devem ser liquidadas no âmbito do contrato sem exposição ao PLD.

Para a simulação do contrato celebrado nos Leilões de Energia de Reserva são consideradas as mesmas variáveis de entrada apresentadas para o Leilão de Energia Nova tipo A-3, exceto a série de PLD. Isso porque as regras aplicadas indicam que o agente vendedor nesse tipo de leilão não sofre exposição aos preços de mercado, portanto não é utilizado o PLD na liquidação das receitas.

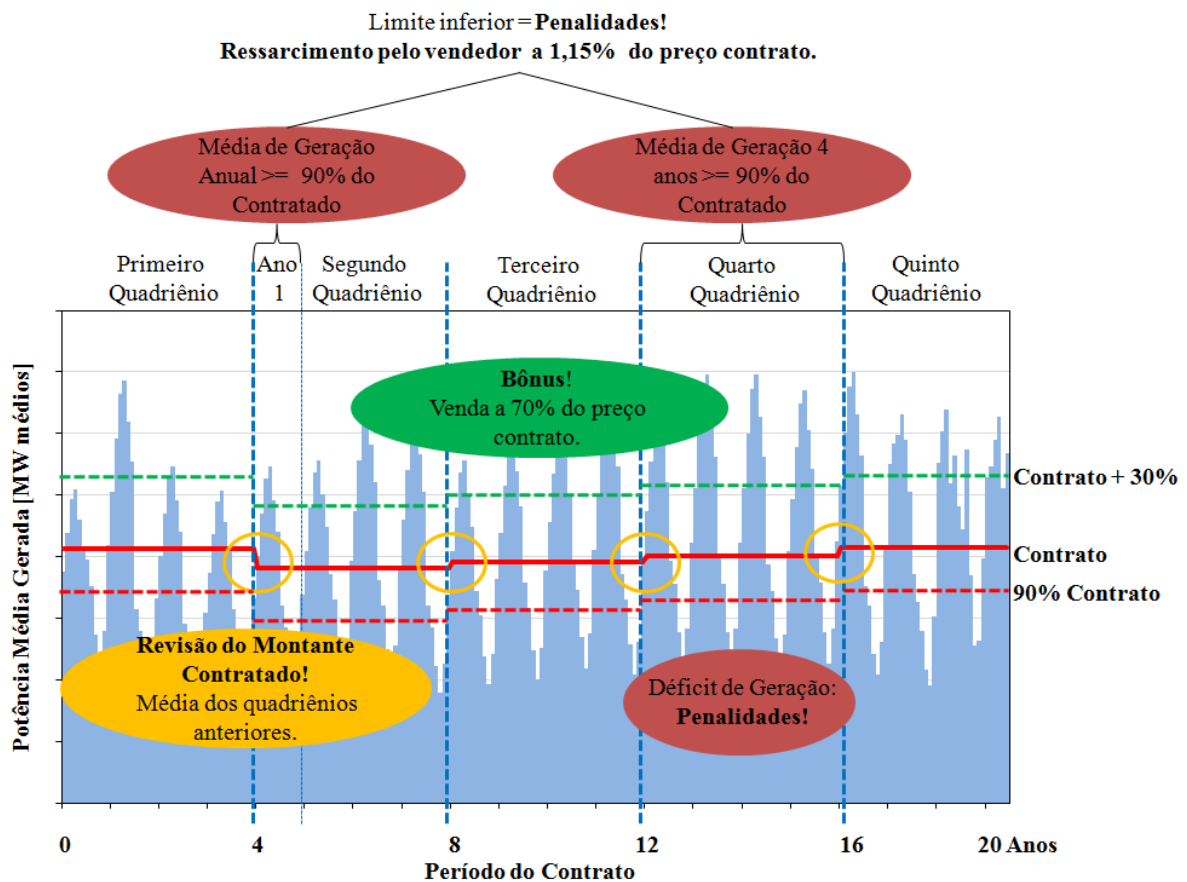


Figura 3.9 – Faixas para contabilização da receita no modelo de contratação do Leilão de Energia de Reserva

A projeção futura da série de longo termo de potência média gerada para compor o período contratual de vinte anos é direta, na qual o mês de início de operação é correspondente ao mesmo mês no primeiro ano da série de longo termo.

No entanto, considerando a regra que permite o reajuste do montante contratado dada a geração observada para o parque (a cada quatro anos e caso esta apresente média de geração abaixo da contratada), são simulados contratos para diferentes “cenários de geração”, em que é considerado na projeção futura o mês de início de operação do parque nos diferentes anos da série de longo termo, conforme se ilustra na Figura 3.10.

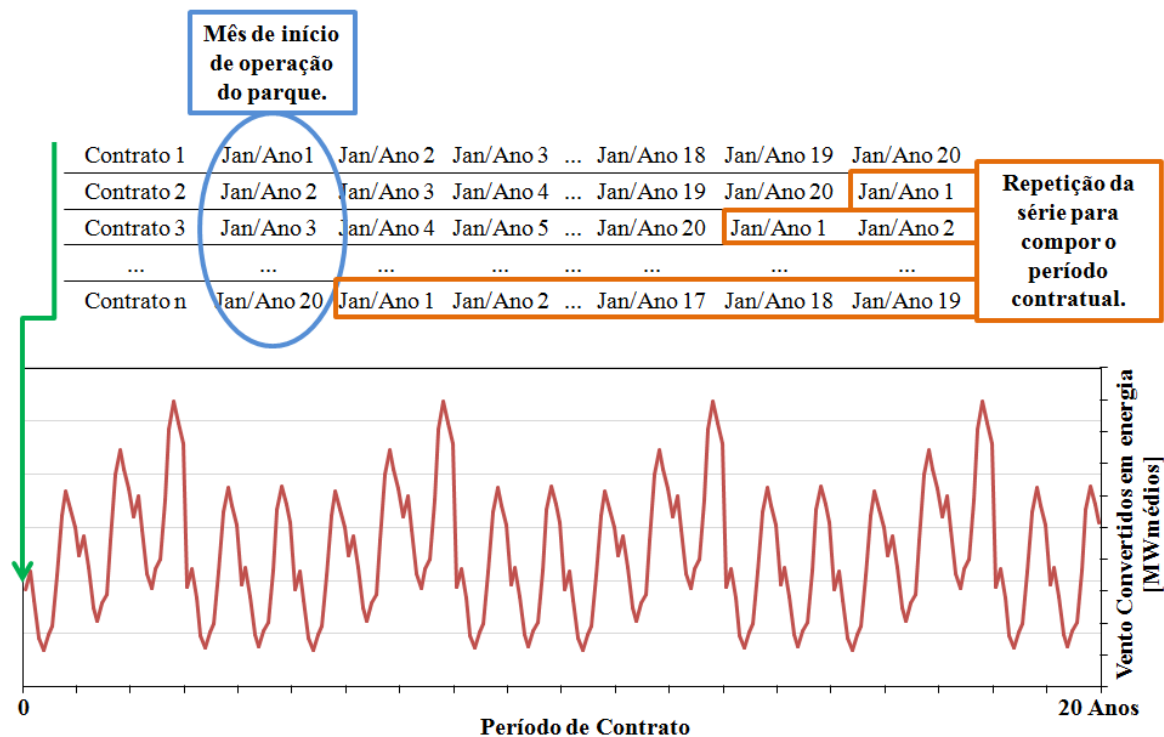


Figura 3.10 – Composição do período contratual – Leilão de Energia de Reserva

Essas simulações permitem avaliar o impacto na receita, dada a ocorrência de “anos ruins” de geração logo no início do contrato. São avaliados também em cada simulação diferentes cenários de venda, dada a variação do montante a ser comercializado no leilão, no qual a quantidade máxima disponível também é definida pela Garantia Física registrada para o parque em MW médios.

Passo 5: Análise do Ponto ótimo de Contratação

Conforme já explicitado os contratos de compra e venda de energia eólica podem representar alto risco ao agente, devido à grande instabilidade no comportamento do vento, além da exposição à volatilidade do preço da energia elétrica (PLD).

No setor elétrico, em geral, o risco é avaliado pelas métricas VaR (*Value at Risk*) e CVaR (*Conditional Value at Risk*).

- VaR: definido como o mínimo retorno esperado para um dado nível de confiança, resume a exposição total ao risco em um único número. O VaR também pode ser definido como a pior (ou maior) perda esperada ao longo de um intervalo de tempo;

- CVaR: utiliza informações sobre eventos que ocorrem nas caudas das distribuições de probabilidades, e pode ser definido como a média das perdas condicionada às perdas que excedem ou são iguais ao VaR.

O VaR e CVaR são comumente usadas quando se trata da gestão de riscos para uma carteira de ativos, composta de forma a maximizar a utilidade (grau de satisfação) do investidor pela relação risco/retorno.

O risco está associado às possibilidades de ocorrência de determinados resultados em relação a um valor médio esperado; é representado pela medida estatística do desvio padrão ou variância. Assim, ao se tomarem decisões de investimento com base num resultado médio esperado, o desvio padrão passa a revelar o risco da operação, ou seja, a dispersão das variáveis em relação à média. Maiores desvios significam maiores riscos, assim tem-se normalmente uma escolha ótima com o objetivo de maximizar a rentabilidade e reduzir o risco.

O presente trabalho, que considera uma carteira com único ativo (Parque Eólico com potência a ser vendida variável), na análise do risco da contração da energia gerada pelo parque nos leilões utiliza-se o Valor Presente Líquido (VPL) médio associado às receitas para os cenários simulados e o Desvio Padrão do VPL médio. Para diferentes potências negociadas nos cenários dos leilões, chega-se em um VPL médio e o respectivo desvio padrão.

Para a análise do risco e identificação do ponto ótimo de venda, utiliza-se do modelo proposto por Markowitz (1952) para avaliar ativos, ou combinações, no qual é estabelecida uma fronteira de eficiência.

Segundo Markowitz, as variáveis que interessam ao investidor são o retorno esperado e o risco (variância dos retornos esperados), podendo os investidores incorrer em um risco mais elevado para ganharem um pouco mais. Na Figura 3.11, a fronteira eficiente é representada por todas as curvas compreendidas no intervalo B a C. Já o intervalo de B a A constitui o conjunto ineficiente da combinação.

Para facilitar a análise de ativos reais, como é o caso dos projetos de geração eólica, faz-se no presente estudo uma variação do método. Assim, substitui-se a rentabilidade por VPL médio e desvio padrão da rentabilidade por desvio padrão do VPL. Outra adaptação é utilizar o desvio padrão pela média, pois isso dá maior sensibilidade da incerteza de um projeto, independentemente de sua escala.

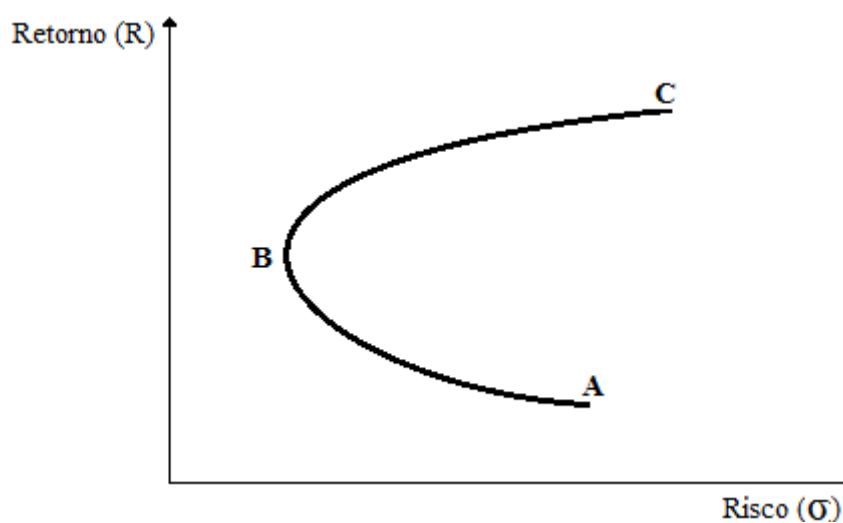


Figura 3.11 – Fronteira Eficiente segundo Markowitz

A escolha do ponto ótimo depende da preferência do agente, e este sempre estará sobre a fronteira de eficiência já tratada. Para entender essa escolha, é necessário compreender o conceito de utilidade e de curvas de indiferença.

A construção de uma curva de indiferença decorre do fato de que quando um determinado consumidor obtém uma utilidade total ao consumir diversos bens, é possível a ele manter o seu grau de satisfação, isto é, a utilidade total, consumindo os mesmos bens, porém em quantidades diferenciadas. A sustentação da curva de indiferença do consumidor é que ele alcança o mesmo grau de utilidade total com diferentes combinações de produtos e quantidades. Todas essas combinações lhe proporcionam o mesmo grau de satisfação.

Normalmente as curvas de indiferença são construídas a partir do consumo de dois produtos, e da utilidade que o consumidor atribuiu a cada um deles.

Aplica-se aqui o conceito das curvas de indiferença a dois produtos: rentabilidade média e garantia. Ou seja, é indiferente para um indivíduo, em certa proporção, abrir mão de rentabilidade esperada desde que haja uma redução de risco (aumento de garantia). A garantia pode ser entendida como o complemento do risco (Figura 3.12). No caso em análise, adapta-se este conceito para VPL médio e Desvio Padrão relativo.

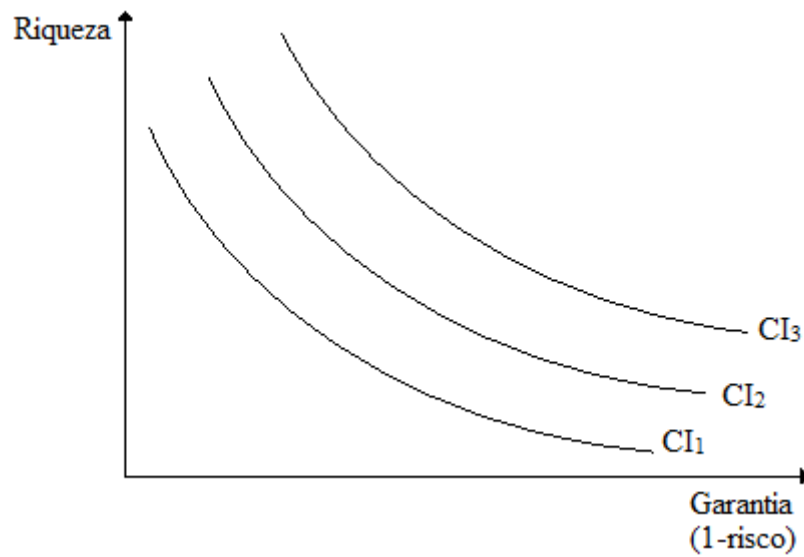


Figura 3.12 – Curvas de indiferença no plano xy

O mais importante ao se utilizar o conceito da curva de indiferença não é esperar que elas apresentem como resultado um ponto ótimo sobre a fronteira de eficiência. Não existe uma modelagem matemática adequada a cada indivíduo, mas pode-se associar o formato das curvas de indiferença ao comportamento do indivíduo. No caso de risco, podem-se ter curvas que caracterizam indivíduos propensos, avessos e indiferentes ao risco (Figura 3.13).

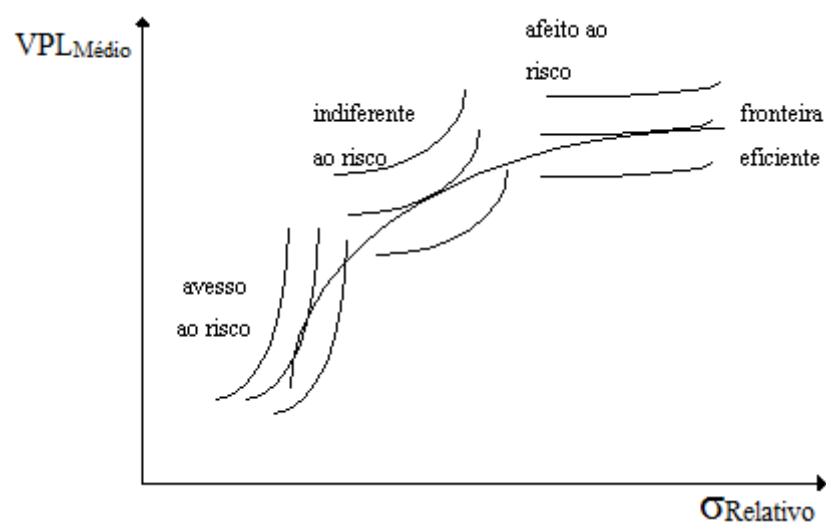


Figura 3.13 – Caracterização de aversão ao risco

Assim, no modelo aqui proposto, a avaliação dos contratos simulados se dá da seguinte forma:

1. Calcula-se para cada variação de garantia física do projeto (potência média a ser vendida no leilão), o VPL médio dos cenários e o desvio padrão relativo.
2. Analisa-se a fronteira de eficiência, descartando para análise a região não pertencente a esta fronteira.
3. Levando em consideração o formato das curvas de indiferença, passa-se a uma segunda análise da fronteira de eficiência, excluindo as regiões que não seria factível realizar uma escolha. Isto se dá, pois as curvas de indiferença tangenciarão outros pontos da fronteira para maiores valores de utilidade.
4. Finalmente, para as regiões escolhidas sobre a fronteira, são analisadas as regiões passíveis de escolha face o comportamento do investidor: avesso, propenso ou indiferente ao risco.

CAPÍTULO IV: ESTUDOS DE CASO

4.1 CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO

O sistema de apoio desenvolvido foi aplicado para um parque eólico localizado no estado do Ceará, aqui denominado Parque Eólico “A”, com data de início de operação prevista para janeiro de 2014, considerando o cenário de contratação do Leilão de Energia Nova/A-3 de agosto de 2011, e julho de 2014, considerando o cenário de contratação do 3º Leilão de Energia de Reserva de agosto de 2011.

O Parque, com 22,0 MW de potência instalada e 12,8 MW médios de energia garantida, configura-se com 11 aerogeradores Vestas, com altura de cubo de 80,0 m, em uma região que apresenta velocidade média de vento de 8,69 m/s (média de longo prazo). Na Tabela 4.1 e na Tabela 4.2, apresentam-se os resultados energéticos dos estudos de *micrositing* obtidos para o parque por uma entidade competente.

Tabela 4.1 – Energia média mensal gerada

Mês	FC (%)	Energia Líquida [MWh]	Potência Média Gerada [MW médios]
Jan	62,5	10.227,46	13,75
Fev	65,2	9.724,11	14,34
Mar	60,8	9.953,89	13,38
Abr	55,3	8.756,61	12,16
Mai	53,4	8.733,68	11,74
Jun	55,8	8.841,90	12,28
Jul	57,0	9.336,51	12,55
Ago	64,7	10.596,04	14,24
Set	73,7	11.673,24	16,21
Out	77,2	12.629,62	16,98
Nov	74,4	11.791,06	16,38
Dez	71,7	11.739,07	15,78
Média de 20 anos	63,0	121.590,14	13,87

Tabela 4.2 – Energia média anual gerada

Ano	FC (%)	Energia Líquida [MWh]	Potência Média Gerada [MWMédios]
1991	67,8	130.666,89	14,91
1992	71,9	138.641,16	15,82
1993	71,2	137.251,78	15,66
1994	66,8	128.892,20	14,70
1995	62,6	120.648,34	13,76
1996	61,1	117.823,61	13,44
1997	66,1	127.512,76	14,55
1998	71,8	138.416,50	15,79
1999	61,5	118.647,88	13,54
2000	61,7	119.010,72	13,58
2001	61,1	117.901,87	13,45
2002	63,5	122.519,36	13,98
2003	63,5	122.515,44	13,98
2004	61,5	118.567,71	13,53
2005	64,7	124.791,43	14,24
2006	56,5	108.932,65	12,43
2007	63,4	122.351,98	13,96
2008	53,7	103.516,25	11,81
2009	56,9	109.734,65	12,52
2010	55,5	107.107,44	12,22
Média de 20 anos	63,0	121.590,14	13,87

Os resultados energéticos apresentados consideram as perdas turbina/gerador (curva de potência), variação da velocidade do vento (curva de *Weibull*) e o efeito esteira. Na Tabela 4.3, apresentam-se as demais perdas consideradas no modelo, no passo simulação do contrato.

Tabela 4.3 – Perdas totais do Parque Eólico “A”

TEIP	2,0%
TEIF	1,0%
Perdas elétricas e Consumo Interno	2,0%
Perdas até o Centro de Gravidade	2,5%
Total	7,5%

4.2 COMERCIALIZAÇÃO DA GERAÇÃO DO PARQUE EÓLICO “A” VIA LEILÕES

4.2.1 Estimativa da Potência Média Gerada – 20 Anos

Tendo sido baixada uma série de longo termo (1991-2010) de dados de velocidade de ventos no banco de dados climáticos de reanálise do NCEP/NCAR, estimados para uma altura de 10,0 m para o local mais próximo do Parque, esta foi transposta para a mesma altura dos dados medidos para o projeto (80,0 m). O terreno na região do parque se caracteriza como bem aberto com suaves ondulações e presença de algumas árvores e arbustos, portanto o comprimento de rugosidade do solo utilizado na transposição foi de 0,03 m.

Dada a transposição, foram calculadas as médias mensais do vento de mesoescala e dos dados medidos na torre do Parque Eólico “A”. Na Figura 4.1, apresenta-se a correlação mensal dos dados, no qual o coeficiente de correlação simples obtido foi de 0,83.

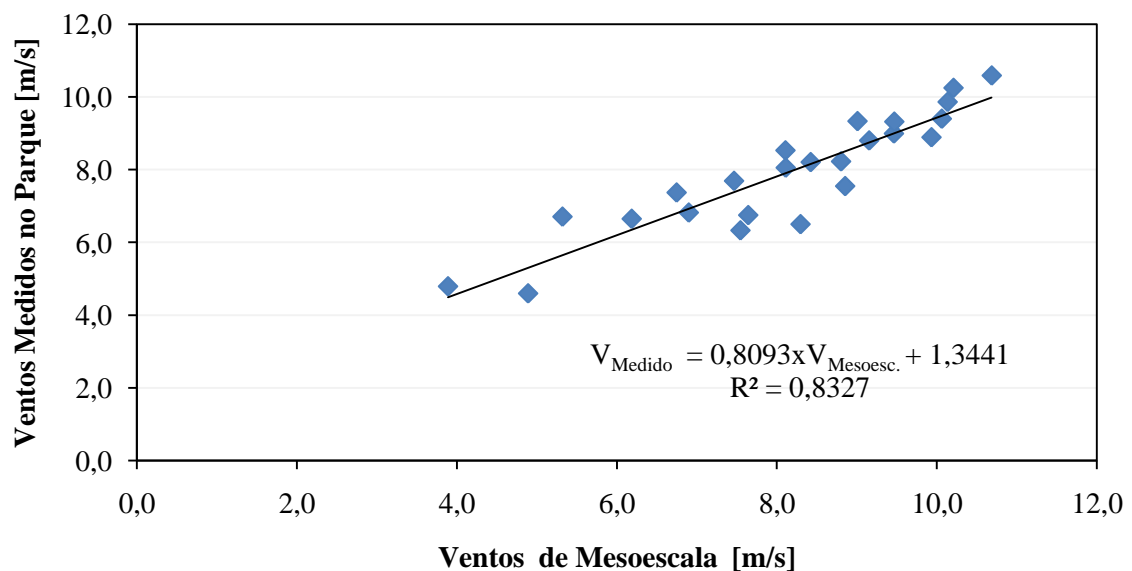


Figura 4.1 – Correlação gráfica dos ventos mesoescala com os ventos medidos

A série de potência média gerada de longo termo para o Parque “A” foi representada proporcionalmente ao histórico de ventos mesoescala NCEP/NCAR, por meio do parâmetro

“a”, ajustado para os resultados energéticos mensais e anuais simulados para o Parque nos estudos de *micrositing*, como se apresenta na Figura 4.2.

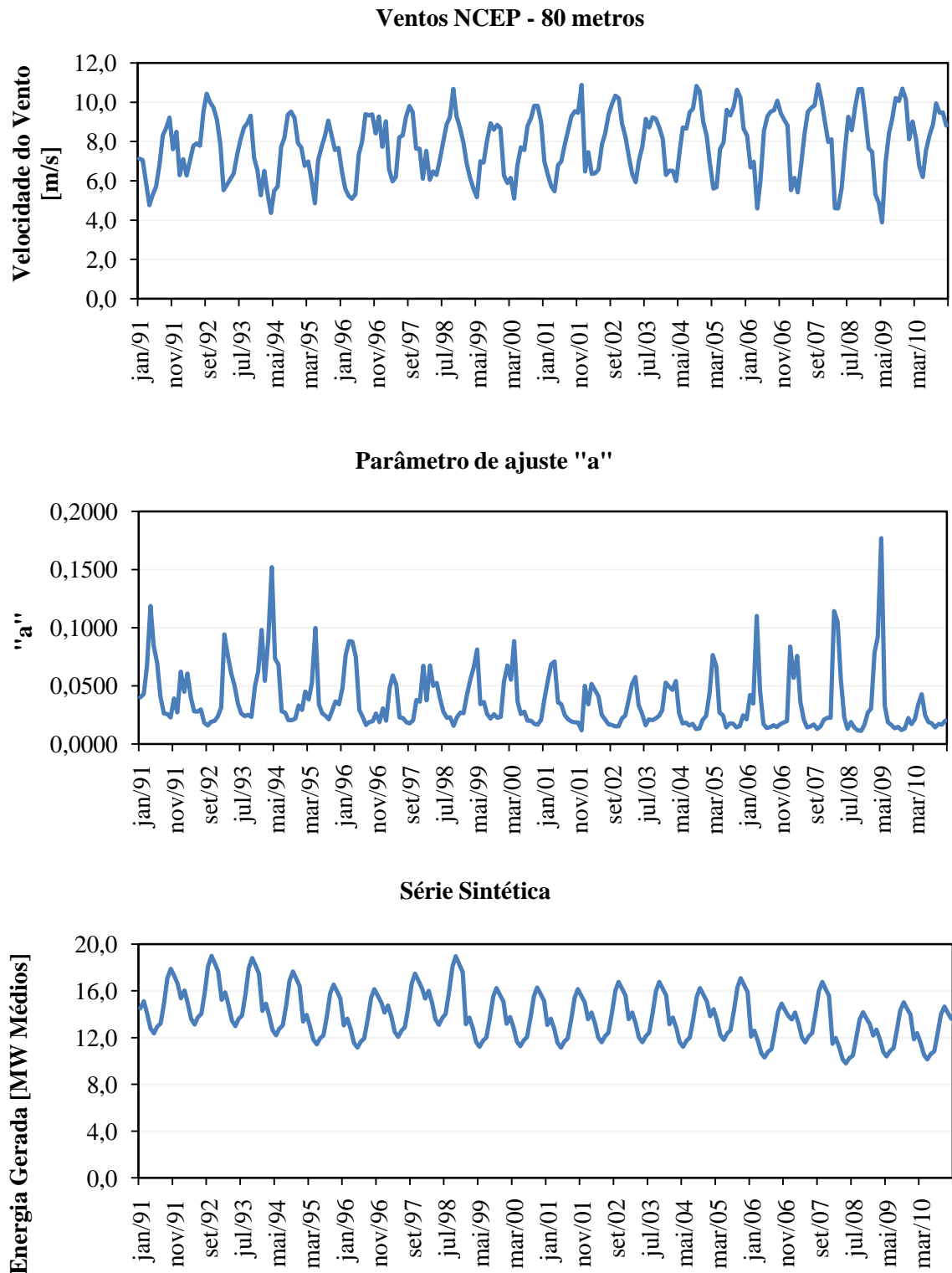


Figura 4.2 – Série Sintética de potência média gerada para o Parque “A”

4.2.2 Avaliação dos Custos Marginais de Operação do SIN

Dada a série de longo termo mensal de potência média gerada obtida para o parque e o Deck do PDE 2019, foram obtidas no Newave para o horizonte de dez anos (2009 – 2018), séries de CMO com discretização mensal.

A série de longo termo de potência média gerada pelo parque tem início em 1991 e término em 2010, totalizando um período de vinte anos. Conforme descrito anteriormente, as séries históricas utilizadas para o cálculo do CMO foram definidas pela janela móvel de dez anos sobre este período de vinte anos, resultando em onze séries de cenários de afluência e, consequentemente, onze séries de CMO, conforme se apresenta na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Séries de CMO estimadas (horizonte de dez anos)

Série de CMO	Janela Móvel Sobre a Série de Longo Termo de Potência Média Gerada	
	Início	Término
Série 1	1991	2000
Série 2	1992	2001
Série 3	1993	2002
Série 4	1994	2003
Série 5	1995	2004
Série 6	1996	2005
Série 7	1997	2006
Série 8	1998	2007
Série 9	1999	2008
Série 10	2000	2009
Série 11	2001	2010

Nos resultados observa-se para o período de 2009 a 2012 valores muito baixos para o CMO, refletidos pelo fato de os reservatórios estarem cheios no período inicial do horizonte de estudo (Figura 4.3).

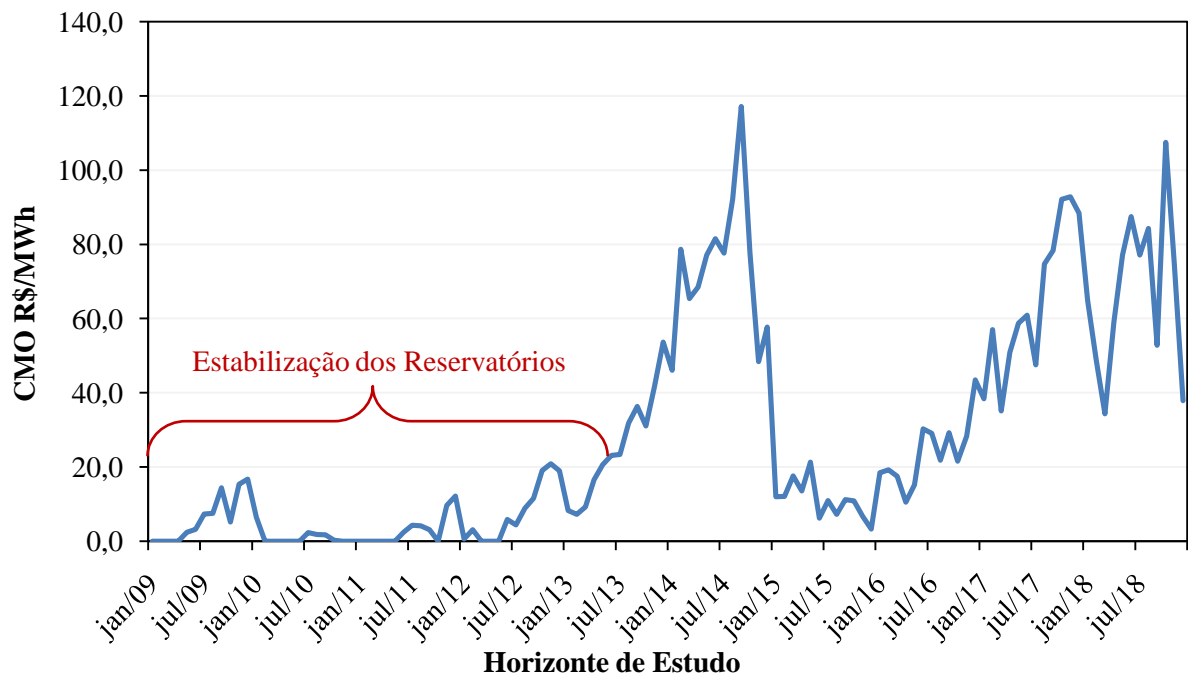


Figura 4.3 – Avaliação inicial da simulação do CMO – Série 1

Considerando os valores de CMOs baixos no início das séries e o fato de o Parque Eólico “A” entrar em operação no ano de 2014, os valores compreendidos de janeiro de 2009 a dezembro de 2013 foram excluídos do estudo. Dessa forma, as séries de CMO passam a avaliar um horizonte de cinco anos, conforme se apresenta na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Séries de CMO estimadas (horizonte de cinco anos)

Série de CMO	Novo Período	
	Início	Término
Série 1	1996	2000
Série 2	1997	2001
Série 3	1998	2002
Série 4	1999	2003
Série 5	2000	2004
Série 6	2001	2005
Série 7	2002	2006
Série 8	2003	2007
Série 9	2004	2008
Série 10	2005	2009
Série 11	2006	2010

Na Figura 4.4, apresentam-se as séries obtidas considerando a aproximação com o PLD (limite máximo de R\$ 757,52 e mínimo de R\$ 12,20, vigentes em setembro de 2012) e a data de início de operação do Parque.

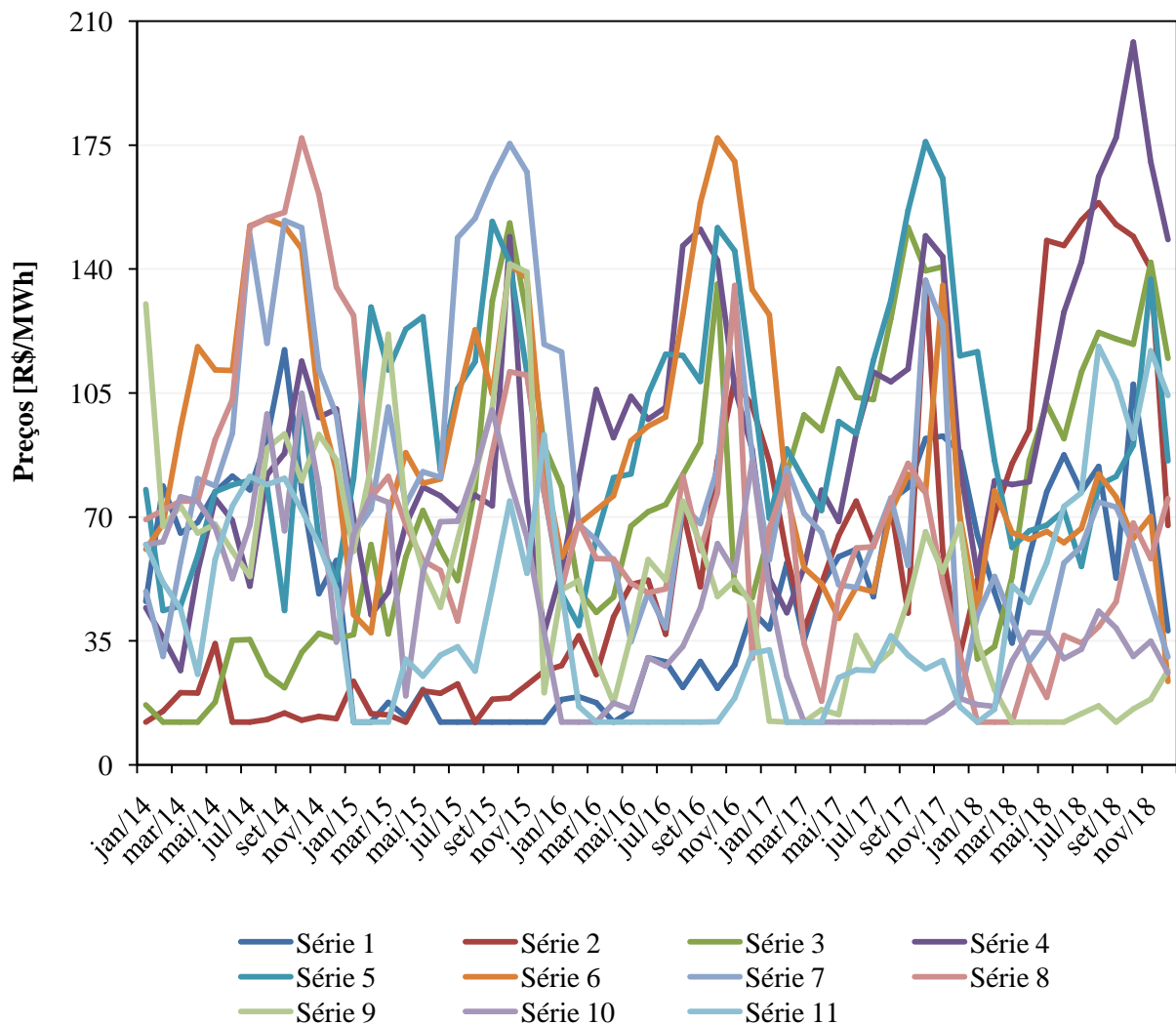


Figura 4.4 – Séries de preços obtidas

4.2.3 Simulação do Contrato

Para as simulações dos contratos, foi utilizado o preço de venda de energia de R\$101,0/MWh, definido pela média dos últimos três leilões com participação e contratação da geração eólica. Os resultados obtidos para as simulações dos contratos em suas regras e obrigações no âmbito

do Leilão de Energia Nova/ A-3 e no do 3º Leilão de Energia de Reserva, ambos realizados agosto de 2011.

4.2.3.1. Leilão de Energia Nova/A-3

Para a simulação do contrato foram estudadas combinações entre as séries de ventos convertido em energia e a série de preços estimados, para a composição do período contratual de vinte anos. Considerando a série de preços originada dos dados de ventos de 1996 a 2000, a combinação pode ser realizada de três formas, conforme se apresenta na Figura 4.5, Figura 4.6 e Figura 4.7.

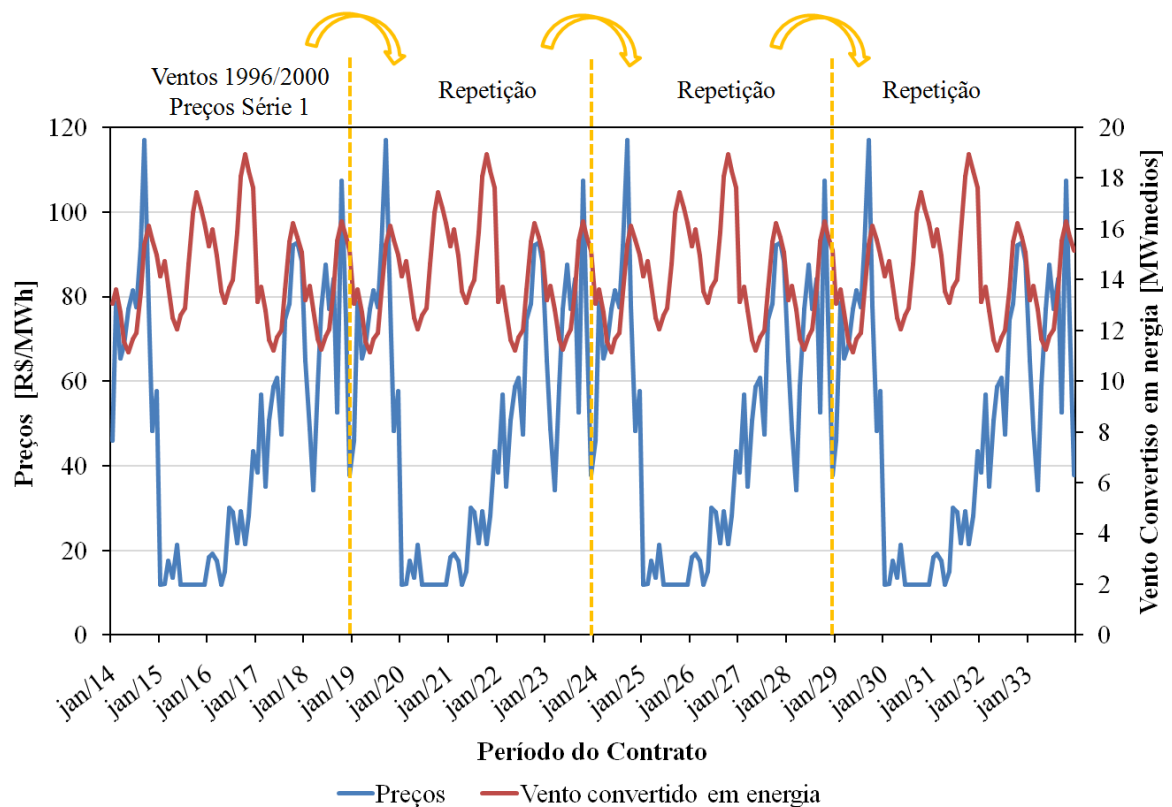


Figura 4.5 – Combinação 1 Ventos x Preços

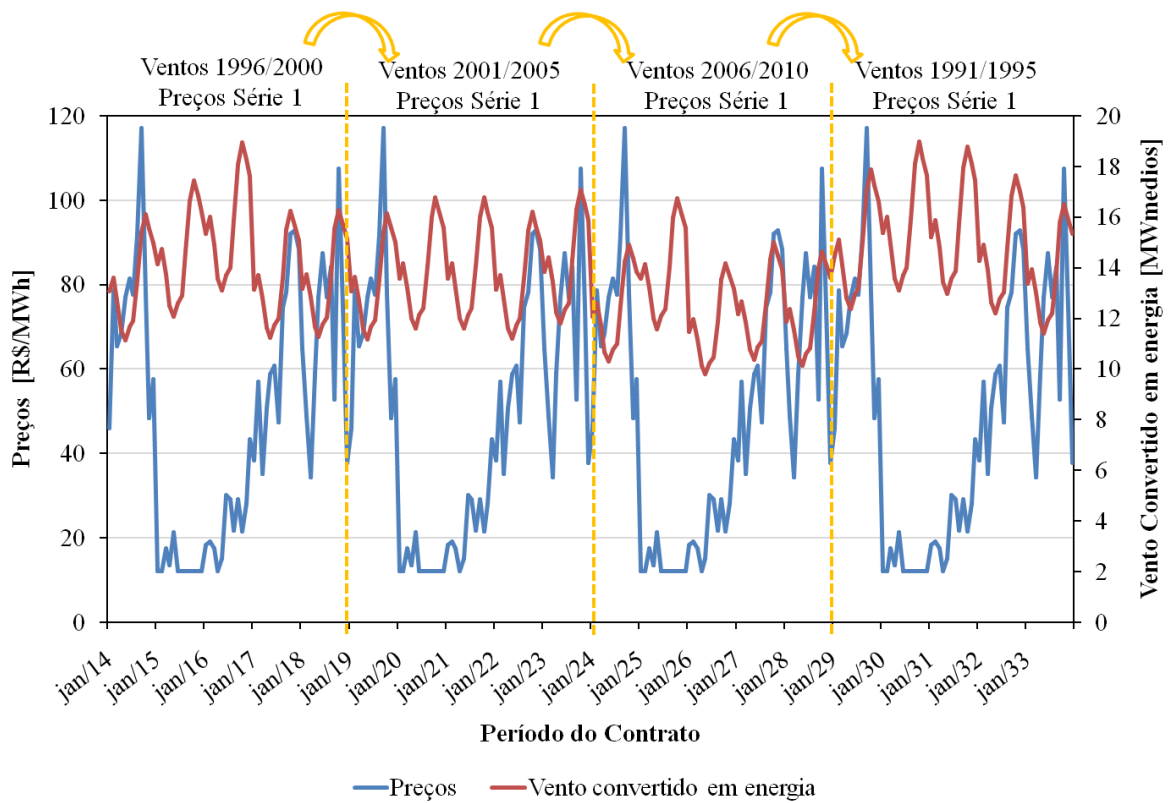


Figura 4.6 – Combinação 2 Ventos x Preços

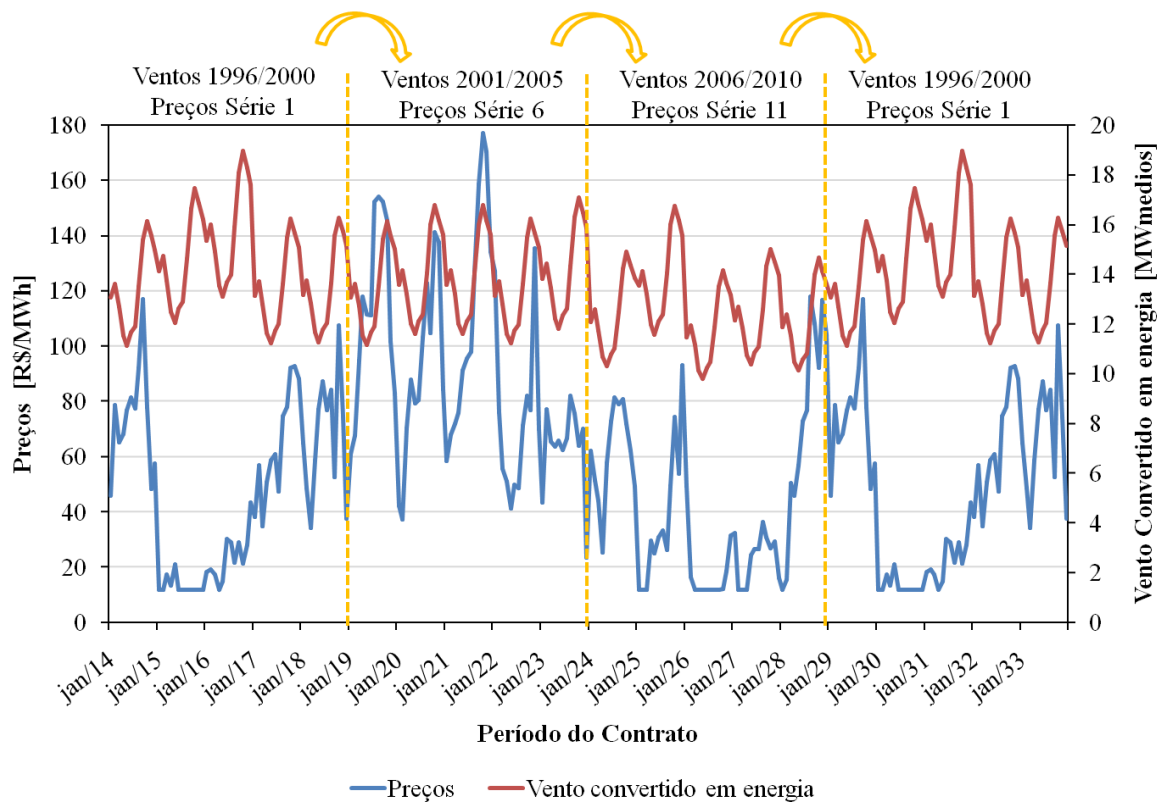
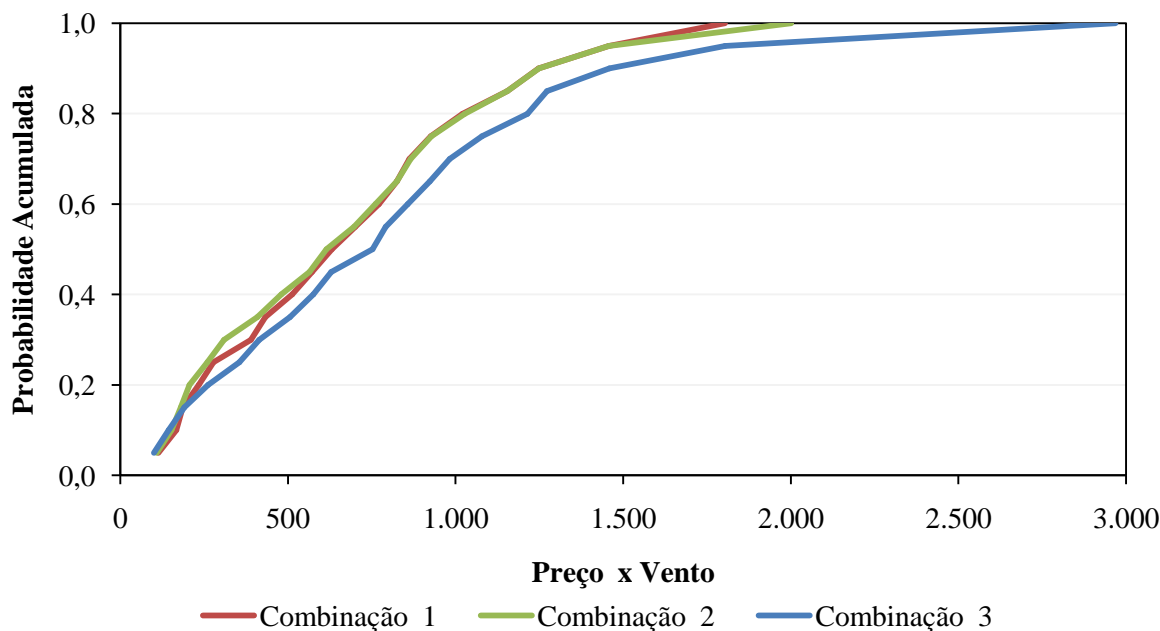


Figura 4.7 – Combinação 3 Ventos x Preços

A escolha da melhor combinação se baseou no comportamento da distribuição de Preço x Energia, visualizada na Figura 4.8.



Combinação	Média	Desv. Padrão Média
1	676,9	422,9
2	670,3	430,6
3	793,9	550,7

Figura 4.8 – Distribuição Preço x Energia

Na Figura 4.8, observou-se que a combinação “3” difere das outras duas, apresentando valores bastantes altos para a média e desvio padrão da média. Assim, nas simulações para a composição dos cenários de simulação optou-se pela combinação “2”, que considera integralmente a série de ventos convertida em energia, alocando às simulações um maior conhecimento do comportamento do vento. Nessa combinação, assumiu-se que o comportamento do mercado nos anos seguintes aos primeiros cinco anos seria similar.

Dada a escolha da melhor combinação para a composição do período contratual, os contratos foram simulados para diferentes cenários determinados pela série de ventos convertidos em energia e preços correspondentes, e pela variação do montante a ser comercializado.

Na Figura 4.10 e Figura 4.11 apresentam-se os resultados para um contrato (a) simulado em suas obrigações e regras, considerando a série de ventos convertido em energia iniciando em

1996 e a série de preços correspondente (Figura 4.9). Dois cenários de venda no leilão são ilustrados: vendas de 100 e 80 % da Garantia Física registrada para o Parque Eólico “A”.

Observa-se para o cenário de 100% de venda da Garantia Física, correspondente a 12,8 MW médios, a existência de momentos em que a geração do parque não atende ao montante contratado. Esse desvio negativo de geração está sujeito a penalidades se for maior que 10% em qualquer ano contratual e/ou se no final de cada quadriênio apresentar média de geração inferior ao contratado. Caso isso aconteça, o desvio deverá ser ressarcido pelo agente gerador ao comprador, pelo preço vigente no contrato ou pelo PLD médio para o período de apuração, se este for maior.

Para o cenário de 80%, correspondente à venda de 10,2 MW médios, são observados poucos momentos em que a geração não atende o montante contratado. Nesse cenário também é possível, quando a geração observada é superior ao montante contratado, a comercialização do percentual não vendido da energia garantida no mercado *Spot*, liquidada ao PLD. É válida também a opção de acumulação de energia excedida de um ano contratual para outro, dentro dos percentuais permitidos.

Para efeito comparativo, na Figura 4.12, apresenta-se a mesma análise para um contrato simulado (b), na qual foi considerada a série de ventos convertidos em energia iniciando em 2001 e a série de preços correspondentes. Os cenários de venda no leilão ilustrados correspondem a um montante vendido de 90% e 70% da energia garantida registrada para o parque (Figura 4.13 e Figura 4.14 respectivamente). Os resultados indicam as mesmas condições de atendimento ao montante contratado observadas para o primeiro contrato simulado no cenário de venda de 90% da energia garantida. No entanto, para o cenário no qual o montante vendido corresponde a apenas 70% da energia garantida registrada para o parque, a geração observada atende o contrato em sua totalidade em todo o período contratual.

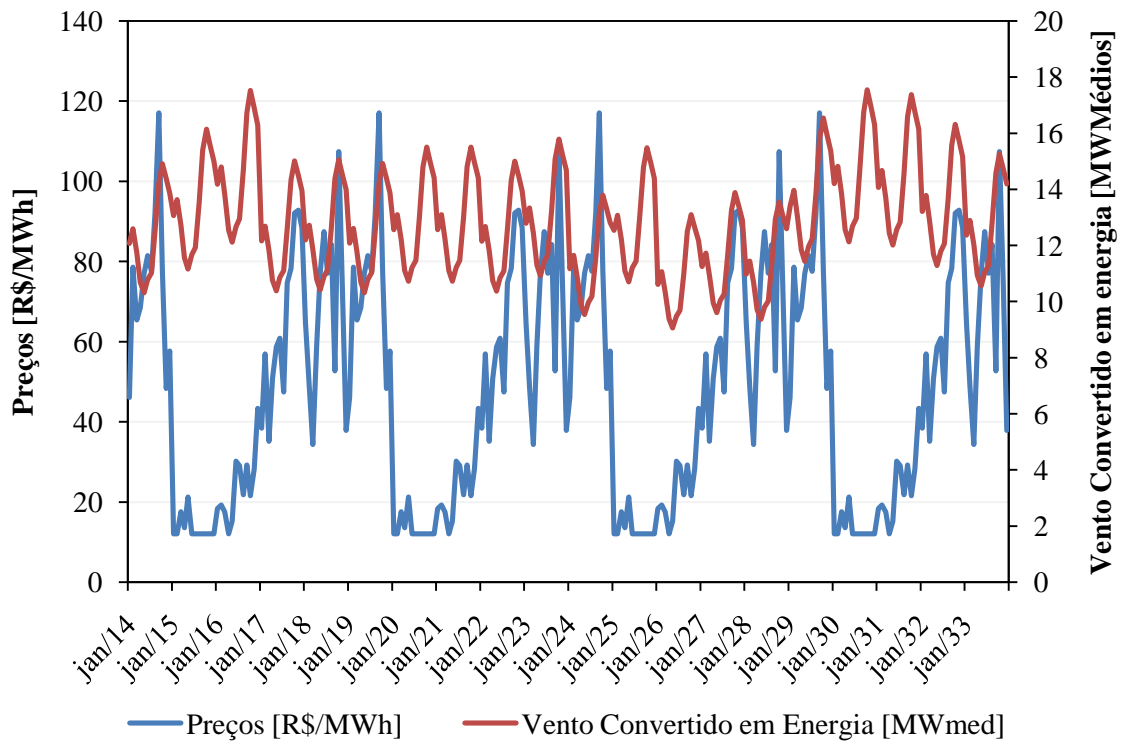


Figura 4.9 – Geração x preços estendidas no período contratual – Contrato (a)

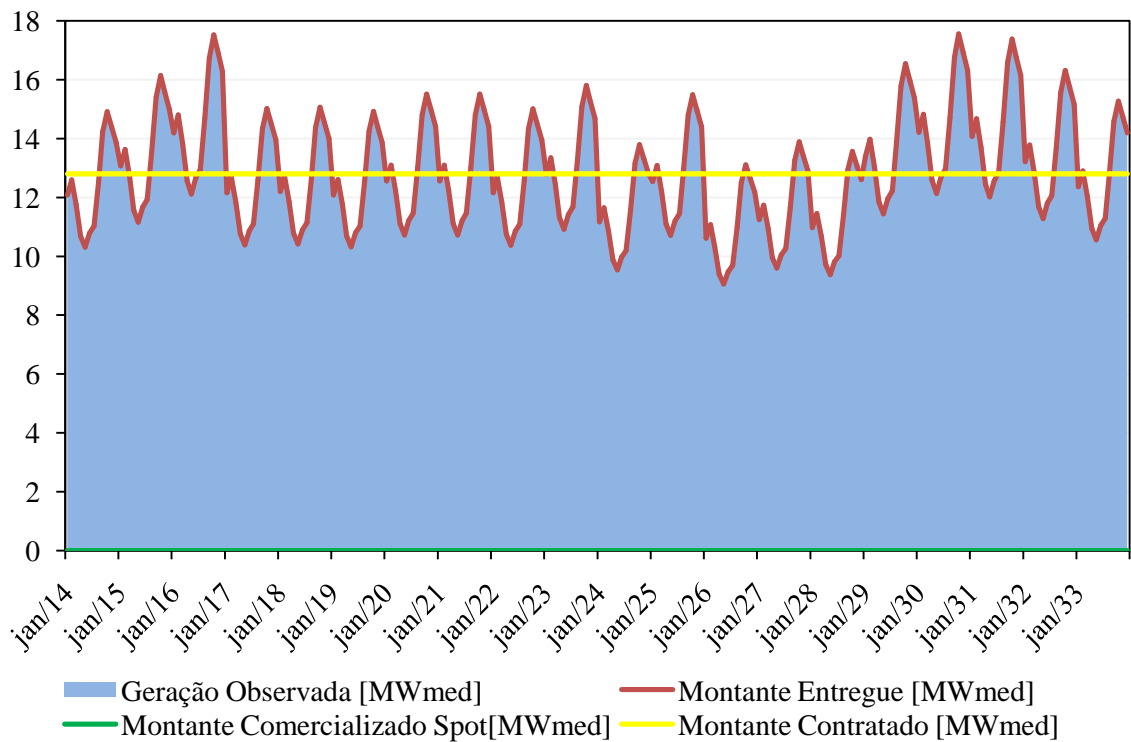


Figura 4.10 – Comercialização de 100% da energia garantida do parque registrada para o leilão - Contrato (a)

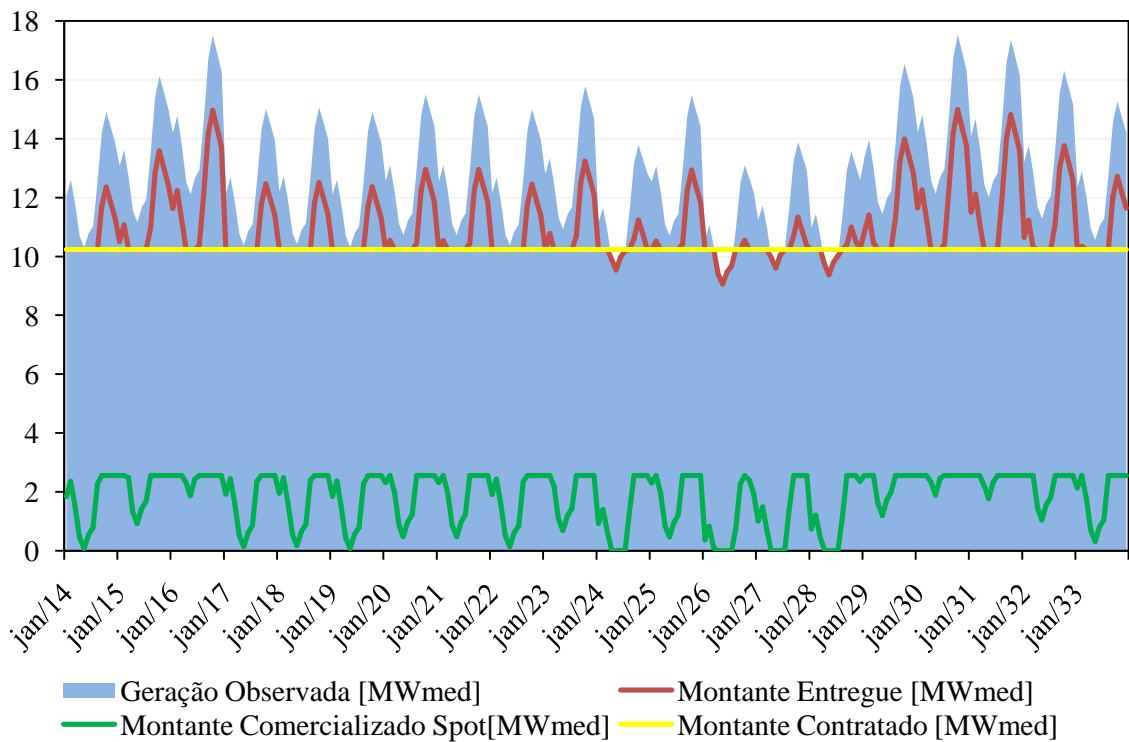


Figura 4.11 – Comercialização de 80% da energia garantida do parque registrada para o leilão - Contrato (a)

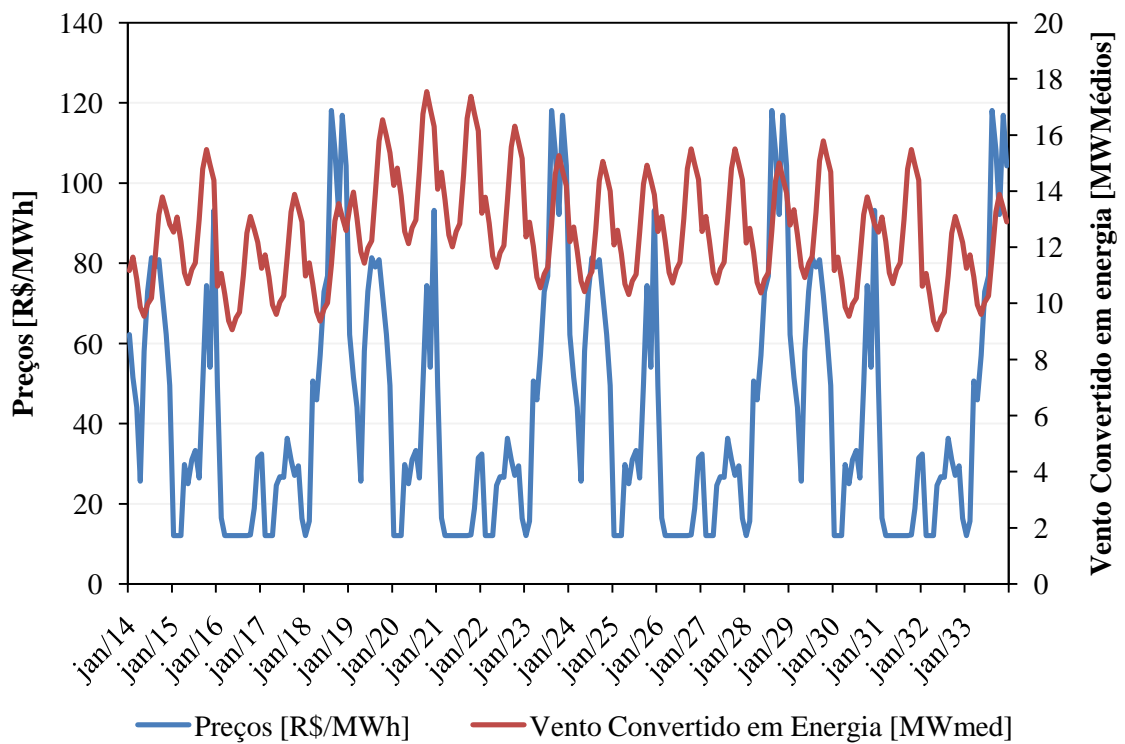


Figura 4.12 – Geração x preços estendidas no período contratual - Contrato (b)

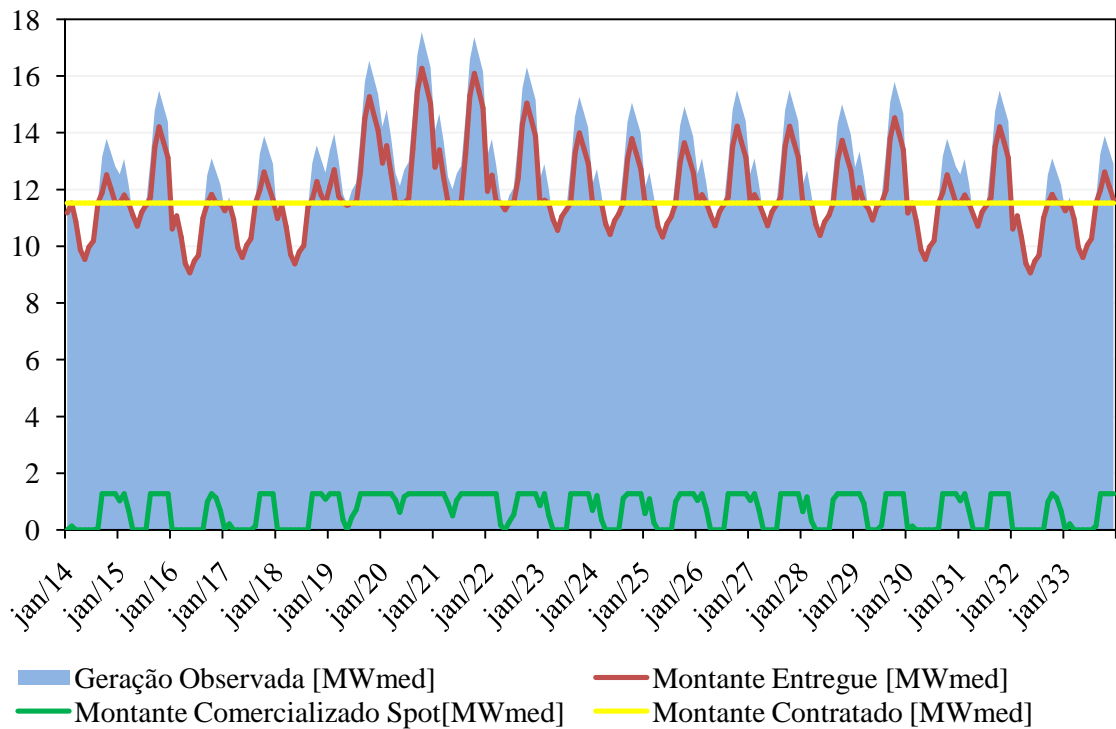


Figura 4.13 – Comercialização de 90% da energia garantida do parque registrada para o leilão - Contrato (b)

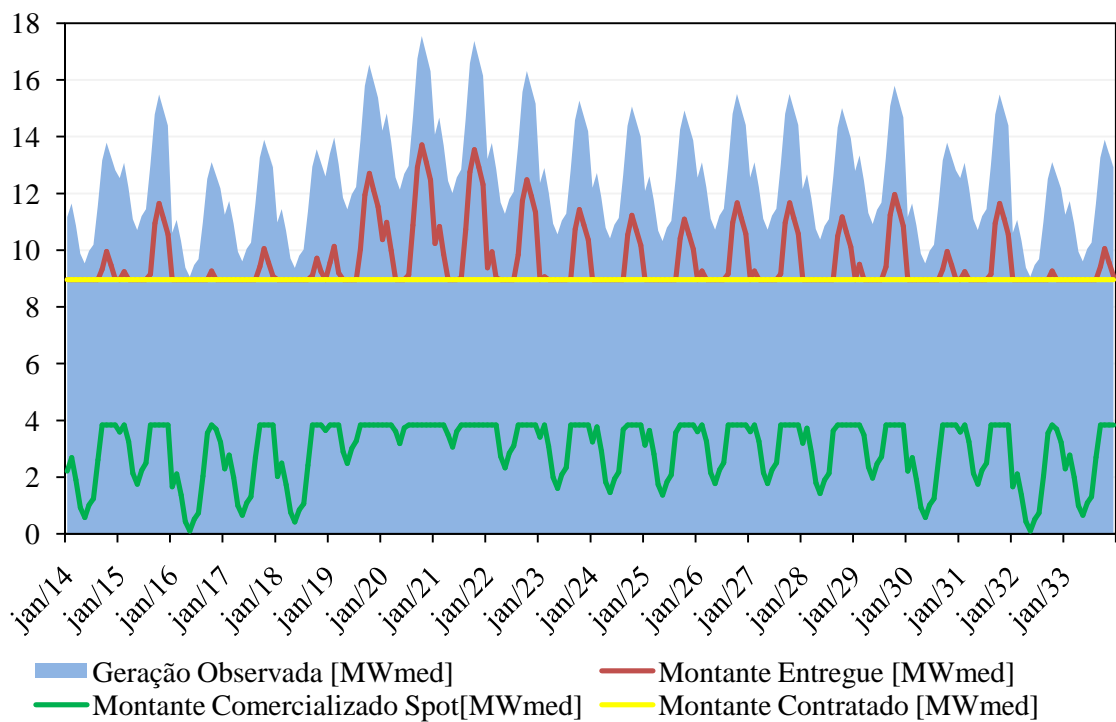


Figura 4.14 – Comercialização de 70% da energia garantida do parque registrada para o leilão - Contrato (b)

4.2.3.2. Leilão de Energia de Reserva

Para o Leilão de Energia de Reserva, conforme já colocado, não são consideradas as séries de preços estimados, uma vez que o contrato formalizado não permite a exposição aos preços de mercado. Assim, os cenários avaliados consideram apenas o deslocamento do ano de início da série de ventos convertido em energia.

Na sequência, ilustram-se os resultados para o contrato simulado para a venda de 100% da energia garantida registrada para o Parque Eólico “A” no leilão para diferentes cenários de série de geração observada. Dada a regra válida a partir do segundo quadriênio, observa-se o reajuste do montante contratado para o valor médio anual efetivamente produzido, desde o início do suprimento até o último mês do ano do quadriênio anterior.

Esse dispositivo de reconciliação contratual permite a mitigação de incertezas relacionadas à produção de energia proveniente de geração eólica. O reajuste permite ainda que, caso ocorra anos bons de vento sequenciados, o montante seja reajustado podendo atender novamente ao valor inicial contratado, como acontece nos cenários que se ilustram na Figura 4.17 e Figura 4.18, em que o reajuste “positivo” é destacado em verde.

São destacados ainda os limites verificados para a composição da receita, nos quais os desvios anuais negativos da geração efetiva de energia elétrica em relação ao limite da margem inferior de noventa por cento deverão ser valorados pelo preço do contrato acrescido de penalidade de quinze por cento. Para os desvios anuais positivos da produção efetiva de energia elétrica que ultrapassem a margem superior de trinta por cento da produção, esses deverão ser reembolsados pelo comprador ao gerador, pelo valor de setenta por cento do preço do contrato.

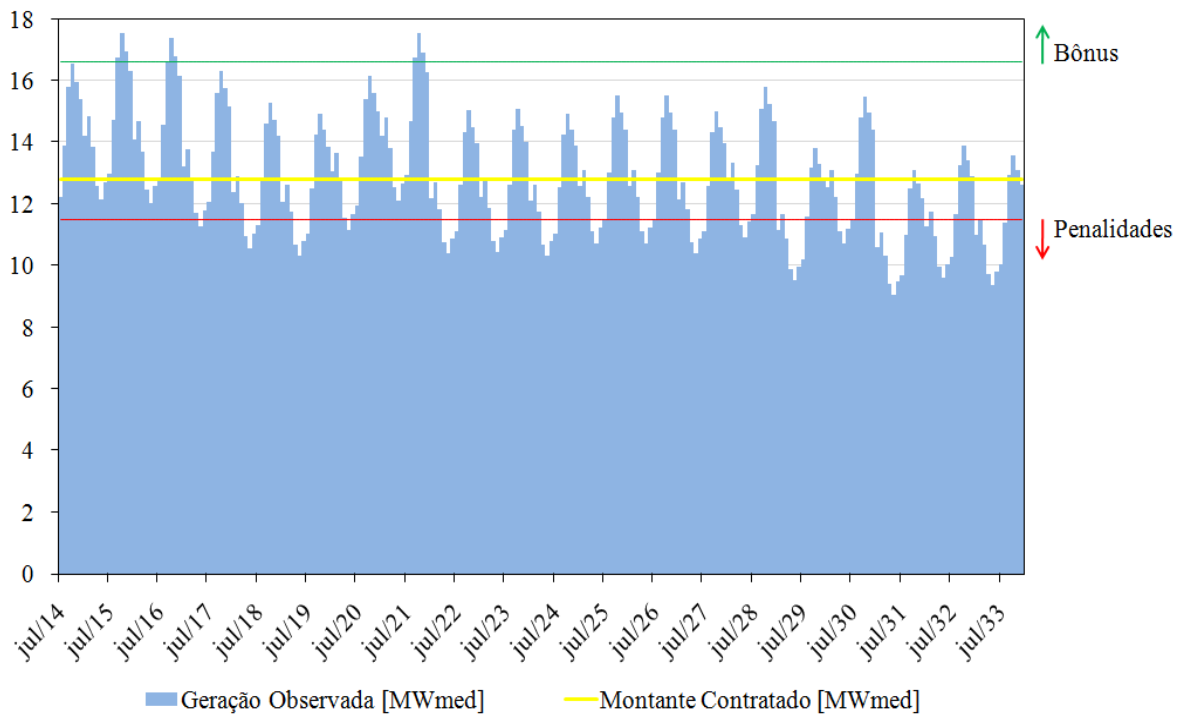


Figura 4.15 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/1991

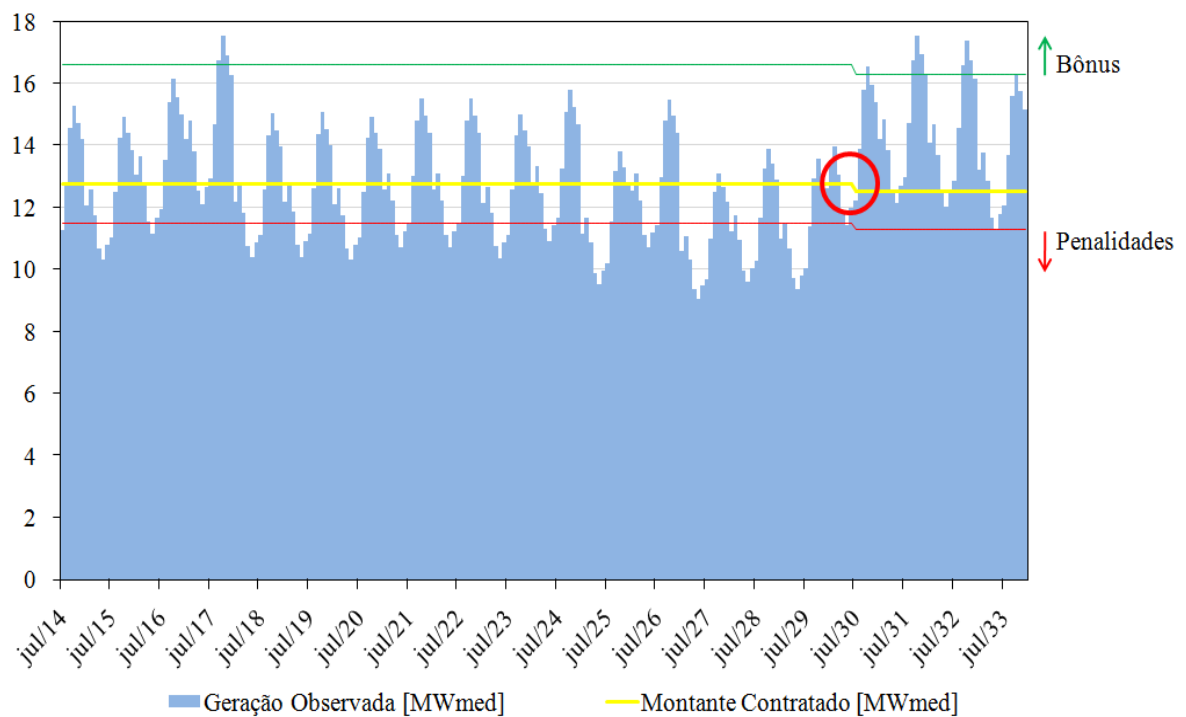


Figura 4.16 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/1995

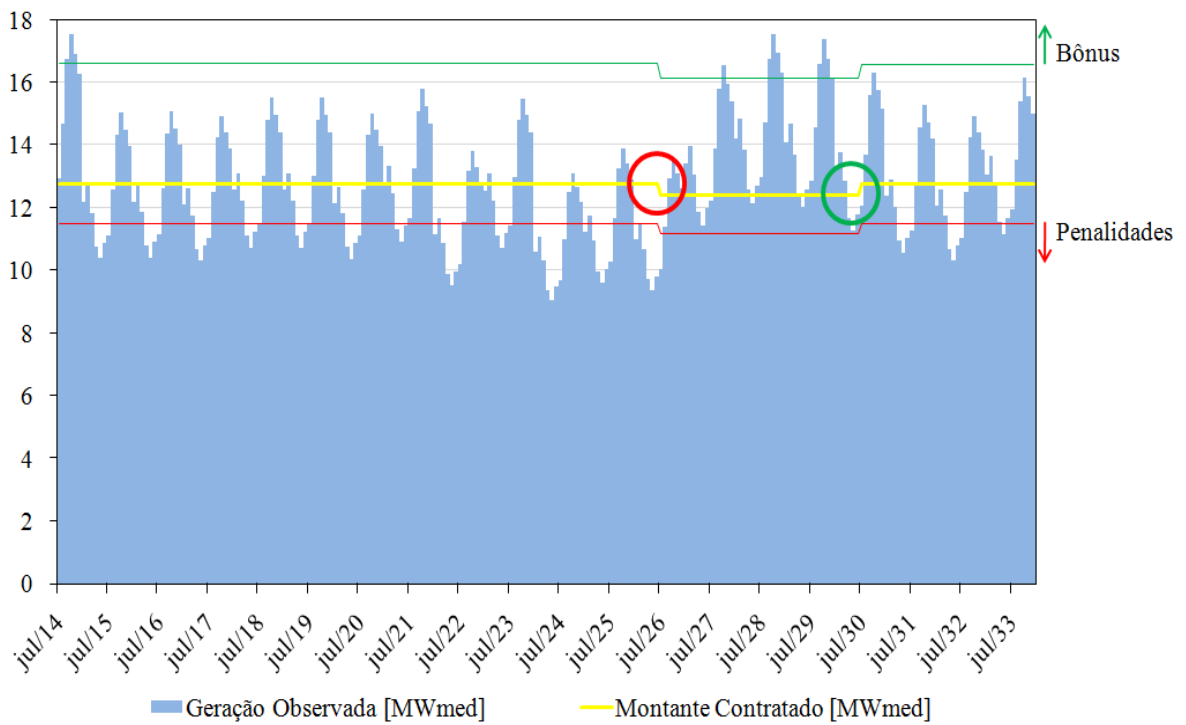


Figura 4.17 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/1998

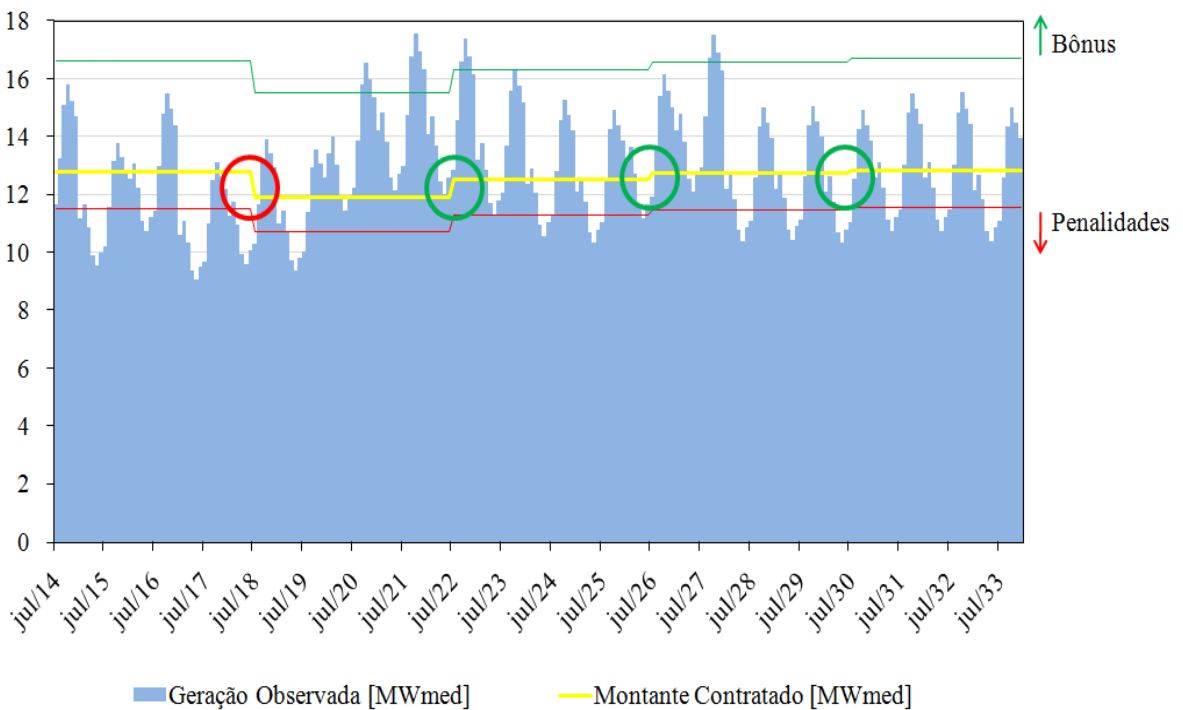


Figura 4.18 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/2005

4.2.4 Análise do Ponto ótimo de Contratação

A análise do ponto ótimo de contratação nos contratos simulados, representada por percentuais da Garantia Física registrada no leilão para o parque, foi realizada a partir de análises conjuntas entre o VPL médio associado às receitas dos contratos e o respectivo Desvio Padrão de todos os cenários estudados.

Os valores de VPL médio e o respectivo Desvio Padrão representam o risco embutido pelos desvios de geração e variação do preço de venda da energia no mercado *Spot* para o período de duração do contrato no caso do Leilão de Energia Nova/A-3, e só pelos desvios de geração para o de Leilão de Energia de Reserva.

Na análise conjunta de todos os contratos simulados para o Parque Eólico “A”, no âmbito de contratação do Leilão de Energia Nova/A-3, foi inicialmente levantada a curva VPL Médio versus o percentual da garantia física registrada para o parque vendida no leilão, conforme se apresenta na Figura 4.19.

Em uma primeira análise, a maior rentabilidade está associada à venda da totalidade da energia garantida do parque (12,8 MW médios); no entanto, deve-se associar o risco embutido representado pelo desvio padrão do VPL Médio.

Da curva VPL Médio x Desvio Padrão Relativo (Figura 4.20) foram determinados os pontos da fronteira de eficiência, definida pela maior rentabilidade para a central associada ao menor risco na comercialização da sua energia gerada. Na análise conjunta de todos os contratos simulados para o Parque Eólico “A” no âmbito de contratação do Leilão de Energia Nova/A-3, a maior rentabilidade é proporcionada pela comercialização no ACR, que garante também os menores riscos, conforme se apresenta na Figura 4.21.

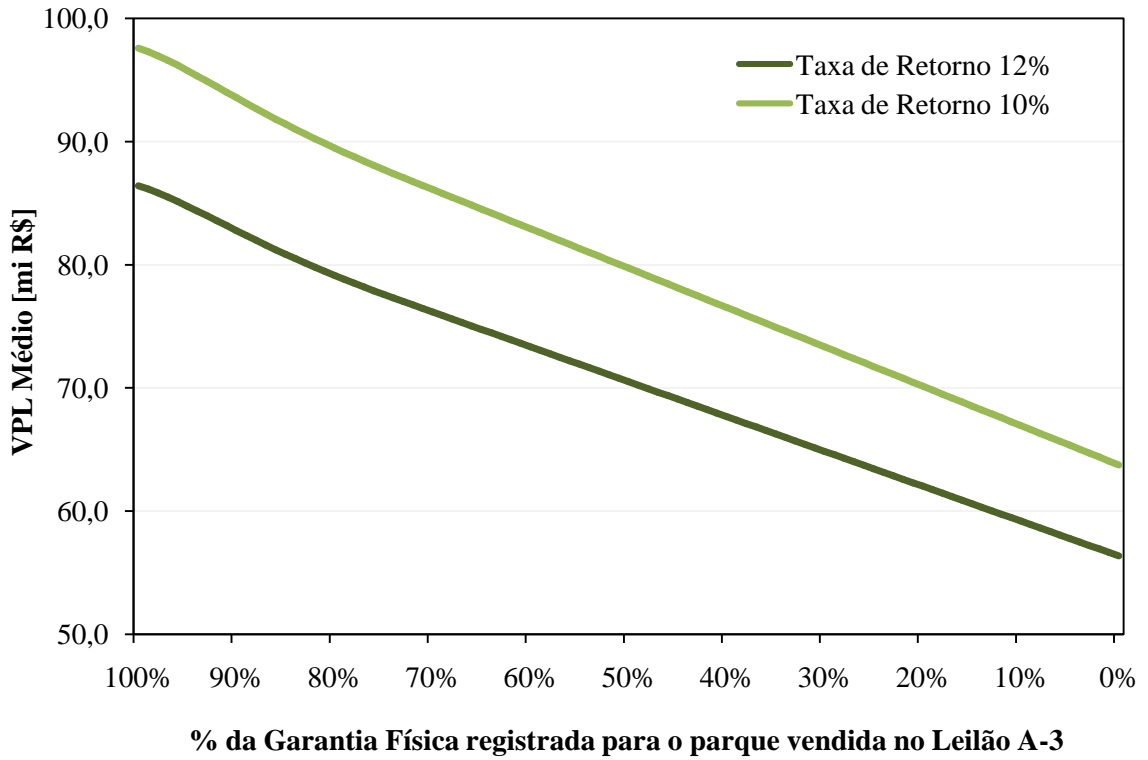


Figura 4.19 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade - Leilão A-3

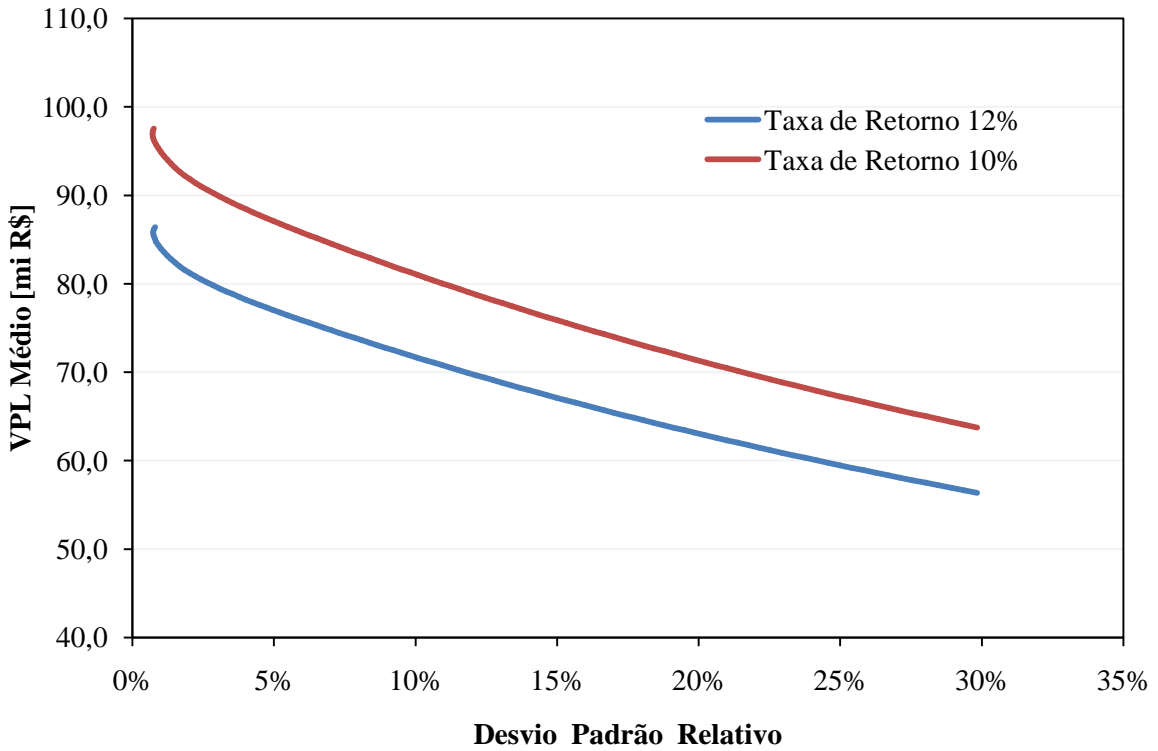


Figura 4.20 – Análise da maior rentabilidade associada ao risco - Leilão A-3

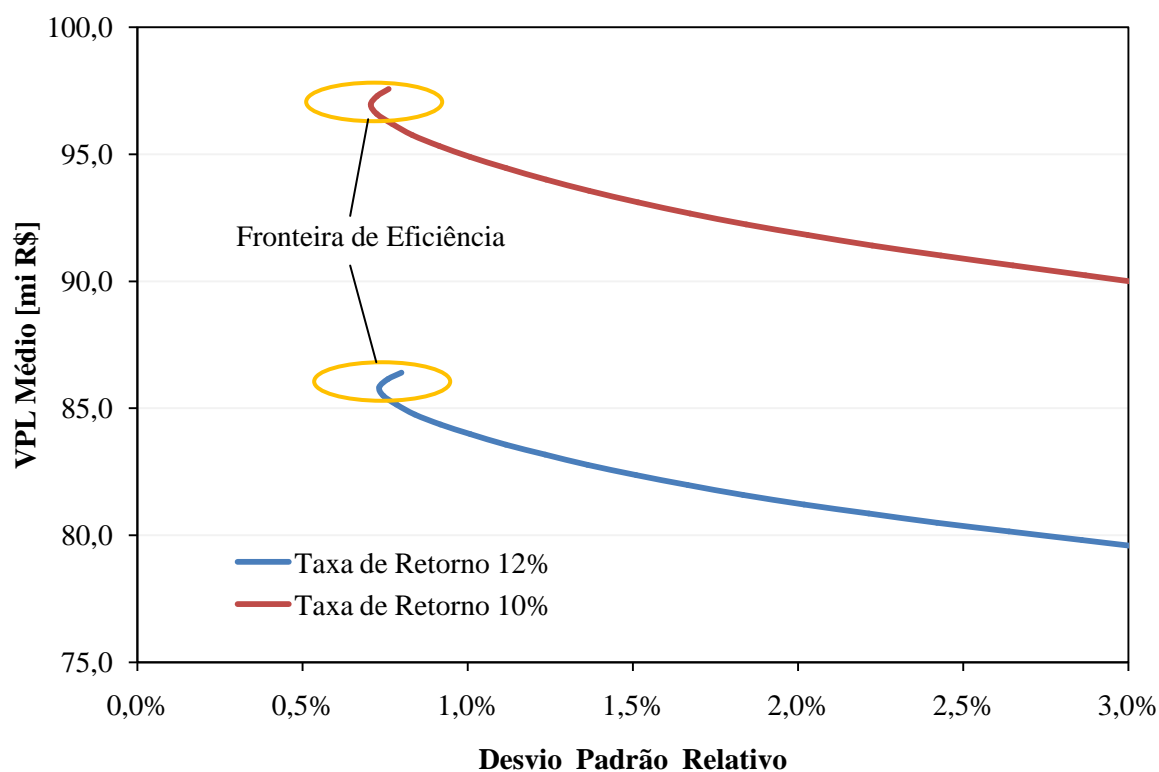


Figura 4.21 – Determinação da Fronteira de Eficiência - Leilão A-3

Tendo sido observada que a comercialização no ACR garante as maiores rentabilidades associada aos menores riscos, foi avaliada a sensibilidade do contrato aos preços praticados no mercado *Spot*.

Para um aumento de 40% nos preços praticados no mercado as curvas se tornaram ascendentes, invertendo o ponto de maior rentabilidade, conforme se ilustra na Figura 4.22, Figura 4.23 e Figura 4.24.

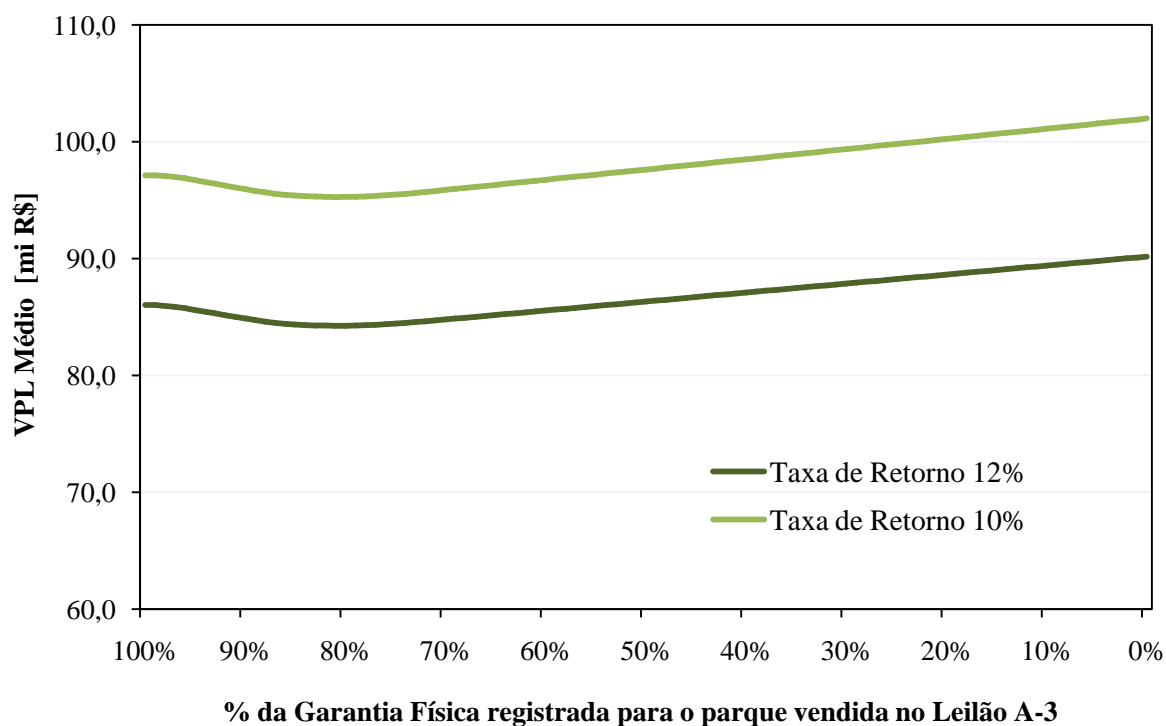


Figura 4.22 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade frente a um aumento 40% nos preços do mercado *Spot* - Leilão A-3

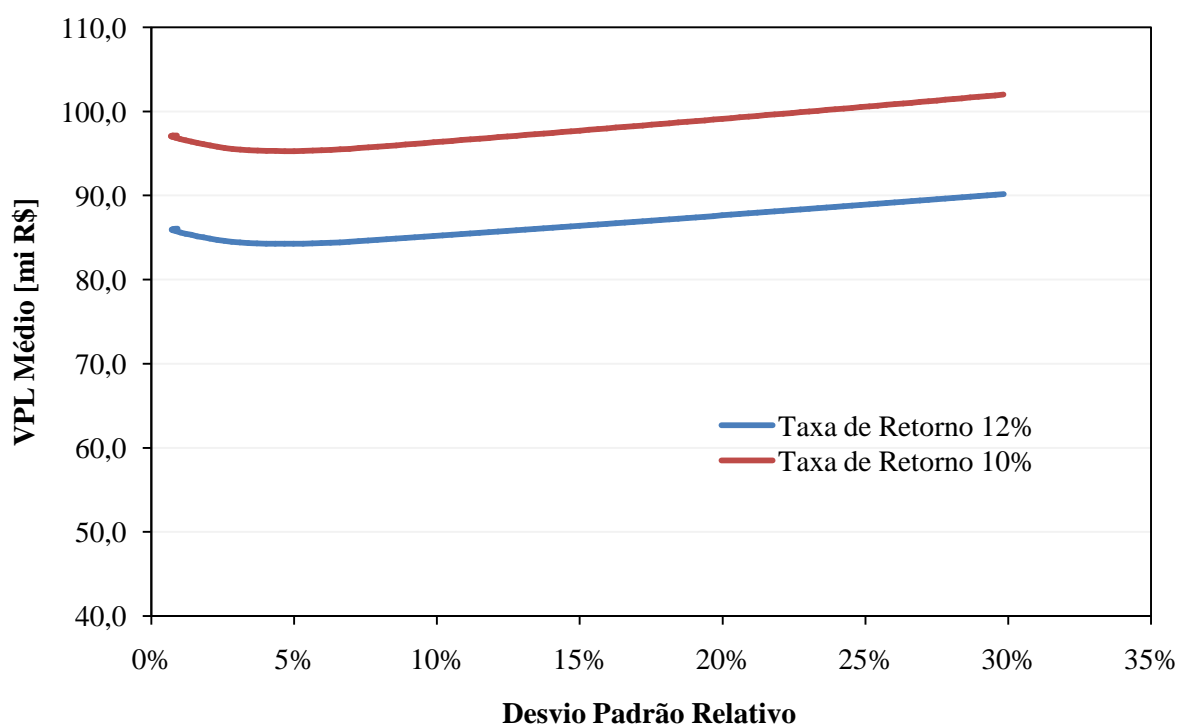


Figura 4.23 – Análise da maior rentabilidade associada ao risco frente a um aumento 40% nos preços do mercado *Spot* - Leilão A-3

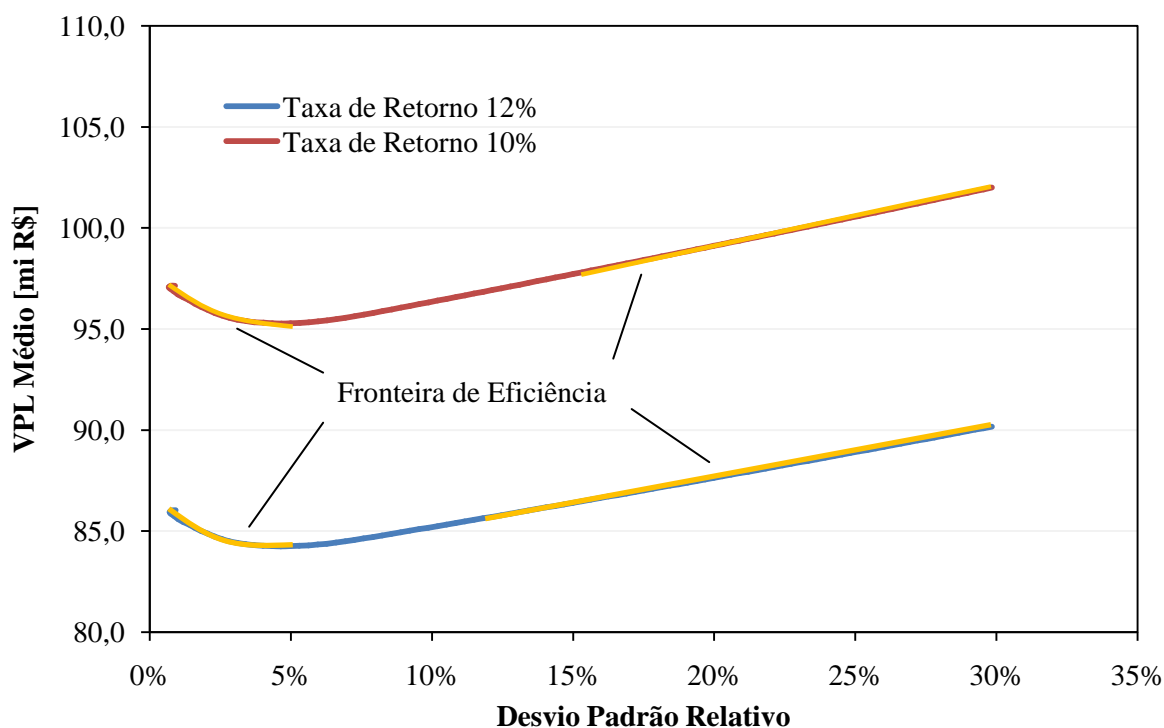


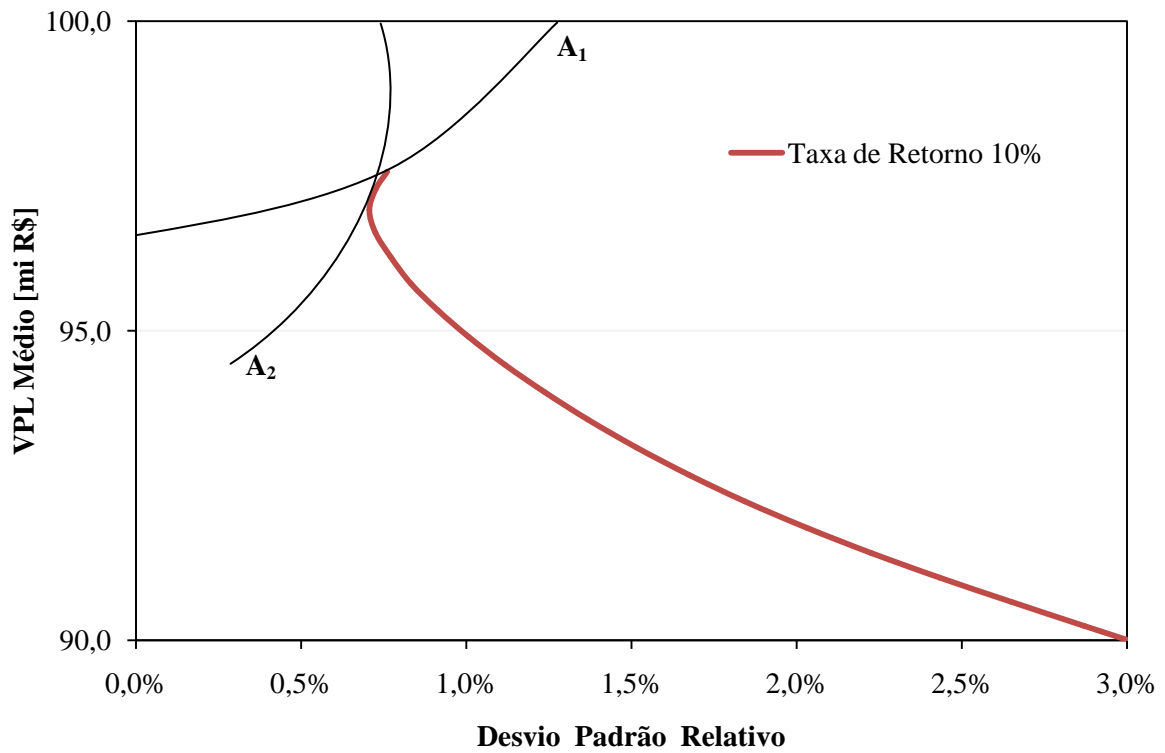
Figura 4.24 – Determinação da Fronteira de Eficiência frente a um aumento 40% nos preços do mercado *Spot* - Leilão A-3

Dessa forma, o agente deve fazer sua escolha na fronteira de eficiência baseada no risco a ser assumido, já que ainda prevalece que o mercado regulado é mais seguro, devido à alta volatilidade dos preços no mercado *Spot*, refletida pelas condições hidrológicas, pela flutuação da demanda, pelas condições climáticas adversas e/ou pelas restrições na geração e transmissão.

O agente propenso ao risco (A_1) na situação **a**, escolherá vender 100% da energia garantida pela geração do Parque Eólico “A” no Leilão A-3. Já o agente avesso ao risco venderá percentuais menores da energia garantida. Para o caso em estudo, a diferença entre esses percentuais é muito pequena.

Na situação **b**, na qual os preços no mercado *Spot* são atraentes, o agente propenso ao risco (A_1) escolhe vender mais energia no mercado *Spot*, garantindo maiores rentabilidades e o agente A_2 , avesso ao risco, escolhe a segurança do mercado regulado que lhe dá menor rentabilidade, porém com maiores garantias.

a



b

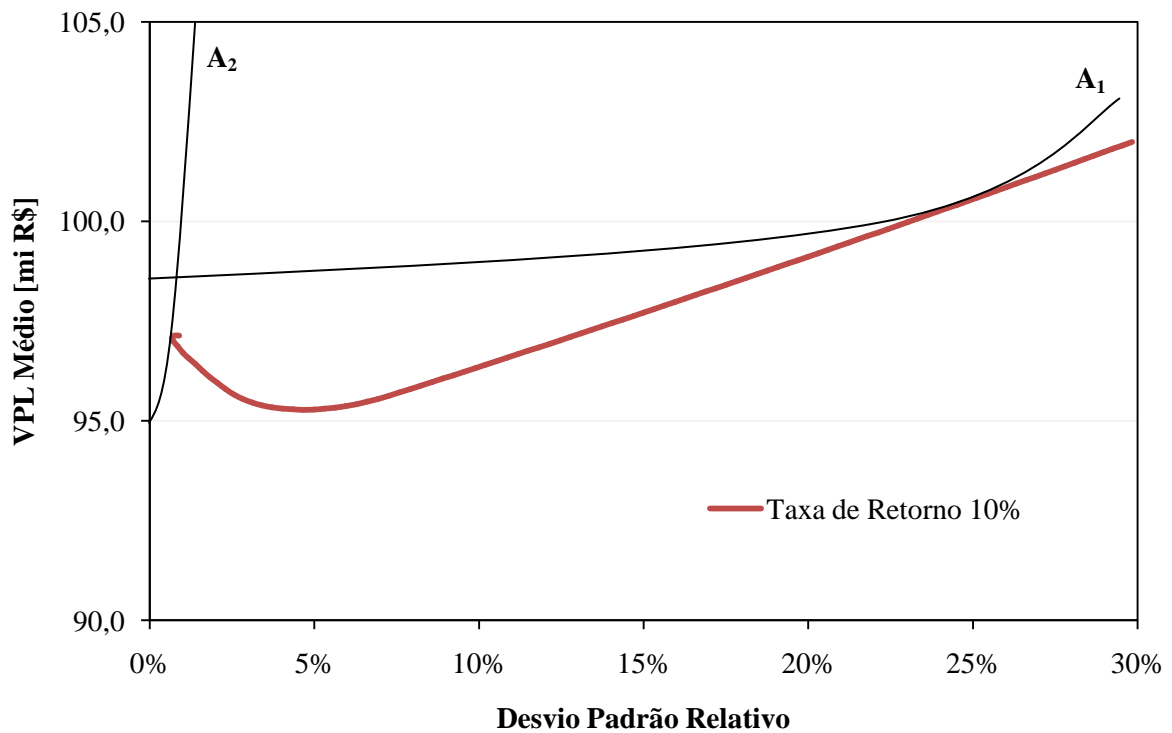


Figura 4.25 – Regiões passíveis de escolha face ao comportamento do investidor: avesso ou propenso ao risco

Para o cenário do Leilão de Reserva, a avaliação do risco é simplificada, uma vez que esse possui mecanismos claros de mitigação de riscos, como a revisão do montante contratado para o valor médio anual efetivamente produzido (desde o início do suprimento até o último mês do ano do quadriênio anterior, tendo como limite máximo o montante originalmente contratado) e a não exposição aos preços do mercado de curto prazo, visto que as receitas devem ser liquidadas no âmbito do contrato sem exposição ao PLD.

Nos resultados obtidos, que se apresentam na Figura 4.26, observa-se que a maior rentabilidade está associada ao maior percentual de energia garantida comercializada, e essa, quando associada ao risco, também se apresenta como a mais segura.

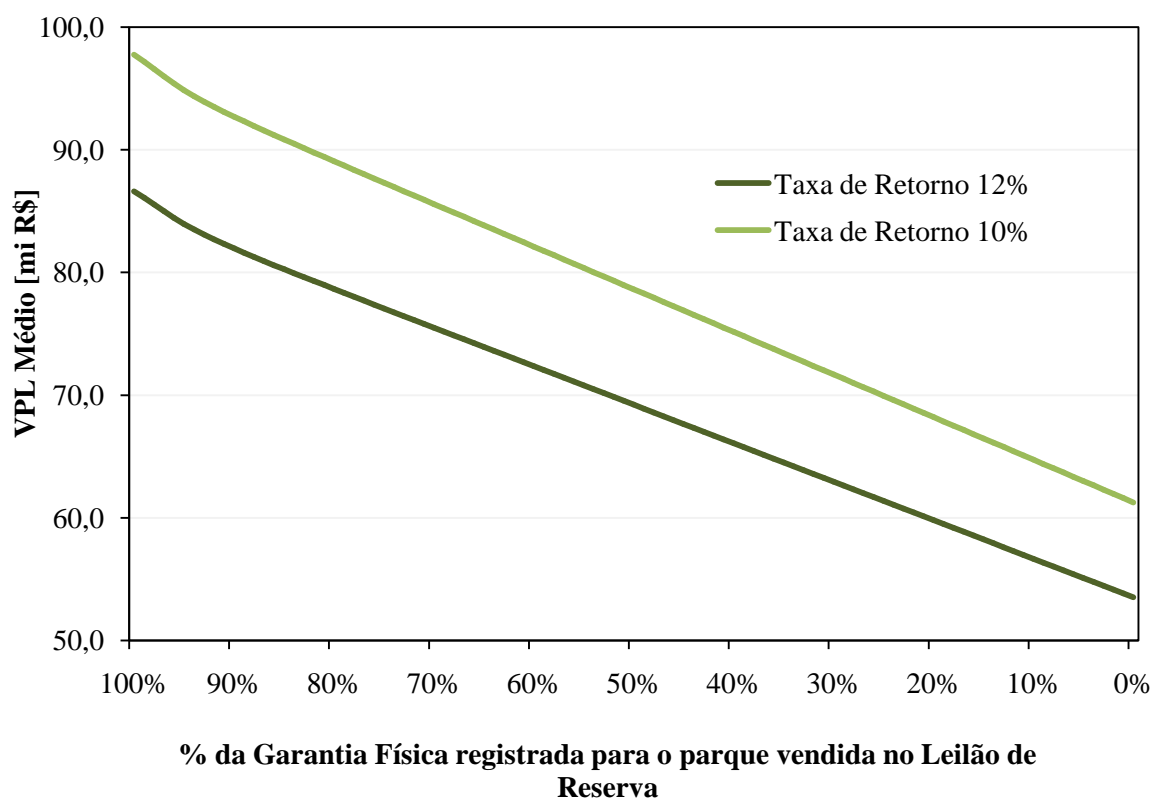


Figura 4.26 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade - Leilão de Reserva

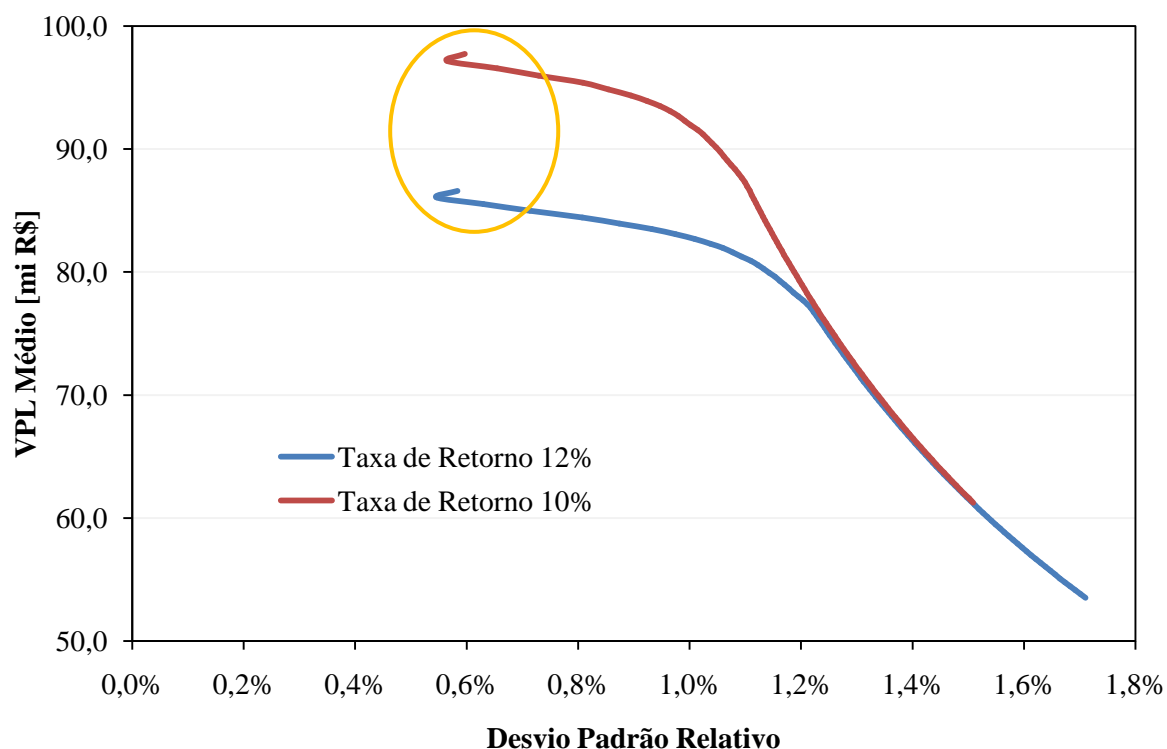


Figura 4.27 – Análise da Rentabilidade x Risco do âmbito do Leilão de Energia Reserva

4.3 ESTUDO DE CASO PARQUE EÓLICO “B”

Um segundo Parque, com 18,0 MW de potência instalada e 7,2 MW médios de energia garantida, configurado com nove aerogeradores Vestas e altura de cubo de 80,0 m, instalado em uma região que apresenta velocidade média de vento de 6,71 m/s (média de longo prazo), foi avaliado segundo o “passo a passo” já apresentado para o Parque Eólico “A”.

Na Figura 4.28, caracteriza-se o parque quanto aos resultados energéticos obtidos nos estudos de *micrositing*, na Figura 4.29, quanto à correlação dos dados medidos *in situ* com os dados NCEP/NCAR, e na Figura 4.30, quanto à série de longo termo de geração obtida.

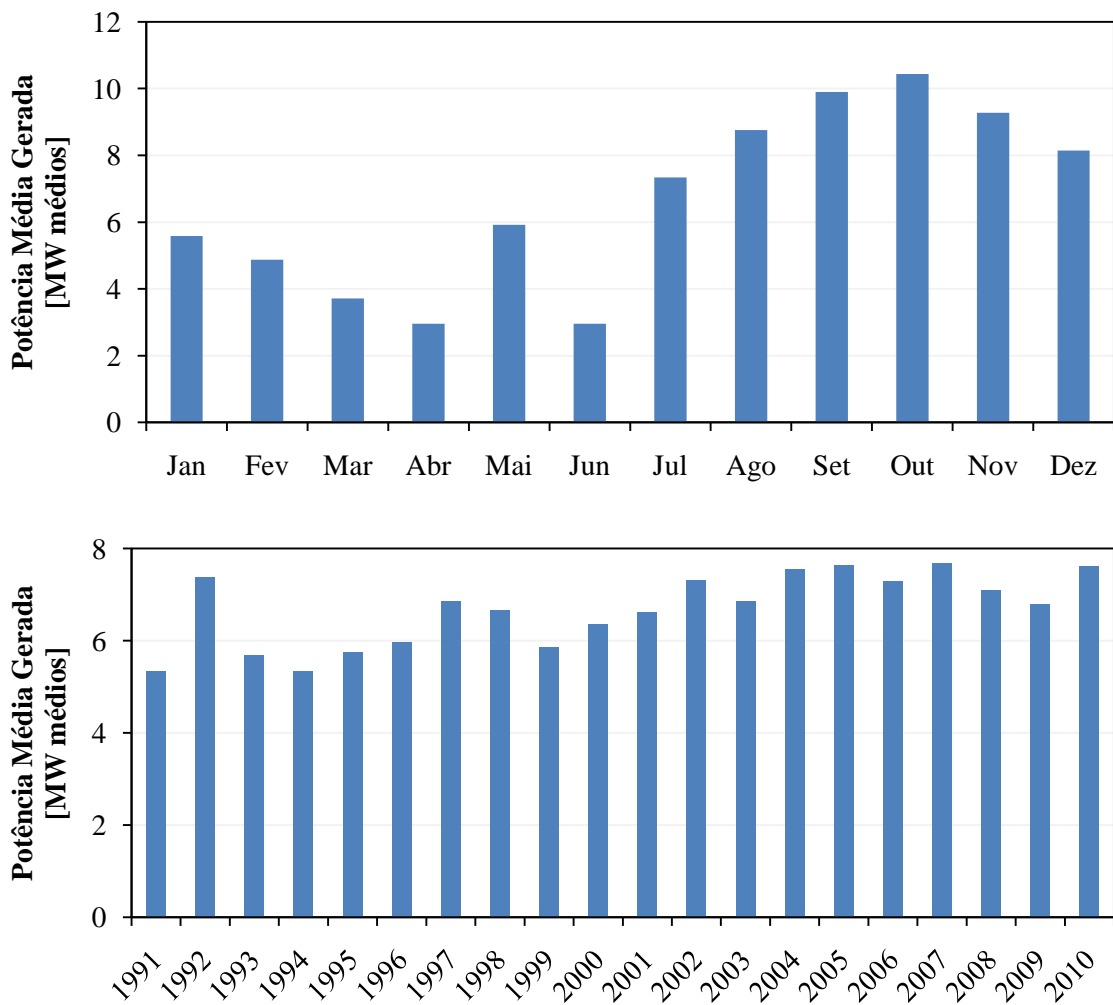


Figura 4.28 – Energia Média Mensal e Anual Gerada – Parque Eólico “B”

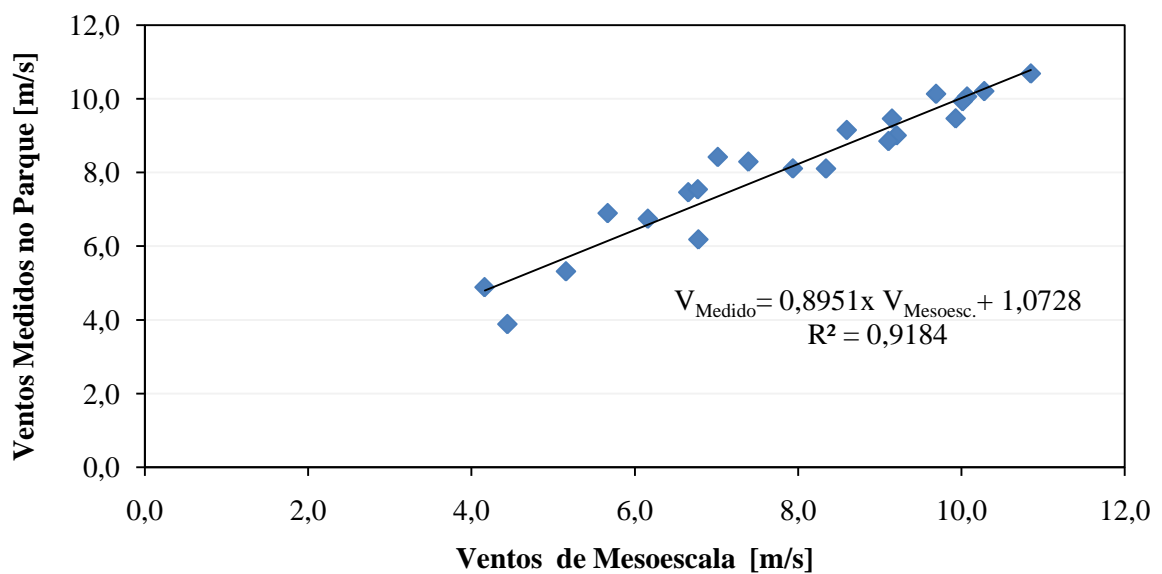


Figura 4.29 – Correlação gráfica dos ventos mesoescala com os ventos medidos – Parque “B”

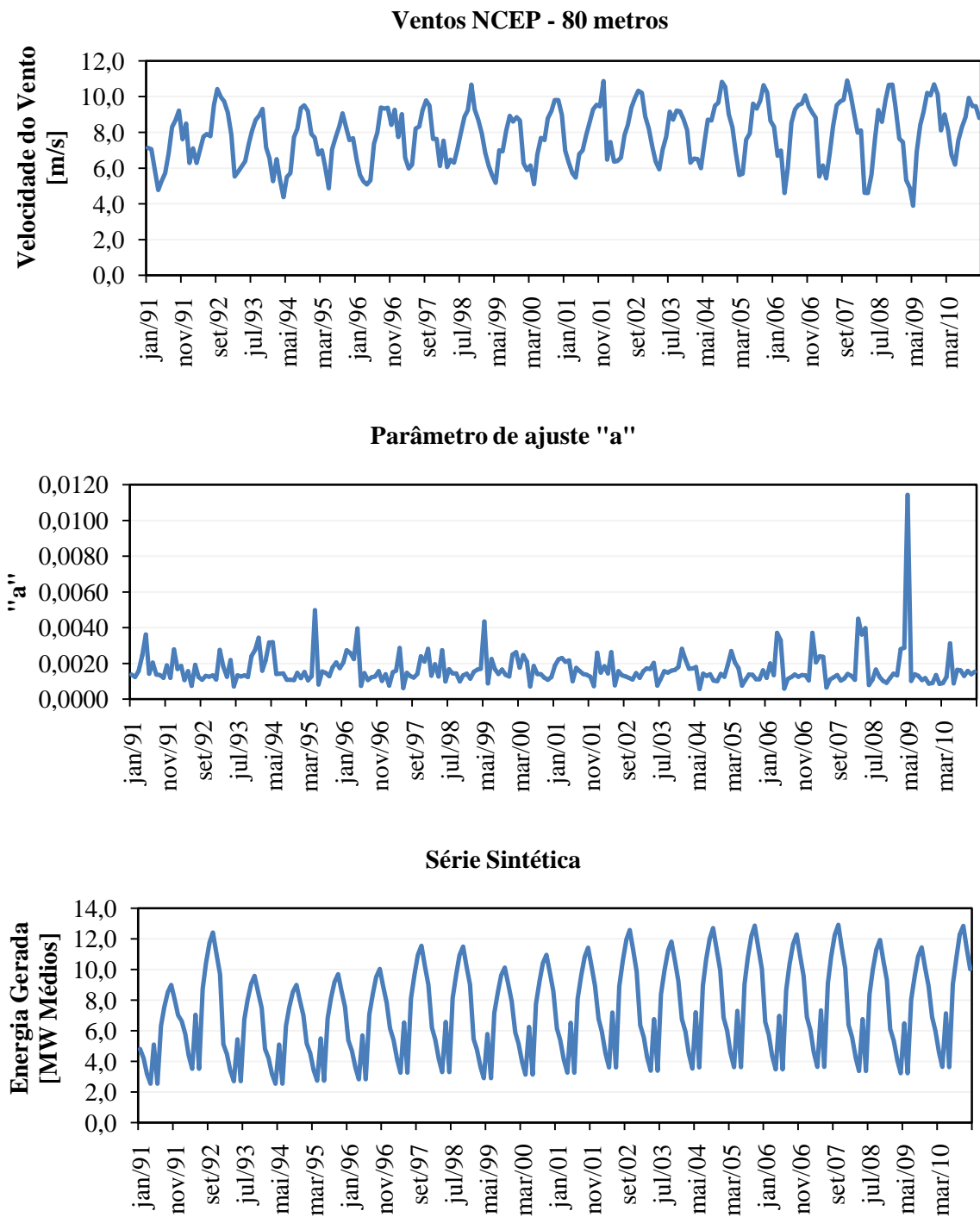


Figura 4.30 – Série Sintética de potência média gerada para o Parque “B”

Dada a série de ventos convertidos em energia sintetizada, as figuras que se seguem apresentam os resultados para contratos simulados no ambiente do Leilão de Energia Nova/A-3 e no ambiente do Leilão de Energia de Reserva (Figura 4.31 a Figura 4.45).

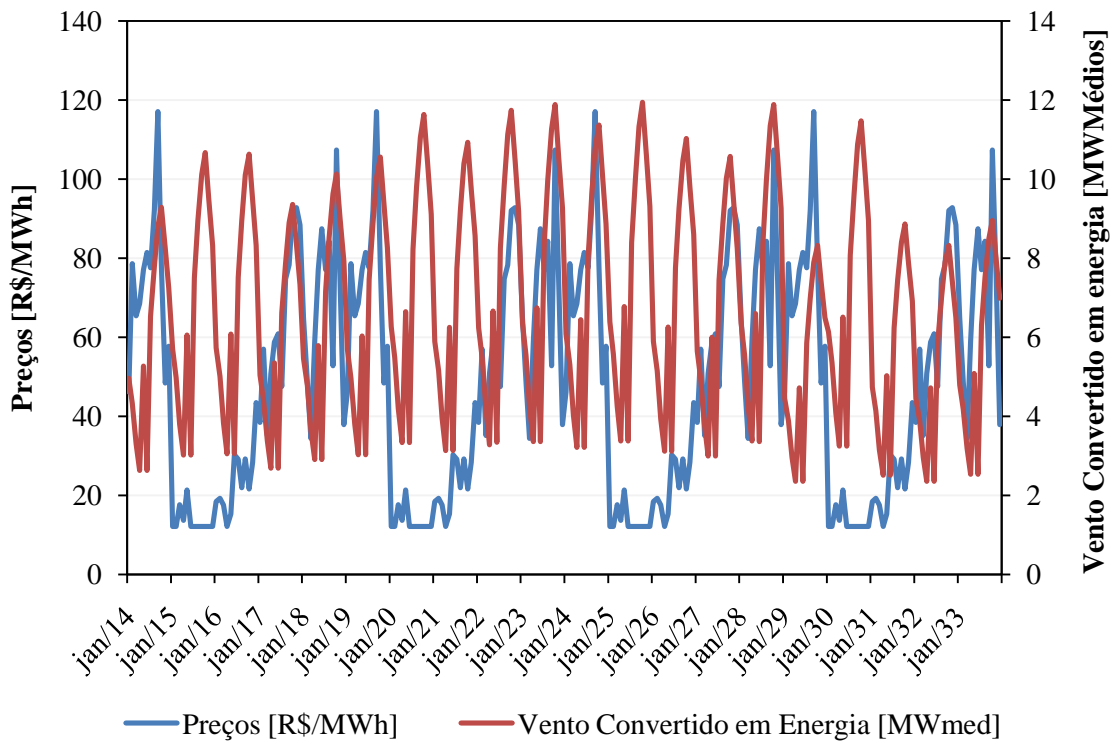


Figura 4.31 – Geração x preços estendidas no período contratual – Contrato (a) Leilão A-3

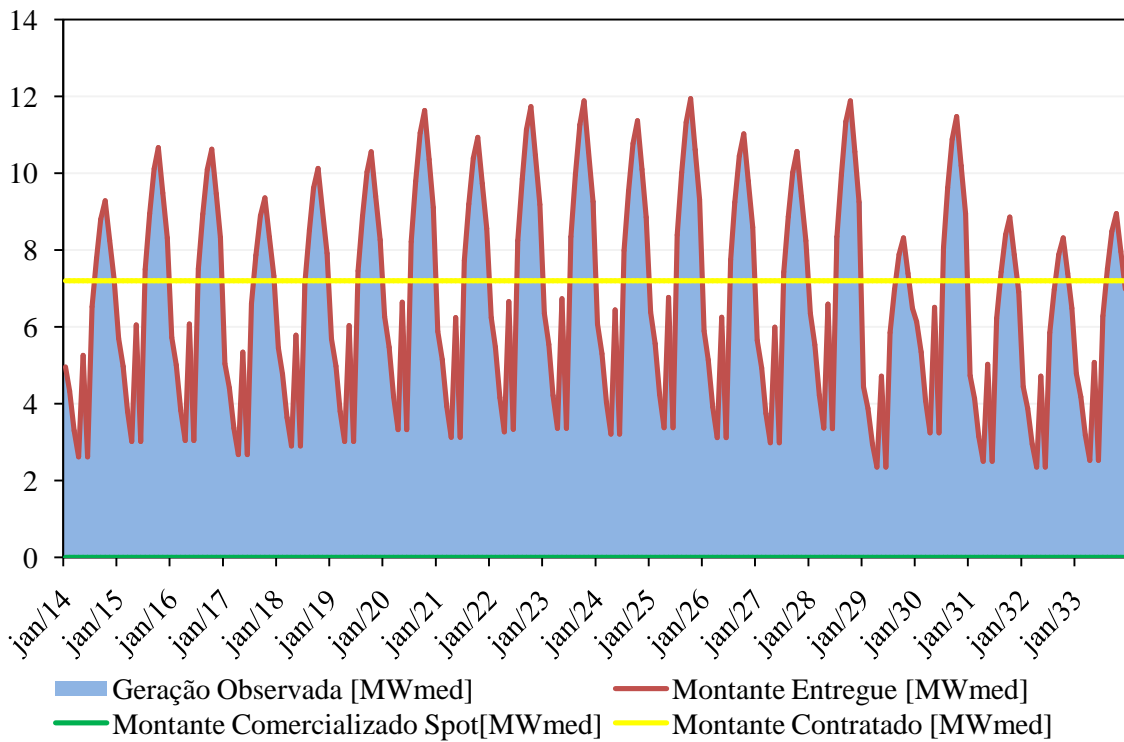


Figura 4.32 – Comercialização de 100% da energia garantida do parque registrada para o Leilão A-3/Contrato (a)

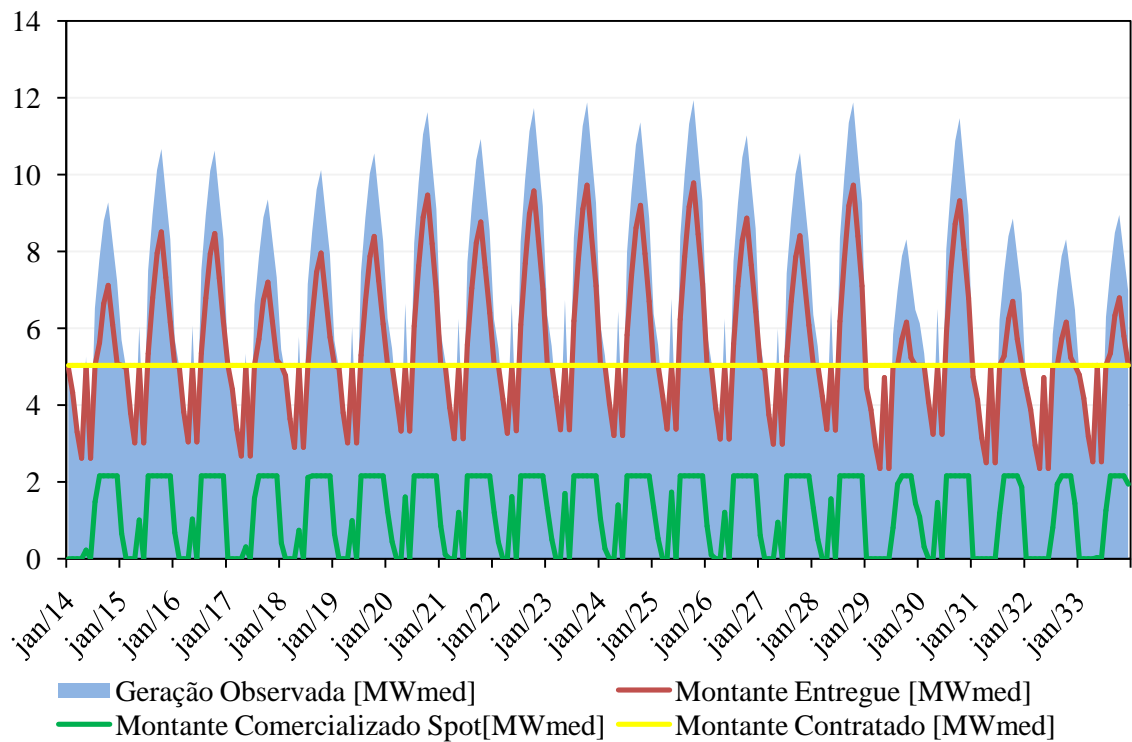


Figura 4.33 – Comercialização de 80% da energia garantida do parque registrada para o leilão A-3/
 Contrato (a)

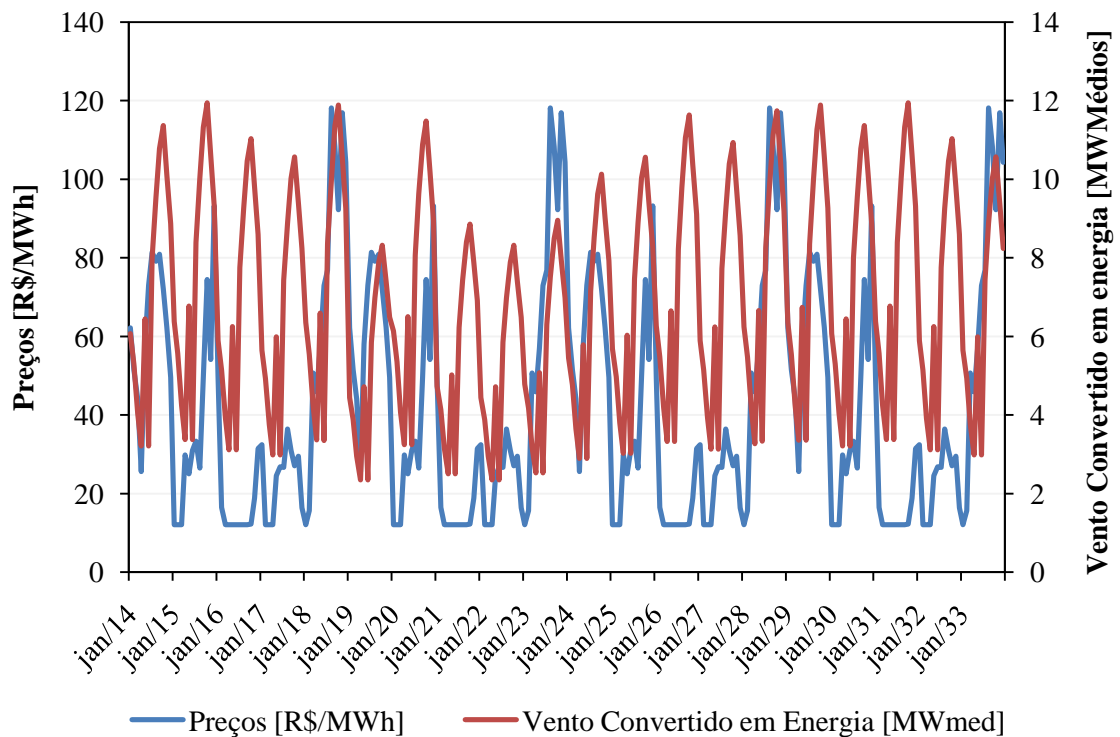


Figura 4.34 – Geração x preços estendidas no período contratual – Contrato (b)/Leilão A-3

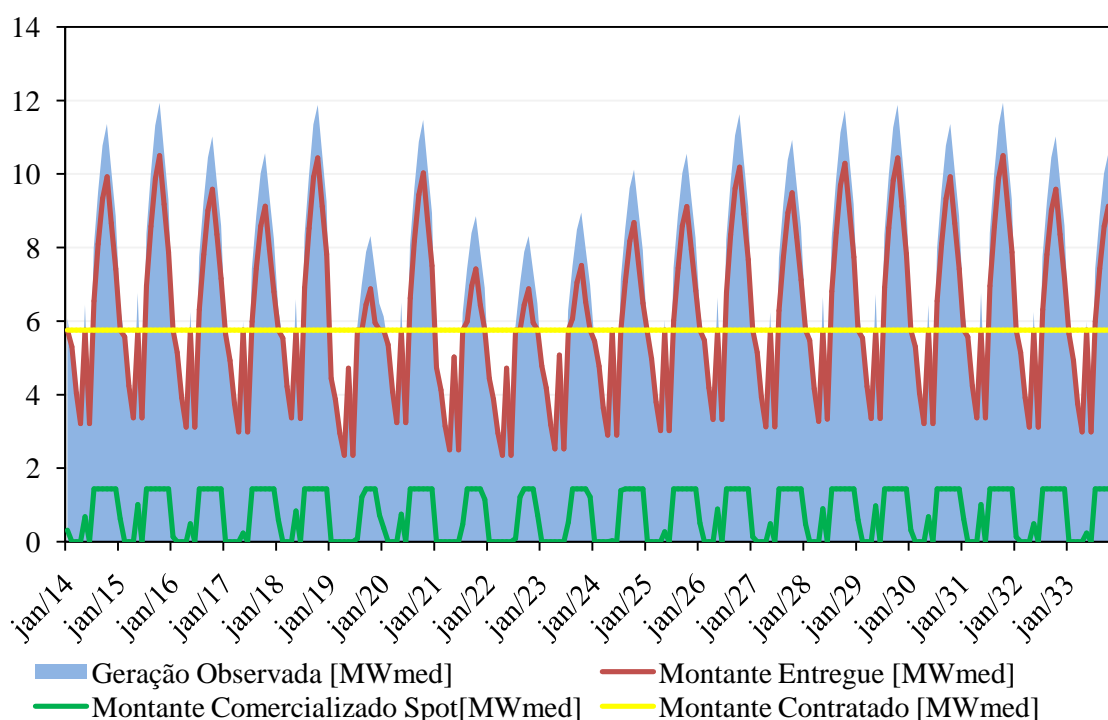


Figura 4.35 – Comercialização de 80% da energia garantida do parque registrada para o Leilão A-3/Contrato (b)

Na análise conjunta de todos os contratos simulados para o Parque Eólico “B” no âmbito de contratação do Leilão de Energia Nova/A-3, constata-se que a maior rentabilidade está associada à venda da totalidade da energia garantida do parque (7,2 MW médios) no ACR (Figura 4.36.), e essa também garante os menores riscos (Figura 4.37).

No entanto, para um aumento de 40% nos preços praticados no mercado as curvas se tornaram ascendentes, invertendo o ponto de maior rentabilidade (Figura 4.38 a Figura 4.41). Nesse cenário de preços atrativos, a escolha do agente se dá pela sua aversão ao risco.

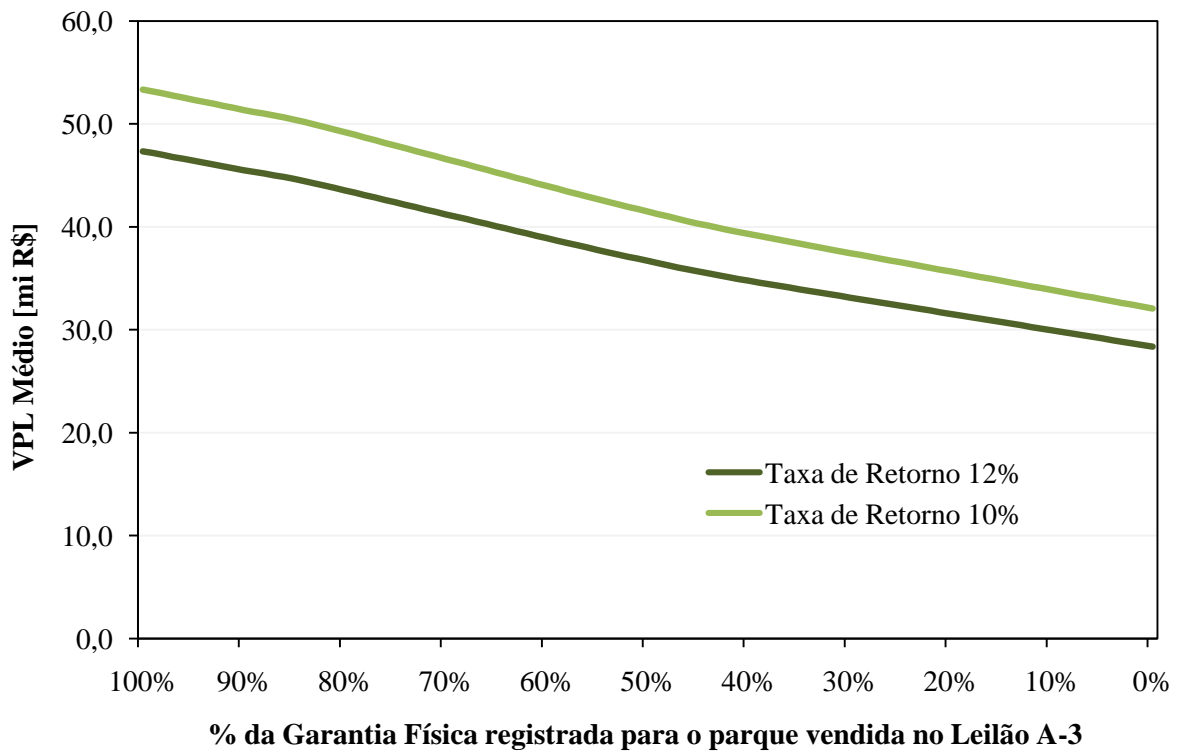


Figura 4.36 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade - Leilão A-3

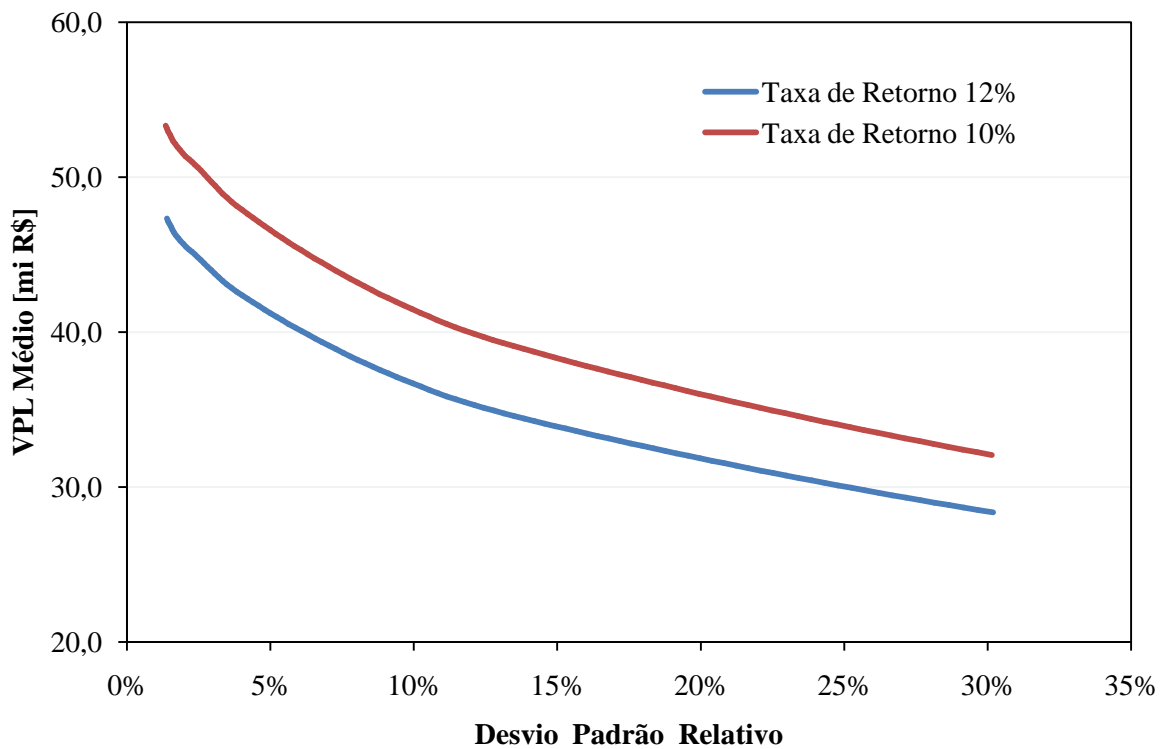


Figura 4.37 – Análise da maior rentabilidade associada ao risco - Leilão A-3

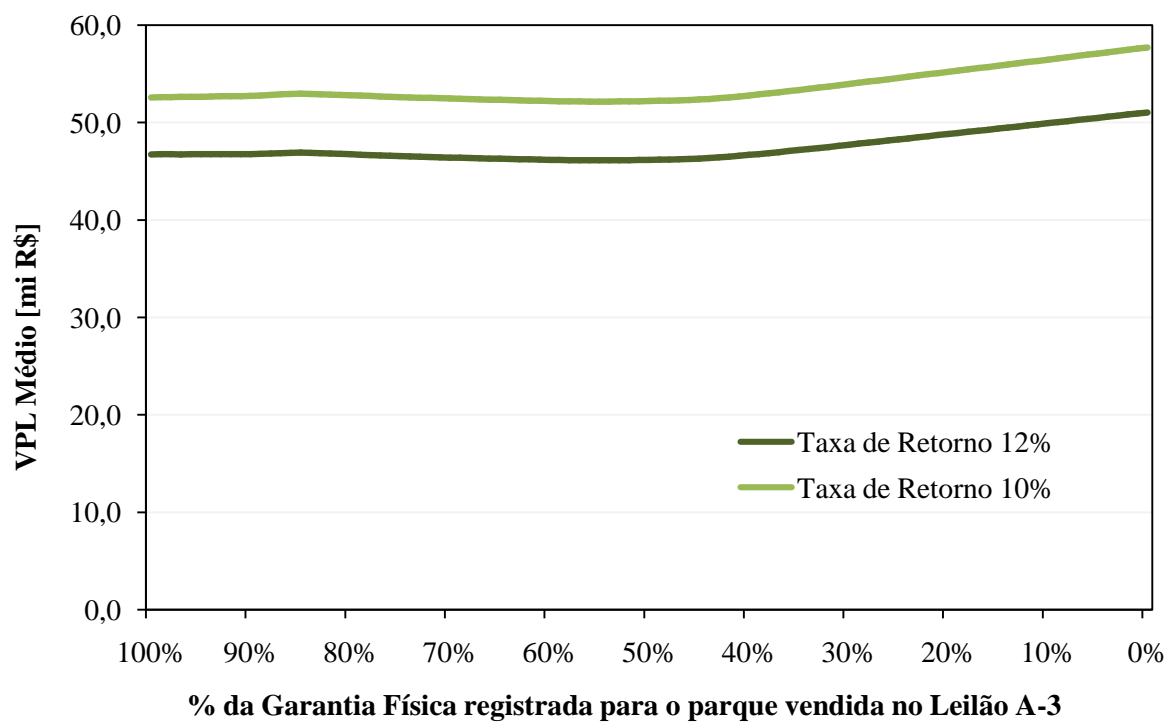


Figura 4.38 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade frente a um aumento 40% nos preços do mercado *Spot* - Leilão A-3

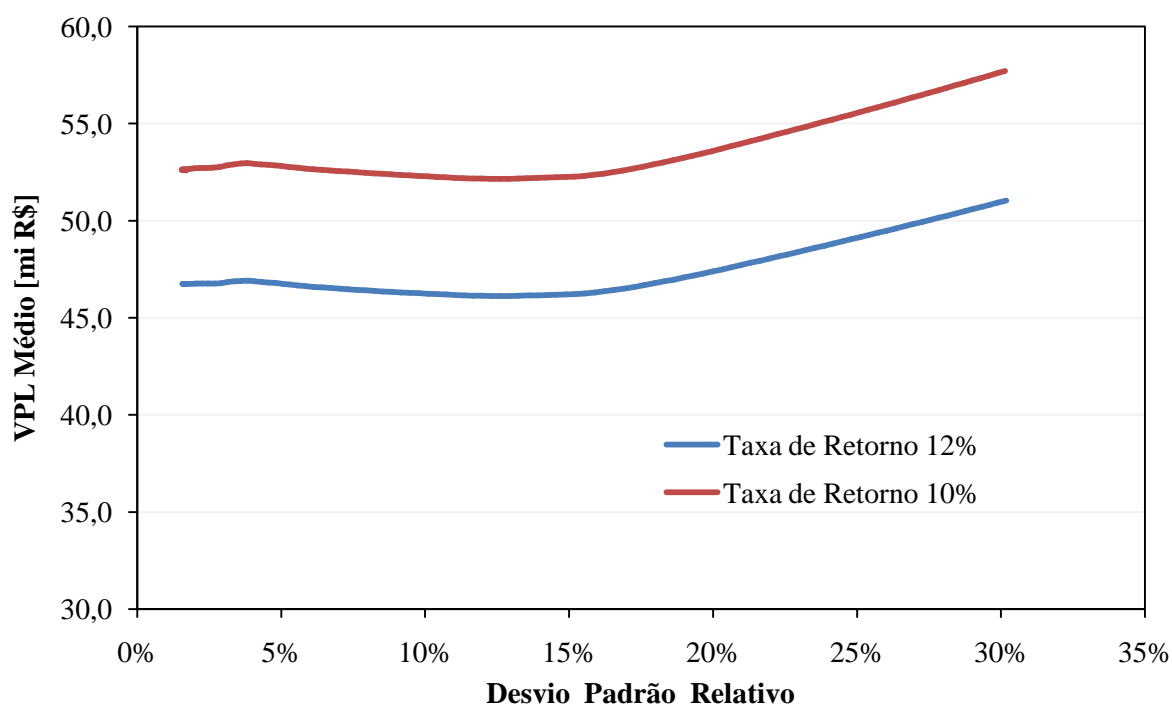


Figura 4.39 – Análise da maior rentabilidade associada ao risco frente a um aumento de 40% nos preços do mercado *Spot* - Leilão A-3

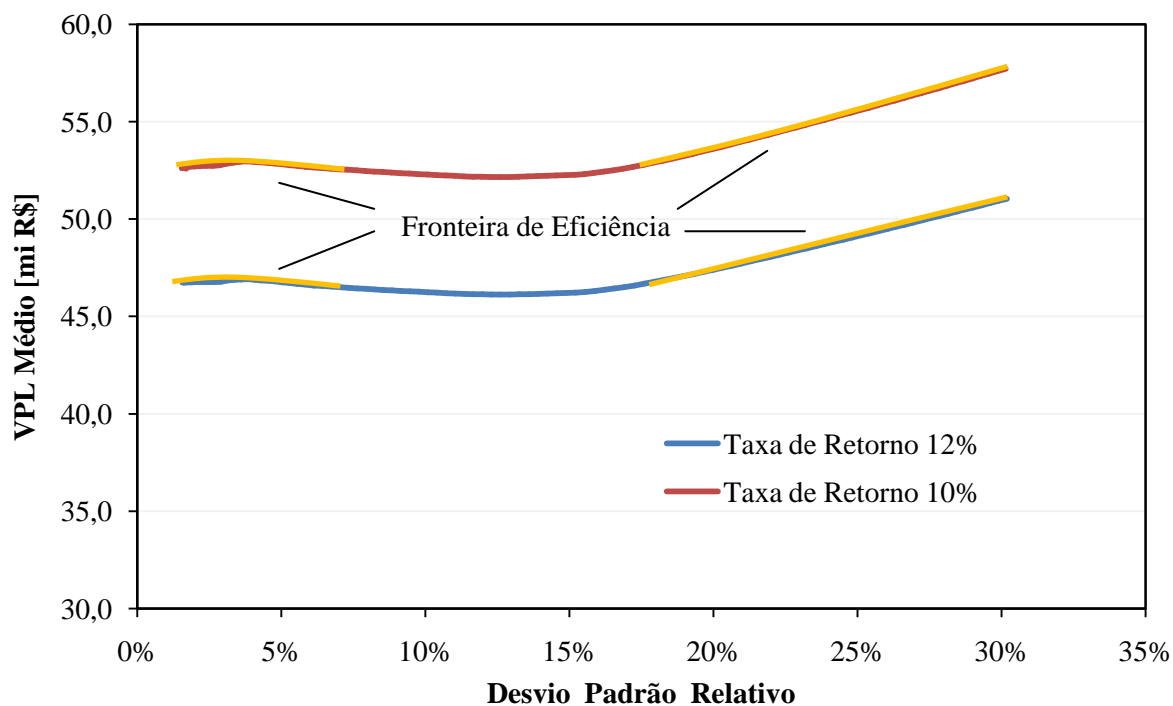


Figura 4.40 – Determinação da Fronteira de Eficiência risco frente a um aumento 40% nos preços do mercado *Spot* - Leilão A-3

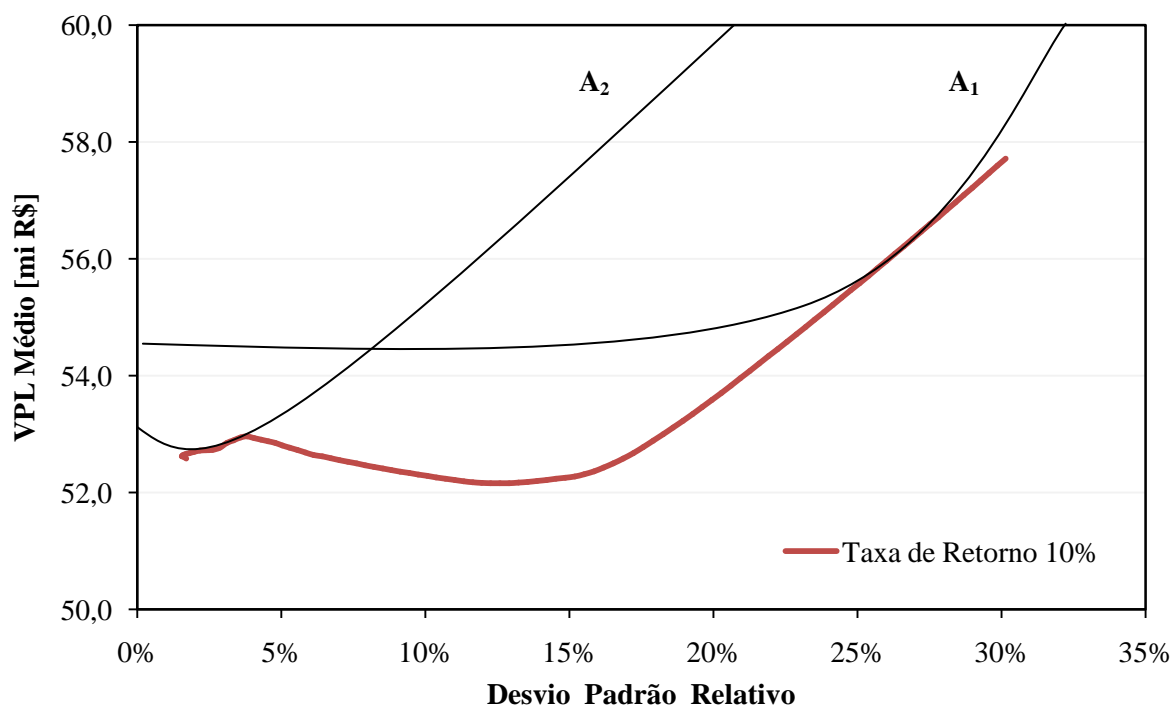


Figura 4.41 – Regiões passíveis de escolha face ao comportamento do investidor: avesso ou propenso ao risco

Considerando agora o âmbito do Leilão de Energia de Reserva para o Parque Eólico “B”, a análise conjunta dos contratos indica a comercialização de 85% da energia garantida registrada para o parque no leilão associada ao menor risco (Figura 4.42 a Figura 4.45).

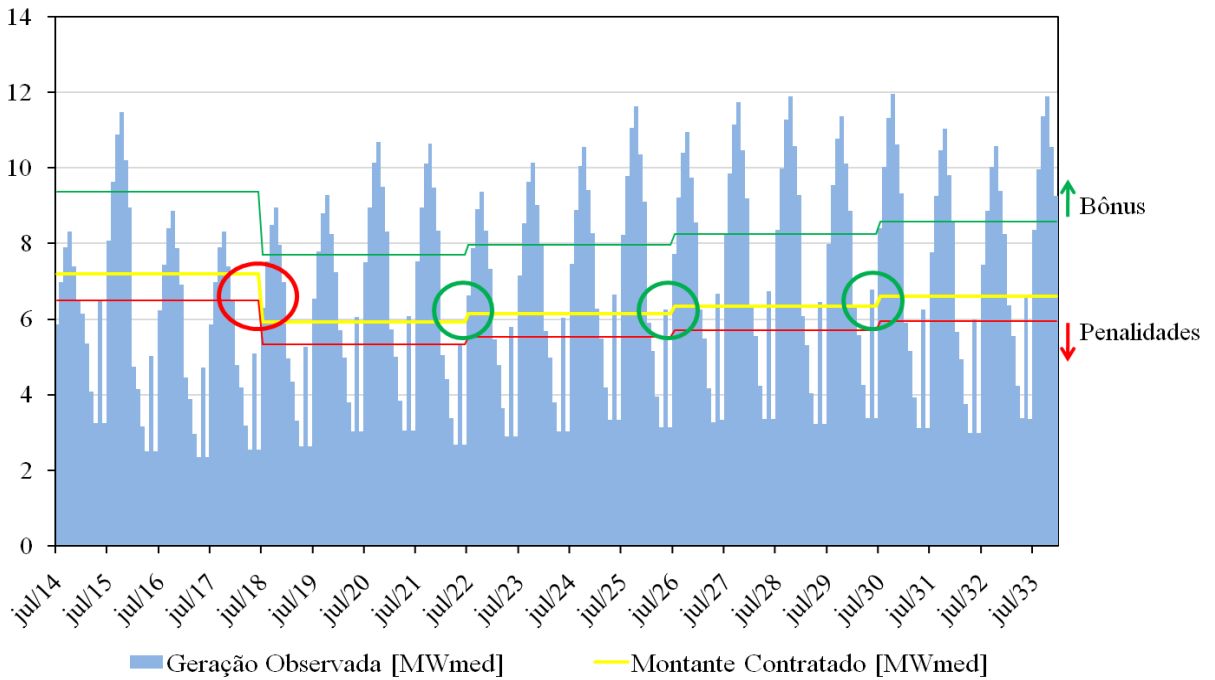


Figura 4.42 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/1991

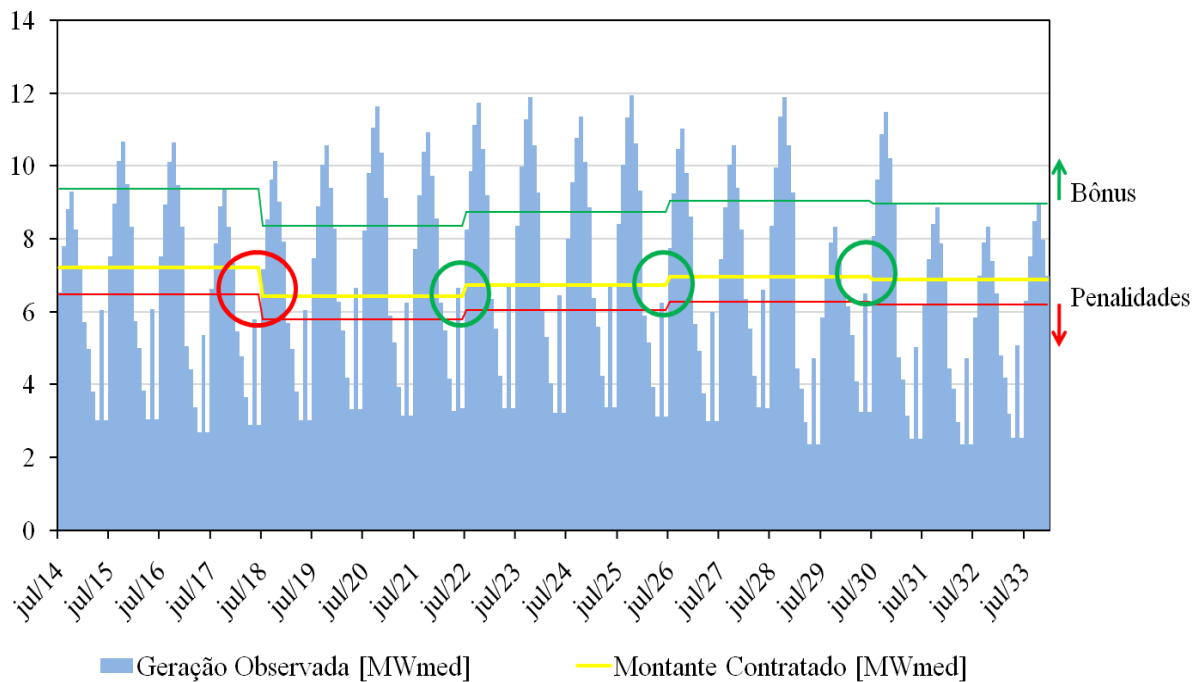


Figura 4.43 – Contrato simulado no âmbito do Leilão de Energia de Reserva - Ventos Julho/1997

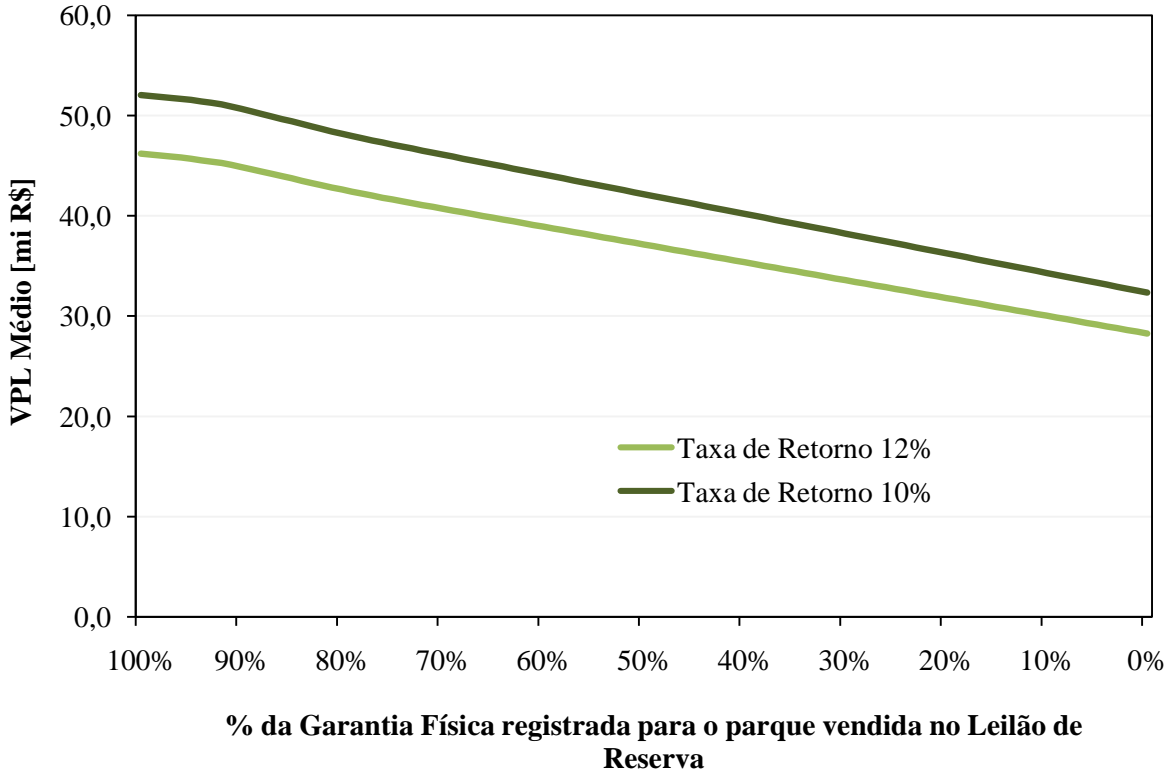


Figura 4.44 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade - Leilão de Reserva

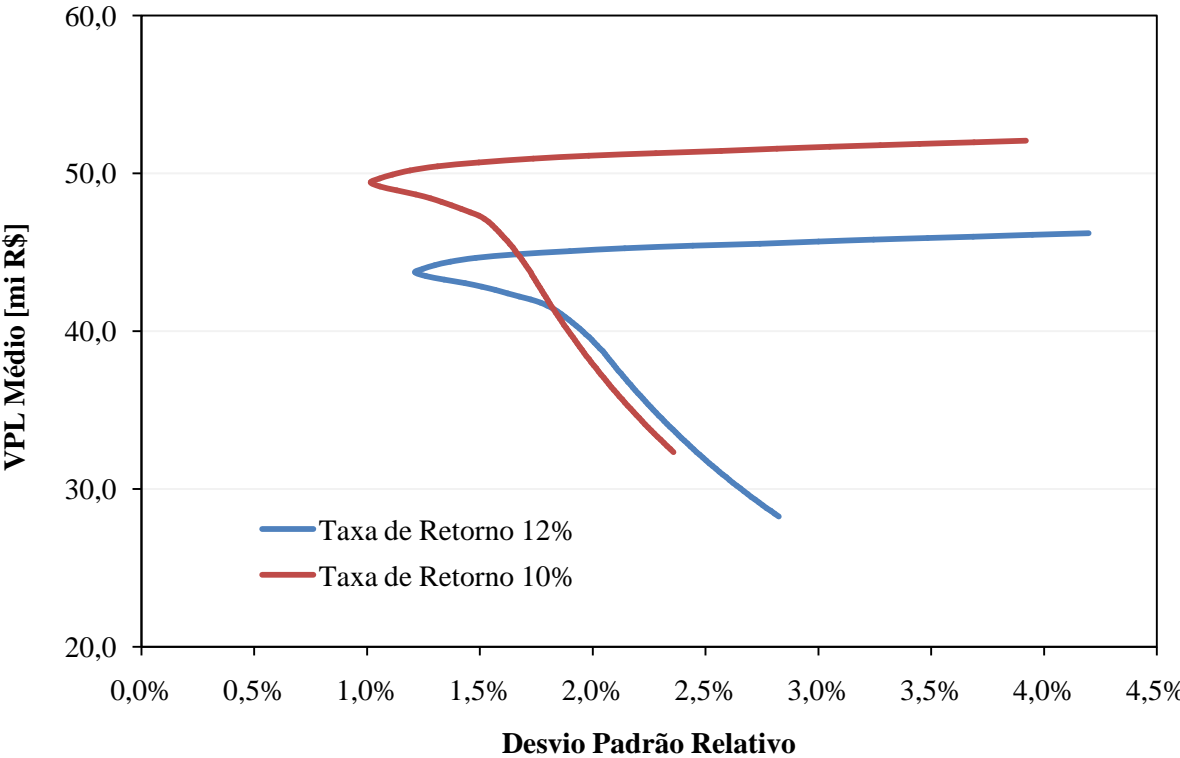


Figura 4.45 – Análise da Rentabilidade x Risco do âmbito no Leilão de Energia Reserva

CAPÍTULO V: AVALIAÇÃO DE RISCOS PARA O AGENTE GERADOR EÓLICO NA COMERCIALIZAÇÃO DA ENERGIA GERADA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

5.1 INTRODUÇÃO

Conforme já explicitado, mesmo sendo um mercado pouco explorado, a possibilidade de inserir a energia eólica no ACL constitui uma oportunidade de aumentar a remuneração para o empreendedor, diversificando seu mercado de atuação. Ressalta-se que devido às políticas públicas de desenvolvimento do potencial de empreendimentos com fontes renováveis, o ACL possui incentivo para exploração do potencial de geração de energia proveniente de fontes como biomassa, solar, eólica e PCHs. A contratação de energia incentivada dá direito a desconto nas tarifas de transporte (Tust e TUSD) de no mínimo 50%, criando condições competitivas de mercado.

Assim, apresenta-se no presente capítulo uma avaliação dos riscos da comercialização de energia elétrica por fonte eólica no ACL, visando um comparativo entre a comercialização na modalidade por leilões e no ACL quanto aos instrumentos de mitigação dos riscos, dadas as incertezas inerentes à geração e à volatilidade dos preços no mercado de curto prazo.

5.2 GERAÇÃO EÓLICA INSERIDA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)

Já caracterizado no Capítulo II, o ACL se apresenta como uma estrutura na qual é exercida a livre negociação entre os agentes (geradores, comercializadores, consumidores, importadores e exportadores de energia), sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais, que asseguram o equilíbrio entre a energia ofertada e demandada.

O formato mais simples de contrato no ACL descreve o montante contratado, o preço, o prazo e o subsistema de carga. Chamado de contrato-a-termo, é negociado diretamente entre o

gerador (comercializador) e o consumidor, que fixam o montante e o preço de energia elétrica para entrega futura. Nesse tipo de contrato, ambas as partes assumem obrigações: o gerador assume a obrigação de entregar na data futura o montante de energia contratado ao preço de entrega; o comprador adquire a energia pelo mesmo preço, independente do preço do mercado de curto prazo. Nesse caso, não existe flexibilidade.

No entanto, ao longo do tempo os contratos no ACL ficaram mais sofisticados, passando a incorporar algumas flexibilidades. O contrato-a-termo flexível, assim como o tradicional, envolve um acordo entre duas partes para comprar ou vender a energia, numa data futura, por um preço preestabelecido, porém, existe uma flexibilidade em alguma das variáveis do contrato, de acordo com o desejo de uma ou ambas as partes (CLÍMACO, 2010).

O chamado contrato de opção é um contrato onde um dos lados adquire direitos, podendo exercê-los ou não, e o outro assume compromissos relacionados a estes direitos, devendo cumpri-los caso sejam solicitados. É pago por este direito um preço denominado prêmio; as opções podem ser interpretadas como um seguro para as flutuações dos preços no mercado spot.

Entre as opções existe a opção de compra (*call*) e de venda (*put*). A primeira proporciona o direito de adquirir a energia na data de vencimento por um preço fixo, denominado preço de exercício; se no futuro o preço da energia estiver acima do preço do contrato estabelecido (preço de exercício), o portador da opção de compra exercerá este direito. A opção de venda proporciona o direito de vender a energia na data de vencimento pelo preço de exercício.

Outra opção é a permissão de uma faixa de escolha por parte do comprador da quantidade de energia a ser entregue (opção de escolha da quantidade). Normalmente, os contratos com essa flexibilidade especificam o intervalo de escolha em mais ou menos um percentual da quantidade contratada.

Nos contratos podem também ser encontradas cláusulas de *Take-or-Pay* (Pegue ou Pague). O objetivo dessas cláusulas é assegurar ao vendedor do contrato uma receita mínima, em períodos específicos, geralmente mensais, associada com um requerimento mínimo de consumo faturado imposto ao cliente (MAYO, 2012).

Quase que a totalidade dos contratos de energia que possuem flexibilidades são motivados pela dificuldade na previsão exata da energia a ser consumida ou por alguma restrição de

processo de produção, necessidade de disponibilidade futura de energia sob menores incertezas ou busca de instrumentos para mitigação de riscos (CLÍMACO, 2010).

Os agentes vendedores devem apresentar lastro de venda de energia para garantir 100% de seus contratos, sendo que o lastro para venda de energia é constituído pela garantia física dos empreendimentos próprios de geração e/ou por contratos de compra de energia.

Para um consumidor livre, lastro contratual é a cobertura de seu consumo verificado com registros de contratos de compra de energia. O consumidor livre é responsável também por contratar e validar a totalidade de seu consumo em cada mês, ficando sujeito ao mercado de curto prazo e a penalidades quando houver consumo maior do que o contratado (CLÍMACO, 2010).

O maior dos questionamentos sobre o ACL é a existência de riscos. O risco, por exemplo, de o gerador não atender ao contratado em momentos de escassez de energia e ficar exposto a preços mais elevados no mercado *Spot*, dadas as condições contratuais celebradas, ou de o consumidor ficar descontratado na mesma situação de escassez de energia.

No cenário da energia eólica, os contratos de energia eólica representam alto risco devido à grande instabilidade no comportamento do vento, por isso, são comercializados predominantemente no ACR com contratos e cláusulas especiais, conforme já apresentado. No entanto, no presente trabalho foram avaliados sob o ponto de vista do gerador, cenários contratuais no ACL, nos quais o agente gerador eólico vende a energia gerada pelo parque a um consumidor livre e a um consumidor que se configura como parcialmente livre.

O gerador segue as regras usuais de comercialização, cumprindo o contrato bilateral firmado, comprando energia no mercado de curto prazo quando a energia gerada total for abaixo do montante mensal contratado e vendendo energia quando a energia gerada se situa acima deste montante.

Outro aspecto considerado no cenário de contratação é a revisão da garantia física do parque dada a geração observada, a cada ciclo de doze meses. Na Nota Técnica SRG/Aneel nº 067 de setembro de 2012 é proposto o cálculo de um Fator de Disponibilidade (FID) a partir da comparação da geração média de 60 meses com a garantia física vigente referenciada ao ponto de conexão da usina com a rede de distribuição ou transmissão. O FID, então, será multiplicado pela garantia física para obtenção da Garantia Física Apurada (GFa) que é limitada superiormente à garantia física já estabelecida.

$$GFa = \min(GF; GF \times FID) \quad \text{Equação 5.1}$$

$$FID = \frac{12}{8.760} \times \frac{\sum_{i=1}^m Eger_i}{m \times GF} \quad \text{Equação 5.2}$$

Sendo:

GF é a garantia física publicada em legislação específica referenciada ao ponto de conexão, em MW médios.

$Eger$ é o montante de energia gerada referenciado ao ponto de conexão, em MWh, e registrado na CCEE.

i é o mês correspondente ao registro do montante de energia gerada.

m é a quantidade de registros considerados.

A GFa, por sua vez, será utilizada para fins de verificação de lastro no ano subsequente ao cálculo, em que pode se dar a venda ou a compra de lastro a um percentual de 10% do preço da energia no mercado de curto prazo.

A análise do risco para o agente gerador de atendimento ao montante contratado se dá pela mesma forma já apresentada para a contratação nos cenários de leilões; a partir de análises conjuntas entre o VPL médio associado às receitas dos contratos e o respectivo Desvio Padrão de todos os cenários estudados (ventos e preços para um período de vinte anos), considerando a variação do percentual da garantia física registrada para o parque alocada em contrato.

5.2.1.1. Venda para Consumidor Livre – Demanda/Contrato Flat

Nesse cenário contratual, avaliado para os parques eólicos “A” e “B”, o agente gerador deve atender uma demanda flat de um consumidor livre, representada por percentuais da garantia física registrada para os parques. Na Figura 5.1 e Figura 5.2, ilustram-se os contratos simulados, nas quais são destacados os momentos em que o gerador fica exposto aos preços do mercado *Spot* (compra e venda de energia no Spot dados os desvios de geração), assim como a verificação do lastro de venda, considerando o montante alocado no contrato.

A avaliação conjunta dos contratos simulados, variando o montante alocado na venda, indica maior rentabilidade ao vender para o consumidor livre 100% da garantia física dos parques, sendo esta associada também aos menores riscos (Figura 5.3 a Figura 5.6).

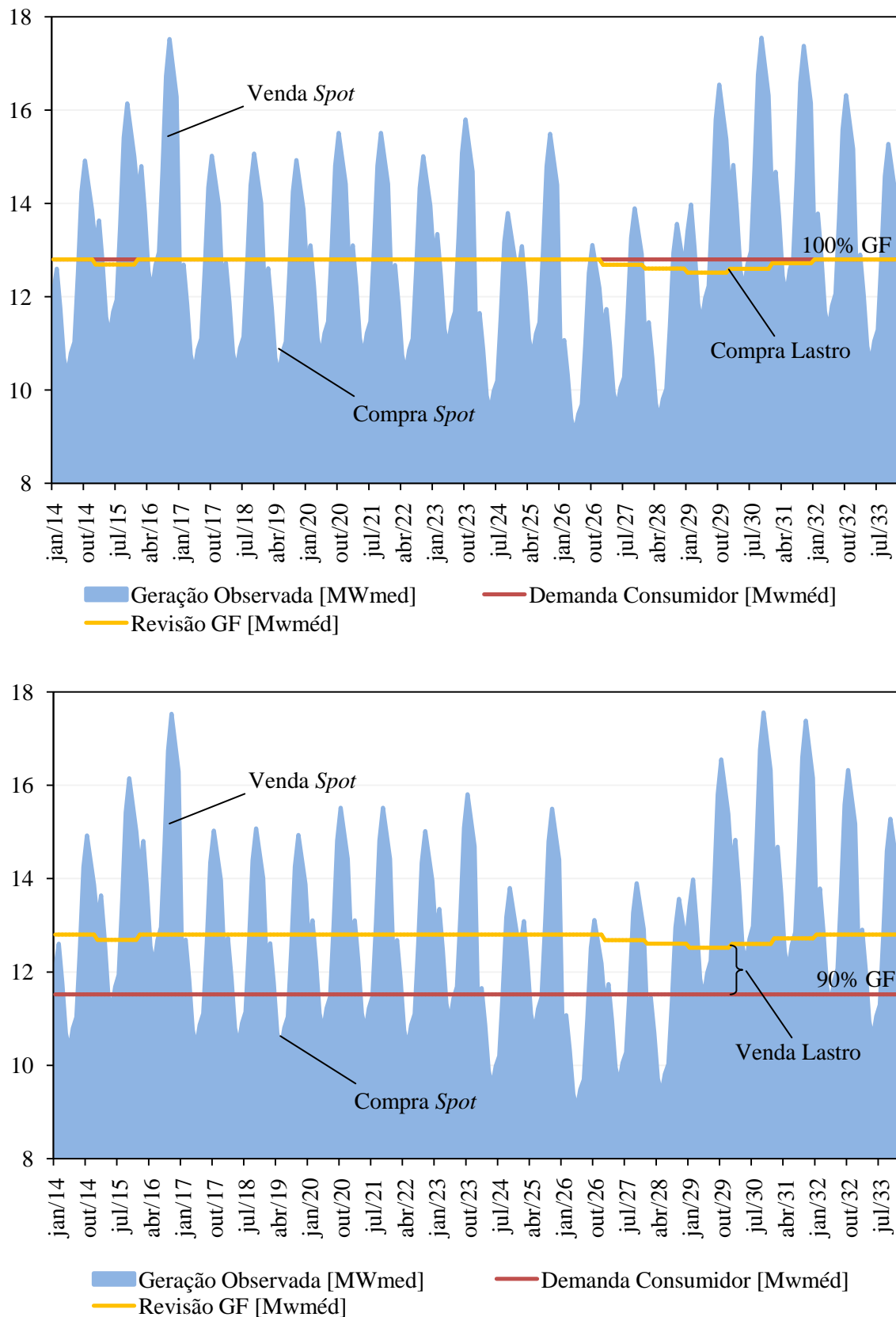


Figura 5.1 – Contrato simulado para uma demanda do consumidor correspondente a 100% e 90% da GF do Parque Eólico “A”

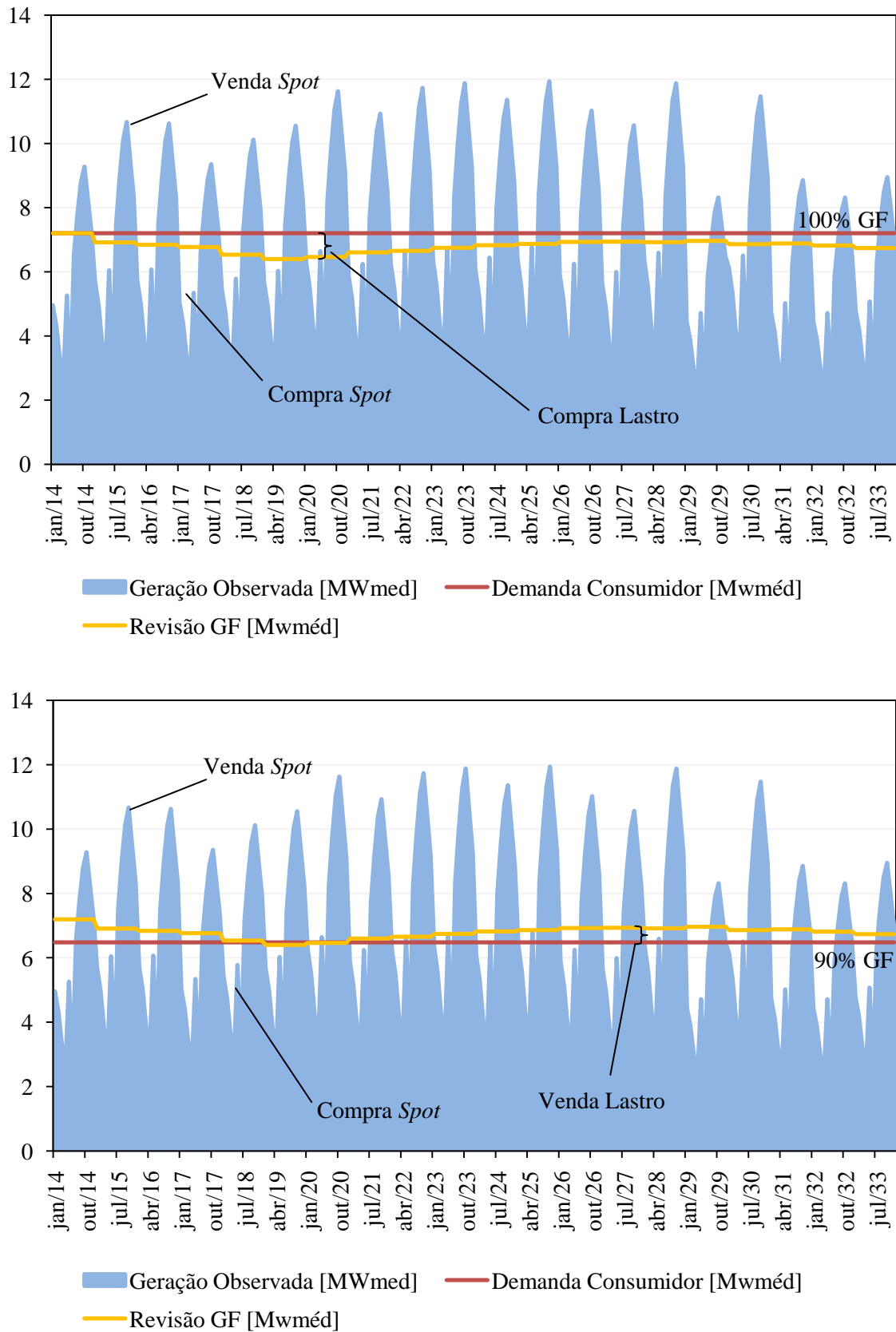


Figura 5.2 – Contrato simulado para uma demanda do consumidor correspondente a 100% e 90% da GF do Parque Eólico “B”

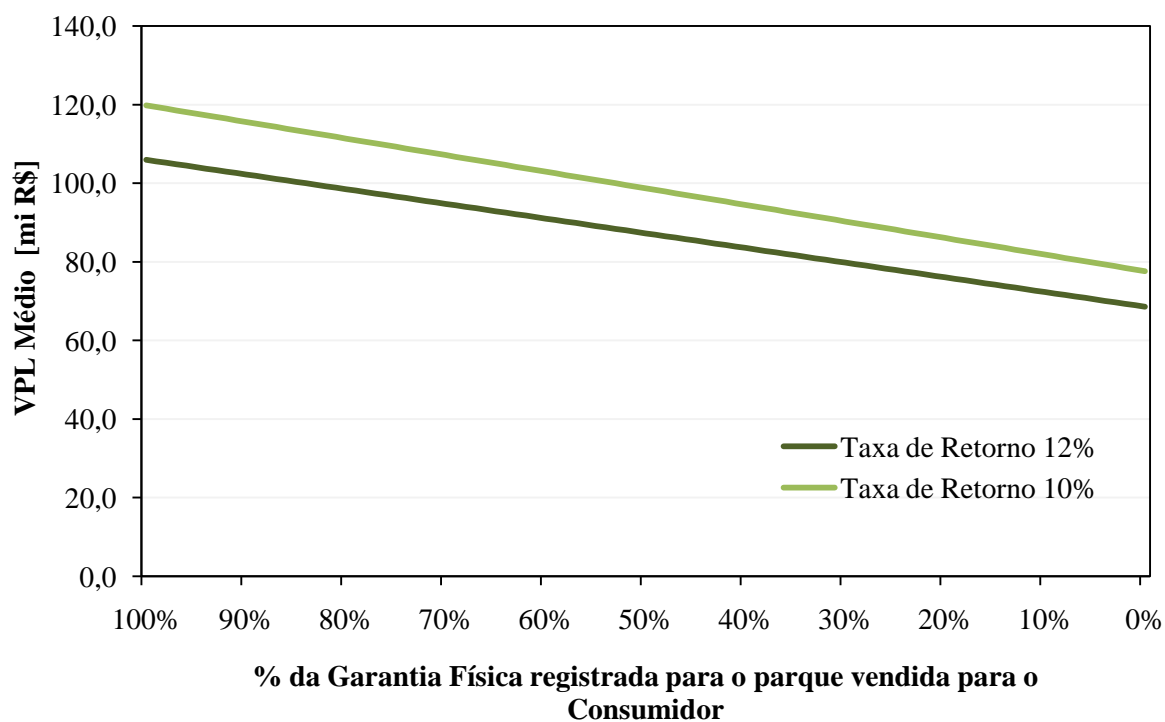


Figura 5.3 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade – Parque Eólico “A” contrato *flat* com consumidor livre

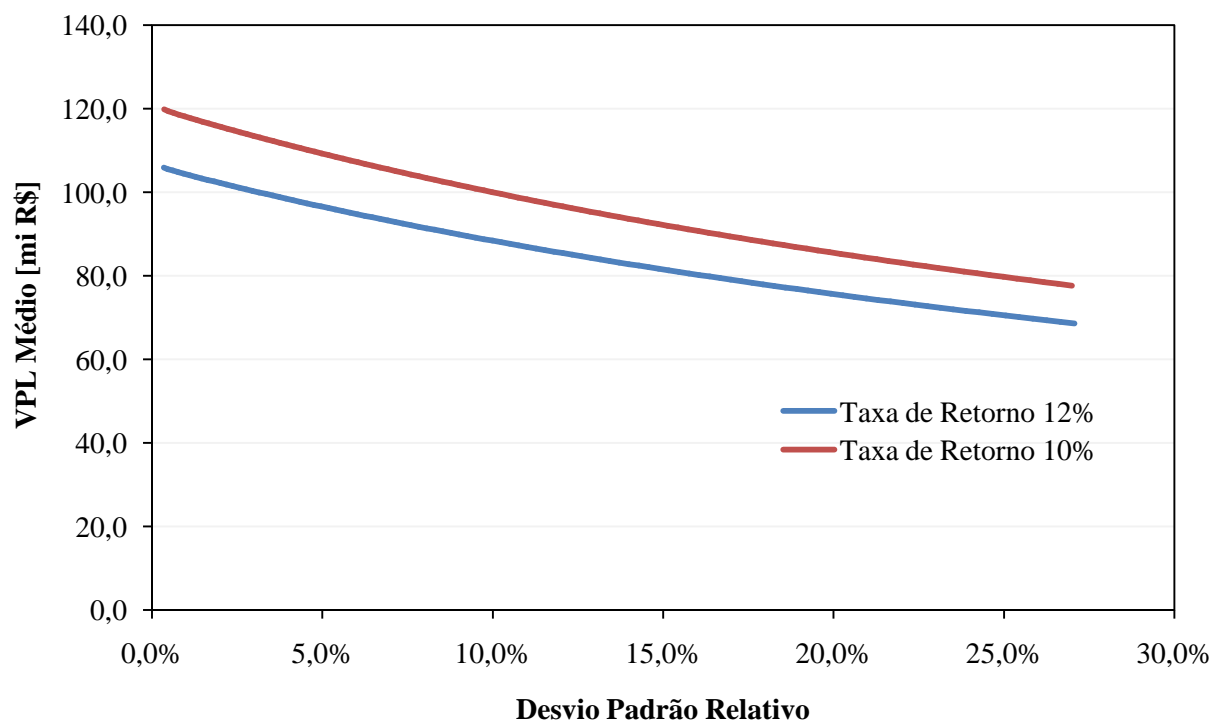


Figura 5.4 – Análise da Rentabilidade x Risco – Parque Eólico “A” contrato *flat* com consumidor livre

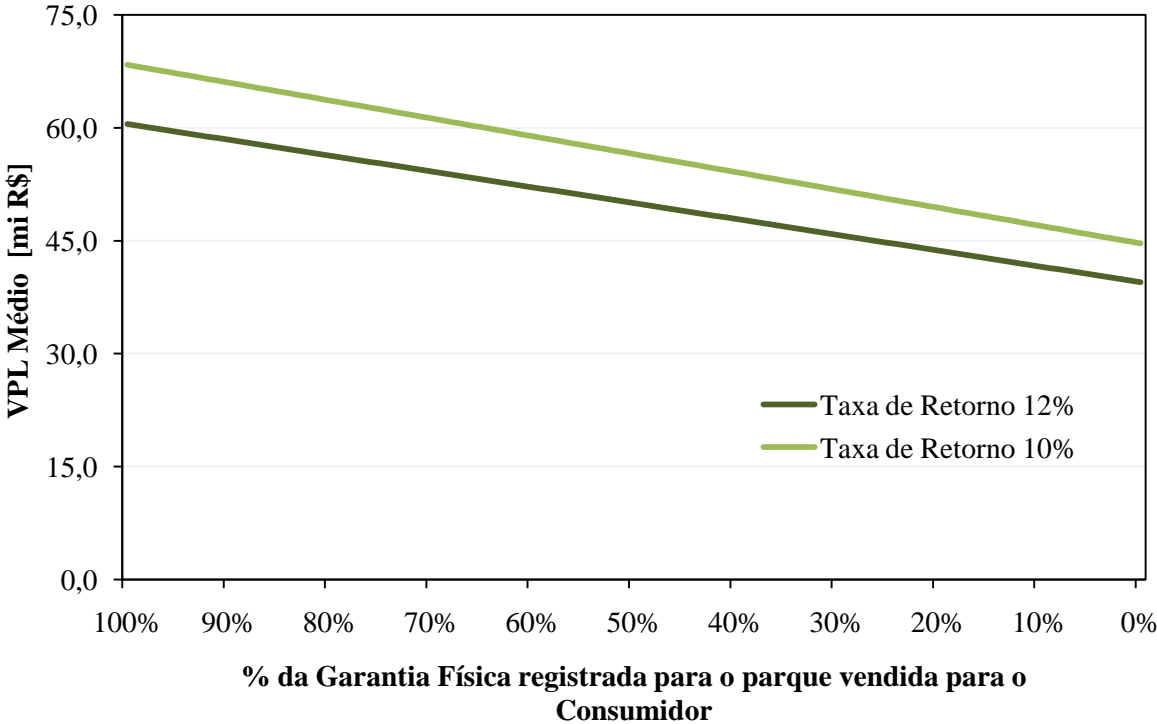


Figura 5.5 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade – Parque Eólico “B” contrato *flat* com consumidor livre

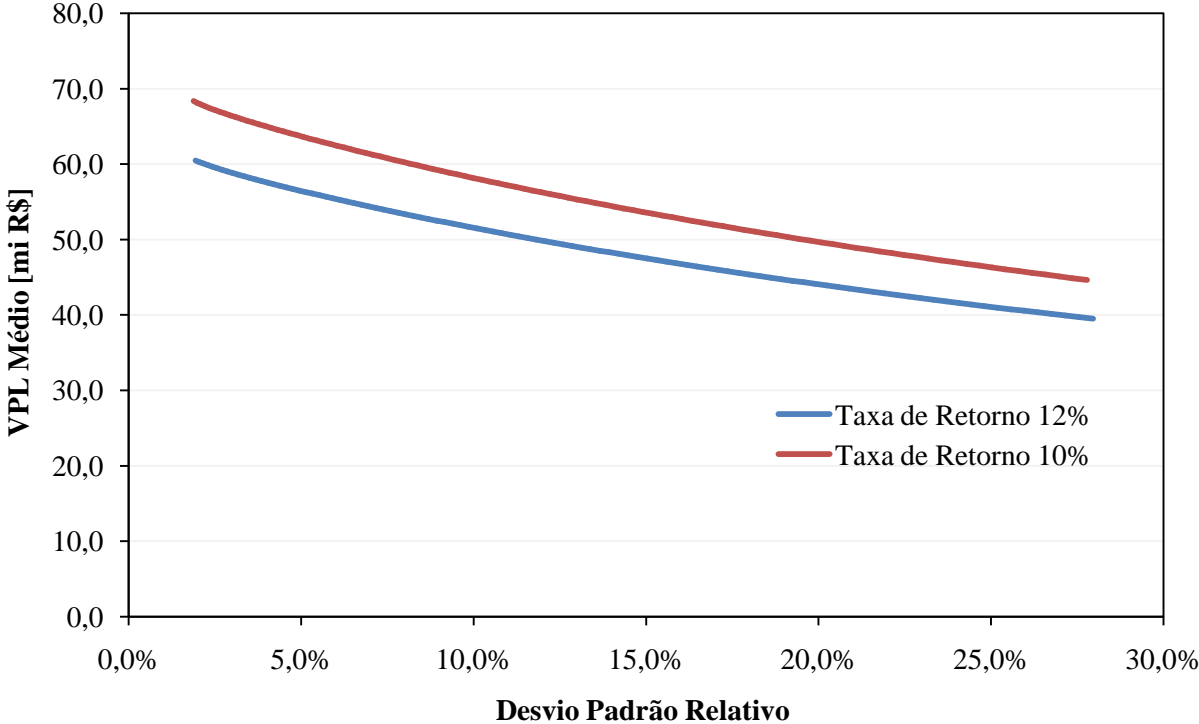


Figura 5.6 – Análise da Rentabilidade x Risco – Parque Eólico “B” contrato *flat* com consumidor livre

5.2.2 Venda para Consumidor Parcialmente Livre

Nesse cenário contratual é explorada a figura do consumidor parcialmente livre que, conforme já caracterizado no Capítulo 2, pode contratar parte das necessidades de energia e potência das unidades consumidoras de sua responsabilidade com a distribuidora local.

O agente gerador nesse caso deve atender uma demanda *flat*, em que o consumidor é orientando pelo gerador a comprar energia da distribuidora local nos meses de baixa geração de acordo com uma previsão estimada, considerando que, de acordo com as regras de comercialização para consumidores parcialmente livres, esses ainda podem revisar a cada doze meses o montante contratado junto à distribuidora.

Esse cenário contratual envolvendo o consumidor parcialmente livre busca avaliar a mitigação dos riscos para o agente gerador com a atuação da distribuidora como “*hedge*” frente aos desvios de geração observada (Figura 5.7 e Figura 5.8).

Os resultados das análises dos contratos simulados, variando o montante alocado em contrato, também indicam maior rentabilidade ao vender para o consumidor parcialmente livre um percentual de 100% da garantia física dos parques, associada ao menor risco (Figura 5.9 a Figura 5.12).

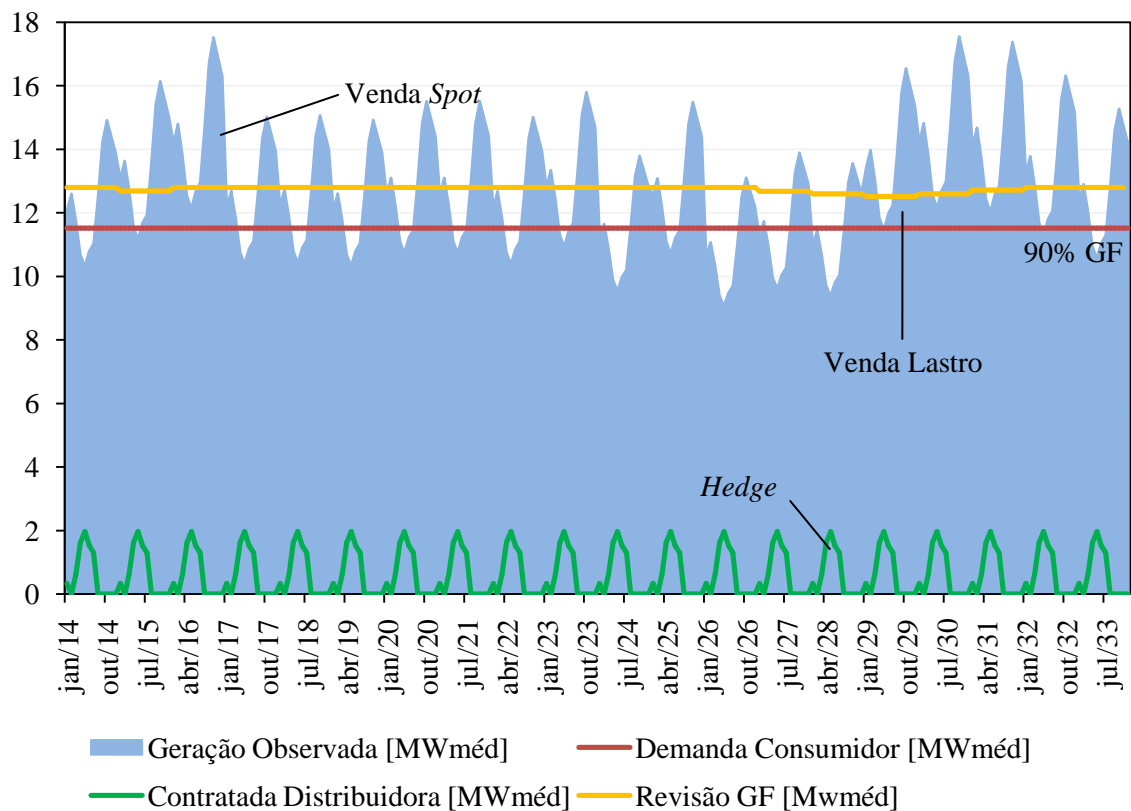
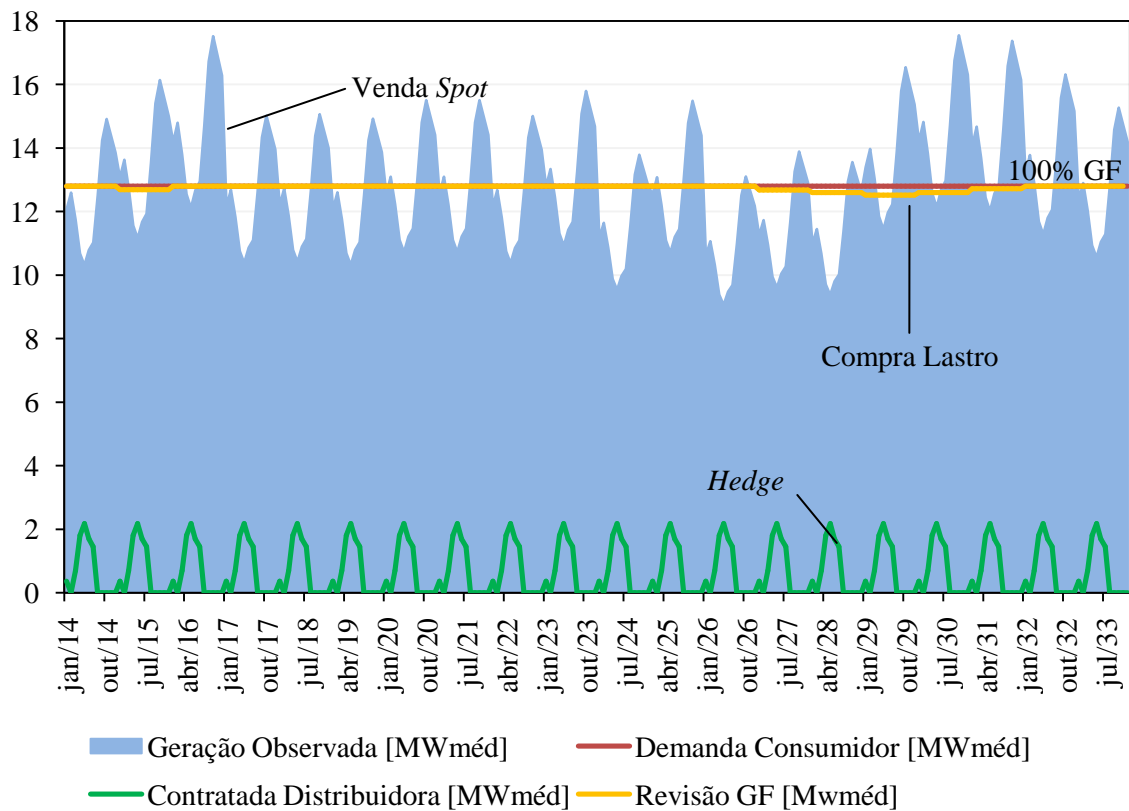


Figura 5.7 – Contrato simulado para uma demanda do consumidor correspondente a 100% e 90% da GF do Parque Eólico “A”

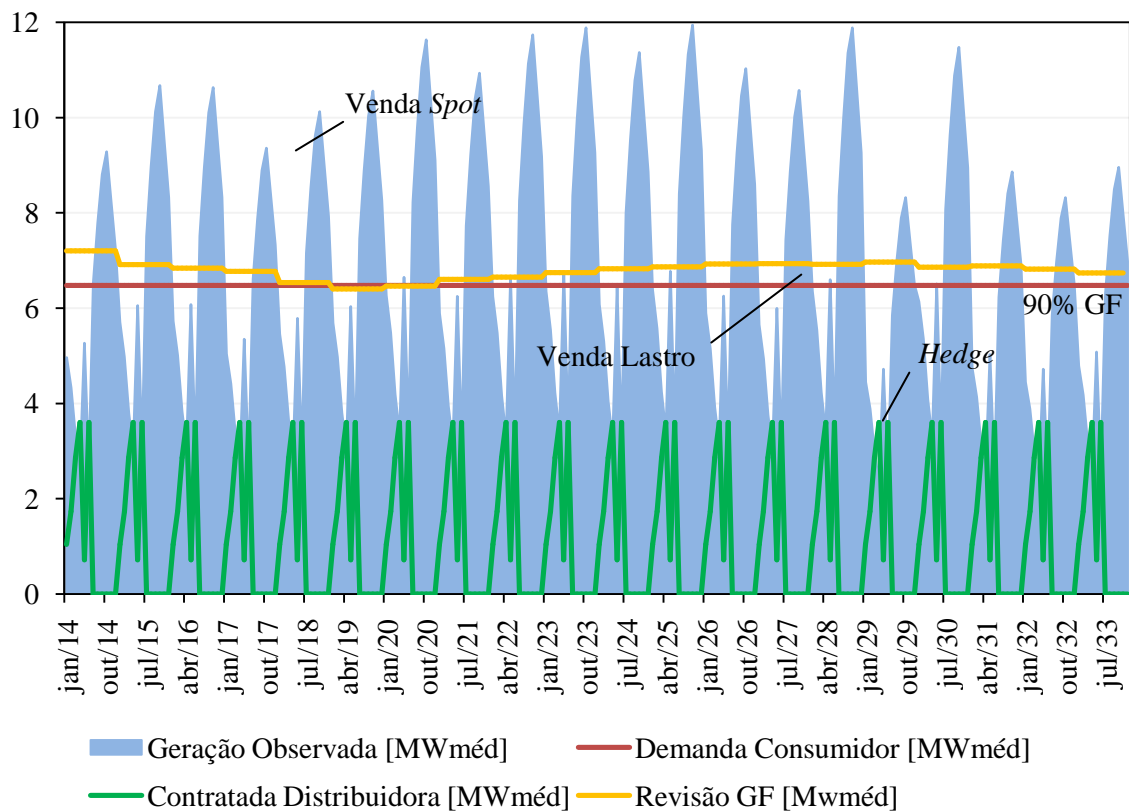
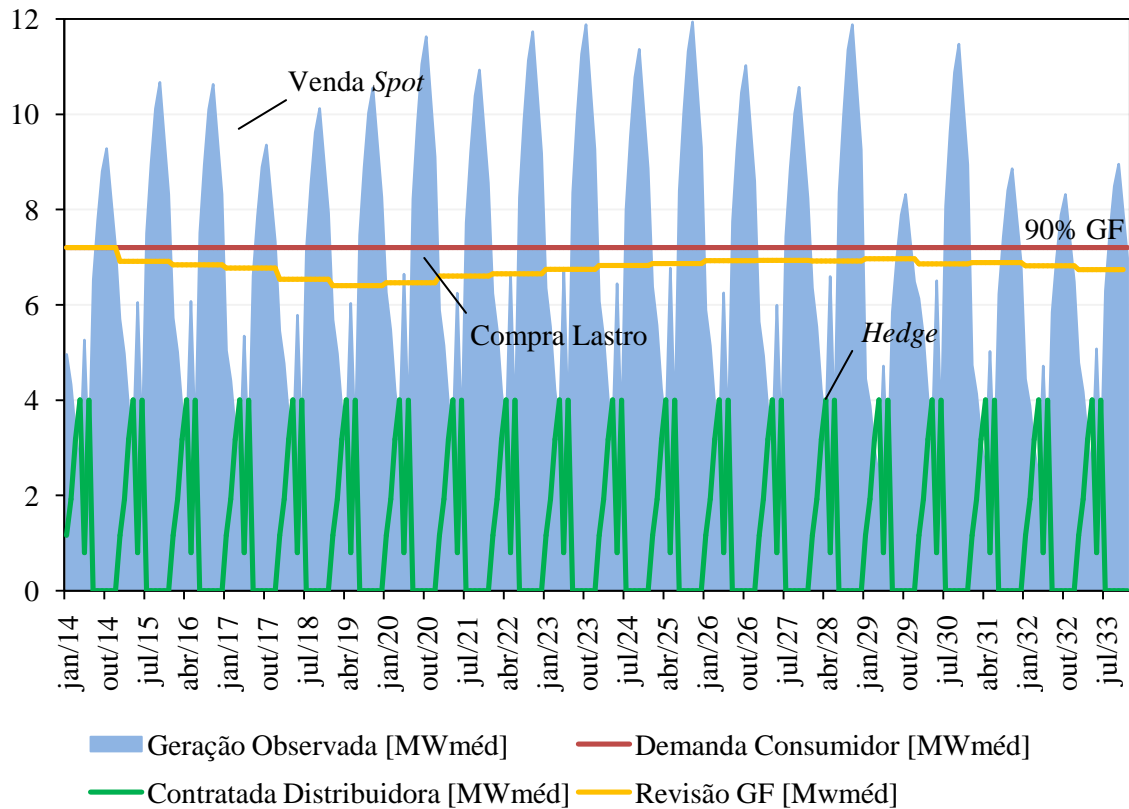


Figura 5.8 – Contrato simulado para uma demanda do consumidor correspondente a 100% e 90% da GF do Parque Eólico "B"

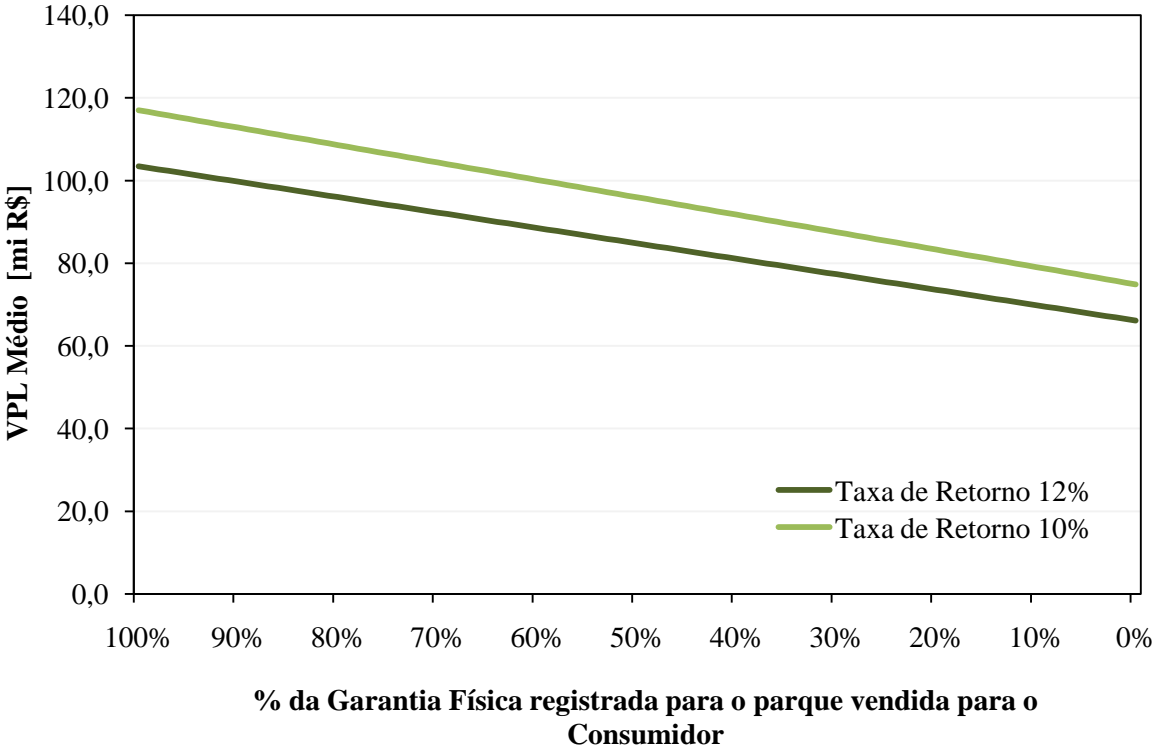


Figura 5.9 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade – Parque Eólico “A” contrato com consumidor parcialmente livre

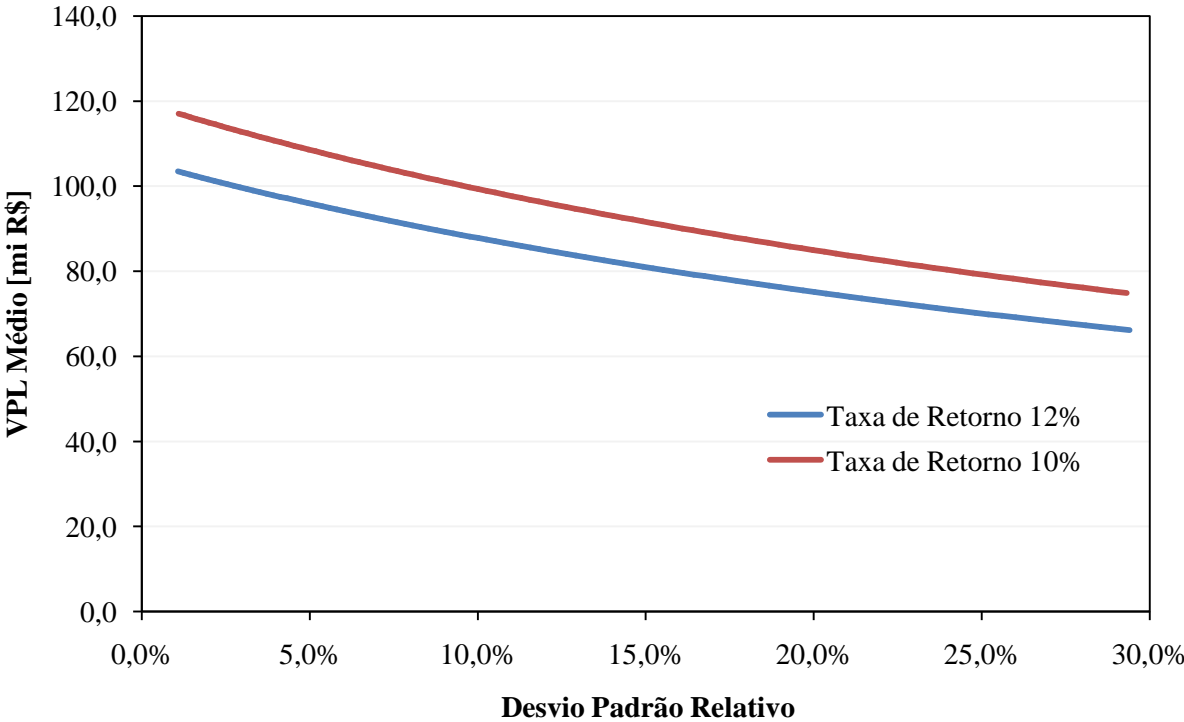


Figura 5.10 – Análise da Rentabilidade x Risco – Parque Eólico “A” contrato com consumidor parcialmente livre

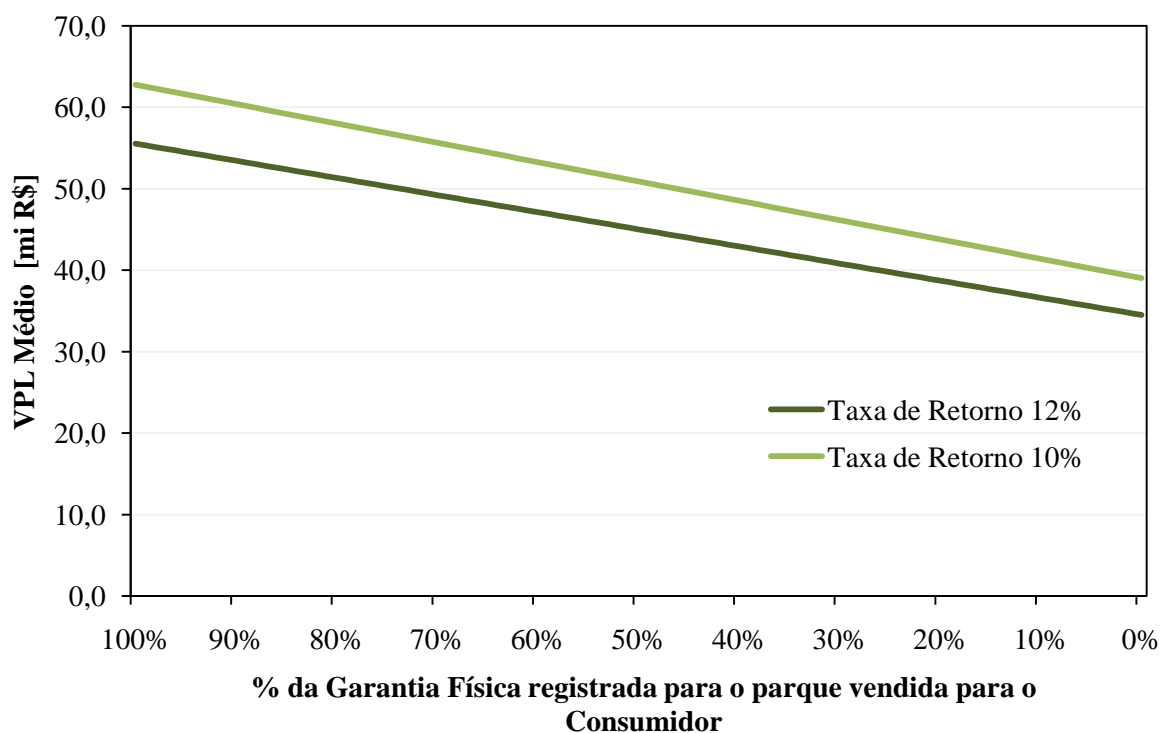


Figura 5.11 – Análise da porcentagem de venda associada a maior rentabilidade – Parque Eólico “B” contrato com consumidor parcialmente livre

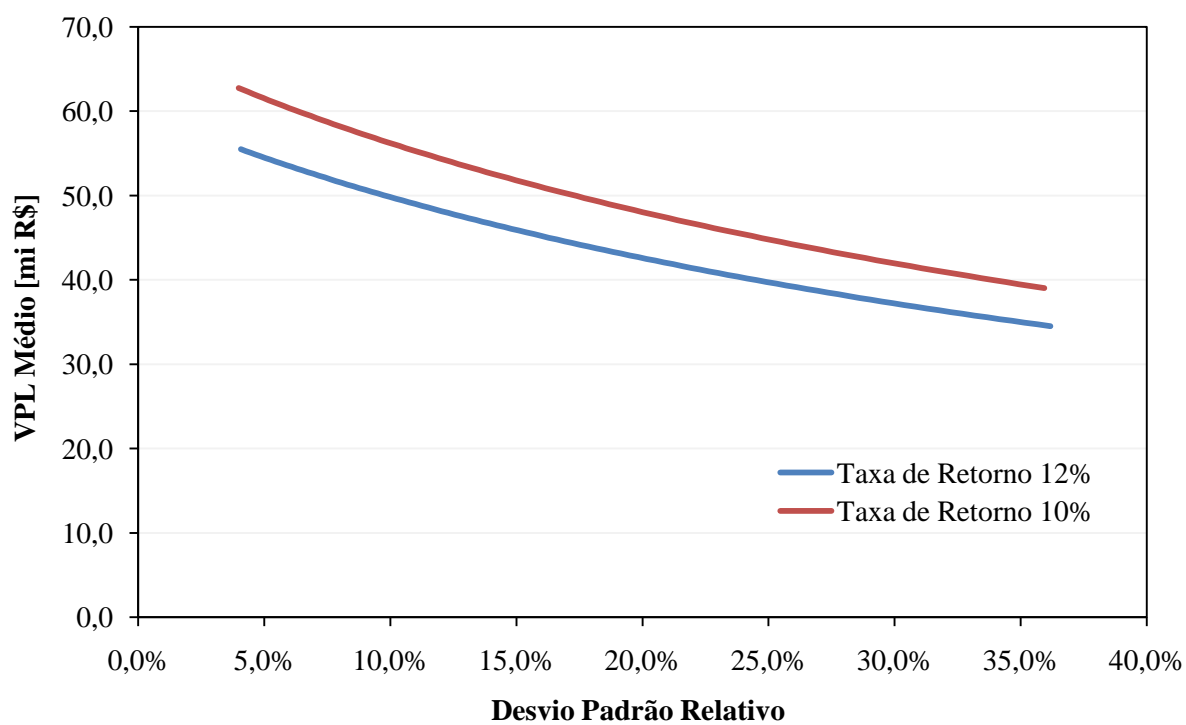


Figura 5.12 – Análise da Rentabilidade x Risco – Parque Eólico “B” contrato com consumidor parcialmente livre

5.2.3 Comparativo entre os Cenários Contratuais

Os cenários contratuais simulados, dois exemplos de vários possíveis considerando a comercialização direta entre o agente gerador e consumidor, buscaram avaliar, sob a ótica do agente gerador, a questão do risco da geração (desvios negativos frente ao montante contratado) e da exposição à alta volatilidade dos preços do mercado.

No primeiro cenário, o agente gerador assume o risco de ficar exposto frente aos desvios negativos de geração observada, ou seja, compra energia no mercado de curto prazo quando a energia gerada total for abaixo do montante contratado mensal. Já no segundo cenário, o gerador gerencia uma parte dos riscos fazendo uso do consumidor parcialmente livre, que compra junto à distribuidora local um montante estimado, complementar à sazonalidade da geração eólica.

Ao comparar os cenários, esperava-se que o segundo cenário fosse mais atrativo para o agente gerador, protegido parcialmente pela distribuidora local. No entanto, as séries de preços consideradas no presente trabalho apresentam médias muito baixas, que comparadas ao preço de venda para o consumidor (muito superior), acabam tornando mais atrativo o primeiro cenário.

Para parques que apresentam geração bastante variável, como é o caso do Parque Eólico “B”, nesse cenário de preços baixos no mercado de curto prazo, o cenário contratual *flat* com consumidor livre se evidencia ainda mais como o mais rentável e de menor risco, pois o gerador recebe por um contrato flat a um preço maior que os quais ele repõe os déficits de geração (Figura 5.14).

No entanto, no o segundo cenário contratual o agente gerador tem uma proteção, ainda que parcial, uma vez que não tem como prever o montante exato da contratação junto à distribuidora frente aos desvios negativos de geração em momentos de preços altos no mercado Spot. E essa proteção reduzirá seu risco de perdas no momento de geração observada abaixo do montante contratado em cenários de preços altos no mercado *Spot*.

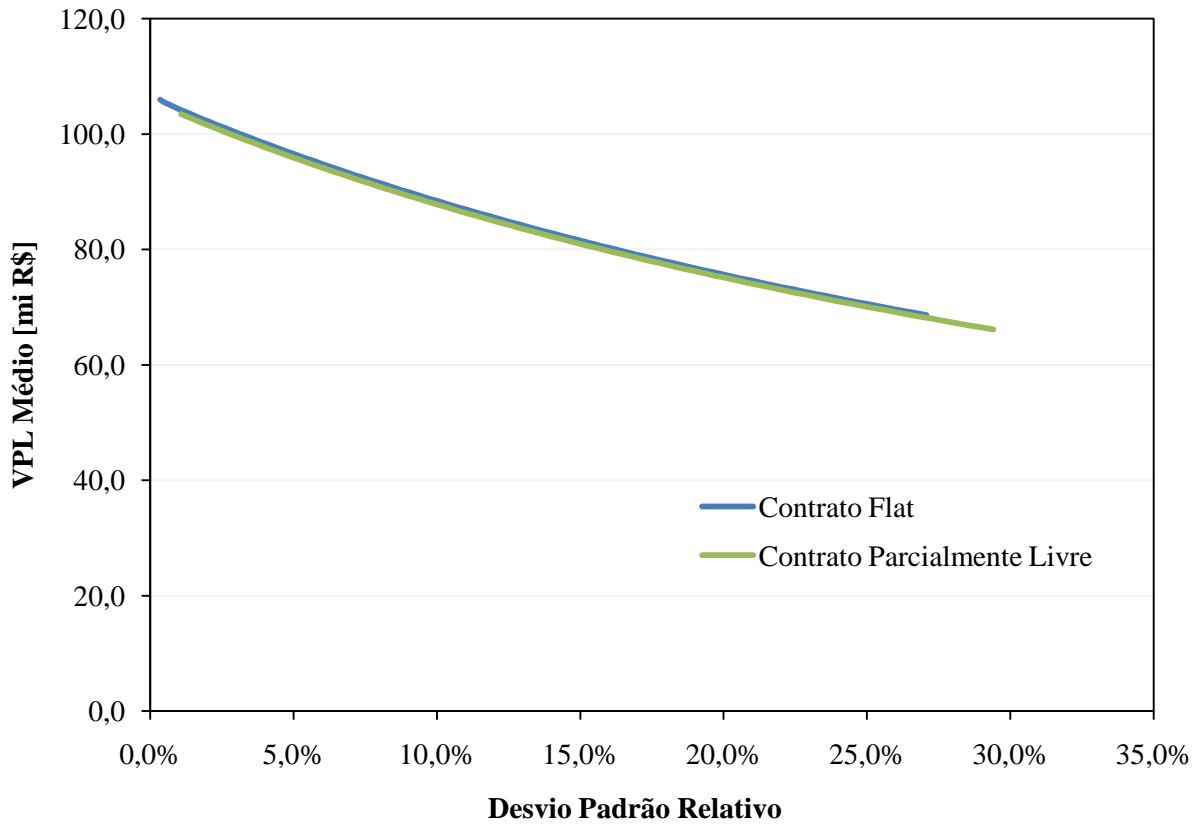
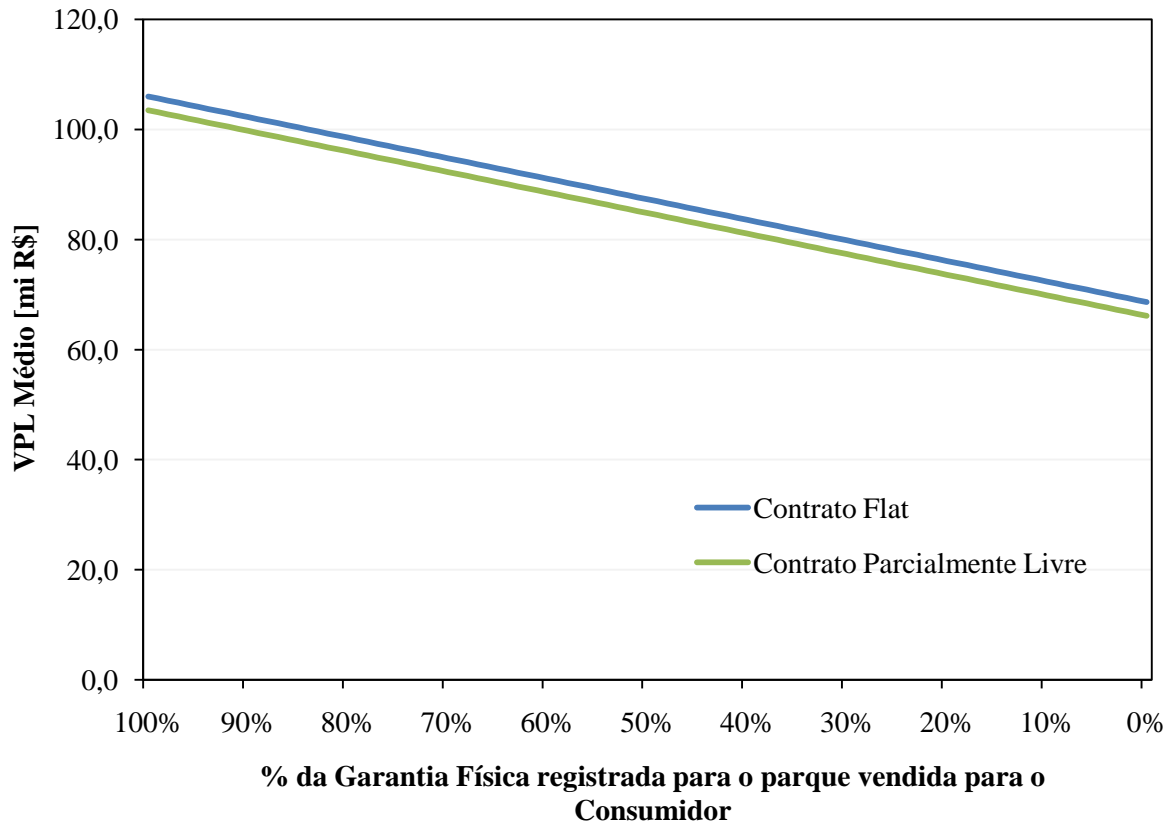


Figura 5.13 – Análise Rentabilidade x Risco – Comparativo cenários contratuais Parque Eólico “A”

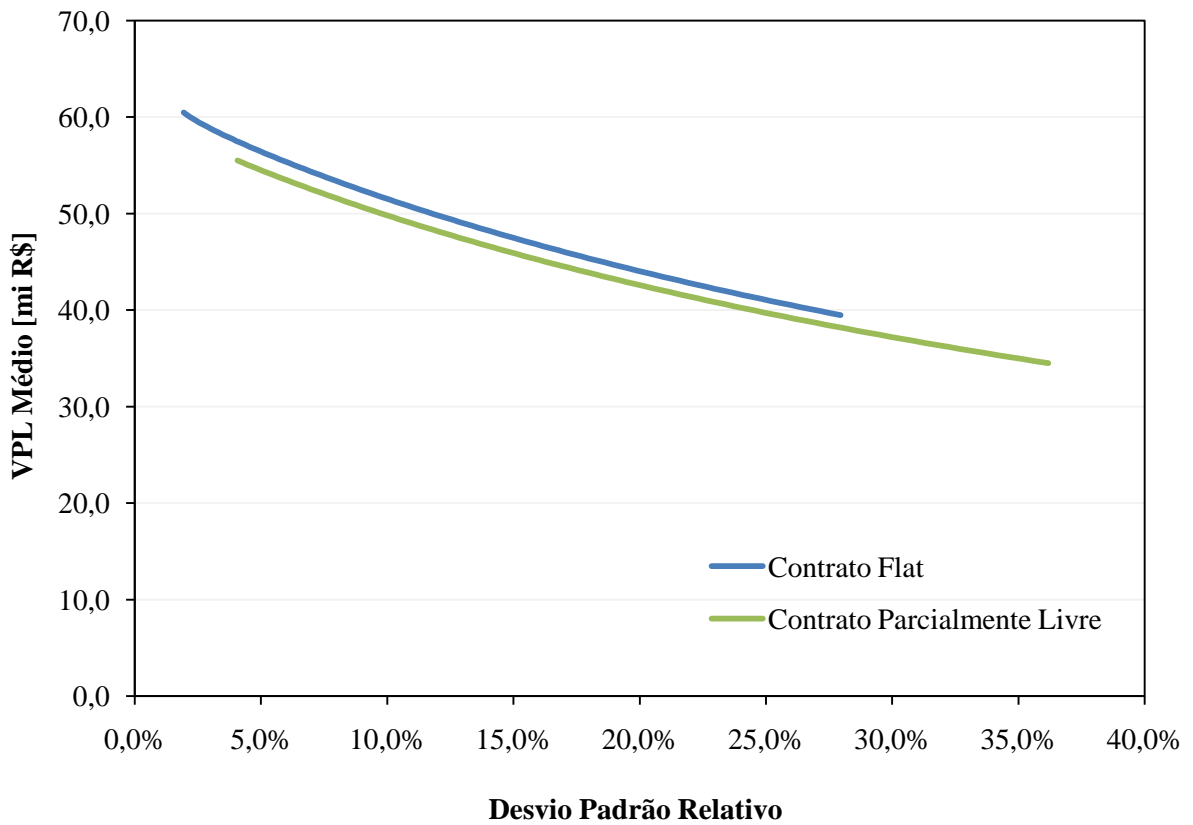
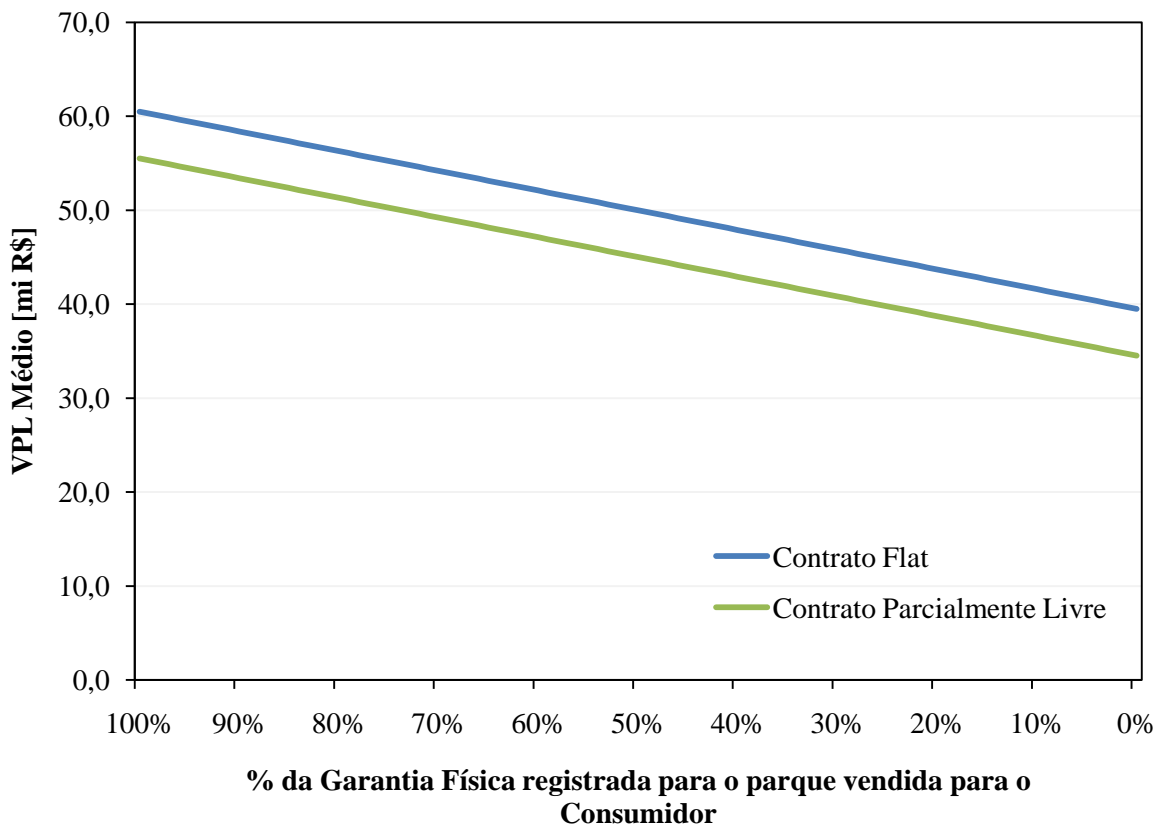


Figura 5.14 – Análise Rentabilidade x Risco – Comparativo cenários contratuais Parque Eólico “B”

CAPÍTULO VI: CONSIDERAÇÕES FINAIS E CONCLUSÕES

Nesta dissertação o objetivo principal foi propor um sistema de apoio em leilões para os agentes geradores eólicos, no qual são avaliados os riscos para a contratação da fonte eólica via leilões, notadamente nos Leilões de Energia Nova e nos Leilões de Energia de Reserva.

Em um primeiro momento, foram levantadas as informações encontradas no Capítulo II, Referencial Teórico, no qual foram explicitados os aspectos técnicos e econômicos para a geração eólica e a evolução da capacidade instalada da fonte no cenário mundial e brasileiro. O cenário brasileiro para a geração eólica foi caracterizado quanto ao estado atual da fonte pela capacidade instalada hoje e pelos resultados dos leilões de contratação de energia elétrica. Explicitaram-se também os principais incentivos existentes para a fonte de forma a evidenciar as iniciativas do governo que visam a promover essa fonte no país, notadamente o Proinfa e os Leilões de Energia. Nesse contexto foi descrito o modelo atual de comercialização de energia do setor elétrico brasileiro.

Ao longo do Capítulo II foi possível identificar as oportunidades existentes para a comercialização da fonte no mercado brasileiro de energia e constatar as razões que resultaram uma conjuntura favorável no país que levou a energia eólica a um patamar de competitividade significativo frente às demais fontes renováveis no cenário de leilões.

Em seguida, no Capítulo III, foi apresentado o sistema de apoio em leilões para os geradores eólicos. Conforme amplamente abordado no Capítulo II, a geração eólica vem se destacando no cenário brasileiro para as fontes renováveis. No entanto é fato que possui desvantagens como fonte regular de energia, dada a intermitência do vento, e por isso é considerada menos confiável que as fontes convencionais. Dessa forma, torna-se indispensável a avaliação dos riscos na comercialização da energia gerada por um parque eólico nos quais o agente gerador está exposto. O sistema desenvolvido buscou exatamente dar essa avaliação ao agente gerador ao integrar cenários para a geração observada no parque eólico (associando as incertezas de geração) e para os preços do mercado (associando a alta volatilidade dos preços), submetidos às regras de contratação pactuadas nos cenários dos leilões.

O estudo realizado do atual modelo contratual adotado para a aquisição de energia eólica no âmbito dos leilões indicou, logo de início, que no Brasil o esquema de contratação de energia eólica considera a produção média ao longo dos anos e permite reajustes e compensações de

acordo com o histórico de geração, notadamente nos leilões para a contratação de Energia de Reserva para todo o sistema brasileiro. Isso porque, conforme tratado no Capítulo II, a geração eólica tem como característica econômica o elevado investimento inicial e o baixo custo operacional atrelados à sua geração sazonal e incontrolável, que torna o fluxo de caixa propenso à aleatoriedade.

A aplicação do modelo para dois parques eólicos reais no âmbito dos Leilões de Energia Nova (tipo A-3) e Leilões de Energia de Reserva, conforme exposto no Capítulo IV, indicou, em uma primeira análise, considerando apenas a busca pela máxima rentabilidade, a comercialização de valores muito próximos ao total da energia garantida pela geração do parque registrada nos leilões. Em termos de riscos, a variação é mais acentuada no Leilão A-3, no qual se dá a exposição aos preços de mercado na liquidação das receitas (desvios negativos de geração observada e a opção de vender no mercado *Spot* o percentual da energia garantida não vendida no leilão). Já o Leilão de Reserva dá maior proteção ao agente gerador, pois permite o reajuste quanto ao montante contratado em função da geração média observada para o parque. Ainda, o fato de os desvios negativos de geração não serem liquidados aos preços vigentes no mercado de curto prazo, mostra que este não está submetido à alta volatilidade dos preços da energia elétrica. Dessa forma, as análises para o Leilão de Reserva ficaram submetidas apenas aos riscos de geração observada para o parque eólico.

Outro ponto a ser destacado, é que existe, do ponto de vista do risco, uma linha bem definida que divide o mercado do ACR (Leilão A-3) e o mercado *Spot*. A opção do agente gerador de vender parte da energia em um mercado e parte em outro proporciona em muitos casos o pior resultado: menor rentabilidade com maior risco financeiro. Ainda, observando-se os riscos de mercado definidos pelas variações dos preços, a contratação da energia no mercado *Spot* pode vir a ser mais atraente para variações acentuadas nos preços.

Quanto à escolha do agente, essa é baseada na sua disposição em abrir mão de garantias para se ter maiores rentabilidades, principalmente, quando se está exposto às variações dos preços do mercado *Spot*.

Por último, quanto ao sistema de apoio desenvolvido, deve ser ressaltado que esse se apresenta como uma ferramenta que auxilia a tomada de decisão do agente gerador e não como uma ferramenta decisória. Ainda, constatou-se como sendo uma das limitações do modelo a composição dos cenários avaliados, determinados e limitados às combinações das

séries obtidas nos Passos 1 e 2. Ao se utilizar um modelo matemático para determinar a composição dos cenários seria possível obter um maior número de cenários a serem avaliados, captando melhor a correlação entre ventos, hidrologia e preços na análise do risco.

Visando um comparativo entre a comercialização na modalidade por leilões e no Ambiente de Contratação Livre quanto aos instrumentos de mitigação dos riscos, dadas as incertezas inerentes à geração e à volatilidade dos preços no mercado de curto prazo, no Capítulo V, apresentou-se uma avaliação dos riscos da comercialização de energia elétrica por fonte eólica no ACL para o agente gerador.

Dados dois cenários contratuais definidos, que consideraram uma relação comercial direta entre o agente gerador e o consumidor livre, os resultados indicaram a evidente exposição aos preços do mercado *Spot*. Ainda que no estudo as séries de preços obtidas apresentassem médias muito baixas, foi possível avaliar e identificar que no ACL medidas de proteção ao agente gerador eólico são necessárias, pois em cenários de preços altos e baixa geração suas perdas serão significativas.

Comparando os contratos celebrados via leilões e os celebrados no ACL quanto à mitigação dos riscos, os primeiros, de longo prazo, apresentam cláusulas e regras que refletem a intermitência da geração eólica, e no caso específico do Leilão de Energia de Reserva, têm seus ganhos e perdas valorados pelo preço estabelecido em contrato, não ficando o agente exposto aos preços do mercado de curto prazo. Ainda, no cenário dos leilões uma importante parcela do risco é assumida pelas distribuidoras, que possuem o direito de repassar à tarifa do consumidor final as suas perdas.

No ACL, o risco de comercialização é assumido integralmente pelo investidor, no presente trabalho representado pela figura do agente gerador, cujos ganhos e perdas são valorados aos preços do mercado de curto prazo e ainda, na negociação há a dificuldade de obtenção de mecanismos de proteção (“*hedge*”) para gerenciar adequadamente as incertezas sobre a geração.

Como os preços alcançados pelos parques eólicos nos leilões do ACR são abaixo do que é praticado hoje para energia incentivada no ACL, o interesse por parte dos investidores em comercializar no mercado livre é grande. No entanto, questões como quais garantias seriam utilizadas para compensar a sazonalidade e as incertezas que envolvem a geração eólica, duração dos contratos, determinação e possível revisão da garantia física do parque precisam

ser discutidas e definidas. Nesse contexto, destacam-se estudos que sugerem a complementaridade da geração eólica com outras fontes, sejam estas: PCH, solar e biomassa, mitigando os riscos via formação de portfólios, explorando a sinergia entre diferentes tipos de planta.

Após a consolidação das conclusões finais obtidas pela realização desta dissertação, ainda é válida a sugestão de trabalhos futuros visando aprofundar algumas das discussões aqui expostas. Dessa forma, é possível aprofundar o conhecimento sobre alguns dos tópicos aqui discutidos e esclarecer ainda mais as incertezas existentes hoje para a comercialização da energia eólica seja sob a ótica do agente gerador, consumidor e/ou comercializador.

Dada as perspectivas de aumento da fonte eólica na matriz elétrica brasileira um estudo bastante pertinente seria sobre a representação dos parques eólicos previstos no Newave considerando, assim como neste trabalho, o vento como variável aleatória correlacionada com as vazões, e não reduzindo diretamente na demanda a geração eólica prevista como é feito atualmente, permitindo, dessa forma, avaliar o comportamento dos preços frente às incertezas associadas à fonte.

Outro estudo pertinente seria uma análise detalhada do ACL agora pelo lado do consumidor, quanto aos riscos de ter sua demanda atendida por uma fonte intermitente e sazonal, como é a geração eólica, frente às vantagens de contratar energia elétrica proveniente de fontes incentivadas, que incorrem descontos na Tust, por exemplo.

Uma última proposta de estudo a ser destacada aqui seria desenvolver mecanismos de mitigação de risco entre geradores eólicos, semelhantes ao Mecanismo de Realocação de Energia já existente para as usinas hidráulicas, que permitiria dividir os riscos de geração baixa de energia entre todas as usinas eólicas do sistema, captando as diferenças de sazonalidades dos ventos.

REFERÊNCIAS

ALVES, J. J. A. Análise regional da energia eólica no Brasil. **Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional**, Taubaté, v. 6, n. 1, 2010. Disponível em: <<http://www.rbgdr.net/012010/artigo8.pdf>>. Acesso em: 17 nov. 2011.

AZEVEDO, E. M. **Modelo Computacional de Teoria dos Jogos Aplicado aos Leilões Brasileiros de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos). FEM/UNICAMP. Campinas, 2004.

BARBOSA, V. Os Bônus para Renováveis nos Cinco Maiores Produtores. **Revista Exame**, 19 set 2011. Disponível em: <<http://planetasustentavel.abril.com.br/noticia/energia/bonus-renovaveis-5-maiores-produtores-640568.shtml>>. Acesso em: 27 nov. 2011.

BOCCARD, N. Capacity factor of wind power realized values vs. estimates. **Revista Energy Policy**, Vol. 37, Abr. 2009. Disponível em: <http://www.rocks.org.hk/activity2009/Capacity_factor%5B1%5D.pdf> Acesso em: 20 set. 2012.

BRASIL ENERGY. 1, n. 5. Brasil, 2011. Disponível em: <<http://www.renergybrasil.com.br>>. Acesso em: 27 nov. 2011.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 247, de 21 de dezembro de 2006**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2006247.pdf>>. Acesso em: 05 dez. 2011.

_____. _____. **Capacidade de Geração do Brasil**. Brasil, 2013. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 03 jun. 2013.

_____. _____. **Plano Anual do Proinfra – PAP 2011**. Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/cedoc/areh20101101_3.pdf>. Acesso em: 05 jan. 2012.

_____. _____. **Leilão nº. 02/2011 - Processo nº. 48500.000589/2011-01**. Brasil, 2011.
Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=94#> Acesso em: 01 ago. 2011.

_____. _____. **Leilão nº. 03/2011 - Processo nº. 48500.000590/2011-27**. Brasil, 2011.
Disponível em:
<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=95#> Acesso em: 01 ago. 2011.

_____. _____. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, 30 jul 2004. Seção 1. Disponível em:
<<http://www.aneel.gov.br/cedoc/dec20045163.pdf>>. Acesso em: 05 dez. 2011.

_____. _____. **Resolução Normativa Nº 247, de 18 de Agosto de 2004**. Brasil, 2012.
Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004077.pdf> >. Acesso em: 18 set. 2012.

_____. _____. **Resolução Nº 682, de 23 de Dezembro de 2003**. Brasil, 2012. Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br/cedoc/res2003682.pdf> >. Acesso em: 18 set. 2012.

_____. _____. **Resolução Normativa Nº 392, de 15 de Dezembro de 2009**. Brasil, 2012.
Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009392.pdf> >. Acesso em: 18 set. 2012.

_____. _____. **Resolução Normativa Nº 376, de 25 de Agosto de 2009**. Brasil, 2013.
Disponível em:< <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009376.pdf> >. Acesso em: 21 jan. 2013.

_____. **Lei 11.943 de 28 de maio de 2009.** Autoriza a União a participar de Fundo de Garantia a Empreendimentos de Energia Elétrica – FGE. Disponível em: <http://legislacao.planalto.gov.br/legisla/legislacao.nsf/Viw_Identificacao/lei%2011.943-2009?OpenDocument>. Acesso em: 05 dez. 2011.

_____. **Lei 11.488, de 15 de junho de 2007.** Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infra-Estrutura – REIDI e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/111488.htm> Acesso em: 14 fev. 2012.

_____. Ministério de Minas Energia. **Decreto Nº 6.048 de 27 de fevereiro de 2007.** Altera os arts. 11, 19, 27, 34 e 36 do Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/decreto/d6048.htm>. Acesso em: 05 dez. 2011.

_____. _____. **Decreto Nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008.** Regulamenta a contratação de energia de reserva de que trata o § 3º do art. 3º e o art. 3º-A da Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, altera o art. 44 do Decreto no 5.163, de 30 de junho de 2004, e o art. 2º do Decreto no 5.177, de 12 de agosto de 2004. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/decreto/d6353.htm>. Acesso em: 05 dez. 2011.

_____. _____. **Portaria nº 29, de 28 de janeiro 2011.** Altera a Portaria MME nº 21, de 18 de janeiro de 2008, passa a vigorar acrescida do art. 6º- A. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%20A-3%20e%20Reserva%202011/Portaria%20MME%20n%C2%BA%2029-11.pdf>>. Acesso em: 05 dez. 2011.

_____. _____. **Portaria nº 175, de 16 de abril 2009.** Considera a necessidade de aprimorar os procedimentos de cálculo de parâmetros econômicos para a contratação de energia elétrica. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%20A-1_A-3_A-5%202009/Portaria%20MME%20n%C2%B0%20175-09.pdf>. Acesso em: 05 dez. 2011.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Leilões**. Brasil, 2012. Disponível em:
<<http://www.ccee.org.br/cceinterdsm/v/index.jsp?vnextoid=d3caa5c1de88a010VgnVCM10000aa01a8c0RCRD>>. Acesso em: 27 dez. 2012.

_____. **Visão Geral das Operações na CCEE**. Brasil, 2011. Disponível em:
<http://www.ccee.org.br/StaticFile/Arquivo/biblioteca_virtual/Treinamento/Visao_Geral_Operacoes_CCEE_final.pdf>. Acesso em: 01 out. 2011.

CASTRO, R. M. G., **Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Eólica**. Portugal: Universidade Técnica de Lisboa. Instituto Superior Técnico, 2007.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA EÓLICA E SOLAR SÉRGIO DE SALVO BRITO/CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (CRESEB/CEPEL). **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília, 2001. Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 28 out. 2011.

_____. **Outros Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Alagoas, Bahia, Ceará, Espírito Santo, Minas Gerais, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul e São Paulo**. Brasil, 2013. Disponível em:
<<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=1>>. Acesso em: Acesso em: 03 jan. 2013.

CLÍMACO, F. G. **Gestão de Consumidores Livres de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado em Energia). USP/PIPGE. São Paulo, 2010. Disponível em:
<<http://mercadolivredeenergia.com.br/wp-content/uploads/2012/05/DissFernando.pdf>>. Acesso em: 16 jan. 2013.

COSTA, C., **Políticas de promoção de fontes novas e renováveis para geração de energia elétrica: lições da experiência europeia para o caso brasileiro**. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético). COPPE/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2006. Disponível em:
<<http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/costacv.pdf>>. Acesso em: 20 out. 2011.

CUSTÓDIO, R. S., **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro, Eletrobras, 2009.

DENHOLM, P.; HAND, M.; JACKSON, M.; ONG, S. **Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States**. National Renewable Energy Laboratory (NREL). USA, 2009. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45834.pdf>>. Acesso em: 17 nov. 2011.

DOW, K.; DOWNING, T. E. **O Atlas da Mudança Climática: O Mapeamento Completo do Maior Desafio do Planeta**. São Paulo: Publifolha, 2007.

DUTRA, R. M. **Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a Primeira Fase do PROINFA**. Tese (Doutorado em Ciências em Planejamento Energético). COPPE/ UFRJ. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/teses_doutorado/200704_dutra_r_m_dr.pdf>. Acesso em: 07 nov. 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil. Nota Técnica PRE 01/2009-r0**. Rio de Janeiro, Brasil, 2009.

_____. Plano Decenal de Energia 2021. Brasil, 2013. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/PDEE/20130326_1.pdf>. Acesso em: 03 jun. 2013.

_____. **Leilões**. Brasil, 2012. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/leiloes/Paginas/default.aspx>>. Acesso em: 27 dez. 2012.

_____. **Arquivos do programa Newave utilizados nos estudos de geração do PDE 2019**. Brasil, 2011. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/geracao/Paginas/ArquivosdoprogramaNewaveutilizadosnos estudosde gera%C3%A7%C3%A3odoPDE%E2%80%932019.aspx>>. Acesso em: 10 ago. 2011.

EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION (EWEA). **Pure Power Wind Energy Targets for 2020 and 2030**. Bruxelas, 2011. Disponível em: <http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_III.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2011.

_____. **The Economics of Wind Energy**. Bruxelas, 2009. Disponível em: <http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Economics_of_Wind_Energy_March_2009.pdf>. Acesso em: 01 dez. 2011.

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia Eólica: Série Sustentabilidade**. Coordenação de Arlindo Philippi Junior. São Paulo: Manolé, 2011.

FIANE, R. **Teoria dos Jogos: Com aplicações em Economia, Administração e Ciências Sociais**. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2006. 388 p.

GANIN, A. **Setor Elétrico Brasileiro: Aspectos Regulamentares, Tributários e Contábeis**. 2. ed. Brasília: Canal Energia, 2009.

GAVINO, N. A. **Energia Eólica: uma análise dos incentivos à produção (2002-2009)**. Monografia (Bacharelado em Economia). UFRJ. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes/MONOGRAFIAS/2011_Natalia_Gavino_Monografia_Completa.pdf>. Acesso em: 25 out. 2011.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). **Analysis of the Regulatory Framework for Wind Power Generation in Brazil**. Bruxelas, 2010. Disponível em: <http://www.gwec.net/fileadmin/documents/Publications/Brazil_report_2011.pdf>. Acesso em: 09 dez 2011.

_____. **Global Wind Statistics 2012**. Bruxelas, 2013. Disponível em: <<http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>>. Acesso em: 03 jun. 2013.

NATIONAL CENTERS FOR ENVIRONMENTAL PREDICTION (NCEP) / *NATIONAL CENTER FOR ATMOSPHERIC RESEARCH* (NCAR) (Estados Unidos). **Dados Climáticos de Reanálise**. Disponível em: <www.esrl.noaa.gov>. Acesso em: 01 set. 2011.

NOGUEIRA, L. P. P. **Estado atual e Perspectivas futuras para a Indústria Eólica no Brasil**. Dissertação (Planejamento Energético). COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <http://www.ppe.ufrj.br/pppe/production/tesis/larissa_nogueira.pdf>. Acesso em 20 set. 2012.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Plano Anual da Operação Energética – PEN 2011, v. 1**. Relatório Executivo. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao_operacao_energetica/PEN_2011_VOL_1_RELATORIO_EXECUTIVO.pdf>. Acesso em: 10 jan. 2011.

_____. **Boletim Mensal de Geração Eólica**. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/boletim_mensal_geracao_eolica/index.aspx>. Acesso em: 24 set. 2012.

PICARD, P. **Eléments de microéconomie: Théorie et applications**. 6ème ed. Paris: Editions Montchrestien E. J. A., 2002.

RAMOS, D. S.; GUARNIER, E.; CAMARGO, L. A. S. **Incorporando os efeitos da complementaridade Hidro-Eólica na formação do Portfólio de Empresas Geradoras de Energia Elétrica**. Em: XII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE, 2012, Rio de Janeiro. Anais do XII SEPOPE, 2012.

RAMOS, D. S. **Reestruturação do Setor Elétrico**. Material utilizado na disciplina Formação de Preços. São Paulo: USP, 2010.

REGO, E. E. **Aspectos Regulatórios e Financeiros nos Leilões de Energia Elétrica – A Lição das Usinas Botox**. Rio de Janeiro: Synergia, 2009.

RICOSTI, J. F. C.; SAUER, I. L. An assessment of wind power prospects in the Brazilian hydrothermal system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, nº 19, pag 742-753, Elsevier Ltd, 2013.

SALINO, P. J. **Energia Eólica: Uma Comparação do PROINFA e dos Novos Leilões**. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Ambiental). UFRJ. Rio de Janeiro, 2011. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10001705.pdf>>. Acesso em: 20 nov. 2011.

SAVOIA, R.; GRYNWALD, S. **Viabilidade da Energia Eólica no Âmbito Brasileiro**. Agência Canal Energia, Artigos e Entrevistas. Brasil, 03 nov. 2011. Disponível em: <http://www.cliptvnews.com.br/eletronuclear/clippingdireto/amplia.php?id_noticia=22262>. Acesso em: 13 nov. 2011.

SILVA, A. F. G.; CERQUEIRA, S. A. A. G.; Pellegrini C. C. **Estimativa do Potencial Eólico na Região do Campo das Vertentes - MG**. In: SIMPÓSIO DE MECÂNICA COMPUTACIONAL, 9. UFSJ, 2010. Disponível em: <<http://www.ufsj.edu.br/simmec2010/pagina/simcomp/SIC-15.pdf>>. Acesso em: 27 out. 2011.

SILVA, D. C. P.; THEODORO, L. C.; FERREIRA R. G. O Mercado de Energia com Ênfase nas Fontes De Energia Alternativa. In: _____. **Anais dos trabalhos de diploma**. Itajubá: Unifei, 2007. Disponível em: <<http://user3169.websitewizard.com/files/unprotected/TCC/TD-Diego-Leister-Renato.pdf>>. Acesso em: 30 nov. 2011.

THIMOTHY, D. *et al.* The Hidden System Costs of Wind Generation in a Deregulated Electricity Market. **The Energy Journal**. International Association for Energy Economics. Cleveland, v. 33, n. 1, p. 161-186. 2012. Periodical. ISSN 0195-6574.